

**YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

93696

**LİNEER OLMAYAN DENGESİZ YÜKLER İÇEREN
ENERJİ SİSTEMLERİNDE ÜÇ FAZLI HARMONİK
YÜK AKIŞI ANALİZİ VE SİMULASYONU**

Elek. Yük. Müh. Recep YUMURTACI

**F.B.E. Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalında
Hazırlanan**

DOKTORA TEZİ

Tez Savunma Tarihi : 10 Nisan 2000

Tez Danışmanı

: Doç. Dr. Celal KOCATEPE (Y.T.Ü.)

Jüri Üyeleri

: Prof. Dr. İrfan GÜNEY (M.Ü.)

: Prof. Dr. Semra ÖZTÜRK (KOÜ.)

**T.C. YÜKSEKÖĞRETİM KURULU
DOKÜMANTASYON MERKEZİ**

İSTANBUL, 2000

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ	v
KISALTMA LİSTESİ	vii
ŞEKİL LİSTESİ	viii
ÇİZELGE LİSTESİ	ix
ÖNSÖZ	x
ÖZET	xi
ABSTRACT	xii
1. GİRİŞ	1
2. GÜÇ SİSTEMLERİNDE SİNÜSOİDAL OLMAYAN ELEKTRİKSEL BÜYÜKLÜKLER İLE İLGİLİ TANIMLAR ve TEMEL BAĞINTILAR	9
2.1 Giriş	9
2.2 Harmoniklerin Matematiksel İfadesi	9
2.3 Fourier Katsayılarının Belirlenmesi	10
2.3.1 Analitik yöntem	10
2.3.2 Ölçme yöntemi	11
2.3.3 Grafik yöntemi	12
2.4 Harmoniklerle İlgili Tanımlar ve Temel Bağıntılar	12
2.4.1 Sinüsoidal olmayan akım ve gerilim dalgaları ile ilgili bağıntılar	13
2.4.2 Bir fazlı sistemde güç ifadeleri	14
2.4.3 Üç fazlı dengesiz sistemlerde eşdeğer görünür güç, eşdeğer akım ve gerilim kavramları	16
3. ÜÇ FAZLI ENERJİ SİSTEMİ ELEMANLARININ FAZ KOORDİNATLARI İLE HARMONİK BAĞIMLI OLARAK MODELLENMESİ	19
3.1 Giriş	19
3.2 Harmonik Kaynakları	19
3.2.1 Konverterler	20
3.2.2 Transformatörler	22
3.2.2.1 Transformatör bağlantı grubunun üç ve üçün katı harmoniklere etkisi	24
3.2.3 Ark fırınları	25
3.2.4 Gaz deşarjı prensibi ile çalışan aydınlatma elemanları	26
3.3 Harmoniklerin Enerji Sistemine Etkileri	26
3.3.1 Direncin, endüktif ve kapasitif reaktansın harmoniklere bağlı olarak değişimi	28
3.3.2 Harmoniklerin kayıplara etkisi	31

3.4	Üç Fazlı Elektrik Güç Sistemi Elemanlarının Faz Koordinatları ile Harmoniklere Bağımlı Olarak Modellenmesi	32
3.4.1	Senkron generatörün modellenmesi	33
3.4.2	Transformatörlerin modellenmesi	37
3.4.2.1	Bir fazlı transformatörün modellenmesi	37
3.4.2.2	Üç fazlı transformatör modelleri	38
3.4.2.2.1	Üç fazlı transformatörün faz koordinatları ile modellenmesi	38
3.4.2.2.2	Üç fazlı transformatörün simetrik bileşenler ile modellenmesi	40
3.4.2.2.3	Yıldız-üçgen bağlı transformatörlerde faz kayması	42
3.4.3	İletim hatlarının modellenmesi	43
3.4.4	Paralel elemanların modellenmesi	51
3.4.5	Seri elemanların modellenmesi	53
3.4.6	Pasif yüklerin modellenmesi	54
4.	DENGELİ ve DENGESİZ LİNEER YÜKLER İÇEREN ENERJİ SİSTEMLERİNDE YÜK AKIŞI	56
4.1	Giriş	56
4.2	Dengeli Sistemlerde Yük Akışı	56
4.2.1	Dengeli sistemlerde Newton-Raphson yöntemi ile yük akışı algoritması	56
4.2.2	Jakobyen matrisi elemanlarına ait bağıntılar	60
4.2.3	Gerilim kontrollü baralar (PV baraları)	61
4.3	Dengesiz Üç Fazlı Lineer Yükler İçeren Sistemlerde Yük Akışı	62
4.3.1	Bara tipleri	62
4.3.1.1	Yük baraları	63
4.3.1.2	Generatör baraları	63
4.3.1.2.1	Generatör uç (terminal) baraları	63
4.3.1.2.2	Generatör iç (internal) baraları	63
4.3.1.3	Salınım barası	64
4.3.2	Üç fazlı dengesiz yük akışı algoritması	65
4.3.2.1	Jakobyen matrisinin oluşturulması	69
5.	DENGELİ ve DENGESİZ NONLİNEER YÜKLER İÇEREN ENERJİ SİSTEMLERDE HARMONİK YÜK AKIŞI	75
5.1	Giriş	75
5.2	Dengeli Sistemlerde Harmonik Yük Akışı	76
5.2.1	Harmonik yük akışı algoritması	77
5.3	Üç Fazlı Dengesiz Nonlineer Yükler İçeren Elektrik Güç Sistemleri için Önerilen Üç Fazlı Harmonik Yük Akışı	85
5.3.1	Bara tipleri ve baraların numaralandırılması	86
5.3.2	Üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı algoritması	88
5.3.2.1	Jakobyen matrisinin oluşturulması	96
6.	SAYISAL UYGULAMA	110
7.	SONUÇLAR ve ÖNERİLER	122
	KAYNAKLAR	129

EKLER.....	139
Ek 1 Sayısal uygulama sonuçları.....	139
Ek 2 Üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı bilgisayar programı yazılımı.....	212
Ek 3 Bir fazlı yarı kontrollü doğrultucuların nonlinear yük olarak incelenmesi.....	239
Ek 4 Harmoniklerin faz sırası.....	243
Ek 5 Per-unit değerler.....	245
ÖZGEÇMİŞ	247



SİMGE LİSTESİ

c_n	Fourier serisi n. bileşen katsayısı
D	Distorsiyon gücü
DF_I	Akım için distorsiyon faktörü
DF_v	Gerilim için distorsiyon faktörü
f	Frekans
f_1	Temel frekans
$\dot{g}_k^{p(h)}$	k. baranın p. fazında h. harmonik yük akımı (Fazör büyüklük)
$g_{k,r}^{p(h)}$	k. baranın p. fazında h. harmonik aktif yük akımı
$g_{k,i}^{p(h)}$	k. baranın p. fazında h. harmonik reaktif yük akımı
h	Harmonik mertebesi
$\dot{I}_k^{p(h)}$	k. baranın p. fazında h. harmonik hat akımı (Fazör büyüklük)
$I_{k,r}^{p(h)}$	k. baranın p. fazında h. harmonik aktif hat akımı
$I_{k,i}^{p(h)}$	k. baranın p. fazında h. harmonik reaktif hat akımı
I_d	Konverterin dc yük akımı
$\Delta I^{(h)}$	h. harmoniğe ilişkin akım hata vektörü
I_μ	Mıknatıslama akımı
J	Jakobyen matrisi
$k_1(h)$	h. harmonik frekansında deri etkisinin hesabı için bir katsayı
$k_2(h)$	h. harmonik frekansında deri etkisinin hesabı için bir katsayı
ΔM	Hata matrisi (vektörü)
m	Bara sıralanışında ilk nonlinear bara
n_g	Generatör sayısı
n_n	Nonlinear yük sayısı
n_b	Generatör iç baraları hariç toplam bara sayısı
n	Generatör iç baraları dahil toplam bara sayısı
N	Maksimum harmonik derecesi
N_h	Temel bileşen dahil gözönüne alınan harmonik sayısı
$P_i^{p(h)}$	i. baranın p fazındaki yükün h. harmonik aktif gücü
ΔP	Aktif güç hata matrisi
P_k	Kayıp güç
p	Tristörlü konverterde darbe sayısı

$Q_i^{p(h)}$	i. baranın p fazındaki yükün h. harmonik reaktif gücü
ΔQ	Reaktif güç hata matrisi
$R^{(h)}$	h. harmonik için omik direnç
r_{dc}	Doğru akım direnci
THD_I	Akım için toplam harmonik distorsiyonu
THD_V	Gerilim için toplam harmonik distorsiyonu
V	Gerilim değeri (Efektif)
$\dot{V}_k^{p(h)}$	k. baranın p. fazının h. harmonik gerilimi (Fazör büyüklük)
$V_k^{p(h)}$	k. baranın p. fazının h. harmonik geriliminin mutlak değeri (Efektif değer)
X	Reaktans
Y	Admitans
$Y_{ik}^{pq(h)}$	Admitans matrisinin i. baranın p. fazı ile k. baranın q. fazı arasındaki elemanın h. harmonik frekansındaki değeri
Y_π	İletim hattına ilişkin π eşdeğer admitansı
Z	Empedans
Z_C	Karakteristik empedans
Z_π	İletim hattına ilişkin π eşdeğer empedansı
Δ	Fark operatörü (hata gösterim vektörü)
$\delta_i^{p(h)}$	i. Baranın p. fazının h. harmonik geriliminin faz açısı
$\theta_{ik}^{pq(h)}$	Admitans matrisinin i. baranın p. fazı ile k. baranın q. fazı arasındaki elemanın h. harmonik frekansındaki açısı
ϕ_n	Fourier serisi n. bileşen faz açısı

KISALTMA LİSTESİ

CF	Crest Factor
DF	Distortion Factor
FFT	Fast Fourier Transform
IEE	Institute of Electrical Engineers (England)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (U.S.A)
PF	Power Factor
pu	Per-unit
THD	Total Harmonic Distortion



ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 3.1 Üç fazlı 6 darbeli konverter (Yarı kontrollu doğrultucu).....	21
Şekil 3.2 Üç fazlı 12 darbeli konverter (Yarı kontrollu doğrultucu).....	22
Şekil 3.3 Yıldız/yıldız bağlı ve yıldız/üçgen bağlı transformatörlerde üç ve üçün katı harmonik akımlarının yönü.....	25
Şekil 3.4 Yük akış çalışmaları için geliştirilen generatör modeli.....	34
Şekil 3.5 Senkron generatörün faz koordinatları ile modellenmesi (Temel bileşen için).....	35
Şekil 3.6 Senkron generatörün faz koordinatları ile modellenmesi (h. harmonik için).....	35
Şekil 3.7 Transformatörün eşdeğer devresi ve dengeli güç akış analizinde kullanılan eşdeğeri.....	37
Şekil 3.8 Harmonik yük akışında Grady (1983) tarafından kullanılan transformatör modeli	37
Şekil 3.9 İki sargılı üç fazlı transformatörün karşılıklı kuplajlı iki bobin şeklinde modellenmesi	39
Şekil 3.10 Üç fazlı ortak çekirdekli transformatör.....	40
Şekil 3.11 Ortak çekirdekli yıldız/üçgen bağlı üç fazlı transformatörün düğüm admitans modeli.....	42
Şekil 3.12 Yıldız-Üçgen bağlı üç fazlı transformatörün sargı bağlantı şeması.....	42
Şekil 3.13 Yıldız-Üçgen bağlı üç fazlı transformatörde primer ve sekonder gerilimleri arasındaki faz kayması.....	43
Şekil 3.14 h. harmonik için iletim hattının nominal- π modeli ve h. harmonik için iletim hattının eşdeğer- π modeli	44
Şekil 3.15 Üç fazlı iletim hattının h. harmonik bileşeni için toplu parametrelili π modeli.....	45
Şekil 3.16 Üç fazlı iletim hattının Şekil 3.15 'de verilen modelinin matris eşdeğeri.....	49
Şekil 3.17 Paralel elemanın modellenmesi.....	52
Şekil 3.18 Üç fazlı seri elemanın faz koordinatları modeli (h. harmonik için).....	53
Şekil 3.19 Dengeli lineer yüklerin modellenmesi.....	54
Şekil 3.20 Üç fazlı pasif yük.....	55
Şekil 3.21 Pasif yük modelleri.....	55
Şekil 6.1 Örnek sistem.....	110
Şekil E3.1 Bir fazlı yarı kontrollu doğrultucu.....	239
Şekil E3.2 Bir fazlı yarı kontrollu doğrultucunun gerilim ve akım dalga şekilleri.....	239

ÇİZELGE LİSTESİ

Çizelge 3.1	Bir dağıtım transformatörünün harmonik spektrumu.....	21
Çizelge 3.2	Magnetik balastlı bir floresant lamba akımının harmonik spektrumu.....	26
Çizelge 3.3	Çeşitli ülkelerin harmonik standartları.....	28
Çizelge 3.4	Devre elemanlarının frekans bağımlı eşdeğerleri.....	31
Çizelge 3.5	Faz koordinatları ile transformatör admitans matrisinin oluşturulmasında kullanılan karakteristik alt matrisler.....	39
Çizelge 3.6	Transformatör bağlantı grubuna göre faz kayması.....	43
Çizelge 3.7	Pasif yük modellerindeki direnç ve reaktans bağıntıları.....	55
Çizelge 4.1	Baraların numaralandırılması.....	64
Çizelge 5.1	Harmonik yük akışı analizine uygun olarak baraların numaralandırılması.....	76
Çizelge 5.2	Bara tipleri ve numaralandırılması.....	87
Çizelge 5.3	(5.74) - (5.77) denklemlerindeki bara numaralarının tanım aralıkları.....	101
Çizelge 6.1	Hatların karakteristik değerleri.....	111
Çizelge 6.2	Transformatörlerin karakteristik değerleri.....	111
Çizelge 6.3	Generatörlerin karakteristik değerleri.....	112
Çizelge 6.4	Baralardaki yüklerin aktif ve reaktif güç değerleri.....	112
Çizelge 6.5	Sayısal uygulamanın yapıldığı örnek sistemde üç fazlı harmonik yük akış analizlerinin gerçekleştirildiği çeşitli çalışma durumları.....	114
Çizelge 6.6	$V^{(1)}$ ve THD_v değerlerinin MOD1 sonuçları ile karşılaştırılması (MOD2).....	115
Çizelge 6.7	$V^{(1)}$ ve THD_v değerlerinin MOD1 sonuçları ile karşılaştırılması (MOD3).....	116
Çizelge 6.8	$V^{(1)}$ ve THD_v değerlerinin MOD1 sonuçları ile karşılaştırılması (MOD4).....	117
Çizelge 6.9	$V^{(1)}$ ve THD_v değerlerinin MOD1 sonuçları ile karşılaştırılması (MOD5).....	117
Çizelge 6.10	$V^{(1)}$ ve THD_v değerlerinin MOD1 sonuçları ile karşılaştırılması (MOD6).....	118
Çizelge 6.11	$V^{(1)}$ ve THD_v değerlerinin MOD1 sonuçları ile karşılaştırılması (MOD7).....	119
Çizelge 6.12	$V^{(1)}$ ve THD_v değerlerinin MOD1 sonuçları ile karşılaştırılması (MOD8).....	119
Çizelge 6.13	Örnek sistem hatlarındaki güç kayıpları toplamaları.....	120

ÖNSÖZ

Son yıllarda artan enerji ihtiyacını karşılamak üzere iletim sistemlerinde çok yüksek gerilimli (EHV) transpoze edilmemiş hatların kullanımının artması, yüklerin bir fazlı havai hat üzerinden beslendiği elektrikli demiryolu ulaşımının yaygınlaşması ve şebekeden dengesiz akım çeken büyük güçlü ark fırınlarının sayısının gittikçe artması gibi nedenlerle şebeke asimetrik ve sistem dengesiz yüklü hale gelmektedir. Bu durum sistemin tek faz eşdeğerinin esas alınması ile gerçekleştirilen yük akışı analizinin yerine güç sistemi elemanlarının üç fazlı olarak modellendiği “üç fazlı yük akışı analizi”nin yapılmasını gerektirmektedir. Ayrıca elektrikli ulaşım sistemlerinde kullanılan büyük güçlü bir fazlı doğrultucuların, sanayi tesislerinde kullanılan ark fırınlarının ve bunun gibi diğer dengesiz nonlinear yüklerin güç sistemine dengesiz harmonik bileşenleri enjekte etmeleri sebebiyle böyle bir sistemde harmoniklerin dengesiz olduğu gözönüne alınarak, harmonik yük akışının da üç fazlı olarak yapılması daha gerçekçi sonuçlar elde edilmesi bakımından uygun olacaktır.

Yukarıda kısaca bahsedilen, lineer olmayan yükler içeren enerji sistemlerinde şebekenin ve yüklerin dengesizliği sebebiyle ortaya çıkan sorunların çözümüne katkıda bulunabilmek amacı ile yapılan bu çalışmada, güç sistemi elemanları faz koordinatları ile harmonik bağımlı olarak üç fazlı modellenmiş, akım-gerilim karakteristiği lineer olmayan enerji sistemi elemanlarının dengesiz olması durumu gözönüne alınarak üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı analizi gerçekleştirilmiştir. Ortaya konulan üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı algoritmasına uygun olarak MATLAB paket programından yararlanarak bir bilgisayar yazılımı hazırlanmıştır.

Çalışmalarım sırasında yakın ilgilerini gördüğüm, çalışmalarımı yönlendiren danışman hocam Sayın Doç. Dr. Celal KOCATEPE' ye, lisanslı MATLAB programını kullanmama izin veren İ.T.Ü. Uçak ve Uzay Bilimleri Fakültesi öğretim üyesi Sayın Doç.Dr. Ramazan TAŞALTIN'a ve her zaman çalışmalarına sabır ve hoşgörü ile destek olan sevgili eşime teşekkürü bir borç bilirim.

ÖZET

Enerji sistemlerinde gerilim-akım karakteristiği lineer olmayan elemanlar sebebiyle gerilim ve akımın dalga şekli bozularak sinüs formundan uzaklaşmaktadır. Fourier analizi yardımıyla, bozulmuş dalga biçimleri, temel frekans bileşeni ve frekansı temel frekansın tam katlarına denk olan harmonik bileşenleri cinsinden ifade edilebilir. Harmonikler sinüsoidal dalga biçiminin bozulması ile ortaya çıkar. Enerji sistemlerinde doğrultucular, eviriciler, ark fırınları, HVDC sistemleri, statik VAR sistemleri... tipik harmonik kaynağı örnekleridir. Harmonik distorsiyonunun enerji sistemleri üzerindeki etkileri ise ek kayıplar, rezonans olayları, dielektrik zorlanması, ölçme, koruma ve kontrol sistemlerinin hatalı çalışması vb. şeklinde özetlenebilir. Bu etkileri araştırmak ve harmonikleri süzmek için gerekli filtre sistemlerinin tasarımını gerçekleştirmek için kullanılacak veriler harmonik yük akışı analizi ile elde edilebilir. Üç fazlı güç sisteminin dengesiz olması halinde, güç sistem elemanları üç fazlı olarak modellenmeli ve harmonik analizi üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı ile yapılmalıdır.

Bu tez çalışmasında üç fazlı güç sistemi elemanları faz koordinatları ile harmonik bağımlı olarak modellenmiş ve “üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı analizi” gerçekleştirilmiştir. Bu analizde, Newton-Raphson yöntemine dayalı, dengesiz sistemler için üç fazlı yük akışı analizi ile dengeli sistemler için yine Newton-Raphson yöntemine dayalı harmonik yük akışı tekniğinin sentezinden yararlanılmıştır.

Çalışmanın birinci bölümünde bu konu ile ilgili önceki çalışmalar açıklanmış, yapılan çalışma kısaca tanıtılmıştır. İkinci bölümde, harmonik analizi ile ilgili olarak Fourier katsayılarının bulunmasına yönelik yöntemler tanıtıldıktan sonra güç sistemlerindeki sinüsoidal olmayan elektriksel büyüklükler ile ilgili tanımlar ve bağıntılar verilmiştir. Üçüncü bölümde ise harmonik kaynakları ve harmoniklerin güç sistemi üzerindeki etkileri hakkında bilgi verilmiş, üç fazlı güç sistemi elemanlarının faz koordinatları ile harmonik bağımlı olarak üç fazlı modellenmesi açıklanmıştır. Dördüncü bölümde, dengeli sistemler için bilinen geleneksel yük akışı algoritması ile üç fazlı dengesiz sistemler için üç fazlı yük akışı algoritması, ilgili bağıntılar çıkarılarak açıklanmıştır. Beşinci bölümde, üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı algoritması daha önceki bölümlerde verilen modellemeler ve geliştirilen matematiksel bağıntılar kullanılarak ortaya konulmuştur.

Sayısal uygulama bölümünde, lineer ve nonlinear yükleri içeren 23 baralı bir güç sistemi gözönüne alınmıştır. Bilgisayar ile yapılan analiz için, güç sisteminin, lineer ve nonlinear yüklerin dengeli ve dengesiz olduğu çeşitli çalışma durumları öngörülmüştür. Önerilen üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı algoritmasına uygun olarak bir bilgisayar programı yazılımı gerçekleştirilmiştir. Örnek sistem üzerinde gözönüne alınan çalışma durumları için bu programdan elde edilen simülasyon sonuçları ile bilgisayar programı yazılımı ekte verilmiştir. Elde edilen tüm sonuçlar irdelenerek değerlendirilmiş ve önerilere yer verilmiştir.

Anahtar Kelimeler: Harmonikler, dengesiz yük akışı, dengesiz güç sistemi, distorsiyon, nonlinear yük, yazılım.

ABSTRACT

Current and voltage characteristics in power systems are distorted because of nonlinear elements. In this case, current and voltage waveforms differ from sinusoidal form. By using Fourier analysis, distorted waveforms can be defined with their fundamental frequency component and harmonic components which have times of fundamental frequency. Harmonics arise from distortion of sinusoidal waveform. In power systems, the typical examples of harmonic sources are rectifiers, inverters, arc furnaces, HVDC systems, static VAR systems. The effects of harmonics in power systems are additional losses, resonance events, dielectric stress, faulty operations in measurement, control and protection systems etc. The data used to investigate above effects and to design filter system which is necessary to filter harmonics can be obtained from harmonic load flow. In case of unbalanced three-phase power system, power system components are modelled as three-phase and harmonic analysis are performed with unbalanced three-phase harmonic load flow.

In this thesis, three-phase power system components are modelled with phase coordinates as harmonic dependent and three-phase unbalanced harmonic load flow analysis is performed. Three-phase unbalanced harmonic load flow algorithm is performed by combination of three-phase unbalanced load flow algorithm for linear loads and balanced harmonic load flow algorithm. Both of these algorithms are based on Newton-Raphson Method.

In the first chapter of this study, previous studies and the developed algorithm are explained. The methods to obtain Fourier coefficients for harmonic analysis and general mathematical definitions for nonsinusoidal electrical quantities are given in the second chapter. In the third chapter, harmonic sources and their effects on power systems are explained and three-phase modelling of power system components as harmonic dependent with phase coordinates are performed. In the fourth chapter, related expressions for balanced and unbalanced load flow are derived. In the fifth chapter, three-phase unbalanced harmonic load flow algorithm based on given modelling and developed mathematical expressions is achieved.

In the numerical illustration, a 23-bus sample power system including linear and nonlinear loads is considered. For computer analysis, different operation modes including balanced and unbalanced cases of linear and nonlinear loads of power system are proposed. A computer programme is written based on proposed three-phase unbalanced harmonic load flow algorithm. The simulation results obtained this programme for proposed operation modes and computer programme software are given in the Appendix. Finally, overall conclusions are discussed and new considerations are given.

Keywords: Harmonics, unbalanced load flow, unbalanced power system, distortion, nonlinear load, software.

1. GİRİŞ

Bir elektrik güç sisteminde tüketiciye verilecek gerilimin dalga şekli tam sinüs formunda olmalı ve bu gerilim belirli bir seviyede, tek ve sabit frekansta olmalıdır. Üretim, iletim, dağıtım ve tüketim tesislerinden oluşan güç sisteminde gerilimin dalga şeklinin sinüs formunda olması ancak güç sistemindeki tüm elemanların gerilim-akım (V-I) karakteristiklerinin doğrusal (lineer) olması ile mümkündür. Ancak sistemdeki bazı elemanların akım-gerilim karakteristikleri lineer olmadığı için bu elemanlar nonlinear (lineer olmayan) elemanlar olarak adlandırılır. Transformatör, doğru akımla enerji iletim (HVDC) sistemi, statik VAR sistemi, doğrultucu, evirici, direkt frekans çeviricisi, ark fırını, alternatif akım kıyıcısı, anahtarlama güç kaynağı ve ark prensibi ile çalışan aydınlatma elemanları güç sistemlerindeki nonlinear elemanlara örnek olarak verilebilir. Bu elemanların karakteristiklerinin lineer olmamasının sebepleri, demir çekirdekli elektrik makinalarının magnetik çekirdeklerinin doymaya girmesi, ark prensibi ile çalışan cihaz ve tesislerde ark olayının negatif direnç özelliği göstermesi, tristör, triyak, GTO gibi yarı-iletken güç elektroniği elemanlarının kullanıldığı devrelerde ise bu elemanların doğrultma ve anahtarlama özelliğinden yararlanılarak sinüsoidal dalganın bazı kısımlarının kırılması olarak açıklanabilir. Güç sistemindeki nonlinear elemanlar akım ve gerilimin dalga şeklinin bozulmasına, tam sinüs formundan sapmasına neden olurlar. Sinüs formundan sapma harmonik bileşenlerin ortaya çıkması ile ifade edilir.

Sinüsoidal olmayan, bozulmuş sinüs formundaki akım veya gerilim dalgaları Fourier serisine açıldığında (varsa) bir doğru bileşen ile frekansı temel frekansa denk olan bir temel bileşen ve frekansı temel frekansın tam katları olan “harmonikler” olarak tanımlanan bileşenlerin toplamı olarak ifade edilebilir (Dugan vd., 1996).

Elektrik enerjisinin üretimi, iletimi, dağıtımı ve tüketimi aşamasında harmoniklerin ortaya çıkması istenen bir durum olmamasına rağmen çoğu işletmede harmoniklerin oluşumu kaçınılmazdır. Nonlinear yükler sebebiyle oluşan ve şebekeye yayılan harmonik akım bileşenleri devrelerini sistemdeki diğer elemanlar üzerinden tamamlayarak harmonik gerilimlerini meydana getirirler. Harmonik gerilimleri, nonlinear yükün meydana getirdiği harmonik akımlarına, sistemdeki diğer yüklere ve şebeke parametrelerine doğrudan doğruya bağlıdır. Harmonikler güç sistem elemanlarını ve tesislerini aşırı yükleyerek ek kayıplara ve aşırı ısınmaya neden olmaktadır. Ayrıca rezonans olaylarına da yol açarak işletmenin devamını imkansız hale getirmektedir. Bunun dışında harmonikler kondansatörlerde dielektrik

zorlanması, döner alan makinalarında moment salınımları gibi birçok problemlere sebep olmaktadır. Bu yüzden güç sistemlerinde harmoniklerin meydana gelmemesi için, ilk aşama olarak önlemler düşünülüp kurulacak olan tesisler buna göre tasarlanır. Ancak buna rağmen işletmede ortaya çıkan harmonikler için, bunları etkisiz hale getirme işlemi ikinci aşamada uygun filtre sistemleri kullanılarak gerçekleştirilebilir.

Harmonik bileşenlerini belirli bir seviyenin altına indirecek olan filtre sistemlerinin tasarımını gerçekleştirmek, ekonomik yönden harmoniklerin işletmeye kayıplar sebebiyle getirdiği ek maliyeti belirleyebilmek ve harmoniklerin güç sistemindeki etkilerini araştırabilmek için harmoniklerle ilgili veriler gereklidir. Bu veriler “harmonik yük akış analizi” gerçekleştirilerek elde edilebilir. Harmonik yük akış analizinin ilk aşaması, nonlinear yüklerin de temel bileşen büyüklükleri yardımıyla lineer yükler olarak gözönüne alındığı ve kısaca “yük akışı” olarak da tanımlanan lineer yük akışıdır. Yük akışı için öncelikle güç sistemi elemanlarının modellenmesi gerekir. Şebekenin ve yüklerin dengeli olması halinde, yük akışının güç sisteminin tek faz eşdeğerine göre yapılması yeterli olmaktadır. Ancak güç sisteminde dengesizlik olması halinde güç sistem elemanlarının üç fazlı olarak modellenmesi ve yük akışının üç fazlı olarak yapılması gerekir (El-Abiad ve Tarsi, 1967; Wasley vd., 1974; Birt vd., 1976, Arrillaga ve Harker, 1978; Laughton, 1980; Chen vd., 1990; Garcia ve Zago, 1996).

1950’li yıllardan itibaren enerji talebinin gittikçe artması hidrolik santrallerden daha yüksek gerilim ile daha uzun mesafelere enerji iletimini zorunlu hale getirmiştir. Uzun iletim hatlarında simetri sağlamak için belirli mesafelerde hat iletkenlerinin çaprazlanması (transpoze edilmesi) işleminin maliyetinin yüksek olması nedeniyle terk edilmesi veya sadece hattın bir kısmında bu işlemin yapılması iletim hatlarının asimetric (dengesiz) olmasına neden olmaktadır (Wasley vd., 1974). Bu tarihlerden itibaren dengeli yük akışı analizi yetersiz kalmaya başlamış, sistemin üç fazlı olarak modellenmesine ve üç fazlı yük akış analizine ihtiyaç duyulmuştur. Transpoze edilmemiş iletim hatlarının simetric bileşenler ile modellenerek hatların dengesizliğinin incelendiği birkaç çalışmadan (Gross ve Weston, 1951; Lawrence ve Povejsil, 1952; Gross vd., 1959; Hesse, 1965) sonra literatürde göze çarpan ilk üç fazlı yük akışı analizi El-Abiad ve Tarsi (1967) tarafından gerçekleştirilmiştir. Bu yaklaşımda güç sistem elemanları simetric bileşenler yöntemi ile matris formunda modellenmiş, geleneksel yük akışındaki modellemekten farklı olarak generatör admitansının da dikkate alındığı yeni bir generatör modeli geliştirilmiş olup analiz Gauss Zbara iteratif yöntemi ile yapılmıştır. Diğer iki çalışmada çok fazlı şebekelerde arıza analizini

gerçekleştirmek üzere güç sistem elemanları faz koordinatları ile üç fazlı olarak modellenmiştir (Laughton, 1968, 1969). Bu çalışmayı izleyen diğer bir modelleme çalışması, bugün de hala kabul gören ve bu konudaki çalışmaların çoğuna referans olan Chen ve Dillon' un çalışmasıdır. Chen ve Dillon (1974) güç sistem elemanlarını üç fazlı olarak faz koordinatları ve simetrik bileşenler ile ayrı ayrı modellemiş, bunlara ait empedans ve admitans matrislerini vermiş ve bunların birbirine dönüşümünü göstermiştir. Daha sonraki yük akış çalışmalarında şebekenin simetrik olmaması halinde simetrik bileşenler yönteminin bir avantaj sağlamaması nedeniyle üç fazlı modellemede faz koordinatları tercih edilmiş, üç fazlı yük akışı daha hızlı yakınsama sağlayan Newton-Raphson yöntemi ile gerçekleştirilmiştir (Wasley vd., 1974; Birt vd., 1976). Bunu izleyen diğer bir çalışmada güç sisteminin faz koordinatları ile modellendiği ve üç fazlı yük akış analizi için Gauss-Seidel yönteminin kullanıldığı görülmektedir (Laughton ve Saleh, 1980). Bu modellemelerden yararlanılarak transpoze edilmemiş iletim hatlarında elektromagnetik ve endüktif dengesizliği analiz etmek üzere, üç fazlı iletim hatları koruma iletkeni de dikkate alınarak faz koordinatları ile modellenmiştir (Badawy vd., 1982a, 1982b). Newton-Raphson yöntemine dayalı üç fazlı yük akış analizinde jakobyen matris boyutlarının büyük olmasının bilgisayarda bellek yetersizliğine ve işlem hızının düşük olmasına sebep olması çalışmaları aktif ve reaktif güç hata vektörlerinin birbirinden ayrı jakobyen matrislerle algoritmaya dahil edildiği hızlı ayrık yük akış tekniğine yöneltmiştir (Arrillaga ve Harker, 1978; Arrillaga ve Arnold, 1990; Garcia ve Zago, 1996). Diğer bir modelleme çalışmasında dağıtım ve demiryolu tesisleri dikkate alınarak, Yıldız-zigzag, üçgen-zigzag, Scott bağlantı gibi farklı bağlantılı transformatörler faz koordinatları ile modellenmiştir (Saleh ve Laughton, 1985). Güç sisteminin faz koordinatları ile modellenmesine alternatif bir yaklaşımda güç sistemi simetrik bileşenler ile modellenmiş, sequence eşdeğer devreleri birbirine bağlı olarak ifade edilmiş ve Newton-Raphson yöntemi ile üç fazlı yük akışı analizi yapılmıştır (Zhang ve Chen, 1994). Ancak bu modellemede sequence eşdeğer devrelerinin birbirinden bağımsız olmaması nedeniyle bu yaklaşım yeterince kabul görmemiş, sonraki çalışmalarda güç sisteminin modellenmesinde faz koordinatları tercih edilmiştir (Garcia ve Zago, 1996, Berman ve Xu, 1998). Makram vd. tarafından yapılan çalışmalarda arıza analizi için dengesiz üç fazlı güç sisteminin faz koordinatları ile modellenebileceği (Makram ve Girgis, 1987, 1988) bu modellerden yararlanılarak büyük güçlü dengesiz dağıtım sistemlerinin kararlılık analizinin yapılabileceği (Makram vd., 1989a) ve üç fazlı dengesiz sistemin transient analizi için sistemin bara admitans matrisinin faz koordinatları ile frekans domeninde elde edilebileceği gösterilmiştir (Makram vd., 1989b). Chen vd. (1990) tarafından üç fazlı dengesiz sistemler için önerilen bir karma (hybrid) yük akış algoritmasında, Zbara ve Ybara Gauss iteratif teknikleri birlikte

kullanılarak bu yöntemlerin ayrı ayrı kullanılmasına göre daha iyi sonuçlar verdiği ifade edilmiştir. Dağıtım sistemindeki kojenerasyon tesisleri ile ilgili bir çalışmada, kojeneratör ve transformatör modelleri; elemanların norton eşdeğer devresi, transformatörlerin admitanslarının matris formunda ifadesi, transformatörün kayıpları, bağlantı grubu, primer ve sekonder sargılar arasındaki faz kayması ve transformatör ayar kademeleri dikkate alınarak detaylı olarak verilmiştir (Chen vd., 1991). Yüksek hızlı elektrikli trenler için tesis edilmiş demiryolu elektrifikasyon tesislerinde kullanılan Scott bağlantısı, V bağlantısı, Le Blanc bağlantısı gibi özel bağlantı gruplarına sahip besleme transformatörleri için sistemdeki dengesizliği analiz etmek üzere yeni modeller geliştirilmiştir (Chen ve Kuo, 1995; Chen ve Guo, 1996). Dengesiz güç sisteminin arıza analizi için uygun programlama teknikleri kullanılarak üç fazlı sistemin modellenmesinde faz koordinatlarının kullanılmasının klasik simetrik bileşenler yöntemine göre tercih edilebileceği böylece çok fazlı sistemlerin kolayca analiz edilebileceği Berman ve Xu (1998) tarafından iddia edilmiştir. Çok fazlı iletim hatlarının yüksek frekanslar için kaskad π devreleriyle modellenebileceği Tavares vd. (1999) tarafından önerilmiştir.

Güç sistemlerinde harmoniklerle ilgili araştırmalar yirminci yüzyılın başlarında o zamanların başlıca harmonik kaynağı olan transformatörler üzerinde yoğunlaşmış, transformatörün nonlineer karakteristikli magnetik devresi ve bu devre tarafından üretilen harmonikler ile yıldız-üçgen bağlamada üç ve üçün katı harmoniklerin durumu ele alınmıştır (Clinker, 1914; Curtis, 1914). İkinci Dünya savaşı sonrasında yarıiletken teknolojisindeki gelişmeyle birlikte doğrultucuların kullanımı artmış, günümüzde bile hala kullanılmakta olan statik dönüştürücülerin harmonik üretimi incelenmiştir (Read, 1945). Güç elektroniği devrelerinde önemli bir yer tutan tristör elemanının keşfiyle birlikte bu elemanın seri ve paralel kombinasyonlarının birlikte kullanımı ile yüksek gerilimli ve büyük güçlü doğrultucu ve evirici yapımı mümkün olmuştur. Bunun üzerine doğru akım ile enerji iletim sistemleri üzerine geniş kapsamlı bir araştırma yapılarak HVDC sistemlerinin temel elemanları olan doğrultucu ve eviricilerin çalışma karakteristikleri ilk defa Kimbark tarafından ortaya konulmuştur (Kimbark, 1971). Büyük güçlü dönüştürücüler için filtre tasarımına yönelik yöntemler tanıtılmıştır (Dewan ve Segsworth, 1970; Ametani, 1972, 1976; Gonzales ve McCall, 1987). Akım ve gerilim distorsiyonu sebebiyle enerji maliyetindeki artış Linders tarafından araştırılmıştır (Linders, 1979). Nonlineer karakteristikli, gaz deşarjı prensibine göre çalışan aydınlatma elemanlarının harmonik kaynağı olarak ele alındığı çalışmalar, floresant lambaların modellenmesi (Waymouth, 1971), civa ve yüksek basınçlı sodyum buharlı lambaların modellenmesi (Herrick, 1980), şehir aydınlatmasında kullanılan gaz deşarjlı

aydınlatma lambalarının harmonik distorsiyonunun belirlenmesi ve güç faktörünün düzeltilmesi (Rios vd., 1996), üç fazlı floresant lamba sistemlerinde harmonik akımlarının eliminasyonu için filtre tasarımları ve testleri (Mielczarski vd., 1999) şeklinde özetlenebilir.

Literatürde geniş bir yer tutan, harmoniklerle ilgili çalışma konularından birisi de sinüsoidal olmayan elektriksel büyüklüklerin bulunduğu sistemlerde akım, gerilim ve güç bağıntıları ve bunların tanımlanması, fiziksel anlamlarının ifade edilmesidir (Shepherd ve Zand, 1979; Kusters ve Moore, 1980; Page, 1980; Czarnecki, 1983, 1984, 1987, Cox ve Baghzouz, 1990; Emanuel, 1990; Emanuel ve Czarnecki, 1990; Czarnecki, 1991; Ferrero ve Furga, 1991; Filipinski, 1991; Sharon, 1996). Bu çalışmalarda özellikle distorsiyon gücü ve bu gücün reaktif güç ile ilişkisi tartışılmış, bu tartışmaları geçici bir ara karara bağlamak üzere IEEE tarafından bir komisyon kurulmuş (IEEE Working Group on Nonsinusoidal Situations, 1996) bu komisyon tarafından akımın distorsiyon gücü, gerilimin distorsiyon gücü, nonaktif güç ve nonreaktif güç vb. tanımlar yapılmış ancak bu kavramlar üzerinde tam bir fikir birliği sağlanamamıştır. Bu konudaki son çalışmalarda lineer ve nonlinear elektrik devrelerinde güç ifadelerinin zaman domeninde tanımlandığı (Cohen vd, 1999), üç fazlı sistemler için diğer yaklaşımlardan farklı görünür güç ifade ve tanımlarının önerildiği (Emanuel, 1999) görülmektedir.

Güç sistemlerindeki nonlinear yüklerin sayılarının ve güçlerinin gittikçe artması sebebiyle artık modern güç sistemlerinde harmonik yük akış analizinin yapılması zorunlu olmuştur. Harmonik yük akış analizi sonucunda;

- Filtre tasarımı yapılacak harmonik bileşenlerinin genlik, faz açısı ve frekanslarının belirlenmesi için,
- Ulaşılabilecek en düşük harmonik distorsiyonu ile çalışmak için,
- Hatlarda ve fiderlerde akan harmonik akımlarının dağılışının ve buna bağlı olarak da hat ve fider ek kayıplarının ve dolayısıyla transformatörlerin ek yüklenmesinin belirlenmesi için,
- Şebeke dengesizliklerinin etkilerinin ortaya konulması için,
- İleriki yıllarda sisteme ilave edilecek olan nonlinear yüklerin tüm sistem üzerindeki etkilerini önceden kestirebilmek için etkili ve gerçekçi bir yaklaşım sergilenebilir.

1960'lı yıllarda harmonik üretimi ve analizi ile ilgili çalışmalar bu yılların sonlarına doğru önerilen ve güç sistemindeki en büyük harmonik kaynağı olmaya aday durumdaki (HVDC)

doğru akım ile enerji iletim (HVDC) sistemlerine yöneliktir (Phadke ve Harlow, 1968; Reeve ve Krishnayya, 1968). 1980'li yıllarda lineerleştirilmiş modellemeye dayanan teknikte harmonik kaynakları ideal akım veya gerilim kaynakları olarak modellenmiştir (Pileggi vd., 1981, Mahmoud ve Shultz, 1982). Dağıtım sistemindeki fiderlerin alçak frekans ve yüksek frekans modelleri verilmiştir (McGranaghan vd., 1984). Üç fazlı iletim sistemleri modellenerek harmoniklerin yayılması incelenmiştir (Densem vd., 1984). Temel bileşen ve harmonik güçlerinin güç sistemi ve yük arasındaki akış yönleri bir sayısal uygulama ile yorumlanmıştır (Czarnecki, 1996).

Xia ve Heydt tarafından dengeli sistemler için geliştirilen harmonik yük akışı çözüm tekniği literatürde temel referans kabul edilmiştir (Xia ve Heydt, 1982a, 1982b). Bu yaklaşımda Newton-Raphson yöntemi kullanılmış, nonlinear yük olarak kontrollü doğrultucular incelenmiş ve nonlinear yükler gerilim kontrollü akım kaynakları olarak modellenmiştir. Bu yaklaşıma uygun olarak geliştirilen HARMFLO programı bunu destekleyen diğer çalışmalar ile doğrultucuların yanısıra HVDC sistemlerinin (Song vd., 1984) ve nonlinear rezistif yüklerin (Grady, 1983) ve diğer nonlinear yüklerin (Grady ve Heydt, 1985) de bulunduğu sistemlerin harmonik yük akış analizinde de kullanılabilir. Bu yaklaşımdan yararlanılarak nonlinear endüktör, senkron generatör ve statik kompanzatörün harmonik analizinin yapıldığı çok fazlı harmonik yük akışı gerçekleştirilmiştir (Xu vd., 1990, 1991). Bu çalışmada doğrultucu ve eviricilerin nonlinear yük olarak modellenmemiş olması bu yaklaşımın uygulama alanını kısıtlamaktadır. Bu yaklaşımdan farklı olarak Valcarcel ve Mayordomo (1993) tarafından üç fazlı dengesiz sistemler için bir harmonik yük akış algoritması önerilmiştir. Bu yeni yaklaşımda güç sistemindeki elemanların yıldız noktalarının topraktan yalıtılmış olduğu kabul edilmiş böylece sıfır sequence bileşeni ihmal edilerek şebeke simetrik bileşenler ile modellenmiştir. Sistemdeki yükler üçgen bağlı kabul edilmiş ve bu nedenle yükler için tanımlanan temel bileşen güçleri fazlar arasındaki elemanlara ait değerlerdir. Bu yaklaşımda benimsenen kısıtlamalar pratikteki uygulamalar ile çelişmektedir. Arrillaga ve Callaghan bir HVDC sistemini modelleyerek üç fazlı ac-dc yük akışı analizini gerçekleştirmiştir (Arrillaga ve Callaghan, 1991). Lineer yükler için bilinen optimal yük akış tekniğinden yararlanılarak sistemdeki güç kayıplarını ve harmonik distorsiyonunu minimize etmek üzere önerilen üç fazlı optimal harmonik yük akış algoritması nonlinear yük olarak sadece statik kompanzatörlere uygulanabilmektedir (Chen ve Hong, 1996). Bu çalışmalardan farklı olarak, iletim sistemlerinde harmoniklerin yayılmasını belirlemek için istatistiksel yöntemler (Martinon vd., 1996) kullanılmış ve nonlinear yükü besleyen gerilim kaynağının da sinüsoidal olmayıp harmonik içermesi halinde yükten şebekeye ve şebekeden yüke akan

harmonik akımlarını ve güçleri ayrı ayrı belirleyen bir yöntem (Srinivasan, 1996) geliştirilmiştir. Harmonik yük akışı için kontrollü ve kontrolsüz doğrultucuların modellenmesi (Mayordomo vd., 1998) ve harmonik analizi için dağıtım sistemi elemanlarının Norton yaklaşımıyla modellenmesi ile ilgili çalışmalar (Thunberg ve Söder, 1999) gerçekleştirilmiştir.

Bu tez çalışmasında üç fazlı güç sistemi faz koordinatları ile harmonik bağımlı olarak modellenerek Arrillaga ve Arnold (1990) tarafından tanıtılan Newton-Raphson yöntemine dayalı üç fazlı yük akışı analizi ile ilk defa Xia ve Heydt (1982a, 1982b) tarafından Newton-Raphson yöntemine dayalı olarak dengeli sistemler için ortaya konulan, Grady (1983) tarafından geliştirilen ve Masoum (1991) tarafından yeniden ele alınan harmonik yük akışı analizinin sentezi yapılarak “üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı analizi” gerçekleştirilmiştir.

Birinci bölümde; harmonikleri tanımlayan, harmonik kaynaklarına ve harmonik yük akış analizine değinen genel bir girişten sonra güç sistemi elemanlarının üç fazlı modellenmesi, üç fazlı dengesiz yük akışı, harmonik üreten nonlineer elemanlarla ilgili incelemeler ve harmonik yük akışı ile ilgili çalışmalara ait literatür özeti tarihi bir perspektif içinde verilmiştir.

İkinci bölümde; harmonik analizi ile ilgili olarak Fourier katsayılarının bulunmasına yönelik yöntemler tanıtıldıktan sonra güç sistemlerindeki sinüsoidal olmayan elektriksel büyüklükler ile ilgili tanımlar ve bağıntılar verilmiştir.

Üçüncü bölümde; harmonik kaynakları ve harmoniklerin güç sistemdeki etkileri hakkında bilgi verilmiş, üç fazlı güç sistemi elemanlarının faz koordinatları ile harmonik bağımlı olarak üç fazlı modellenmesi açıklanmıştır.

Dördüncü bölümde; dengeli sistemler için bilinen geleneksel yük akışı algoritması ile üç fazlı dengesiz sistemler için üç fazlı yük akışı algoritması, ilgili bağıntılar çıkarılarak açıklanmıştır.

Beşinci bölümde; bu çalışmanın hedefi ve temel konusu olan, “üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı analiz algoritması”; Newton-Raphson yöntemine dayalı üç fazlı dengesiz yük akışı analizi ile Newton-Raphson yöntemine dayalı olarak dengeli sistemler için tanımlanan harmonik yük akışı analizinin sentezi yapılarak ve ilgili bağıntılar çıkarılarak ortaya konulmuştur.

Sayısal uygulama bölümünde; lineer ve nonlinear yükleri içeren 23 baralı bir güç sistemi gözönüne alınmıştır. Bilgisayar ile yapılan analiz için, güç sisteminin, lineer ve nonlinear yüklerin dengeli ve dengesiz olduğu çeşitli inceleme durumları öngörülmüştür. Önerilen üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı algoritmasına uygun olarak bir bilgisayar programı yazılımı hazırlanarak örnek sistem üzerinde gözönüne alınan inceleme durumları için bu programdan elde edilen simülasyon sonuçları ve bilgisayar programı yazılımı ekte verilmiştir.

Son olarak tüm sonuçlar irdelenerek değerlendirilmiş ve önerilere yer verilmiştir.



2. GÜÇ SİSTEMLERİNDE SİNÜSOİDAL OLMAYAN ELEKTRİKSEL BÜYÜKLÜKLER İLE İLGİLİ TANIMLAR ve TEMEL BAĞINTILAR

2.1 Giriş

İdeal olarak, bir elektrik güç sisteminde tüketiciye sabit gerilim ve frekansta enerji verilmeli, gerilimin dalga şekli sinüs formunda olmalıdır. Ancak güç sistemlerinde sayıları günden güne artan, gerilim-akım karakteristikleri nedeniyle “nonlineer yükler” olarak tanımlanan; HVDC sistemleri, akü şarj devreleri, kontrollü doğrultucular ve ark fırınları gibi özel karakteristikli yükler şebekeden bozulmuş sinüs formunda (distorsiyonlu) akım çekerler. Bu sinüsoidal olmayan akımlar şebeke geriliminin de dalga şeklini bozarlar ve sonuç olarak nonlineer yük akımları ve şebeke gerilimleri temel bileşen olarak tanımlanan, frekansı (sistemin sinüsoidal sürekli halde kararlı çalışmak üzere dizayn edildiği) temel frekansa denk olan bileşenden başka frekansı temel frekansın tam katları olan harmonik bileşenleri de içerirler (Dugan vd., 1996).

2.2 Harmoniklerin Matematiksel İfadesi

Sinüsoidal olmayan ve $y=f(x)$ ile ifade edilen herhangi bir periyodik dalga, Fransız matematikçisi Fourier tarafından temel frekanslı bir sinüs bileşeni ile harmonik frekanslı sinüs bileşenlerinin ve (varsa) doğru bileşenin toplamıyla,

$$y = f(x) = c_0 + c_1 \sin(x + \phi_1) + c_2 \sin(2x + \phi_2) + \dots + c_n \sin(nx + \phi_n) \quad (2.1)$$

şeklinde matematiksel olarak ifade edilmiştir. Bu eşitlikten yararlanarak harmonik bileşenleri içeren bir nonlineer yükün akımı zaman domeninde,

$$i(t) = I_0 + I_{m_1} \sin(\omega t + \phi_1) + I_{m_2} \sin(2\omega t + \phi_2) + \dots + I_{m_n} \sin(n\omega t + \phi_n) \quad (2.2)$$

ile ifade edilebilir. Burada ω açısal frekans ($\omega=2\pi f$ olup, f temel bileşen frekansıdır), n en yüksek harmonik mertebesi, I_0 akımın doğru bileşeni, h harmonik mertebesi olmak üzere ($h=1,2, \dots, n$) I_{m_h} ve ϕ_h sırasıyla h . harmonik akım bileşeninin maksimum değeri ve faz açısıdır.

Yukarıdaki (2.1) eşitliği zaman domeninde doğru bileşen ile sinüs ve kosinüs bileşenlerinden oluşan ve " Fourier serisi" olarak adlandırılan bir seri şeklinde,

$$f(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \sin(nt) + b_n \cos(nt) \quad (2.3)$$

olarak da gösterilebilir. Bu serideki a_0 , a_n ve b_n katsayıları Fourier katsayıları veya Fourier bileşenleri olarak adlandırılır. Aşağıda Fourier katsayılarının elde edilmesi ile ilgili yöntemler kısaca açıklanmıştır.

2.3 Fourier Katsayılarının Belirlenmesi

Harmonik analizi, nonsinüsoidal bir periyodik dalganın Fourier katsayılarının ya da başka bir deyişle temel bileşen ve daha yüksek dereceli harmoniklerinin genlik ve faz açılarının ve (varsa) doğru bileşeninin hesaplanması işlemi olarak tanımlanabilir (Arrillaga vd., 1985). Fourier katsayılarının belirlenmesi için analitik yöntem, ölçme yöntemi, grafik yöntemi ile ayrık Fourier dönüşümü ve hızlı Fourier transformu (FFT) gibi bilgisayar destekli analiz yöntemlerinden yararlanılmakta olup aşağıda bunlardan bir kısmı kısaca açıklanmıştır.

2.3.1 Analitik Yöntem

Fourier serisindeki terimlerin a_0 , a_n ve b_n katsayıları analitik yöntem kullanılarak,

$$\left. \begin{aligned} a_0 &= \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} f(t) dt \\ a_n &= \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(t) \sin(nt) dt \\ b_n &= \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(t) \cos(nt) dt \end{aligned} \right\} \quad (2.4)$$

eşitlikleri ile hesaplanabilir. (Bu eşitliklerde dalganın periyodu, $T=2\pi$ olarak alınmıştır.) Bu katsayılar elde edildikten sonra (2.3) eşitliği ile verilen Fourier serisi, $c_0=a_0$ olmak üzere zaman domeninde,

$$f(t) = c_0 + \sum_{n=1}^{\infty} c_n \sin(nt + \phi_n) \quad (2.5)$$

olarak da ifade edilebilir. Bu eşitlikte c_n ve ϕ_n ,

$$\left. \begin{aligned} c_n &= (a_n^2 + b_n^2)^{1/2} \\ \phi_n &= \tan^{-1}\left(\frac{b_n}{a_n}\right) \end{aligned} \right\} \quad (2.6)$$

eşitlikleri ile hesaplanır (Arrillaga vd., 1997). Yukarıdaki (2.5) eşitliği ile tanımlanan Fourier serisinde $c_1 \sin(t + \phi_1)$ terimine $f(t)$ fonksiyonunun temel bileşeni denir. Temel bileşen aynı zamanda tam sinüsoidal değişime karşılık düşen dalgayı belirler (Kreysing, 1966; Lander, 1981).

Periyodik bir fonksiyonun Fourier bileşenleri fonksiyonun dalga şekline bağlıdır. Fourier analizi sonunda dalganın şekline bağlı olarak bazı bileşenler bulunmayabilir (Lander, 1981; Arrillaga vd., 1997). Bir $f(t)$ fonksiyonu gözönüne alındığında dalga simetrisi nedeniyle seride bulunmayan bileşenler şöyle açıklanabilir:

- i) $f(t) = -f(-t)$ ise $b_n=0$ olur ve seride kosinüslü terimler bulunmaz.
- ii) $f(t) = f(-t)$ ise $a_n=0$ olur ve seride sinüslü terimler bulunmaz.
- iii) $f(t) = f(\pi + t)$ ise seride çift harmonikler bulunmaz.
- iv) $f(t)$ fonksiyonunun grafiğinde negatif ve pozitif yarı dalgaların alanları birbirine eşit ise $a_0=0$ olur ve seride doğru bileşen bulunmaz.

2.3.2 Ölçme yöntemi

Ölçme yöntemi ile harmonik bileşenlerinin genlik, faz açısı ve frekanslarını belirlemek için günümüzde hızlı Fourier dönüşümünü (FFT) kullanan dalga analizörü veya harmonik analizörü adı verilen cihazlardan yararlanılır. Bu cihazlarda sistem gerilimi bir gerilim probu ile akım ise bir pens akım transformatörü yardımıyla örneklenerek cihaz girişine uygulanır ve harmonik bileşenleri gözlenerek ölçülür (IEEE Working Group on Power System Harmonics, 1983; Boylestad, 1987). Günümüzde, gerçek zamanda sürekli harmonik analizi yapılarak sinüsoidal olmayan akım veya gerilimi bir ekran üzerinde dalga şeklinde veya temel bileşenin

yüzdesi cinsinden akım veya gerilimin harmonik spektrumunu 50. harmonik bileşenine kadar gösterebilen harmonik analizörleri bulunmaktadır (Miller ve Dewe, 1992).

Harmonik ölçme tekniğinde ölçüm sonuçları genelde harmonik akım veya gerilim bileşenlerinin genliğinin efektif (rms) değerinin ölçümüne dayanır. İncelenen sistem için doğru bir harmonik eşdeğer devresi elde edebilmek için genlik ile birlikte faz açısının da ölçümü gereklidir. Ancak doğru eşdeğer devre ile sistemin harmonik seviyelerinde oluşacak değişiklikler önceden tahmin edilebilir, sistemin farklı düğümlerindeki ölçmeler karşılaştırılabilir ve harmonik yük akışı değerlendirilebilir (IEC 1000-4-7, 1991).

2.3.3 Grafik yöntemi

Grafik yöntemi, periyodik dalganın bir fonksiyon ile ifade edilemediği durumlarda kullanılır. Genel olarak osiloskoptan alınan veya bir deneydeki ölçüm sonuçlarına göre elde edilen nonsinüsoidal dalganın grafiği bir periyot içinde q eşit parçaya bölünerek; a_0 , a_n ve b_n katsayıları,

$$\left. \begin{aligned} a_0 &= \frac{2}{q} \sum_{r=1}^q f_r \\ a_n &= \frac{2}{q} \sum_{r=1}^q f_r \sin\left(r \frac{2\pi n}{q}\right) \\ b_n &= \frac{2}{q} \sum_{r=1}^q f_r \cos\left(r \frac{2\pi n}{q}\right) \end{aligned} \right\} \quad (2.7)$$

eşitlikleri ile hesaplanabilir (Ergeneli, 1984). Bu eşitliklerde f_r , r dilimine karşılık düşen fonksiyon değeridir.

2.4 Harmoniklerle İlgili Tanımlar ve Temel Bağıntılar

Elektrik güç sistemlerinde harmonik kaynağı durumundaki nonlineer yüklerin sayısının ve nominal güçlerinin her geçen gün artması, harmoniklerin etkilerinin gözönüne alınmasını zorunlu hale getirmiş, harmonikleri filtre sistemleriyle elimine etmek veya sınırlandırmak için baz alınan, harmoniklerle ilgili bazı temel büyüklükler tanımlanmıştır (Shuter, 1989; Emanuel 1990; Cox ve Baghzouz, 1990; Czarnecki, 1990; Heydt vd., 1991; IEEE Working Group on

Nonsinusoidal Situations, 1996). Harmonik bileşenleri bilinen nonsinüsoidal akım ve gerilimler ile ilgili olarak aşağıdaki tanımlar yapılabilir.

2.4.1 Sinüsoidal olmayan akım ve gerilim dalgaları ile ilgili bağıntılar

Gözönüne alınan bir nonsinüsoidal akım ve gerilim dalgasının ani değerinin,

$$\left. \begin{aligned} i(t) &= I_0 + \sqrt{2} \sum_{h=1}^{\infty} I_h \sin(h\omega t + \gamma_h) \\ v(t) &= V_0 + \sqrt{2} \sum_{h=1}^{\infty} V_h \sin(h\omega t + \delta_h) \end{aligned} \right\} \quad (2.8)$$

olarak ifade edilmesi halinde akım ve gerilimin efektif değeri,

$$\left. \begin{aligned} I &= \sqrt{\sum_{h=0}^{\infty} I_h^2} = (I_0^2 + I_1^2 + I_2^2 + \dots)^{1/2} \\ V &= \sqrt{\sum_{h=0}^{\infty} V_h^2} = (V_0^2 + V_1^2 + V_2^2 + \dots)^{1/2} \end{aligned} \right\} \quad (2.9)$$

olarak tanımlanabilir (Shepherd ve Zand, 1979; IEEE Working Group on Nonsinusoidal Situations, 1996). Bu eşitliklerde I_0 ve V_0 sırasıyla akım ve gerilimin doğru bileşeni, h harmonik mertebesi, I_h ve γ_h h . harmonik akımının efektif değeri ve faz açısı, V_h ve δ_h h . harmonik geriliminin efektif değeri ve faz açısıdır.

Harmoniklerle ilgili tanımlar arasında en yaygın olarak kullanılan, hem akım ve hem de gerilim için verilen “ Toplam Harmonik Distorsiyonu (THD) ” kavramıdır. IEEE ve ülkeler kabul ettikleri harmonik standartlarında harmonikleri sınırlandırmak için gerilim ve/veya akım için izin verilen en yüksek THD değerlerini vermektedirler. N gözönüne alınan en yüksek harmonik derecesi olmak üzere, akım ve gerilim için toplam harmonik distorsiyonu sırasıyla,

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^N I_h^2}}{I_1} \quad (2.10)$$

$$\text{THD}_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^N V_h^2}}{V_1} \quad (2.11)$$

olarak tanımlanır.

Ayrıca akım ve gerilimin dalga şeklindeki bozulmanın toplam harmonik distorsiyonundan başka diğer bir göstergesi olarak “Distorsiyon faktörü (DF)” tanımlanmıştır. Akım ve gerilim için distorsiyon faktörü ,

$$\left. \begin{aligned} \text{DF}_I &= \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^N I_h^2}}{I} \\ \text{DF}_V &= \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^N V_h^2}}{V} \end{aligned} \right\} \quad (2.12)$$

olarak ifade edilir.

Periyodik olarak değişen nonsinüsoidal dalgalar için tepe faktörü veya krest faktörü (Crest Factor, CF),

$$\text{CF} = \frac{\text{dalga'nın tepe değeri}}{\text{dalga'nın efektif değeri}} \quad (2.13)$$

şeklinde belirlenir (Dugan vd., 1996).

2.4.2 Bir fazlı sistemde güç ifadeleri

Bir fazlı sistemde bir nonlinear yükün akım ve geriliminin (2.8) eşitliğindeki gibi ifade edilmesi halinde aktif güç,

$$P = V_0 I_0 + \sum_{h=1}^N V_h I_h \cos(\delta_h - \gamma_h) \quad (2.14)$$

olarak ifade edilir. Bu durumda reaktif güç,

$$Q = \sum_{h=1}^N V_h I_h \sin(\delta_h - \gamma_h) \quad (2.15)$$

olarak tanımlanır. Görünen güç ise,

$$S = VI = \left(\sum_{n=0}^N V_n^2 \right)^{1/2} \cdot \left(\sum_{h=0}^N I_h^2 \right)^{1/2} \quad (2.16)$$

eşitliği ile ifade edilir. Bu güç ifadelerinden görüleceği gibi akımın ve gerilimin sinüsoidal olduğu durumdan farklı olarak burada $S^2 \neq P^2 + Q^2$ olmaktadır. Bu nedenle aktif ve reaktif güçten farklı olarak “distorsiyon gücü” tanımlanmıştır. Distorsiyon gücü,

$$D = (S^2 - P^2 - Q^2)^{1/2} \quad (2.17)$$

olarak ifade edilir (Shepherd ve Zand, 1979). Distorsiyon gücünün fiziksel anlamının tam olarak açıklanamaması sebebiyle literatürde distorsiyon gücünün tanımı, fiziksel anlamı ve reaktif güç ile ilişkisi tartışılmakta, aynı frekanstaki akım ve gerilimlerin meydana getirdiği aktif ve reaktif güç dışında kalan farklı frekanslardaki akım ve gerilim bileşenlerinin çarpımından oluşan ve distorsiyon gücünü oluşturan terimler için akımın distorsiyon gücü, gerilimin distorsiyon gücü, nonaktif güç, nonreaktif güç vb. tanımlar yapılmış olsa da henüz tam bir görüş birliği sağlanamamıştır (Kusters ve Moore, 1980; Page, 1980; Czarnecki, 1983, 1984, 1987), Cox ve Baghzouz, 1990; Emanuel, 1990; Emanuel ve Czarnecki, 1990; Czarnecki, 1991; Ferrero ve Furga, 1991; Filipinski, 1991; Sharon, 1996; IEEE Working Group on Nonsinusoidal Situations, 1996, Cohen vd., 1999, Emanuel, 1999). Bu konuda tam bir görüş birliği sağlanamaması sebebiyle (2.17) eşitliği ile verilen güç bağıntısı geçerliliğini sürdürmektedir.

Literatürde gözönüne alınan bir yükün lineer ya da nonlineer olmasına ve yük uçlarındaki gerilimin sinüsoidal veya nonsinüsoidal olmasına göre güç faktörü ayrı ayrı tanımlanmış ve bunlara ait bağıntılar verilmiştir (Shepherd ve Zand, 1979). En genel halde gerilimin nonsinüsoidal ve yükün nonlineer olması halinde, yük uçlarındaki gerilim ve yük akımı harmonik bileşenleri içerir. Bu durumda gerilim ve akım,

$$\left. \begin{aligned} v &= \sum_1^n \sqrt{2} V_n \sin(n\omega t + \delta_n) + \sum^m \sqrt{2} V_m \sin(m\omega t + \delta_m) \\ i &= \sum_1^n \sqrt{2} I_n \sin(n\omega t + \delta_n + \psi_n) + \sum^p \sqrt{2} I_p \sin(p\omega t + \delta_p) \end{aligned} \right\} \quad (2.18)$$

olarak ifade edilebilir (Arrillaga vd., 1985). Bu durumda T akım ve gerilimin periyodu olmak üzere güç faktörü,

$$PF = \frac{P}{S} = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T v i dt}{VI} = \frac{\sum_1^n V_n I_n \cos \psi_n}{\left\{ \left(\sum_1^n V_n^2 + \sum^m V_m^2 \right) \left(\sum_1^n I_n^2 + \sum^p I_p^2 \right) \right\}^{1/2}} \quad (2.19)$$

olarak ifade edilir (Arrillaga vd., 1985). Pratikte en çok karşılaşılan durum olan gerilimin sinüsoidal olması yani sadece temel bileşenden ibaret olması ($V=V_1$) halinde yukarıdaki güç faktörü ifadesi,

$$PF = \frac{V_1 I_1 \cos \psi_1}{V I} = \frac{I_1}{I} \cos \psi_1 = \mu \cos \psi_1 \quad (2.20)$$

biçiminde daha basit olarak ifade edilebilir. Burada, μ akım distorsiyon faktörü ve $\cos \psi_1$ deplasman güç faktörü olarak tanımlanır (Shepherd ve Zand, 1979; Arrillaga vd., 1985). $I_1 < I$ olması nedeniyle güç faktörü daima birden küçüktür, sadece gerilimin ve akımın sinüsoidal olması (devrede harmonik olmaması) halinde güç faktörünü bir yapmak mümkündür.

2.4.3 Üç fazlı dengesiz sistemlerde eşdeğer görünür güç, eşdeğer akım ve gerilim kavramları

Dengeli üç fazlı sistemlerin modellenmesinde bir faz eşdeğerinin kullanılabilmesi nedeniyle bu sistemler için güç bağıntıları yukarıdaki yaklaşımlar ile elde edilir. Ancak üç fazlı dengesiz sistemler için bazı ilave kabuller gereklidir (IEEE Working Group on Nonsinusoidal Situations, 1996). Bu konuda dengesiz üç fazlı sistemler için “Sistem görünür gücü” veya “Eşdeğer görünür güç” olarak tanımlanan S_e için literatürde artan bir destek sözkonusudur

(Filipski ve Arseneau, 1990; Emanuel, 1993; IEEE Working Group on Nonsinusoidal Situations, 1996). Eşdeğer görünür güç,

$$S_e = 3V_e I_e \quad (2.21)$$

olarak tanımlanabilir. Bu ifadede V_e ve I_e eşdeğer gerilim ve akım olup aşağıdaki gibi belirlenebilir:

$$V_e = \sqrt{\frac{V_a^2 + V_b^2 + V_c^2}{3}} \quad (2.22)$$

Bu eşitlikte V_a , V_b ve V_c , nötr hattı olan (dört iletkenli) üç fazlı bir sistemde a, b ve c fazlarının faz-nötr gerilimlerinin efektif değerleridir. Sistem üç iletkenli ise eşdeğer gerilim fazlararası gerilimler yardımıyla hesaplanabilir. Bu durumda eşdeğer gerilim,

$$V_e = \sqrt{\frac{V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2}{9}} \quad (2.23)$$

olarak ifade edilebilir. Burada, V_{ab} , V_{bc} ve V_{ca} fazlararası gerilimlerin efektif değerleridir.

Eşdeğer hat akımı,

$$I_e = \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2}{3}} \quad (2.24)$$

olarak tanımlanabilir. Bu eşitlikte I_a , I_b ve I_c a, b, c fazlarının hat akımlarının efektif değerleridir.

Dengesiz üç fazlı sistemde gerilim ve akım nonsinüsoidal olup harmonik bileşenleri içeriyor ise h harmonik derecesi ve en yüksek harmonik derecesi N olmak üzere eşdeğer gerilim ve akım,

$$V_e = \sqrt{\sum_{h=1}^N \left(\frac{V_{a_h}^2 + V_{b_h}^2 + V_{c_h}^2}{3} \right)} = \sqrt{\sum_{h=1}^N V_{e_h}^2} \quad (2.25)$$

$$I_e = \sqrt{\sum_{h=1}^N \left(\frac{I_{a_h}^2 + I_{b_h}^2 + I_{c_h}^2}{3} \right)} = \sqrt{\sum_{h=1}^N I_{e_h}^2} \quad (2.26)$$

şeklinde ifade edilebilir (IEEE Working Group on Nonsinusoidal Situations, 1996). Burada verilen eşdeğer gerilim ve eşdeğer akım bağıntılarından yararlanarak akım ve gerilim için toplam harmonik distorsiyonu (2.10) ve (2.11) eşitliklerine göre belirlenebilir.



3. ÜÇ FAZLI ENERJİ SİSTEMİ ELEMANLARININ FAZ KOORDİNATLARI İLE HARMONİK BAĞIMLI OLARAK MODELLENMESİ

3.1 Giriş

Enerji sistemlerinde harmoniklerin etkisini araştırmak ve bunları elimine edecek harmonik filtrelerinin tasarımı için gerekli verileri elde etmek amacıyla harmonik yük akışı analizi yapılır. Bu analiz için sistemdeki lineer ve nonlinear elemanların temel frekans ve harmonik frekanslarına uygun olarak modellenmesi gerekir. Harmonik simülasyon çalışmalarında enerji sistemi elemanlarının modellenmesi temelde, frekans domeninde ve zaman domeninde olmak üzere iki şekilde yapılmaktadır. Bu çalışmadaki modelleme, güç sistemine enjekte edilen harmonik akım bileşenlerinin akması durumu için sistem bileşenlerinin $j\omega$ -düzlemindeki çözümüne dayanmaktadır.

Dengeli sistemlerde yük akış analizi için sistemin tek faz eşdeğerinin gözönüne alınması ve elemanların modellenmesi için pozitif-sequence empedans veya admitans değerlerinin kullanılması yeterlidir. Bu çalışmanın temel konusu olan üç fazlı dengesiz nonlinear yükler içeren sistemlerde harmonik yük akış analizi için ise sistemi ve yükleri üç fazlı olarak ve harmonik bağımlı modellemek gerekir. Bu durum çalışmanın orijinal yönlerinden birini oluşturmaktadır.

3.2 Harmonik Kaynakları

Bilindiği gibi elektrik güç sistemlerinde gerilim ve akımın dalga şeklinin sinüs formundan sapmasına neden olan harmonik bileşenleri, harmonik kaynağı olarak nitelendirilen ve akım-gerilim karakteristiği lineer olmayan elemanlar tarafından üretilmektedir. Harmonik kaynakları, genel olarak ark oluşturarak çalışan sistemler, magnetik doyma özelliğine sahip elemanlar, güç elektroniği devreleri, fotovoltaiik sistemler ve gaz deşarjı prensibine göre çalışan aydınlatma elemanlarıdır. Ark fırınları, transformatörler, döner makinalar, HVDC sistemleri, statik VAR sistemleri, motor kontrol devreleri, cıva ve sodyum buharlı lambalar ile floresant lambalar bunlara örnek olarak verilebilir (Kocatepe, 1995; Dugan vd., 1996).

Bir güç sisteminin harmonik simülasyonunun gerçekleştirilmesi bakımından sistemdeki harmonik kaynakları üç gruba ayrılabilir (Arrillaga vd. 1997):

1. Sistem içerisinde dağılmış çok sayıdaki küçük güçlü nonlinear elemanlar,
2. Büyük güçlü, karakteristiği sürekli ancak rastgele değişen nonlinear yükler,
3. Büyük güçlü statik konverterler ve iletim sistemlerindeki güç elektroniği düzenleri

Birinci gruptaki harmonik kaynakları, çoğu alçak gerilim cihazının (TV, bilgisayar vb.) besleme kaynağı durumundaki bir fazlı köprü diyotlu doğrultuculardır. Gaz deşarj prensibine göre çalışan lambalar da bir fazlı alçak gerilim ile çalışmaları ve düşük güçlü olmaları sebebiyle bu gruba dahil edilebilir. Tek tek ele alındığı zaman her birinin gücünün düşük olmasına rağmen bu elemanların bir fazlı olması ve sistemde çok sayıda olmaları gözönüne alındığında tümünün etkisi önemli olabilmektedir. İkinci gruptaki harmonik kaynaklarının başlıca örneği; yüksek gerilim iletim şebekesine direkt olarak bağlanan, ancak gücü MW mertebesinde olan genellikle yeterli bir filtre sistemi ile donatılmamış bulunan ark fırınlarıdır. Bu fırınların empedansı dengesiz olup, zamana göre rastgele değişim gösterir. Bu durum sisteme enjekte edilen harmonik akımlarının da rastgele değişimine sebep olmakta ve simülasyonu güçleştirmektedir. Üçüncü gruptaki büyük güçlü konverterlerin ve güç elektroniği düzenlerinin gerek kontrol sistemlerinin çok karmaşık olması ve gerekse güçlerinin büyük olması nedeniyle simülasyonu zordur. Ayrıca konverterin çalışması sırasında üretilen harmonik bileşenleri güç kaynağına olumsuz etki yapmaktadır. Bu nedenle konverterin problemsiz çalışması için güç sisteminin harmonik simülasyonuna önem verilmelidir.

Bu bölümde yukarıda bahsedilen harmonik kaynaklarından bazıları incelenecektir.

3.2.1 Konverterler

Enerji sistemlerindeki başlıca harmonik kaynaklarından biri de üç ve bir fazlı hat komutasyonlu konverterlerdir. DC iletim sistemleri, akü ve fotovoltaik sistemler hat komutasyonlu konverterler üzerinden beslenir (Kocatepe, 1995). Sistemdeki bir fazlı büyük güçlü konverterlerin (Kontrollü doğrultucuların) kullanım alanlarından birisi de elektrikli demiryolu ulaşım sistemleridir. Üç fazlı ideal (dengeli) konverterlerin bir fazlı konverterlere göre avantajı, üç fazlı konverterlerin üç ve üçün katı harmonikleri üretmemesidir (Dugan vd., 1996). Üç fazlı konverterler, konverter transformatorünün primer tarafından, şebekeden çekilen a.c. akımın dalga formunun içerdiği darbe sayısı ile tanınır. Şekil 3.1' de 6 darbeleri bir konverterin bağlantı şeması ve hat akımının zamana göre değişimi gösterilmiştir (Arrillaga

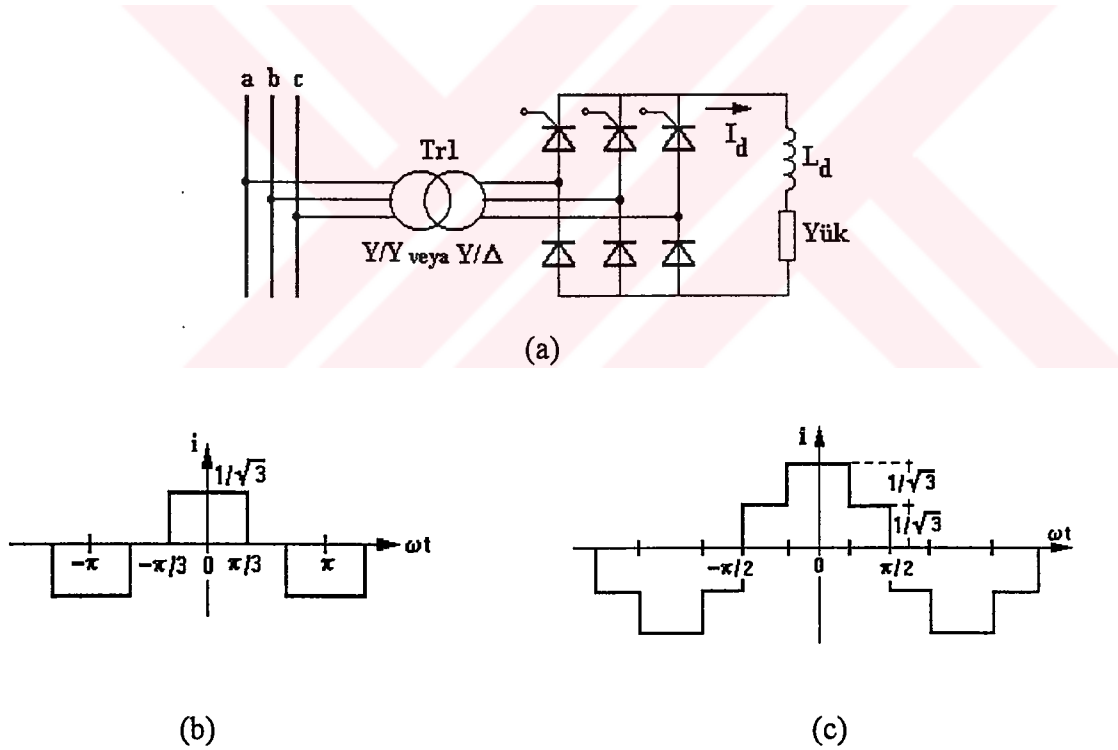
vd., 1985; Rashid, 1993). Transformatörün yıldız/yıldız bağlı olması halinde dengeli olarak çalışan konverterin Şekil 3.1b ile verilen a-fazı hat akımının ani değeri,

$$i_a(\omega t) = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \left(\cos \omega t - \frac{1}{5} \cos 5\omega t + \frac{1}{7} \cos 7\omega t - \frac{1}{11} \cos 11\omega t + \frac{1}{13} \cos 13\omega t - \frac{1}{17} \cos 17\omega t + \dots \right) \quad (3.1)$$

olarak ifade edilebilir (Lander, 1981; Arrillaga vd., 1985). Transformatörün yıldız/üçgen bağlı olması halinde, Şekil 3.1c ile verilen a-fazı hat akımı ani değeri,

$$i_a(\omega t) = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \left(\cos \omega t + \frac{1}{5} \cos 5\omega t - \frac{1}{7} \cos 7\omega t - \frac{1}{11} \cos 11\omega t + \frac{1}{13} \cos 13\omega t + \frac{1}{17} \cos 17\omega t - \dots \right) \quad (3.2)$$

olarak ifade edilebilir. Bu durumda $k=1, 3, 5, \dots$ olmak üzere $6k \pm 1$ mertebesindeki harmonikler (5., 7., 17., 19., ..) yıldız/yıldız bağlı transformatörlü konverterin ürettiği harmoniklerin ters işaretlisi olmaktadır (Arrillaga vd., 1985).



Şekil 3.1 Üç fazlı 6 darbeleri konverter (Yarı kontrollü doğrultucu)

a) Bağlantı şeması

b) Transformatörün yıldız/yıldız bağlı olması hali için hat akımı dalga şekli

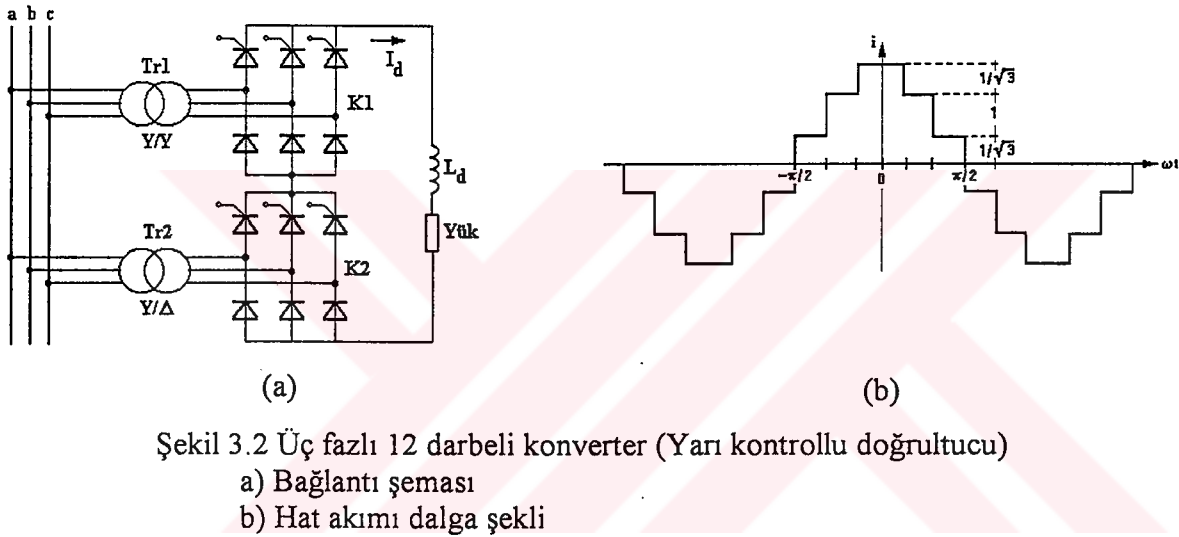
c) Transformatörün yıldız/üçgen bağlı olması hali için hat akımı dalga şekli

Yukarıda akım ifadeleri verilen her iki tip altı darbeleri konverterin d.c. çıkışları seri bağlanarak elde edilen 12 darbeleri konverter ile $6k \pm 1$ ($k=1, 3, 5, \dots$) mertebesindeki harmoniklerin (5., 7., 17., 19., ..) a.c. şebekeye geçmesi önlenabilir. 12 darbeleri konverter şebekeye $k=1, 2, 3, \dots$

olmak üzere sadece $12k \pm 1$ mertebesindeki harmonikleri (11., 13., 23., 25., ..) enjekte eder. Şekil 3.2' de oniki darbeli konverterin bağlantı şeması ve a-fazı hat akımının zamana göre değişimi gösterilmiştir (Lander, 1981; Rashid, 1993; Arrillaga vd., 1985). Burada hat akımının ani değeri,

$$i_a(\omega t) = \frac{4\sqrt{3}}{\pi} I_d \left(\cos \omega t - \frac{1}{11} \cos 11\omega t + \frac{1}{13} \cos 13\omega t - \frac{1}{23} \cos 23\omega t + \frac{1}{25} \cos 25\omega t - \dots \right) \quad (3.3)$$

olarak ifade edilebilir (Arrillaga vd., 1985). (Bu kısımda verilen konverter devrelerinde ve eşitliklerinde transformatörlerin çevirme oranı 1:1 olarak alınmıştır)



3.2.2 Transformatörler

Enerji sistemlerinde transformatörler gibi bir demir çekirdek üzerine yerleştirilmiş bobinlerden meydana gelen elemanlar, doyma özelliğine sahip demir çekirdeğin mıknatıslanma karakteristiğinin lineer olmaması nedeniyle harmonikler üretirler (Dommel vd., 1986; Dugan vd., 1996).

Bilindiği gibi transformatörlerin mıknatıslanma akımının dalga şekli sinüs formundan oldukça uzaktır. Bu nedenle mıknatıslanma akımı yüksek genlikli harmonik akım bileşenleri içerir. Ancak transformatörün mıknatıslanma akımı, anma akımının %1'i seviyesindedir (McPherson ve Laramore, 1990). Elektronik güç konverterleri ve ark fırınları gibi nominal akımlarının %20' sine varan oranlarda harmonik akımları üreten diğer harmonik kaynakları ile güç transformatörleri karşılaştırılırsa, güç transformatörleri sistemde büyük harmonik

kaynakları olarak dikkate alınmayabilir (Dugan vd., 1996). Bu nedenle harmonik yük akış çalışmalarının bir kısmında transformatörlerin lineer devre elemanları olarak modellendiği görülmektedir (Xia ve Heydt, 1982; Grady, 1983). Ancak bir dağıtım sisteminde yüzlerce transformatörün olduğu gözönüne alınırsa bir bütün olarak transformatörler harmonik kaynağı olarak ele alınabilir. Çizelge 3.1’ de bir dağıtım transformatörünün harmonik akım bileşenleri transformatörün mıknatıslanma akımının yüzdesi olarak verilmiştir (McGranaghan vd., 1984). Burada I_μ transformatörün mıknatıslanma akımı, I_n transformatörün sisteme enjekte ettiği n. harmonik akımıdır.

Çizelge 3.1 Bir dağıtım transformatörünün harmonik spektrumu

Harmonik Derecesi (n)	(%) $\frac{I_n}{I_\mu}$
3	50
5	20
7	5
9	2.6

Güç transformatörleri mıknatıslanma eğrisinin lineer olduğu bölgede çalışmak üzere dizayn edilir. Ancak transformatör yükünün az olduğu zamanlarda gerilimin yükselmesi sebebiyle magnetik çekirdek aşırı uyarılır ve çalışma mıknatıslanma eğrisinin lineer olmayan bölgelerinde gerçekleşir. Bu durumda transformatör harmonik üretir ve Çizelge 3.1’de gösterildiği gibi özellikle üçüncü harmonik bileşenleri etkin olur.

Transformatörlerin lineer olmayan yükleri beslemesi sonucu transformatör üzerinden akan yük akımı harmonik bileşenleri içerir. Son yıllarda yapılan bazı çalışmalarda kuru tip transformatörlerin nonsinüoidal akımlar çeken yükleri besleyebilme kapasitesinin bir ölçütü olarak kabul edilen “K-Faktörü” tanımlanmıştır (Kerszenbaum vd., 1991; Linden, 1996). K-Faktörü de anma gerilimi veya anma gücü gibi transformatörler için imalatçısı tarafından belirlenmiş bir anma büyüklüğüdür. Bu faktör,

$$K - \text{faktörü} = \sum_{n=1}^{\infty} I_n^2 n^2 \quad (3.4)$$

olarak tanımlanır (Linden, 1996). Bu bağıntıda n harmonik mertebesi, I_n ise baz değer olarak transformatörün anma akımının alınması ile hesaplanan n.harmonik akım bileşeninin per-unit değeridir. K-faktörü anma gücü 500 kVA’ın altındaki transformatörler için tanımlanmıştır.

3.2.2.1 Transformatör bağlantı grubunun üç ve üçün katı harmoniklere etkisi

Dengeli olduğu kabul edilen bir nonlinear yük akımının temel bileşeninin efektif değeri I_1 ve temel frekans için hesaplanan açısal hızı ω_1 olmak üzere, a,b,c fazlarına ait yük akımlarının temel bileşenlerinin ani değerleri,

$$\left. \begin{aligned} i_a(\omega t) &= \sqrt{2}I_1 \sin(\omega_1 t) \\ i_b(\omega t) &= \sqrt{2}I_1 \sin(\omega_1 t - 2\pi/3) \\ i_c(\omega t) &= \sqrt{2}I_1 \sin(\omega_1 t + 2\pi/3) \end{aligned} \right\} \quad (3.5)$$

olarak tanımlanır. Nonlinear yük akımının n. harmonik bileşeninin efektif değeri I_n olmak üzere; a,b,c faz akımlarının n. harmonik bileşenlerinin ani değerleri,

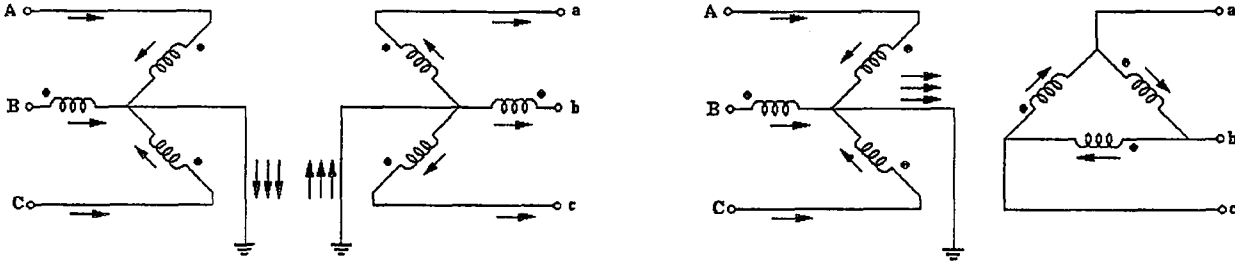
$$\left. \begin{aligned} i_{a_n}(\omega t) &= \sqrt{2}I_n \sin(n\omega_1 t) \\ i_{b_n}(\omega t) &= \sqrt{2}I_n \sin(n\omega_1 t - 2\pi n/3) \\ i_{c_n}(\omega t) &= \sqrt{2}I_n \sin(n\omega_1 t + 2\pi n/3) \end{aligned} \right\} \quad (3.6)$$

eşitlikleri ile hesaplanabilir. Özel bir durum olarak $k=1,2,3,\dots$ olmak üzere $n=3k$ mertebesindeki harmonik bileşenlerinin (3.,6.,9., ...) ani değerleri (3.6) eşitliklerine göre;

$$i_{a_{3k}}(\omega t) = i_{b_{3k}}(\omega t) = i_{c_{3k}}(\omega t) = \sqrt{2}I_{3k} \sin(3k\omega_1 t) \quad (3.7)$$

değerini alır. Yukarıdaki eşitlikte de görüldüğü gibi, dengeli şebeke ve yük koşulları altında üç ve üçün katı harmonik bileşenlerinin her üç faz akımları birbirine eşittir. Transformatörün yıldız noktasının topraklanması halinde; her üç faza ait dengeli temel bileşen akımlarının toplamının sıfır olması sebebiyle nötr iletkeninden geçen akım sıfır olur. Bu durum üç ve üçün katı harmonikler dışındaki tüm dengeli harmonik akım bileşenleri için geçerlidir. Şekil 3.3' de gösterildiği gibi her üç fazın üç ve üçün katı harmonik akım bileşenlerinin birbirine eşit olması nedeniyle, bir fazdan geçen üç ve üçün katı harmonik akımının üç katı nötr iletkeninden geçer ve nötr iletkeni bu akım nedeniyle aşırı ısınabilir. Bu nedenle nötr iletkeninin kesitinin belirlenmesinde 3. harmonik akımının da gözönüne alınması gereklidir. Transformatörün sekonderi üçgen bağlı ise Şekil 3.3' de gösterildiği gibi üçgen bağlantının her bir düğümünde akım toplamının sıfır olması nedeniyle şebekeye üç ve üçün katı harmonik

akımları geçmez. Bu özellikten yararlanarak şebekenin üç ve üçün katı harmoniklerden etkilenmesini önlemek için transformatorün yıldız/üçgen (nonlineer yük tarafının yıldız ve şebeke tarafının üçgen) bağlı olması tavsiye edilir. Transformatorün yıldız-topraklı / yıldız-topraklı bağlı olması halinde üç ve üçün katı harmonikler şebekeye geçer (Dugan vd., 1996).



Şekil 3.3 Yıldız/yıldız bağlı ve yıldız/üçgen bağlı transformatorlerde üç ve üçün katı katı harmonik akımlarının akım yönü

Nonlineer yük dengesiz ise transformator bağlantısı ne olursa olsun üç ve üçün katı harmonik akımları dengesizlik sebebiyle şebekeye geçer (Arrillaga vd., 1985).

3.2.3 Ark Fırınları

Ark fırınları geniş harmonik spektrumları ile enerji sistemine bağlanan büyük güçlü harmonik kaynaklarından biri olarak önemli bir yer tutar. Bunlar, yüksek gerilim iletim şebekesine direkt olarak bağlanan, anma gücü MW mertebesinde olan ve elektriksel ark oluşumu esasına dayanan fırınlardır. Elektrik arkının akım-gerilim karakteristiğinin lineer olmaması nedeniyle ark fırınları harmonik üretirler. Ark olayının başlamasının ardından ark gerilimi azalırken sadece güç sistemi eşdeğer empedansı ile sınırlandırabilen ark akımı artar. Bu anda ark olayında negatif direnç etkisi görülür (Dugan vd., 1996). Ark fırınlarının empedansı dengesiz olup, zamana göre rastgele değişim gösterir. Bu durum sisteme enjekte edilen harmonik akımlarının da rastgele değişimine sebep olduğu için ark fırınının modellenmesi oldukça zordur (Arrillaga vd., 1997). Ayrıca ark olayında akım ile gerilim ark ocağının gücüne ve çalışma safhasına bağlı olarak değişir. Buna ait değişimler osilogram ile kaydedildikten sonra harmonik analizörleri yardımıyla harmonik spektrumu elde edilebilir (Kocatepe, 1995).

Bu konuda yapılan deneysel çalışmalardan çeşitli değerler elde edilmiştir. Örneğin, tipik bir ark fırınında 2,3,..., 9 mertebesinde akım harmonikleri bulunmuş ve maksimum harmonik bileşenin temel bileşenin %30'u kadar olduğu tesbit edilmiştir (Sundberg, 1976). Ayrıca 2,3,4 ve 5 mertebesindeki akım harmoniklerinin temel bileşen akımının yaklaşık %2'si ile

%4'ü arasında ve 6,7,...,10 mertebesindeki akım harmoniklerinin ise temel bileşen akımının yaklaşık %0.4'ü ile %1.3'ü arasında dağılım gösterdiği de tesbit edilmiştir (Jahn ve Kaüferle, 1974; Coates ve Brewer, 1974).

3.2.4 Gaz deşarjı prensibi ile çalışan aydınlatma elemanları

Bir tüp içerisindeki gazın deşarjı prensibine dayanarak geliştirilen aydınlatma elemanları (civa buharlı lambalar, floresant lambalar, sodyum buharlı lambalar vb.) nonlineer akım gerilim karakteristiğine sahip olduğu için harmonik üretirler (Dugan vd., 1996). Bu tip lambalar iletim esnasında negatif direnç karakteristiği gösterirler. Bina ve yol aydınlatmasında yaygın olarak kullanılan floresant lamba tesislerinde tek harmoniklerin seviyesi önemli oranda sistemi etkiler. Özellikle üçüncü harmonik ve üçüncü harmoniğin katları mertebesindeki harmonik akım bileşenleri, üç fazlı dört iletkenli aydınlatma devrelerinde nötr iletkeninden geçerek yüklenen iletkenin ısınmasına neden olur (Arrillaga vd., 1985; Grady ve Heydt, 1985).

Ayrıca floresant lambalara bağlanan balastların da bir magnetik devreleri olması nedeniyle bu yardımcı elemanlar da harmonik üretirler. Son yıllarda magnetik balastların yerine kullanılmak üzere geliştirilen ve anahtarlama güç kaynağı prensibi ile çalışan elektronik balastlar da harmonik üretmekle beraber balast içerisine monte edilen filtre ile elektronik balastın ürettiği harmonik bileşenlerini elimine etmek mümkündür. Aşağıdaki çizelgede magnetik balastlı bir floresant lamba akımının harmonik spektrumu verilmiştir (Dugan vd., 1996).

Çizelge 3.2 Magnetik balastlı bir floresant lamba akımının harmonik spektrumu

	Harmonik (n)										
	1	3	5	7	9	11	13	15	17	19	21
$(\%) \frac{I_n}{I_1}$	100	19.9	7.4	3.2	2.4	1.8	0.8	0.4	0.1	0.2	0.1

3.3 Harmoniklerin Enerji Sistemine Etkileri

Harmoniklerin enerji sistemlerinde varlığı, sinüsoidal formdaki akım ve gerilim dalga şekillerindeki bozulmalar ile anlaşılır. Harmoniklerin enerji sistemlerinde yol açtığı

problemler genel olarak şöyle özetlenebilir (IEEE Working Group on Power System Harmonics, 1983; Kocatepe, 1995):

- Generatör ve şebeke geriliminin dalga şeklinin sinüs formundan sapması sebebiyle tüketicilerin çalışma koşullarının bozulması.
- Enerji sistemi elemanlarında ve yüklerde harmonikler nedeniyle ek kayıpların oluşması.
- Akımın harmonik bileşenleri nedeniyle gerilim düşümünün artması.
- Temel frekans için tasarlanmış kompanzasyon tesislerindeki kondansatörlerin harmonik frekanslarında düşük kapasitif reaktans göstermeleri sebebiyle aşırı yüklenmeleri ve dielektrik zorlanma nedeniyle hasar görmeleri.
- Senkron ve asenkron motorlarda salınımların meydana gelmesi ve bu nedenle aşırı ısınmaları.
- Koruma sistemlerinin harmonikler nedeniyle hatalı çalışmaları.
- Kontrol Sistemlerinde hatalı çalışmalar.
- Endüksiyon tipi sayaçların yanlış ölçüm yapması.
- İzolasyon malzemesinin delinmesi.
- Temel frekansta rezonans olayı olmadığı halde harmonik frekanslarında şebekede rezonans olaylarının meydana gelmesi ve aşırı gerilim veya akımların oluşması ...

Enerji sistemlerinde harmonikler sebebiyle ortaya çıkan problemler arasında en etkili olanları kayıpların artması ile ölçü ve koruma sistemlerinin hatalı çalışmasıdır. Harmonik akım bileşenleri omik direnç içeren tüm tesis elemanları üzerinde ek harmonik kayıplara yol açmaktadır (Emanuel ve Wang, 1985; Hwang vd., 1987; Hwang vd., 1988; Forrest, 1991; Meliopulos ve Martin, 1992; Makram vd., 1992). Harmonikler sebebiyle oluşan ek kayıpları azaltmak için harmonik kaynağı durumundaki nonlineer yüklerin filtreler ile donatılması, konverterler gibi güç elektroniği devrelerinin tasarımında ise darbe sayısının mümkün olduğu kadar yüksek tutulması ile büyük genlikli harmonik bileşenlerinin şebekeye geçmesi önlenir. Harmoniklerin koruma rölelerinin çalışmasına etkilerini incelemek üzere yapılmış çalışmalar da bulunmaktadır. Bu çalışmalarda, harmoniklerin koruma rölelerine etkisi konusunda tam bir analitik yaklaşım ortaya konulamamış, elde edilen deneysel sonuçlar üzerine yorumlar yapılarak harmoniklerin etkisinin rölenin tipine, imalatçısına ve röle girişindeki ölçü transformatörünün magnetik doyma karakteristiğine göre değişim gösterdiği ifade edilmiştir (IEEE Wave Distortion on Consumer's Interconnection Working Group, 1984; Horton ve Goldberg, 1985; Glinkowski ve Esztergalyos, 1996a, 1996b).

Şebekenin ve sistemdeki diğer yüklerin bu harmonik etkilerinden mümkün olduğu kadar az zarar görmesini sağlamak ve tüketiciye daha kaliteli enerji verebilmek için harmoniklerin belirli bir seviyenin altında tutulması gerekir. Bu amaçla, nonlinear yüklerin toplam harmonik distorsiyonu ve harmoniklerin temel bileşene oranı her ülke tarafından sınırlandırılmaktadır. Çeşitli ülkeler tarafından harmonikler için tanımlanmış sınır değerleri Çizelge 3.3' de verilmiştir (Arrillaga vd., 1985; Kocatepe, 1995).

Çizelge 3.3 Çeşitli ülkelerin harmonik standartları

Ülke	Gerilim (kV)	(THD) _v (%)	V _h /V ₁ (Tek)	V _h /V ₁ (Çift)
A.B.D.	Genel 2.4-69 115≤ Özel 2.4 – 69	5 1.5 8		
Avustralya	Dağıtım 33≥ İletim 22, 33, 66 110≤	5 3 1.5	4 2 1	2 1 0.5
Fransa	Tüm Gerilimler	1.6	1	0.6
İngiltere	0.415 6.6, 11 33, 66 132	5 4 3 1.5	4 3 2 1	2 1.75 1 0.5
İsveç	0.43/0.25 3.3 – 24 84≥	4 3 1		

3.3.1 Direncin, endüktif ve kapasitif reaktansın harmoniklere bağlı olarak değişimi

Bir iletkenin içinden geçen akımın frekans sebebiyle iletken yüzeyinde homojen dağılmaması yüzünden iletken direncinin değişmesi “deri etkisi” olarak tanımlanır. Frekans yükseldikçe akım iletkenin dış yüzeyine yakın bölgelerden akma eğilimi gösterir. Bu nedenle iletkenin kullanılan kesiti azalmaktadır. Deri etkisi olayının sonucu; iletkenin direncinin artması ve

endüktansının azalmasıdır (Arrillaga vd., 1985). Endüktif deri etkisi nedeniyle iletkenin endüktansındaki değişim genellikle ihmal edilebilir (Kimbark, 1971; Arrillaga vd., 1985).

Harmonik mertebesi ile frekansın orantılı olarak artması, direncin değerindeki harmonik bağımlı değişimi dikkate almayı zorunlu kılmaktadır. Literatürde deri etkisi nedeniyle direnç artışının hesaplanmasını sağlayan, deneysel çalışmalara dayalı birçok ampirik bağıntı verilmiştir. Aşağıda bunlardan bir kısmı açıklanmıştır.

Galloway (1964) ile Magnusson' un (1965) çalışmalarına dayanan bir bağıntıda r_{dc} (Ω/km), doğru akım direnci, f (Hz) frekans ve μ_r silindirik iletkenin bağıl geçirgenliği olmak üzere,

$$M = 0.05 \sqrt{\frac{f \cdot \mu_r}{r_{dc}}} \quad (3.8)$$

katsayısı hesaplanarak M ' in değerine bağlı olarak f frekansındaki direnç değeri,

$$\frac{r(f)}{r_{dc}} = \begin{cases} 0.035M^2 + 0.0938 & M < 2.4 \\ 0.35M + 0.3 & M \geq 2.4 \end{cases} \quad (3.9)$$

olarak hesaplanabilmektedir (EPRI report EL-2583, 1982; Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, 1996).

Deri etkisi ile direncin değişimini incelemek için verilen bir diğer ampirik bağıntı ise 60 Hz temel frekans için k harmonik mertebesi, doğru akım direnci r_{dc} (Ω/mil) olmak üzere; mil başına k . harmonik frekansındaki alternatif akım direnci,

$$r_{ac} = r_{dc} \left(0.288 + 0.175 \sqrt{k/r_{dc}} \right) \quad (3.10)$$

olarak literatürde yer almaktadır (Stevenson, 1982; Grady, 1983; Song vd., 1984).

Bu çalışmada deri etkisi ile oluşan direnç değişimini hesaplamak üzere Arnold formülü olarak bilinen ve literatürde kabul gören diğer bir ampirik bağıntı kullanılmıştır (Çakır, 1989). Bu bağıntıda r_{dc} iletkenin km başına doğru akım direnci, h harmonik mertebesi ve $f_1(\text{Hz})$ temel frekans olmak üzere bir $X(h)$ değişkeni hesaplanmıştır.

$$X(h) = 0.050132 \sqrt{\frac{hf_1}{r_{dc}}} \quad (3.11)$$

olmak üzere h . harmonik frekansı için iletkenin direnci,

$$r_{ac} = \begin{cases} 0 \leq x \leq 3 & \text{için } r_{ac} = k_1(h).r_{dc} & (\Omega/\text{km}) \\ x > 3 & \text{için } r_{ac} = k_2(h).r_{dc} & (\Omega/\text{km}) \end{cases} \quad (3.12)$$

olarak tanımlanmıştır. Bu bağıntıdaki $k_1(h)$ ve $k_2(h)$,

$$\left. \begin{aligned} k_1(h) &= \frac{1}{2} \left[1 + \left(1 + \frac{x(h)^4}{48} \right)^{1/2} \right] \\ k_2(h) &= \left[0.26 + \frac{x(h)}{2,828} \right] \end{aligned} \right\} \quad (3.13)$$

ile hesaplanır. Bu bağıntılarda görüldüğü gibi harmonik mertebesi ve dolayısı ile frekans yükseldikçe $k_1(h)$ ve $k_2(h)$ katsayılarının değeri artmaktadır. Bu durum hat iletkenlerinin direnç değerinin artmasına neden olmaktadır.

Elektrik güç sistem elemanlarının (transformatör, iletim hattı, generatör, motor, yük vb.) modellenmesinde endüktif ve/veya kapasitif reaktanslar geniş bir yer tutmaktadır. Temel frekanstaki endüktif reaktansı $X_L^{(1)}$ olan bir bobin ile temel frekanstaki kapasitif reaktansı $X_C^{(1)}$ olan bir kondansatör elemanının n . harmonik frekansındaki $X_L^{(n)}$ ve $X_C^{(n)}$ reaktansları,

$$\left. \begin{aligned} X_L^{(n)} &= nX_L^{(1)} \\ X_C^{(n)} &= \frac{X_C^{(1)}}{n} \end{aligned} \right\} \quad (3.14)$$

eşitlikleri ile bulunur. Bu eşitliklerde bobinin endüktansının (L) ve kondansatörün kapasitesinin (C) frekans ile değişmediği kabul edilmiştir. R , L ve C elemanlarının empedans ve admitanslarının temel bileşen değeri ve temel bileşen ile harmonik eşdeğeri arasındaki ilişki Çizelge 3.4 ' de verilmiştir (Kocatepe, 1995).

Çizelge 3.4 Devre Elemanlarının Frekans Bağımlı Eşdeğerleri

Eleman (*)	Model	Parametre	Temel Bileşen Değeri	Harmonik Değeri
Direnç	Empedans	R	R	$R+R_h$
	Admitans	G	$1/R$	$1/(R+R_h)$
Endüktans	Empedans	X_L	X_L	nX_L
	Admitans	Y_L	Y_L	Y_L/n
Kapasite	Empedans	X_C	X_C	X_C/n
	Admitans	Y_C	Y_C	nY_C

(*) Elemanların ideal ve lineer oldukları kabul edilmiştir.

3.3.2 Harmoniklerin kayıplara etkisi

Bilindiği gibi bir iletkenin direnci R ve iletkenin geçen akımın efektif değeri I ise, bu iletkenin güç kaybı,

$$P_k = RI^2 \quad (3.15)$$

olarak tanımlanır. Bir nonlineer yükün akımının efektif değeri,

$$I = \sqrt{\sum_{n=1}^N I_n^2} \quad (3.16)$$

bağıntısı ile hesaplandığına göre, bu durumda R_1 iletkenin temel frekans direnci ve R_n iletkenin n. harmonik frekansındaki direnci olmak üzere iletkenin güç kaybı,

$$P_k = P_{k_1} + P_{k_{ek}} = RI_1^2 + R_n \sum_{n=2}^N I_n^2 \quad (3.17)$$

olarak tanımlanır (Shepherd ve Zand, 1979; Yumurtacı vd., 1997). Bu eşitlikte görüldüğü gibi harmonik akımların genliği arttıkça akımın harmonik bileşenleri nedeniyle oluşan ek kayıplar da artmaktadır.

Yukarıda güç sisteminde nonsinüsoidal akıma bağlı kayıplar ifade edildi. Sistemde gerilime bağlı olarak oluşan kayıplar ise elektrik makinalarının demir kayıpları ile kondansatörlerin dielektrik kayıplarıdır. Gerilimin nonsinüsoidal olması başka bir deyişle harmonik bileşenleri içermesi halinde de harmonikler nedeniyle ek kayıplar oluşur. Magnetik çekirdekli bir

elemanda (motor, transformatör, self bobini vb.) meydana gelen demir (nüve) kayıpları şöyle belirlenebilir; böyle bir elemana uygulanan gerilimin efektif değeri,

$$V = \sqrt{\sum_{n=1}^N V_n^2} \quad (3.18)$$

olmak üzere meydana gelen demir kayıpları,

$$P_{Fe} \cong C_m V^2 = C_m \sum_{n=1}^N V_n^2 \quad (3.19)$$

olarak tanımlanır (Kocatepe, 1995). Burada C_m makinanın yapısı ile ilgili bir sabittir.

Harmonikli gerilim uygulanan bir kapasite elemanındaki kayıplar ise,

$$P_{C_k} = \sum_{n=1}^N C(\tan \delta) \omega_n V_n^2 \quad (3.20)$$

olarak hesaplanabilir (Arrillaga vd., 1985). Bu eşitlikte $\tan \delta$,

$$\tan \delta = 1/R\omega C \quad (3.21)$$

ile ifade edilen kayıp faktörüdür. f_1 temel frekans olmak üzere, $\omega_n = 2\pi n f_1$ ile hesaplanan n . harmonik için açısıl frekans olup V_n ise n . harmonik geriliminin efektif değeridir.

3.4 Üç Fazlı Elektrik Güç Sistemi Elemanlarının Faz Koordinatları ile Harmonik Bağımlı Olarak Modellenmesi

Elektrik güç sistemi elemanlarının üç fazlı olarak modellenmesi simetrlili bileşenler yöntemi veya faz koordinatları yöntemi kullanılarak mümkün olmaktadır. Transformatör, generatör ve motor gibi üç fazlı güç sistemi elemanları genel olarak simetrik yapılıdır. İletim hatları ise transpoze edildikleri takdirde simetrik olarak kabul edilebilirler. Simetrlili bileşenler yönteminin avantajı, sistem elemanlarının simetrik olması halinde, simetrlili bileşenler dönüşümü ile elde edilen bara empedans matrisinin diagonal matris yapısında olması sebebiyle üç fazlı sistemin pozitif, negatif ve sıfır-sequence eşdeğer devrelerine ayrılarak üç adet bir fazlı eşdeğer devre olarak incelenebilmesidir.

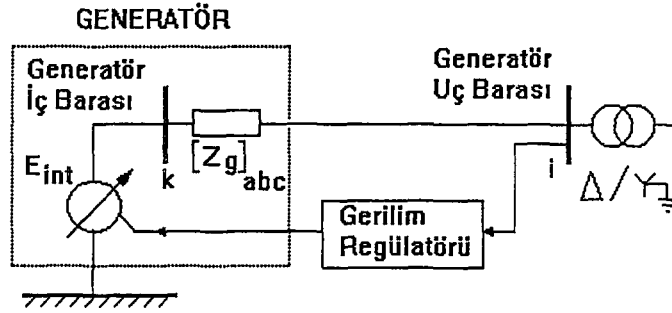
Enerji iletim hatlarının transpoze edilmemesi halinde, hatlar asimetrik yapılı (dengesiz) olmaktadır. Bu durumda simetrik bileşenler dönüşümü ile elde edilen bara empedans matrisinin diagonal matris olmaması sebebiyle güç sistemi birbirinden bağımsız pozitif, negatif ve sıfır-sequence eşdeğer devrelerine ayrılamaz. Bu nedenle güç sisteminin dengeli olmaması halinde üç fazlı elemanların modellenmesinde simetrik bileşenler yönteminin kullanılmasının bir avantajı olmayıp faz koordinatları yöntemi tercih edilmektedir (Anderson, 1973; Dillon ve Chen, 1974; Birt vd., 1976; Makram vd., 1987; Makram ve Girgis, 1988, 1989a, 1989b; Arrillaga ve Arnold, 1990; Chen vd., 1990). Üç fazlı modelleme gerektiren birçok çalışmada da bu nedenle güç sistem elemanları faz koordinatları ile modellenmiştir (Laughton ve Saleh, 1968, 1980; Wasley ve Shlash, 1974; Birt vd., 1976; Arrillaga ve Harker, 1978; Badawy vd., 1982a, 1982b; Broadwater vd., 1988; Arrillaga ve Arnold, 1990; Chen vd., 1990; Li ve Wu, 1990; Hong ve Chen, 1996; Berman ve Xu, 1998). Bazı çalışmalarda ise üç fazlı güç sistem elemanlarının modellenmesinde yapılan bazı kabuller ve getirilen kısıtlamalar ile (hatların tümünün transpoze edilmiş olması, yüklerinin tümünün üçgen bağlı olması, konverter transformatörlerinin Y/ Δ bağlı olması ve yıldız noktasının topraktan yalıtılması sebebiyle sistemde sıfır-sequence akımlarının akmaması vb.) simetrik bileşenler yönteminin de kullanıldığı görülmektedir. (Valcarcel ve Mayordomo, 1993; Zang ve Chen, 1994). Ancak bu yaklaşımlarda hatların transpoze edilmemiş olması halinde pozitif, negatif ve sıfır-sequence eşdeğer devreleri birbirinden bağımsız olmamaktadır.

Bu çalışmada üç fazlı güç sistem elemanları, literatürdeki çalışmalara paralel olarak, aynı zamanda transpoze edilmemiş hatların da modellenmesine imkan veren ve daha genel bir yaklaşım olan faz koordinatları ile modellenmiştir.

3.4.1 Senkron generatörün modellenmesi

Geleneksel yük akış çalışmalarında, yük akışı analizi üç fazlı dengeli sistemlerin tek faz eşdeğeri kullanılarak gerçekleştirilir. Bu çalışmalarda, generatörler değeri önceden bilinen ve çalışma süresince sabit kaldığı kabul edilen fazlararası uç gerilimleri ve sisteme enjekte ettikleri aktif güç ile tanımlanır. Ancak sistem büyüklüklerinde dengesizlik söz konusu ise generatörler için çok daha detaylı bir model gerekir (El-Abiad ve Tarsi., 1967; Birt vd., 1976; Arrillaga ve Arnold, 1990). Şekil 3.4 de dengesiz yük akışı için geliştirilmiş bir senkron generatör modeli gösterilmiştir (Birt vd., 1976; Arrillaga vd., 1990). Bu yeni generatör modelinde “Generatör iç barası” ve “Generatör uç barası” olmak üzere iki farklı üç fazlı bara tanımlanmıştır. Ayrıca geleneksel generatör modelinden farklı olarak faz koordinatları ile

verilmiş generatör empedansı da bu modelde yer almıştır. İdeal bir generatörde stator sargıları simetrik üç fazlı gerilim üretecek şekilde tasarlandığı için generatörün dengeli veya dengesiz yüklenmesinden bağımsız olarak generatör iç barası gerilimleri daima dengelidir. Generatör yükü dengeli ise generatör uç barası gerilimleri dengeli, yük dengesiz ise generatör uç barası gerilimleri de dengesizdir (El-Abiad ve Tarsi., 1967; Birt vd., 1976; Arrillaga ve Arnold, 1990).



Şekil 3.4 Yük akış çalışmaları için geliştirilen generatör modeli

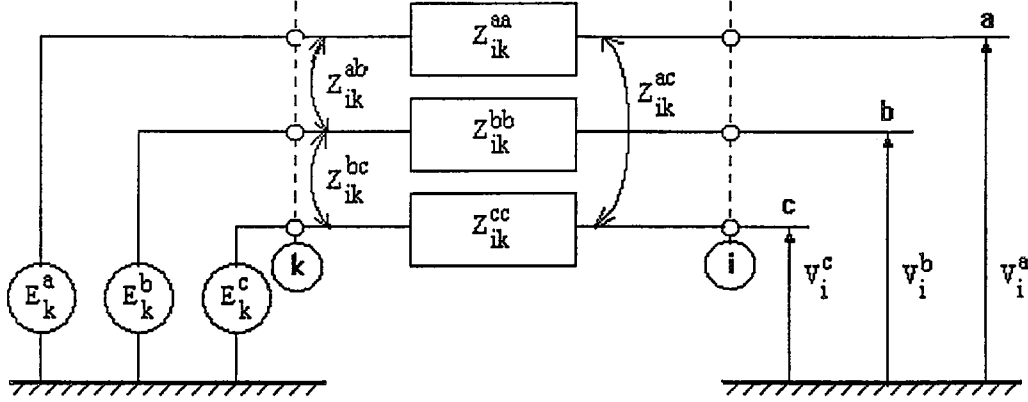
Şekil 3.4'de verilen generatör modelindeki gerilim regülatörü senkron generatörün uç barası gerilimleri için önceden tanımlanmış bir fonksiyona uygun olarak generatör iç barası gerilimini kontrol etmekte ve her türlü yüklenme durumu için generatör uç barasına ait i. bara pozitif sequence geriliminin (V_i^1) veya i. bara a fazı geriliminin (V_i^a) sabit bir değerde tutulmasını sağlamaktadır (Birt vd., 1976; Arrillaga ve Harker, 1978; Arrillaga ve Arnold, 1990). Bu çalışmada ele alınan modelde, generatör uç barası a fazı geriliminin sabit tutulması öngörülmüştür.

Şekil 3.5 ve Şekil 3.6'da sırasıyla temel bileşen ve harmonik bileşenleri için faz koordinatları ile generatör modelleri verilmiştir. Şekil 3.4, Şekil 3.5 ve Şekil 3.6'da k barası generatör iç barasını, i barası da generatör uç barasını temsil etmektedir. E_k^a , E_k^b ve E_k^c generatör iç barası faz-nötr gerilimlerinin temel bileşen değerlerini ve δ_k^a , δ_k^b ve δ_k^c ise bu gerilimlerin faz açılarını göstermek üzere generatör iç bara gerilimleri ve faz açıları arasında aşağıdaki ilişkiler mevcuttur (Arrillaga ve Arnold, 1990).

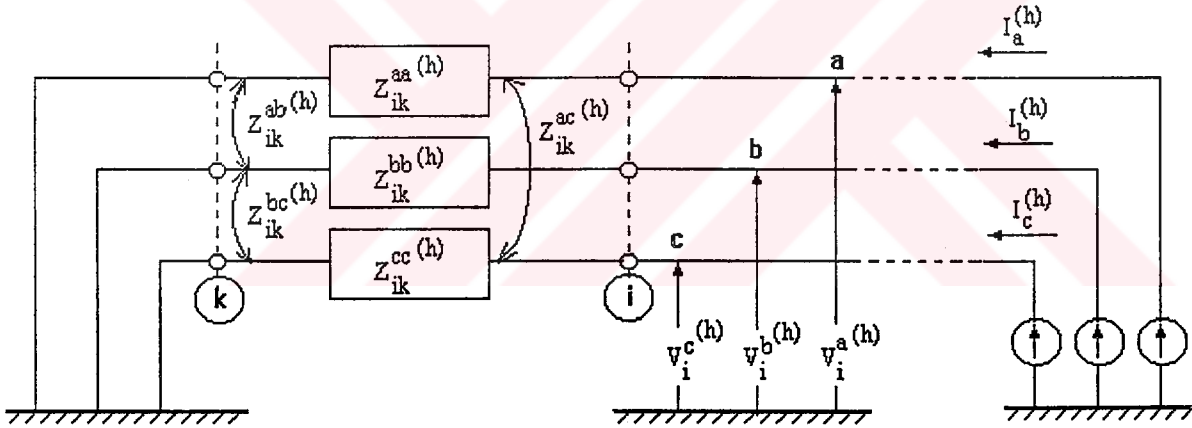
$$E_k^a = E_k^b = E_k^c \quad (3.22)$$

$$\delta_k^a = \delta_k^b + \frac{2\pi}{3} = \delta_k^c - \frac{2\pi}{3} \quad (3.23)$$

Generatör iç barası gerilimleri dengeli olduğu için bu çalışmada önerilen dengesiz yük akış algoritmasında sadece E_k^a ve δ_k^a büyüklüklerinin değişken olarak alınması yeterli olmaktadır. Algoritmada salınım barasına bağlı generatörün iç barasına ait δ_k^a faz açısı referans alınmaktadır (Arrillaga ve Harker., 1978, Arrillaga vd. 1983).



Şekil 3.5 Senkron generatörün faz koordinatları ile modellenmesi (Temel bileşen için)



Şekil 3.6 Senkron generatörün faz koordinatları ile modellenmesi (h. harmonik için)

Dengesiz yük akış algoritmasına göre sistemin bara admitans matrisini (Y_{bara}) oluşturmak için generatör empedansının faz koordinatları eşdeğeri gereklidir. Aşağıdaki eşitliklerde harmonik frekanslarına bağlı olarak generatör empedans ve admitans matrisleri elde edilmiştir (Arrillaga ve Arnold, 1990).

Senkron generatörün temel frekans için sıfır sequence empedansı ($Z_{g0}^{(1)}$), pozitif sequence empedansı ($Z_{g1}^{(1)}$) ve negatif sequence empedansı ($Z_{g2}^{(1)}$), reel ve imajiner bileşenler olarak;

$$\left. \begin{aligned} Z_{g0}^{(1)} &= R_{g0} + jX_{g0}^{(1)} \\ Z_{g1}^{(1)} &= R_{g1} + jX_{g1}^{(1)} \\ Z_{g2}^{(1)} &= R_{g2} + jX_{g2}^{(1)} \end{aligned} \right\} \quad (3.24)$$

şeklinde ifade edilebilir. h. harmonik bileşeni için (3.24) eşitliği

$$\left. \begin{aligned} Z_{g0}^{(h)} &= R_{g0}^{(h)} + jhX_{g0}^{(1)} \\ Z_{g1}^{(h)} &= R_{g1}^{(h)} + jhX_{g1}^{(1)} \\ Z_{g2}^{(h)} &= R_{g2}^{(h)} + jhX_{g2}^{(1)} \end{aligned} \right\} \quad (3.25)$$

olarak tanımlanabilir. Generatör empedanslarının dengeli olması halinde h. harmonik için generatörün simetrik bileşen empedans matrisi,

$$[Z_g]_{012}^{(h)} = \begin{bmatrix} Z_{g0}^{(h)} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{g1}^{(h)} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{g2}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

olmaktadır. Generatörün (3.26) eşitliği ile tanımlı simetrik bileşen empedans matrisi, dönüşüm matrisi $[T_s]$ yardımı ile faz koordinatları empedans matrisine dönüştürülebilir.

$$[Z_g]_{abc}^{(h)} = [T_s][Z_g]_{012}^{(h)}[T_s]^{-1} \quad (3.27)$$

$a = e^{-j2\pi/3}$ kompleks operatörü olmak üzere (3.27) eşitliğindeki $[T_s]$ matrisi,

$$[T_s] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

olarak tanımlanır. (3.27) eşitliğinden faz koordinatları ile h.harmonik için generatör empedans matrisi,

$$[Z_g]_{abc}^{(h)} = \begin{bmatrix} Z_{ga}^{(h)} & Z_{gb}^{(h)} & Z_{gc}^{(h)} \\ Z_{ga}^{(h)} & Z_{gb}^{(h)} & Z_{gc}^{(h)} \\ Z_{ga}^{(h)} & Z_{gb}^{(h)} & Z_{gc}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

olarak elde edilir. Faz koordinatları ile h. harmonik için generatör admitans matrisi,

$$[Y_g]_{abc}^{(h)} = \left([Z_g]_{abc}^{(h)} \right)^{-1} \quad (3.30)$$

olmak üzere generatör için aşağıdaki admitans matrisi tanımlanabilir:

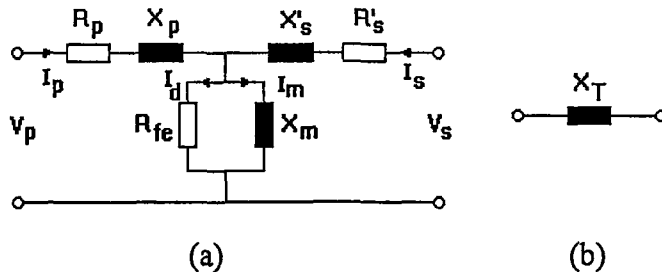
$$\begin{bmatrix} [I_i]_{abc}^{(h)} \\ [I_k]_{abc}^{(h)} \end{bmatrix}_{6 \times 1} = \begin{bmatrix} [Y_g]_{abc}^{(h)} & -[Y_g]_{abc}^{(h)} \\ -[Y_g]_{abc}^{(h)} & [Y_g]_{abc}^{(h)} \end{bmatrix}_{6 \times 6} \begin{bmatrix} [V_i]_{abc}^{(h)} \\ [V_k]_{abc}^{(h)} \end{bmatrix}_{6 \times 1} \quad (3.31)$$

3.4.2 Transformatörlerin modellenmesi

Güç sisteminde yapılacak yük akış analizi için transformatörün karakteristik özelliklerini yansıtacak gerçekçi bir modelinin ortaya konulması gerekir. Transformatörlerin modellenmesinde, faz sayısı, primer ve sekonder bağlantı grupları gibi etkenler gözönüne alınır.

3.4.2.1 Bir fazlı transformatörün modellenmesi

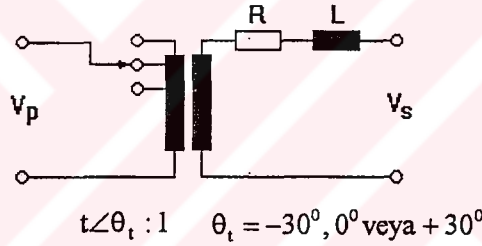
Bir fazlı transformatörün primere indirgenmiş tam eşdeğer devresi Şekil 3.7'de verilmiştir. Bu eşdeğer devrede R_p ve X_p primer sargı direncini ve kaçak reaktansını, R'_s ve X'_s ise primere indirgenmiş sekonder sargı direncini ve kaçak reaktansını, R_{fe} boşa çalışma kayıplarını temsil eden demir çekirdek direncini ve I_m mıknatıslanma akımını göstermektedir.



Şekil 3.7 Transformatörün eşdeğer devresi (a) ve dengeli güç akış analizinde kullanılan eşdeğeri (b)

Geleneksel güç akış analizinde, paralel kol elemanlarının ve seri dirençlerin etkisinin az olması sebebiyle yapılan ihmaller sonucu Şekil 3.7b'deki reaktans eşdeğeri kullanılmaktadır.

Transformatörlerin mıknatıslama eğrisinin nonlinear olması nedeniyle transformatörde doyma olayı meydana gelir ve bu yüzden transformatörler harmonik kaynağı olarak da incelenebilir. Ancak transformatörün nonlinearlığı ile ilgili olarak yapılan analizlerin henüz yetersiz olması ve bununla ilgili somut bağıntılar ortaya konulamaması transformatörün bir harmonik kaynağı olarak modellenmesini zorlaştırmaktadır (Grady, 1983). Bu nedenle harmoniklerle ilgili bazı çalışmalarda transformatörün nonlinearlığı ihmal edilmiş, t transformatörün gerilim ayar kademesinin de dahil olduğu dönüştürme oranını ve θ_t transformatörün primer ve sekonder gerilimleri arasındaki faz kaymasını göstermek üzere Şekil 3.8'de gösterilen transformatör bir faz eşdeğeri kullanılmıştır (Xia ve Heydt, 1982; Grady, 1983). Yukarıda açıklanan nedenlerden dolayı bu çalışmada transformatör lineer bir sistem elemanı olarak modellenmiştir.



Şekil 3.8 Harmonik yük akışında Grady (1983) tarafından kullanılan transformatör modeli

3.4.2.2 Üç fazlı transformatör modelleri

Üç fazlı transformatörler faz koordinatları ile ya da simetrik bileşenler ile üç fazlı olarak modellenmektedir. Transformatörün primer ve sekonder bağlantıları nedeniyle primer ve sekonder gerilimleri arasında oluşan faz farkı bu modellerde gözönüne alınmaktadır.

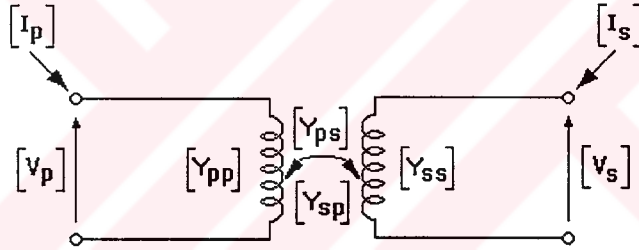
3.4.2.2.1 Üç fazlı transformatörün faz koordinatları ile modellenmesi

Primer ve sekonder olmak üzere iki sargılı, faz sargıları ve primer-sekonder sargıları arasında karşılıklı kuplaj endüktansları bulunan üç fazlı bir transformatörün sembolik gösterimi Şekil 3.9' da verilmiştir. Bu modellemede transformatör karşılıklı kuplajlı iki kompund bobin ile sembolize edilmiştir (Arrillaga ve Harker, 1978; Arrillaga ve Arnold, 1990). Bu elemana ait

admitans matrisi, p ve s indisleri primer ve sekonderi, h harmonik derecesini göstermek üzere faz koordinatları ile,

$$\begin{bmatrix} [I_p]_{abc}^{(h)} \\ [I_s]_{abc}^{(h)} \end{bmatrix}_{6 \times 1} = \begin{bmatrix} [Y_{pp}]_{abc}^{(h)} & [Y_{ps}]_{abc}^{(h)} \\ [Y_{sp}]_{abc}^{(h)} & [Y_{ss}]_{abc}^{(h)} \end{bmatrix}_{12 \times 12} \begin{bmatrix} [V_p]_{abc}^{(h)} \\ [V_s]_{abc}^{(h)} \end{bmatrix}_{6 \times 1} \quad (3.32)$$

olarak matrisyel formda tanımlanabilir. y_t transformatörün kısa devre deneyinden elde edilen kaçak admitansı olmak üzere faz koordinatları ile y_t admitansından yararlanarak (3.32) eşitliğindeki Y_{pp} , Y_{ss} , Y_{ps} ve Y_{sp} admitans alt matrisleri Chen ve Dillon tarafından üç adet bir fazlı transformatörden oluşan üç fazlı transformatör bloğu için transformatör bağlantı gruplarına göre ayrı ayrı tanımlanmıştır (Chen ve Dillon, 1974). Söz konusu çalışma bundan sonraki bir çok çalışmada temel referans olarak alınmıştır (Birt vd., 1976; Arrillaga ve Harker, 1978; Arrillaga ve Arnold, 1990; Chen vd., 1990; Chen vd., 1991; Zhang ve Chen, 1994; Garcia ve Zago, 1996; Berman ve Xu, 1998).



Şekil 3.9 İki sargılı üç fazlı transformatörün karşılıklı kuplajlı iki bobin şeklinde modellenmesi

Çizelge 3.5 Faz koordinatları ile transformatör admitans matrisinin oluşturulmasında kullanılan karakteristik alt matrisler

Transformatör Bağlantı Grubu		SELF ADMİTANSLAR		ORTAK ADMİTANSLAR
Primer	Sekonder	$[Y_{pp}]$	$[Y_{ss}]$	$[Y_{sp}] = [Y_{ps}]^T$
Yıldız-Topraklı	Yıldız-Topraklı	Y_I	Y_I	$-Y_I$
Yıldız-Topraklı	Yıldız	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$
Yıldız-Topraklı	Üçgen	Y_I	Y_{II}	Y_{III}
Yıldız	Yıldız	Y_I	Y_I	$-Y_{II}$
Yıldız	Üçgen	Y_{II}	Y_{II}	Y_{III}
Üçgen	Üçgen	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$

Çizelge 3.5'deki Y_I , Y_{II} ve Y_{III} alt matrisleri sırasıyla,

$$Y_I = y_t \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

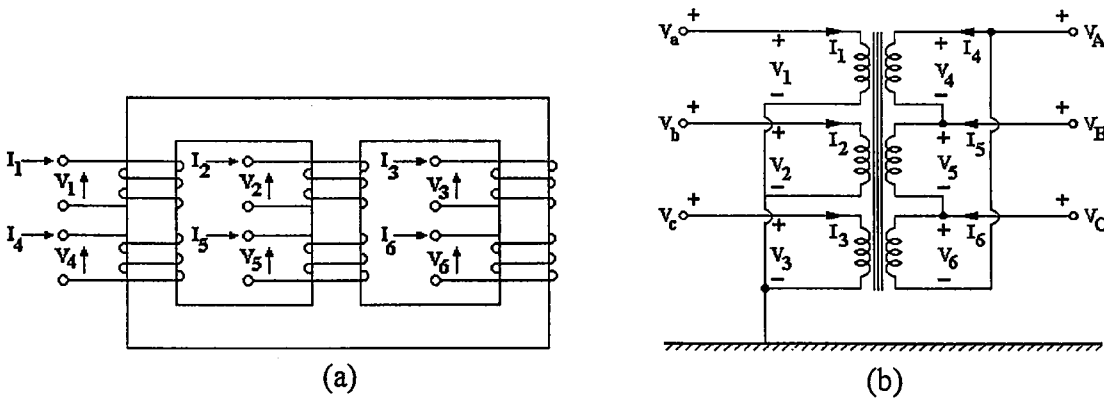
$$Y_{II} = \frac{y_t}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

$$Y_{III} = \frac{y_t}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

olarak tanımlanmıştır (Chen ve Dillon, 1974; Arrillaga vd., 1990; Chen vd., 1991).

Bu çalışmada da üç fazlı transformatör modelleri Çizelge 3.5' de verilen admitans matrisleri kullanılarak faz koordinatları ile oluşturulmuştur (Chen vd., 1991). (h. harmonik bileşeni için modelleme yapılırken, $X_t^{(1)}$ transformatör reaktansının temel frekanstaki değeri olmak üzere (3.25) eşitliğinde gösterildiği gibi transformatör kaçak reaktansları h. $X_t^{(1)}$ olarak dikkate alınmıştır.)

3.4.2.2.2 Üç fazlı transformatörün simetrlili bileşenler ile modellenmesi



Şekil 3.10 Üç fazlı ortak çekirdekli transformatör

a) Çekirdeğe sargıların yerleştirilmesi

b) Sargıların yıldız (topraklı) - üçgen bağlanması

Şekil 3.10'da ortak çekirdekli, üç fazlı bir transformatörün primer ve sekonder sargılarının magnetik çekirdek üzerindeki yerleşimi ve bağlantısı gösterilmiştir. Bu transformatör ile ilgili elektriksek büyüklüklerin dengeli olduğu varsayılarak; kuplajlar nedeniyle ortaya çıkan, transformatöre ait ortak admitanslar ;

y_m : Transformatörün aynı fazlarına ait primer ve sekonder sargıları arasındaki ortak admitans,

y'_m : Transformatörün farklı fazlarına ait primer sargıları arasındaki ortak admitans,

y''_m : Transformatörün farklı fazlarına ait primer ve sekonder sargıları arasındaki ortak admitans,

y'''_m : Transformatörün farklı fazlarına ait sekonder sargıları arasındaki ortak admitans,

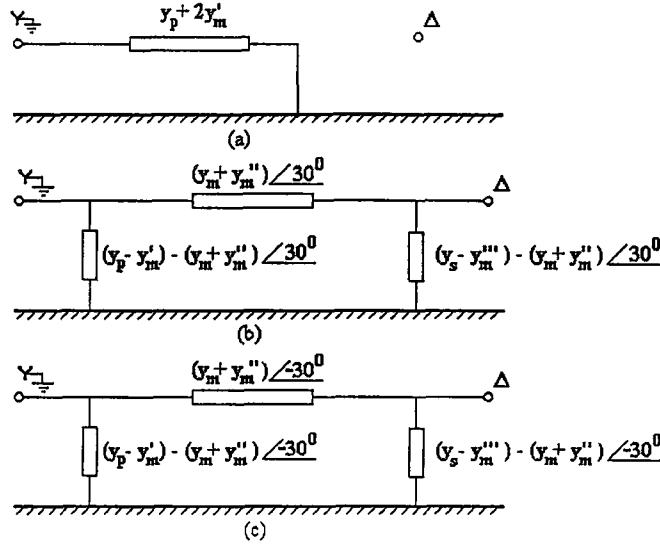
olmak üzere bu transformatöre ait primitif admitans matrisi faz koordinatları ile (3.36) eşitliğinde tanımlanmıştır (Chen ve Dillon, 1974; Arrillaga ve Arnold., 1990) :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_p & y'_m & y'_m & -y_m & y''_m & y''_m \\ y'_m & y_p & y'_m & y''_m & -y_m & y''_m \\ y'_m & y'_m & y_p & y''_m & y''_m & -y_m \\ -y_m & y''_m & y''_m & y_s & y_m & y''_m \\ y''_m & -y_m & y''_m & y''_m & y_s & y'_m \\ y''_m & y''_m & -y_m & y_m & y''_m & y_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

Transformatörün yıldız topraklı - üçgen bağlı olması halinde (3.36) eşitliği yeniden düzenlenerek simetrik bileşenlere dönüşüm yapılırsa primitif admitans matrisi,

$$\begin{bmatrix} I_1^p \\ I_2^p \\ I_0^p \\ I_1^s \\ I_2^s \\ I_0^s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_p - y'_m & 0 & 0 & -(y_m + y''_m)\angle 30^\circ & 0 & 0 \\ 0 & y_p - y'_m & 0 & 0 & -(y_m + y''_m)\angle -30^\circ & 0 \\ 0 & 0 & y_p + 2y'_m & 0 & 0 & 0 \\ -(y_m + y''_m)\angle 30^\circ & 0 & 0 & y_s - y''_m & 0 & 0 \\ 0 & -(y_m + y''_m)\angle -30^\circ & 0 & 0 & y_s - y''_m & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1^p \\ V_2^p \\ V_0^p \\ V_1^s \\ V_2^s \\ V_0^s \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

şeklini alır. (3.37) eşitliği ile verilen primitif admitans matrisinin simetrik olması nedeniyle Şekil 3.11'de gösterilen birbirinden bağımsız, sıfır, pozitif ve negatif sequence eşdeğer devreleri elde edilebilir.

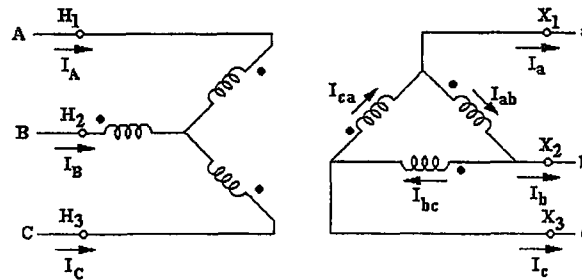


Şekil 3.11 Ortak çekirdekli Y_{Δ} bağlı üç fazlı transformatörün düğüm admitans modeli

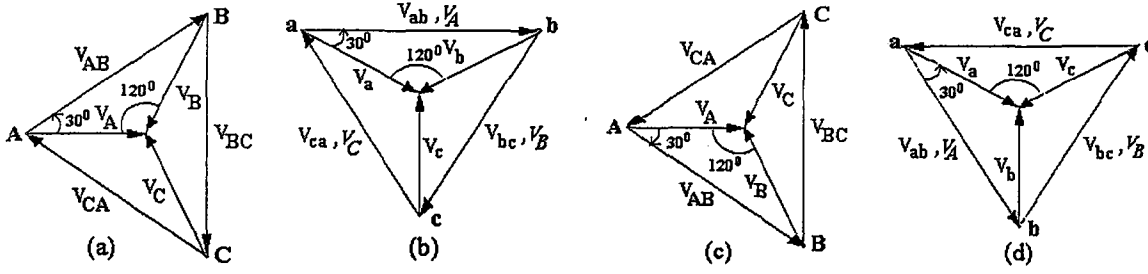
- a) Sıfır-sequence
- b) Pozitif-sequence
- c) Negatif-sequence

3.4.2.2.3 Yıldız - üçgen bağlı transformatörlerde faz kayması

Üç fazlı transformatörlerde transformatör bağlantısı yıldız-üçgen olduğu takdirde, Şekil 3.10 ve Şekil 3.12'de görüldüğü gibi, yıldız bağlı olan primer sargıları faz-nötr arasına bağlı iken üçgen bağlı olan sekonder sargıları ise fazlar arasına bağlanmıştır. Bu durum primer ve sekonder gerilimleri arasında faz kayması meydana gelmesine neden olur (Stevenson, 1982; Grady, 1983). Şekil 3.13'de transformatörün dengeli yüklenmesi ve sargıların simetrik yapılı olması kabulü ile üç fazlı transformatörün yıldız-üçgen bağlı olması ve yıldız bağlı olan primer sargısının a fazının geriliminin referans alınması ($V_A = |V| \angle 0^\circ$) hali için transformatörün üçgen bağlı olan sekonder sargılarının pozitif ve negatif sequence gerilimlerindeki faz kaymasının meydana gelişi gösterilmiştir (Stevenson, 1982)



Şekil 3.12 Yıldız-Üçgen bağlı üç fazlı transformatörün sargı bağlantı şeması



Şekil 3.13 Yıldız-Üçgen bağlı üç fazlı transformatörde primer ve sekonder gerilimleri arasındaki faz kayması (Şekil 3.12 referans alınmıştır)

- a) Yıldız bağlı primer sargı gerilimleri (Pozitif sequence)
- b) Üçgen bağlı sekonder sargı gerilimleri (Pozitif sequence)
- c) Yıldız bağlı primer sargı gerilimleri (Negatif sequence)
- d) Üçgen bağlı sekonder sargı gerilimleri (Negatif sequence)

Şekil 3.13’de verilen fazör diyagramlardan yararlanılarak transformatörün primer sargısının a fazının geriliminin $V_A = |V| \angle \delta^0$ olması halinde sekonder gerilimindeki faz kayması Çizelge 3.6’daki gibi elde edilir.

Çizelge 3.6 Transformatör bağlantı grubuna göre faz kayması

Primer Bağlantı Türü	Sekonder Bağlantı Türü	Primer Gerilimi	Sekonder Gerilimi	
			Pozitif Sequence	Negatif Sequence
Yıldız	Üçgen	$ V e^{j\delta_A}$	$ V e^{j(\delta_A - 30^0)}$	$ V e^{j(\delta_A + 30^0)}$
Üçgen	Yıldız	$ V e^{j\delta_A}$	$ V e^{j(\delta_A + 30^0)}$	$ V e^{j(\delta_A - 30^0)}$

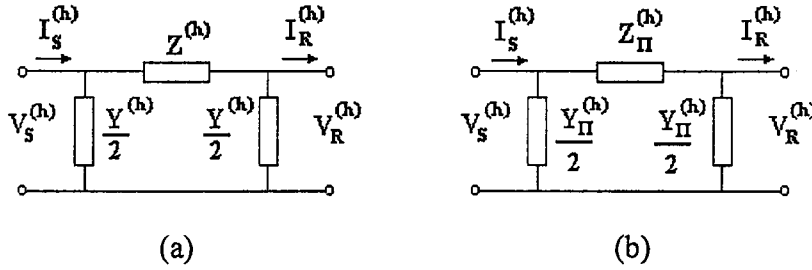
Bilindiği gibi temel bileşen gerilimi ve 7., 13., 19., harmonik gerilim bileşenleri pozitif sequence, 5., 11., 17., harmonik gerilim bileşenleri ise negatif sequence karakterdedir. Bu nedenle yıldız-üçgen bağlı veya üçgen-yıldız bağlı transformatördeki faz kaymasının $+30^0$ veya -30^0 olması transformatörün bağlantı grubuna ve harmonik bileşenin pozitif veya negatif sequence grubunda olmasına bağlıdır.

3.4.3 İletim hatlarının modellenmesi

Dengeli sistemlerde iletim hatları, hat karakteristiklerinin pozitif sequence değerleri kullanılarak oluşturulan bir fazlı eşdeğer devreleri yardımıyla modellenir. $k^{(h)}$, h. harmonik frekansı için deri etkisi nedeni ile iletken direncindeki artışı gösteren katsayı, R_0 iletkenin doğru akım direnci, $X^{(1)}$ ve $Y^{(1)}$ sırasıyla hattın temel frekanstaki seri reaktans ve paralel admitansları olmak üzere h. harmonik bileşeni için hattın seri empedansı ve paralel admitansı;

$$\left. \begin{aligned} Z^{(h)} &= k^{(h)} R_0 + jhX^{(1)} \\ Y^{(h)} &= hY^{(1)} \end{aligned} \right\} \quad (3.38)$$

şeklinde ifade edilebilir. Şekil 3.14a'da bir iletim hattının h. harmonik bileşeni için $Z^{(h)}$ ve $Y^{(h)}$ elemanları ile oluşturulan nominal π modeli gösterilmiştir.



Şekil 3.14 h. harmonik için iletim hattının nominal- π modeli (a) ve h. harmonik için iletim hattının eşdeğer- π modeli (b)

Dengeli yük akış analizinde iletim hattının uzunluğu ortalama olarak 240 km'den fazla ise hattı Şekil 3.14b'de gösterilen eşdeğer- π modeli ile modellemek gerekir (Stevenson, 1982; Çakır, 1989). (3.38) eşitliğindeki h. harmonik bileşeni için hattın toplam uzunluğuna ait empedans ($Z^{(h)}$) ve admitans ($Y^{(h)}$) değerlerinden yararlanarak ve hattın uzunluğunu dikkate alarak eşdeğer- π modelindeki $Z_{\pi}^{(h)}$ ve $Y_{\pi}^{(h)}$ elemanlarının değeri hesaplanabilir. Bu durumda hattın karakteristik empedansı;

$$Z_C^{(h)} = (Z^{(h)} / Y^{(h)})^{1/2} \quad (3.39)$$

biçiminde ve h. harmonik bileşeni için propagasyon sabiti;

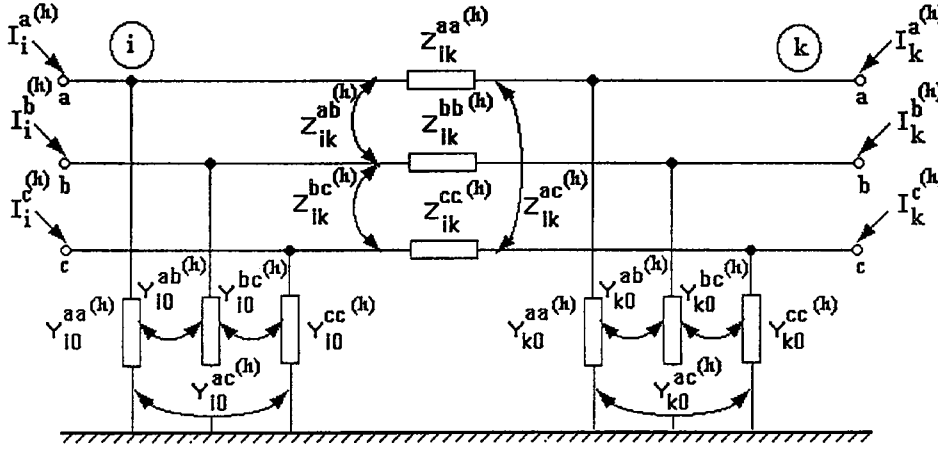
$$\gamma^{(h)} = \frac{1}{\ell} (Z^{(h)} \cdot Y^{(h)})^{1/2} \quad (3.40)$$

biçiminde tanımlanır. Bunlardan yararlanılarak h. harmonik empedans ve admitanslar matrisleri;

$$Z_{\pi}^{(h)} = Z_C^{(h)} \cdot \sinh(\gamma^{(h)} \ell) \quad (3.41)$$

$$\frac{1}{2} Y_{\pi}^{(h)} = \frac{1}{Z_c^{(h)}} \tanh\left(\frac{\gamma^{(h)} \ell}{2}\right) \quad (3.42)$$

olarak ifade edilebilir.



Şekil 3.15 Üç fazlı iletim hattının h. harmonik bileşeni için toplu parametrelili π modeli

Üç fazlı iletim hatları için de nominal- π ve eşdeğer- π modelleri kullanılır. Ancak bu durumda Şekil 3.15'de gösterildiği gibi faz iletkenleri arasındaki kuplaj empedansları da dikkate alınmalıdır. Şekil 3.16'da görüldüğü gibi model üzerindeki her bir eleman (3x3) boyutlu matris formundadır. Üç fazlı hattın dengeli (simetrik) olması halinde, hat simetrik bileşen empedans ve admitanslarından yararlanılarak faz koordinatları ile modellenebilir. Bir hattın temel frekans için sıfır sequence empedansı $Z_{h0}^{(1)}$, pozitif sequence empedansı $Z_{h1}^{(1)}$ ve negatif sequence empedansı $Z_{h2}^{(1)}$, reel ve imajiner bileşenler olarak;

$$\left. \begin{aligned} Z_{h0}^{(1)} &= R_{h0}^{(1)} + jX_{h0}^{(1)} \\ Z_{h1}^{(1)} &= R_{h1}^{(1)} + jX_{h1}^{(1)} \\ Z_{h2}^{(1)} &= R_{h2}^{(1)} + jX_{h2}^{(1)} \end{aligned} \right\} \quad (3.43)$$

şeklinde ifade edilebilir. $R_{h0}^{(h)}$, $R_{h1}^{(h)}$ ve $R_{h2}^{(h)}$ (3.10) – (3.13) eşitlikleri kullanılarak h. harmonik frekansındaki deri etkisinin gözönüne alındığı hattın simetrik bileşen dirençleri olmak üzere h. harmonik bileşeni için (3.43) eşitliği,

$$\left. \begin{aligned} Z_{h0}^{(h)} &= R_{ho}^{(h)} + jhX_{h0}^{(1)} \\ Z_{h1}^{(h)} &= R_{h1}^{(h)} + jhX_{h1}^{(1)} \\ Z_{h2}^{(h)} &= R_{h2}^{(h)} + jhX_{h2}^{(1)} \end{aligned} \right\} \quad (3.44)$$

olarak tanımlanabilir. Hat empedanslarının dengeli olması halinde h. harmonik için hattın simetrik bileşen empedans matrisi,

$$[Z_h]_{012}^{(h)} = \begin{bmatrix} Z_{h0}^{(h)} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{h1}^{(h)} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{h2}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

olmaktadır. Hat dengesiz ise (3.45) ile verilen matriste köşegen dışındaki elemanların değeri sıfırdan farklı olacaktır. Yukarıdaki simetrik bileşen empedans matrisi, dönüşüm matrisi $[T_s]$ yardımı ile faz koordinatları empedans matrisine dönüştürülebilir.

$$[Z_h]_{abc}^{(h)} = [T_s][Z_h]_{012}^{(h)}[T_s]^{-1} \quad (3.46)$$

Buradan faz koordinatları ile h.harmonik için hattın empedans matrisinin elemanları,

$$[Z_h]_{abc}^{(h)} = \begin{bmatrix} Z_{haa}^{(h)} & Z_{hab}^{(h)} & Z_{hac}^{(h)} \\ Z_{hba}^{(h)} & Z_{hbb}^{(h)} & Z_{hbc}^{(h)} \\ Z_{hca}^{(h)} & Z_{hcb}^{(h)} & Z_{hcc}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

şeklinde gösterilebilir.

Kondüktansın ihmal edilmesi halinde hattın temel frekans simetrik bileşen süseptansları yardımıyla h. harmonik için simetrik bileşen şönt admitansları,

$$\left. \begin{aligned} Y_{h0}^{(h)} &= jhB_{h0}^{(1)} \\ Y_{h1}^{(h)} &= jhB_{h1}^{(1)} \\ Y_{h2}^{(h)} &= jhB_{h2}^{(1)} \end{aligned} \right\} \quad (3.48)$$

olarak tanımlanabilir. Buradan h . harmonik için hattın simetrik bileşen şönt admitans matrisi,

$$[Y_h]_{012}^{(h)} = \begin{bmatrix} Y_{h0}^{(h)} & 0 & 0 \\ 0 & Y_{h1}^{(h)} & 0 \\ 0 & 0 & Y_{h2}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (3.49)$$

olmaktadır. Hat dengesiz ise (3.49) ile verilen matris bir köşegen matris olmayacak ve köşegen dışındaki elemanların değeri sıfırdan farklı olacaktır. Hattın (3.49) eşitliği ile tanımlı simetrik bileşen şönt admitans matrisi, dönüşüm matrisi $[T_s]$ yardımı ile faz koordinatları şönt admitans matrisine dönüştürülebilir.

$$[Y_h]_{abc}^{(h)} = [T_s][Y_h]_{012}^{(h)}[T_s]^{-1} \quad (3.50)$$

Buradan faz koordinatları ile h .harmonik için hattın şönt admitans matrisinin elemanları,

$$[Y_h]_{abc}^{(h)} = \begin{bmatrix} Y_{haa}^{(h)} & Y_{hab}^{(h)} & Y_{hac}^{(h)} \\ Y_{hba}^{(h)} & Y_{hbb}^{(h)} & Y_{hbc}^{(h)} \\ Y_{hca}^{(h)} & Y_{hcb}^{(h)} & Y_{hcc}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (3.51)$$

şeklinde gösterilebilir.

Hat iletkenleri arasındaki uzaklıkların eşit olmaması halinde, hat empedansları dengesiz olur. Faz iletkenleri (a, b ve c) ile toprak potansiyelindeki koruma iletkeninden (g) oluşan üç fazlı hattın h . harmonik frekansındaki empedans matrisi,

$$[Z]_{abcg}^{(h)} = \begin{bmatrix} Z_{aa}^{(h)} & Z_{ab}^{(h)} & Z_{ac}^{(h)} & Z_{ag}^{(h)} \\ Z_{ba}^{(h)} & Z_{bb}^{(h)} & Z_{bc}^{(h)} & Z_{bg}^{(h)} \\ Z_{ca}^{(h)} & Z_{cb}^{(h)} & Z_{cc}^{(h)} & Z_{cg}^{(h)} \\ Z_{ga}^{(h)} & Z_{gb}^{(h)} & Z_{gc}^{(h)} & Z_{gg}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

şeklinde faz koordinatları ile tanımlanabilir. $i=a,b,c,g$ ve $j=a,b,c,g$ olmak üzere bu empedans matrisini oluşturan self empedanslar ($Z_{ii}^{(h)}$) ve kuplaj empedansları ($Z_{ij}^{(h)}$) şöyle hesaplanabilir:

$$\left. \begin{aligned} Z_{ii}^{(h)} &= r_i + r_d + j(2\pi hf_1) \cdot \ln(D_e / D_{si}) \quad (\Omega/\text{km}) \\ Z_{ij}^{(h)} &= r_d + jk(2\pi hf_1) \cdot \ln(D_e / D_{ij}) \quad i \neq j \quad (\Omega/\text{km}) \end{aligned} \right\} \quad (3.53)$$

Bu eşitliklerde h harmonik mertebesi, f_1 temel frekans, $k=2 \cdot 10^{-4}$ değerinde bir katsayı, r_i i faz iletkeninin km başına direnci, D_{ij} i ve j faz iletkenleri arasındaki uzaklık, D_{si} ise i faz iletkeninin geometrik ortalama yarıçapıdır. ρ toprak öz direnci (Ωmetre) olmak üzere, r_d ve D_e ,

$$\left. \begin{aligned} r_d &= 9,869 \cdot 10^{-4} hf_1 \quad (\Omega/\text{km}) \\ D_e &= 2160 \sqrt{\frac{\rho}{hf_1}} \quad (\text{metre}) \end{aligned} \right\} \quad (3.54)$$

bağıntıları ile hesaplanabilir (Anderson, 1973; Makram vd., 1987; Makram ve Girgis, 1989).

Yukarıda (3.52) eşitliği verilen empedans matrisinde Kron yöntemi kullanılarak dördüncü düğüm kaldırılabilir (Anderson, 1973). Bu durumda hattın empedans matrisi,

$$[Z]_{abc}^{(h)} = \begin{bmatrix} Z_{aa}^{(h)} & Z_{ab}^{(h)} & Z_{ac}^{(h)} \\ Z_{ba}^{(h)} & Z_{bb}^{(h)} & Z_{bc}^{(h)} \\ Z_{ca}^{(h)} & Z_{cb}^{(h)} & Z_{cc}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (3.55)$$

biçiminde 3×3 matris olarak ifade edilebilir. Bu üç fazlı asimetrik hattın kapasiteleri sebebiyle oluşan şönt admitans matrisi de aynı yaklaşım ile tanımlanabilir. Bu amaçla öncelikle hattın kapasite matrisinin tersinin oluşturduğu bir P_{abc} matrisi tanımlanır. H_{ij} , i fazının fiziksel yükü ile j fazının görüntü yükü arasındaki uzaklık olmak üzere, P_{abc} matrisinin P_{ii} ve P_{ij} elemanları,

$$\left. \begin{aligned} P_{ii} &= 1,1185 \cdot 10^6 \cdot \ln(H_{ii} / D_{si}) \quad (\text{km/F}) \\ P_{ij} &= 1,1185 \cdot 10^6 \cdot \ln(H_{ij} / D_{ij}) \quad (\text{km/F}) \end{aligned} \right\} \quad (3.56)$$

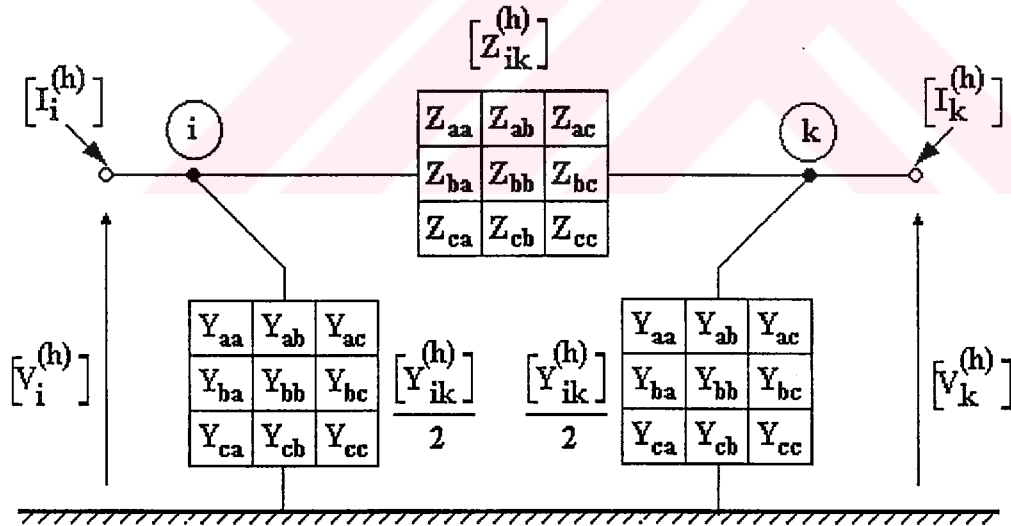
bağıntıları ile hesaplanabilir. Buradan hattın kapasite matrisi, P_{abc} matrisinin tersi alınarak,

$$[C]_{abc} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} \end{bmatrix}^{-1} \quad (\text{F/km}) \quad (3.57)$$

olarak bulunur. Kapasite matrisi kullanılarak, ω açısal frekans ($\omega=2\pi hf_1$) olmak üzere, h. harmonik bileşeni için hattın şönt admitans matrisi,

$$[Y_{sh}]_{abc}^{(h)} = j\omega \begin{bmatrix} C_{aa} & C_{ab} & C_{ac} \\ C_{ba} & C_{bb} & C_{bc} \\ C_{ca} & C_{cb} & C_{cc} \end{bmatrix} \quad (\text{mho/km}) \quad (3.58)$$

olarak hesaplanabilir (Anderson, 1973; Makram vd., 1987; Makram ve Girgis, 1989).



Şekil 3.16 Üç fazlı iletim hattının Şekil 3.15 'de verilen modelinin matris eşdeğeri

Üç fazlı uzun iletim hattının hat iletkenlerinin transpoze edilmemiş (asimetrik) olması halinde h. harmonik propagasyon sabiti,

$$[\gamma]^{(h)} = \frac{1}{\ell} \left([Z]^{(h)} \cdot [Y]^{(h)} \right)^{1/2} \quad (3.59)$$

olur. h. harmonik bileşeni için km başına empedans ve admitans matrisleri sırasıyla $[Z']^{(h)}$ ve $[Y']^{(h)}$ ise, $[M]^{(h)}$ bunların çarpımından elde edilen normalize edilmiş özdeğerler matrisi olmak üzere, h. harmonik nominal π empedans ve admitans matrisleri;

$$[Z_{\pi}]^{(h)} = \ell \cdot [Z']^{(h)} \cdot [M]^{(h)} \cdot \left[\frac{\sinh(\gamma^{(h)} \ell)}{\gamma^{(h)} \ell} \right] \cdot ([M]^{(h)})^{-1} \quad (3.60)$$

$$[Y_{\pi}]^{(h)} = \ell \cdot [M]^{(h)} \cdot \left[\frac{\frac{\tanh(\frac{\gamma^{(h)} \ell}{2})}{\frac{\gamma^{(h)} \ell}{2}}}{\frac{\gamma^{(h)} \ell}{2}} \right] \cdot ([M]^{(h)})^{-1} \cdot [Y']^{(h)} \quad (3.61)$$

olarak ifade edilir (Wedepohl, L.M., 1963; Bowman ve McNamee, 1964; Arrillaga ve Arnold, 1990).

Üç fazlı uzun iletim hattı transpoze edilmiş ise hat simetrik yapılı olur. Bu durumda simetrik bileşenler dönüşümü yardımıyla $[Z_{\pi}]^{(h)}$ ve $[Y_{\pi}]^{(h)}$ matrisleri için sıfır, pozitif ve negatif sequence bileşenlerini içeren birer diagonal matris elde edilir (Girgis ve Makram, 1990).

$j=0,1,2$ sırasıyla sıfır, pozitif ve negatif sequence bileşenlerini temsil etmek üzere; h. harmonik için propagasyon sabiti ve karakteristik empedans;

$$\gamma_j^{(h)} = (1/\ell) \cdot (Z_j^{(h)} \cdot Y_j^{(h)})^{1/2} \quad (3.62)$$

$$Z_{c_j}^{(h)} = \left(\frac{Z_j^{(h)}}{Y_j^{(h)}} \right)^{1/2} \quad (3.63)$$

şeklinde elde edilir. Bu durumda h. harmonik frekansında j. sequence bileşeni için empedans $(Z_{\pi_j}^{(h)})$ ve admitans $(Y_{\pi_j}^{(h)})$ için,

$$\left. \begin{aligned} Z_{\pi_j}^{(h)} &= Z_{c_j}^{(h)} \cdot \sinh(\gamma_j^{(h)} \ell) \\ \frac{1}{2} Y_{\pi_j}^{(h)} &= \frac{1}{Z_{c_j}^{(h)}} \tanh\left(\frac{\gamma_j^{(h)} \ell}{2}\right) \end{aligned} \right\} \quad (3.64)$$

yazılabilir (Girgis ve Makram, 1990).

Bu eşitliklerden yararlanılarak, simetrik bileşen empedans ve admitans matrisleri;

$$[Z_{\pi}]_{012}^{(h)} = \begin{bmatrix} Z_{\pi_0}^{(h)} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{\pi_1}^{(h)} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{\pi_2}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (3.65)$$

$$[Y_{\pi}]_{012}^{(h)} = \begin{bmatrix} Y_{\pi_0}^{(h)} & 0 & 0 \\ 0 & Y_{\pi_1}^{(h)} & 0 \\ 0 & 0 & Y_{\pi_2}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (3.66)$$

şeklinde ifade edilir. Bu matrislerin simetrik bileşen dönüşüm matrisleri yardımıyla faz bileşen empedans ve admitans matrislerinin faz koordinatlarına dönüşümü yapılarak aşağıdaki eşitlikler elde edilir.

$$[Z_{\pi}]_{abc}^{(h)} = [T_s] [Z_{\pi}]_{012}^{(h)} [T_s]^{-1} \quad (3.67)$$

$$[Y_{\pi}]_{abc}^{(h)} = [T_s] [Y_{\pi}]_{012}^{(h)} [T_s]^{-1} \quad (3.68)$$

3.4.4 Paralel elemanların modellenmesi

Paralel reaktörler ve kapasitörler güç sistemlerinde reaktif güç kontrolü için kullanılırlar. Bu elemanlar anma güçleri (kVAr, MVar) ve anma gerilimleri (V, kV) ile tanımlanırlar ve bu verilerden yararlanılarak p.u. değer cinsinden bu elemanların faz admitansları hesaplanabilir (Arrillaga ve Arnold, 1990).

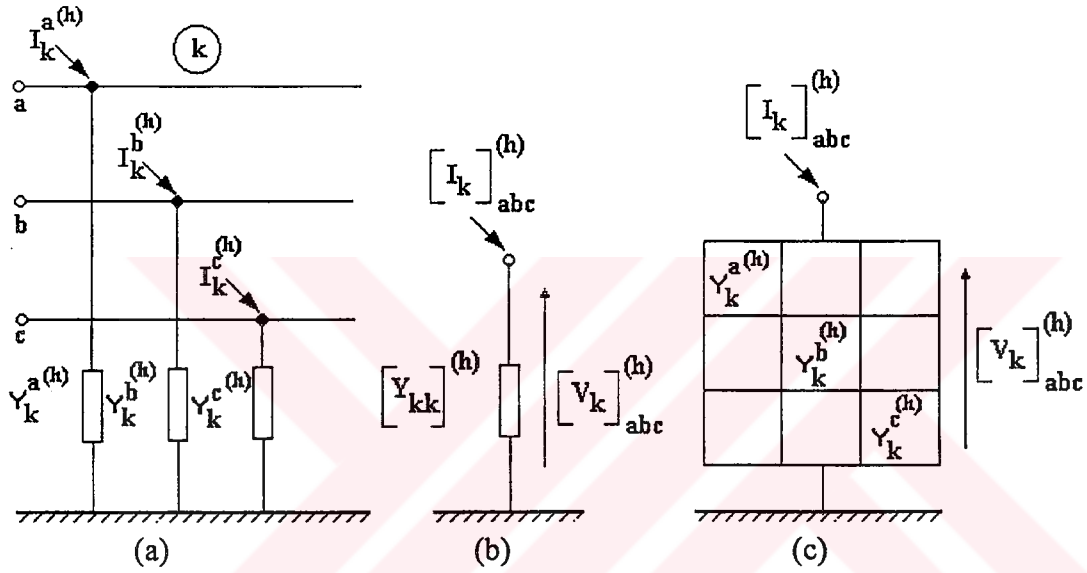
Paralel eleman bir reaktör ise h. harmonik bileşeni için admitans matrisi,

$$[Y_{sh}]_{abc}^{(h)} = -j \frac{1}{h} \begin{bmatrix} 1/X_k^{a(1)} & 0 & 0 \\ 0 & 1/X_k^{b(1)} & 0 \\ 0 & 0 & 1/X_k^{c(1)} \end{bmatrix} \quad (3.69)$$

olarak tanımlanabilir. Burada, $X_k^{m(l)}$ ($m = a, b, c$) k. baranın m fazı ($m = a, b, c$) ile toprak arasındaki reaktör bobininin temel frekans altındaki endüktif reaktansını göstermektedir. Bu durumda h. harmonik bileşeni için, k barasının m fazına bağlı reaktörün admitansı ,

$$Y_k^{m(h)} = \frac{1}{h} \cdot \left(\frac{1}{jX_k^{m(l)}} \right) \quad (m = a, b, c) \quad (3.70)$$

olarak tanımlanır.



Şekil 3.17 Paralel elemanın modellenmesi

Şekil 3.17' de h. harmonik bileşeni için paralel elemanın üç fazlı bağlantı şeması (a), kompund admitans olarak gösterimi (b) ve 3x3 matrisiyel formda gösterimi (c) verilmiştir.

Paralel eleman bir kapasitör ise h. harmonik için admitans matrisi,

$$[Y_{sh}]_{abc}^{(h)} = jh \cdot \begin{bmatrix} 1/X_k^{a(l)} & 0 & 0 \\ 0 & 1/X_k^{b(l)} & 0 \\ 0 & 0 & 1/X_k^{c(l)} \end{bmatrix} \quad (3.71)$$

olarak bulunur.

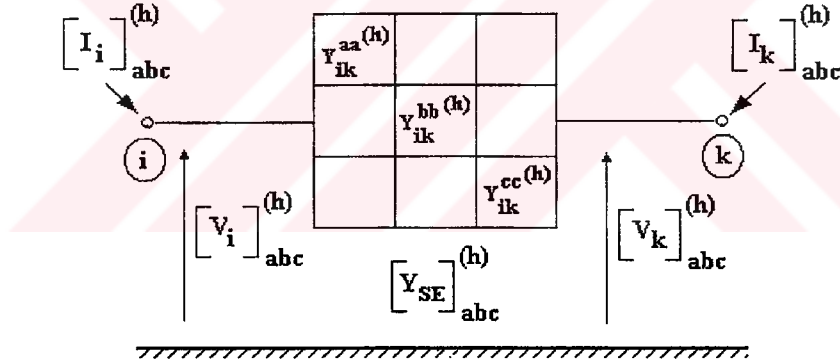
Bu durumda h. harmonik bileşeni için, k barasının m fazına bağlı kapasitörün admitansı ,

$$Y_k^{m(h)} = h \cdot \left(\frac{j}{X_k^{m(l)}} \right) \quad (m = a, b, c) \quad (3.72)$$

olarak ifade edilebilir.

3.4.5 Seri elemanların modellenmesi

Güç sistemindeki seri elemanlar genellikle enerji iletim hatlarına seri olarak bağlanan kapasitelerdir. $m=a,b,c$ olarak fazları göstermek üzere $X_{Cik}^{mm(l)}$ i. baranın m fazı ile k barasının m fazı arasına seri bağlı kapasitenin temel frekans için kapasitif reaktansını ifade etmek üzere Şekil 3.16'da i ve k baraları arasına seri bağlı kapasite grubunun admitansı 3×3 'lük matris formunda gösterilmiştir. Pratikte seri kapasitör grubu her bir faz hattına seri olarak yerleştirilen üç adet seri kapasiteden oluştuğu için fazlararası kuplajlar yoktur bu nedenle admitans matrisi bir diagonal matristir (Arrillaga ve Arnold., 1990).



Şekil 3.18 Üç fazlı seri elemanın faz koordinatları modeli (h . harmonik için)

Şekil 3.18'de $Y_{ik}^{aa(h)}$, $Y_{ik}^{bb(h)}$ ve $Y_{ik}^{cc(h)}$ admitansları, genel olarak,

$$Y_{ik}^{mm(h)} = jh \cdot \left(\frac{1}{X_{Cik}^{mm(l)}} \right) \quad (m=a, b, c) \quad (3.73)$$

eşitliği ile hesaplanır. Burada h . harmonik bileşeni için seri elemanın faz bileşenleri admitans matrisi,

$$[Y_{SE}]_{abc}^{(h)} = jh \begin{bmatrix} 1/X_{Cik}^{aa(1)} & 0 & 0 \\ 0 & 1/X_{Cik}^{bb(1)} & 0 \\ 0 & 0 & 1/X_{Cik}^{cc(1)} \end{bmatrix} \quad (3.74)$$

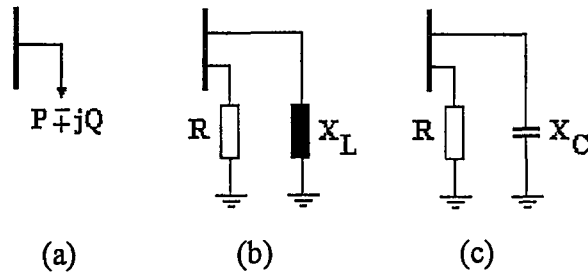
olarak tanımlanır. Bu durumda h. harmonik için i ve k baraları arasındaki seri elemana ait bara admitans matrisi;

$$[Y]_{ik}^{(h)} = \begin{bmatrix} [Y_{SE}]_{abc}^{(h)} & -[Y_{SE}]_{abc}^{(h)} \\ -[Y_{SE}]_{abc}^{(h)} & [Y_{SE}]_{abc}^{(h)} \end{bmatrix}_{6 \times 6} \quad (3.75)$$

olarak hesaplanır (Arrillaga ve Arnold., 1990).

3.4.6 Pasif yüklerin modellenmesi

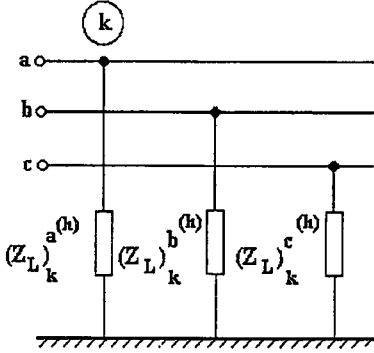
Pasif lineer yüklerin çektiği güç değerine bağlı olarak bu yükün modellenmesi için gerekli parametreler tesbit edilebilir (Grady ve Heydt, 1985; Kocatepe, 1995). Dengeli lineer yükler için gerçekleştirilen geleneksel yük akışındaki yük gösterimi için Şekil 3.19(a), reaktif gücün pozitif değeri (endüktif yük) için Şekil 3.19(b) ve reaktif gücün negatif değeri (kapasitif yük) için Şekil 3.19(c) eşdeğer olarak verilebilir. Buradaki R, X_L ve X_C değerleri, temel bileşen için verilen uç gerilimi (V), aktif ve reaktif güç değerleri (P, Q) yardımıyla bulunabilir (Grady ve Heydt, 1985; Kocatepe, 1995).



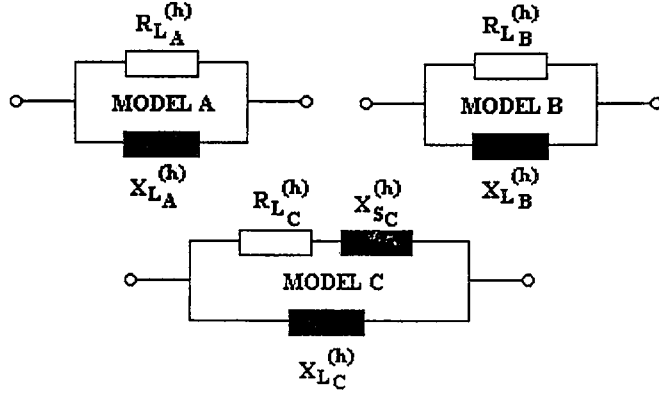
Şekil 3.19 Dengeli Lineer Yüklerin Modellenmesi

Harmonik yük akışı için pasif yüklerin harmonik frekanslarına bağlı olarak modellenmesi gerekir. Şekil 3.20'de üç fazlı bir pasif yükün h. harmonik bileşeni için eşdeğer empedanslarla modellenmesi gösterilmiştir. Şekil 3.21'de bir fazdaki yük için literatürde verilmiş harmonik bağımlı üç farklı pasif yük modeli gösterilmiştir. Bu yük modellerindeki direnç ve reaktans

değerlerine ait bağıntılar Çizelge 3.7 'de verilmiştir. Bu bağıntılarda, h harmonik mertebesi, V yük uçlarındaki temel frekans faz-nötr gerilimi, P_{50} ve Q_{50} sırasıyla 50 Hz temel frekansta yükün bir fazından çekilen aktif ve reaktif güç değeridir (CIGRE Working Group 36-05 (Distributing Loads), 1981; Arrillaga vd., 1985; IEEE Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, 1996).



Şekil 3.20 Üç fazlı pasif yük



Şekil 3.21 Pasif yük modelleri

Model A; CIGRE Working Group tarafından önerilmiştir (1981). Model B'de deri etkisi ihmal edilmiştir ve reaktans harmonik frekansına bağlıdır (Arrillaga vd., 1985). Model C, ses frekans dalga kontrol generatörleri kullanılarak orta gerilim yükleri için ölçümler sonucu oluşturulmuştur (CIGRE Working Group, 1981; Arrillaga vd., 1985; IEEE Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, 1996). Bu çalışmada pasif yüklerin modellenmesinde bu modeller içinde en genel model olan Model B tercih edilmiştir.

Çizelge 3.7 Pasif yük modellerindeki direnç ve reaktans bağıntıları

MODEL	DİRENÇ (Ω)	ENDÜKTİF REAKTANS (Ω)
A	$R_{LA}^{(h)} = \frac{V^2}{(0.1h + 0.9).P_{50}}$	$X_{LA}^{(h)} = \frac{V^2}{(0.1h + 0.9).Q_{50}}$
B	$R_{LB}^{(h)} = \frac{V^2}{P_{50}}$	$X_{LB}^{(h)} = h \frac{V^2}{Q_{50}}$
C	$R_{LC}^{(h)} = \frac{V^2}{P_{50}}$	$X_{LC}^{(h)} = h \frac{R_{LC}^{(h)}}{6.7 \left(\frac{Q_{50}}{P_{50}} \right) - 0.74}$ $X_{SC}^{(h)} = 0.073hR_{LC}^{(h)}$

4. DENGELİ VE DENGESİZ LINEER YÜKLER İÇEREN ENERJİ SİSTEMLERİNDE YÜK AKIŞI

4.1 Giriş

Enerji iletim sistemleri normal koşullar altında kararlı ve sürekli hal modunda işletilirler. Güç akışı analizi olarak da nitelendirilen yük akışı analizinin amacı, verilmiş olan bara yüklenme koşulları için üretim/iletim sisteminin sürekli hal işletme karakteristiklerini belirlemektir. Analizde yükler aktif ve reaktif güç talepleri ile tanımlı olup, sürekli işletme süresi boyunca bu güç değerlerinin küçük gerilim değişimlerinden etkilenmediği varsayılır. Yük akışı analizi sonunda elde edilmesi istenen büyüklükler, bara gerilimlerinin genlik ve faz açısı değerleri, sistemdeki aktif ve reaktif güç değerleridir. Hatlardaki güç kayıpları ile gerilim kontrollü baraların reaktif güç değerleri ve bu baraların gerilimlerinin faz açıları da bu değerlerle birlikte elde edilir (Çakır, 1989; Arrillaga ve Arnold, 1990).

Bir güç sisteminin analizinde yük akışı, planlama aşamasında olduğu kadar işletme aşamasında da önemli ve temel bir araçtır. Ayrıca bir güç sisteminin dağıtım otomasyonu ve optimizasyonu gibi uygulamalar için de yük akışı analizi yapmak gerekir. Bu uygulamalarda yük akış problemini mümkün olduğu kadar verimli çözebilmek çok önemlidir. 1950 ve 1960'lı yılların başlarından itibaren bilgisayar teknolojisindeki gelişmelere paralel olarak bilgisayar kullanımının artması ile yük akışı problemini çözmek üzere birçok yöntem geliştirilmiş özellikle Newton-Raphson yöntemi üzerinde çalışmalar yoğunlaşmıştır (Zimmerman ve Chiang, 1995).

4.2 Dengeli Sistemlerde Yük Akışı

4.2.1 Dengeli sistemlerde Newton-Raphson yöntemi ile yük akışı algoritması

Newton-Raphson Yöntemi ile gerçekleştirilen yük akışı nonlineer yükler içeren sistemlerde harmonik yük akışının da temeli olması sebebi ile bu bölümde kısaca açıklanmıştır. Kaynakların sinüsoidal ve yüklerin lineer olduğu sistemlerde yük akışı analizi, güç sistemindeki yüklerin ve sistemin parametrelerinin veri olarak alınması ile yapılan bir analizdir. Bu analiz güç sisteminin hatlarında aktif ve reaktif yük akışları ile gerilimlerin genlik ve faz açılarının hesaplanmasından ibarettir. Sistemdeki tüm gerilim ve akım büyüklüklerinin tek bir frekansı vardır o da kaynak frekansıdır. Bu frekans akım ve gerilim

büyükliklerinin temel bileşenlerinin frekansıdır. Güç sistemlerinin dengeli olarak yüklenmesine çalışılır. Ayrıca iletim hatlarının transpoze edildiği ve bu nedenle şebekenin simetrik yapılı olduğu kabul edilir. Bunlar sağlanabildiği takdirde analizde sistemin tek faz eşdeğerinin kullanımı yeterli olacaktır. Sistemdeki her bir bara dört büyüklük ile tanımlıdır. Bunlar, aktif ve reaktif güçler, gerilimin genliği ve faz açısıdır. Kesin çözüm elde edilinceye kadar iletim hatlarının kayıpları bilinmediği için bu kayıpları karşılamak üzere sistemde “Salınım Barası” adı verilen bir referans baranın seçilmesi gerekir. Salınım barası geriliminin genliği ve faz açısı önceden verilir (genellikle gerilim 1 p.u. ve faz açısı 0^0) ve sistemdeki tüm gerilimler salınım barası geriliminin faz açısı referans alınarak ölçülür. Sistemdeki diğer baralar gerilim kontrollü (PV) baralar ve yük (PQ) baralarıdır. PV baraları aktif güçleri (P) ve gerilimlerinin genlikleri (V) ile tanımlanırlar. Bu baralar, sisteme enjekte ettikleri aktif güç değeri bilinen ve türbin ayarları ile sabit tutulan üretim baralarıdır. PV baralarında generatör ikaz sargısı akımını otomatik olarak değiştiren bir gerilim regülatörü yardımıyla generatörün çıkış geriliminin genliği (V) sabit tutulur. PQ baraları ise aktif ve reaktif güçleri (P ve Q) ile tanımlanan yüklerin bulunduğu baralardır. Geleneksel yük akış formülasyonlarında güç sistem elemanları lineer elemanlar olarak kabul edilse de elektriksel güç büyüklüğü akım ve gerilim büyüklüklerinin çarpımı olduğu için gerçekte yük akış problemi bir nonlineer problemidir.

Genel olarak yük akış problemi formülasyonlarında yüklerin, üretimin ve şebeke konfigürasyonunun incelenen zaman dilimi içinde değişmediği kabul edilir. Sinusoidal sürekli hal gözönüne alınır. Yük akışı problemi Newton-Raphson yöntemi ile cebirsel nonlineer denklem takımının çözümü problemine indirgenerek daha basit hale getirilir.

Algoritma, bir baraya enjekte edilen kompleks güçler ile baradan çekilen kompleks güçler arasındaki farktan meydana gelen güç hatasının sıfıra yada ihmal edilebilecek kadar küçük bir tolerans değerinin altına indirilmesi esasına dayanır. Güç hata matrisi (vektörü),

$$[\Delta W] = [P_2 + F_{2,r}, Q_2 + F_{2,i}, \dots, P_n + F_{n,r}, Q_n + F_{n,i}]^T \quad (4.1)$$

olarak tanımlanabilir (Masoum, 1991). Bu eşitlikte P_j ve Q_j sırasıyla j.baradaki yükün çektiği aktif ve reaktif güç değerleri, aşağıdaki aktif ve reaktif güç hatası ile ilgili eşitlikte gösterilen $F_{j,r}$ ve $F_{j,i}$ ise sırasıyla j.baraya bağlı hatlara ait aktif ve reaktif güçlerin toplamıdır. $j=2,3,4,\dots,n$ baraları için tanımlı olan bu eşitlikte V_k , k.baranın geriliminin mutlak değeri, δ_k bu gerilimin

faz açısıdır (Fazör büyüklük olarak $\dot{V}_k = V_k \angle \delta_k$), Y_{jk} güç sisteminin bara admitans (Y_{bara}) matrisinin (j,k) elemanının mutlak değeri ve θ_{jk} ise bu elemanın açısıdır ($\dot{Y}_{jk} = Y_{jk} \angle \theta_{jk}$).

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_j &= P_j + F_{j,r} = P_j + V_j \sum_{k=1}^n Y_{jk} V_k \cos(\delta_j - \theta_{jk} - \delta_k) \\ \Delta Q_j &= Q_j + F_{j,i} = Q_j + V_j \sum_{k=1}^n Y_{jk} V_k \sin(\delta_j - \theta_{jk} - \delta_k) \end{aligned} \right\} \quad (4.2)$$

Bir salınım barası ve PQ baralarından ibaret olan n baralı bir sisteme ait güç hata matrisi $2(n-1)$ satırlı bir sütun matris yapısındadır. Sistemde 1.bara salınım barası olarak seçilmektedir. Ayrıca PV baraları daha sonra (4.16) – (4.18) denklemleri ile algoritmaya dahil edilecektir. $[\Delta W]$ güç hata matrisi, bara gerilim matrisinin ($[U]$) elemanlarının bir fonksiyonudur. δ_j , referans alınan salınım barası geriliminin faz açısına göre j. bara geriliminin faz kayması ve V_j j. bara geriliminin mutlak değeri olmak üzere bara gerilim matrisi;

$$[U] = [\delta_2, V_2, \dots, \delta_n, V_n]^T \quad (4.3)$$

olarak tanımlanır. (Bir numaralı bara salınım barası olarak seçildiği için bu barada $\delta_1=0^\circ$ ve genellikle $V_1=1$ p.u. olarak kabul edilerek bilinen değer olarak alınır.)

Yukarıdaki tanımlar ile yük akış problemi aşağıdaki denklemde gösterildiği gibi basitleşerek bara gerilim matrisi olan $[U]$ 'nun elemanlarının bulunması problemine dönüşür (Masoum, 1991). Bu durumda yapılacak işlemler aşağıdaki gibi gösterilebilir.

$$\Delta W(U) = 0 \quad (4.4)$$

Yukarıdaki denklemin çözümü U_s ise bu denklem $U=U_s$ civarında Taylor serisine açılarak yüksek dereceli terimler ihmal edilirse J jakobyen matrisi olmak üzere (4.4) denklemi;

$$\Delta W(U) = \Delta W(U_s) + J(U - U_s) \quad (4.5)$$

olarak ifade edilir. (4.5) denkleminin her iki tarafı J^{-1} ile çarpılırsa bu denklem,

$$\mathbf{J}^{-1}\Delta\mathbf{W}(\mathbf{U}) = \mathbf{J}^{-1}\Delta\mathbf{W}(\mathbf{U}_s) + (\mathbf{U} - \mathbf{U}_s) \quad (4.6)$$

haline gelir. Bu denklemde $\mathbf{U}_s$, (4.4) denkleminin çözümünü sağladığı için $\Delta\mathbf{W}(\mathbf{U}_s) = 0$ olur.

Bu durumda denklem daha da basitleşerek,

$$\mathbf{U}_s = \mathbf{U} - \mathbf{J}^{-1}\Delta\mathbf{W}(\mathbf{U}) \quad (4.7)$$

olarak ifade edilebilir (Masoum, 1991).

Taylor serisindeki yüksek dereceli terimlerin ihmal edilmesi nedeni ile (4.7) denklemi yardımıyla iteratif olarak $\mathbf{U}_s$ matrisindeki elemanların yaklaşık değerleri bulunabilir. ℓ iterasyon sayısı olmak üzere bu denklem,

$$\mathbf{U}^{\ell+1} = \mathbf{U}^{\ell} - \mathbf{J}^{-1}\Delta\mathbf{W}(\mathbf{U}^{\ell}) \quad (4.8)$$

şeklinde ifade edilebilir. Bu eşitlikten,

$$\Delta\mathbf{U}^{\ell} = \mathbf{J}^{-1}\Delta\mathbf{W}(\mathbf{U}^{\ell}) \quad (4.9)$$

olarak tanımlanırsa bu durumda (4.8) denklemi,

$$\mathbf{U}^{\ell+1} = \mathbf{U}^{\ell} - \Delta\mathbf{U}^{\ell} \quad (4.10)$$

olarak da yazılabilir. (Yukarıda verilen (4.4) - (4.10) denklemlerinde her bir elemanın matrisyel formda olduğu unutulmamalıdır.) Bu eşitliklerde $\mathbf{J}$ matrisi $2(n-1)$ boyutlu bir kare matris yapısında olan jakobyen matrisidir. Bu matrise ait elemanların hesaplanması aşağıda (4.12) – (4.15) denklemleri gösterilecektir.

Newton-Raphson yöntemi ile yük akışına ilişkin iteratif çözüme ait işlem sırası aşağıda verilmiştir:

1. Adım : $\mathbf{U}$ matrisinin elemanları için tahmini başlangıç değerleri belirlenir.

(Genellikle tüm baralar için $V=1$ p.u. ve $\delta=0^\circ$ kabul edilir.)

- 2. Adım** : $\Delta W(U)$ matrisine ait elemanlar hesaplanır ve tüm eleman değerleri belirlenen toleranstan küçük ise iterasyonlara son verilir ve sonuçlar hesaplanarak yazdırılır.
- 3. Adım** : Jakobyen matrisi oluşturulur ve (4.9) denklemine göre ΔU^l matris elemanları hesaplanır.
- 4. Adım** : (4.10) denklemine göre en son bara gerilim matrisine ait eleman değerleri belirlenir ve 2. adıma geri dönülür.

4.2.2 Jakobyen matrisi elemanlarına ait bağıntılar

Aktif ve reaktif güç hata bağıntılarının bara gerilim ve faz açılarına göre kısmi türevlerinden meydana gelen jakobyen matrisini oluşturan elemanların matris içerisindeki dizilişi aşağıdaki eşitlikte gösterilmiştir (Masoum, 1991)

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial V_n} \\ \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial \Delta P_n}{\partial \delta_2} & \frac{\partial \Delta P_n}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial \Delta P_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial \Delta P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial \delta_2} & \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

Jakobyen matrisinin elemanlarının hesaplandığı kısmi türev bağıntıları aşağıda (4.12) - (4.15) eşitlikleri ile gösterilmiştir. Bara numaraları $i = \{2, 3, 4, \dots, n\}$ ve $k = \{2, 3, 4, \dots, n\}$ olmak üzere aktif güç hata denkleminin bara gerilimi faz açısı ve mutlak değerine göre kısmi türev ifadeleri (4.12) ve (4.13) eşitliklerinde verilmiştir.

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \Delta P_i}{\partial \delta_j} &= -\sum_{\substack{j=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik} V_i V_k \sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \\ \frac{\partial \Delta P_i}{\partial \delta_k} &= Y_{ik} V_i V_k \sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \quad (k \neq i) \end{aligned} \right\} \quad (4.12)$$

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \Delta P_i}{\partial V_i} &= \sum_{\substack{j=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik} V_k \cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) - 2V_i Y_{ii} \cos(\theta_{ii}) \\ \frac{\partial \Delta P_i}{\partial V_k} &= Y_{ik} V_i \cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \quad (k \neq i) \end{aligned} \right\} \quad (4.13)$$

Bara numaraları $i = \{2, 3, 4, \dots, n\}$ ve $k = \{2, 3, 4, \dots, n\}$ olmak üzere reaktif güç hata denkleminin bara gerilimi faz açısı ve mutlak değerine göre kısmi türev ifadeleri (4.14) ve (4.15) eşitliklerinde verilmiştir.

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \delta_i} &= \sum_{\substack{j=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik} V_i V_k \cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \\ \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \delta_k} &= -Y_{ik} V_i V_k \cos(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \quad (k \neq i) \end{aligned} \right\} \quad (4.14)$$

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_i} &= \sum_{\substack{j=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik} V_k \sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) - 2V_i Y_{ii} \sin(\theta_{ii}) \\ \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_k} &= Y_{ik} V_i \sin(\delta_i - \delta_k - \theta_{ik}) \quad (k \neq i) \end{aligned} \right\} \quad (4.15)$$

4.2.3 Gerilim kontrollu baralar (PV baraları)

Gerilim kontrollu (PV) baraların olduğu sistemde, yukarıda açıklanan Newton-Raphson yöntemi ile yük akış analizi yapmak için PV baralarından dolayı ilave jakobyen matris formüllerine gerek yoktur. Bilindiği gibi PV baralarından şebekeye verilen aktif güç değeri (P) ile gerilim değeri (V) bilinmektedir. PV baralarında reaktif güç (Q) değeri bilinmediği için (4.1) eşitliğindeki reaktif güç hatası ile ilgili terimler kaldırılıp denklem PV baralarını da kapsayacak şekilde yeniden düzenlenirse, değişkenlerin bulunduğu bara gerilim matrisi,

$$[U] = [[\delta_{PQ}], [\delta_{PV}], [V_{PQ}]]^T \quad (4.16)$$

olarak ve güç hata matrisi,

$$[\Delta W] = [[\Delta P_{PQ}], [\Delta P_{PV}], [\Delta Q_{PQ}]]^T \quad (4.17)$$

şeklinde gösterilebilir. n_{pq} sistemdeki yük (PQ) barası sayısı, n_{pv} sistemdeki gerilim kontrollü (PV) bara sayısı olmak üzere yukarıdaki eşitliklerde δ_{pq} , V_{pq} , ΔP_{pq} ve ΔQ_{pq} matrisleri ($n_{pq} \times 1$) boyutlu, δ_{pv} ve P_{pv} matrisleri ($n_{pv} \times 1$) boyutludur. Bu durumda sistemdeki toplam bara sayısı n , ($n = n_{pq} + n_{pv} + 1$) olarak hesaplanabilir. Yukarıdaki açıklamalara göre sadece PQ baralarının bulunduğu sistem için verilen (4.8) eşitliği PV baralarını da kapsayacak şekilde yeniden düzenlenebilir (Masoum, 1991):

$$\begin{bmatrix} \delta_{pq} \\ \delta_{pv} \\ V_{pq} \end{bmatrix}^{\ell+1} = \begin{bmatrix} \delta_{pq} \\ \delta_{pv} \\ V_{pq} \end{bmatrix}^{\ell} - \begin{bmatrix} J_a & J_b & J_c \\ J_d & J_e & J_f \\ J_g & J_h & J_i \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_{pq} \\ \Delta P_{pv} \\ \Delta Q_{pq} \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

PQ baralı sistem için (4.11) – (4.15) denklemleri ile verilmiş olan jakobyen alt matrislerine ait kısmi türev bağıntıları yukarıdaki eşitlikteki jakobyen alt matrisleri için de geçerlidir. J_a , J_b , J_d ve J_e matrisleri (4.12) denklemi ile, J_c ve J_f matrisleri (4.13) denklemi ile, J_g ve J_h matrisleri (4.14) denklemi ile ve J_i matrisi (4.15) denklemi ile oluşturulabilir.

4.3 Dengesiz Üç Fazlı Lineer Yükler İçeren Sistemlerde Yük Akışı

İletim sistemlerinde çok yüksek gerilimli (EHV) transpoze edilmemiş hatların kullanımının artması, yüklerin bir fazlı havai hat üzerinden beslendiği elektrikli demiryolu ulaşımının yaygınlaşması ve şebekeden dengesiz akım çeken büyük güçlü ark fırınlarının sayısının gittikçe artması gibi nedenlerle şebekenin simetrik yapısı bozulmuş, şebeke asimmetrik ve sistem dengesiz yüklü hale gelmiştir. Bu durum sistemin tek faz eşdeğerinin esas alınması ile gerçekleştirilen yük akışı analizinin yerine güç sistemi elemanlarının üç fazlı olarak modellendiği “üç fazlı yük akışı analizi”nin yapılmasını gerektirmektedir. (Zhang ve Chen, 1994; Garcia ve Zago, 1996).

4.3.1 Bara tipleri

Genel olarak, üç fazlı dengesiz yük akışında baralar salınım barası, yük baraları ve generatör baraları olmak üzere üç gruba ayrılabilir. Analiz kolaylığı bakımından, generatör baraları da kendi aralarında “Generatör uç (Terminal) baraları” ve “Generatör iç (Internal) baraları” olmak üzere başlıca iki alt gruba ayrılmaktadır (Wasley ve Slash, 1974; Birt vd., 1976; Arrillaga ve Arnold, 1990; Chen vd., 1990).

4.3.1.1 Yük baraları

Bu baralar gerilim kontrollü olmayıp, baraların her üç fazından çekilen aktif güçler (P^a, P^b, P^c) ve reaktif güçler (Q^a, Q^b, Q^c) bilinmektedir. Baraların faz gerilimleri (V^a, V^b, V^c) ve bu gerilimlerin faz açıları ($\delta^a, \delta^b, \delta^c$) ise değişken olup yük akış analizi sonunda elde edilir.

4.3.1.2 Generatör baraları

Dengeli sistemlerin incelendiği, sistemin tek hat diyagramından yararlanılan geleneksel yük akış analizinde generatörler bir baraya bağlı, uç gerilim değeri bilinen dengeli bir gerilim kaynağı ve sisteme enjekte ettikleri aktif güç ile sembolize edilir (Birt vd., 1976). 3.Bölümde'de detaylı olarak açıklandığı gibi, üç fazlı dengesiz yüklü bir sistemde yük akışı analizini gerçekleştirmek için daha detaylı bir generatör modelini gözönüne almak gerekir (Abiad ve Tarsi, 1967; Wasley ve Slash, 1974; Birt vd., 1976; Arrillaga ve Arnold, 1990; Chen vd., 1990). Böyle bir modelden yararlanılarak gerçekleştirilen dengesiz yük akış analizinde generatör baraları iki alt gruba ayrılır.

4.3.1.2.1 Generatör uç (terminal) baraları

Bu baralar gerilim kontrollü baralar olup, her generatör uç barasının a fazının gerilimi, (V_{term}^a) veya pozitif sequence gerilimi 3. Bölüm'de Şekil 3.4'de gösterildiği gibi bir gerilim regülatörü yardımıyla önceden belirlenen bir değerde sabit tutulmaktadır. Yük baralarında olduğu gibi bu baraların da üç fazına bağlı yüklerin çektiği aktif ve reaktif güç değerleri (P^a, P^b, P^c ve Q^a, Q^b, Q^c) önceden bilinir ancak baraların faz gerilimleri ve açıları değişkendir. Değeri önceden bilinen generatör uç barasının a fazının gerilimi veya pozitif sequence gerilimi her iterasyonun sonunda referans gerilimle karşılaştırılır.

4.3.1.2.2 Generatör iç (internal) baraları

Bu baralar dengeli üç fazlı ideal gerilim kaynaklarının bağlı olduğu baralardır. Generatör uç barasına bağlı gerilim regülatörü yardımıyla ideal gerilim kaynaklarının gerilimi, generatör uç barasının a fazının gerilimi veya pozitif sequence gerilimi sabit tutulacak şekilde (generatör ikaz gerilimi kontrol edilerek) gerekli değere ayarlanır. Generatör iç bara gerilimleri (E_k^a, E_k^b, E_k^c) dengeli olduğu için bu gerilimler ve faz açıları ($\delta_k^a, \delta_k^b, \delta_k^c$) arasında j generatör numarası ve k generatör iç bara numarası olmak üzere;

$$V_{int_j} = E_k^a = E_k^b = E_k^c \quad (4.19)$$

$$\delta_{int_j} = \delta_k^a = \delta_k^b + 2\pi/3 = \delta_k^c - 2\pi/3 \quad (4.20)$$

ilişkileri mevcuttur. (4.19) ve (4.20) eşitliklerinde tanımlanan generatör iç bara gerilimleri dengeli olduğu için her bir generatör iç barası için sadece V_{int} ve δ_{int} değerlerinin bilinmesi yeterlidir. Bu baralarda sisteme verilen üç fazlı aktif güç toplamı (P_{gen}) bilinen değer olup V_{int} ve δ_{int} ise her bir iterasyon sonunda elde edilen değişkenlerdir.

4.3.1.3 Salınım barası

Kesin çözüm elde edilinceye kadar iletim hatlarındaki kayıpların bilinmemesinden dolayı bu ilave kayıpları sağlayan ve gücü değişken olan bir baranın seçimi gerekli olmaktadır. Bu çalışmada önerilen üç fazlı dengesiz yük akışında, sistemde n_y adet üç fazlı yük barası ve n_g adet generatör bulunmaktadır. Generatör iç baraları hariç olmak üzere toplam n_b adet üç fazlı bara bulunmaktadır. Bu n_b adet bara, yük baralarından ve generatör uç baralarından meydana gelmektedir ($n_b = n_y + n_g$). Sistemdeki n_g generatör salınım barasına bağlı generatördür (Arrillaga ve Harker, 1978; Arrillaga ve Arnold, 1990). Bu generatörün uç barasının numarası n_b ve iç barasının numarası n' 'dir. ($n = n_b + n_g$) Salınım generatörü iç barası a fazının gerilimi referans alınmaktadır. ($\delta_{int_{ng}} = \delta_n^a = 0^0$)

Diğer generatörlerden farklı olarak, salınım generatörünün sisteme verdiği aktif güç önceden bilinmez, buna karşılık salınım generatörü iç bara geriliminin faz açısı (δ_{int})_{ng} ve salınım generatörü uç barasının a fazı gerilimi bilinmektedir (Arrillaga ve Arnold, 1990).

Çizelge 4.1 Baraların numaralandırılması

BARA TİPİ	BARA NO
Yük barası	1,, n_y
Generatör uç (terminal) barası	(n_y+1) ,, $(n_y+n_g-1) = n_b-1$
Generatör iç (internal) barası	(n_b+1) ,, $(n_b+n_g-1) = n-1$
Salınım generatörü uç barası	$n_y+n_g = n_b$
Salınım generatörü iç barası	$n_b+n_g = n$

Önerilen üç fazlı dengesiz yük akış tekniğine göre üç fazlı baraların tiplerine göre baraların numaralandırılması Çizelge 4.1’de verilmiş, algoritmaya göre gerçekleştirilen her bir iterasyondaki bilinen ve bilinmeyenler aşağıda topluca listelenmiştir. Görüldüğü gibi bilinenler ile bilinmeyenlerin sayıları birbirine eşittir.

Bilinenler (Eşitlikler)	Adet
Yük ve generatör uç baralarındaki yüklerin her üç fazına ait aktif ve reaktif güç değerleri	$6n_b$
Generatör uç baralarının a fazı gerilimleri (Salınım generatörü dahil)	n_g
Generatörlerin sisteme verdiği üç fazlı aktif güçler (Salınım generatörü hariç)	n_g-1
TOPLAM	$6n_b+2n_g-1$
Bilinmeyenler	Adet
Yük ve generatör uç baralarına ait faz gerilimleri ve açıları	$6n_b$
Generatör iç baralarının a fazı gerilimleri (Salınım generatörü dahil)	n_g
Generatör iç baralarının a fazı gerilimlerinin faz açıları (Salınım generatörü hariç)	n_g-1
TOPLAM	$6n_b+2n_g-1$

4.3.2 Üç fazlı dengesiz yük akışı algoritması

Geleneksel dengeli yük akışında olduğu gibi üç fazlı dengesiz yük akışında da yöntem; bilinmeyen sayısı denklem sayısına eşit olan bir grup nonlinear denklem sisteminin önce lineerleştirilmesi ve daha sonra da çözümünün yapılması esasına dayanır. Bunun için çeşitli yöntemler kullanılabilir. En çok kullanılan yöntemlerden biri Newton-Raphson yöntemidir. Bu çalışmada da Newton-Raphson yöntemi kullanılmıştır. Her iterasyon adımı, nonlinear denklem sistemi (Jakobyen matrisi yardımıyla) lineer denklem sistemine dönüştürülerek çözümü sağlanır. İterasyona tahmini ilk değerlerle başlanıp her adımda bulunan çözüm değerleri bir sonraki adımda yerine konularak iterasyona devam edilir.

Üç fazlı dengesiz yük akışında faz koordinatları (faz bileşenleri) ile bara gerilim matrisi (bara değişken matrisi) şöyle tanımlanır (Arrillaga vd., 1990):

$$[X] = [[\delta], [V], [\delta_{int}], [V_{int}]]^T \quad (4.21)$$

Yukarıdaki eşitlikteki matrisler temel frekans bileşeni için oluşturulmuştur. Gerilim ve faz açısı matrisleri ($[V]$, $[\delta]$) generatör iç baraları hariç diğer tüm baraların a,b,c fazlarının gerilimlerinin mutlak değerleri ve faz açılarından oluşmaktadır. $[V_{int}]$ ve $[\delta_{int}]$ matrisleri dengeli olduğu varsayılan generatör iç bara gerilimlerinin mutlak değerleri ve a fazının faz açılarından oluşan matrisler olup, $[\delta_{int}]$ matrisi salınım generatörü hariç diğer tüm generatör iç baraları için, $[V_{int}]$ matrisi sistemdeki tüm generatör iç baraları için oluşturulmuştur.

n_b , generatör iç baraları hariç sistemde incelenen bara sayısı olmak üzere; bara gerilimlerinin mutlak değerleri matrisi ($[V]$) ve faz açıları matrisi ($[\delta]$) (4.22) ve (4.23) eşitliklerinde verilmiştir. Bu eşitliklerdeki matrisleri oluşturan elemanlarda alt indis 1,..., n_b arasındaki elemanın ait olduğu bara numarasını, a,b,c fazları ile birebir eşlenen 1,2,3 ile gösterilen üst indis ise elemanın temsil ettiği fazı göstermektedir.

$$[\delta] = [[\delta_1^1, \delta_1^2, \delta_1^3], [\delta_2^1, \delta_2^2, \delta_2^3], \dots, [\delta_{n_b}^1, \delta_{n_b}^2, \delta_{n_b}^3]]^T \quad (4.22)$$

$$[V] = [[V_1^1, V_1^2, V_1^3], [V_2^1, V_2^2, V_2^3], \dots, [V_{n_b}^1, V_{n_b}^2, V_{n_b}^3]]^T \quad (4.23)$$

n_g sistemdeki toplam generatör sayısı olmak üzere generatör iç baralarına ait gerilim (mutlak değer ve faz açısı) matrislerine ait elemanlar (4.24) ve (4.25) eşitliklerinde gösterilmiştir. Salınım generatörü olan n_g . generatörün iç bara gerilimi Bölüm 3' de açıklandığı üzere referans alındığı için $[\delta_{int}]$ matrisi salınım generatörü haricindeki generatörlerin iç baralarına ait elemanları içermektedir.

$$[V_{int}] = [V_{int_1}, V_{int_2}, \dots, V_{int_{n_g}}]^T \quad (4.24)$$

$$[\delta_{int}] = [\delta_{int_1}, \delta_{int_2}, \dots, \delta_{int_{n_g-1}}]^T \quad (4.25)$$

i herhangi bir yük veya generatör uç barası olmak üzere ($i=1,2,\dots, n_b$) bu baranın p fazına ($p=1,2,3$) ait aktif ve reaktif güç hata denklemleri (4.26) ile verilmiştir (Arrillaga ve Arnold, 1990). Bu eşitliklerde $(P_i^p)_{SP}$ ve $(Q_i^p)_{SP}$ i. baranın p fazına bağlı yükün çektiği, değeri önceden

bilinen ve sabit kaldığı kabul edilen aktif ve reaktif güç değerleridir. Y_{ik}^{pq} , Y_{bara} matrisinin i barasının p fazı ile k barasının q fazı arasındaki elemanını göstermektedir.

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_i^p &= (P_i^p)_{SP} + V_i^p \sum_{k=1}^n \sum_{q=1}^3 V_k^q \cdot Y_{ik}^{pq} \cdot (\cos \delta_{ik}^{pq} \cos \theta_{ik}^{pq} + \sin \delta_{ik}^{pq} \sin \theta_{ik}^{pq}) \\ \Delta Q_i^p &= (Q_i^p)_{SP} + V_i^p \sum_{k=1}^n \sum_{q=1}^3 V_k^q \cdot Y_{ik}^{pq} \cdot (\sin \delta_{ik}^{pq} \cos \theta_{ik}^{pq} - \cos \delta_{ik}^{pq} \sin \theta_{ik}^{pq}) \end{aligned} \right\} \quad (4.26)$$

(4.26) ile verilen eşitliklerdeki sinüs ve cosinüs terimlerinin açık ifadesi (4.27) eşitliklerinde verilmiştir.

$$\left. \begin{aligned} \cos x_{ik}^{pq} &= \cos x_i^p \cdot \cos x_k^q + \sin x_i^p \cdot \sin x_k^q \\ \sin x_{ik}^{pq} &= \sin x_i^p \cdot \cos x_k^q - \cos x_i^p \cdot \sin x_k^q \end{aligned} \right\} \quad (4.27)$$

Generatör iç barasından sisteme verilen toplam aktif güç hata denklemi (4.28) eşitliği ile tanımlanmıştır (Arrillaga ve Arnold, 1990). Bu denklemde j . generatörün sisteme verdiği üç faz aktif güç toplamı $(P_{gen_j})_{SP}$ değeri önceden bilinmekte ve her iterasyonda sabit kalmaktadır. Bu denklem salınım generatörü hariç diğer tüm generatörler için tanımlanmıştır ($j=1,2,\dots, n_g-1$). Denklemde i, j . generatörün iç barasıdır ($i=j+nb$).

$$\Delta P_{gen_j} = (P_{gen_j})_{SP} + \sum_{p=1}^3 V_{int_j} \sum_{k=1}^n \sum_{q=1}^3 V_k^q \cdot Y_{ik}^{pq} \cdot (\cos \delta_{ik}^{pq} \cos \theta_{ik}^{pq} + \sin \delta_{ik}^{pq} \sin \theta_{ik}^{pq}) \quad (4.28)$$

Salınım barasına bağlı generatör de dahil olmak üzere tüm generatörler için gereken terminal (uç) barası geriliminin sabit tutulmasına ilişkin gerilim hata denklemi (4.29) eşitliği ile verilmiştir (Arrillaga ve Arnold, 1990). Bu eşitlikte $(V_{term_j}^1)_{SP}$ 3. Bölümdeki generatör modelinde de detaylı olarak açıklandığı gibi j . generatöre ait, bir gerilim regülatörü yardımıyla her türlü yüklenme koşulunda değeri sabit tutulan generatör uç barası a fazı geriliminin mutlak değeridir. $V_{term_j}^1$ ise j . generatörün uç barasının a fazı geriliminin temel frekans bileşeninin mutlak değeridir. Bu denklem,

$$\Delta V_{reg_j} = (V_{term_j}^1)_{SP} - V_{term_j}^1 \quad (4.29)$$

olarak tanımlanabilir (Abiad vd., 1974; Arrillaga vd., 1990).

Buraya kadar tanımlanan $[\Delta P]$, $[\Delta Q]$, $[\Delta P_{gen}]$, $[\Delta V_{reg}]$ hata alt matrisleri yardımıyla güç hata matrisi:

$$[\Delta M] = \left[[\Delta P], [\Delta Q], [\Delta P_{gen}], [\Delta V_{reg}] \right]^T \quad (4.30)$$

olarak ifade edilir.

(4.21) eşitliği ile tanımlanan bara gerilim matrisi yardımıyla düzeltme matrisi tanımlanabilir. Düzeltme matrisi,

$$[\Delta X] = \left[[\Delta \delta], [\Delta V], [\Delta \delta_{int}], [\Delta V_{int}] \right]^T \quad (4.31)$$

şeklinde ifade edilebilir. Geleneksel yük akışında da bilindiği gibi $[\Delta M]$ ve $[\Delta X]$ matrisleri arasında $[J]$ jakobyen matris olmak üzere aşağıdaki ilişki mevcuttur:

$$[\Delta M] = [J][\Delta X] \quad (4.32)$$

bu denklemdeki $[\Delta X]$ matrisi,

$$[\Delta X] = [J]^{-1} \cdot [\Delta M] \quad (4.33)$$

olarak elde edilir. ℓ iterasyon sayısı olmak üzere, $(\ell+1)$. iterasyondaki $[\Delta X]$ matrisinin elemanlarının değerleri;

$$[X]^{\ell+1} = [X]^\ell - [\Delta X]^\ell \quad (4.34)$$

eşitliği ile bulunur.

Çözüm için bir önceki iterasyonda hesaplanan X değerleri (4.32) denkleminde yerine konularak $[\Delta M]$ hata matrisi ve $[J]$ jakobyen matrisi tekrar hesaplanır. (4.33) denklemi ile $[\Delta X]$ matrisindeki değişken değerleri bulunur. $[\Delta M]$ hata matrisindeki tüm elemanların değeri önceden belirlenen bir tolerans değerinin altına ininceye kadar iterasyonlara devam edilir. Hata matrisindeki tüm elemanların mutlak değeri tolerans değerinden daha küçük

olduğunda iterasyona son verilir. Bu döngü tamamlandığında bulunan X değerleri üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı analizinin gerçekleştirilmesini sağlayan değerlerdir.

4.3.2.1 Jakobyen matrisinin oluşturulması

Jakobyen matrisi (4.32) denklemindeki $[\Delta M]$ matrisindeki elemanların $[\Delta X]$ matrisindeki elemanlara göre kısmi türevlerinden meydana gelen bir kare matristir. Aşağıda (4.35) denkleminde (4.32) denklemindeki matrisleri oluşturan alt matrisler gösterilmiştir. Bu denklemden matrisler içindeki elemanlar da birer matristir. $[\Delta M]$ ve $[\Delta X]$ matrislerini oluşturan alt matrislerin tümü birer sütun matris yapısındadır.

Yukarıda açıklanan hata denklemlerinden yararlanarak polar formda problemin matris formu şöyle yazılabilir:

$$\begin{bmatrix} [\Delta P] \\ [\Delta Q] \\ [\Delta P_{gen}] \\ [\Delta V_{reg}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [J_a] & [J_b] & [J_c] & [J_d] \\ [J_e] & [J_f] & [J_g] & [J_h] \\ [J_i] & [J_k] & [J_m] & [J_n] \\ [J_p] & [J_r] & [J_s] & [J_t] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta \delta] \\ [\Delta V] \\ [\Delta \delta_{int}] \\ [\Delta V_{int}] \end{bmatrix} \quad (4.35)$$

Bu matris eşitliğinde;

$\Delta P, \Delta Q$: Tüm yük ve generatörler uç baralarının a, b, c fazlarından çekilen aktif ve reaktif güçlere ilişkin hesaplanmış $(3n_b \times 1)$ boyutlu hata matrisidir.

ΔP_{gen} : Salınım generatörü hariç diğer generatörlerin iç barasından sisteme verilen üç fazlı aktif güç toplamalarına ilişkin hesaplanmış $(n_g - 1) \times 1$ boyutlu hata matrisidir.

ΔV_{reg} : Tüm generatörlerin uç baralarının a fazlarının gerilimlerine ilişkin hesaplanmış, $n_g \times 1$ boyutunda hata matrisidir.

$\Delta V, \Delta \delta$: Generatör iç baraları hariç, tüm sistem baralarının a, b, c fazlarının gerilimlerinden oluşan, $3n_b \times 1$ boyutunda gerilim genlik ve açı matrisidir.

ΔV_{int} : Generatör iç baralarının $n_g \times 1$ boyutlu dengeli gerilim genlik matrisidir.

$\Delta \delta_{int}$: Salınım generatörü hariç diğer generatörlerin iç baralarının $(n_g - 1) \times 1$ boyutlu dengeli gerilim faz açısı matrisidir.

J : Hata matrisleri elemanlarının δ, δ_{int}, V ve V_{int} 'e göre kısmi türevlerinden oluşmuş Jakobyen matrisidir. $(6n_b + 2n_g - 1) \times (6n_b + 2n_g - 1)$ boyutludur.

Jakobyen matrisi oluşturan alt matris ifadeleri aşağıda ayrıntılı olarak verilmiştir.

Bara aktif ve reaktif güçlerinin bara gerilimlerinin faz açısına (δ) ve faz geriliminin mutlak değerine (V) göre kısmi türevlerinden oluşan $[J_a]$, $[J_b]$, $[J_e]$ ve $[J_f]$ jakobyen alt matrislerinin elemanlarının hesaplandığı bağıntılar aşağıda verilmiştir (Arrillaga ve Arnold, 1990; Garcia ve Zago, 1996).

Bara numaraları $i=1,2,\dots, n_b$ ve $k=1,2,\dots, n_b$ aralığında ve faz $p,q=1,2,3$ olmak üzere $[J_a]$, $[J_b]$, $[J_e]$ ve $[J_f]$ jakobyen alt matrisleri,

$$\left. \begin{aligned} [J_a]_{ik}^{pq} &= \frac{\partial \Delta P_i^p}{\partial \delta_k^q} = V_i^p V_k^q Y_{ik}^{pq} \cdot \sin(\delta_i^p - \delta_k^q - \theta_{ik}^{pq}) \\ [J_b]_{ik}^{pq} &= \frac{\partial \Delta P_i^p}{\partial V_k^q} = V_i^p Y_{ik}^{pq} \cdot \cos(\delta_i^p - \delta_k^q - \theta_{ik}^{pq}) \\ [J_e]_{ik}^{pq} &= \frac{\partial \Delta Q_i^p}{\partial \delta_k^q} = -V_i^p V_k^q Y_{ik}^{pq} \cdot \cos(\delta_i^p - \delta_k^q - \theta_{ik}^{pq}) \\ [J_f]_{ik}^{pq} &= \frac{\partial \Delta Q_i^p}{\partial V_k^q} = V_i^p Y_{ik}^{pq} \cdot \sin(\delta_i^p - \delta_k^q - \theta_{ik}^{pq}) \end{aligned} \right\} \quad (4.36)$$

olarak bulunur. Özel bir durum olarak yukarıdaki bara numarası tanım aralıkları için $i=k$ ve $p=q$ olması halinde alt matris eleman bağıntıları,

$$\left. \begin{aligned} [J_a]_{kk}^{qq} &= \frac{\partial \Delta P_k^q}{\partial \delta_k^q} = (V_k^q)^2 Y_{kk}^{qq} \sin(\theta_{kk}^{qq}) - Q_k^q \\ [J_b]_{kk}^{qq} &= \frac{\partial \Delta P_k^q}{\partial V_k^q} = V_k^q Y_{kk}^{qq} \cos(\theta_{kk}^{qq}) + (P_k^q / V_k^q) \\ [J_e]_{kk}^{qq} &= \frac{\partial \Delta Q_k^q}{\partial \delta_k^q} = -(V_k^q)^2 Y_{kk}^{qq} \cos(\theta_{kk}^{qq}) + P_k^q \\ [J_f]_{kk}^{qq} &= \frac{\partial \Delta Q_k^q}{\partial V_k^q} = V_k^q Y_{kk}^{qq} \sin(\theta_{kk}^{qq}) + (Q_k^q / V_k^q) \end{aligned} \right\} \quad (4.37)$$

şeklinde verilebilir. Bu denklemlerdeki P_k^q ve Q_k^q sırasıyla k barasının q fazının aktif ve reaktif güç değerleri olup bunlara ait eşitlikler aşağıda gösterilmiştir.

$$\left. \begin{aligned} P_k^p &= V_k^q \sum_{i=1}^n \sum_{p=1}^3 V_i^p \cdot Y_{ki}^{qp} \cdot (\cos \delta_{ki}^{qp} \cos \theta_{ki}^{qp} + \sin \delta_{ki}^{qp} \sin \theta_{ki}^{qp}) \\ Q_k^q &= V_k^q \sum_{i=1}^n \sum_{p=1}^3 V_i^p \cdot Y_{ki}^{qp} \cdot (\sin \delta_{ki}^{qp} \cos \theta_{ki}^{qp} - \cos \delta_{ki}^{qp} \sin \theta_{ki}^{qp}) \end{aligned} \right\} \quad (4.38)$$

$[J_c]$ ve $[J_g]$ matrisleri, bara aktif ve reaktif güç hata denklemlerinin salınım generatörü haricindeki generatörlerin iç bara gerilimlerinin faz açılarına göre kısmi türevlerinden, $[J_d]$ ve $[J_h]$ matrisleri ise bara aktif ve reaktif güç hata denklemlerinin salınım generatörü dahil tüm generatörlerin iç bara gerilimlerine göre kısmi türevlerinden oluşmaktadır.

Bara numaraları $i=1,2,\dots, n_b$ ve gözönüne alınan generatör numarası $\ell=1,2,\dots, (n_g-1)$ aralığında ve faz $p=1,2,3$ olmak üzere, $[J_c]$, ve $[J_g]$ jakobyen alt matrislerine ait elemanlar;

$$\left. \begin{aligned} [J_c]_{i\ell}^p &= \frac{\partial \Delta P_i^p}{\partial \delta_{i\ell}^p} = V_i^p \sum_{q=1}^3 V_{i\ell}^q Y_{ik}^{pq} \cdot \sin(\delta_i^p - \delta_k^q - \theta_{ik}^{pq}) \\ [J_g]_{i\ell}^p &= \frac{\partial \Delta Q_i^p}{\partial \delta_{i\ell}^p} = -V_i^p \sum_{q=1}^3 V_{i\ell}^q Y_{ik}^{pq} \cdot \cos(\delta_i^p - \delta_k^q - \theta_{ik}^{pq}) \end{aligned} \right\} \quad (4.39)$$

eşitliği ile belirlenir. Bu eşitlikte ($k=\ell+n_b$) olarak ℓ . generatörün iç bara numarasını göstermektedir.

Bara numaraları $i=1,2,\dots, n_b$ ve $\ell=1,2,\dots, n_g$ aralığında ve faz $p=1, 2, 3$ olmak üzere, $[J_d]$ ve $[J_h]$ jakobyen alt matrislerine ait elemanlar ise

$$\left. \begin{aligned} [J_d]_{i\ell}^p &= \frac{\partial \Delta P_i^p}{\partial V_{i\ell}^p} = V_i^p \sum_{q=1}^3 Y_{ik}^{pq} \cdot \cos(\delta_i^p - \delta_k^q - \theta_{ik}^{pq}) \\ [J_h]_{i\ell}^p &= \frac{\partial \Delta Q_i^p}{\partial V_{i\ell}^p} = V_i^p \sum_{q=1}^3 Y_{ik}^{pq} \cdot \sin(\delta_i^p - \delta_k^q - \theta_{ik}^{pq}) \end{aligned} \right\} \quad (4.40)$$

eşitliğindeki bağıntılar ile hesaplanır.

$[J_k]$ ve $[J_i]$ jakobyen alt matrisleri, generatör güç hata denklemlerinin bara gerilimleri ve faz açılarına göre kısmi türevlerinden oluşan alt matrislerdir. j generatör numarası ($j=1,2,3,\dots, n_g-1$), k gözönüne alınan bara numarası ve q bu baranın dikkate alınan fazı, i

ise j .generatörün iç bara numarası ($i=j+n_b$) olmak üzere, $[J_i]$ ve $[J_k]$ jakobyen alt matrislerine ait elemanlar,

$$\left. \begin{aligned} [J_i]_{jk}^q &= \frac{\partial \Delta P_{gen_j}}{\partial \delta_k^q} = \sum_{p=1}^3 V_{int_j} V_k^q Y_{ik}^{pq} \sin(\delta_i^p - \delta_k^q - \theta_{ik}^{pq}) \quad k \in \{1, 2, \dots, n_b\} \\ [J_k]_{jk}^q &= \frac{\partial \Delta P_{gen_j}}{\partial V_k^q} = \sum_{p=1}^3 V_{int_j} Y_{ik}^{pq} \cos(\delta_i^p - \delta_k^q - \theta_{ik}^{pq}) \quad k \in \{1, 2, \dots, n_b\} \end{aligned} \right\} \quad (4.41)$$

olarak ifade edilir.

$[J_m]$ jakobyen alt matrisi, (4.28) eşitliği ile verilen generatör aktif güç hata denkleminin generatör iç bara gerilimi faz açısına göre kısmi türevlerinin oluşturduğu elemanlardan meydana gelmektedir. $j=1, 2, \dots, n_g - 1$ ve $\ell=1, 2, \dots, n_g - 1$ (salınım generatörü hariç) tanım aralığı için bu matris elemanları;

$$[J_m]_{j\ell} = \frac{\partial \Delta P_{gen_j}}{\partial \delta_{int_\ell}} \quad (4.42)$$

olarak tanımlanmaktadır. j aktif güç hata denklemini incelenen generatörün numarası ve ℓ kısmi türev değişkeni olarak iç bara gerilimi faz açısı dikkate alınan generatörün numarası olmak üzere, $j = \ell$ için bu matris elemanları,

$$[J_m]_{jj} = \sum_{p=1}^3 (V_{int_j})^2 \cdot Y_{ii}^{pp} \sin(\theta_{ii}^{pp}) - Q_i^p + \sum_{p=1}^3 \sum_{\substack{q=1 \\ p \neq q}}^3 (V_{int_j})^2 Y_{ii}^{pq} \sin(\delta_i^p - \delta_i^q - \theta_{ii}^{pq}) \quad (4.43)$$

olarak ifade edilmektedir. $j \neq \ell$ için, $[J_m]_{j\ell} = 0$ değerini almaktadır (Arrillaga ve Arnold, 1990).

$[J_n]$ jakobyen alt matrisi, (4.28) eşitliği ile verilen generatör aktif güç hata denkleminin generatör iç bara gerilimi mutlak değerine göre kısmi türevlerinin oluşturduğu elemanlardan meydana gelmektedir. $j=1, 2, \dots, n_g - 1$ ve $\ell=1, 2, \dots, n_g$ (salınım generatörü dahil) tanım aralığı için bu matris elemanları;

$$\left. \begin{aligned} [J_s]_{j\ell} &= \frac{\partial \Delta V_{\text{reg}_j}}{\partial \delta_{\text{int}_\ell}} = 0 & \ell \in \{1, 2, 3, \dots, n_g - 1\} \\ [J_t]_{j\ell} &= \frac{\partial \Delta V_{\text{reg}_j}}{\partial V_{\text{int}_\ell}} = 0 & \ell \in \{1, 2, 3, \dots, n_g\} \end{aligned} \right\} . \quad (4.48)$$

5. DENGELİ ve DENGESİZ NONLİNEER YÜKLER İÇEREN ENERJİ SİSTEMLERİNDE HARMONİK YÜK AKIŞI

5.1 Giriş

Bir elektrik güç sistemi, üretim, iletim ve dağıtım tesislerinden meydana gelir. Ayrıca sistemde tüketicilere ait tesisler ve yükler bulunmaktadır. Güç sistemine ve tüketicilere ait tesisler elektrik enerjisinin akım ve gerilim değerlerini, gerektiğinde dalga şekillerini ve frekanslarını değiştirerek sistemdeki yüklerin çalışma koşullarına uygun hale getirirler. Generatör, transformatör, iletim hattı, HVDC sistemi, kondansatör, doğrultucu, evirici, statik VAR sistemi, ark fırını gibi aygıt ve tesisler güç sisteminde ve tüketicilerde belirli bir işlevi gerçekleştirmek üzere yer almaktadır. Bu elemanlardan bir kısmının akım-gerilim karakteristiği doğrusal değildir. Nonlineer elemanlar denilen bu elemanlar şebekenin akım ve gerilim dalga şeklinin sinüs formunu bozarak, akım ve gerilimin harmonik bileşenlerinin meydana gelmesine neden olurlar (Brown ve Tunçay, 1989).

Yarı iletken teknolojisindeki gelişmelere paralel olarak sistemdeki elektromagnetik elemanların yerini gün geçtikçe güç elektroniği düzenleri almakta, sistemdeki nonlineer eleman sayısı artmaktadır. Güç sistemindeki nonlineer karakteristikli elemanlar iletim ve dağıtım sistemlerinde ciddi bir harmonik kirliliğine neden olmakta, tüketiciye verilen enerjinin kalitesini azaltmaktadır (Martinon vd., 1996).

Harmonik analiz çalışmaları güç sisteminin analiz ve tasarımının önemli bir parçasıdır. Harmonik analizi bir güç sisteminin çeşitli noktalarındaki akım ve gerilim dalga şekillerindeki bozulmayı ölçmek, tehlikeli boyutlara varacak rezonans koşullarının olup olmadığını belirlemek ve harmonikleri elimine edecek filtre sisteminin tasarımı için gerekli verileri elde etmek amacıyla gerçekleştirilir (IEEE Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, 1996).

Bu bölümde yukarıda açıklanan hedefler doğrultusunda sistemin tek faz eşdeğerinin gözönüne alındığı, literatürde bilinen, dengeli sistemler için tanımlanmış harmonik yük akışı analizi algoritması kısaca gözden geçirilmiştir. Ayrıca çalışmanın temel konusu olarak önerilen, dengesiz nonlineer yükler içeren enerji sistemleri için üç fazlı harmonik yük akışı algoritması detaylı olarak açıklanmıştır.

5.2 Dengeli Sistemlerde Harmonik Yük Akışı

Harmonik yük akışı çalışması, hatlardaki ve baralardaki akım ve gerilimlerin temel bileşen ve harmonik bileşenlerinin hesaplandığı bir analizdir. Bu konuda diğer harmonik yük akışı çalışmalarına da kaynak olacak ilk çalışmalar 1980'li yıllarda gerçekleştirilmiştir (Xia ve Heydt, 1982; Grady, 1983; Masoum, 1991; Williams vd., 1993). HARMFLO adı verilen ve dengeli sistemlerde harmonik yük akışı analizi için bu çalışmalar ile gerçekleştirilen bir bilgisayar programı yardımıyla HVDC çeviricilerinin ve diğer nonlinear elemanların bulunduğu sistemlerin harmonik analizi yapılabilmektedir (Song vd., 1984; Grady ve Heydt, 1985). Harmonik yük akışında şebeke gerilim ve akımları Fourier serileri formunda ifade edilir veya grafik şeklinde bilinen yük akımı Fast Fourier Transformu (FFT) yardımıyla elde edilir (Kocatepe, 1995).

Harmonik yük akışı analizindeki bilinmeyenlerin ve eşitliklerin incelenmesinde kolaylık sağlaması bakımından sistemdeki tüm baraların tasnif edilmesi gerekir. Harmonik yük akışı tekniğinde akım-gerilim karakteristiği lineer olan elemanların bağlı olduğu baralar "Lineer Baralar" olarak tanımlanır. Bölüm 4'de açıklanan geleneksel yük akışı için tanımlanan üretim (PV) baraları ve yük (PQ) baraları harmonik yük akışında lineer baralar olarak gözönüne alınır. Bir üretim barası olan salınım barası da bir lineer baradır. Nonlinear karakteristikli elemanların bulunduğu baralar ise "Nonlinear Baralar" olarak adlandırılır. Çizelge 5.1' de bu açıklamalara göre harmonik yük akışı analizine uygun olarak baraların numaralandırılması gösterilmiştir.

Çizelge 5.1 Harmonik yük akışı analizine uygun olarak baraların numaralandırılması

BARA NO	BARAYA BAĞLANAN ELEMAN	BARA TİPİ	
		LİNEER YÜK AKIŞ TEKNİĞİNDE	HARMONİK YÜK AKIŞ TEKNİĞİNDE
1	Generatör	Salınım Barası	Lineer Bara
2 ... (m-1)	Generatör	Üretim (PV) barası	
	Yük (Lineer)	Yük (PQ) barası	
m ... n	Yük (Lineer)	Yük (PQ) barası	—
	Nonlinear yük	—	Nonlinear Bara

Bilinmeyenler	Adet
• Salınım barasının temel frekans aktif ve reaktif güçleri	: 2
• Salınım barası haricindeki baralara ait temel frekans geriliminin genlikleri ve açıları	: $2(n-1)$
• Bütün baralara ait harmonik gerilimlerinin genlikleri ve açıları (Salınım barası dahil)	: $2n(N_h-1)$
• Bütün nonlinear baralara ait α , β parametreleri	: $2(n-m+1)$
TOPLAM	: $2nN_h+2(n-m+1)$
Bilinenler (Eşitlikler)	Adet
• Salınım barası geriliminin genliği ve açısı	: 2
• Salınım barası haricindeki tüm baralara ait aktif reaktif güç hata denklemleri	: $2(n-1)$
• Tüm nonlinear baralara ait aktif ve reaktif akım hata denklemleri (Temel bileşen için)	: $2(n-m+1)$
• Tüm baralara ait aktif ve reaktif akım hata denklemleri (Temel bileşen hariç tüm harmonik bileşenleri için)	: $2n(N_h-1)$
TOPLAM	: $2nN_h+2(n-m+1)$

Çizelge 5.1 ile verilen bara düzenine göre sistemdeki toplam bara sayısı n olup, $(m-1)$.bara son lineer bara, m .bara ilk nonlinear baradır. Sistemdeki lineer bara sayısı $(m-1)$ ve nonlinear bara sayısı ise $(n-m+1)$ olmaktadır. Bir generatör tarafından beslenen bir güç sistemi için, N_h temel bileşen dahil incelenen harmonik sayısını göstermek üzere bilinmeyenler ve bilinenler (eşitlikler) yukarıda topluca listelenmiştir (Grady, 1983).

5.2.1 Harmonik yük akışı algoritması

Xia ve Heydt (1982) tarafından geliştirilen harmonik yük akışı analizi için şebeke gerilimi ve akımları Fourier bileşenleri ile temsil edilir ve bara değişken matrisi (5.1) eşitliğinde gösterildiği gibi temel bileşen ve harmonik bileşen gerilimleri alt matrisleri ile sistemdeki nonlinear yüklerin α ve β parametrelerinin oluşturduğu Φ alt matrisinden meydana gelir.

$$[X] = [\dot{V}^{(1)}, \dot{V}^{(5)}, \dots, \dot{V}^{(L)}, [\Phi]]^T \quad (5.1)$$

Bu eşitlikte gerilim büyüklükleri fazör olarak gösterilmiş olup, L gözönüne alınan en yüksek harmonik mertebesidir. k barasına ait temel bileşen geriliminin genliği $V_k^{(1)}$ ve faz açısı $\delta_k^{(1)}$ olmak üzere ($\dot{V}_k^{(1)} = V_k^{(1)} \angle \delta_k^{(1)}$); salınım barası hariç temel bileşen gerilim matrisi aşağıda verilmiştir.

$$[\dot{V}^{(1)}] = [\delta_2^{(1)}, V_2^{(1)}, \delta_3^{(1)}, V_3^{(1)}, \dots, \delta_n^{(1)}, V_n^{(1)}]^T \quad (5.2)$$

Bara gerilimi matrisi h. harmonik ($h = 5, 7, \dots, L$) bileşeni için (5.3) eşitliğinde tanımlanmıştır.

$$[\dot{V}^{(h)}] = [\delta_1^{(h)}, V_1^{(h)}, \delta_2^{(h)}, V_2^{(h)}, \dots, \delta_n^{(h)}, V_n^{(h)}]^T \quad (5.3)$$

Nonlinear eleman değişken matrisine (Φ) ait elemanlar aşağıdaki eşitlikte gösterilmiştir (Grady, 1983; Masoum, 1991).

$$[\Phi] = [\alpha_m, \beta_m, \alpha_{m+1}, \beta_{m+1}, \dots, \alpha_n, \beta_n]^T \quad (5.4)$$

Nonlinear yük akımları, yüke ait nonlinear eleman parametreleri (α, β) ve yükün bulunduğu baranın gerilimlerinin fonksiyonudur. h, temel bileşen veya harmonik mertebesini ($h \in \{1, 5, 7, 11, \dots, L\}$) göstermek üzere k. baraya bağlı hat akımlarının toplamı fazör olarak $\dot{I}_k^{(h)}$ ile ve bu baraya bağlı nonlinear yükün akımı fazör olarak $\dot{g}_k^{(h)}$ ile gösterilirse, bu akımlar (5.5) eşitliğinde verildiği gibi reel ($I_{k,r}^{(h)}, g_{k,r}^{(h)}$) ve imajiner ($I_{k,i}^{(h)}, g_{k,i}^{(h)}$) bileşenlere ayrılabilir:

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_k^{(h)} &= I_{k,r}^{(h)} + j I_{k,i}^{(h)} \\ \dot{g}_k^{(h)} &= g_{k,r}^{(h)} + j g_{k,i}^{(h)} \end{aligned} \right\} \quad (5.5)$$

Bara gerilimlerinin harmonik bileşenlerinin genlik ve faz açıları ile nonlinear eleman parametreleri (α, β) bilinmediği için hata güçleri eşitliklerine ek olarak Kirchhoff'un akımlar yasası ve görünen güç denklemleri de kullanılarak çözüme gidilebilir (Xia ve Heydt, 1982;

Grady, 1983; Masoum, 1991; Kocatepe, 1995). Nonlinear baralarda (m. baradan n. baraya) akım denklemleri temel frekans ($h=1$) için şöyledir:

$$\begin{bmatrix} I_{m,r}^{(1)} \\ I_{m,i}^{(1)} \\ \dots \\ I_{n,r}^{(1)} \\ I_{n,i}^{(1)} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} g_{m,r}^{(1)}(\dot{V}_m^{(1)}, \dot{V}_m^{(5)}, \dots, \dot{V}_m^{(L)}, \alpha_m, \beta_m) \\ g_{m,i}^{(1)}(\dot{V}_m^{(1)}, \dot{V}_m^{(5)}, \dots, \dot{V}_m^{(L)}, \alpha_m, \beta_m) \\ \dots \\ g_{n,r}^{(1)}(\dot{V}_n^{(1)}, \dot{V}_n^{(5)}, \dots, \dot{V}_n^{(L)}, \alpha_n, \beta_n) \\ g_{n,i}^{(1)}(\dot{V}_n^{(1)}, \dot{V}_n^{(5)}, \dots, \dot{V}_n^{(L)}, \alpha_n, \beta_n) \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

Sistemde 1'den (m-1)'e kadar numaralı baraların lineer baralar olması sebebiyle bu baralarda harmonik akımı enjekte edecek nonlinear eleman olmadığı için h. harmonik için ($h \neq 1$) bu baralara ait nonlinear yük akımları sıfırdır:

$$g_{1,r}^{(h)} = 0, g_{1,i}^{(h)} = 0, g_{2,r}^{(h)} = 0, g_{2,i}^{(h)} = 0, \dots, g_{m-1,r}^{(h)} = 0, g_{m-1,i}^{(h)} = 0 \quad (5.7)$$

Harmonik kaynağı durumundaki nonlinear yükler m'den n'e kadar numaralı baralarda bulunduğu için bu baralarda harmonikli yük akımları olacaktır. Bunun matrisyel ifadesi ise,

$$\begin{bmatrix} I_{1,r}^{(h)} \\ I_{1,i}^{(h)} \\ \dots \\ I_{m-1,r}^{(h)} \\ I_{m-1,i}^{(h)} \\ I_{m,r}^{(h)} \\ I_{m,i}^{(h)} \\ \dots \\ I_{n,r}^{(h)} \\ I_{n,i}^{(h)} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \dots \\ 0 \\ 0 \\ g_{m,r}^{(h)}(\dot{V}_m^{(1)}, \dot{V}_m^{(5)}, \dots, \dot{V}_m^{(L)}, \alpha_m, \beta_m) \\ g_{m,i}^{(h)}(\dot{V}_m^{(1)}, \dot{V}_m^{(5)}, \dots, \dot{V}_m^{(L)}, \alpha_m, \beta_m) \\ \dots \\ g_{n,r}^{(h)}(\dot{V}_n^{(1)}, \dot{V}_n^{(5)}, \dots, \dot{V}_n^{(L)}, \alpha_n, \beta_n) \\ g_{n,i}^{(h)}(\dot{V}_n^{(1)}, \dot{V}_n^{(5)}, \dots, \dot{V}_n^{(L)}, \alpha_n, \beta_n) \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

şeklindedir.

Harmonik bileşenleri içermesi nedeniyle bozulmuş sinüs formundaki nonlinear yük akımının dalga şekli bir osilogram yardımıyla elde edilerek FFT algoritması ile harmonik spektrumu belirlenebilir. $k \in \{m, m+1, \dots, n\}$ olmak üzere her bir nonlinear barada görünen güç dengesi için,

$$(S_k)^2 = (P_k^t)^2 + (Q_k^t)^2 + (D_k)^2 \quad (5.9)$$

yazılabilir. Bu eşitlikte P_k^t k. nonlinear baranın temel frekans ve harmonik aktif güçleri toplamı, Q_k^t k. nonlinear baranın temel frekans ve harmonik aktif güçleri toplamı ve D_k ise bu baraya ait distorsiyon gücünü belirlemektedir. Aktif ve reaktif güç toplamı,

$$\left. \begin{aligned} P_k^t &= \sum_{h=1}^L P_k^{(h)} \\ Q_k^t &= \sum_{h=1}^L Q_k^{(h)} \end{aligned} \right\} \quad (5.10)$$

olarak tanımlanır. Bu eşitlikler yardımıyla lineer baralar için ($k \in \{1, 2, \dots, (m-1)\}$) aktif ve reaktif güç hata denklemleri,

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_k &= (P_k)_{SP} + F_{k,r}^{(1)} \\ \Delta Q_k &= (Q_k)_{SP} + F_{k,i}^{(1)} \end{aligned} \right\} \quad (5.11)$$

olarak tanımlanabilir. Bu eşitliklerde $(P_k)_{SP}$ ve $(Q_k)_{SP}$ sırasıyla k barasındaki yük için verilen aktif ve reaktif güç değerlerini, $F_{k,r}^{(1)}$ ve $F_{k,i}^{(1)}$ ise k barasına bağlı hatların temel frekans aktif ve reaktif güç toplamı olup, h harmonik mertebesini göstermek üzere ($h = 1, 5, 7, \dots, L$) bu güçler,

$$\left. \begin{aligned} F_{k,r}^{(h)} &= V_k^{(h)} \sum_{j=1}^n Y_{jk}^{(h)} \cdot V_j^{(h)} \cdot \cos(\delta_k^{(h)} - \theta_{kj}^{(h)} - \delta_j^{(h)}) \\ F_{k,i}^{(h)} &= V_k^{(h)} \sum_{j=1}^n Y_{jk}^{(h)} \cdot V_j^{(h)} \cdot \sin(\delta_k^{(h)} - \theta_{kj}^{(h)} - \delta_j^{(h)}) \end{aligned} \right\} \quad (5.12)$$

eşitliğinden hesaplanabilir. Yukarıdaki eşitliklerde k .baraya ait h .harmonik gerilimi fazör olarak $\dot{V}_k^{(h)} = V_k^{(h)} \angle \delta_k^{(h)}$ ve h .harmonik frekansı için hesaplanmış sisteme ait bara admitans matrisinin (k, j) . elemanı fazör olarak $\dot{Y}_{kj}^{(h)} = Y_{kj}^{(h)} \angle \theta_{kj}^{(h)}$ şeklinde gösterilmiştir.

Nonlinear baralar için (5.11) ve (5.12) eşitlikleri yardımıyla, $(k \in \{m, m+1, \dots, n_b\})$ olmak üzere aktif ve reaktif güç hata denklemi,

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_k^{\text{nonlin}} &= (P_k)_{SP} + \sum_{h=1}^L F_{k,r}^{(h)} \\ \Delta Q_k^{\text{nonlin}} &= (Q_k)_{SP} + \sum_{h=1}^L F_{k,i}^{(h)} \end{aligned} \right\} \quad (5.13)$$

olarak tanımlanabilir.

Harmonik yük akışı için hata matrisi ise şöyle tanımlanabilir (Grady, 1983):

$$[\Delta M] = [\Delta W], [\Delta I^{(5)}], [\Delta I^{(7)}], \dots, [\Delta I^{(L)}], [\Delta I^{(1)}] \quad (5.14)$$

Bu eşitlikte ΔW güç hata matrisini, $\Delta I^{(h)}$ ise h .harmonikçe ilişkin akım hata matrisini belirtmektedir. Güç hata matrisi için,

$$[\Delta W] = [\Delta P_2, \Delta Q_2, \dots, \Delta P_{m-1}, \Delta Q_{m-1}, \Delta P_m^{\text{nonlin}}, \Delta Q_m^{\text{nonlin}}, \dots, \Delta P_n^{\text{nonlin}}, \Delta Q_n^{\text{nonlin}}]^T \quad (5.15)$$

eşitliği yazılabilir. Hata matrisinin elemanlarından olan temel bileşen ($h=1$) ve harmonik bileşen ($h=5, 7, \dots, L$) akım hata matrisleri sırasıyla,

$$\left. \begin{aligned} [\Delta I^{(1)}] &= \left[(I_{m,r}^{(1)} + g_{m,r}^{(1)}), (I_{m,i}^{(1)} + g_{m,i}^{(1)}), (I_{m+1,r}^{(1)} + g_{m+1,r}^{(1)}), (I_{m+1,i}^{(1)} + g_{m+1,i}^{(1)}), \dots, (I_{n,r}^{(1)} + g_{n,r}^{(1)}), (I_{n,i}^{(1)} + g_{n,i}^{(1)}) \right]^T \\ [\Delta I^{(h)}] &= \left[I_{1,r}^{(h)}, I_{1,i}^{(h)}, \dots, I_{m-1,r}^{(h)}, I_{m-1,i}^{(h)}, (I_{m,r}^{(h)} + g_{m,r}^{(h)}), (I_{m,i}^{(h)} + g_{m,i}^{(h)}), (I_{m+1,r}^{(h)} + g_{m+1,r}^{(h)}), (I_{m+1,i}^{(h)} + g_{m+1,i}^{(h)}), \dots, \right. \\ &\quad \left. \dots, (I_{n,r}^{(h)} + g_{n,r}^{(h)}), (I_{n,i}^{(h)} + g_{n,i}^{(h)}) \right]^T \end{aligned} \right\} \quad (5.16)$$

eşitlikleri ile hesaplanabilir. Bu eşitliklerde lineer baralarda ($k=1,2, \dots, m-1$) harmonik bileşenleri ($h=5,7, \dots, L$) için, $I_{k,r}^{(h)}=0$ ve $I_{k,i}^{(h)}=0$ olmaktadır.

Newton-Raphson yöntemi kullanılarak Jakobyen matrisi ile düzeltme matrisi elde edilmekte güç hata matrisindeki herbir terim için hatanın sıfıra götürülmesi çözümü vermektedir (Kocatepe, 1995). (Genellikle kabul edilebilir bir hata değeri seçilir, bu değer güç için 0.01 p.u., gerilim için 0.001 p.u. olabilir) (Arrillaga vd., 1983). Böylece Newton-Raphson yöntemi kullanılarak sonuca istenilen tolerans ile ulaşılabilir. Bu çalışmada hata için tolerans 10^{-7} p.u. olarak seçilmiştir. Harmonik yük akışı analizi için Jakobyen matrisi $2(nN_h+(n-m+1)) \times 2(nN_h+(n-m+1))$ boyutundadır. Düzeltme matrisi aşağıda verilmiştir.

$$[\Delta X] = [J]^{-1} [\Delta M] \quad (5.17)$$

(5.17) eşitliğindeki matrislere ait elemanlar (alt matrisler),

$$\begin{bmatrix} \Delta V^{(1)} \\ \Delta V^{(5)} \\ \Delta V^{(7)} \\ \dots \\ \Delta V^{(L)} \\ \Delta \Phi \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J^{(1)} & J^{(5)} & \dots & J^{(L)} & 0 \\ TG^{(5,1)} & TG^{(5,5)} & \dots & TG^{(5,L)} & H^{(5)} \\ TG^{(7,1)} & TG^{(7,5)} & \dots & TG^{(7,L)} & H^{(7)} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ TG^{(L,1)} & TG^{(L,5)} & \dots & TG^{(L,L)} & H^{(L)} \\ TG^{(1,1)} & TG^{(1,5)} & \dots & TG^{(1,L)} & H^{(1)} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta W \\ \Delta I^{(5)} \\ \Delta I^{(7)} \\ \dots \\ \Delta I^{(L)} \\ \Delta I^{(1)} \end{bmatrix} \quad (5.18)$$

şeklinde gösterilebilir. Düzeltme matrisine ait alt matrisler :

$J^{(1)}$: $2(n-1)$ boyutunda kare matris olup bütün baralar için yazılan geleneksel temel yük akışının jakobyen matrisine benzer. Bu matrisin elemanları (5.19) eşitliği ile tanımlanmıştır.

$J^{(h)}$: $2(n-1) \times 2n$ boyutunda olup, lineer baralar için sıfır elemanlar içeren harmonik bileşenlere ait jakobyen matrisidir. Bu matrisin elemanları (5.20) eşitliği ile tanımlanmıştır.

$$J^{(1)} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial \Delta P_n}{\partial \delta_2} & \frac{\partial \Delta P_n}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial \Delta P_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial \Delta P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad (5.19)$$

$$J^{(h)} = \begin{bmatrix} 0_{2(m-2) \times 2n} \\ \dots \dots \dots \text{Nonlinear baralarda h. harmonik için } \Delta P^{\text{nonlin}} \text{ ve } \Delta Q^{\text{nonlin}} \dots \dots \dots \\ \text{denklemlerinin } V^{(h)} \text{ ve } \delta^{(h)} \text{ de\u0131i\u015fenlerine g\u00f6re kısmi t\u00fcrevleri} \end{bmatrix} \quad (5.20)$$

(5.20) e\u015fitli\u011findeki $0_{2(m-2) \times 2n}$ ile $2(m-2) \times 2n$ boyutlu, elemanlarının t\u00fcm\u00fc sıfır olan matris g\u00f6sterilmi\u015ftir.

h akımın harmonik mertebesi ve v gerilimin harmonik mertebesi olmak \u00fczere, akım hata denklemlerinin bara gerilimlerine ve bara gerilimi faz a\u00e7ılarına g\u00f6re kısmi t\u00fcrevlerinden olu\u015fan $TG^{(h,v)}$ jakobyen alt matrisi;

$$TG^{(h,v)} = \begin{cases} T^{(h,h)} + G^{(h,h)} & h = v \\ 0 + G^{(h,v)} & h \neq v \end{cases} \quad (5.21)$$

olarak tanımlanır (Grady, 1983). Bu e\u015fitlikte $T^{(h,h)}$, h . harmonik hat akımları toplamının h .harmonik bara gerilimine g\u00f6re kısmi t\u00fcrev satırıdır.

(5.21) e\u015fitli\u011finde $G^{(h,v)}$, h . harmonik nonlinear y\u00fc akımının v . harmonik gerilimine g\u00f6re kısmi t\u00fcrevlerinden olu\u015fmaktadır. Matrisyel formda,

$$G^{(h,v)} = \begin{bmatrix} 0_{2(m-1) \times 2(m-1)} & \vdots & & 0_{2(m-1) \times 2(n-m+1)} & & \\ & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ & & \vdots & \frac{\partial g_{m,r}^{(h)}}{\partial \delta_m^{(v)}} & \frac{\partial g_{m,r}^{(h)}}{\partial V_m^{(v)}} & 0 \\ & & \vdots & \frac{\partial g_{m,i}^{(h)}}{\partial \delta_m^{(v)}} & \frac{\partial g_{m,i}^{(h)}}{\partial V_m^{(v)}} & 0 \\ 0_{2(n-m+1) \times 2(m-1)} & \vdots & 0 & \dots & \dots & 0 \\ & \vdots & 0 & \dots & 0 & \frac{\partial g_{n,r}^{(h)}}{\partial \delta_n^{(v)}} & \frac{\partial g_{n,r}^{(h)}}{\partial V_n^{(v)}} \\ & \vdots & 0 & \dots & 0 & \frac{\partial g_{n,i}^{(h)}}{\partial \delta_n^{(v)}} & \frac{\partial g_{n,i}^{(h)}}{\partial V_n^{(v)}} \end{bmatrix} \quad (5.22)$$

olarak gösterilir. Harmonik bileşenleri ($h \neq 1$ ve $v \neq 1$) için $TG^{(h,v)}$ jakobyen alt matrisi $2n$ boyutlu bir kare matristir. $h=1$ ve $v=1$ olması halinde, temel bileşen için akım denklemleri sadece sayıları $(n-m+1)$ adet olan nonlinear baralar için tanımlandığından ve temel bileşen gerilimlerinde salınım barası gerilimi bilindiği için $(n-1)$ adet baranın gözönüne alınması sebebiyle $TG^{(1,1)}$ matrisi $2(n-m+1) \times 2(n-1)$ boyutludur. Ayrıca yine bu nedenle $h=1$ ve $v \neq 1$ olması durumunda $G^{(1,v)}$ matrisi $2(n-m+1) \times 2n$ boyutlu, $h \neq 1$ ve $v=1$ için $G^{(h,1)}$ matrisi $2n \times 2(n-1)$ boyutlu bir matris olmaktadır.

Sistemde nonlinear yük olarak güç elektroniği düzenlerinin bulunması halinde, h .harmonik bileşeni için $H^{(h)}$ jakobyen alt matrisi, akım hata denklemlerinin tristör tetikleme açısı (α) ve komutasyon açısına (β) göre kısmi türevlerinden meydana gelmektedir. Lineer baralarda nonlinear yük olmaması nedeniyle bu alt matris elemanları, (5.23) eşitliğinde görüldüğü gibi lineer baralar için sıfır değerini almaktadır. Bu matrise ait elemanlar,

$$H^{(h)} = \begin{bmatrix} 0_{2(m-1) \times 2(n-m+1)} \\ \dots \\ H_1^{(h)} \end{bmatrix} \quad (5.23)$$

olarak gösterilebilir. Bu matriste bulunan $H_1^{(h)}$ matrisi köşegen dışındaki elemanları sıfır olan bir diagonal matris yapısındadır.

$$H_1^{(h)} = \text{diag} \begin{bmatrix} \frac{\partial g_{k,r}^{(h)}}{\partial \alpha_k} & \frac{\partial g_{k,r}^{(h)}}{\partial \beta_k} \\ \frac{\partial g_{k,i}^{(h)}}{\partial \alpha_k} & \frac{\partial g_{k,i}^{(h)}}{\partial \beta_k} \end{bmatrix} \quad k = m, \dots, n; \quad h = 1, 5, 7, \dots, L \quad (5.24)$$

Yukarıda verilen bilgilerden yararlanarak, dengeli sistemlerde harmonik yük akışı analizi çözüm algoritması şu adımlar ile gerçekleştirilebilir (Masoum, 1991) :

- 1. Adım** : Bara gerilimi temel bileşen ve harmonik bileşenlerinin genlik ve faz açıları için tahmini başlangıç değerleri belirlenir. (Genellikle tüm baraların temel bileşen gerilimleri için $V^{(1)} = 1$ p.u. ve $\delta^{(1)} = 0^0$, harmonik gerilimleri için $V^{(h)} = 0.1$ p.u. ve $\delta^{(h)} = 0^0$ kabul edilir.)
- 2. Adım** : Nonlinear yük akımları ($g_{m,r}^{(h)}$ ve $g_{m,i}^{(h)}$) hesaplanır.
- 3. Adım** : (5.14) – (5.16) denklemleri ile ΔM matrisi elemanları hesaplanır. Eğer tüm matris elemanlarının mutlak değeri önceden belirlenen bir tolerans değerinden büyük ise 4.adıma geçilir, daha küçük ise iterasyonlara son verilir, hatlardaki akım ve güç dağılımları ile güç kayıpları hesaplanır ve sonuçlar yazdırılır.
- 4. Adım** : Jakobyen matrisi (J) hesaplanır ve (5.18) denklemine göre düzeltme matrisi hesaplanır.
- 5. Adım** : (5.1) – (5.4) denklemleri ile bara değişken matrisi değerleri güncelleştirilir. (ℓ iterasyon numarası olmak üzere, $[X]^{\ell+1} = [X]^{\ell} - [\Delta X]^{\ell}$ işlemi yapılır.)
- 6. Adım** : 2. adıma geri dönülür.

5.3 Üç Fazlı Dengesiz Nonlinear Yükler İçeren Elektrik Güç Sistemleri için Önerilen Üç Fazlı Harmonik Yük Akışı

Bu bölümde bu çalışmanın temel konusu olan; Bölüm 4 'de açıklanan üç fazlı dengesiz lineer yükler için tanımlanmış Newton-Raphson yöntemine dayanan, üç fazlı dengesiz yük akış tekniği ile Bölüm 5.2 'de açıklanan Xia ve Heydt (1982) tarafından konverter tipi dengeli nonlinear yükler içeren dengeli sistemler için geliştirilen harmonik yük akış tekniğinden yararlanılarak; güç sistemi elemanlarının faz koordinatları ile harmonik bağımlı olarak modellendiği üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı gerçekleştirilmiştir.

Harmonik yük akışı ile ilgili temel geleneksel çalışmalar (Xia ve Heydt, 1982) ile daha sonraki çalışmalarda çoğu kez etkinliğin az olduğu kabulü ile deri etkisinin ihmal edilmesi yoluna gidilmiştir. Genelleştirilmiş bir analize katkıda bulunmak üzere, bu çalışmada lineer kabul edilen şebeke elemanlarının omik dirençleri üzerindeki deri etkisi uygun modellemeler ile gözönüne alınmıştır.

Analiz kolaylığı bakımından yük akış çalışmalarında transformatörler belirli bağlantı gruplarında seçilir. Dengeli sistemlerde lineer yükler için gerçekleştirilmiş geleneksel yük akışlarında transformatörlerin bağlantı grubu yıldız-topraklı / yıldız-topraklı olarak seçilmektedir. Dengeli harmonik yük akışında ise üç ve üçün katı harmonikleri elimine etmek için transformatörlerin nonlineer yük tarafı yıldız-topraklı, şebeke tarafı ise üçgen bağlı olarak seçilmektedir (Xia ve Heydt, 1982; Grady, 1983). Bu çalışmada ise Bölüm 3’de açıklandığı gibi uygun modellemeler yapılarak transformatörlerin bağlantı grupları gözönüne alınmış, böylece transformatörün primer ve sekonder fazları arasındaki faz kaymaları harmonik mertebesine bağlı olarak belirlenmiştir.

Üç fazlı dengesiz harmonik yük akış analizindeki bilinen ve bilinmeyen parametreler ile ilgili bunlara ait eşitliklerin verilebilmesi için sistemdeki tüm baraların incelenmesi ve sınıflandırılması gerekir.

5.3.1 Bara tipleri ve baraların numaralandırılması

Lineer yükler için Bölüm 4 ‘de ortaya konulan üç fazlı dengesiz yük akışında tariflenen bara tiplerinden (lineer yük, generatör (generatör uç barası, generatör iç barası) ve salınım barası) üç fazlı dengesiz harmonik yük akışında da yararlanılmıştır. Baralarla ilgili olarak Bölüm 4’de tarifi yapılan, bilinen parametreler ile temel frekans bileşeni için verilmiş olan hata denklemleri geçerliliğini korumaktadır.

Üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı için de yukarıdaki lineer bara tiplerine ek olarak dengeli harmonik yük akışında olduğu gibi akım-gerilim karakteristiği lineer olmayan yüklerin bağlandığı “ nonlineer yük barası” tanımlanmıştır. Nonlineer yük baraları gerilim kontrollü olmayıp, baraların her üç fazından (a, b, c) temel frekansta çekilen aktif ve reaktif güç değerleri ($P^{a(n)}$, $P^{b(n)}$, $P^{c(n)}$ ve $Q^{a(n)}$, $Q^{b(n)}$, $Q^{c(n)}$) ile bu baralara bağlı nonlineer yüklerin bara gerilimlerinin ve faz açılarının fonksiyonu olan akım karakteristikleri bilinmelidir (Xia

ve Heydt, 1982). Nonlinear yük baralarına ait temel bileşen gerilimi ile ($V^{a^{(0)}}$, $V^{b^{(0)}}$, $V^{c^{(0)}}$) $h=3, 5, \dots, L$ olmak üzere harmonik gerilimleri ($V^{a^{(h)}}$, $V^{b^{(h)}}$, $V^{c^{(h)}}$) ve bunlara ait faz açıları ($\delta^{a^{(0)}}$, $\delta^{b^{(0)}}$, $\delta^{c^{(0)}}$) ve ($\delta^{a^{(h)}}$, $\delta^{b^{(h)}}$, $\delta^{c^{(h)}}$) değişken olup üç fazlı harmonik yük akış analizi sonunda elde edilir.

Çizelge 5.2 Bara tipleri ve numaralandırılması

BARA TİPİ	BARA NO
Lineer yük barası	1,, n_y
Generatör uç (terminal) barası	(n_y+1) ,, (n_y+n_g-1)
Salınım generatörü uç barası	$(n_y+n_g) = (m-1)$
Nonlinear yük barası	m ,, $(m+n_n) = n_b$
Generatör iç (internal) barası	(n_b+1) ,, $(n_b+n_g-1) = n-1$
Salınım generatörü iç barası	$n_b+n_g = n$

Üç fazlı dengesiz harmonik yük akışında baraların tiplerine göre numaralandırılması Çizelge 5.2 'de gösterilmiştir. Bu çizelgede n_y lineer yük bara sayısı, n_g generatör sayısı, n_n nonlinear yük sayısı, n toplam bara sayısı, n_b generatör iç baraları hariç toplam bara sayısı, m birinci nonlinear yükün bağlı olduğu baranın numarasını göstermektedir. N_h temel bileşen dahil analizi gerçekleştirilecek olan harmoniklerin toplam sayısı olmak üzere üç fazlı dengesiz harmonik yük akışındaki bilinenler ve bilinmeyenler aşağıda topluca listelenmiştir.

Bilinenler (eşitlikler)	Adet
• Bara aktif güçleri	: $3n_b$
• Bara reaktif güçleri	: $3n_b$
• Nonlinear bara yük akımları (Temel bileşen) eşitlikleri	: $6(n_b-m+1)$
• Nonlinear bara yük akımları (Harmonik bileşenleri) eşitlikleri	: $6(N_h-1)n$
• Generatörlerin toplam aktif güçleri (Salınım generatörü hariç)	: n_g-1
• Generatör uç baralarının a-fazı terminal gerilimleri (Salınım generatörü dahil)	: n_g
TOPLAM	: $12n_b + 6(N_h-1)n + 2n_g - 6m + 5$

Bilinmeyenler	Adet
• Bara gerilimlerinin faz açıları (Temel bileşen)	: $3n_b$
• Bara gerilimleri (Temel bileşen)	: $3n_b$
• Bara gerilimlerinin faz açıları (Harmonik bileşenleri)	: $3(N_h-1)n$
• Bara gerilimleri (Harmonik bileşenleri)	: $3(N_h-1)n$
• Nonlineer yüklere ait α ve β değerleri	: $6(n_b-m+1)$
• Generatör iç baralarının a-fazı gerilimlerinin faz açısı (Salınım generatörü hariç)	: $n_g - 1$
• Generatörlerin iç bara gerilimleri (Salınım generatörü dahil)	: n_g
-----	-----
TOPLAM	: $12n_b + 6(N_h-1)n + 2n_g - 6m + 5$

Çizelge 5.1 'de de gösterildiği gibi, lineer yük baraları, generatör uç baraları ve salınım generatörü uç barasından oluşan lineer baralar 1'den itibaren numaralandırıldığında (m-1). bara son lineer bara olup m. bara ilk nonliner baradır. Son nonlineer yük barası n_b . bara olup bundan sonraki baralar yine birer lineer bara olarak ele alınan generatör iç baralarıdır.

5.3.2 Üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı algoritması

Bölüm 4 'de ortaya konulan, lineer yükler için gerçekleştirilmiş üç fazlı dengesiz yük akışında faz bileşenleri ile bara değişken vektörü şöyle tanımlanır (Arrillaga vd., 1990):

$$[X] = [\delta], [V], [\delta_{int}], [V_{int}]]^T \quad (5.25)$$

Bu matrisler sadece temel frekans bileşeni ($h=1$) için oluşturulmuştur. $[V]$ ve $[\delta]$ matrisleri, generatör iç baraları hariç diğer tüm baraların a,b,c fazlarının gerilimlerinin efektif değerleri ve faz açılarından oluşmaktadır. $[V_{int}]$ ve $[\delta_{int}]$ matrisleri, dengeli olduğu varsayılan generatör iç bara gerilimlerinin efektif değer ve a fazının faz açısından oluşan matrislerdir. $[\delta_{int}]$ matrisi salınım generatörü hariç diğer tüm generatör iç baraları için, $[V_{int}]$ matrisi ise sistemdeki tüm generatör iç baraları için oluşturulmuştur.

Dengeli sistemler için gerçekleştirilen harmonik yük akışında ise şebeke gerilimleri ve akımları Fourier bileşenleri ile temsil edilir ve bara değişken vektörü salınım barası hariç aşağıdaki gibi tanımlanır (Xia ve Heydt, 1982; Grady, 1983; Kocatepe, 1995).

$$[X] = [[\delta], [V], [\Phi]]^T \quad (5.26)$$

Buradaki $[\delta]$ ve $[V]$ matrisleri temel frekans bileşeni için salınım barası hariç diğer tüm baralara, harmonik bileşenleri için ise salınım barası dahil bütün baralara ait elemanları içermektedir. Sadece nonlinear yüklerin bulunduğu baralar için tanımlanan $[\Phi]$ matrisi nonlinear elemanların değişken matrisidir. (Xia ve Heydt, 1982).

Üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı, lineer yükler için tanımlanmış üç fazlı dengesiz yük akışı ile dengeli nonlinear yükler için tanımlanmış harmonik yük akışının birleştirilmesinden meydana geleceği için bu durumda bara değişken vektörü;

$$[X] = [[\delta], [V], [\Phi], [\delta_{int}], [V_{int}]]^T \quad (5.27)$$

olarak ifade edilir. (5.27) eşitliğinde $[X]$ matrisini oluşturan alt matrisler elemanlarıyla birlikte aşağıda tanımlanmıştır.

L incelenen en yüksek harmonik mertebesi olmak üzere bara gerilimleri değişken matrisleri olan $[V]$ ve $[\delta]$ matrislerinin temel frekans bileşeni ve harmonik bileşenleri için tanımlanmış alt matrislerden oluşumu sırasıyla (5.28) ve (5.29) eşitliklerinde verilmiştir.

$$[V] = [[V^{(1)}], [V^{(3)}], \dots, [V^{(L)}]]^T \quad (5.28)$$

$$[\delta] = [[\delta^{(1)}], [\delta^{(3)}], \dots, [\delta^{(L)}]]^T \quad (5.29)$$

n_b , generatör iç baraları hariç sistemde incelenen bara sayısı olmak üzere; baraların temel bileşen gerilimlerinin efektif değerleri matrisi ($[V^{(1)}]$) ve faz açıları matrisi ($[\delta^{(1)}]$) aşağıdaki (5.30) ve (5.31) eşitliklerinde verilmiştir. Bu eşitliklerdeki matrisleri oluşturan elemanlarda alt indis 1, ..., n_b elemanın ait olduğu bara numarasını, 1, 2, 3 indisleri ise a,b,c fazları ile birebir eşlenmek suretiyle elemanın temsil ettiği fazı göstermektedir.

$$[V^{(1)}] = \left[\begin{bmatrix} V_1^{(1)} & V_1^{(2)} & V_1^{(3)} \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} V_2^{(1)} & V_2^{(2)} & V_2^{(3)} \end{bmatrix}, \dots, \begin{bmatrix} V_{n_b}^{(1)} & V_{n_b}^{(2)} & V_{n_b}^{(3)} \end{bmatrix} \right]^T \quad (5.30)$$

$$[\delta^{(1)}] = \left[\begin{bmatrix} \delta_1^{(1)} & \delta_1^{(2)} & \delta_1^{(3)} \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} \delta_2^{(1)} & \delta_2^{(2)} & \delta_2^{(3)} \end{bmatrix}, \dots, \begin{bmatrix} \delta_{n_b}^{(1)} & \delta_{n_b}^{(2)} & \delta_{n_b}^{(3)} \end{bmatrix} \right]^T \quad (5.31)$$

n_g generatör iç baraları dahil sistemde incelenen toplam bara sayısı olmak üzere; baraların h harmonik bileşen gerilimlerinin efektif değerleri matrisi ($[V^{(h)}]$) ve faz açıları matrisi ($[\delta^{(h)}]$) (5.32) ve (5.33) eşitliklerinde verilmiştir.

$$[V^{(h)}] = \left[\begin{bmatrix} V_1^{(h)} & V_1^{(h)} & V_1^{(h)} \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} V_2^{(h)} & V_2^{(h)} & V_2^{(h)} \end{bmatrix}, \dots, \begin{bmatrix} V_n^{(h)} & V_n^{(h)} & V_n^{(h)} \end{bmatrix} \right]^T \quad (5.32)$$

$$[\delta^{(h)}] = \left[\begin{bmatrix} \delta_1^{(h)} & \delta_1^{(h)} & \delta_1^{(h)} \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} \delta_2^{(h)} & \delta_2^{(h)} & \delta_2^{(h)} \end{bmatrix}, \dots, \begin{bmatrix} \delta_n^{(h)} & \delta_n^{(h)} & \delta_n^{(h)} \end{bmatrix} \right]^T \quad (5.33)$$

Nonlinear yüklerin bulunduğu baralar ($m, m+1, \dots, n_b$) için tanımlanan, nonlinear elemanların değişken matrisi ($[\Phi]$), $[\alpha]$, $[\beta]$ matrisleri her bir nonlinear yük barasının a,b,c fazlarına ait nonlinear eleman parametrelerinden oluşan alt matrisler olmak üzere bunların içerdiği elemanlar (5.34), (5.35) ve (5.36) eşitliklerinde gösterilmiştir.

$$[\Phi] = \left[[\alpha], [\beta] \right]^T \quad (5.34)$$

$$[\alpha] = \left[\begin{bmatrix} \alpha_m^1 & \alpha_m^2 & \alpha_m^3 \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} \alpha_{m+1}^1 & \alpha_{m+1}^2 & \alpha_{m+1}^3 \end{bmatrix}, \dots, \begin{bmatrix} \alpha_{n_b}^1 & \alpha_{n_b}^2 & \alpha_{n_b}^3 \end{bmatrix} \right]^T \quad (5.35)$$

$$[\beta] = \left[\begin{bmatrix} \beta_m^1 & \beta_m^2 & \beta_m^3 \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} \beta_{m+1}^1 & \beta_{m+1}^2 & \beta_{m+1}^3 \end{bmatrix}, \dots, \begin{bmatrix} \beta_{n_b}^1 & \beta_{n_b}^2 & \beta_{n_b}^3 \end{bmatrix} \right]^T \quad (5.36)$$

n_g sistemdeki toplam generatör sayısı olmak üzere generatör iç baralarına ait gerilim (Efektif değer ve faz açısı) matrislerine ait elemanlar (5.37) ve (5.38) eşitliklerinde gösterilmiştir. Salınım generatörü olan n_g generatörün iç bara gerilimi Bölüm 3' de açıklandığı üzere referans alındığı için $[\delta_{int}]$ matrisi salınım generatörü haricindeki generatörlerin iç baralarına ait elemanları içermektedir.

$$[V_{int}] = [V_{int_1}, V_{int_2}, \dots, V_{int_{n_g}}]^T \quad (5.37)$$

$$[\delta_{int}] = [\delta_{int_1}, \delta_{int_2}, \dots, \delta_{int_{(n_g-1)}}]^T \quad (5.38)$$

Harmonik bara geriliminin genliği, faz açısı ve nonlinear eleman parametreleri (α, β) bilinmediğinden hata güçleri eşitliklerine ilaveten Kirchhoff'un akımlar yasası ve görünen güç denklemi de kullanılarak çözüme gidilebilir (Kocatepe, 1995). Aşağıdaki eşitliklerde nonlinear yük baraları için akım ve güç denklemlerinin adım adım elde edilmesi verilmiştir.

k barasına bağlı üç fazlı nonlinear yükün p faz akımının temel frekans bileşeni $\dot{g}_k^{p^{(0)}}$, k barasına bağlı hatların p faz akımları toplamının temel frekans bileşeni $\dot{I}_k^{p^{(0)}}$ olmak üzere $k \in \{m, (m+1), \dots, (m+n_n=n_b)\}$ aralığı için bu akımlar fazör olarak (5.39) eşitliğinde tanımlanmıştır. Bu eşitlikte Y_{ki}^{pq} , k barasının p fazı ile i barasının q fazı arasındaki bara admitans matrisi elemanının mutlak değerini, θ_{ki}^{pq} ise bu elemanın açısını temsil etmektedir. Bu eşitlikte görüldüğü gibi nonlinear yük akımı bara gerilimlerinin ve nonlinear eleman parametrelerinin bir fonksiyonudur.

$$\left. \begin{aligned} \dot{g}_k^{p^{(0)}} &= f(\dot{V}_k^{1^{(0)}}, \dot{V}_k^{2^{(0)}}, \dot{V}_k^{3^{(0)}}, \dots, \dot{V}_k^{1^{(n)}}, \dot{V}_k^{2^{(n)}}, \dot{V}_k^{3^{(n)}}, \alpha_k^1, \beta_k^1, \alpha_k^2, \beta_k^2, \alpha_k^3, \beta_k^3) \quad k \in \{m, m+1, \dots, n_b\} \\ \dot{I}_k^{p^{(0)}} &= \sum_{i=1}^n \sum_{q=1}^3 V_i^{q^{(0)}} Y_{ki}^{pq} \angle (\delta_i^{q^{(0)}} + \theta_{ki}^{pq^{(0)}}) \quad k \in \{m, m+1, \dots, n_b\} \end{aligned} \right\} \quad (5.39)$$

Buradaki temel frekans bileşeni için tanımlanan, nonlinear yükün bulunduğu k barasının p fazına ait $\dot{g}_k^{p^{(0)}}$ ve $\dot{I}_k^{p^{(0)}}$ akımları (5.40) ve (5.41) eşitliklerinde birer fazör büyüklük olarak h . harmonik bileşeni için tanımlanmıştır (Xia ve Heydt, 1982; Grady, 1983). Bu eşitliklerde $\dot{g}_k^{p^{(h)}}$ k barasına bağlı nonlinear yükün p fazından sisteme enjekte ettiği h . harmonik akımı, $\dot{I}_k^{p^{(h)}}$ ise k barasına bağlı hatların p fazı akımlarının h . harmonik bileşenleri toplamıdır. Görüldüğü gibi nonlinear yükler sadece $\{m, (m+1), \dots, (m+n_n=n_b)\}$ baralarına bağlı olduğu için sadece bu baralardan sisteme harmonik akımı enjekte edilmekte, yalnızca $k \in \{m, (m+1), \dots, (m+n_n=n_b)\}$ için $\dot{g}_k^{p^{(0)}}$ ve $\dot{I}_k^{p^{(0)}}$ akımları sıfırdan farklı değer almaktadır.

$$\left. \begin{aligned} \dot{g}_k^{p(h)} &= 0 & k \in \{1, 2, \dots, (m-1)\} \\ \dot{g}_k^{p(h)} &= f(\dot{V}_k^{1(h)}, \dot{V}_k^{2(h)}, \dot{V}_k^{3(h)}, \dots, \dot{V}_k^{1(L)}, \dot{V}_k^{2(L)}, \dot{V}_k^{3(L)}, \alpha_k^1, \beta_k^1, \alpha_k^2, \beta_k^2, \alpha_k^3, \beta_k^3) & k \in \{m, (m+1), \dots, n_b\} \\ \dot{g}_k^{p(h)} &= 0 & k \in \{(n_b+1), (n_b+2), \dots, n\} \end{aligned} \right\} \quad (5.40)$$

$$\dot{I}_k^{p(h)} = \sum_{i=1}^n \sum_{q=1}^3 V_i^{q(h)} \cdot Y_{ki}^{pq(h)} \angle (\delta_i^{q(h)} + \theta_{ki}^{pq(h)}) \quad k \in \{1, 2, \dots, n\} \quad (5.41)$$

$h=1, 3, 5, 7, \dots, L$ olarak harmonik mertebesini göstermek üzere, $\dot{I}_k^{p(h)}$ ve $\dot{g}_k^{p(h)}$ akımları (5.42) eşitliğinde gösterildiği gibi reel ve imajiner bileşenlere ayrılabilir. İndis olarak r reel bileşeni, i imajiner bileşeni belirtmek üzere k barasının p fazına ve h . harmonik mertebesine ait akımlar,

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_k^{p(h)} &= I_{k,r}^{p(h)} + j I_{k,i}^{p(h)} \\ \dot{g}_k^{p(h)} &= g_{k,r}^{p(h)} + j g_{k,i}^{p(h)} \end{aligned} \right\} \quad (5.42)$$

şeklinde verilir. Bu eşitlikteki akımların reel ve imajiner bileşenleri yardımıyla her bir nonlinear yük barası için (5.43) eşitliği ile verilen akım denklemlerini yazmak mümkündür.

$$\left. \begin{aligned} I_{k,r}^{p(h)} + g_{k,r}^{p(h)} &= 0 \\ I_{k,i}^{p(h)} + g_{k,i}^{p(h)} &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (5.43)$$

(5.43) eşitliği esas alınarak incelenen sistemdeki tüm nonlinear yük baraları için bu akım eşitlikleri harmonik yük akışında kullanılmak üzere temel frekans bileşeni için ve harmonik bileşenleri için (5.44) eşitliğinde matris formunda ifade edilmiştir. Burada $[\Delta I]$ matrisi akım hata matrisidir. (5.45), (5.46) ve (5.47) eşitliklerinde ise bu matrisi oluşturan alt matrisler tanımlanmıştır.

$$[\Delta I] = \left[[\Delta I^{(1)}], [\Delta I^{(3)}], [\Delta I^{(5)}], \dots, [\Delta I^{(L)}] \right]^T \quad (5.44)$$

$$[\Delta I^{(1)}] = \left[[\Delta I^{(1)}]_{\text{reel}}, [\Delta I^{(1)}]_{\text{imag}} \right]^T \quad (5.45)$$

$$\left[\Delta I^{(1)} \right]_{\text{reel}} = \left[\left[\left(I_{m,r}^{(1)} + g_{m,r}^{(1)} \right), \left(I_{m,r}^{(2)} + g_{m,r}^{(2)} \right), \left(I_{m,r}^{(3)} + g_{m,r}^{(3)} \right) \right], \dots, \left[\left(I_{n_b,r}^{(1)} + g_{n_b,r}^{(1)} \right), \left(I_{n_b,r}^{(2)} + g_{n_b,r}^{(2)} \right), \left(I_{n_b,r}^{(3)} + g_{n_b,r}^{(3)} \right) \right] \right]^T \quad (5.46)$$

$$\left[\Delta I^{(1)} \right]_{\text{imag}} = \left[\left[\left(I_{m,i}^{(1)} + g_{m,i}^{(1)} \right), \left(I_{m,i}^{(2)} + g_{m,i}^{(2)} \right), \left(I_{m,i}^{(3)} + g_{m,i}^{(3)} \right) \right], \dots, \left[\left(I_{n_b,i}^{(1)} + g_{n_b,i}^{(1)} \right), \left(I_{n_b,i}^{(2)} + g_{n_b,i}^{(2)} \right), \left(I_{n_b,i}^{(3)} + g_{n_b,i}^{(3)} \right) \right] \right]^T \quad (5.47)$$

$h=3,5,7,\dots,L$ olmak üzere yukarıda temel bileşen için tanımlanan akım hata matrisi aşağıdaki eşitliklerde harmonik frekansları için aynı şekilde oluşturulabilir,

$$\left[\Delta I^{(h)} \right] = \left[\left[\Delta I^{(h)} \right]_{\text{reel}}, \left[\Delta I^{(h)} \right]_{\text{imag}} \right]^T \quad (5.48)$$

$$\left[\Delta I^{(h)} \right]_{\text{reel}} = \left[\left[I_{1,r}^{(h)}, I_{1,r}^{(2)}, I_{1,r}^{(3)} \right], \dots, \left[I_{m-1,r}^{(h)}, I_{m-1,r}^{(2)}, I_{m-1,r}^{(3)} \right], \left[\left(I_{m,r}^{(1)} + g_{m,r}^{(1)} \right), \left(I_{m,r}^{(2)} + g_{m,r}^{(2)} \right), \left(I_{m,r}^{(3)} + g_{m,r}^{(3)} \right) \right], \dots, \left[\left(I_{n_b,r}^{(1)} + g_{n_b,r}^{(1)} \right), \left(I_{n_b,r}^{(2)} + g_{n_b,r}^{(2)} \right), \left(I_{n_b,r}^{(3)} + g_{n_b,r}^{(3)} \right) \right], \left[I_{n_b+1,r}^{(1)}, I_{n_b+1,r}^{(2)}, I_{n_b+1,r}^{(3)} \right], \left[I_{n_b+2,r}^{(1)}, I_{n_b+2,r}^{(2)}, I_{n_b+2,r}^{(3)} \right], \dots, \left[I_{n,r}^{(1)}, I_{n,r}^{(2)}, I_{n,r}^{(3)} \right] \right]^T \quad (5.49)$$

$$\left[\Delta I^{(h)} \right]_{\text{imag}} = \left[\left[I_{1,i}^{(h)}, I_{1,i}^{(2)}, I_{1,i}^{(3)} \right], \dots, \left[I_{m-1,i}^{(h)}, I_{m-1,i}^{(2)}, I_{m-1,i}^{(3)} \right], \left[\left(I_{m,i}^{(1)} + g_{m,i}^{(1)} \right), \left(I_{m,i}^{(2)} + g_{m,i}^{(2)} \right), \left(I_{m,i}^{(3)} + g_{m,i}^{(3)} \right) \right], \dots, \left[\left(I_{n_b,i}^{(1)} + g_{n_b,i}^{(1)} \right), \left(I_{n_b,i}^{(2)} + g_{n_b,i}^{(2)} \right), \left(I_{n_b,i}^{(3)} + g_{n_b,i}^{(3)} \right) \right], \left[I_{n_b+1,i}^{(1)}, I_{n_b+1,i}^{(2)}, I_{n_b+1,i}^{(3)} \right], \left[I_{n_b+2,i}^{(1)}, I_{n_b+2,i}^{(2)}, I_{n_b+2,i}^{(3)} \right], \dots, \left[I_{n,i}^{(1)}, I_{n,i}^{(2)}, I_{n,i}^{(3)} \right] \right]^T \quad (5.50)$$

i bir lineer yük veya generatör uç barası olmak üzere ($i=1,2,\dots, (m-1)$) bu baranın p fazına ($p=1,2,3$) ait aktif ve reaktif güç hata denklemleri (5.51) ile verilmiştir. Bu eşitliklerde $(P_i^p)_{SP}$ ve $(Q_i^p)_{SP}$ i .baranın p fazına bağlı yükün çektiği, değeri önceden bilinen ve sabit kaldığı kabul edilen aktif ve reaktif güç değerleridir. Y_{ik}^{pq} , sisteme ait bara admitans matrisinin i barasının p fazı ile k barasının q fazı arasındaki elemanın değeri, üstteki parantez içindeki rakam ise bu elemanın hesaplandığı harmonik mertebesini göstermektedir.

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_i^p &= (P_i^p)_{SP} + V_i^p \sum_{k=1}^n \sum_{q=1}^3 V_k^q \cdot Y_{ik}^{pq(1)} \cdot \left(\cos \delta_{ik}^{pq(1)} \cdot \cos \theta_{ik}^{pq(1)} + \sin \delta_{ik}^{pq(1)} \cdot \sin \theta_{ik}^{pq(1)} \right) \\ \Delta Q_i^p &= (Q_i^p)_{SP} + V_i^p \sum_{k=1}^n \sum_{q=1}^3 V_k^q \cdot Y_{ik}^{pq(1)} \cdot \left(\sin \delta_{ik}^{pq(1)} \cdot \cos \theta_{ik}^{pq(1)} - \cos \delta_{ik}^{pq(1)} \cdot \sin \theta_{ik}^{pq(1)} \right) \end{aligned} \right\} \quad (5.51)$$

(5.51) ile verilen eşitliklerdeki sinüs ve cosinus terimlerinin açık ifadesi (5.52) ve (5.53) eşitliklerinde verilmiştir.

$$\cos x_{ik}^{pq} = \cos x_i^p \cdot \cos x_k^q + \sin x_i^p \cdot \sin x_k^q \quad (5.52)$$

$$\sin x_{ik}^{pq} = \sin x_i^p \cdot \cos x_k^q - \cos x_i^p \cdot \sin x_k^q \quad (5.53)$$

$h=1,3,5,7,\dots,L$ olarak h harmonik mertebesi ve L gözönüne alınan en yüksek harmonik mertebesi olmak üzere, nonlinear yük baralarına ait aktif ve reaktif güç hata denklemleri sırasıyla,

$$\Delta P_i^p = (P_i^p)_{SP} + \sum_{h=1}^L V_i^p \cdot \sum_{k=1}^n \sum_{q=1}^3 V_k^q \cdot Y_{ik}^{pq(h)} \cdot \left(\cos \delta_{ik}^{pq(h)} \cdot \cos \theta_{ik}^{pq(h)} + \sin \delta_{ik}^{pq(h)} \cdot \sin \theta_{ik}^{pq(h)} \right) \quad (5.54)$$

$$\Delta Q_i^p = (Q_i^p)_{SP} + \sum_{h=1}^L V_i^p \cdot \sum_{k=1}^n \sum_{q=1}^3 V_k^q \cdot Y_{ik}^{pq(h)} \cdot \left(\sin \delta_{ik}^{pq(h)} \cdot \cos \theta_{ik}^{pq(h)} - \cos \delta_{ik}^{pq(h)} \cdot \sin \theta_{ik}^{pq(h)} \right) \quad (5.55)$$

şeklini alır. (5.54) ve (5.55) eşitliklerinde bara numarası ($i=m, m+1, m+2, \dots, n_b$) sınırları arasındadır.

Generatör iç barasından sisteme verilen toplam aktif güç hata denklemi (5.56) eşitliği ile tanımlanmıştır (Arrillaga ve Arnold, 1990). Bu denklemde j . generatörün sisteme verdiği üç faz aktif güç toplamı $(P_{gen_j})_{SP}$ değeri önceden bilinmekte ve her iterasyonda sabit kalmaktadır. Bu denklem salınım generatörü hariç diğer tüm generatörler için tanımlanmıştır ($j=1,2,\dots,(n_g-1)$). Denklemde i, j . generatörün iç bara numarasını göstermektedir ($i=j+n_b$).

$$\Delta P_{gen_j} = (P_{gen_j})_{SP} + \sum_{p=1}^3 V_{int_j} \sum_{k=1}^n \sum_{q=1}^3 V_k^q \cdot Y_{ik}^{pq(1)} \cdot \left(\cos \delta_{ik}^{pq(1)} \cdot \cos \theta_{ik}^{pq(1)} + \sin \delta_{ik}^{pq(1)} \cdot \sin \theta_{ik}^{pq(1)} \right) \quad (5.56)$$

Generatör terminal barası geriliminin sabit tutulmasına ilişkin gerilim hata denklemi (5.57) eşitliği ile verilebilir (Arrillaga ve Arnold, 1990).

$$\Delta V_{reg,j} = V_{term,j}^{SP} - V_{term,i}^{(1)} \quad (5.57)$$

Bu eşitlikte $V_{term,j}^{SP}$, 3. Bölümdeki generatör modelinde de detaylı olarak açıklandığı gibi j. generatöre ait, bir gerilim regülatörü yardımıyla her türlü yüklenme koşulunda değeri sabit tutulan generatör uç barası a fazı geriliminin efektif değeridir. $V_i^{(1)}$ ise j. generatörün uç barasının a fazı geriliminin temel frekans bileşeninin efektif değeridir. ($i=j+n_y$ olup n_y sistemdeki lineer yük barası sayısıdır.)

Buraya kadar tanımlanan $[\Delta P]$, $[\Delta Q]$, $[\Delta I]$, $[\Delta P_{gen}]$, $[\Delta V_{reg}]$ hata alt matrisleri yardımıyla $[\Delta M]$ hata matrisi şu şekilde ifade edilir:

$$[\Delta M] = \left[[\Delta P], [\Delta Q], [\Delta I], [\Delta P_{gen}], [\Delta V_{reg}] \right]^T \quad (5.58)$$

(5.27) eşitliği ile tanımlanan bara gerilim matrisi yardımıyla bara düzeltme matrisi tanımlanabilir. Bara düzeltme matrisi,

$$[\Delta X] = \left[[\Delta \delta], [\Delta V], [\Delta \Phi], [\Delta \delta_{int}], [\Delta V_{int}] \right]^T \quad (5.59)$$

şeklinde tanımlanır. Geleneksel yük akışında da bilindiği gibi,

$$[\Delta M] = [J][\Delta X] \quad (5.60)$$

eşitliği mevcuttur. Buradan $[\Delta X]$ matrisi,

$$[\Delta X] = [J]^{-1} [\Delta M] \quad (5.61)$$

olarak elde edilir. ℓ iterasyon sayısı olmak üzere, $(\ell + 1)$. iterasyondaki $[\Delta X]$ matrisinin elemanlarının değerleri;

$$[X]^{\ell+1} = [X]^\ell - [\Delta X]^\ell \quad (5.62)$$

eşitliği ile bulunur.

Çözüm için bir önceki iterasyonda hesaplanan $[X]$ matrisi eleman değerleri (5.60) denkleminde yerine konularak $[\Delta M]$ hata matrisi ve $[J]$ jakobyen matrisi tekrar hesaplanır. (5.61) denklemi ile $[\Delta X]$ matrisindeki değişken değerleri bulunur. $[\Delta M]$ hata matrisindeki tüm elemanların değeri önceden belirlenen bir tolerans değerinin altına ininceye kadar iterasyonlara devam edilir. Bu döngü tamamlandığında bulunan $[X]$ matrisi eleman değerleri üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı analizi sonucu elde edilen değerler olup, bu değerler yardımıyla sistemdeki işletim büyüklükleri hesaplanır.

5.3.2.1 Jakobyen matrisinin oluşturulması

Jakobyen matrisi (5.62) denklemindeki $[\Delta M]$ matrisindeki elemanların $[\Delta X]$ matrisindeki elemanlara göre kısmi türevlerinden meydana gelen bir kare matristir. Aşağıda (5.63) denkleminde (5.60) denklemindeki matrisleri oluşturan alt matrisler gösterilmiştir. $[\Delta M]$ ve $[\Delta X]$ matrislerini oluşturan alt matrislerin tümü birer sütun matris yapısındadır.

$$\begin{bmatrix} [\Delta P] \\ [\Delta Q] \\ [\Delta I] \\ [\Delta P_{gen}] \\ [\Delta V_{reg}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [J_{P\delta}] & [J_{PV}] & [J_{P\Phi}] & [J_{P\delta_{int}}] & [J_{PV_{int}}] \\ [J_{Q\delta}] & [J_{QV}] & [J_{Q\Phi}] & [J_{Q\delta_{int}}] & [J_{QV_{int}}] \\ [J_{I\delta}] & [J_{IV}] & [J_{I\Phi}] & [J_{I\delta_{int}}] & [J_{IV_{int}}] \\ [J_{Pg\delta}] & [J_{PgV}] & [J_{Pg\Phi}] & [J_{Pg\delta_{int}}] & [J_{PgV_{int}}] \\ [J_{Vg\delta}] & [J_{VgV}] & [J_{Vg\Phi}] & [J_{Vg\delta_{int}}] & [J_{VgV_{int}}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta\delta] \\ [\Delta V] \\ [\Delta\Phi] \\ [\Delta\delta_{int}] \\ [\Delta V_{int}] \end{bmatrix} \quad (5.63)$$

Buradaki jakobyen matrisi oluşturan alt matrisler elemanlarıyla birlikte ayrı ayrı tanımlanabilir. Bara aktif ve reaktif güçlerinin bara gerilimlerinin faz açısına (δ) ve faz geriliminin efektif değerine (V) göre kısmi türevlerinden oluşan $[J_{P\delta}]$, $[J_{PV}]$, $[J_{Q\delta}]$ ve $[J_{QV}]$ jakobyen alt matrislerini meydana getiren temel frekans bileşeni için ve harmonik bileşenler için hesaplanmış alt matrislerin sıralanışı şu şekilde verilebilir:

$$\begin{aligned} [J_{P\delta}] &= \left[\left[J_{P\delta}^{(1)} \right], \left[J_{P\delta}^{(3)} \right], \dots, \left[J_{P\delta}^{(L)} \right] \right]^T \\ [J_{PV}] &= \left[\left[J_{PV}^{(1)} \right], \left[J_{PV}^{(3)} \right], \dots, \left[J_{PV}^{(L)} \right] \right]^T \end{aligned} \quad (5.64)$$

$$\left. \begin{aligned} [J_{Q\delta}] &= \left[[J_{Q\delta}^{(1)}], [J_{Q\delta}^{(3)}], \dots, [J_{Q\delta}^{(L)}] \right]^T \\ [J_{QV}] &= \left[[J_{QV}^{(1)}], [J_{QV}^{(3)}], \dots, [J_{QV}^{(L)}] \right]^T \end{aligned} \right\} \quad (5.65)$$

Bara numaraları $i=1,2,\dots, n_b$ ve $k=1,2,\dots, n_b$ ve faz $p,q=1,2,3$ olmak üzere temel frekans bileşeni ($h=1$) için, bu jakobyen alt matrisleri,

$$\left. \begin{aligned} [J_{P\delta}^{(1)}]_{ik}^{pq} &= \frac{\partial \Delta P_i^p}{\partial \delta_k^{q(1)}} = V_i^{p(1)} V_k^{q(1)} Y_{ik}^{pq(1)} \cdot \sin(\delta_i^{p(1)} - \delta_k^{q(1)} - \theta_{ik}^{pq(1)}) \\ [J_{PV}^{(1)}]_{ik}^{pq} &= \frac{\partial \Delta P_i^p}{\partial V_k^{q(1)}} = V_i^{p(1)} Y_{ik}^{pq(1)} \cdot \cos(\delta_i^{p(1)} - \delta_k^{q(1)} - \theta_{ik}^{pq(1)}) \\ [J_{Q\delta}^{(1)}]_{ik}^{pq} &= \frac{\partial \Delta Q_i^p}{\partial \delta_k^{q(1)}} = -V_i^{p(1)} V_k^{q(1)} Y_{ik}^{pq(1)} \cdot \cos(\delta_i^{p(1)} - \delta_k^{q(1)} - \theta_{ik}^{pq(1)}) \\ [J_{QV}^{(1)}]_{ik}^{pq} &= \frac{\partial \Delta Q_i^p}{\partial V_k^{q(1)}} = V_i^{p(1)} Y_{ik}^{pq(1)} \cdot \sin(\delta_i^{p(1)} - \delta_k^{q(1)} - \theta_{ik}^{pq(1)}) \end{aligned} \right\} \quad (5.66)$$

olarak bulunur. Harmonik mertebesi $h=3,5,\dots, L$ olmak üzere aynı jakobyen alt matrisleri harmonik frekansları için de oluşturulmuştur. Bu durumda nonlineer yükler sadece ($i=m,m+1,\dots,n_b$) numaralı baralarda olduğu için sadece bu aralıkta incelenen alt matrisler sıfırdan farklı değer almakta, ($i=1,2,\dots,m-1$) aralığı için bu matris elemanları sıfır değeri almaktadır. Bu nedenle $i=1,2,\dots,m-1$ ve $k=1,2,\dots,n$ için alt matris elemanları,

$$[J_{P\delta}^{(h)}]_{ik}^{pq} = \frac{\partial \Delta P_i^p}{\partial \delta_k^{q(h)}} = 0, \quad [J_{PV}^{(h)}]_{ik}^{pq} = \frac{\partial \Delta P_i^p}{\partial V_k^{q(h)}} = 0, \quad [J_{Q\delta}^{(h)}]_{ik}^{pq} = \frac{\partial \Delta Q_i^p}{\partial \delta_k^{q(h)}} = 0, \quad [J_{QV}^{(h)}]_{ik}^{pq} = \frac{\partial \Delta Q_i^p}{\partial V_k^{q(h)}} = 0$$

değerlerini alır ve bara numarası $i=m,(m+1),\dots, n_b$ ve $k=1,2,\dots, n$ için alt matris eleman bağıntıları,

$$\left. \begin{aligned} [J_{P\delta}^{(h)}]_{ik}^{pq} &= \frac{\partial \Delta P_i^p}{\partial \delta_k^{q(h)}} = V_i^{p(h)} V_k^{q(h)} Y_{ik}^{pq(h)} \cdot \sin(\delta_i^{p(h)} - \delta_k^{q(h)} - \theta_{ik}^{pq(h)}) \\ [J_{PV}^{(h)}]_{ik}^{pq} &= \frac{\partial \Delta P_i^p}{\partial V_k^{q(h)}} = V_i^{p(h)} Y_{ik}^{pq(h)} \cdot \cos(\delta_i^{p(h)} - \delta_k^{q(h)} - \theta_{ik}^{pq(h)}) \end{aligned} \right\} \quad (5.67)$$

$$\left. \begin{aligned} [J_{Q\delta}^{(h)}]_{ik}^{pq} &= \frac{\partial \Delta Q_i^p}{\partial \delta_k^{q(h)}} = -V_i^{p(h)} V_k^{q(h)} Y_{ik}^{pq(h)} \cdot \cos(\delta_i^{p(h)} - \delta_k^{q(h)} - \theta_{ik}^{pq(h)}) \\ [J_{QV}^{(1)}]_{ik}^{pq} &= \frac{\partial \Delta Q_i^p}{\partial V_k^{q(h)}} = V_i^{p(h)} Y_{ik}^{pq(h)} \cdot \sin(\delta_i^{p(h)} - \delta_k^{q(h)} - \theta_{ik}^{pq(h)}) \end{aligned} \right\} \quad (5.68)$$

olarak ifade edilir.

$[J_{P\Phi}]$ ve $[J_{Q\Phi}]$ matrisleri, bara aktif ve reaktif güçlerinin nonlinear eleman parametrelerine (α, β) göre kısmi türevlerinden oluşmaktadır. Buna göre bu matrisleri oluşturan alt matrisler şu şekilde sıralanabilir:

$$\left. \begin{aligned} [J_{P\Phi}] &= \left[[J_{P\Phi\alpha}], [J_{P\Phi\beta}] \right]^T \\ [J_{Q\Phi}] &= \left[[J_{Q\Phi\alpha}], [J_{Q\Phi\beta}] \right]^T \end{aligned} \right\} \quad (5.69)$$

Bara aktif ve reaktif güçlerinin nonlinear eleman parametrelerinden bağımsız olması hali için $[J_{P\Phi}]$ ve $[J_{Q\Phi}]$ matrislerini oluşturan elemanlar sıfır değerini almaktadır (Xia ve Heydt, 1982; Grady, 1983). $i=1,2,\dots,n_b$ ve $k=m,m+1,\dots,n_b$ olmak üzere ;

$$[J_{P\Phi\alpha}]_{ik}^{pq} = \frac{\partial \Delta P_i^p}{\partial \alpha_k^q} = 0, \quad [J_{P\Phi\beta}]_{ik}^{pq} = \frac{\partial \Delta P_i^p}{\partial \beta_k^q} = 0, \quad [J_{Q\Phi\alpha}]_{ik}^{pq} = \frac{\partial \Delta Q_i^p}{\partial \alpha_k^q} = 0, \quad [J_{Q\Phi\beta}]_{ik}^{pq} = \frac{\partial \Delta Q_i^p}{\partial \beta_k^q} = 0$$

değerlerini almaktadır.

$[J_{P\delta_{int}}]$ ve $[J_{Q\delta_{int}}]$ matrisleri, bara aktif ve reaktif güçlerinin salınım generatörü haricindeki generatörlerin iç bara gerilimlerinin faz açılarına göre kısmi türevlerinden, $[J_{PV_{int}}]$ ve $[J_{QV_{int}}]$ matrisleri ise bara aktif ve reaktif güçlerinin salınım generatörü dahil tüm generatörlerin iç bara gerilimlerinin faz açılarına göre kısmi türevlerinden oluşmaktadır. Bara numaraları $i=1,2,\dots, n_b$ ve gözönüne alınan generatör numarası $\ell = 1,2,\dots, (n_g-1)$ aralığında ve faz $p = 1,2,3$ olmak üzere temel frekans bileşeni ($h=1$) için, jakobyen alt matrislerine ait elemanlar;

$$\left. \begin{aligned} [J_{P\delta_{int}}]_{i\ell}^p &= \frac{\partial \Delta P_i^p}{\partial \delta_{int_\ell}} = V_i^{p(1)} \sum_{q=1}^3 V_{int_\ell} Y_{ik}^{pq(1)} \cdot \sin(\delta_i^{p(1)} - \delta_k^{q(1)} - \theta_{ik}^{pq(1)}) \\ [J_{Q\delta_{int}}]_{i\ell}^p &= \frac{\partial \Delta Q_i^p}{\partial \delta_{int_\ell}} = -V_i^{p(1)} \sum_{q=1}^3 V_{int_\ell} Y_{ik}^{pq(1)} \cdot \cos(\delta_i^{p(1)} - \delta_k^{q(1)} - \theta_{ik}^{pq(1)}) \end{aligned} \right\} \quad (5.70)$$

eşitliği ile belirlenir. Bu eşitlikte ($k=\ell+n_b$) olarak ℓ .generatörün iç bara numarasını göstermektedir.

Bara numaraları $i=1,2,\dots, n_b$ ve $\ell=1,2,\dots, n_g$ aralığında ve faz $p=1,2,3$ olmak üzere temel frekans bileşeni ($h=1$) için, $[J_{PV_{int}}]$, ve $[J_{QV_{int}}]$ jakobyen alt matrislerine ait elemanlar ise

$$\left. \begin{aligned} [J_{PV_{int}}]_{i\ell}^p &= \frac{\partial \Delta P_i^p}{\partial V_{int_\ell}} = V_i^{p(1)} \sum_{q=1}^3 Y_{ik}^{pq(1)} \cdot \cos(\delta_i^{p(1)} - \delta_k^{q(1)} - \theta_{ik}^{pq(1)}) \\ [J_{QV_{int}}]_{i\ell}^p &= \frac{\partial \Delta Q_i^p}{\partial V_{int_\ell}} = V_i^{p(1)} \sum_{q=1}^3 Y_{ik}^{pq(1)} \cdot \sin(\delta_i^{p(1)} - \delta_k^{q(1)} - \theta_{ik}^{pq(1)}) \end{aligned} \right\} \quad (5.71)$$

eşitliğindeki bağıntılar ile hesaplanır.

(5.65) denkleminde $[\Delta I]$ matrisi aşağıda verildiği gibi jakobyen alt matrisleri yardımıyla;

$$[\Delta I] = [J_{I\delta}] [\Delta \delta] + [J_{IV}] [\Delta V] + [J_{I\Phi}] [\Delta \Phi] + [J_{I\delta_{int}}] [\Delta \delta_{int}] + [J_{IV_{int}}] [\Delta V_{int}] \quad (5.72)$$

olarak bulunur. Bu eşitlikteki her bir alt matris elemanının açık ifadesi ise şu şekildedir:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} [\Delta I^{(1)}] \\ [\Delta I^{(3)}] \\ \vdots \\ [\Delta I^{(L)}] \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} [J_{I\delta}^{(1,1)}] & [J_{I\delta}^{(1,3)}] & \dots & [J_{I\delta}^{(1,L)}] \\ [J_{I\delta}^{(3,1)}] & [J_{I\delta}^{(3,3)}] & \dots & [J_{I\delta}^{(3,L)}] \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ [J_{I\delta}^{(L,1)}] & [J_{I\delta}^{(L,3)}] & \dots & [J_{I\delta}^{(L,L)}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta \delta^{(1)}] \\ [\Delta \delta^{(3)}] \\ \vdots \\ [\Delta \delta^{(L)}] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} [J_{IV}^{(1,1)}] & [J_{IV}^{(1,3)}] & \dots & [J_{IV}^{(1,L)}] \\ [J_{IV}^{(3,1)}] & [J_{IV}^{(3,3)}] & \dots & [J_{IV}^{(3,L)}] \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ [J_{IV}^{(L,1)}] & [J_{IV}^{(L,3)}] & \dots & [J_{IV}^{(L,L)}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta \delta^{(1)}] \\ [\Delta \delta^{(3)}] \\ \vdots \\ [\Delta V^{(L)}] \end{bmatrix} + \\ &\begin{bmatrix} [J_{I\Phi}^{(1)}] \\ [J_{I\Phi}^{(3)}] \\ \vdots \\ [J_{I\Phi}^{(L)}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta \alpha] \\ [\Delta \beta] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} [J_{I\delta_{int}}^{(1)}] \\ [J_{I\delta_{int}}^{(3)}] \\ \vdots \\ [J_{I\delta_{int}}^{(L)}] \end{bmatrix} [\Delta \delta_{int}] + \begin{bmatrix} [J_{IV_{int}}^{(1)}] \\ [J_{IV_{int}}^{(3)}] \\ \vdots \\ [J_{IV_{int}}^{(L)}] \end{bmatrix} [\Delta V_{int}] \end{aligned} \quad (5.73)$$

Buradaki akım denklemlerindeki jakobyen alt matrisleri ($[J_{I\delta}]$, $[J_{IV}]$, $[J_{I\Phi}]$, $[J_{I\delta_{int}}]$, $[J_{IV_{int}}]$) harmonik mertebesine, bara numarasına, gözönüne alınan faza, bara gerilimlerine ve nonlineer yük parametrelerine bağlı olarak (5.74) – (5.86) eşitliklerinde sırasıyla matris

formunda tanımlanmıştır. $[J_{I\delta}]$ ve $[J_{IV}]$ baralara ait akım hata denklemlerinin bara gerilimlerinin faz açısına (δ) ve faz geriliminin efektif değerine (V) göre kısmi türevlerinden oluşan jakobyen alt matrisleri, (5.43) denkleminde de anlaşılabileceği gibi (bara hat akımlarının ve nonlinear yük akımlarının bara gerilimlerine göre kısmi türevlerinden meydana gelen) $[T_v]$, $[G_v]$ matrisleri ile (aynı akımların bara gerilimlerinin faz açılarına göre kısmi türevlerinden oluşan) $[T_\delta]$ ve $[G_\delta]$ jakobyen alt matrislerinden meydana gelmektedir. h incelenen akımın harmonik mertebesi ve v kısmi türev değişkeni durumundaki V veya δ 'nın harmonik mertebesi olmak üzere, (5.74) eşitliğinde $[J_{I\delta}]$ ve $[J_{IV}]$ jakobyen alt matrislerinin $[T_\delta]$, $[G_\delta]$, $[T_v]$ ve $[G_v]$ matrislerinden oluşumu, (5.75) eşitliğinde ise akım hata denklemlerinin reel ve imajiner bileşenlere ayrılması sebebiyle bu matrislerin de reel ve imajiner bileşenlere ayrılması gösterilmiştir.

$$\left. \begin{aligned} [J_{I\delta}^{(h,v)}] &= \begin{cases} [T_\delta^{(h,h)}] + [G_\delta^{(h,h)}] & h = v \text{ için} \\ [G_\delta^{(h,v)}] & h \neq v \text{ için} \end{cases} \\ [J_{IV}^{(h,v)}] &= \begin{cases} [T_v^{(h,h)}] + [G_v^{(h,h)}] & h = v \text{ için} \\ [G_v^{(h,v)}] & h \neq v \text{ için} \end{cases} \end{aligned} \right\} \quad (5.74)$$

$$\left. \begin{aligned} [T_\delta^{(h,h)}] &= \begin{bmatrix} [T_\delta^{(h,h)}]_{\text{reel}}, [T_\delta^{(h,h)}]_{\text{imag}} \end{bmatrix}^T \\ [T_v^{(h,h)}] &= \begin{bmatrix} [T_v^{(h,h)}]_{\text{reel}}, [T_v^{(h,h)}]_{\text{imag}} \end{bmatrix}^T \\ [G_\delta^{(h,v)}] &= \begin{bmatrix} [G_\delta^{(h,v)}]_{\text{reel}}, [G_\delta^{(h,v)}]_{\text{imag}} \end{bmatrix}^T \\ [G_v^{(h,v)}] &= \begin{bmatrix} [G_v^{(h,v)}]_{\text{reel}}, [G_v^{(h,v)}]_{\text{imag}} \end{bmatrix}^T \end{aligned} \right\} \quad (5.75)$$

$g_{i,r}^{p(h)}$ ve $g_{i,i}^{p(h)}$ i. nonlinear yük barasının p fazına ait h . harmonik akımının reel ve imajiner bileşenleri olmak üzere $[G_\delta]$ ve $[G_v]$ matrislerinin elemanlarına ait kısmi türev bağıntıları (5.76) eşitliğinde genel olarak verilmiştir. Nonlinear yük akımı ifadeleri yükün karakteristiğine bağlı olup her nonlinear yük türü için farklı olduğundan kısmi türev bağıntıları verilmemiştir. (5.77) eşitliğinde ise $[T_\delta]$ ve $[T_v]$ matrislerinin elemanlarına ait bağıntılar verilmiştir.

$$\left. \begin{aligned}
 \left[G_{\delta}^{(h,v)} \right]_{\text{reel}}^{pq} &= \frac{\partial g_{i,r}^{p(h)}}{\partial \delta_k^{q(v)}} \\
 \left[G_{\delta}^{(h,v)} \right]_{\text{imag}}^{pq} &= \frac{\partial g_{i,i}^{p(h)}}{\partial \delta_k^{q(v)}} \\
 \left[G_V^{(h,v)} \right]_{\text{reel}}^{pq} &= \frac{\partial g_{i,r}^{p(h)}}{\partial V_k^{q(v)}} \\
 \left[G_V^{(h,v)} \right]_{\text{imag}}^{pq} &= \frac{\partial g_{i,i}^{p(h)}}{\partial V_k^{q(v)}}
 \end{aligned} \right\} \quad (5.76)$$

$$\left. \begin{aligned}
 \left[T_{\delta}^{(h,h)} \right]_{\text{reel}}^{pq} &= \frac{\partial I_{i,r}^{p(h)}}{\partial \delta_k^{q(v)}} = -V_k^{q(h)} \cdot Y_{ik}^{pq(h)} \sin(\delta_i^{p(h)} + \theta_{ik}^{pq(h)}) \\
 \left[T_{\delta}^{(h,h)} \right]_{\text{imag}}^{pq} &= \frac{\partial I_{i,i}^{p(h)}}{\partial \delta_k^{q(v)}} = V_k^{q(h)} \cdot Y_{ik}^{pq(h)} \cos(\delta_i^{p(h)} + \theta_{ik}^{pq(h)}) \\
 \left[T_V^{(h,h)} \right]_{\text{reel}}^{pq} &= \frac{\partial I_{i,r}^{p(h)}}{\partial V_k^{q(v)}} = Y_{ik}^{pq(h)} \cos(\delta_i^{p(h)} + \theta_{ik}^{pq(h)}) \\
 \left[T_V^{(h,h)} \right]_{\text{imag}}^{pq} &= \frac{\partial I_{i,i}^{p(h)}}{\partial V_k^{q(v)}} = Y_{ik}^{pq(h)} \sin(\delta_i^{p(h)} + \theta_{ik}^{pq(h)})
 \end{aligned} \right\} \quad (5.77)$$

Çizelge 5.3' de (5.74)-(5.77) denklemlerindeki bara numaralarının h ve v harmonik mertebelerine bağlı olarak tanımlı oldukları sınırlar gösterilmiştir.

Çizelge 5.3 (5.74) - (5.77) denklemlerindeki bara numaralarının tanım aralıkları

Harmonik Mertebesi		Bara Numaraları	
h	v	i	k
1	1	m, m+1, m+2,, nb	1, 2, 3,, nb
1	3, 5, 7,, L	m, m+1, m+2,, nb	1, 2, 3,, n
3, 5, 7,, L	1	1, 2, 3,, n	1, 2, 3,, nb
3, 5, 7,, L	3, 5, 7,, L	1, 2, 3,, n	1, 2, 3,, n

Baralara ait akım hata denklemlerinin nonlinear yük parametrelerine (α , β) göre kısmi türevlerinden oluşan $[J_{I\Phi}]$ jakobyen alt matrisi (5.78) eşitliğinde gösterildiği gibi $[J_{I\Phi\alpha}]$ ve $[J_{I\Phi\beta}]$ matrislerinden meydana gelmektedir.

$$[J_{I\Phi}] = \left[[J_{I\Phi\alpha}], [J_{I\Phi\beta}] \right]^T \quad (5.78)$$

Akım hata denklemlerinin temel bileşen ve harmonik bileşenleri için tanımlı olması sebebiyle $[J_{I\Phi\alpha}]$ ve $[J_{I\Phi\beta}]$ matrisleri de (5.79) eşitliğinde görüldüğü gibi temel bileşen ve harmonik bileşenleri için ayrı ayrı oluşturulmuş alt matrislerden meydana gelmektedir. Harmonik mertebesi $h=1,3,5,\dots,L$ olmak üzere ayrıca her alt matris (5.80) eşitliğinde verildiği gibi akımların reel ve imajiner bileşenlerinin kısmi türevlerinden oluşmuş iki ayrı matristen meydana gelmektedir.

$$\left. \begin{aligned} [J_{I\Phi\alpha}] &= \left[[J_{I\Phi\alpha}^{(1)}], [J_{I\Phi\alpha}^{(3)}], \dots, [J_{I\Phi\alpha}^{(L)}] \right]^T \\ [J_{I\Phi\beta}] &= \left[[J_{I\Phi\beta}^{(1)}], [J_{I\Phi\beta}^{(3)}], \dots, [J_{I\Phi\beta}^{(L)}] \right]^T \end{aligned} \right\} \quad (5.79)$$

$$\left. \begin{aligned} [J_{I\Phi\alpha}^{(h)}] &= \left[[J_{I\Phi\alpha}^{(h)}_{reel}], [J_{I\Phi\alpha}^{(h)}_{imag}] \right]^T \\ [J_{I\Phi\beta}^{(h)}] &= \left[[J_{I\Phi\beta}^{(h)}_{reel}], [J_{I\Phi\beta}^{(h)}_{imag}] \right]^T \end{aligned} \right\} \quad (5.80)$$

$[J_{I\Phi\alpha}]$ ve $[J_{I\Phi\beta}]$ matrislerinin elemanları nonlineer yük akımının temel bileşeni için ($h=1$),

$$\left. \begin{aligned} [J_{I\Phi\alpha}^{(1)}_{reel}]_{ik}^{pq} &= \frac{\partial g_{i,r}^{p(1)}}{\partial \alpha_k^q} \\ [J_{I\Phi\alpha}^{(1)}_{imag}]_{ik}^{pq} &= \frac{\partial g_{i,i}^{p(1)}}{\partial \alpha_k^q} \\ [J_{I\Phi\beta}^{(1)}_{reel}]_{ik}^{pq} &= \frac{\partial g_{i,r}^{p(1)}}{\partial \beta_k^q} \\ [J_{I\Phi\beta}^{(1)}_{imag}]_{ik}^{pq} &= \frac{\partial g_{i,i}^{p(1)}}{\partial \beta_k^q} \end{aligned} \right\} \begin{aligned} i &\in \{m, m+1, m+2, \dots, n_b\} \\ k &\in \{m, m+1, m+2, \dots, n_b\} \end{aligned} \quad (5.81)$$

olarak tanımlanabilir. Harmonik bileşenler ($h=3,5,7, \dots, L$) için nonlineer yük barasının numarası $k \in \{m, m+1, \dots, n_b\}$ aralığında tanımlı olmak üzere $[J_{I\Phi\alpha}^{(h)}]$ ve $[J_{I\Phi\beta}^{(h)}]$ matrislerinin elemanları,

$$\left. \begin{aligned}
\left[J_{I\Phi\alpha}^{(h)} \right]_{ik}^{pq} &= \begin{cases} 0 & i \in \{1, 2, 3, \dots, m-1\} \\ \frac{\partial g_{i,r}^{p(h)}}{\partial \alpha_k^q} & i \in \{m, m+1, m+2, \dots, n_b\} \\ 0 & i \in \{n_b, n_b+1, n_b+2, \dots, n\} \end{cases} \\
\left[J_{I\Phi\alpha}^{(h)} \right]_{ik}^{pq} &= \begin{cases} 0 & i \in \{1, 2, 3, \dots, m-1\} \\ \frac{\partial g_{i,i}^{p(h)}}{\partial \alpha_k^q} & i \in \{m, m+1, m+2, \dots, n_b\} \\ 0 & i \in \{n_b, n_b+1, n_b+2, \dots, n\} \end{cases} \\
\left[J_{I\Phi\beta}^{(h)} \right]_{ik}^{pq} &= \begin{cases} 0 & i \in \{1, 2, 3, \dots, m-1\} \\ \frac{\partial g_{i,r}^{p(h)}}{\partial \alpha_k^q} & i \in \{m, m+1, m+2, \dots, n_b\} \\ 0 & i \in \{n_b, n_b+1, n_b+2, \dots, n\} \end{cases} \\
\left[J_{I\Phi\beta}^{(h)} \right]_{ik}^{pq} &= \begin{cases} 0 & i \in \{1, 2, 3, \dots, m-1\} \\ \frac{\partial g_{i,i}^{p(h)}}{\partial \alpha_k^q} & i \in \{m, m+1, m+2, \dots, n_b\} \\ 0 & i \in \{n_b, n_b+1, n_b+2, \dots, n\} \end{cases}
\end{aligned} \right\} \quad (5.82)$$

olarak tanımlanabilir.

Baralara ait akım hata denklemlerinin generatör iç bara gerilimlerine (V_{int}) ve bu gerilimlerin faz açılarına (δ_{int}) göre türevlerinden oluşan $[J_{IV_{int}}]$ ve $[J_{I\delta_{int}}]$ jakobyen alt matrisleri de (5.83) eşitliğinde gösterildiği gibi kendi içinde temel bileşen ve harmonik bileşenlere göre oluşturulmuş alt matrislere ayrılmaktadır.

$$\left. \begin{aligned}
[J_{I\delta_{int}}] &= \left[[J_{I\delta_{int}}^{(1)}], [J_{I\delta_{int}}^{(3)}], \dots, [J_{I\delta_{int}}^{(L)}] \right]^T \\
[J_{IV_{int}}] &= \left[[J_{IV_{int}}^{(1)}], [J_{IV_{int}}^{(3)}], \dots, [J_{IV_{int}}^{(L)}] \right]^T
\end{aligned} \right\} \quad (5.83)$$

$h=1, 3, 5, \dots, L$ olmak üzere (5.83) eşitliğindeki alt matrisler kısmi türevleri alınan akımların reel ve imajiner bileşenlerine göre düzenlenirse her bir alt matris (5.84) eşitliğinde görüldüğü gibi reel ve imajiner olmak üzere iki matristen oluşur.

$$\left. \begin{aligned}
[J_{I\delta_{int}}^{(h)}] &= \left[[J_{I\delta_{int}}^{(h)}]_{reel}, [J_{I\delta_{int}}^{(h)}]_{imag} \right]^T \\
[J_{IV_{int}}^{(h)}] &= \left[[J_{IV_{int}}^{(h)}]_{reel}, [J_{IV_{int}}^{(h)}]_{imag} \right]^T
\end{aligned} \right\} \quad (5.84)$$

k, ℓ . Generatörün iç bara numarası ($k = n_b + \ell$), $h=1$, $i \in \{m, m+1, m+2, \dots, n_b\}$ ve $\ell \in \{1, 2, 3, \dots, n_g - 1\}$ olmak üzere (salınım generatörü hariç), $[J_{I\delta_{int}}^{(1)}]$ jakobyen alt matrisi elemanları;

$$\left. \begin{aligned} [J_{I\delta_{int}}^{(1)}]_{i\ell}^{reel} &= \frac{\partial \Delta I_{i,r}^{p(1)}}{\partial \delta_{int \ell}} = - \sum_{q=1}^3 V_k^{q(1)} \cdot Y_{ik}^{pq(1)} \sin(\delta_k^{q(a)} + \theta_{ik}^{pq(1)}) \\ [J_{I\delta_{int}}^{(1)}]_{i\ell}^{imag} &= \frac{\partial \Delta I_{i,i}^{p(1)}}{\partial \delta_{int \ell}} = \sum_{q=1}^3 V_k^{q(1)} \cdot Y_{ik}^{pq(1)} \cos(\delta_k^{q(a)} + \theta_{ik}^{pq(1)}) \end{aligned} \right\} \quad (5.85)$$

olarak ifade edilmekte ve harmonik bileşenleri için ($h=3, 5, 7, \dots, L$), $i \in \{m, m+1, \dots, n_b\}$ ve $\ell \in \{1, 2, 3, \dots, n_g - 1\}$ olmak üzere, ℓ . generatörün iç bara geriliminin faz açısı δ_{int} , sadece temel frekans bileşeni için tanımlı olduğu için $[J_{I\delta_{int}}^{(h)}]$ jakobyen alt matrisi elemanları

$$[J_{I\delta_{int}}^{(h)}]_{i\ell}^{reel} = \frac{\partial \Delta I_{i,r}^{p(h)}}{\partial \delta_{int \ell}} = 0 \quad \text{ve} \quad [J_{I\delta_{int}}^{(h)}]_{i\ell}^{imag} = \frac{\partial \Delta I_{i,i}^{p(h)}}{\partial \delta_{int \ell}} = 0 \quad \text{değerini almaktadır.}$$

$h=1$, $i \in \{m, m+1, m+2, \dots, n_b\}$ ve $\ell \in \{1, 2, 3, \dots, n_g\}$ olmak üzere (salınım generatörü dahil), ℓ . generatörün iç bara geriliminin efektif değeri V_{int} , sadece temel frekans bileşeni için tanımlı olduğu için $[J_{IV_{int}}^{(1)}]$ jakobyen alt matrisi elemanları;

$$\left. \begin{aligned} [J_{IV_{int}}^{(1)}]_{i\ell}^{reel} &= \frac{\partial \Delta I_{i,r}^{p(1)}}{\partial V_{int \ell}} = V_i^{p(1)} \sum_{q=1}^3 V_k^{q(1)} \cdot Y_{ik}^{pq(1)} \cos(\delta_k^{q(a)} + \theta_{ik}^{pq(1)}) \\ [J_{IV_{int}}^{(1)}]_{i\ell}^{imag} &= \frac{\partial \Delta I_{i,i}^{p(1)}}{\partial V_{int \ell}} = V_i^{p(1)} \sum_{q=1}^3 V_k^{q(1)} \cdot Y_{ik}^{pq(1)} \sin(\delta_k^{q(a)} + \theta_{ik}^{pq(1)}) \end{aligned} \right\} \quad (5.86)$$

olarak ifade edilmekte ve harmonik bileşenleri için ($h=3, 5, 7, \dots, L$), $i \in \{m, m+1, \dots, n_b\}$ ve $\ell \in \{1, 2, 3, \dots, n_g\}$ olmak üzere, jakobyen alt matrisi elemanları;

$$[J_{IV_{int}}^{(h)}]_{i\ell}^{reel} = \frac{\partial \Delta I_{i,r}^{p(h)}}{\partial V_{int \ell}} = 0 \quad \text{ve} \quad [J_{IV_{int}}^{(h)}]_{i\ell}^{imag} = \frac{\partial \Delta I_{i,i}^{p(h)}}{\partial V_{int \ell}} = 0 \quad \text{değerini almaktadır.}$$

$[J_{Pg\delta}]$ ve $[J_{PgV}]$ jakobyen alt matrislerini oluşturan, generatör güç hata denklemlerinin bara gerilimleri ve faz açılarına göre kısmi türevlerinden oluşan matrislerin sıralanış düzenleri (5.87) eşitliğinde gösterilmiştir.

$$\left. \begin{aligned} [J_{Pg\delta}] &= \left[[J_{Pg\delta}^{(1)}], [J_{Pg\delta}^{(3)}], \dots, [J_{Pg\delta}^{(L)}] \right]^T \\ [J_{PgV}] &= \left[[J_{PgV}^{(1)}], [J_{PgV}^{(3)}], \dots, [J_{PgV}^{(L)}] \right]^T \end{aligned} \right\} \quad (5.87)$$

j generatör numarası ($j = 1, 2, 3, \dots, n_g - 1$), k gözönüne alınan bara numarası ve q bu baranın dikkate alınan fazı, i ise j. generatörün iç bara numarası ($i = j + n_b$) olmak üzere temel frekans bileşeni için ($h=1$), bu jakobyen alt matrislerine ait elemanlar,

$$\left. \begin{aligned} [J_{Pg\delta}^{(h)}]_{jk}^q &= \frac{\partial \Delta P_{gen_j}}{\partial \delta_k^{q(h)}} = \begin{cases} \sum_{p=1}^3 V_{int_j} V_k^{q(1)} Y_{ik}^{pq(1)} \sin(\delta_i^{p(q)} - \delta_k^{q(q)} - \theta_{ik}^{pq(1)}) & h=1, k \in \{1, 2, \dots, n_b\} \\ 0 & h \neq 1, k \in \{1, 2, \dots, n\} \end{cases} \\ [J_{PgV}^{(h)}]_{jk}^q &= \frac{\partial \Delta P_{gen_j}}{\partial V_k^{q(h)}} = \begin{cases} \sum_{p=1}^3 V_{int_j} Y_{ik}^{pq(1)} \cos(\delta_i^{p(q)} - \delta_k^{q(q)} - \theta_{ik}^{pq(1)}) & h=1, k \in \{1, 2, \dots, n_b\} \\ 0 & h \neq 1, k \in \{1, 2, \dots, n\} \end{cases} \end{aligned} \right\} \quad (5.88)$$

olarak ifade edilir.

Salınım generatörü dışındaki generatörlere ait toplam güç hata denklemlerinin nonlineer yük parameterlerine (α, β) göre kısmi türevlerinden oluşan $[J_{Pg\Phi}]$ jakobyen alt matrisi (5.89) eşitliğinde gösterildiği gibi $[J_{I\Phi\alpha}]$ ve $[J_{I\Phi\beta}]$ matrislerinden meydana gelmektedir.

$$[J_{Pg\Phi}] = \left[[J_{Pg\Phi\alpha}], [J_{Pg\Phi\beta}] \right]^T \quad (5.89)$$

(5.88) eşitliği ile verilen generatör aktif güç hata denklemleri nonlineer yük parametrelerinden (α, β) bağımsız olduğu için (5.90) eşitliğinde gösterildiği gibi, $[J_{I\Phi\alpha}]$ ve $[J_{I\Phi\beta}]$ matrisleri elemanlarının tümü sıfır olan matrislerdir.

$$\left. \begin{aligned} [J_{Pg\Phi\alpha}]_{jk}^q &= \frac{\partial \Delta P_{gen_j}}{\partial \alpha_k^q} = 0 \\ [J_{Pg\Phi\beta}]_{jk}^q &= \frac{\partial \Delta P_{gen_j}}{\partial \beta_k^q} = 0 \end{aligned} \right\} \begin{cases} j \in \{1, 2, \dots, n_g - 1\} \\ k \in \{m, m+1, m+2, \dots, n_b\} \end{cases} \quad (5.90)$$

$[J_{Pg\delta_{int}}]$ jakobyen alt matrisi, (5.58) eşitliği ile verilen generatör aktif güç hata denkleminin generatör iç bara gerilimi faz açısına göre kısmi türevlerinin oluşturduğu elemanlardan meydana gelmektedir. $j=1,2,\dots,n_g-1$ ve $\ell=1,2,\dots,n_g-1$ (salınım generatörü hariç) tanım aralığı için bu matris elemanları;

$$[J_{Pg\delta_{int}}]_{j\ell} = \frac{\partial \Delta P_{gen_j}}{\partial \delta_{int_\ell}} \quad (5.91)$$

olarak tanımlanmaktadır. j aktif güç hata denklemi incelenen generatörün numarası ve ℓ kısmi türev değişkeni olarak iç bara gerilimi faz açısı dikkate alınan generatörün numarası olmak üzere, $j = \ell$ için bu matris elemanları,

$$[J_{Pg\delta_{int}}]_{jj} = \sum_{p=1}^3 (V_{int_j})^2 \cdot Y_{ii}^{pp(1)} \sin(\theta_{ii}^{pp(1)}) - Q_i^{p(1)} + \sum_{p=1}^3 \sum_{\substack{q=1 \\ p \neq q}}^3 (V_{int_j})^2 Y_{ii}^{pq(1)} \sin(\delta_i^{p(h)} - \delta_i^{q(h)} - \theta_{ii}^{pq(1)}) \quad (5.92)$$

olarak ifade edilmektedir. $j \neq \ell$ için, $[J_{Pg\delta_{int}}]_{j\ell} = 0$ değerini almaktadır (Arrillaga ve Harker, 1978; Arrillaga ve Arnold, 1990).

$[J_{PgV_{int}}]$ jakobyen alt matrisi, (5.58) eşitliği ile verilen generatör aktif güç hata denkleminin generatör iç bara gerilimi efektif değerine göre kısmi türevlerinin oluşturduğu elemanlardan meydana gelmektedir. $j=1,2,\dots,n_g-1$ ve $\ell=1,2,\dots,n_g$ (salınım generatörü dahil) tanım aralığı için bu matris elemanları;

$$[J_{PgV_{int}}]_{j\ell} = \frac{\partial \Delta P_{gen_j}}{\partial V_{int_\ell}} \quad (5.93)$$

olarak ifade edilmektedir. $j = \ell$ için $[J_{PgV_{int}}]$ matrisi elemanları,

$$[J_{PgV_{int}}]_{jj} = \sum_{p=1}^3 V_{int_j} \cdot Y_{ii}^{pp(1)} \cos(\theta_{ii}^{pp(1)}) + \frac{P_i^{p(1)}}{V_i^{p(1)}} + \sum_{p=1}^3 \sum_{\substack{q=1 \\ p \neq q}}^3 V_{int_j} Y_{ii}^{pq(1)} \cos(\delta_i^{p(h)} - \delta_i^{q(h)} - \theta_{ii}^{pq(1)}) \quad (5.94)$$

olarak ifade edilmekte ve $j \neq \ell$ için, $[J_{PgV_{in}}]_{j\ell} = 0$ değerini almaktadır (Arrillaga ve Arnold, 1990)

$[J_{vgV}]$ ve $[J_{vg\delta}]$ jakobyen alt matrisleri (5.59) eşitliği ile verilen generatör uç barası gerilimi hata denkleminin bara geriliminin efektif değerine ve gerilimin faz açısına göre kısmi türevlerinin hesaplanmasıyla elde edilen elemanlardan oluşmaktadır. Bara gerilimleri temel bileşenin yanı sıra harmonik bileşenleri de içerdiği için bu matrisler de harmonik bileşenleri içermektedir. (5.71) eşitliğinde bu matrisleri meydana getiren temel frekans ve harmonik frekansları için oluşturulmuş alt matrislerin sıralanış düzeni gösterilmiştir.

$$\left. \begin{aligned} [J_{vg\delta}] &= \left[[J_{vg\delta}^{(1)}], [J_{vg\delta}^{(3)}], \dots, [J_{vg\delta}^{(L)}] \right]^T \\ [J_{vgV}] &= \left[[J_{vgV}^{(1)}], [J_{vgV}^{(3)}], \dots, [J_{vgV}^{(L)}] \right]^T \end{aligned} \right\} \quad (5.95)$$

h , faz açısı gözönüne alınan bara geriliminin harmonik mertebesi ($h=1,3,5,7,\dots, L$), j uç bara gerilimi hata denklemi incelenen generatörün numarası ($j=1,2,3,\dots,n_g$), k bara numarası ($h=1$ için $k=1,2,\dots,n_b$ ve $h=3,5,\dots,L$ için $k=1,2,\dots,n$) ve q incelenen faz olmak üzere; (5.59) denklemi ile sistemdeki her bir generatörün uç barası için tanımlanmış gerilim hata denklemi bara gerilimi faz açısından bağımsızdır. Bu denklem sadece generatör uç barası geriliminin temel bileşeninin fonksiyonudur. Bu nedenle $[J_{vg\delta}]$ jakobyen alt matrisi elemanlarının tümü sıfır olan bir sıfır matristir.

$$[J_{vg\delta}^{(h)}]_{jk}^q = \frac{\partial \Delta V_{regj}}{\partial \delta_k^{q(h)}} = 0 \quad (5.96)$$

Yukarıda da açıklandığı gibi k barası j . generatörün uç barası olduğu zaman ve temel frekans bileşeni için $[J_{vgV}]$ jakobyen alt matrisi elemanları sıfırdan farklı değer almakta bunun dışında bu matris elemanları (5.97) eşitliğinde de gösterildiği gibi sıfır değerini almaktadır.

$$[J_{vgV}^{(h)}]_{jk}^q = \frac{\partial \Delta V_{regj}}{\partial V_k^{q(h)}} = \begin{cases} -1 & k = j + n_b \text{ ve } h = 1 \text{ için} \\ 0 & k \neq j + n_b \text{ ve } h \neq 1 \text{ için} \end{cases} \quad (5.97)$$

$[J_{V_g\Phi}]$ jakobyen alt matrisi α ve β nonlinear eleman parametrelerine göre kısmi türevlerden oluşan iki alt matristen meydana gelmiştir. Bu matrisi oluşturan alt matrisler,

$$[J_{V_g\Phi}] = [[J_{V_g\Phi\alpha}], [J_{V_g\Phi\beta}]]^T \quad (5.98)$$

olarak gösterilebilir. (5.59) eşitliğindeki generatör uç barası hata denklemi nonlinear yüke ait α ve β parametrelerinden, generatör iç bara gerilimi V_{int} ve bu gerilimin faz açısı δ_{int} 'ten bağımsız olduğu için bu denklemle ilgili diğer jakobyen alt matrisleri ($[J_{V_g\Phi}]$, $[J_{V_g\delta_{int}}]$ ve $[J_{V_gV_{int}}]$) elemanlarının tümü sıfır olan matrislerdir. Bu durum aşağıdaki eşitliklerde gösterilmiştir.

$$\left. \begin{aligned} [J_{V_g\Phi\alpha}]_{jk}^q &= \frac{\partial \Delta V_{regj}}{\partial \alpha_k^q} = 0 \quad k \in \{m, m+1, \dots, n_b\} \\ [J_{V_g\Phi\beta}]_{jk}^q &= \frac{\partial \Delta V_{regj}}{\partial \beta_k^q} = 0 \quad k \in \{m, m+1, \dots, n_b\} \end{aligned} \right\} \quad (5.99)$$

$$\left. \begin{aligned} [J_{V_g\delta_{int}}]_{j\ell} &= \frac{\partial \Delta V_{regj}}{\partial \delta_{int_\ell}} = 0 \quad \ell \in \{1, 2, 3, \dots, n_g - 1\} \\ [J_{V_gV_{int}}]_{j\ell} &= \frac{\partial \Delta V_{regj}}{\partial V_{int_\ell}} = 0 \quad \ell \in \{1, 2, 3, \dots, n_g\} \end{aligned} \right\} \quad (5.100)$$

Yukarıda verilen bilgilerden yararlanarak, üç fazlı dengesiz sistemlerde harmonik yük akışı analizi çözüm algoritması şu adımlar ile gerçekleştirilebilir:

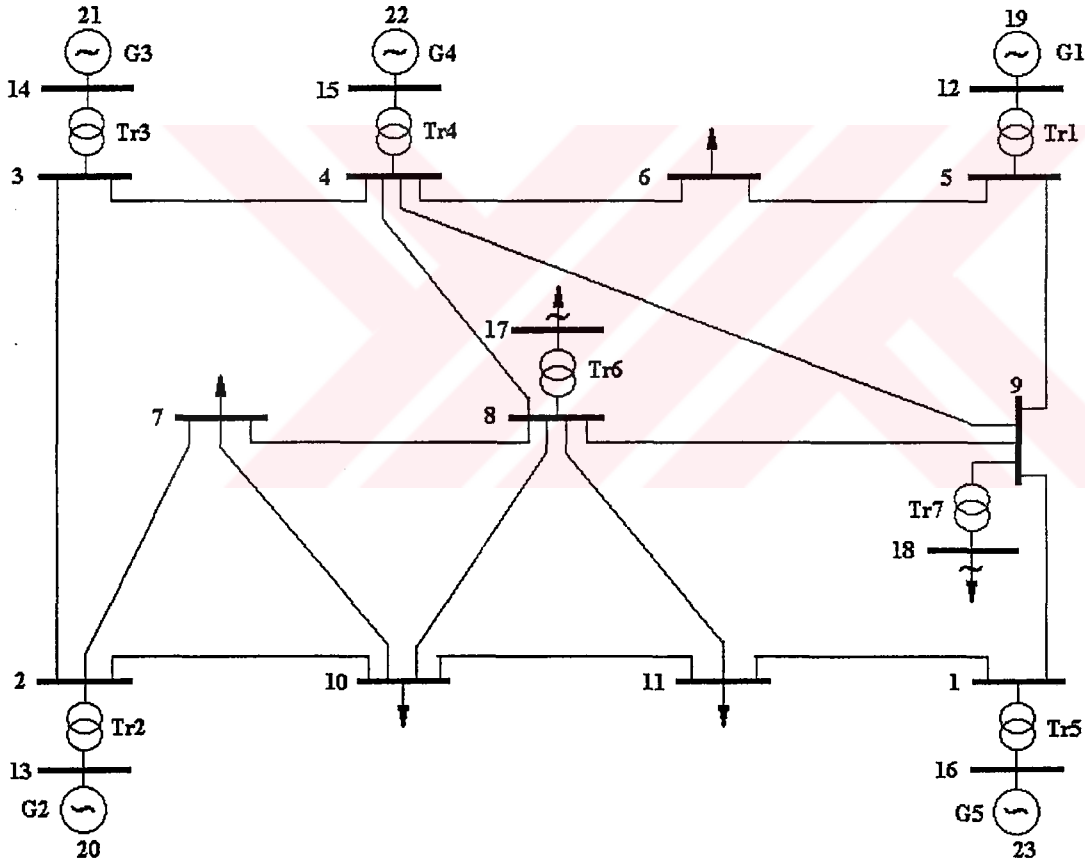
- 1. Adım** : Sistemdeki verilerin okunması.
- 2. Adım** : Bara admitans matrisinin oluşturulması.
- 3. Adım** : Bara gerilimi temel bileşen ve harmonik bileşenlerinin genlik ve faz açıları için tahmini başlangıç değerlerinin belirlenmesi. (Genellikle tüm baraların temel bileşen gerilimleri için $V^{(1)} = 1 \text{ p.u.}$ ve $\delta^{(1)} = 0^\circ$, harmonik gerilimleri için $V^{(h)} = 0.1 \text{ p.u.}$ ve $\delta^{(h)} = 0^\circ$ kabul edilir.)
- 4. Adım** : İterasyona başlanması (iterasyon no=1 alınarak).
- 5. Adım** : Nonlinear yük akımlarının hesaplanması.

6. Adım : (5.44) – (5.58) denklemleri ile ΔM matrisi elemanlarının hesaplanması. Eğer tüm matris elemanlarının mutlak değeri önceden belirlenen bir tolerans değerinden büyük ise 7. Adıma geçilmesi, daha küçük ise iterasyonlara son verilerek, hatlardaki akım ve güç dağılımları ile güç kayıplarının hesaplanması ve sonuçların yazdırılması.
7. Adım : (5.63) – (5.100) denklemleri ile Jakobyen matrisinin (J) ve (5.59)– (5.61) denklemlerine göre düzeltme matrisinin hesaplanması.
8. Adım : (5.62) denklemi ile bara değişken matrisi değerlerinin güncelleştirilmesi. (ℓ iterasyon numarası olmak üzere, $[X]^{\ell+1} = [X]^{\ell} - [\Delta X]^{\ell}$ işlemi yapılır.)
9. Adım : İterasyon numarasının $\ell = \ell + 1$ olarak artırılması.
10. Adım : 5. adıma geri dönülmesi.



6. SAYISAL UYGULAMA

Beşinci bölümde ortaya konulan üç fazlı dengeli ve dengesiz elektrik güç sistemlerinde harmonik yük akış analizi ile ilgili yaklaşımın sayısal uygulama sonuçlarını göstermek üzere gözönüne alınan üç fazlı örnek sistemin tek hat şeması Şekil 6.1'de gösterilmiştir. Bu örnek sistem IEEE'nin standart 11 baralı sisteminin genişletilmiş halidir. Sistemde transformatör bağlantı gruplarının harmonik yük akış analizi sonuçlarına etkisini gösterebilmek için Tr1.....Tr7 transformatörleri ilave edilmiş ve önceki bölümlerde ortaya konulan yaklaşıma uygun olarak generatörlerin çıkış (uç) baralarının (12, 13, 14, 15 ve 16 nolu baralar) yanısıra kutup (iç) baraları da (19, 20, 21, 22 ve 23 nolu baralar) gözönüne alınarak Şekil 6.1'de gösterilen 23 baralı örnek sistem elde edilmiştir.



Şekil 6.1 Örnek Sistem

Analizde tüm işlemler Ek 5' de açıklandığı gibi, bir faza ait baz güç $S_{BAZ}=100/3$ MVA ve faz-nötr baz gerilimi $V_{BAZ}=154/\sqrt{3}$ kV alınarak p.u. değerler ile gerçekleştirilmiştir. Yük akış analizi yapılan örnek sistemdeki hatların simetrik bileşenler cinsinden empedans ve süseptans değerleri p.u. değer olarak Çizelge 6.1'de verilmiştir.

Çizelge 6.1 Hatların karakteristik değerleri

Hat No	Bara No	Bara No	$Z_1 = Z_2$ (p.u.)	$B_1=B_2$ (p.u.)	Z_0 (p.u.)	B_0 (p.u.)
1	1	9	0.15 + j0.50	j0.030	0.375 + j1.250	j0.0210
2	1	11	0.05 + j0.16	j0.010	0.125 + j0.400	j0.0070
3	2	3	0.15 + j0.50	j0.030	0.375 + j1.250	j0.0210
4	2	7	0.10 + j0.28	j0.020	0.250 + j0.700	j0.0140
5	2	10	0.05 + j0.16	j0.010	0.125 + j0.400	j0.0070
6	3	4	0.08 + j0.24	j0.015	0.200 + j0.600	j0.0105
7	4	6	0.10 + j0.28	j0.020	0.250 + j0.700	j0.0140
8	4	8	0.10 + j0.28	j0.020	0.250 + j0.700	j0.0140
9	4	9	0.15 + j0.50	j0.030	0.375 + j1.250	j0.0210
10	5	6	0.12 + j0.36	j0.025	0.300 + j0.900	j0.0175
11	5	9	0.05 + j0.16	j0.010	0.125 + j0.400	j0.0070
12	7	8	0.05 + j0.16	j0.010	0.125 + j0.400	j0.0070
13	7	10	0.08 + j0.24	j0.015	0.200 + j0.600	j0.0105
14	8	9	0.12 + j0.36	j0.025	0.300 + j0.900	j0.0175
15	8	10	0.08 + j0.24	j0.015	0.200 + j0.600	j0.0105
16	8	11	0.10 + j0.28	j0.020	0.250 + j0.700	j0.0140
17	10	11	0.12 + j0.36	j0.025	0.300 + j0.900	j0.0175

Örnek sistemde anma gücü 50 MVA olan Tr1, Tr2, Tr3, Tr4 ve Tr5 transformatörleri yükseltici transformatörler olup anma gerilimleri 13.8 kV/154 kV' tur. Anma güçleri 10 MVA ve 3 MVA olan Tr6 ve Tr7 indirici transformatörlerinin anma gerilimleri 154 kV/34.5 kV'tur. Transformatörlerin anma gücü (S_N), bağlantı grubu ve gerilim değerleri Çizelge 6.2' de verilmiştir.

Transformatörler üzerinde üç ve üçün katı harmoniklerin etkisini daha iyi analiz edebilmek için bazı çalışma modlarında transformatör bağlantıları primer ve sekonderi yıldız-topraklı (Δ/Δ^*) olarak gözönüne alınmıştır.

Çizelge 6.2 Transformatörlerin karakteristik değerleri

Tr. No	S_N (MVA)	X (%)	Bağlantı Grubu	U_{1N} / U_{2N} (kV)
Tr1	50	6.0	Δ / Δ^*	13.8 / 154
Tr2	50	6.0	Δ / Δ^*	13.8 / 154
Tr3	50	6.0	Δ / Δ^*	13.8 / 154
Tr4	50	6.0	Δ / Δ^*	13.8 / 154
Tr5	50	6.0	Δ / Δ^*	13.8 / 154
Tr6	10	4.0	Δ / Δ^*	154 / 34.5
Tr7	3	4.0	Δ / Δ^*	154 / 34.5

Sistemdeki her bir generatörün anma gücü 50 MVA ve anma gerilimi 13.8 kV'tur. Generatörlerin gerilim değerleri ile pozitif, negatif ve sıfır bileşen reaktans değerleri Çizelge 6.3' de verilmiştir.

Çizelge 6.3 Generatörlerin karakteristik değerleri

Generatör No	S_N (MVA)	U_N (kV)	X_1, X_2 (%)	X_0 (%)
G1	50	13.8	10.0	5.0
G2	50	13.8	10.0	5.0
G3	50	13.8	10.0	5.0
G4	50	13.8	10.0	5.0
G5	50	13.8	10.0	5.0

Örnek sistemde toplam 23 adet bara bulunmaktadır. Bu baraların türü ve yükleri şu şekildedir: 1 - 11 nolu baralar lineer yük baraları, 12 - 16 nolu baralar generatör uç baralarıdır. 17 ve 18 nolu baralar nonlinear yüklerin bağlı olduğu nonlinear yük baralarıdır. 19 - 23 nolu baralar ise, generatör iç baralarıdır. (Generatör uç ve iç baraları ile ilgili açıklamalar üçüncü bölümde yapılmıştır.) Bütün çalışma modlarında salınım barası olan 16 nolu baradaki G5 generatörü dışındaki her bir generatörün sisteme verdiği toplam aktif gücün 0.75 p.u. olduğu kabul edilmiştir. Her bir generatörün a fazına ait uç gerilimi 1.0 p.u. olarak alınmıştır.

Çizelge 6.4 Baralardaki yüklerin aktif ve reaktif güç değerleri

Bara No	$P_{yük}$ (p.u.)			$Q_{yük}$ (p.u.)		
	a	b	c	a	b	c
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
6	0.3000	0.3000	0.3000	0.1800	0.1800	0.1800
7	0.3500	0.3500	0.3500	0.2500	0.2500	0.2500
8	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
9	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
10	0.1800	0.1800	0.1800	0.1200	0.1200	0.1200
11	0.3600	0.3600	0.3600	0.3000	0.3000	0.3000
12	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
13	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
14	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
15	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
16	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
17	0.0490	0.0490	0.0491	0.0065	0.0065	0.0065
18	0.0295	0.0295	0.0295	0.0039	0.0039	0.0039

Baraların herbir fazından çekilen aktif ve reaktif güç değerleri Çizelge 6.4' de verilmiştir. Sistemde 17 ve 18 nolu baraların her bir fazında yarı kontrollü doğrultucu üzerinden beslenen yükler, nonlinear yük olarak alınmıştır. Buna ait devre Ek 3' de verilmiş olup sisteme bağlanan nonlinear yükler için devredeki direnç (R_L) değeri 17 nolu bara için 15 p.u., 18 nolu bara için 25 p.u. olarak alınmıştır. 17 ve 18 nolu baralardaki nonlinear yük akımları, temel bileşen dışında 3., 5., 7., 9. ve 11. harmonikleri içermektedir. Nonlinear yük akımı ile ilgili bağıntılar nonlinear yüklerin tanıtıldığı Ek.3' de verilmiştir.

Bu çalışmada, hem kaynak hem yük bakımından dengeli ve dengesiz sistemde harmoniklerin etkinliğini incelemek için Çizelge 6.5'de verilen sekiz değişik çalışma modu gözönüne alınmış ve herbiri için harmonik yük akış analizi gerçekleştirilmiştir. Bu Çizelgede, sistemdeki yükseltici transformatörler (Tr1-Tr5) ile indirici transformatörlere (Tr6, Tr7) ait bağlantı şekilleri belirtilmiştir. Sistemdeki dengeli ve dengesiz durumların incelenebilmesi bakımından, hem şebekenin hem de lineer ve nonlinear yüklerin dengeli/dengesiz durumları ayrı ayrı gözönüne alınmıştır. Herbir çalışma modunda, yıldız bağlı transformatör ve generatör sargıları ile yüklerin yıldız noktaları direkt topraklıdır. Nonlinear yük olarak kullanılan konverterlere ait tetikleme açısı bütün çalışma modlarında 15° alınmıştır.

Sayısal uygulamada herbir mod için yapılan harmonik yük akış analizi sonunda örnek güç sisteminin baralarına ait temel frekans ve harmonik bileşen gerilim değerleri ve faz açıları üç faz için birlikte verilmiştir. Bunlara ilave olarak, yine örnek güç sistemindeki hat kayıpları ve gerilimin toplam harmonik distorsiyon (THD_v) değeri Ek 1'de ayrı ayrı verilmiştir.

Sayısal uygulamanın gerçekleştirildiği farklı sekiz çalışma modu için elde edilen analiz sonuçlarına göre aşağıdaki saptamalar yapılabilir:

Çeşitli çalışma modları için kıyaslama yapılırken örnek sistemdeki tüm transformatör bağlantı gruplarının Δ/Δ olduğu, şebekenin simetrik ve tüm yüklerin dengeli olduğu çalışma modundaki (Çalışma Modu 1) toplam harmonik distorsiyonu (THD_v) ve temel bileşen gerilimi ($V^{(1)}$) değerleri referans alınmıştır. Kıyaslamada incelenmek üzere şu baralar seçilmiştir: Nonlinear yükler için 17. ve 18. baralar, lineer yükler için 7 nolu bara ve generatör uç barası için 13 nolu bara.

Şebekenin dengeli (Simetrik), lineer ve nonlinear yüklerin dengeli, transformatörlerin Δ/Δ bağlı olması halinde (MOD1), tüm baralarda gözönüne alınan bütün harmonik gerilimlerinin

Çizelge 6.5 Sayısal uygulamanın yapıldığı örnek sistemde üç fazlı harmonik yük akış analizlerinin gerçekleştirildiği çeşitli çalışma durumları

Mod	Transformatör Bağlantı Grupları ⁽⁶⁾			Şebeke		Lineer Yükler		Nonlinear Yükler		Açıklama
	Primer	Sekonder	Tr1,....., Tr5	Primer	Sekonder	Dengeli	Dengesiz	Dengeli	Dengesiz	
1	Δ	Δ	Δ	Δ	Δ	*		*		(1)
2	Δ	Δ	Δ	Δ	Δ	*		*		(2)
3	Δ	Δ	Δ	Δ	Δ	*		*		(2)
4	Δ	Δ	Δ	Δ	Δ	*		*		(3)
5	Δ	Δ	Δ	Δ	Δ	*		*		(4)
6	Δ	Δ	Δ	Δ	Δ	*		*		(5)
7	Δ	Δ	Δ	Δ	Δ	*		*		
8	Δ	Δ	Δ	Δ	Δ	*		*		

Açıklamalar :

- 7 nolu barada üç fazlı, yıldız bağlı ve dengeli bir kapasite grubu bağlanmıştır. (Her bir fazdaki kapasitenin reaktansı $X_C = 4$ p.u. dir.)
- 17 nolu baranın (nonlinear yük barası) c fazı, a ve b fazlarına göre %20 daha az yüklüdür.
- 7 nolu barada üç fazlı, yıldız bağlı ve dengesiz bir kapasite grubu bağlanmıştır. (a, b ve c fazlarına bağlı kapasitelerin reaktansları, $X_{Ca} = 4$ p.u., $X_{Cb} = 3.4$ p.u. ve $X_{Cc} = 4$ p.u.' dir.)
- 7 nolu baranın (lineer yük barası) b fazı a ve c fazlarına göre %15 daha az yüklüdür.
- Lineer yükler, nonlinear yükler ve şebeke dengesizdir. (2), (3) ve (4) deki şartların tümü geçerlidir.
- Transformatörler modellenirken, transformatörün bağlı olduğu baralardan, bara numarası büyük olan taraf primer, bara numarası küçük olan taraf sekonder olarak kabul edilmiştir.

(3., 5., 7., 9. ve 11. harmonikler) mevcut olduğu, en yüksek genlikli harmonik gerilimlerinin ve gerilimin toplam harmonik distorsiyonu (THD_v) değerlerinin sistemdeki harmonik kaynaklarının bulunduğu nonlinear yük baralarında olduğu açıkça görülmektedir. Ayrıca, nonlinear yük baralarından uzaklaştıkça (nonlinear yük ile incelenen bara arasındaki hattın empedansı arttıkça) harmonik gerilimleri ve dolayısı ile THD_v değerlerinin azaldığı görülmektedir. Bu durum, dengeli sistemler için kullanılan farklı harmonik analiz programları ile alçak gerilim şebekeleri, kısa iletim hatları ve ring şebekeler için yapılmış incelemelerde de gözlenmiştir (Kocatepe vd., 1997; Yumurtacı vd., 1998).

Mod1 çalışma durumunda ve diğer çalışma durumlarında baraların temel frekans gerilimleri ve harmonik gerilimlerinin faz sıraları incelendiğinde; Ek 4' de verildiği gibi, temel frekans gerilimi ve 7. harmonik gerilimlerinin pozitif sequence, 3. ve 9. harmonik gerilimlerinin sıfır sequence, 5. ve 11. harmonik gerilimlerinin negatif sequence'e uygun olduğu görülmektedir. Bu sonuç literatürde (Grady, 1983) yapılan tanımlarla tamamen uygunluk göstermektedir.

Bu çalışmada, ortaya konulan dengesiz yük akışına göre her bir generatörün uç barasının a-fazı temel frekans geriliminin (bir regülatör yardımı ile işletme koşulları ne olursa olsun önceden belirlenen bir gerilim değerinde) sabit tutulduğu kabul edilmektedir (Birt vd., 1976; Arrillaga ve Harker, 1978, Arrillaga ve Arnold, 1990). Bu durum sayısal uygulama sonuçlarından da görülmektedir. Bu nedenle, bütün çalışma durumlarında, bir generatör terminal barası olan 13 nolu baranın a-fazı temel frekans gerilimi değişmemektedir.

Çizelge 6.6- $V^{(1)}$ ve THD_v değerlerinin MOD1 sonuçları ile karşılaştırılması (MOD2)

Bara No	($\%$) $\frac{(V^{(1)})_{MOD2}}{(V^{(1)})_{MOD1}}$			($\%$) $\frac{(THD_v)_{MOD2}}{(THD_v)_{MOD1}}$		
	a	b	c	a	b	c
7	100.00	100.00	100.00	61.77	61.77	61.77
13	100.00	100.00	100.00	88.18	88.18	88.18
17	100.01	100.01	100.01	78.19	78.19	78.19
18	100.02	100.02	100.02	88.39	88.39	88.39

Şebekenin dengeli, lineer ve nonlinear yüklerin dengeli, transformatörlerin $\Delta / \star$ bağlı olması durumunda (MOD2), nonlinear yük transformatörlerinin (Tr6, Tr7) yük tarafının (17 ve 18 nolu baralar) $\star$, ve şebeke tarafının (8 ve 9 nolu baralar) Δ bağlı olması nedeniyle 3. ve 9. harmonik gerilimleri 17 ve 18 nolu baralar dışındaki tüm baralarda sıfırdır. Burada, Tr6 ve Tr7 transformatörlerinin şebeke tarafının üçgen bağlı olması sonucu üç ve üçün katı harmonik

bileşenleri elimine olmakta ve sistemde görülmemektedir. Bu ise, teorik sonuçlarla tamamen paralellik göstermektedir. Mod1'e göre 17. ve 18. baralardaki 3. ve 9. harmonik gerilim değerleri azalmış olup bu nedenle THD_v değerleri daha da düşmüştür. Bunun dışında temel frekans gerilimleri ile 5., 7. ve 11. harmonik gerilimleri ise Mod1'e göre çok az miktarda artış göstermiştir .

Transformatörlerin Δ / Δ bağlı olması nedeniyle üçüncü bölümde açıklandığı üzere transformatörün Δ bağlı tarafındaki faz gerilimi Δ bağlı tarafındaki faz geriliminden pozitif sequence için yaklaşık 30° ileride, negatif sequence için yaklaşık 30° geridedir (Stevenson, 1982; Grady, 1983). Bu mod için elde edilen sayısal uygulama sonuçları bu açıklamalara uygundur (Çizelge 6.6).

Şebekenin dengeli, lineer ve nonlinear yüklerin dengeli, transformatörlerin Δ / Δ bağlı, 7 nolu lineer yük barasına Δ bağlı dengeli kapasite grubu bağlanması durumunda (MOD3), sisteme kapasite ilave edilmesi nedeniyle incelenen 7., 13., 17. ve 18. baraların temel frekans gerilimleri yükselmiş ve beklendiği gibi en yüksek gerilim artışı kapasitelerin bağlandığı 7 nolu lineer yük barasında olmuştur. Kapasitenin, bağlandığı 7 nolu baraya yakın olan baralarda etkisi daha fazla olmakta ve THD_v değerleri diğerlerine göre daha büyük değişimler göstermektedir.

Çizelge 6.7 -V⁽¹⁾ ve THD_v değerlerinin MOD1 sonuçları ile karşılaştırılması (MOD3)

Bara No	(\%) $\frac{(V^{(1)})_{MOD3}}{(V^{(1)})_{MOD1}}$			(\%) $\frac{(THD_v)_{MOD3}}{(THD_v)_{MOD1}}$		
	a	b	c	a	b	c
7	103.96	103.96	103.96	105.41	105.41	105.41
13	100.00	100.00	100.00	106.59	106.59	106.59
17	102.12	102.12	102.12	101.09	101.09	101.09
18	100.79	100.79	100.79	100.41	100.41	100.41

7 nolu baraya paralel kapasite bağlanması bu barada güç faktörü düzeltilmesi bakımından yararlı olurken bu barada THD_v değerinin yükselmesine dolayısıyla bara geriliminin dalga şeklinin sinüs formundan daha da uzaklaşmasına neden olmaktadır (Çizelge 6.7).

Şebekenin dengeli, lineer yüklerin dengeli, transformatörlerin Δ / Δ bağlı, 17 nolu nonlinear yük barasının c-fazının a ve b fazlarına oranla %20 daha az yüklenmesi durumunda (MOD4), 17 nolu baradaki nonlinear yükün c-faz yükünün %20 oranında azaltılması sistemi dengesiz

çalışma durumuna getirmiş, incelenen baraların c-faz temel frekans gerilimlerinin yükselmesine neden olmuştur.

Çizelge 6.8 - $V^{(1)}$ ve THD_v değerlerinin MOD1 sonuçları ile karşılaştırılması (MOD4)

Bara No	($\%$) $\frac{(V^{(1)})_{MOD4}}{(V^{(1)})_{MOD1}}$			($\%$) $\frac{(THD_v)_{MOD4}}{(THD_v)_{MOD1}}$		
	a	b	c	a	b	c
7	99.97	100.00	100.08	99.41	99.41	85.46
13	100.00	100.00	100.02	100.00	100.00	85.15
17	99.96	100.02	100.17	99.71	99.69	82.19
18	99.99	99.99	100.04	99.99	99.99	98.44

17 nolu baranın c fazındaki nonlinear yükün akımının azalmasına bağlı olarak yük akımının harmonik bileşenleri de azalmış bu durum ise incelenen baraların c fazının harmonik gerilimlerinin ve THD_v değerlerinin baz olarak alınan Mod1'deki değerlere oranla azalmasına neden olmuştur. Beklendiği gibi THD_v değerindeki en büyük azalma ve temel frekans gerilimindeki en büyük artış %20 daha az yüklenmiş olan 17 nolu baranın c-fazında gerçekleşmiştir (Çizelge 6.8).

Çizelge 6.9 - $V^{(1)}$ ve THD_v değerlerinin MOD1 sonuçları ile karşılaştırılması (MOD5)

Bara No	($\%$) $\frac{(V^{(1)})_{MOD5}}{(V^{(1)})_{MOD1}}$			($\%$) $\frac{(THD_v)_{MOD5}}{(THD_v)_{MOD1}}$		
	a	b	c	a	b	c
7	100.07	99.99	99.98	57.43	61.78	57.57
13	100.00	100.01	99.98	80.09	86.17	86.32
17	100.07	99.97	100.13	78.32	78.36	63.26
18	100.04	99.99	100.04	88.48	88.49	87.37

Şebekenin dengeli, lineer yüklerin dengeli, transformatörlerin $\Delta / \star$ bağlı, 17 nolu nonlinear yük barasının c fazının a ve b fazlarına oranla %20 daha az yüklenmesi durumunda (MOD5), elde edilen sonuçların (Çizelge 6.9), Çizelge 6.8'de verilen Mod4 sonuçları ile karşılaştırılması halinde, en önemli farkın THD_v oranlarında meydana geldiği görülmektedir. Nonlinear yük transformatörlerinin yük tarafının $\star$ bağlı, şebeke tarafının ise Δ bağlı olması nedeniyle bu 3. ve 9. harmonik gerilimlerinin Mod4'daki 3. ve 9.harmonik gerilimlerine göre önemli oranla azaldığı (en büyük değişimin olduğu 17 nolu baranın c fazının 3. harmonik geriliminin Mod 4'de elde edilene oranı %74 ve 9. harmonik geriliminin Mod 4'de elde

edilene oranı %75) ve daha düşük THD_v değerlerinin elde edildiği gözlenmektedir (Çizelge 6.9).

Transformatör bağlantısının üçgen olduğu kısımda üç ve üçün katı harmonikler nonlinear dengeli yüklenmede tamamen elimine olurken (Mod 2), bu çalışma modunda nonlinear yükteki dengesizlik sebebiyle az da olsa bu harmonik bileşenler görülmektedir.

Lineer ve nonlinear yüklerin dengeli, transformatörlerin Δ/Δ bağlı, 7 nolu lineer yük barasına üç fazlı Δ bağlı, dengesiz kapasite grubu ($X_{Ca}=-j0.4$ p.u., $X_{Cb}=-j0.34$ p.u. ve $X_{Cc}=-j0.4$ p.u.) bağlanması durumunda (MOD6), 7 nolu baradaki dengesiz kapasite grubu sebebiyle sistemdeki gerilimler de dengesiz hale gelmiş, 7 nolu baranın b-fazına bağlı kapasitenin değerinin daha yüksek olması sebebiyle şebekeden çekilen reaktif gücün ve yük akımının azalması nedeniyle incelenen baraların b-faz temel frekans gerilimleri yükselmiştir.

Çizelge 6.10 - $V^{(1)}$ ve THD_v değerlerinin MOD1 sonuçları ile karşılaştırılması (MOD6)

Bara No	($\%$) $\frac{(V^{(1)})_{MOD6}}{(V^{(1)})_{MOD1}}$			($\%$) $\frac{(THD_v)_{MOD6}}{(THD_v)_{MOD1}}$		
	a	b	c	a	b	c
7	103.81	105.31	103.79	105.64	105.91	105.68
13	100.00	100.31	100.01	106.49	107.93	106.51
17	102.04	102.90	102.04	101.11	101.23	101.12
18	100.77	101.15	100.79	100.40	100.50	100.40

Nonlinear yük baralarının da b-faz gerilimlerinin artması sonucunda harmonik akım ve gerilimleri de yükselmiş, bu durum incelenen baraların b-faz THD_v değerlerinin baz alınan Mod1 değerlerine oranla artmasına neden olmuştur. Mod1'deki temel frekans gerilimlerine göre en büyük artış beklendiği gibi dengesiz kapasite grubunun bulunduğu 7 nolu barada meydana gelmiştir (Çizelge 6.10).

Şebekenin dengeli, nonlinear yüklerin dengeli, transformatörlerin Δ/Δ bağlı, 7 nolu lineer yük barasının b-fazının a ve c fazlarına oranla %15 daha az yüklenmesi durumunda (MOD7), 7 nolu baradaki lineer yük dengesizliği sebebiyle sistemdeki gerilimler de dengesiz hale gelmiş, 7 nolu baranın b-fazının yük akımının azalması nedeniyle incelenen baraların b-faz temel frekans gerilimleri yükselmiştir. Nonlinear yük baralarının da b-faz gerilimlerinin artması sonucunda harmonik akım ve gerilimleri de yükselmiş, her baranın temel frekans gerilimi ve harmonik gerilimlerinin Mod1' de elde edilen gerilimlere göre bağlı değişimlerine

bağılı olarak incelenen baraların THD_v değerlerinde azalış veya artış şeklinde küçük değişimler gözlenmiştir. Mod1 değerlerine oranla mutlak değer olarak, incelenen baraların THD_v değerlerindeki en büyük değişimlerin b-fazında olduğu görülmektedir. Mod1'deki temel frekans gerilimlerine göre en büyük artış ise beklendiği gibi lineer yükün %15 azaltıldığı 7 nolu barada meydana gelmiştir (Çizelge 6.11).

Çizelge 6.11 - $V^{(1)}$ ve THD_v değerlerinin MOD1 sonuçları ile karşılaştırılması (MOD7)

Bara No	($\%$) $\frac{(V^{(1)})_{MOD7}}{(V^{(1)})_{MOD1}}$			($\%$) $\frac{(THD_v)_{MOD7}}{(THD_v)_{MOD1}}$		
	a	b	c	a	b	c
7	100.16	101.66	99.58	99.87	99.20	100.36
13	100.00	100.40	100.05	100.08	100.51	99.78
17	100.06	101.00	99.84	100.00	99.93	100.05
18	100.00	100.46	100.02	100.00	100.05	100.00

Mod7'deki 7 nolu baradaki lineer yük dengesizliğinin, Mod4'deki 17 nolu baradaki nonlineer yük dengesizliğinin ve Mod6' daki 7nolu baraya dengesiz şönt kapasitör grubu bağlanması nedeniyle ortaya çıkan şebeke dengesizliğinin aynı anda sistemde mevcut olması durumunda (MOD8), temel frekans gerilim oranları incelendiğinde ve Mod1 sonuçları ile karşılaştırıldığında 7 nolu baranın b fazının yükünün %15 azaltılmış olması ve bu baraya bağlı dengesiz kapasite grubu ($X_{Ca}=-j0.4$ p.u., $X_{Cb}=-j0.34$ p.u. ve $X_{Cc}=-j0.4$ p.u.) nedeniyle incelenen tüm baraların faz gerilimleri ve özellikle b faz gerilimleri mod1' e göre yükselmiştir (Çizelge 6.12).

Çizelge 6.12 - $V^{(1)}$ ve THD_v değerlerinin MOD1 sonuçları ile karşılaştırılması (MOD8)

Bara No	($\%$) $\frac{(V^{(1)})_{MOD8}}{(V^{(1)})_{MOD1}}$			($\%$) $\frac{(THD_v)_{MOD8}}{(THD_v)_{MOD1}}$		
	a	b	c	a	b	c
7	103.93	107.04	103.41	103.80	104.39	90.83
13	100.00	100.71	100.07	106.59	108.67	90.37
17	102.05	103.95	102.04	100.80	100.84	83.21
18	100.76	101.62	100.85	100.39	100.54	98.78

Harmonik gerilimleri incelendiğinde, 7 nolu baradaki kapasiteler nedeniyle incelenen tüm baraların a ve b faz harmonik gerilimleri ve THD_v değerleri Mod1'deki değerlere göre artarken, 17 nolu baranın c fazındaki nonlineer yük dengesizliği nedeniyle incelenen tüm baraların c faz harmonik gerilimleri ve THD_v değerleri azalmıştır (Çizelge 6.12).

Çizelge 6.13 Örnek sistem hatlarındaki güç kayıpları toplamaları

MOD	TEMEL BİLEŞEN KAYIPLARI (p.u.)	EK KAYIPLAR (Harmonik) (p.u.)	GENEL KAYIP TOPLAMI (p.u.)
1	0.10754142422837	4.37306019e-005	0.10758515483028
2	0.10752540387148	1.15798687e-005	0.10753698373316
3	0.09350776423173	4.74506892e-005	0.09355521492099
4	0.10723902439248	4.00789197e-005	0.10727910331219
5	0.10723875075607	1.07719439e-005	0.10724952270001
6	0.09304228097770	4.77756279e-005	0.09309005660563
7	0.10400282327643	4.39577179e-005	0.10404678099438
8	0.09052219270929	4.40101385e-005	0.09056620284781

Bu çalışmada üç fazlı dengeli ve dengesiz sistemler için ortaya konulan harmonik yük akış analizi ile tüm çalışma modları için örnek sistem hatlarındaki güç kayıpları belirlenmiş ve sonuçlar topluca Ek1’ de “Sayısal Uygulama Sonuçları” başlığı altında verilmiştir. Burada verilen analiz sonuçlarından yararlanarak, hatlardaki güç kayıpları ile ilgili olarak aşağıdaki değerlendirmeler yapılabilir:

- 1- Dengeli çalışmada nonlinear yüklere ait indirici transformatörlerin (Tr6, Tr7) Δ / Δ bağlı (Şebeke tarafı Δ bağlı, nonlinear yük tarafı Δ bağlı) olması halinde (Mod2) ek kayıplar beklendiği gibi bu transformatörlerin Δ / Δ bağlı olduğu Mod1 çalışma modundaki ek kayıplara göre azalmaktadır. Hat akımlarının harmonik bileşenlerinin oluşturduğu ek kayıpların azalma nedeni, Mod2’de Δ bağlantı nedeniyle hat akımlarının üçüncü harmonik ve üçüncü harmoniğin katı harmonik bileşenlerini içermemesidir. Tr6 ve Tr7 transformatörlerinin Δ / Δ bağlı olması nedeniyle ek kayıpların azalması nonlinear yüklerin dengesiz olduğu hallerde de gözlenmektedir. (Mod5)
- 2- Bir lineer yük barası olan 7 nolu baranın b fazının yükünün a ve c fazlarının yüküne göre %15 azaltılması ile meydana gelen dengesiz çalışma durumunda (Mod7) sistemden çekilen yükün azalması ile hat akımlarının temel bileşenlerinin oluşturduğu toplam kayıp azalmış, bara gerilimlerinin temel bileşen değerleri artmış bunun sonucu olarak nonlinear yük akımları ve ek kayıplar artmıştır.
- 3- Dengeli çalışma durumunda 7 nolu lineer yük barasına dengeli kapasite grubu bağlanması halinde (Mod3) sistemden çekilen reaktif gücün azalması ve dolayısı ile hat akımlarının

azalması sonucu temel bileşen kayıpları azalmış buna karşılık bara gerilimlerinin yükselmesi nedeniyle ek kayıplar artmıştır.



SONUÇLAR ve ÖNERİLER

Bu çalışmanın hedefi ve temel konusu olan, “üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı analizi algoritması”; Newton-Raphson yöntemine dayalı üç fazlı dengesiz yük akışı analizi ile yine Newton-Raphson yöntemine dayalı olarak dengeli sistemler için tanımlanan harmonik yük akışı analizinin sentezinden yararlanılarak, gerekli hata vektörü ve jakobyen matris elemanlarına ait kısmi türev bağıntıları çıkarılarak adım adım ortaya konulmuştur. Bu algoritmaya uygun olarak MATLAB programından yararlanılarak gerçekleştirilen bir bilgisayar yazılımı Ek2’ de verilmiştir.

Elektrik enerji sistemlerindeki üç fazlı dengesiz harmonik yük akış analizini ortaya koyan ve bununla birlikte şebekenin ve şebekeye bağlı (lineer veya nonlineer) yüklerin dengesiz olmasını gözönüne alan çeşitli çalışma durumları için harmoniklerin sistemin davranışını ne ölçüde etkilediğini araştırmaya yönelik bu çalışma ile yapılan yenilikler ve elde edilen sonuçlar şu şekilde sıralanabilir:

1. Lineer olmayan yükler içeren enerji sistemlerinde harmonikler sebebiyle ortaya çıkan ek kayıpların hesaplanması, güç faktörünün düzeltilmesi, bara gerilimlerinin harmonik bileşenlerinin ve toplam harmonik distorsiyonu (THD) değerlerinin belirlenmesi, harmonik standartlarının oluşturulması ve filtre devrelerinin tasarımı açısından büyük önem taşıyan harmonik yük akışı analizinin güç sisteminin dengesiz olması halinde üç fazlı olarak gerçekleştirilmesi gerekir. Bu hedef doğrultusunda, lineer yükler için tanımlanmış, Newton-Raphson yöntemine dayalı üç fazlı dengesiz yük akışı algoritması ile dengeli sistemler için kullanılan ve yine Newton-Raphson yöntemine dayalı harmonik yük akışı algoritmasının birleştirilerek yeni bir alan olan “üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı” problemine uygulanması ve buna ait bir algoritmanın (Ayrıt 5.3) ortaya konulması bu çalışmanın orijinalliğini oluşturmaktadır.

2. Üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı analizi için geliştirilen algoritmaya uygun bir bilgisayar yazılımı (bu çalışmanın ikinci orijinalliği olarak) MATLAB paket programı ile gerçekleştirilmiştir. Bu yazılımın listesi Ek2’ de verilmiştir. Bilindiği gibi MATLAB programı, matris işlemlerini ulaşılabilecek en düşük hata seviyesinde ve yüksek hız ile gerçekleştirebilmektedir. Yazılımın bu program ile yapılması sebebiyle büyük boyutlu matrislerle ilgili matematiksel işlemlerin yoğun olarak yapıldığı bu çalışmada iterasyonlara son verilmesi için eşik değer kabul edilen hata toleransı için literatürde verilen benzeri

çalışmalardaki hata toleransından ($1.10^{-4} - 1.10^{-6}$) daha az olarak 1.10^{-7} değerinin alınması mümkün olmuş hatta bazı çalışma modları için hata 1.10^{-10} değerinin de altına inmiştir.

3. Üç fazlı dengesiz güç sisteminde yük akış analizi için, dengeli sistemler için geçerli olan sistemin bir faz eşdeğerinin yeterli olması kabulü geçerliliğini yitirmektedir. Bu durumda güç sisteminin üç fazlı olarak modellenmesi zorunluluğu ortaya çıkmaktadır. Bu çalışmada üç fazlı güç sistem elemanları harmonik bağımlı olarak faz koordinatları ile modellenmiş, frekansa bağlı olarak hat iletkenlerindeki deri etkisi sebebiyle oluşan direnç artışı da algoritmaya dahil edilmiştir.

4. Üç fazlı dengesiz yük akışı için literatürde verilen generatör modelinden yararlanılarak, senkron generatörün faz koordinatları ile oluşturulmuş üç fazlı harmonik eşdeğer devresi verilmiştir (Şekil 3.6).

5. Geleneksel yük akışında transformatör seri empedans şeklinde modellenirken bu çalışmada ise transformatörün primer ve sekonder bağlantıları dikkate alınarak bu elemana ait admitans matrisi verilmiş, transformatör modeli matris formunda ifade edilmiştir. Üç fazlı transformatöre ait admitans matrisi güç sisteminin bara admitans matrisine dahil edilmiştir. Böylece yük akış formülasyonunda herhangi bir değişiklik yapılmadan, transformatörün yıldız-üçgen bağlı olması durumunda, primer ve sekonder gerilimleri arasındaki $\pm 30^\circ$ faz farkı doğrudan sonuçlara yansımaktadır.

6. Transformatörlerin yıldız-üçgen bağlı olması halinde, dengeli çalışma şartlarında transformatör sargısının üçgen bağlı olduğu kısımda yer alan şebeke baralarının gerilimleri üç ve üçün katı harmonikleri içermediği halde, dengesiz çalışma durumunda, sayısal uygulamada yapılan analiz sonuçlarında bu baralarda –çok düşük genlikli de olsa- üç ve üçün katı harmonik bileşenlerinin mevcut olduğu gözlenmektedir.

7. Üç fazlı hızlı ayırık yük akışı algoritmasına (Arrillaga ve Harker, 1978; Arrillaga ve Arnold, 1990) ait bağıntılar yeniden formüle edilmiş, önceki çalışmalarda ihmal edilerek verilmeyen ancak harmonik yük akış analizi için gerekli olan jakobyen alt matris (denklem (4.35)'de J_b , J_d , J_e , J_g , J_k , J_n , J_p ve J_s matrisleri) elemanlarına ait kısmi türev ifadeleri çıkarılarak 4.36-4.48 nolu denklemler ile verilmiştir.

8. Literatürde önceki çalışmalarda verilen üç fazlı dengesiz yük akışı algoritmasında yer alan hata matrisine, bara değişken matrisine ve jakobyen matrisine harmonik bileşenleri ile ilgili yeni terimler eklenmiş, yeni bir hata matrisi oluşturulmuştur (denklem (5.65)). Üç fazlı dengesiz harmonik yük akış algoritması için gerekli tüm jakobyen matris elemanlarına ait kısmi türev bağıntıları çıkarılarak 5.67-5.100 nolu denklemler ile gösterilmiştir.

9. Literatürdeki önceki çalışmalarda, doğrultucuların şebekeden çektiği sinüsoidal olmayan a.c. akım, doğrultucunun çıkış devresindeki d.c. akımın fonksiyonu olarak ifade edilmiştir. Bu çalışmada bir fazlı yarı kontrollü doğrultucunun d.c. akımı şebeke gerilimine ve bu gerilimin faz açısına bağlı olarak ifade edilmiş ve şebekeden çekilen sinüsoidal olmayan a.c. yük akımının Fourier analizi yapılmıştır. Böylece bir fazlı yarı kontrollü doğrultucu bir harmonik kaynağı olarak gözönüne alınıp, şebeke gerilimine bağımlı akım kaynağı olarak modellenmiştir. Bu model ve ilgili bağıntılar Ek3' de verilmiştir.

10. Gözönüne alınan üç fazlı örnek enerji sisteminde (Şekil 6.1), şebekenin, ve şebekeye bağlı lineer ve nonlinear yüklerin dengeli veya dengesiz olması ile ilgili kombinasyonlarından oluşan sekiz farklı çalışma modu öngörülmüştür. Bu modlara ait veriler dengesiz harmonik yük akışı bilgisayar programına giriş değerleri olarak verilmiştir. Program çıkışından tüm çalışma modları için elde edilen simülasyon sonuçlarının karşılaştırılması yapılırken, örnek sistemdeki tüm transformatörlerin yıldız/yıldız bağlı olduğu, şebekenin, lineer ve nonlinear yüklerin dengeli olarak gözönüne alındığı çalışma modundaki (MOD1) gerilimin toplam harmonik distorsiyonu (THD_v) ve temel bileşen gerilimi ($V^{(1)}$) değerleri referans (%100) olarak alınmıştır. Kıyaslamada incelenmek üzere şu baralar seçilmiştir: Nonlinear yükler için 17. ve 18. baralar, lineer yükler için 7 nolu bara ve generatör uç barası için 13 nolu bara. Buna göre bilgisayar programı çıkışından elde edilen simülasyon sonuçlarına dayanarak şu değerlendirmeler yapılabilir:

10.1. Genel olarak tüm çalışma modlarında en yüksek harmonik gerilimleri ve THD_v değerleri beklendiği gibi nonlinear yük baralarında meydana gelmektedir. Nonlinear yük baralarından uzaklaştıkça (aradaki empedans değeri arttıkça) harmonik gerilimleri ve distorsiyon (THD_v) değerleri azalmaktadır. Simülasyon sonuçlarında, temel bileşen gerilimi ve 7. harmonik gerilimlerinin pozitif sequence gerilimleri, 5.harmonik ve 11.harmonik gerilimlerinin negatif sequence gerilimleri ve 3.harmonik ile 9.harmonik gerilimlerinin ise sıfır sequence gerilimleri olduğu gözlenmektedir.

10.2. Şebekenin, lineer ve nonlinear yüklerin dengeli, transformatörlerin yıldız-üçgen bağlı olması halinde (MOD2), transformatör bağlantısı sebebiyle şebeke baralarında 3. ve 9. harmonik gerilimlerinin sıfır değerinde olduğu görülmektedir. Bu çalışma durumunda MOD1 sonuçlarına göre incelenen baraların; temel bileşen gerilimlerinde çok az bir yükselme (%0.01-%0.02) olduğu, THDv değerlerinin %12 ile %40 oranında azaldığı, temel bileşen güç kayıplarının % 0.01 oranında azaldığı, harmonikler sebebiyle ortaya çıkan ek kayıpların %73.5 oranında azaldığı görülmektedir (Çizelge 6.6, Çizelge 6.13).

10.3. Şebekenin, lineer ve nonlinear yüklerin dengeli, transformatörlerin yıldız-yıldız bağlı olduğu, 7 nolu lineer yük barasına yıldız bağlı dengeli kapasite grubunun bağlanması durumunda (MOD3), kapasite grubu tarafından sisteme reaktif güç verilmesi sebebiyle baraların temel bileşen ve harmonik gerilimleri, THDv değerleri yükselmiş, temel bileşen güç kayıpları azalmış, ek kayıplar artmıştır. Bu çalışma durumunda incelenen baralarda, temel bileşen gerilimlerinde en büyük artışın %4 ile kondansatör grubunun bulunduğu 7 nolu barada olduğu, THDv değerlerinde en büyük artışın %4.6 ile 7 nolu barada olduğu, temel bileşen güç kayıplarının % 13 oranında azaldığı görülmektedir (Çizelge 6.7, Çizelge 6.13).

10.4. Şebekenin ve lineer yüklerin dengeli, transformatörlerin yıldız-yıldız bağlı, 17 nolu nonlinear yük barasının c-fazının a ve b fazlarına oranla %20 daha az yüklenmesi halinde (MOD4), genel olarak incelenen baraların c fazlarının temel bileşen gerilimlerinin yükseldiği en büyük artışın 17 nolu baranın c fazı temel bileşen geriliminde olduğu (%0.17), baraların c fazı THDv değerlerinin ortalama %15 oranında azaldığı gözlenmektedir. Temel bileşen güç kayıpları %0.3 oranında azalmış, ek kayıplar ise %8.3 oranında azalmıştır (Çizelge 6.8, Çizelge 6.13).

10.5. Şebekenin ve lineer yüklerin dengeli, transformatörlerin yıldız-üçgen bağlı, 17 nolu nonlinear yük barasının c-fazının a ve b fazlarına oranla %20 daha az yüklenmesi halinde (MOD5), incelenen baralar içinde temel bileşen geriliminde en büyük artış 17 nolu baranın c fazında (%0.13) meydana gelmiştir. THDv değerleri %12 ile %40 arasında azalmaktadır. Temel bileşen güç kayıpları %0.3 oranında azalmış, ek kayıplar ise %75 oranında azalmıştır (Çizelge 6.9, Çizelge 6.13).

10.6. Lineer ve nonlinear yüklerin dengeli, transformatörlerin yıldız-yıldız bağlı, 7 nolu lineer yük barasına üç fazlı yıldız bağlı, dengesiz kapasite grubu ($X_{Ca}=-j0.4$ p.u., $X_{Cb}=-j0.34$ p.u. ve $X_{Cc}=-j0.4$ p.u.) bağlanması halinde (MOD6), 7 nolu baranın b-fazına bağlı kapasitenin

değerinin daha yüksek olması sebebiyle incelenen baraların b-faz temel frekans gerilimleri, harmonik gerilimleri ve THDv değerleri a ve c fazlarına göre daha çok yükselmiştir. Bu çalışma durumunda incelenen baraların temel bileşen gerilimleri %0.7 ile %5.3 oranında, THDv değerleri ise %0.4 ile %5.9 oranında artmaktadır. Temel bileşen güç kayıpları %13 azalmış ve ek kayıplar ise %9.25 artmıştır (Çizelge 6.10, Çizelge 6.13).

10.7. Şebekenin ve nonlinear yüklerin dengeli, transformatörlerin yıldız-yıldız bağlı, 7 nolu lineer yük barasının b-fazının a ve c fazlarına oranla %15 daha az yüklenmesi halinde (MOD7), incelenen baraların b-faz temel frekans gerilimleri ve harmonik gerilimleri yükselmiştir. Mod1' de elde edilen gerilimlere göre bağlı değişimlerine bağlı olarak incelenen baraların THDv değerlerinde azalış veya artış şeklinde küçük değişimler gözlenmiştir. Mod1 değerlerine oranla mutlak değer olarak, incelenen baraların THDv değerlerindeki en büyük değişimlerin b-fazında olduğu görülmektedir. Mod1'deki temel frekans gerilimlerine göre en büyük artış ise beklendiği gibi lineer yükün %15 azaltıldığı 7 nolu barada meydana gelmiştir. Bu çalışma durumunda temel bileşen güç kayıpları %3.3 azalmış, ek kayıplar ise %0.5 artmıştır. Temel bileşen gerilimlerinde en büyük artış %1.66 ile 7 nolu baranın b fazında meydana gelmiştir (Çizelge 6.11, Çizelge 6.13).

10.8. Mod7'deki 7 nolu baradaki lineer yük dengesizliğinin, Mod4'deki 17 nolu baradaki nonlinear yük dengesizliğinin ve Mod6' daki 7nolu baraya dengesiz şönt kapasitör grubu bağlanması nedeniyle ortaya çıkan şebeke dengesizliğinin aynı anda sistemde mevcut olması halinde (MOD8), 7 nolu baranın b fazının yükünün %15 azaltılmış olması ve bu baraya bağlı dengesiz kapasite grubu ($X_{Ca}=-j0.4$ p.u., $X_{Cb}=-j0.34$ p.u. ve $X_{Cc}=-j0.4$ p.u.) nedeniyle incelenen tüm baraların faz gerilimleri ve özellikle b faz gerilimleri yükselmiş, temel bileşen geriliminde en büyük artış (%7) 7 nolu baranın b fazında meydana gelmiştir. 7 nolu baradaki kapasiteler nedeniyle incelenen tüm baraların a ve b faz harmonik gerilimleri ve THDv değerleri %0.4 ile %8.7 arasında artarken, 17 nolu baranın c fazındaki nonlinear yük dengesizliği nedeniyle incelenen tüm baraların c faz harmonik gerilimleri ve c faz THDv değerleri azalmıştır. Bu çalışma durumunda temel bileşen güç kayıpları %15.8, ek kayıplar ise %0.64 azalmıştır (Çizelge 6.6, Çizelge 6.13).

Bu çalışma ile ortaya konulan üç fazlı dengesiz harmonik yük akışı ve hesaplama sonuçlarından gözlenen sayısal bulgular çerçevesinde aşağıdaki önerilere yer verilebilir:

1. Sayısal uygulama sonuçlarında da görüleceği gibi, nonlinear yüklerin güçleri enerji sistemlerindeki diğer lineer yüklerin gücüne oranla oldukça düşük olmasına rağmen, ek kayıplar bakımından nonlinear yükler sistemde yeterince etkili olmadığı halde şebeke baralarının geriliminin dalga şeklini bozmakta THDv değerinin bazı şebeke baralarında %2 değerine yaklaşmasına sebep olmaktadır. Enerji sistemlerinde çok sayıda düşük güçlü nonlinear yük bulunduğu gözönüne alınırsa, ek kayıpların, harmonik gerilimlerinin ve THD değerlerinin de yüksek değerlere ulaşacağı açıkça bellidir. Bu durum sistemdeki diğer lineer yüklerin harmonik bileşenleri içeren sinüsoidal olmayan gerilim ile beslenerek harmonik etkilerine maruz kalmalarına neden olacak, tüketici haklarına yeni bir boyut getirecektir. Ayrıca şebeke üzerinde ek harmonik kayıplara karşılık düşen kayıp enerjinin maliyeti ulusal veya özel enerji kurumunca karşılanarak tüketiciye yansıtılacaktır. O halde enerji sistemlerinde mümkün olduğunca nonlinear yüklerin etkilerinin azaltılması gerekir.
2. Gelecekte enerji sistemlerinde harmonik problemlerinin daha da artacağı gözönüne alınarak, nonlinear yükler içeren tesislerin daha kuruluş ve tasarım aşamasında düşük seviyede harmonik üretmesi için önlemler alınmalıdır. Bu amaçla, üç fazlı nonlinear yük bir transformatör üzerinden şebekeye bağlanıyor ise teknik bir zorunluluk olmadıkça transformatörün şebeke tarafındaki sargıları üçgen bağlı olmalıdır. Böylece üç ve üçün katı harmonikler şebekeyi etkilemeyecek, ek kayıplar ve THD değerleri azalacaktır. Ayrıca mümkün olduğu kadar tüketicilerin konverter kullanımında ekonomik kriterler de dikkate alınarak, daha az sayıda ve daha düşük genlikli harmonik akım bileşenleri içeren darbe sayısı yüksek olan konverterleri tercih etmesi teşvik edilmelidir.
3. Tüketicileri dengeli gerilim ile beslemek için gerekli önlemler alınmalıdır. Enerji sistemlerindeki büyük güçlü dengesiz yüklerden birisi olan elektrikli demiryolu tesislerinde transformatör bağlantılarında Scott bağlantısının uygulanması gibi yük dengesizliğini şebekeye mümkün olduğu kadar az yansıtacak teknik çözümlere başvurulmalıdır. Alçak gerilim dağıtım sistemlerinde gerilimlerin dengeli olmasını sağlamak, dengesiz akımlar sebebiyle nötr iletkeninin yüklenmesini önlemek için yüklerin fazlara eşit olarak dağıtılmasına özen gösterilmelidir.
4. Son yıllarda ülkemizde yarı iletken kontrol elemanlarının hızla yaygınlaşması, ark fırınlarının kullanıldığı demir-çelik tesislerindeki kapasite artırımları vb. dikkate alındığında, gelişmiş ülkelerde olduğu ve Çizelge 3.3 'de verildiği gibi, gerek akımlar ve gerekse gerilimler için THD, I_h/I_1 ve V_h/V_1 ($h=2,3,\dots$) değerlerine ilişkin izin verilen

maksimum değerler standartlaştırılmalıdır. Bu tür yükler ile ilgili yapılacak ölçümler, gelecekteki kapasite artış olasılıkları ve şebekenin yapısal özellikleri gözönünde bulundurularak enerji iletim ve dağıtım kuruluşları, üniversite, sanayi ve elektrik mühendisleri odası temsilcilerinin ortaklaşa çalışmaları ile detaylı bir biçimde hazırlanacak “Ulusal Harmonik Standartları” biran önce yürürlüğe sokulmalıdır.

5. Enerji sisteminde baralar ile toprak arasına bağlanacak şönt bobin ve kapasitelerin bara gerilimlerindeki THD değerlerini ne ölçüde değiştireceği, hat kayıplarına ve sistemdeki harmonik frekanslarında ortaya çıkabilecek olası rezonans problemlerine etkisinin ne olacağı önceden araştırılmalıdır.
6. Enerji sistemlerinde kompanzasyon maksatlı olarak kullanılan kondansatör elemanlarının uygun seçilmemesi durumunda toplam harmonik distorsiyonu değerinde artış olabilecektir. Kompanzasyon işleminde mutlaka harmoniklerin bulunduğu şartlar altında analiz yapılmalıdır.
7. Nonlineer yükler nedeniyle enerji sistemine harmonik akımları enjekte eden tüketiciler sebebiyle ortaya çıkan ek kayıp enerji maliyetinin karşılanması amacıyla bu gibi tüketicilerin şebekeden çektikleri akımın toplam harmonik distorsiyonu (THD_I) değeri için bir alt sınır belirlenebilir. Tüketicinin bu sınır değeri aşması halinde, THD_I değerine bağlı bir tarife düzeltme faktörü (TDF) tanımlanabilir ve normalde TL/kWh olarak uygulanan tarife fiyatı $(1+TDF)$ ile çarpılarak ek kayıp enerji maliyeti tüketiciye yansıtılabilir.
8. Nonlineer yüklerin bulunduğu tüketicilerde, filtre devrelerinin tesis edilmesi bir yönetmelik yaptırımı olarak öngörülebilir. Bu yaptırımın uygulanması halinde tüketicilerin kullanacağı harmonik filtreleri önceden belirlenecek standartlara göre seçilerek tesis edilmelidir.

KAYNAKLAR

- Ametani, A., (1972), "Generalized Method of Harmonic Reduction in AC-DC Converters by Harmonic Current Injection", *Proc. IEE*, 119 (7): 857-864.
- Ametani, A., (1976), "Harmonic Reduction in Thyristor Converters by Harmonic Current Injection", *IEEE Trans. PAS* 95 (2): 441-449.
- Anderson, P.M., (1976), *Analysis of Faulted Power Systems*, Iowa State University Press, Ames
- Arrillaga, J. ve Harker, B.J., (1978), "Fast-Decoupled Three-Phase Load Flow", *Proc. IEE*, 125 (8): 734-740.
- Arrillaga, J., Arnold, C.P. ve Harker, B.J., (1983), *Computer Modelling of Electrical Power Systems*, John Wiley & Sons, Norwich.
- Arrillaga, J., Bradley, D.A. ve Bodger, P.S., (1985), *Power System Harmonics*, John Wiley & Sons, Norwich.
- Arrillaga, J. ve Arnold, C.P., (1990), *Computer Analysis of Power Systems*, John Wiley & Sons, Essex.
- Arrillaga, J. ve Callaghan, C.D., (1991), "Three Phase AC-DC Load and Harmonic Flows", *IEEE Trans. on Power Delivery*, 6(1): 238-244.
- Arrillaga, J., Smith, B.C., Watson, N.R. ve Wood, A.R., (1997), *Power System Harmonic Analysis*, John Wiley & Sons.
- Badawy, E.H., Said, M.M. ve Nour, H.I., (1982a), "Inductive Unbalance in Power Systems with Untransposed Transmission Lines", *Electric Power Systems Research*, 5: 199-206.
- Badawy, E.H., Said, M.M. ve Nour, H.I., (1982b), "Electromagnetic Unbalance in Power Systems with Untransposed Transmission Lines", *Electric Power Systems Research*, 5: 253-258.
- Berman, A. ve Xu, W., (1998), "Analysis of Faulted Power Systems by Phase Coordinates", *IEEE Trans. on Power Delivery*, 13 (2): 587-595.
- Birt, K.A., Graffy, J.J., McDonald, J.D. ve El-Abiad, A.H., (1976), "Three-Phase Load Flow Program", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, 95: 59-65.
- Bowman, W.I. ve McNamee, J.M., (1964), "Development of Equivalent PI and T Matrix Circuits for Long Untransposed Transmission Lines", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems PAS*84: 625-632.
- Boylestad, R.L., (1987), *Introduction to Circuit Analysis*, Merril Publishing Company.
- Broadwater, R.P., Chandrasekaran, A., Huddleston, C.T. ve Khan, A.H., (1988), "Power Flow Analysis of Unbalanced Multiphase Radial Distribution Systems", *Electric Power Systems Research*, 14: 23-33.

Brown, P.J. ve Tunçay, R.N., (1989), "Güç Sistemi Harmoniklerinin Bilgisayar Destekli Analizi ve Ölçülmesi", Elektrik Mühendisliği III. Ulusal Kongresi, İ.T.Ü, İstanbul, 3(1): 75-78.

Chen, M.S. ve Dillon, W.E., (1974), "Power System Modeling", IEEE Proc. 62(7): 901-915.

Chen, B.K., Chen, M.S., Shoults, R.R. ve Liang C.C., (1990), "Hybrid Three Phase Load Flow", Proc. IEEE, 137(3): 177-185.

Chen, T.H., Chen, M.S., Inoue, T., Kotas, P. ve Chebli, E.A., (1991), "Three-Phase Cogenerator and Transformer Models for Distribution System Analysis", IEEE Trans. on Power Delivery, 6(4): 1671-1681.

Chen, T.H. ve Kuo, H.Y., (1995), "Network Modelling of Traction Substation Transformers for Studying Unbalance Effects", IEE Proc. Generation Transmission and Distribution, 142 (2): 103-108.

Chen, Y.T. ve Hong, Y.Y., (1996), "Three-Phase Optimal Harmonic Load Flow", IEE Proc.-Generation, Transmission and Distribution, 143(4): 321-328.

Chen, B.K. ve Guo, B.S., (1996), "Three Phase Models of Specially Connected Transformers", IEEE Trans. on Power Delivery, 11(1): 323-330.

CIGRE Working Group 36-05, (1981), "Harmonics, Characteristic Parameters, Methods of Study, Estimates of Existing Values in the Network", Electra, 77: 35-54.

Clinker, C.R., (1914), "Harmonic Voltage and Currents in Y and Delta Connected Transformers, Trans. AIEE, 33: 723-734.

Curtis, L., (1914), "The Effect of Delta and Star Connection upon Transformer Wave Forms", Trans. AIEE, 33: 1273-1282.

Coates, R. ve Brewer, G.L., (1974), "The Measurement and Analysis of Waveform Distortion Caused by a Large Multi-Furnace Arc-Furnice Installation", IEE Conf. Publ., 110: 135-143.

Cohen, J., Leon F. ve Hernandez, L.M., (1999), "Physical Time Domein Representation of Powers in Linear and Nonlinear Electrical Circuits", IEEE Trans. on Power Delivery, 14(4): 1240-1249.

Cox, M.D. ve Baghzouz, Y., (1990), "A Review of Powers According to the IEEE Standart Dictionary", IEEE Tutorial Course (Nonsinusoidal Situations: Effects on the Performance of Meters and Definitions of Power) Text, 31-36.

Czarnecki, L.S., (1983), "Additional Discussion to "On the Definition of Reactive Power Under Nonsinusoidal Conditions", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS102, 1023-1024.

Czarnecki, L.S., (1984), Considerations on the Reactive Power in Nonsinusoidal Situations", IEEE Trans. on Instr. Meas. 34(3): 399-404.

Czarnecki, L.S., (1987), "What is Wrong with the Budeanu Concept of Reactive and Distortion Power and Why It Should be Abandoned", IEEE Trans. on Instrument Meas. 36(3): 834-837.

Czarnecki, L.S., (1990), "Comparison of Power Definitions for Circuits with Nonsinusoidal Waveforms", IEEE Tutorial Course (Nonsinusoidal Situations: Effects on the Performance of Meters and Definitions of Power) Text, 43-50.

Czarnecki, L.S., (1991), "Scattered and Reactive Current, Voltage and Power in Circuits with Nonsinusoidal Waveforms and Their Compensation", IEEE Trans. on Instr. and Measurement, 40(3): 563-567.

Czarnecki, L.S., (1993), "Power Factor Improvement of Three-Phase Unbalanced Loads with Non-Sinusoidal Supply Voltage", Eup. Trans. on Electric Power, ETEP, 3(1): 67-73.

Czarnecki, L.S., (1996), "Comments on Active Power Flow and Energy Accounts in Electrical Systems with Nonsinusoidal Waveforms and Asymmetry", IEEE Trans. on Power Delivery, 11(3): 1244-1250.

Çakır, H., (1989), Enerji İletimi, Yıldız Teknik Üniversitesi, İstanbul

Densem, T.J., Bodger, P.S. ve Arrillaga, J., (1984), "Three-Phase Transmission System Modelling for Harmonic Penetration Studies", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems PAS 103 (2): 310-317.

Dewan, S.B., Segsworth, R.S. ve Biringer, P.P, (1970), "Input Filter Design with Static Power Converters", IEEE Trans. on Indust. and Gen. Appl. 6 (4): 378-383.

Dommel, H.W., Yan, A. ve Wei, S., (1986), "Harmonics from Transformer Saturation", IEEE Trans. on Power Systems, 1(2):209-215.

Dugan, R.C., McGranaghan, M.F. ve Beaty, H.W., (1996), Electrical Power Systems Quality, McGraw-Hill.

El-Abiad, A.H. ve Tarsi, D.C., (1967), "Load Flow Solution of Untransposed EHV Networks", IEEE PICA, Pittsburgh, (U.S.A.), 377-384.

Emanuel, A.E. ve Wang, X., (1985), "Estimation of Loss of Life of Power Transformers Supplying Nonlinear Loads", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS 104(3): 628-636).

Emanuel, A.E., (1990), "Powers in Nonsinusoidal Situations a Review Definitions and Physical Meaning", IEEE Trans. on Power Delivery, 5(3):1377-1389.

Emanuel, A.E. ve Czarnecki, L.S., (1990), "Power Components in a System with Sinusoidal and Nonsinusoidal Voltage and/or Currents", IEE Proc. 137(3): 194-196.

Emanuel, A.E., (1993), "Apparent and Reactive Powers in Three-Phase Systems: in Search of a Physical Meaning and a Better Resolution", Eup. Trans. on Electric Power, ETEP, 3(1): 7-14

Emanuel, A.E., (1999), "Apparent Power Definitions for Three-Phase Systems", IEEE Trans. on Power Delivery, 14(3): 767-772.

EPRI report EL-2583, (1982), "HVDC-AC System Interaction from AC Harmonics, 1: "Harmonic Impedance Calculations".

Ergeneli, A., (1984), Elektrikte Laplace Dönüşümü ve Fourier Analizi, Kipaş Dağıtımçılık, İstanbul.

Faria, J.A.B. ve Mendez, J.H.B., (1997), "Modal Analysis of Untransposed Bilateral Three-Phase Lines-A Perturbation Approach-", IEEE Trans. on Power Delivery, 12 (1): 497-504.

Ferrero, A. ve Furga, G.S., (1991), "A New Approach to the Definition of Power Components in Three-Phase Systems Under Nonsinusoidal Conditions", IEEE Trans. on Instr. and Measurement, 40(3): 568-577.

Filipski, P.S. ve Arseneau, R., (1990), "Definitions and Measurement of Apparent Power Under Distorted Waveform Conditions", IEEE Tutorial Course (Nonsinusoidal Situations: Effects on the Performance of Meters and Definitions of Power) Text, 37-42.

Filipski, P.S., (1991), "Polyphase Apparent Power and Power Factor Under Distorted Waveform Conditions", IEEE Trans. on Power Delivery, 6(3): 1161-1165.

Filipski, P.S. ve Labaj, P.W., (1992), "Evaluation of Reactive Power Meters in the Presence of High Harmonic Distortion", IEEE Trans. on Power Delivery, 7(4): 1793-1799.

Forrest, J.A.C., (1991), "Harmonic Load Losses in HVDC Converter Transformers", IEEE Trans. on Power Delivery, 6(1): 153-157.

Galloway, R.H., (1964), "Calculation of Electrical Parameters of for Short and Long Polyphase Transmission Lines", Proc. IEE, 111(2): 2051-2059.

Garcia, A.V. ve Zago, M.G., (1996), "Three-Phase Fast Decoupled Power Flow for Distribution Networks", IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution, 143(2): 188-192.

Girgis, A.A. ve Makram, E.B., (1990), "A Frequency-Domain Z-Bus Algorithm Utilizing Symmetrical Components for Transient Analysis during capacitor Switching", Electric Power Systems Research, 18: 161-168.

Glinkowski, M.T. ve Estergalyos, J., (1996a), "Transient Modeling of Electromechanical Relays Part I: Armature Type Overcurrent Relays", IEEE Trans. on Power Delivery, 11(2): 763-770.

Glinkowski, M.T. ve Estergalyos, J., (1996b), "Transient Modeling of Electromechanical Relays Part II: Plunger Type 50 Relays", IEEE Trans. on Power Delivery, 11(2): 771-782.

Gonzales, D.A. ve McCall, J.C., (1987), "Design of Filters to Reduce Harmonic Distortion in Industrial Power Systems", IEEE Trans. Ind. Appl., 23(3): 504-511.

Gorman, M.J. ve Grainger, J.J., (1992a), "Transformer Modelling for Distribution System Studies Part I: Linear Modelling Basics", IEEE Trans. on Power Delivery, 7(2): 567-574.

- Gorman, M.J. ve Grainger, J.J., (1992b), "Transformer Modelling for Distribution System Studies Part II: Addition of Models to Ybus and Zbus", IEEE Trans. on Power Delivery, 7 (2): 575-580.
- Grady, W.M., (1983), Harmonic Power Flow Studies, Ph. D. Thesis, Purdue University (U.S.A.).
- Grady, W.M. ve Heydt, G.T., (1985), "Prediction of Power System Harmonics due to Gaseous Discharge Lighting", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 97:1935-1945.
- Gross, E.T.B. ve Weston, A.H., (1951), "Transposition of High Voltage Overhead Lines and Elimination of Electrostatic Unbalance to Ground", AIEE Trans., 70: 1837-1844.
- Gross, E.T.B., Drinnan, J.H., ve Jochum, E., (1959), "Electromagnetic Unbalance of Untransposed Transmission Lines", AIEE Trans., 78: 1362-1371.
- Harker, B.J. ve Arrillaga, J., (1979), "3-Phase A.C/D.C. Load Flow", IEE Proc. 126(12): 1275-1281.
- Herrick, P.R., (1980), Mathematical Models for High Intensity Discharge Lamps, IEEE Trans on Industry App., 16: 648-654.
- Hesse, M.H., (1965), "Circulating currents in Parallel Untransposed Multicircuit Lines", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 83: 803-820.
- Heydt, G.T. ve Grady, W.M., (1984), "Distributed Rectifier Loads in Electric Power Systems", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS 103 (9): 2452-2459.
- Heydt, G.T., Kish, D.J., Holcomb, F. ve Hill, Y., (1991), "A Methodology for Assesment of Harmonic Impact and Compliance with Standarts for Distribution Systems", IEEE Trans. on Power Delivery, 6(4): 1748-1754.
- Hong, Y.Y. ve Chen, Y.T., (1996), "Three-Phase Optimal Harmonic Power Flow", IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution, 143 (4): 321-328.
- Horton, W.F. ve Goldberg, S., (1985), "The Effect of Harmonics on the Operating Points of Electromechanical Relays", IEEE TRans. on Power Apparatus and Systems, PAS-104(5): 1178-1188.
- Hwang, M.S., Grady, W.M. ve Sanders, H.W., (1987), "Distribution transformer Winding Losses due to Nonsinusoidal Currents, IEEE Trans. on Power Delivery, 2(1): 140-146.
- Hwang, M.S., Grady, W.M. ve Sanders, H.W., (1988), "Calculation of Winding Temperatures in Distribution Transformers Subjected to Harmonic Currents", IEEE Trans. on Power Delivery, 3(3): 1074-1079.
- IEC 1000-4-7, (1991), "Part 4: Testing and Measurement Techniques- General on Harmonics Measurement and Instrumentation for Power Supply Systems and Equipment", Section:7, 17-57.

IEEE Wave Distortion on Consumer's Interconnection Working Group, (1984), "The Impact of Sine-Wave Distortion on Protective Relays", IEEE Trans. on Industry App., 20(2): 335-343.

IEEE Working Group on Power System Harmonics, (1983), "Power Systems Harmonics: An Overview", IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, PAS 102(8): 2455-2460.

IEEE Working Group on Nonsinusoidal Situations (1996), "Practical Definitions for Powers in Systems with Nonsinusoidal Waveforms and Unbalanced Loads: A Discussion", IEEE Trans. on Power Delivery, 11(1): 79-101.

IEEE Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, (1996a), "Modeling and Simulation of Propagation of Harmonics in Electric Power Networks Part I : Concepts, Models and Simulation Techniques", IEEE Trans. on Power Delivery, 11(1): 452-460.

IEEE Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, (1996b), "Modeling and Simulation of Propagation of Harmonics in Electric Power Networks Part II : Sample Systems and Examples", IEEE Trans. on Power Delivery, 11(1): 466-474.

Jahn, H.H. ve Kauferle, J., (1974), "Measuring and Evaluating Current Fluctuations of Arc-Furnaces", IEE Conf. Publ., 110:105-109.

Kerszenbaum, I., Mazur, A., Mistry, M. ve Frank, J., (1991), "Specifying Dry-Type Distribution Transformers for Solid-State Applications", IEEE Transactions on Industry Applications, 27(1):173-178.

Kimbark, E.W., (1971), Direct Current Transmission, Vol 1, Wiley-Interscience.

Kocatepe, C., "Sinüsoidal Olmayan Yükleri İçeren Enerji Sistemlerinde Harmonik Yük Akışı Analizi ve Simulasyonu", Doktora Tezi, (1995), Yıldız Teknik Üniversitesi, İstanbul.

Kocatepe, C., Yumurtacı, R. ve Demir, A., (1997), "The Analysis of harmonic Effects on Low-Voltage Systems Including Nonlinear Loads", Arab Electricity '97 International Conference, 3-5 March, Manama-Bahreyn.

Kreysing, E., (1966), Advanced Engineering Mathematics, 2nd edition, John Wiley.

Krishnaswamy, S., (1996), "On Separating Customer and Supply Side Harmonic Contributions", IEEE Trans. on Power Delivery, 11 (2): 1003-1012.

Kusters, N.L. ve Moore, W.J.M., (1980), "On the Definition of Reactive Power Under Non-sinusoidal Conditions", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS99(5): 1845-1854.

Lander, C.W. (1981), Power Electronics, McGraw-Hill Book Company Limited, Michigan.

Lawrence, R.F. ve Povejsil, D.J., (1952), "Determination of Inductive and Capacitive Unbalance for Untransposed Transmission Lines", 71: 547-556.

Laughton, M.A., (1968), "Analysis of Unbalanced Polyphase Networks by the Method of Phase Co-ordinates, Part 1. System Representation in Phase Frame of Reference", IEE Proc., 115 (8): 1163-11725.

Laughton, M.A., (1969), "Analysis of Unbalanced Polyphase Networks by the Method of Phase Co-ordinates, Part 2. Fault Analysis", IEE Proc., 116 (5): 857-865.

Laughton, M.A. ve Saleh, A.O.M., (1980), "Unified Phase-Coordinate Load-Flow and Fault Analysis of Polyphase Networks", Electrical Power & Energy Systems 2 (4): 181-192.

Li, J.C. ve Wu, Y.P., (1990), "A Distributed Circuit Model for Three-Phase Transposed and Untransposed Lines", Electric Power Systems Research, 19: 187-194.

Linden, W.P., (1996), "Transformer Design and Application considerations for Nonsinusoidal Load Currents", IEEE Transactions on Industry Applications, 12:633-645.

Linders, J.R., (1979), "Electric Wave Distortion: Their Hidden Cost and Containment", IEEE Trans. on Ind. App. 15 (5): 453-458.

Mahmoud, A.A. ve Shultz, R.D., (1982), "A Method for Analysing Harmonic Distribution in A.C. Power Systems", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS 101 (6): 1815-1824.

McGranaghan, M.F., Dugan, R.C., King, J.A. ve Jewell, W.T., (1984), "Distribution Feeder Harmonic Study Methodology", IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, PAS 103 (12): 3663-3666.

Makram, E.B., Bou-Rabee, M.A. ve Girgis, A., (1987), Three-Phase Modelling of Unbalanced Distribution Systems during Open Conductors and/or Shunt Fault Conditions Using the Bus Impedance Matrix", Electric Power Systems Research, 13: 173-183.

Makram, E.B. ve Girgis, A.A., (1988), "A Generalized Computer Technique for the Development of a Three-Phase Impedance Matrix for Unbalanced Distribution Systems", Electric Power Systems Research, 15: 41-50.

Makram, E.B. ve Girgis, A.A., (1989a), "Development of a Three-Phase Bus Impedance Matrix in the Complex Frequency Domain for Transient Analysis in Unbalanced Distribution Systems", Electric Power Systems Research, 16: 183-193.

Makram, E.B. ve Girgis, A.A., (1989b), "A Fault-Induced Transient Analysis of Unbalanced Distribution Systems with Harmonic Distortion", Electric Power Systems Research, 17: 89-99

Makram, E.B., Thompson, R.L. ve Girgis, A.A., (1989c), "Effects of Transformer Models on the Voltage Variation of an Unbalanced Distribution System in the Presence of Harmonic Distortion", Electric Power Systems Research, 17: 199-207.

Makram, E.B., Zambrano, V.O., Harley, R.G. ve Balda, J.C., (1989d), "Three-Phase Modeling for Transient Stability of Large Scale Unbalanced Distribution Systems", IEEE Trans. on Power Systems, 4 (2): 487-493.

Makram, E.B. ve ,Girgis, A.A., (1990), "A new Method in Teaching Power System Harmonics in the Undergraduate Power Curriculum", IEEE Trans. on Power Systems, 5: 1407-1412.

Makram, E.B., Wrigght, C.L. ve Girgis, A.A., (1992), "A Harmonic Analysis of the Induction Watthour Meter's Registration Error", IEEE Trans. on Power Delivery, 7(3): 1080-1088.

Magnusson, P.C., (1965), *Transmission Lines and Wave Propagation*, Allyn and Bacon, Boston.

Masoum, M.A.S., (1991), *Generation and Propagation of Harmonics in Power System Feeders Containing Nonlinear Loads*, Ph. D. Thesis, Department of Electrical and Computer Engineering of University of Colorado, U.S.A.

Mayordomo, J.G., Beites, F. ve Zabala, L., (1998), "A Contribution for Modeling Controlled and Uncontrolled AC/DC Converters in Harmonic Power Flows", *IEEE Trans. on Power Delivery*, 13 (4): 1501-1508.

McGranaghan, M.F., Dugan, R.C., King, J.A. ve Jewell, W.T., (1984), "Distribution Feeder Harmonic Study Methodology", *IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems*, PAS103: 3663-3671.

McPherson, G. Ve Laramore, R.D., (1990), *An Introduction to Electrical Machines and Transformers*, John Wiley & Sons, Singapoure.

Martinon, J., Fauquembergue, P., Lachaume, J. ve Meunier, M., (1996), "A New Statistical Approach of Harmonic Propagation in Transmission Systems", *IEEE Trans. on Power Delivery*, 11 (2): 1032-1038.

Mielczarski, M., Lawrance, W.B. ve Szczepanik, J., (1999), "Field Tests of a Filter to Reduce Harmonic Currents in a Three Phase Fluorescent Lamp System", *IEEE Trans. on Power Delivery*, 14(3): 1002-1007.

Miller, A.J.V., ve Dewe, M.B., (1992), "Multichannel Continuous Harmonic Analysis in Real-Time", *IEEE Trans. on Power Delivery*, 7: 1813-1819.

Page, C.H., (1980), "Reactive Power in Nonsinusoidal Situations", *IEEE Trans. on Instr. And Meas.* 29(4): 420-426.

Phadke, A.G. ve Harlow, J.H., (1968), "Generation of Abnormal Harmonics in High-voltage a.c.-d.c. Power Systems", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, PAS 87: 873-882.

Phipps, J.K. ve Nelson, J.P., (1993), "A Harmonic Distortion Control Technique Applied to six-Pulse Bridge Converters", *IEEE Trans. on Industry Appl.* 29 (3): 616-624.

Pileggi, D.J., Chandra, N.H. ve Emanuel, A.E., (1981), "Prediction of Harmonic Voltages in Distribution Systems", *IEEE Trans. on Power App. And Systems* Pas 100 (3): 1307-1315.

Read, J.C., (1945), "The Calculation of Rectifier and Inverter Performance Characteristic", *IEE, PtII.* 92, 495-503.

Reeve, J. ve Krishnayya, P.C.S., (1968), "Unusual Current Harmonics Arising from High-Voltage d.c. Transmission", *Proc. IEEE Trans.*, 1968, *IEEE Trans.* PAS 87: 883-893.

Rios, S., Castaneda, R. ve Veas, D., (1996), "Harmonic Distortion and Power Factor Assesment in City Street Gas Discharge Lamps", *IEEE Trans. on Power Delivery*, 11(2): 1013-1020.

Sainz, L. ve Pedra, J., (1995), "Infeasible Harmonic Power Flow Study Solutions", IEEE Trans. on Power Delivery, 10(3): 1621-1627.

Saleh, A.O.M., Laughton, M.A. ve Stone, G.T., (1985), "M- to N-phase Transformer Models in Phase Co-ordinates", IEE Proc., 132 (1): 41-48.

Sharon, D., (1996), "Power Factor Definitions and Power Transfer Quality in Nonsinusoidal Situations", IEEE Trans. on Instr. and Meas., 45(3): 1996.

Shepherd, W. ve Zand, P., (1978), Energy Flow and Power Factor in Nonsinusoidal Circuits, Cambridge University Press, London.

Shuter, T.C., Vollkommer, H.T. ve Kirkpatrick, T.L., (1989), "Survey of Harmonic Levels on the American Electric Power Distribution System", IEEE Trans. on Power Delivery, 4(4): 2204-2213.

Song, W., Heydt, G.T. ve Grady, W.M., (1984), "The Integration of HVDC Subsystems into the Harmonic Power Flow Algorithm", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems PAS103 (8): 1953-1961.

Stevenson, W.D., (1982), Elements of Power System Analysis, McGraw-Hill Ltd., 1982.

Tavares, M.C., Pissolato, J. ve Portela, C.M., (1999), "Mode Domain Multiphase Transmission Line Model –Use in Transient Studies", IEEE Trans. on Power Delivery, 14 (4): 1533-1544.

Thunberg, E. ve Söder, L., (1999), "A Norton Approach to Distribution Network Modeling for Harmonic Studies", IEEE Trans. on Power Delivery, 14(1): 272-277.

Wasley, R.G. ve Slash, M.A., (1974), "Newton-Raphson Algorithm for Three-Phase Load Flow", Proc., IEE, 121 (7): 630-638.

Waymouth, J.F., (1971), Electric Discharge Lamps, M.I.T. Press.

Wedepohl, L.M., (1963), "Application of Matrix Methods to the Solution of Travelling Wave Phenomena in Polyphase Systems", Proc. IEE, 110: 2200-2212.

Wedepohl, L.M., Nguyen, H.V. ve Irwin, G.D., (1996), "Frequency-Dependent Transformation Matrices for Untransposed Transmission Lines using Newton-Raphson Method", IEEE Trans. on Power Systems, 11 (3): 1538-1546.

Valcarcel, M. ve Mayordomo, J.G., (1993), "Harmonic Power Flow for Unbalanced Systems", IEEE Trans. on Power Delivery, 8(4): 2052-2059.

Xia, D. ve Heydt, G.T., (1982a), "Harmonic Power Flow Studies Part I – Formulation and Solution" IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS 101 (6): 1257-1265.

Xia, D. ve Heydt, G.T., (1982b), "Harmonic Power Flow Studies Part II – Implementation and Practical Application, PAS 101 (6): 1266-1270.

Yumurtacı, R., Uzunoğlu, M. ve Kocatepe, C., (1996), "Design of Artificial Neural Networks for Nonsinusoidal Waveform Analysis", I.Symposium on Mathematical & Computational Applications, 19-21 Nov. 1996, Manisa, 144-149.

Yumurtacı, R., Kocatepe, C. ve Selamoğulları, U.S., (1997), "Sinüsoidal Olmayan Elektriksel Büyüklüklerin Transformatör Üzerindeki Etkisinin İncelenmesi", Bursa IV. Elektromekanik Sempozyumu (ELMEKSEM'97), 17-21 Aralık 1997, Bursa, 322-325.

Yumurtacı, R., Kocatepe, C., Uzunoğlu, M., Selamoğulları, U.S. ve Demir, A., (1998), "The Analysis of Harmonic Load Flow in the Low-Voltage Ring Networks", PEMC'98 8th International Power Electronic & Motion Control Conference, 8-10 September 1998, Prague, 6: 194-198.

Zhang, X.P. ve Chen, H., (1994), "Asymmetrical Three-Phase Load-Flow Study Based on Symmetrical Component Theory", IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution, 141 (3): 248-252.

Zimmerman, R.D. ve Chiang, H.D., (1995), "Fast Decoupled Power Flow for Unbalanced Radial Distribution Systems", IEEE Trans. on Power Systems, 10 (4): 2045-2052.



EK – 1

SAYISAL UYGULAMA SONUÇLARI

Çalışma Durumu : MOD1**BARA GERİLİMLERİ VE FAZ AÇILARI**

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
1	1	0.9747238	0.9747238	0.9747238
1	2	0.9709009	0.9709009	0.9709009
1	3	0.9977992	0.9977992	0.9977992
1	4	0.9840062	0.9840062	0.9840062
1	5	0.9879490	0.9879490	0.9879490
1	6	0.9406727	0.9406727	0.9406727
1	7	0.9205053	0.9205053	0.9205053
1	8	0.9431206	0.9431206	0.9431206
1	9	0.9781393	0.9781393	0.9781393
1	10	0.9352301	0.9352301	0.9352301
1	11	0.9229398	0.9229398	0.9229398
1	12	1.0000000	1.0000000	1.0000000
1	13	1.0000000	1.0000000	1.0000000
1	14	1.0000000	1.0000000	1.0000000
1	15	1.0000000	1.0000000	1.0000000
1	16	1.0000000	1.0000000	1.0000000
1	17	0.9397964	0.9397964	0.9397964
1	18	0.9708976	0.9708976	0.9708976
1	19	1.0220680	1.0220680	1.0220680
1	20	1.0504618	1.0504618	1.0504618
1	21	1.0056636	1.0056636	1.0056636
1	22	1.0286346	1.0286346	1.0286346
1	23	1.0450440	1.0450440	1.0450440

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
1	1	-5.4883938	-125.4883938	114.5116062
1	2	-6.3070586	-126.3070586	113.6929414
1	3	-2.9189073	-122.9189073	117.0810927
1	4	-4.6539722	-124.6539722	115.3460278
1	5	-4.4834048	-124.4834048	115.5165952
1	6	-6.9603243	-126.9603243	113.0396757
1	7	-8.4963562	-128.4963562	111.5036438
1	8	-7.3158239	-127.3158239	112.6841761
1	9	-5.4461788	-125.4461788	114.5538212
1	10	-7.8810395	-127.8810395	112.1189605
1	11	-7.9087575	-127.9087575	112.0912425
1	12	-2.7432972	-122.7432972	117.2567028
1	13	-4.5363866	-124.5363866	115.4636134
1	14	-1.1959830	-121.1959830	118.8040170
1	15	-2.9068899	-122.9068899	117.0931101
1	16	-3.3403236	-123.3403236	116.6596764
1	17	-8.5862407	-128.5862407	111.4137593
1	18	-7.8183148	-127.8183148	112.1816852
1	19	0.0607558	-119.9392442	120.0607558
1	20	-1.8081848	-121.8081848	118.1918152
1	21	1.6538473	-118.3461527	121.6538473
1	22	-0.1207516	-120.1207516	119.8792484
1	23	0.0000000	-120.0000000	120.0000000

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
3	1	0.0036348	0.0036348	0.0036348
3	2	0.0038871	0.0038871	0.0038871
3	3	0.0013465	0.0013465	0.0013465
3	4	0.0037887	0.0037887	0.0037887
3	5	0.0041204	0.0041204	0.0041204
3	6	0.0039559	0.0039559	0.0039559
3	7	0.0097862	0.0097862	0.0097862
3	8	0.0140473	0.0140473	0.0140473
3	9	0.0116675	0.0116675	0.0116675
3	10	0.0083683	0.0083683	0.0083683
3	11	0.0076550	0.0076550	0.0076550
3	12	0.0018739	0.0018739	0.0018739
3	13	0.0017678	0.0017678	0.0017678
3	14	0.0006124	0.0006124	0.0006124
3	15	0.0017231	0.0017231	0.0017231
3	16	0.0016531	0.0016531	0.0016531
3	17	0.0324922	0.0324922	0.0324922
3	18	0.0497752	0.0497752	0.0497752
3	19	0.0000019	0.0000019	0.0000019
3	20	0.0000018	0.0000018	0.0000018
3	21	0.0000006	0.0000006	0.0000006
3	22	0.0000017	0.0000017	0.0000017
3	23	0.0000017	0.0000017	0.0000017

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
3	1	-137.4685423	-137.4685423	-137.4685423
3	2	-138.0519617	-138.0519617	-138.0519617
3	3	-136.1830433	-136.1830433	-136.1830433
3	4	-137.6499232	-137.6499232	-137.6499232
3	5	-136.9173114	-136.9173114	-136.9173114
3	6	-137.3328816	-137.3328816	-137.3328816
3	7	-139.5583756	-139.5583756	-139.5583756
3	8	-139.7954304	-139.7954304	-139.7954304
3	9	-138.3883519	-138.3883519	-138.3883519
3	10	-139.3036680	-139.3036680	-139.3036680
3	11	-139.0504251	-139.0504251	-139.0504251
3	12	-136.9173117	-136.9173117	-136.9173117
3	13	-138.0519620	-138.0519620	-138.0519620
3	14	-136.1830440	-136.1830440	-136.1830440
3	15	-137.6499235	-137.6499235	-137.6499235
3	16	-137.4685426	-137.4685426	-137.4685426
3	17	-138.9230179	-138.9230179	-138.9230179
3	18	-136.5251849	-136.5251849	-136.5251849
3	19	-136.9173121	-136.9173121	-136.9173121
3	20	-138.0519624	-138.0519624	-138.0519624
3	21	-136.1830454	-136.1830454	-136.1830454
3	22	-137.6499239	-137.6499239	-137.6499239
3	23	-137.4685430	-137.4685430	-137.4685430

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
5	1	0.0045060	0.0045060	0.0045060
5	2	0.0044996	0.0044996	0.0044996
5	3	0.0029387	0.0029387	0.0029387
5	4	0.0043787	0.0043787	0.0043787
5	5	0.0048025	0.0048025	0.0048025

5	6	0.0045804	0.0045804	0.0045804
5	7	0.0065438	0.0065438	0.0065438
5	8	0.0080110	0.0080110	0.0080110
5	9	0.0072896	0.0072896	0.0072896
5	10	0.0060606	0.0060606	0.0060606
5	11	0.0058542	0.0058542	0.0058542
5	12	0.0030021	0.0030021	0.0030021
5	13	0.0028128	0.0028128	0.0028128
5	14	0.0018371	0.0018371	0.0018371
5	15	0.0027372	0.0027372	0.0027372
5	16	0.0028168	0.0028168	0.0028168
5	17	0.0238519	0.0238519	0.0238519
5	18	0.0400111	0.0400111	0.0400111
5	19	0.0000015	0.0000015	0.0000015
5	20	0.0000014	0.0000014	0.0000014
5	21	0.0000009	0.0000009	0.0000009
5	22	0.0000014	0.0000014	0.0000014
5	23	0.0000014	0.0000014	0.0000014

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
5	1	-169.1460933	-49.1460934	70.8539066
5	2	-169.6330540	-49.6330540	70.3669459
5	3	-168.0656157	-48.0656157	71.9343842
5	4	-169.1555133	-49.1555133	70.8444867
5	5	-168.6651748	-48.6651748	71.3348251
5	6	-168.9502999	-48.9503000	71.0496999
5	7	-170.8569071	-50.8569072	69.1430928
5	8	-171.3021812	-51.3021813	68.6978186
5	9	-169.7677469	-49.7677470	70.2322530
5	10	-170.5631785	-50.5631786	69.4368213
5	11	-170.2602171	-50.2602172	69.7397828
5	12	-168.6651748	-48.6651748	71.3348251
5	13	-169.6330540	-49.6330540	70.3669459
5	14	-168.0656157	-48.0656157	71.9343842
5	15	-169.1555133	-49.1555133	70.8444867
5	16	-169.1460934	-49.1460934	70.8539066
5	17	-170.7237245	-50.7237246	69.2762754
5	18	-167.1699509	-47.1699509	72.8300491
5	19	-168.6651747	-48.6651748	71.3348251
5	20	-169.6330539	-49.6330540	70.3669459
5	21	-168.0656156	-48.0656157	71.9343841
5	22	-169.1555132	-49.1555133	70.8444866
5	23	-169.1460933	-49.1460934	70.8539065

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
7	1	0.0034556	0.0034556	0.0034556
7	2	0.0034511	0.0034511	0.0034511
7	3	0.0022541	0.0022541	0.0022541
7	4	0.0033582	0.0033582	0.0033582
7	5	0.0036829	0.0036829	0.0036829
7	6	0.0035127	0.0035127	0.0035127
7	7	0.0050183	0.0050183	0.0050183
7	8	0.0061430	0.0061430	0.0061430
7	9	0.0055895	0.0055895	0.0055895
7	10	0.0046480	0.0046480	0.0046480
7	11	0.0044896	0.0044896	0.0044896
7	12	0.0023022	0.0023022	0.0023022

7	13	0.0021574	0.0021574	0.0021574
7	14	0.0014091	0.0014091	0.0014091
7	15	0.0020993	0.0020993	0.0020993
7	16	0.0021602	0.0021602	0.0021602
7	17	0.0182986	0.0182986	0.0182986
7	18	0.0306964	0.0306964	0.0306964
7	19	0.0000012	0.0000012	0.0000012
7	20	0.0000011	0.0000011	0.0000011
7	21	0.0000007	0.0000007	0.0000007
7	22	0.0000010	0.0000010	0.0000010
7	23	0.0000011	0.0000011	0.0000011

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
---------	---------	---------------	---------------	---------------

7	1	159.2963179	39.2963177	-80.7036819
7	2	158.6700071	38.6700069	-81.3299927
7	3	159.9821368	39.9821366	-80.0178631
7	4	159.2850735	39.2850734	-80.7149263
7	5	160.0592445	40.0592444	-79.9407553
7	6	159.6266417	39.6266415	-80.3733581
7	7	157.7575531	37.7575529	-82.2424467
7	8	157.4170120	37.4170118	-82.5829878
7	9	159.3270580	39.3270578	-80.6729418
7	10	157.9888456	37.9888454	-82.0111542
7	11	158.3015178	38.3015176	-81.6984820
7	12	160.0592445	40.0592444	-79.9407553
7	13	158.6700071	38.6700070	-81.3299928
7	14	159.9821368	39.9821366	-80.0178631
7	15	159.2850735	39.2850734	-80.7149263
7	16	159.2963179	39.2963178	-80.7036820
7	17	157.4032633	37.4032632	-82.5967366
7	18	162.1449090	42.1449089	-77.8550907
7	19	160.0592446	40.0592442	-79.9407552
7	20	158.6700072	38.6700068	-81.3299926
7	21	159.9821369	39.9821364	-80.0178630
7	22	159.2850736	39.2850732	-80.7149262
7	23	159.2963180	39.2963176	-80.7036818

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
---------	---------	----------	----------	----------

9	1	0.0015033	0.0015033	0.0015033
9	2	0.0016084	0.0016084	0.0016084
9	3	0.0005572	0.0005572	0.0005572
9	4	0.0015669	0.0015669	0.0015669
9	5	0.0017041	0.0017041	0.0017041
9	6	0.0016358	0.0016358	0.0016358
9	7	0.0040481	0.0040481	0.0040481
9	8	0.0058102	0.0058102	0.0058102
9	9	0.0048240	0.0048240	0.0048240
9	10	0.0034618	0.0034618	0.0034618
9	11	0.0031665	0.0031665	0.0031665
9	12	0.0007750	0.0007750	0.0007750
9	13	0.0007315	0.0007315	0.0007315
9	14	0.0002534	0.0002534	0.0002534
9	15	0.0007126	0.0007126	0.0007126
9	16	0.0006837	0.0006837	0.0006837
9	17	0.0134514	0.0134514	0.0134514
9	18	0.0206074	0.0206074	0.0206074
9	19	0.0000008	0.0000008	0.0000008

9	20	0.0000007	0.0000007	0.0000007
9	21	0.0000003	0.0000003	0.0000003
9	22	0.0000007	0.0000007	0.0000007
9	23	0.0000007	0.0000007	0.0000007

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
9	1	127.7346342	127.7346342	127.7346342
9	2	126.4239179	126.4239179	126.4239179
9	3	127.7444290	127.7444290	127.7444290
9	4	127.5748603	127.5748603	127.5748603
9	5	129.5929102	129.5929102	129.5929102
9	6	128.4931944	128.4931944	128.4931944
9	7	125.8626407	125.8626407	125.8626407
9	8	125.7591059	125.7591059	125.7591059
9	9	129.2318387	129.2318387	129.2318387
9	10	125.9882780	125.9882780	125.9882780
9	11	126.3075125	126.3075125	126.3075125
9	12	129.5929095	129.5929095	129.5929095
9	13	126.4239172	126.4239172	126.4239172
9	14	127.7444267	127.7444267	127.7444267
9	15	127.5748595	127.5748595	127.5748595
9	16	127.7346334	127.7346334	127.7346334
9	17	125.4550361	125.4550361	125.4550361
9	18	131.4557902	131.4557902	131.4557902
9	19	129.5929082	129.5929082	129.5929082
9	20	126.4239158	126.4239158	126.4239158
9	21	127.7444226	127.7444226	127.7444226
9	22	127.5748580	127.5748580	127.5748580
9	23	127.7346319	127.7346319	127.7346319

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
11	1	0.0007398	0.0007398	0.0007398
11	2	0.0007390	0.0007390	0.0007390
11	3	0.0004826	0.0004826	0.0004826
11	4	0.0007190	0.0007190	0.0007190
11	5	0.0007884	0.0007884	0.0007884
11	6	0.0007519	0.0007519	0.0007519
11	7	0.0010746	0.0010746	0.0010746
11	8	0.0013153	0.0013153	0.0013153
11	9	0.0011964	0.0011964	0.0011964
11	10	0.0009953	0.0009953	0.0009953
11	11	0.0009613	0.0009613	0.0009613
11	12	0.0004928	0.0004928	0.0004928
11	13	0.0004620	0.0004620	0.0004620
11	14	0.0003017	0.0003017	0.0003017
11	15	0.0004494	0.0004494	0.0004494
11	16	0.0004625	0.0004625	0.0004625
11	17	0.0039214	0.0039214	0.0039214
11	18	0.0065785	0.0065785	0.0065785
11	19	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	20	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	21	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	22	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	23	0.0000002	0.0000002	0.0000002

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
11	1	96.1346242	-143.8653750	-23.8653761
11	2	95.2038875	-144.7961114	-24.7961126
11	3	96.4059066	-143.5940924	-23.5940937
11	4	96.1186955	-143.8813037	-23.8813047
11	5	97.4220133	-142.5779863	-22.5779873
11	6	96.7089118	-143.2910869	-23.2910885
11	7	94.5509164	-145.4490824	-25.4490835
11	8	94.2916511	-145.7083482	-25.7083489
11	9	97.0626774	-142.9373226	-22.9373233
11	10	94.7389397	-145.2610591	-25.2610603
11	11	95.1217429	-144.8782560	-24.8782572
11	12	97.4220133	-142.5779863	-22.5779873
11	13	95.2038876	-144.7961115	-24.7961126
11	14	96.4059066	-143.5940924	-23.5940937
11	15	96.1186956	-143.8813037	-23.8813047
11	16	96.1346242	-143.8653750	-23.8653761
11	17	93.4673441	-146.5326558	-26.5326560
11	18	100.6925716	-139.3074295	-19.3074295
11	19	97.4220128	-142.5779856	-22.5779876
11	20	95.2038869	-144.7961105	-24.7961128
11	21	96.4059058	-143.5940912	-23.5940941
11	22	96.1186950	-143.8813028	-23.8813050
11	23	96.1346237	-143.8653742	-23.8653764

BARA GERİLİMLERİNE AİT TOPLAM HARMONİK DİSTORSİYONU DEĞERLERİ

Bara No	THDv-a (%)	THDv-b (%)	THDv-c (%)
1	0.7127380	0.7127380	0.7127380
2	0.7312046	0.7312046	0.7312046
3	0.4018066	0.4018066	0.4018066
4	0.7024415	0.7024415	0.7024415
5	0.7650697	0.7650697	0.7650697
6	0.7681288	0.7681288	0.7681288
7	1.4628276	1.4628276	1.4628276
8	1.9398958	1.9398958	1.9398958
9	1.6009318	1.6009318	1.6009318
10	1.2711892	1.2711892	1.2711892
11	1.2064275	1.2064275	1.2064275
12	0.4320667	0.4320667	0.4320667
13	0.4054596	0.4054596	0.4054596
14	0.2427055	0.2427055	0.2427055
15	0.3946893	0.3946893	0.3946893
16	0.4001803	0.4001803	0.4001803
17	4.9405141	4.9405141	4.9405141
18	7.6306245	7.6306245	7.6306245
19	0.0002722	0.0002722	0.0002722
20	0.0002491	0.0002491	0.0002491
21	0.0001334	0.0001334	0.0001334
22	0.0002477	0.0002477	0.0002477
23	0.0002420	0.0002420	0.0002420

HATLAR ARASINDAKİ KAYIP GÜÇ DEĞERLERİ

Harm.No	Hat No	Baralar	Pk-a (p.u.)	Pk-b (p.u.)	Pk-c (p.u.)
1	1	1 9	6.7087926e-006	6.7087926e-006	6.7087926e-006

1	2	1	11	7.6303364e-003	7.6303364e-003	7.6303364e-003
1	3	2	3	2.2633123e-003	2.2633123e-003	2.2633123e-003
1	4	2	7	4.3503666e-003	4.3503666e-003	4.3503666e-003
1	5	2	10	3.4845484e-003	3.4845484e-003	3.4845484e-003
1	6	3	4	1.3636781e-003	1.3636781e-003	1.3636781e-003
1	7	4	6	3.8219058e-003	3.8219058e-003	3.8219058e-003
1	8	4	8	4.1578582e-003	4.1578582e-003	4.1578582e-003
1	9	4	9	1.2027668e-004	1.2027668e-004	1.2027668e-004
1	10	5	6	3.3108167e-003	3.3108167e-003	3.3108167e-003
1	11	5	9	6.5696897e-004	6.5696897e-004	6.5696897e-004
1	12	7	8	1.5663933e-003	1.5663933e-003	1.5663933e-003
1	13	7	10	3.9527064e-004	3.9527064e-004	3.9527064e-004
1	14	8	9	1.8410742e-003	1.8410742e-003	1.8410742e-003
1	15	8	10	1.8518493e-004	1.8518493e-004	1.8518493e-004
1	16	8	11	5.6635261e-004	5.6635261e-004	5.6635261e-004
1	17	10	11	1.2608890e-004	1.2608890e-004	1.2608890e-004
3	1	1	9	6.8997932e-007	6.8997932e-007	6.8997932e-007
3	2	1	11	5.6315378e-007	5.6315378e-007	5.6315378e-007
3	3	2	3	6.9066145e-008	6.9066145e-008	6.9066145e-008
3	4	2	7	7.9100595e-007	7.9100595e-007	7.9100595e-007
3	5	2	10	6.9931599e-007	6.9931599e-007	6.9931599e-007
3	6	3	4	1.4762485e-007	1.4762485e-007	1.4762485e-007
3	7	4	6	6.4540517e-010	6.4540517e-010	6.4540517e-010
3	8	4	8	2.3919943e-006	2.3919943e-006	2.3919943e-006
3	9	4	9	6.6376613e-007	6.6376613e-007	6.6376613e-007
3	10	5	6	4.6083612e-010	4.6083612e-010	4.6083612e-010
3	11	5	9	1.9831538e-006	1.9831538e-006	1.9831538e-006
3	12	7	8	6.3188676e-007	6.3188676e-007	6.3188676e-007
3	13	7	10	4.9780747e-008	4.9780747e-008	4.9780747e-008
3	14	8	9	9.5030613e-008	9.5030613e-008	9.5030613e-008
3	15	8	10	7.9807713e-007	7.9807713e-007	7.9807713e-007
3	16	8	11	9.2848245e-007	9.2848245e-007	9.2848245e-007
3	17	10	11	8.4108746e-009	8.4108746e-009	8.4108746e-009
5	1	1	9	1.8738808e-007	1.8738808e-007	1.8738808e-007
5	2	1	11	1.4377328e-007	1.4377328e-007	1.4377328e-007
5	3	2	3	5.9130182e-008	5.9130183e-008	5.9130184e-008
5	4	2	7	2.1507587e-007	2.1507588e-007	2.1507588e-007
5	5	2	10	1.9222736e-007	1.9222737e-007	1.9222737e-007
5	6	3	4	1.1617789e-007	1.1617789e-007	1.1617789e-007
5	7	4	6	2.1002128e-009	2.1002132e-009	2.1002133e-009
5	8	4	8	6.7945762e-007	6.7945763e-007	6.7945763e-007
5	9	4	9	2.0489959e-007	2.0489960e-007	2.0489960e-007
5	10	5	6	1.8590706e-009	1.8590704e-009	1.8590703e-009
5	11	5	9	4.8756937e-007	4.8756939e-007	4.8756939e-007
5	12	7	8	1.6958952e-007	1.6958952e-007	1.6958952e-007
5	13	7	10	1.3109821e-008	1.3109821e-008	1.3109821e-008
5	14	8	9	2.0959333e-008	2.0959333e-008	2.0959333e-008
5	15	8	10	2.1312385e-007	2.1312386e-007	2.1312385e-007
5	16	8	11	2.3946349e-007	2.3946349e-007	2.3946349e-007
5	17	10	11	1.6241586e-009	1.6241586e-009	1.6241586e-009
7	1	1	9	5.6821448e-008	5.6821452e-008	5.6821444e-008
7	2	1	11	4.3613776e-008	4.3613781e-008	4.3613774e-008
7	3	2	3	1.7930987e-008	1.7930988e-008	1.7930987e-008
7	4	2	7	6.5221625e-008	6.5221631e-008	6.5221623e-008
7	5	2	10	5.8270417e-008	5.8270424e-008	5.8270415e-008
7	6	3	4	3.5228701e-008	3.5228702e-008	3.5228700e-008

7	7	4	6	6.4351980e-010	6.4352011e-010	6.4351982e-010
7	8	4	8	2.0614849e-007	2.0614850e-007	2.0614848e-007
7	9	4	9	6.2128686e-008	6.2128690e-008	6.2128682e-008
7	10	5	6	5.7177344e-010	5.7177318e-010	5.7177336e-010
7	11	5	9	1.4778279e-007	1.4778280e-007	1.4778278e-007
7	12	7	8	5.1417610e-008	5.1417611e-008	5.1417608e-008
7	13	7	10	3.9714570e-009	3.9714573e-009	3.9714569e-009
7	14	8	9	6.6318633e-009	6.6318641e-009	6.6318639e-009
7	15	8	10	6.4617931e-008	6.4617934e-008	6.4617929e-008
7	16	8	11	7.2635714e-008	7.2635717e-008	7.2635712e-008
7	17	10	11	4.9458125e-010	4.9458129e-010	4.9458124e-010

9	1	1	9	1.3522327e-008	1.3522327e-008	1.3522327e-008
9	2	1	11	1.1049018e-008	1.1049018e-008	1.1049018e-008
9	3	2	3	1.3550830e-009	1.3550830e-009	1.3550830e-009
9	4	2	7	1.5509602e-008	1.5509602e-008	1.5509602e-008
9	5	2	10	1.3706879e-008	1.3706879e-008	1.3706879e-008
9	6	3	4	2.8927987e-009	2.8927987e-009	2.8927987e-009
9	7	4	6	1.4083610e-011	1.4083610e-011	1.4083610e-011
9	8	4	8	4.6934769e-008	4.6934769e-008	4.6934769e-008
9	9	4	9	1.3010757e-008	1.3010757e-008	1.3010757e-008
9	10	5	6	1.0752775e-011	1.0752775e-011	1.0752775e-011
9	11	5	9	3.8838596e-008	3.8838596e-008	3.8838596e-008
9	12	7	8	1.2388086e-008	1.2388086e-008	1.2388086e-008
9	13	7	10	9.7542452e-010	9.7542452e-010	9.7542452e-010
9	14	8	9	2.0340272e-009	2.0340272e-009	2.0340272e-009
9	15	8	10	1.5646953e-008	1.5646953e-008	1.5646953e-008
9	16	8	11	1.8213610e-008	1.8213610e-008	1.8213610e-008
9	17	10	11	1.6559038e-010	1.6559038e-010	1.6559038e-010

11	1	1	9	1.0865475e-009	1.0865479e-009	1.0865476e-009
11	2	1	11	8.3481625e-010	8.3481553e-010	8.3481596e-010
11	3	2	3	3.4291116e-010	3.4291102e-010	3.4291110e-010
11	4	2	7	1.2465289e-009	1.2465283e-009	1.2465287e-009
11	5	2	10	1.1132835e-009	1.1132828e-009	1.1132832e-009
11	6	3	4	6.7280092e-010	6.7280081e-010	6.7280087e-010
11	7	4	6	1.2673150e-011	1.2673102e-011	1.2673163e-011
11	8	4	8	3.9447285e-009	3.9447276e-009	3.9447277e-009
11	9	4	9	1.1878500e-009	1.1878503e-009	1.1878501e-009
11	10	5	6	1.1384076e-011	1.1384131e-011	1.1384067e-011
11	11	5	9	2.8218818e-009	2.8218824e-009	2.8218820e-009
11	12	7	8	9.8266769e-010	9.8266804e-010	9.8266758e-010
11	13	7	10	7.5887406e-011	7.5887388e-011	7.5887390e-011
11	14	8	9	1.4309591e-010	1.4309566e-010	1.4309563e-010
11	15	8	10	1.2350579e-009	1.2350581e-009	1.2350577e-009
11	16	8	11	1.3895930e-009	1.3895932e-009	1.3895928e-009
11	17	10	11	9.6223746e-012	9.6223687e-012	9.6223695e-012

NON-LİNEER YÜK AKIMLARI VE FAZ AÇILARI

Harm.No	Bara No	Ia (p.u.)	Ib (p.u.)	Ic (p.u.)
1	17	0.0528437	0.0528437	0.0528437
1	18	0.0307420	0.0307420	0.0307420
3	17	0.0153732	0.0153732	0.0153732
3	18	0.0095292	0.0095292	0.0095292
5	17	0.0079208	0.0079208	0.0079208

5	18	0.0049097	0.0049097	0.0049097
7	17	0.0043413	0.0043413	0.0043413
7	18	0.0026910	0.0026910	0.0026910
9	17	0.0021226	0.0021226	0.0021226
9	18	0.0013157	0.0013157	0.0013157
11	17	0.0005923	0.0005923	0.0005923
11	18	0.0003672	0.0003672	0.0003672

Harm.No	Bara No	gama-a (deg.)	gama-b (deg.)	gama-c (deg.)
---------	---------	---------------	---------------	---------------

1	17	-16.9988795	-136.9988795	103.0011205
1	18	-16.8064154	-136.8064154	103.1935846
3	17	-48.2587221	-48.2587221	-48.2587221
3	18	-45.9549445	-45.9549445	-45.9549445
5	17	-80.4312034	39.5687966	159.5687966
5	18	-76.5915741	43.4084259	163.4084260
7	17	-112.6036848	127.3963152	7.3963153
7	18	-107.2282037	132.7717962	12.7717965
9	17	-144.7761662	-144.7761662	-144.7761662
9	18	-137.8648334	-137.8648334	-137.8648334
11	17	-176.9486473	-56.9486477	63.0513526
11	18	-168.5014617	-48.5014633	71.4985371

iterasyon sayısı

HATA

18

1.2136783e-009

Çalışma Durumu : MOD2

BARA GERİLİMLERİ VE FAZ AÇILARI

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
1	1	0.9747340	0.9747340	0.9747340
1	2	0.9709123	0.9709123	0.9709123
1	3	0.9978037	0.9978037	0.9978037
1	4	0.9840166	0.9840166	0.9840166
1	5	0.9879597	0.9879597	0.9879597
1	6	0.9406839	0.9406839	0.9406839
1	7	0.9205302	0.9205302	0.9205302
1	8	0.9431536	0.9431536	0.9431536
1	9	0.9781642	0.9781642	0.9781642
1	10	0.9352515	0.9352515	0.9352515
1	11	0.9229597	0.9229597	0.9229597
1	12	1.0000000	1.0000000	1.0000000
1	13	1.0000000	1.0000000	1.0000000
1	14	1.0000000	1.0000000	1.0000000
1	15	1.0000000	1.0000000	1.0000000
1	16	1.0000000	1.0000000	1.0000000
1	17	0.9399269	0.9399269	0.9399269
1	18	0.9710852	0.9710852	0.9710852
1	19	1.0220502	1.0220502	1.0220502
1	20	1.0504428	1.0504428	1.0504428
1	21	1.0056561	1.0056561	1.0056561
1	22	1.0286174	1.0286174	1.0286174
1	23	1.0450267	1.0450267	1.0450267
harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
1	1	24.5118631	-95.4881369	144.5118631
1	2	23.6934150	-96.3065850	143.6934150
1	3	27.0816073	-92.9183927	147.0816073
1	4	25.3464464	-94.6535536	145.3464464
1	5	25.5169810	-94.4830190	145.5169810
1	6	23.0401317	-96.9598683	143.0401317
1	7	21.5039532	-98.4960468	141.5039532
1	8	22.6842545	-97.3157455	142.6842545
1	9	24.5539795	-95.4460205	144.5539795
1	10	22.1192942	-97.8807058	142.1192942
1	11	22.0915233	-97.9084767	142.0915233
1	12	-2.7429303	-122.7429303	117.2570697
1	13	-4.5359338	-124.5359338	115.4640662
1	14	-1.1954762	-121.1954762	118.8045238
1	15	-2.9064898	-122.9064898	117.0935102
1	16	-3.3402025	-123.3402025	116.6597975
1	17	51.4142053	-68.5857947	171.4142053
1	18	52.1827681	-67.8172319	172.1827681
1	19	0.0611717	-119.9388283	120.0611717
1	20	-1.8076826	-121.8076826	118.1923174
1	21	1.6543754	-118.3456246	121.6543754
1	22	-0.1203047	-120.1203047	119.8796953
1	23	0.0000000	-120.0000000	120.0000000

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
3	1	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	2	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	3	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	4	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	5	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	6	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	7	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	8	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	9	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	10	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	11	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	12	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	13	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	14	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	15	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	16	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	17	0.0184504	0.0184504	0.0184504
3	18	0.0381231	0.0381231	0.0381231
3	19	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	20	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	21	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	22	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	23	0.0000000	0.0000000	0.0000000

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
3	1	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	2	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	3	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	4	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	5	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	6	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	7	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	8	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	9	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	10	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	11	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	12	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	13	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	14	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	15	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	16	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	17	41.7426160	41.7426160	41.7426160
3	18	44.0483042	44.0483042	44.0483042
3	19	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	20	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	21	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	22	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	23	0.0000000	0.0000000	0.0000000

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
5	1	0.0045067	0.0045067	0.0045067
5	2	0.0045003	0.0045003	0.0045003
5	3	0.0029392	0.0029392	0.0029392
5	4	0.0043794	0.0043794	0.0043794
5	5	0.0048033	0.0048033	0.0048033

5	6	0.0045811	0.0045811	0.0045811
5	7	0.0065448	0.0065448	0.0065448
5	8	0.0080122	0.0080122	0.0080122
5	9	0.0072908	0.0072908	0.0072908
5	10	0.0060615	0.0060615	0.0060615
5	11	0.0058551	0.0058551	0.0058551
5	12	0.0030026	0.0030026	0.0030026
5	13	0.0028132	0.0028132	0.0028132
5	14	0.0018373	0.0018373	0.0018373
5	15	0.0027376	0.0027376	0.0027376
5	16	0.0028172	0.0028172	0.0028172
5	17	0.0238553	0.0238553	0.0238553
5	18	0.0400187	0.0400187	0.0400187
5	19	0.0000015	0.0000015	0.0000015
5	20	0.0000014	0.0000014	0.0000014
5	21	0.0000009	0.0000009	0.0000009
5	22	0.0000014	0.0000014	0.0000014
5	23	0.0000014	0.0000014	0.0000014

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
5	1	160.8573754	-79.1426246	40.8573761
5	2	160.3700835	-79.6299166	40.3700842
5	3	161.9377414	-78.0622587	41.9377419
5	4	160.8479505	-79.1520496	40.8479512
5	5	161.3387883	-78.6612117	41.3387889
5	6	161.0533938	-78.9466062	41.0533955
5	7	159.1461934	-80.8538067	39.1461949
5	8	158.7008950	-81.2991051	38.7008960
5	9	160.2362926	-79.7637075	40.2362934
5	10	159.4399460	-80.5600542	39.4399473
5	11	159.7430226	-80.2569775	39.7430239
5	12	-168.6612118	-48.6612115	71.3387887
5	13	-169.6299165	-49.6299163	70.3700840
5	14	-168.0622588	-48.0622585	71.9377419
5	15	-169.1520496	-49.1520493	70.8479510
5	16	-169.1426246	-49.1426243	70.8573759
5	17	129.2787874	-110.7212127	9.2787875
5	18	132.8352249	-107.1647753	12.8352251
5	19	-168.6612124	-48.6612116	71.3387894
5	20	-169.6299172	-49.6299164	70.3700847
5	21	-168.0622598	-48.0622585	71.9377430
5	22	-169.1520502	-49.1520494	70.8479517
5	23	-169.1426252	-49.1426244	70.8573766

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
7	1	0.0034562	0.0034562	0.0034562
7	2	0.0034517	0.0034517	0.0034517
7	3	0.0022545	0.0022545	0.0022545
7	4	0.0033587	0.0033587	0.0033587
7	5	0.0036835	0.0036835	0.0036835
7	6	0.0035132	0.0035132	0.0035132
7	7	0.0050191	0.0050191	0.0050191
7	8	0.0061439	0.0061439	0.0061439
7	9	0.0055904	0.0055904	0.0055904
7	10	0.0046487	0.0046487	0.0046487
7	11	0.0044903	0.0044903	0.0044903

7	12	0.0023026	0.0023026	0.0023026
7	13	0.0021577	0.0021577	0.0021577
7	14	0.0014093	0.0014093	0.0014093
7	15	0.0020996	0.0020996	0.0020996
7	16	0.0021605	0.0021605	0.0021605
7	17	0.0183013	0.0183013	0.0183013
7	18	0.0307022	0.0307022	0.0307022
7	19	0.0000012	0.0000012	0.0000012
7	20	0.0000011	0.0000011	0.0000011
7	21	0.0000007	0.0000007	0.0000007
7	22	0.0000010	0.0000010	0.0000010
7	23	0.0000011	0.0000011	0.0000011

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
7	1	-170.6988274	69.3011742	-50.6988267
7	2	-171.3256113	68.6743905	-51.3256105
7	3	-170.0131686	69.9868328	-50.0131680
7	4	-170.7100793	69.2899223	-50.7100786
7	5	-169.9351963	70.0648051	-49.9351957
7	6	-170.3681831	69.6318205	-50.3681815
7	7	-172.2381175	67.7618857	-52.2381162
7	8	-172.5786923	67.4213102	-52.5786913
7	9	-170.6672756	69.3327264	-50.6672747
7	10	-172.0067912	67.9932120	-52.0067899
7	11	-171.6939554	68.3060476	-51.6939542
7	12	160.0648041	40.0648048	-79.9351959
7	13	158.6743894	38.6743901	-81.3256107
7	14	159.9868317	39.9868328	-80.0131683
7	15	159.2899213	39.2899220	-80.7100788
7	16	159.3011731	39.3011738	-80.6988269
7	17	-142.5932204	97.4067800	-22.5932201
7	18	-137.8478461	102.1521548	-17.8478454
7	19	160.0648035	40.0648061	-79.9351966
7	20	158.6743888	38.6743915	-81.3256115
7	21	159.9868308	39.9868350	-80.0131696
7	22	159.2899206	39.2899235	-80.7100796
7	23	159.3011725	39.3011753	-80.6988277

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
9	1	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	2	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	3	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	4	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	5	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	6	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	7	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	8	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	9	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	10	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	11	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	12	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	13	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	14	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	15	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	16	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	17	0.0076424	0.0076424	0.0076424
9	18	0.0157911	0.0157911	0.0157911

9	19	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	20	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	21	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	22	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	23	0.0000000	0.0000000	0.0000000

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
9	1	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	2	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	3	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	4	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	5	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	6	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	7	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	8	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	9	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	10	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	11	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	12	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	13	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	14	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	15	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	16	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	17	-54.7721523	-54.7721523	-54.7721523
9	18	-47.8550879	-47.8550878	-47.8550879
9	19	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	20	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	21	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	22	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	23	0.0000000	0.0000000	0.0000000

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
11	1	0.0007399	0.0007399	0.0007399
11	2	0.0007391	0.0007391	0.0007391
11	3	0.0004827	0.0004827	0.0004827
11	4	0.0007191	0.0007191	0.0007191
11	5	0.0007885	0.0007885	0.0007885
11	6	0.0007521	0.0007521	0.0007521
11	7	0.0010747	0.0010747	0.0010747
11	8	0.0013155	0.0013155	0.0013155
11	9	0.0011966	0.0011966	0.0011966
11	10	0.0009954	0.0009954	0.0009954
11	11	0.0009614	0.0009614	0.0009614
11	12	0.0004929	0.0004929	0.0004929
11	13	0.0004620	0.0004620	0.0004620
11	14	0.0003018	0.0003018	0.0003018
11	15	0.0004495	0.0004495	0.0004495
11	16	0.0004625	0.0004625	0.0004625
11	17	0.0039220	0.0039220	0.0039220
11	18	0.0065797	0.0065797	0.0065797
11	19	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	20	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	21	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	22	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	23	0.0000002	0.0000002	0.0000002

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
11	1	66.1422574	-173.8577541	-53.8577500
11	2	65.2107685	-174.7892446	-54.7892401
11	3	66.4132832	-173.5867267	-53.5867232
11	4	66.1263166	-173.8736951	-53.8736909
11	5	67.4307672	-172.5692430	-52.5692391
11	6	66.7170652	-173.2829607	-53.2829509
11	7	64.5577216	-175.4423015	-55.4422935
11	8	64.2983999	-175.7016180	-55.7016119
11	9	67.0716033	-172.9284112	-52.9284056
11	10	64.7457982	-175.2542246	-55.2542167
11	11	65.1288605	-174.8711619	-54.8711540
11	12	97.4307640	-142.5692416	-22.5692374
11	13	95.2107637	-144.7892422	-24.7892378
11	14	96.4132814	-143.5867275	-23.5867205
11	15	96.1263127	-143.8736933	-23.8736888
11	16	96.1422535	-143.8577524	-23.8577479
11	17	33.4728692	153.4728669	-86.5271334
11	18	40.7039607	160.7039560	-79.2960433
11	19	97.4307701	-142.5692515	-22.5692335
11	20	95.2107705	-144.7892527	-24.7892341
11	21	96.4132916	-143.5867437	-23.5867145
11	22	96.1263196	-143.8737042	-23.8736848
11	23	96.1422602	-143.8577629	-23.8577441

BARA GERİLİMLERİNE AİT TOPLAM HARMONİK DİSTORSİYONU DEĞERLERİ

Bara No	THDv-a (%)	THDv-b (%)	THDv-c (%)
1	0.5875828	0.5875828	0.5875828
2	0.5890888	0.5890888	0.5890887
3	0.3743806	0.3743806	0.3743806
4	0.5656125	0.5656125	0.5656125
5	0.6178610	0.6178610	0.6178610
6	0.6189068	0.6189068	0.6189068
7	0.9035527	0.9035527	0.9035527
8	1.0795781	1.0795781	1.0795781
9	0.9471863	0.9471863	0.9471863
10	0.8236768	0.8236768	0.8236768
11	0.8062215	0.8062215	0.8062215
12	0.3815851	0.3815851	0.3815851
13	0.3575380	0.3575380	0.3575380
14	0.2335177	0.2335177	0.2335177
15	0.3479227	0.3479227	0.3479227
16	0.3580277	0.3580277	0.3580277
17	3.8627765	3.8627765	3.8627764
18	6.7449432	6.7449432	6.7449432
19	0.0001866	0.0001866	0.0001866
20	0.0001701	0.0001701	0.0001701
21	0.0001160	0.0001160	0.0001160
22	0.0001690	0.0001690	0.0001690
23	0.0001712	0.0001712	0.0001712

HATLAR ARASINDAKİ KAYIP GÜÇ DEĞERLERİ

Harm.No	Hat No	Baralar	Pk-a (p.u.)	Pk-b (p.u.)	Pk-c (p.u.)
1	1	1 9	6.7627975e-006	6.7627975e-006	6.7627975e-006

1	2	1	11	7.6285789e-003	7.6285789e-003	7.6285789e-003
1	3	2	3	2.2631834e-003	2.2631834e-003	2.2631834e-003
1	4	2	7	4.3491149e-003	4.3491149e-003	4.3491149e-003
1	5	2	10	3.4835350e-003	3.4835350e-003	3.4835350e-003
1	6	3	4	1.3636182e-003	1.3636182e-003	1.3636182e-003
1	7	4	6	3.8218130e-003	3.8218130e-003	3.8218130e-003
1	8	4	8	4.1564508e-003	4.1564508e-003	4.1564508e-003
1	9	4	9	1.2025321e-004	1.2025321e-004	1.2025321e-004
1	10	5	6	3.3107323e-003	3.3107323e-003	3.3107323e-003
1	11	5	9	6.5672080e-004	6.5672080e-004	6.5672080e-004
1	12	7	8	1.5668304e-003	1.5668304e-003	1.5668304e-003
1	13	7	10	3.9516157e-004	3.9516157e-004	3.9516157e-004
1	14	8	9	1.8407225e-003	1.8407225e-003	1.8407225e-003
1	15	8	10	1.8532145e-004	1.8532145e-004	1.8532145e-004
1	16	8	11	5.6688157e-004	5.6688157e-004	5.6688157e-004
1	17	10	11	1.2612061e-004	1.2612061e-004	1.2612061e-004
3	1	1	9	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
3	2	1	11	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
3	3	2	3	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
3	4	2	7	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
3	5	2	10	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
3	6	3	4	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
3	7	4	6	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
3	8	4	8	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
3	9	4	9	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
3	10	5	6	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
3	11	5	9	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
3	12	7	8	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
3	13	7	10	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
3	14	8	9	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
3	15	8	10	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
3	16	8	11	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
3	17	10	11	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
5	1	1	9	1.8745735e-007	1.8745735e-007	1.8745731e-007
5	2	1	11	1.4381409e-007	1.4381410e-007	1.4381400e-007
5	3	2	3	5.9147439e-008	5.9147439e-008	5.9147426e-008
5	4	2	7	2.1514072e-007	2.1514071e-007	2.1514062e-007
5	5	2	10	1.9228574e-007	1.9228574e-007	1.9228564e-007
5	6	3	4	1.1621551e-007	1.1621551e-007	1.1621549e-007
5	7	4	6	2.1013044e-009	2.1013030e-009	2.1012972e-009
5	8	4	8	6.7965350e-007	6.7965350e-007	6.7965334e-007
5	9	4	9	2.0497494e-007	2.0497494e-007	2.0497490e-007
5	10	5	6	1.8600988e-009	1.8601002e-009	1.8601053e-009
5	11	5	9	4.8773621e-007	4.8773621e-007	4.8773609e-007
5	12	7	8	1.6964035e-007	1.6964035e-007	1.6964036e-007
5	13	7	10	1.3113683e-008	1.3113683e-008	1.3113679e-008
5	14	8	9	2.0960966e-008	2.0960969e-008	2.0960956e-008
5	15	8	10	2.1318746e-007	2.1318745e-007	2.1318745e-007
5	16	8	11	2.3953273e-007	2.3953273e-007	2.3953272e-007
5	17	10	11	1.6245043e-009	1.6245044e-009	1.6245038e-009
7	1	1	9	5.6842416e-008	5.6842381e-008	5.6842398e-008
7	2	1	11	4.3626171e-008	4.3626090e-008	4.3626135e-008
7	3	2	3	1.7936208e-008	1.7936197e-008	1.7936204e-008
7	4	2	7	6.5241233e-008	6.5241152e-008	6.5241196e-008
7	5	2	10	5.8288068e-008	5.8287975e-008	5.8288025e-008
7	6	3	4	3.5240052e-008	3.5240037e-008	3.5240045e-008

7	7	4	6	6.4386543e-010	6.4385957e-010	6.4386170e-010
7	8	4	8	2.0620784e-007	2.0620769e-007	2.0620777e-007
7	9	4	9	6.2151486e-008	6.2151449e-008	6.2151467e-008
7	10	5	6	5.7209831e-010	5.7210350e-010	5.7210174e-010
7	11	5	9	1.4783314e-007	1.4783304e-007	1.4783310e-007
7	12	7	8	5.1432954e-008	5.1432963e-008	5.1432958e-008
7	13	7	10	3.9726242e-009	3.9726210e-009	3.9726228e-009
7	14	8	9	6.6329210e-009	6.6329115e-009	6.6329192e-009
7	15	8	10	6.4637140e-008	6.4637136e-008	6.4637138e-008
7	16	8	11	7.2656670e-008	7.2656659e-008	7.2656665e-008
7	17	10	11	4.9469161e-010	4.9469113e-010	4.9469144e-010
9	1	1	9	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
9	2	1	11	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
9	3	2	3	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
9	4	2	7	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
9	5	2	10	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
9	6	3	4	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
9	7	4	6	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
9	8	4	8	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
9	9	4	9	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
9	10	5	6	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
9	11	5	9	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
9	12	7	8	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
9	13	7	10	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
9	14	8	9	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
9	15	8	10	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
9	16	8	11	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
9	17	10	11	0.0000000e+000	0.0000000e+000	0.0000000e+000
11	1	1	9	1.0869417e-009	1.0869491e-009	1.0869457e-009
11	2	1	11	8.3504205e-010	8.3505920e-010	8.3505305e-010
11	3	2	3	3.4300866e-010	3.4301102e-010	3.4301016e-010
11	4	2	7	1.2468885e-009	1.2469057e-009	1.2468990e-009
11	5	2	10	1.1136043e-009	1.1136240e-009	1.1136164e-009
11	6	3	4	6.7301220e-010	6.7301546e-010	6.7301412e-010
11	7	4	6	1.2679802e-011	1.2681072e-011	1.2680265e-011
11	8	4	8	3.9458377e-009	3.9458681e-009	3.9458569e-009
11	9	4	9	1.1882782e-009	1.1882861e-009	1.1882825e-009
11	10	5	6	1.1391728e-011	1.1390596e-011	1.1391355e-011
11	11	5	9	2.8228167e-009	2.8228386e-009	2.8228292e-009
11	12	7	8	9.8295854e-010	9.8295650e-010	9.8295729e-010
11	13	7	10	7.5909073e-011	7.5909747e-011	7.5909497e-011
11	14	8	9	1.4314669e-010	1.4314863e-010	1.4314872e-010
11	15	8	10	1.2354201e-009	1.2354210e-009	1.2354207e-009
11	16	8	11	1.3899896e-009	1.3899918e-009	1.3899910e-009
11	17	10	11	9.6247371e-012	9.6248380e-012	9.6248139e-012

NON-LİNEER YÜK AKIMLARI VE FAZ AÇILARI

Harm.No	Bara No	Ia (p.u.)	Ib (p.u.)	Ic (p.u.)
1	17	0.0527955	0.0527955	0.0527955
1	18	0.0307123	0.0307123	0.0307123
3	17	0.0153753	0.0153753	0.0153753
3	18	0.0095310	0.0095310	0.0095310
5	17	0.0079219	0.0079219	0.0079219

5	18	0.0049107	0.0049107	0.0049107
7	17	0.0043419	0.0043419	0.0043419
7	18	0.0026915	0.0026915	0.0026915
9	17	0.0021229	0.0021229	0.0021229
9	18	0.0013160	0.0013160	0.0013160
11	17	0.0005924	0.0005924	0.0005924
11	18	0.0003672	0.0003672	0.0003672

Harm.No	Bara No	gama-a (deg.)	gama-b (deg.)	gama-c (deg.)
---------	---------	---------------	---------------	---------------

1	17	43.2610775	-76.7389225	163.2610775
1	18	43.4154868	-76.5845216	163.4154785
3	17	131.7426160	131.7426160	131.7426160
3	18	134.0483042	134.0483041	134.0483042
5	17	-140.4289734	-20.4289734	99.5710267
5	18	-136.5861597	-16.5861598	103.4138404
7	17	-52.6005627	-172.6005627	67.3994373
7	18	-47.2206236	-167.2206235	72.7793765
9	17	35.2278479	35.2278479	35.2278480
9	18	42.1449126	42.1449123	42.1449126
11	17	123.0562586	-116.9437415	3.0562589
11	18	131.5104486	-108.4895516	11.5104500

iterasyon sayısı

HATA

25

1.1345485e-008

Çalışma Durumu : MOD3**BARA GERİLİMLERİ VE FAZ AÇILARI**

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
1	1	0.9806738	0.9806738	0.9806738
1	2	0.9839892	0.9839892	0.9839892
1	3	1.0011124	1.0011124	1.0011124
1	4	0.9893769	0.9893769	0.9893769
1	5	0.9914555	0.9914555	0.9914555
1	6	0.9454987	0.9454987	0.9454987
1	7	0.9569920	0.9569920	0.9569920
1	8	0.9629595	0.9629595	0.9629595
1	9	0.9857892	0.9857892	0.9857892
1	10	0.9558896	0.9558896	0.9558896
1	11	0.9365980	0.9365980	0.9365980
1	12	1.0000000	1.0000000	1.0000000
1	13	1.0000000	1.0000000	1.0000000
1	14	1.0000000	1.0000000	1.0000000
1	15	1.0000000	1.0000000	1.0000000
1	16	1.0000000	1.0000000	1.0000000
1	17	0.9596953	0.9596953	0.9596953
1	18	0.9785958	0.9785958	0.9785958
1	19	1.0162282	1.0162282	1.0162282
1	20	1.0286629	1.0286629	1.0286629
1	21	1.0001459	1.0001459	1.0001459
1	22	1.0196900	1.0196900	1.0196900
1	23	1.0350484	1.0350484	1.0350484
harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
1	1	-5.4229755	-125.4229755	114.5770245
1	2	-6.3046534	-126.3046534	113.6953466
1	3	-2.7995709	-122.7995709	117.2004291
1	4	-4.5550923	-124.5550923	115.4449077
1	5	-4.3554903	-124.3554903	115.6445097
1	6	-6.8258163	-126.8258163	113.1741837
1	7	-8.8436520	-128.8436520	111.1563480
1	8	-7.4330294	-127.4330294	112.5669706
1	9	-5.3852546	-125.3852546	114.6147454
1	10	-7.9697928	-127.9697928	112.0302072
1	11	-7.8916881	-127.8916881	112.1083119
1	12	-2.6215388	-122.6215388	117.3784612
1	13	-4.5575410	-124.5575410	115.4424590
1	14	-1.0823504	-121.0823504	118.9176496
1	15	-2.8174967	-122.8174967	117.1825033
1	16	-3.3207545	-123.3207545	116.6792455
1	17	-8.6514675	-128.6514675	111.3485325
1	18	-7.7205399	-127.7205399	112.2794601
1	19	0.1986408	-119.8013592	120.1986408
1	20	-1.7714794	-121.7714794	118.2285206
1	21	1.7832151	-118.2167849	121.7832151
1	22	-0.0068991	-120.0068991	119.9931009
1	23	0.0000000	-120.0000000	120.0000000

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
3	1	0.0038055	0.0038055	0.0038055
3	2	0.0042358	0.0042358	0.0042358
3	3	0.0014261	0.0014261	0.0014261
3	4	0.0039554	0.0039554	0.0039554
3	5	0.0042351	0.0042351	0.0042351
3	6	0.0041006	0.0041006	0.0041006
3	7	0.0108846	0.0108846	0.0108846
3	8	0.0147861	0.0147861	0.0147861
3	9	0.0119768	0.0119768	0.0119768
3	10	0.0090064	0.0090064	0.0090064
3	11	0.0080912	0.0080912	0.0080912
3	12	0.0019261	0.0019261	0.0019261
3	13	0.0019264	0.0019264	0.0019264
3	14	0.0006486	0.0006486	0.0006486
3	15	0.0017989	0.0017989	0.0017989
3	16	0.0017307	0.0017307	0.0017307
3	17	0.0336216	0.0336216	0.0336216
3	18	0.0503850	0.0503850	0.0503850
3	19	0.0000019	0.0000019	0.0000019
3	20	0.0000019	0.0000019	0.0000019
3	21	0.0000006	0.0000006	0.0000006
3	22	0.0000018	0.0000018	0.0000018
3	23	0.0000017	0.0000017	0.0000017

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
3	1	-137.5606521	-137.5606521	-137.5606521
3	2	-138.3092289	-138.3092289	-138.3092289
3	3	-136.3360962	-136.3360962	-136.3360962
3	4	-137.7399024	-137.7399024	-137.7399024
3	5	-136.8432903	-136.8432903	-136.8432903
3	6	-137.3504694	-137.3504694	-137.3504694
3	7	-139.8667301	-139.8667301	-139.8667301
3	8	-139.9714969	-139.9714969	-139.9714969
3	9	-138.3019570	-138.3019570	-138.3019570
3	10	-139.5277219	-139.5277219	-139.5277219
3	11	-139.2217376	-139.2217376	-139.2217376
3	12	-136.8432905	-136.8432905	-136.8432905
3	13	-138.3092291	-138.3092291	-138.3092291
3	14	-136.3360969	-136.3360969	-136.3360969
3	15	-137.7399026	-137.7399026	-137.7399026
3	16	-137.5606523	-137.5606523	-137.5606523
3	17	-139.1215263	-139.1215263	-139.1215263
3	18	-136.2890326	-136.2890326	-136.2890326
3	19	-136.8432910	-136.8432910	-136.8432910
3	20	-138.3092296	-138.3092296	-138.3092296
3	21	-136.3360982	-136.3360982	-136.3360982
3	22	-137.7399031	-137.7399031	-137.7399031
3	23	-137.5606528	-137.5606528	-137.5606528

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
5	1	0.0046912	0.0046912	0.0046912
5	2	0.0047654	0.0047654	0.0047654
5	3	0.0030745	0.0030745	0.0030745
5	4	0.0045532	0.0045532	0.0045532
5	5	0.0049529	0.0049529	0.0049529

5	6	0.0047449	0.0047449	0.0047449
5	7	0.0069955	0.0069955	0.0069955
5	8	0.0083670	0.0083670	0.0083670
5	9	0.0075085	0.0075085	0.0075085
5	10	0.0063934	0.0063934	0.0063934
5	11	0.0061209	0.0061209	0.0061209
5	12	0.0030962	0.0030962	0.0030962
5	13	0.0029789	0.0029789	0.0029789
5	14	0.0019219	0.0019219	0.0019219
5	15	0.0028463	0.0028463	0.0028463
5	16	0.0029326	0.0029326	0.0029326
5	17	0.0245435	0.0245435	0.0245435
5	18	0.0404868	0.0404868	0.0404868
5	19	0.0000015	0.0000015	0.0000015
5	20	0.0000015	0.0000015	0.0000015
5	21	0.0000010	0.0000010	0.0000010
5	22	0.0000014	0.0000014	0.0000014
5	23	0.0000015	0.0000015	0.0000015

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
---------	---------	---------------	---------------	---------------

5	1	-169.2279802	-49.2279803	70.7720197
5	2	-169.8482391	-49.8482391	70.1517608
5	3	-168.1925231	-48.1925231	71.8074768
5	4	-169.2327945	-49.2327946	70.7672054
5	5	-168.5975042	-48.5975042	71.4024957
5	6	-168.9615786	-48.9615787	71.0384213
5	7	-171.1115286	-51.1115287	68.8884713
5	8	-171.4774122	-51.4774123	68.5225877
5	9	-169.6792306	-49.6792307	70.3207693
5	10	-170.7641309	-50.7641310	69.2358690
5	11	-170.4075313	-50.4075314	69.5924686
5	12	-168.5975042	-48.5975042	71.4024957
5	13	-169.8482391	-49.8482391	70.1517609
5	14	-168.1925231	-48.1925231	71.8074768
5	15	-169.2327945	-49.2327946	70.7672054
5	16	-169.2279802	-49.2279803	70.7720197
5	17	-171.0028084	-51.0028084	68.9971916
5	18	-166.7655706	-46.7655707	73.2344293
5	19	-168.5975041	-48.5975043	71.4024957
5	20	-169.8482390	-49.8482391	70.1517608
5	21	-168.1925230	-48.1925231	71.8074767
5	22	-169.2327945	-49.2327946	70.7672053
5	23	-169.2279802	-49.2279803	70.7720196

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
---------	---------	----------	----------	----------

7	1	0.0035969	0.0035969	0.0035969
7	2	0.0036542	0.0036542	0.0036542
7	3	0.0023577	0.0023577	0.0023577
7	4	0.0034912	0.0034912	0.0034912
7	5	0.0037973	0.0037973	0.0037973
7	6	0.0036380	0.0036380	0.0036380
7	7	0.0053638	0.0053638	0.0053638
7	8	0.0064148	0.0064148	0.0064148
7	9	0.0057559	0.0057559	0.0057559
7	10	0.0049022	0.0049022	0.0049022
7	11	0.0046932	0.0046932	0.0046932

7	12	0.0023737	0.0023737	0.0023737
7	13	0.0022843	0.0022843	0.0022843
7	14	0.0014739	0.0014739	0.0014739
7	15	0.0021824	0.0021824	0.0021824
7	16	0.0022485	0.0022485	0.0022485
7	17	0.0188277	0.0188277	0.0188277
7	18	0.0310588	0.0310588	0.0310588
7	19	0.0000012	0.0000012	0.0000012
7	20	0.0000011	0.0000011	0.0000011
7	21	0.0000007	0.0000007	0.0000007
7	22	0.0000011	0.0000011	0.0000011
7	23	0.0000011	0.0000011	0.0000011

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
---------	---------	---------------	---------------	---------------

7	1	159.2037344	39.2037342	-80.7962655
7	2	158.4317754	38.4317752	-81.5682245
7	3	159.8391678	39.8391677	-80.1608321
7	4	159.1954349	39.1954347	-80.8045650
7	5	160.1566456	40.1566454	-79.8433542
7	6	159.6215462	39.6215460	-80.3784536
7	7	157.4862455	37.4862452	-82.5137543
7	8	157.1996586	37.1996584	-82.8003412
7	9	159.4526551	39.4526549	-80.5473447
7	10	157.7593942	37.7593940	-82.2406056
7	11	158.1272124	38.1272121	-81.8727875
7	12	160.1566456	40.1566454	-79.8433543
7	13	158.4317754	38.4317752	-81.5682245
7	14	159.8391678	39.8391677	-80.1608321
7	15	159.1954349	39.1954347	-80.8045650
7	16	159.2037344	39.2037342	-80.7962655
7	17	157.0282879	37.0282878	-82.9717120
7	18	162.7148473	42.7148472	-77.2851524
7	19	160.1566456	40.1566453	-79.8433541
7	20	158.4317754	38.4317750	-81.5682244
7	21	159.8391679	39.8391675	-80.1608320
7	22	159.1954349	39.1954345	-80.8045649
7	23	159.2037344	39.2037341	-80.7962654

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
---------	---------	----------	----------	----------

9	1	0.0015728	0.0015728	0.0015728
9	2	0.0017519	0.0017519	0.0017519
9	3	0.0005897	0.0005897	0.0005897
9	4	0.0016348	0.0016348	0.0016348
9	5	0.0017502	0.0017502	0.0017502
9	6	0.0016944	0.0016944	0.0016944
9	7	0.0045005	0.0045005	0.0045005
9	8	0.0061132	0.0061132	0.0061132
9	9	0.0049484	0.0049484	0.0049484
9	10	0.0037242	0.0037242	0.0037242
9	11	0.0033453	0.0033453	0.0033453
9	12	0.0007960	0.0007960	0.0007960
9	13	0.0007968	0.0007968	0.0007968
9	14	0.0002682	0.0002682	0.0002682
9	15	0.0007435	0.0007435	0.0007435
9	16	0.0007153	0.0007153	0.0007153
9	17	0.0139160	0.0139160	0.0139160
9	18	0.0208547	0.0208547	0.0208547

9	19	0.0000008	0.0000008	0.0000008
9	20	0.0000008	0.0000008	0.0000008
9	21	0.0000003	0.0000003	0.0000003
9	22	0.0000007	0.0000007	0.0000007
9	23	0.0000007	0.0000007	0.0000007

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
9	1	127.5945548	127.5945548	127.5945548
9	2	126.0364861	126.0364861	126.0364861
9	3	127.5002972	127.5002972	127.5002972
9	4	127.4224331	127.4224331	127.4224331
9	5	129.8557863	129.8557863	129.8557863
9	6	128.5218532	128.5218532	128.5218532
9	7	125.4522570	125.4522570	125.4522570
9	8	125.3905590	125.3905590	125.3905590
9	9	129.5312310	129.5312310	129.5312310
9	10	125.6120897	125.6120897	125.6120897
9	11	125.9870283	125.9870283	125.9870283
9	12	129.8557856	129.8557856	129.8557856
9	13	126.0364854	126.0364854	126.0364854
9	14	127.5002950	127.5002950	127.5002950
9	15	127.4224323	127.4224323	127.4224323
9	16	127.5945540	127.5945540	127.5945540
9	17	124.9679071	124.9679071	124.9679071
9	18	132.1889552	132.1889552	132.1889552
9	19	129.8557842	129.8557842	129.8557842
9	20	126.0364840	126.0364840	126.0364840
9	21	127.5002910	127.5002910	127.5002910
9	22	127.4224308	127.4224308	127.4224308
9	23	127.5945525	127.5945525	127.5945525

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
11	1	0.0007695	0.0007695	0.0007695
11	2	0.0007820	0.0007820	0.0007820
11	3	0.0005045	0.0005045	0.0005045
11	4	0.0007469	0.0007469	0.0007469
11	5	0.0008122	0.0008122	0.0008122
11	6	0.0007782	0.0007782	0.0007782
11	7	0.0011479	0.0011479	0.0011479
11	8	0.0013727	0.0013727	0.0013727
11	9	0.0012311	0.0012311	0.0012311
11	10	0.0010491	0.0010491	0.0010491
11	11	0.0010042	0.0010042	0.0010042
11	12	0.0005077	0.0005077	0.0005077
11	13	0.0004889	0.0004889	0.0004889
11	14	0.0003154	0.0003154	0.0003154
11	15	0.0004669	0.0004669	0.0004669
11	16	0.0004810	0.0004810	0.0004810
11	17	0.0040339	0.0040339	0.0040339
11	18	0.0066545	0.0066545	0.0066545
11	19	0.0000003	0.0000003	0.0000003
11	20	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	21	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	22	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	23	0.0000002	0.0000002	0.0000002

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
11	1	96.0099046	-143.9900946	-23.9900957
11	2	94.8899097	-145.1100892	-25.1100903
11	3	96.2141951	-143.7858039	-23.7858051
11	4	95.9951836	-144.0048157	-24.0048167
11	5	97.5777496	-142.4222500	-22.4222509
11	6	96.7109392	-143.2890595	-23.2890612
11	7	94.2065258	-145.7934729	-25.7934741
11	8	93.9762852	-146.0237140	-26.0237147
11	9	97.2618927	-142.7381073	-22.7381080
11	10	94.4278914	-145.5721073	-25.5721085
11	11	94.8779813	-145.1220175	-25.1220187
11	12	97.5777496	-142.4222500	-22.4222509
11	13	94.8899098	-145.1100893	-25.1100903
11	14	96.2141952	-143.7858039	-23.7858051
11	15	95.9951836	-144.0048157	-24.0048167
11	16	96.0099046	-143.9900947	-23.9900957
11	17	92.8927138	-147.1072860	-27.1072862
11	18	101.5926442	-138.4073569	-18.4073570
11	19	97.5777492	-142.4222493	-22.4222512
11	20	94.8899092	-145.1100884	-25.1100906
11	21	96.2141944	-143.7858027	-23.7858055
11	22	95.9951830	-144.0048149	-24.0048170
11	23	96.0099041	-143.9900938	-23.9900960

BARA GERİLİMLERİNE AİT TOPLAM HARMONİK DİSTORSİYONU DEĞERLERİ

Bara No	THDv-a (%)	THDv-b (%)	THDv-c (%)
1	0.7388023	0.7388023	0.7388023
2	0.7718672	0.7718672	0.7718672
3	0.4196206	0.4196206	0.4196206
4	0.7274212	0.7274212	0.7274212
5	0.7852326	0.7852326	0.7852326
6	0.7917526	0.7917526	0.7917526
7	1.5419652	1.5419652	1.5419652
8	1.9949323	1.9949323	1.9949323
9	1.6324029	1.6324029	1.6324029
10	1.3273782	1.3273782	1.3273782
11	1.2504234	1.2504234	1.2504234
12	0.4452199	0.4452199	0.4452199
13	0.4321695	0.4321695	0.4321695
14	0.2541264	0.2541264	0.2541264
15	0.4107444	0.4107445	0.4107445
16	0.4170634	0.4170634	0.4170634
17	4.9942072	4.9942072	4.9942072
18	7.6617795	7.6617795	7.6617795
19	0.0002818	0.0002818	0.0002818
20	0.0002735	0.0002735	0.0002735
21	0.0001407	0.0001407	0.0001407
22	0.0002604	0.0002604	0.0002604
23	0.0002550	0.0002550	0.0002550

HATLAR ARASINDAKİ KAYIP GÜÇ DEĞERLERİ

Harm.No	Hat No	Baralar	Pk-a (p.u.)	Pk-b (p.u.)	Pk-c (p.u.)
1	1	1 9	1.4639979e-005	1.4639979e-005	1.4639979e-005

1	2	1	11	6.4927357e-003	6.4927357e-003	6.4927357e-003
1	3	2	3	2.1908798e-003	2.1908798e-003	2.1908798e-003
1	4	2	7	2.9169624e-003	2.9169624e-003	2.9169624e-003
1	5	2	10	2.8194487e-003	2.8194487e-003	2.8194487e-003
1	6	3	4	1.3348391e-003	1.3348391e-003	1.3348391e-003
1	7	4	6	3.8411110e-003	3.8411110e-003	3.8411110e-003
1	8	4	8	3.5092331e-003	3.5092331e-003	3.5092331e-003
1	9	4	9	1.1983446e-004	1.1983446e-004	1.1983446e-004
1	10	5	6	3.2130933e-003	3.2130933e-003	3.2130933e-003
1	11	5	9	6.1909997e-004	6.1909997e-004	6.1909997e-004
1	12	7	8	1.0576273e-003	1.0576273e-003	1.0576273e-003
1	13	7	10	2.6759703e-004	2.6759703e-004	2.6759703e-004
1	14	8	9	1.4452106e-003	1.4452106e-003	1.4452106e-003
1	15	8	10	1.6351943e-004	1.6351943e-004	1.6351943e-004
1	16	8	11	8.5178921e-004	8.5178921e-004	8.5178921e-004
1	17	10	11	3.1163355e-004	3.1163355e-004	3.1163355e-004
3	1	1	9	7.1393835e-007	7.1393835e-007	7.1393835e-007
3	2	1	11	6.4003158e-007	6.4003158e-007	6.4003158e-007
3	3	2	3	8.4480518e-008	8.4480518e-008	8.4480518e-008
3	4	2	7	1.0048203e-006	1.0048203e-006	1.0048203e-006
3	5	2	10	7.9253547e-007	7.9253547e-007	7.9253547e-007
3	6	3	4	1.5834772e-007	1.5834772e-007	1.5834772e-007
3	7	4	6	4.9584407e-010	4.9584407e-010	4.9584407e-010
3	8	4	8	2.6663435e-006	2.6663435e-006	2.6663435e-006
3	9	4	9	6.8796221e-007	6.8796221e-007	6.8796221e-007
3	10	5	6	3.2085026e-010	3.2085026e-010	3.2085026e-010
3	11	5	9	2.0867141e-006	2.0867141e-006	2.0867141e-006
3	12	7	8	5.2970582e-007	5.2970582e-007	5.2970582e-007
3	13	7	10	8.7355345e-008	8.7355345e-008	8.7355345e-008
3	14	8	9	1.3264395e-007	1.3264395e-007	1.3264395e-007
3	15	8	10	8.2661207e-007	8.2661207e-007	8.2661207e-007
3	16	8	11	1.0184973e-006	1.0184973e-006	1.0184973e-006
3	17	10	11	1.3847891e-008	1.3847891e-008	1.3847891e-008
5	1	1	9	1.9189960e-007	1.9189961e-007	1.9189960e-007
5	2	1	11	1.6172643e-007	1.6172644e-007	1.6172644e-007
5	3	2	3	6.9405115e-008	6.9405116e-008	6.9405117e-008
5	4	2	7	2.5601345e-007	2.5601346e-007	2.5601346e-007
5	5	2	10	2.0909217e-007	2.0909218e-007	2.0909218e-007
5	6	3	4	1.2250044e-007	1.2250044e-007	1.2250044e-007
5	7	4	6	1.9106656e-009	1.9106659e-009	1.9106660e-009
5	8	4	8	7.4924848e-007	7.4924850e-007	7.4924850e-007
5	9	4	9	2.1115918e-007	2.1115919e-007	2.1115919e-007
5	10	5	6	1.6479457e-009	1.6479455e-009	1.6479453e-009
5	11	5	9	5.1475877e-007	5.1475880e-007	5.1475879e-007
5	12	7	8	1.4813202e-007	1.4813203e-007	1.4813202e-007
5	13	7	10	2.0362587e-008	2.0362588e-008	2.0362588e-008
5	14	8	9	2.9773259e-008	2.9773258e-008	2.9773259e-008
5	15	8	10	2.1821563e-007	2.1821563e-007	2.1821563e-007
5	16	8	11	2.5975253e-007	2.5975254e-007	2.5975254e-007
5	17	10	11	2.8238226e-009	2.8238227e-009	2.8238227e-009
7	1	1	9	5.8174066e-008	5.8174070e-008	5.8174062e-008
7	2	1	11	4.9052716e-008	4.9052722e-008	4.9052714e-008
7	3	2	3	2.1041354e-008	2.1041356e-008	2.1041354e-008
7	4	2	7	7.7608080e-008	7.7608087e-008	7.7608077e-008
7	5	2	10	6.3358482e-008	6.3358489e-008	6.3358479e-008
7	6	3	4	3.7127570e-008	3.7127572e-008	3.7127569e-008

7	7	4	6	5.8924570e-010	5.8924600e-010	5.8924573e-010
7	8	4	8	2.2727698e-007	2.2727699e-007	2.2727697e-007
7	9	4	9	6.4007566e-008	6.4007570e-008	6.4007562e-008
7	10	5	6	5.1175350e-010	5.1175325e-010	5.1175341e-010
7	11	5	9	1.5594694e-007	1.5594696e-007	1.5594693e-007
7	12	7	8	4.4897235e-008	4.4897236e-008	4.4897234e-008
7	13	7	10	6.1673367e-009	6.1673373e-009	6.1673365e-009
7	14	8	9	9.4539098e-009	9.4539109e-009	9.4539103e-009
7	15	8	10	6.6139987e-008	6.6139989e-008	6.6139985e-008
7	16	8	11	7.8773172e-008	7.8773176e-008	7.8773170e-008
7	17	10	11	8.5972697e-010	8.5972705e-010	8.5972694e-010
9	1	1	9	1.3977104e-008	1.3977104e-008	1.3977104e-008
9	2	1	11	1.2550578e-008	1.2550578e-008	1.2550578e-008
9	3	2	3	1.6563610e-009	1.6563610e-009	1.6563610e-009
9	4	2	7	1.9685300e-008	1.9685300e-008	1.9685300e-008
9	5	2	10	1.5520347e-008	1.5520347e-008	1.5520347e-008
9	6	3	4	3.0985859e-009	3.0985859e-009	3.0985859e-009
9	7	4	6	1.1913449e-011	1.1913449e-011	1.1913449e-011
9	8	4	8	5.2286484e-008	5.2286484e-008	5.2286484e-008
9	9	4	9	1.3471448e-008	1.3471448e-008	1.3471448e-008
9	10	5	6	8.9364568e-012	8.9364568e-012	8.9364568e-012
9	11	5	9	4.0809893e-008	4.0809893e-008	4.0809893e-008
9	12	7	8	1.0376243e-008	1.0376243e-008	1.0376243e-008
9	13	7	10	1.7104070e-009	1.7104070e-009	1.7104070e-009
9	14	8	9	2.8647143e-009	2.8647143e-009	2.8647143e-009
9	15	8	10	1.6193523e-008	1.6193523e-008	1.6193523e-008
9	16	8	11	1.9966848e-008	1.9966848e-008	1.9966848e-008
9	17	10	11	2.7254725e-010	2.7254725e-010	2.7254725e-010
11	1	1	9	1.1115304e-009	1.1115308e-009	1.1115306e-009
11	2	1	11	9.3851609e-010	9.3851529e-010	9.3851574e-010
11	3	2	3	4.0207543e-010	4.0207527e-010	4.0207536e-010
11	4	2	7	1.4816626e-009	1.4816618e-009	1.4816623e-009
11	5	2	10	1.2091219e-009	1.2091211e-009	1.2091216e-009
11	6	3	4	7.0800985e-010	7.0800973e-010	7.0800980e-010
11	7	4	6	1.1821207e-011	1.1821164e-011	1.1821225e-011
11	8	4	8	4.3463997e-009	4.3463986e-009	4.3463988e-009
11	9	4	9	1.2226821e-009	1.2226824e-009	1.2226823e-009
11	10	5	6	1.0468518e-011	1.0468567e-011	1.0468505e-011
11	11	5	9	2.9733571e-009	2.9733576e-009	2.9733573e-009
11	12	7	8	8.5721930e-010	8.5721970e-010	8.5721921e-010
11	13	7	10	1.1773631e-010	1.1773627e-010	1.1773628e-010
11	14	8	9	2.0570085e-010	2.0570055e-010	2.0570047e-010
11	15	8	10	1.2629307e-009	1.2629309e-009	1.2629305e-009
11	16	8	11	1.5060624e-009	1.5060625e-009	1.5060622e-009
11	17	10	11	1.6697529e-011	1.6697518e-011	1.6697520e-011

NON-LİNEER YÜK AKIMLARI VE FAZ AÇILARI

Harm.No	Bara No	Ia (p.u.)	Ib (p.u.)	Ic (p.u.)
1	17	0.0517548	0.0517548	0.0517548
1	18	0.0305038	0.0305038	0.0305038
3	17	0.0156987	0.0156987	0.0156987
3	18	0.0096047	0.0096047	0.0096047
5	17	0.0080885	0.0080885	0.0080885

5	18	0.0049487	0.0049487	0.0049487
7	17	0.0044332	0.0044332	0.0044332
7	18	0.0027123	0.0027123	0.0027123
9	17	0.0021675	0.0021675	0.0021675
9	18	0.0013261	0.0013261	0.0013261
11	17	0.0006049	0.0006049	0.0006049
11	18	0.0003701	0.0003701	0.0003701

Harm.No	Bara No	gama-a (deg.)	gama-b (deg.)	gama-c (deg.)
1	17	-17.1139133	-137.1139133	102.8860867
1	18	-16.7381361	-136.7381361	103.2618639
3	17	-48.4544026	-48.4544026	-48.4544026
3	18	-45.6616199	-45.6616199	-45.6616199
5	17	-80.7573376	39.2426624	159.2426624
5	18	-76.1026997	43.8973003	163.8973003
7	17	-113.0602726	126.9397273	6.9397274
7	18	-106.5437796	133.4562203	13.4562206
9	17	-145.3632077	-145.3632077	-145.3632077
9	18	-136.9848596	-136.9848596	-136.9848596
11	17	-177.6661425	-57.6661429	62.3338574
11	18	-167.4259381	-47.4259397	72.5740607

iterasyon sayısı

HATA

21

8.4896479e-011

Çalışma Durumu : MOD4

BARA GERİLİMLERİ VE FAZ AÇILARI

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
1	1	0.9746621	0.9745526	0.9749211
1	2	0.9708767	0.9708135	0.9712332
1	3	0.9978368	0.9976720	0.9979052
1	4	0.9839980	0.9839117	0.9842413
1	5	0.9879667	0.9878270	0.9881006
1	6	0.9406661	0.9405453	0.9409058
1	7	0.9202051	0.9205486	0.9212047
1	8	0.9426714	0.9432947	0.9439772
1	9	0.9780360	0.9780723	0.9784695
1	10	0.9349963	0.9352367	0.9358244
1	11	0.9227108	0.9228869	0.9234598
1	12	1.0000000	0.9998822	1.0000638
1	13	1.0000000	0.9998944	1.0001753
1	14	1.0000000	0.9998780	1.0000323
1	15	1.0000000	0.9998948	1.0001171
1	16	1.0000000	0.9998850	1.0001301
1	17	0.9393471	0.9399725	0.9414067
1	18	0.9707937	0.9708302	0.9712470
1	19	1.0219939	1.0219939	1.0219939
1	20	1.0504011	1.0504011	1.0504011
1	21	1.0055750	1.0055750	1.0055750
1	22	1.0285717	1.0285717	1.0285717
1	23	1.0450129	1.0450129	1.0450129
harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
1	1	-5.4416936	-125.4368442	114.5958334
1	2	-6.2180848	-126.2132728	113.8287600
1	3	-2.8217064	-122.8171498	117.2009026
1	4	-4.5626272	-124.5588292	115.4751008
1	5	-4.3954947	-124.3915125	115.6325610
1	6	-6.8693265	-126.8682616	113.1639454
1	7	-8.4162968	-128.4206040	111.6717041
1	8	-7.2419471	-127.2489256	112.8752472
1	9	-5.3667178	-125.3653943	114.6823082
1	10	-7.8016406	-127.8037374	112.2753612
1	11	-7.8465967	-127.8489364	112.2219048
1	12	-2.6512041	-122.6477251	117.3648193
1	13	-4.4405375	-124.4356388	115.5850777
1	14	-1.0952732	-121.0917568	118.9179768
1	15	-2.8100651	-122.8062475	117.2109532
1	16	-3.3117822	-123.3072147	116.7090475
1	17	-8.5135440	-128.5188905	111.8615995
1	18	-7.7393564	-127.7378626	112.3119884
1	19	0.1596042	-119.8403958	120.1596042
1	20	-1.7020688	-121.7020688	118.2979312
1	21	1.7604827	-118.2395173	121.7604827
1	22	-0.0154878	-120.0154878	119.9845122
1	23	0.0000000	-120.0000000	120.0000000

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
3	1	0.0036982	0.0037004	0.0030484
3	2	0.0039293	0.0039319	0.0031705
3	3	0.0014328	0.0014344	0.0009845
3	4	0.0038361	0.0038383	0.0032027
3	5	0.0041932	0.0041950	0.0036778
3	6	0.0040143	0.0040163	0.0034305
3	7	0.0096250	0.0096288	0.0085046
3	8	0.0137381	0.0137428	0.0123536
3	9	0.0116529	0.0116556	0.0109120
3	10	0.0082570	0.0082605	0.0072295
3	11	0.0075738	0.0075770	0.0066301
3	12	0.0019362	0.0019374	0.0016141
3	13	0.0018300	0.0018316	0.0013558
3	14	0.0006771	0.0006780	0.0003969
3	15	0.0017805	0.0017819	0.0013847
3	16	0.0017187	0.0017201	0.0013126
3	17	0.0321745	0.0321915	0.0271338
3	18	0.0497566	0.0497606	0.0490356
3	19	0.0000019	0.0000019	0.0000017
3	20	0.0000017	0.0000018	0.0000015
3	21	0.0000006	0.0000006	0.0000005
3	22	0.0000017	0.0000017	0.0000015
3	23	0.0000016	0.0000017	0.0000014

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
3	1	-137.3595724	-137.3720054	-136.0777346
3	2	-137.9343641	-137.9490896	-136.5126953
3	3	-136.2872319	-136.3091963	-133.9002712
3	4	-137.5051731	-137.5168022	-136.3395463
3	5	-136.7763973	-136.7834645	-135.9216413
3	6	-137.1883735	-137.1979040	-136.1657517
3	7	-139.2972184	-139.3063934	-138.4377118
3	8	-139.5137771	-139.5219141	-138.7318569
3	9	-138.1388063	-138.1424168	-137.6827170
3	10	-139.0532383	-139.0629162	-138.1544623
3	11	-138.8020208	-138.8114543	-137.9137131
3	12	-136.8677042	-136.8772159	-135.6684120
3	13	-138.0723901	-138.0920287	-136.0423070
3	14	-136.4815865	-136.5103561	-132.9171211
3	15	-137.6227831	-137.6383520	-135.9709586
3	16	-137.4871191	-137.5037349	-135.6655679
3	17	-138.6695895	-138.6821384	-137.7421885
3	18	-136.2848434	-136.2823392	-136.0354067
3	19	-136.6980679	-136.7030147	-136.1196964
3	20	-137.8140436	-137.8244336	-136.8641128
3	21	-136.1131224	-136.1288710	-134.5643572
3	22	-137.4033035	-137.4114811	-136.6202600
3	23	-137.2488278	-137.2575843	-136.3894087

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
5	1	0.0044682	0.0044872	0.0040029
5	2	0.0044722	0.0044881	0.0038849
5	3	0.0028899	0.0029132	0.0026280
5	4	0.0043498	0.0043646	0.0038762
5	5	0.0047608	0.0047799	0.0044227

5	6	0.0045460	0.0045625	0.0041297
5	7	0.0066235	0.0066004	0.0054449
5	8	0.0081676	0.0081213	0.0065582
5	9	0.0072974	0.0072904	0.0066416
5	10	0.0061144	0.0060995	0.0050843
5	11	0.0058929	0.0058821	0.0049757
5	12	0.0029666	0.0029835	0.0027790
5	13	0.0027765	0.0027947	0.0024591
5	14	0.0018008	0.0018181	0.0016520
5	15	0.0027040	0.0027202	0.0024468
5	16	0.0027790	0.0027974	0.0025245
5	17	0.0240012	0.0239604	0.0192527
5	18	0.0400156	0.0400089	0.0393793
5	19	0.0000015	0.0000015	0.0000014
5	20	0.0000014	0.0000014	0.0000012
5	21	0.0000009	0.0000009	0.0000008
5	22	0.0000014	0.0000014	0.0000012
5	23	0.0000014	0.0000014	0.0000012

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
---------	---------	---------------	---------------	---------------

5	1	-169.3275114	-48.1048427	72.4638394
5	2	-169.6300452	-48.8106672	72.2138192
5	3	-168.8537721	-46.3066589	73.4643838
5	4	-169.2117167	-48.2670313	72.4948418
5	5	-168.8884031	-47.5719165	72.6370816
5	6	-169.0812659	-47.9707297	72.5395335
5	7	-169.5322298	-51.5932665	71.3412850
5	8	-169.4378728	-52.6591214	71.0263173
5	9	-169.3373145	-49.4859275	71.6855692
5	10	-169.4822211	-51.0178979	71.5673327
5	11	-169.3554371	-50.5132812	71.7699149
5	12	-169.1031813	-47.3045980	72.5737174
5	13	-170.1328234	-48.2152493	72.0855784
5	14	-169.0859109	-46.0295147	73.4045320
5	15	-169.6089480	-47.7888924	72.3889258
5	16	-169.6901869	-47.6694200	72.3686037
5	17	-169.8533865	-50.9634824	71.5417359
5	18	-166.7692212	-46.7896962	73.6595986
5	19	-168.5333057	-48.0158592	72.7442138
5	20	-168.8069475	-49.7931079	72.4349969
5	21	-168.4699683	-46.7667367	73.5656824
5	22	-168.5591551	-49.0578991	72.6761457
5	23	-168.7308943	-48.8256048	72.6264616

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
---------	---------	----------	----------	----------

7	1	0.0034426	0.0034254	0.0030704
7	2	0.0034423	0.0034302	0.0029803
7	3	0.0022374	0.0022141	0.0020159
7	4	0.0033481	0.0033354	0.0029735
7	5	0.0036679	0.0036488	0.0033922
7	6	0.0035004	0.0034850	0.0031678
7	7	0.0050524	0.0050882	0.0041777
7	8	0.0062111	0.0062786	0.0050322
7	9	0.0055868	0.0055988	0.0050942
7	10	0.0046708	0.0046958	0.0039010
7	11	0.0045055	0.0045244	0.0038176
7	12	0.0022903	0.0022727	0.0021314

7	13	0.0021450	0.0021282	0.0018863
7	14	0.0013968	0.0013792	0.0012671
7	15	0.0020879	0.0020722	0.0018768
7	16	0.0021474	0.0021294	0.0019363
7	17	0.0183590	0.0184351	0.0147733
7	18	0.0306905	0.0307039	0.0302151
7	19	0.0000011	0.0000011	0.0000011
7	20	0.0000011	0.0000011	0.0000009
7	21	0.0000007	0.0000007	0.0000006
7	22	0.0000011	0.0000011	0.0000009
7	23	0.0000011	0.0000011	0.0000009

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
---------	---------	---------------	---------------	---------------

7	1	160.5253698	39.2735457	-78.4545105
7	2	159.6740971	38.8135409	-78.7757345
7	3	161.9533085	39.3797424	-77.9027818
7	4	160.3570927	39.3812837	-78.4115517
7	5	161.3395777	40.0106879	-78.0866210
7	6	160.7912794	39.6580073	-78.2743276
7	7	157.1471594	39.1558197	-79.1685148
7	8	156.1589565	39.3249052	-79.2981620
7	9	159.7581840	39.8910487	-78.5887514
7	10	157.6715644	39.1567982	-79.0412519
7	11	158.1934052	39.3045529	-78.8685682
7	12	161.6181709	39.8093174	-78.1793550
7	13	160.2879842	38.3342374	-78.9596262
7	14	162.2386612	39.1585639	-77.9874681
7	15	160.8511270	39.0043199	-78.5635337
7	16	160.9753972	38.9294200	-78.5919069
7	17	157.3144985	38.3639861	-79.4106784
7	18	162.6757025	42.7073382	-76.6991537
7	19	160.8764176	40.3432794	-77.9298494
7	20	158.6593509	39.5969063	-78.4586718
7	21	161.4791864	39.7451244	-77.7594686
7	22	159.5386532	39.9996553	-78.1514557
7	23	159.7793543	39.8388873	-78.2199449

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
---------	---------	----------	----------	----------

9	1	0.0015294	0.0015303	0.0012629
9	2	0.0016259	0.0016270	0.0013132
9	3	0.0005930	0.0005936	0.0004093
9	4	0.0015865	0.0015874	0.0013265
9	5	0.0017338	0.0017345	0.0015239
9	6	0.0016599	0.0016606	0.0014210
9	7	0.0039812	0.0039827	0.0035189
9	8	0.0056818	0.0056837	0.0051106
9	9	0.0048178	0.0048188	0.0045159
9	10	0.0034156	0.0034170	0.0029917
9	11	0.0031328	0.0031341	0.0027438
9	12	0.0008005	0.0008010	0.0006695
9	13	0.0007573	0.0007580	0.0005622
9	14	0.0002803	0.0002807	0.0001660
9	15	0.0007364	0.0007369	0.0005741
9	16	0.0007108	0.0007114	0.0005445
9	17	0.0133191	0.0133260	0.0112340
9	18	0.0205996	0.0206011	0.0203078
9	19	0.0000008	0.0000008	0.0000007

9	20	0.0000007	0.0000007	0.0000006
9	21	0.0000003	0.0000003	0.0000002
9	22	0.0000007	0.0000007	0.0000006
9	23	0.0000007	0.0000007	0.0000006

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
9	1	128.0975461	128.0605723	131.8116317
9	2	126.8822716	126.8392556	130.6864749
9	3	127.3950380	127.3287647	134.6248831
9	4	128.0213651	127.9866135	131.4520364
9	5	129.9617764	129.9398579	132.8004986
9	6	128.9083137	128.8794491	132.0758129
9	7	126.7497498	126.7234349	128.9097925
9	8	126.7317724	126.7088170	128.5907513
9	9	129.9834297	129.9724561	131.4247939
9	10	126.8277147	126.7997370	129.1510062
9	11	127.1140765	127.0865960	129.4862007
9	12	129.6577917	129.6282845	133.6383237
9	13	126.5132900	126.4558882	131.9423806
9	14	126.8051333	126.7183285	137.5654290
9	15	127.6749751	127.6284331	132.5336520
9	16	127.7276817	127.6782462	133.0016250
9	17	126.2422587	126.2048013	128.9524925
9	18	132.1766064	132.1842575	132.8892130
9	19	130.2225080	130.2071695	132.1440900
9	20	127.2039791	127.1736450	129.7465994
9	21	127.9237097	127.8761980	132.6217471
9	22	128.3214081	128.2969796	130.6268595
9	23	128.4186961	128.3926678	130.9098864

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
11	1	0.0007319	0.0007383	0.0006579
11	2	0.0007334	0.0007381	0.0006387
11	3	0.0004724	0.0004806	0.0004320
11	4	0.0007129	0.0007178	0.0006372
11	5	0.0007795	0.0007866	0.0007268
11	6	0.0007447	0.0007505	0.0006787
11	7	0.0010914	0.0010801	0.0008954
11	8	0.0013484	0.0013262	0.0010786
11	9	0.0011987	0.0011955	0.0010916
11	10	0.0010066	0.0009991	0.0008361
11	11	0.0009694	0.0009640	0.0008181
11	12	0.0004852	0.0004915	0.0004566
11	13	0.0004545	0.0004604	0.0004042
11	14	0.0002941	0.0003002	0.0002715
11	15	0.0004425	0.0004481	0.0004021
11	16	0.0004545	0.0004609	0.0004149
11	17	0.0039526	0.0039330	0.0031670
11	18	0.0065801	0.0065770	0.0064777
11	19	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	20	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	21	0.0000001	0.0000002	0.0000001
11	22	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	23	0.0000002	0.0000002	0.0000002

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
11	1	96.4758508	-142.3191825	-20.3237832
11	2	95.6970225	-143.5009729	-20.8041110
11	3	96.2102483	-141.2598453	-20.2732284
11	4	96.5699942	-142.5021729	-20.2592280
11	5	97.7433351	-140.9612483	-19.6227543
11	6	97.1015385	-141.8060411	-19.9693395
11	7	96.2078568	-145.8843189	-20.6404933
11	8	96.4187012	-146.8435770	-20.5525900
11	9	97.9256727	-142.2366655	-19.6162672
11	10	96.1827899	-145.3799882	-20.6197464
11	11	96.4114152	-144.7687024	-20.4526703
11	12	97.5641729	-140.6612562	-19.7680820
11	13	95.2501814	-142.8472342	-21.0877173
11	14	96.0049042	-140.9566398	-20.4029550
11	15	96.2229501	-141.9747803	-20.4940636
11	16	96.1591296	-141.8387426	-20.5367617
11	17	94.7267159	-146.4221787	-21.5218740
11	18	101.5588071	-138.4554332	-17.4974028
11	19	98.0386929	-141.4609039	-19.3771096
11	20	96.4250011	-144.5847524	-20.3152074
11	21	96.5489330	-141.7643686	-20.0537100
11	22	97.1377165	-143.3781503	-19.8574173
11	23	96.9948461	-143.1175266	-19.9602438

BARA GERİLİMLERİNE AİT TOPLAM HARMONİK DİSTORSİYONU DEĞERLERİ

Bara No	THDv-a (%)	THDv-b (%)	THDv-c (%)
1	0.7135463	0.7142243	0.6219851
2	0.7317444	0.7324378	0.6191318
3	0.4006818	0.4013082	0.3513588
4	0.7031429	0.7037182	0.6120572
5	0.7662909	0.7668727	0.6970892
6	0.7691169	0.7697346	0.6833280
7	1.4542456	1.4541833	1.2500766
8	1.9215820	1.9208338	1.6690225
9	1.6000821	1.6003350	1.4835561
10	1.2657474	1.2658873	1.0843971
11	1.2026490	1.2028544	1.0357737
12	0.4321028	0.4325207	0.3940287
13	0.4054498	0.4060108	0.3452344
14	0.2411882	0.2416145	0.2143160
15	0.3947049	0.3951687	0.3451857
16	0.3999980	0.4005092	0.3508613
17	4.9262452	4.9252255	4.0607475
18	7.6299409	7.6301514	7.5115535
19	0.0002725	0.0002726	0.0002494
20	0.0002484	0.0002485	0.0002120
21	0.0001335	0.0001336	0.0001155
22	0.0002473	0.0002474	0.0002170
23	0.0002418	0.0002419	0.0002119

HATLAR ARASINDAKİ KAYIP GÜÇ DEĞERLERİ

Harm.No	Hat No	Baralar	Pk-a (p.u.)	Pk-b (p.u.)	Pk-c (p.u.)
1	1	1 9	7.2557789e-006	8.0496936e-006	7.6071702e-006

1	2	1	11	7.6430340e-003	7.5210453e-003	7.5124522e-003
1	3	2	3	2.2828546e-003	2.2574838e-003	2.2442530e-003
1	4	2	7	4.4010707e-003	4.3136384e-003	4.3052182e-003
1	5	2	10	3.5356089e-003	3.4536002e-003	3.4552469e-003
1	6	3	4	1.3783404e-003	1.3615648e-003	1.3514969e-003
1	7	4	6	3.8262716e-003	3.8303711e-003	3.8248714e-003
1	8	4	8	4.2507227e-003	4.0965827e-003	4.0594293e-003
1	9	4	9	1.2532473e-004	1.2179620e-004	1.2047009e-004
1	10	5	6	3.3133431e-003	3.3048107e-003	3.2969350e-003
1	11	5	9	6.7670672e-004	6.5282140e-004	6.4473906e-004
1	12	7	8	1.5484403e-003	1.5913399e-003	1.5803159e-003
1	13	7	10	3.9821055e-004	3.9052836e-004	3.9009622e-004
1	14	8	9	1.8736555e-003	1.7974319e-003	1.7909359e-003
1	15	8	10	1.7672868e-004	1.9453097e-004	1.9598021e-004
1	16	8	11	5.6548203e-004	5.9323446e-004	5.8517630e-004
1	17	10	11	1.2716258e-004	1.2803552e-004	1.2672231e-004
3	1	1	9	6.6163503e-007	6.6201119e-007	6.9138188e-007
3	2	1	11	5.2254516e-007	5.2126212e-007	4.6083381e-007
3	3	2	3	6.6248837e-008	6.5986414e-008	5.6002644e-008
3	4	2	7	7.3735069e-007	7.3623074e-007	6.5886167e-007
3	5	2	10	6.4301569e-007	6.4179581e-007	6.0265199e-007
3	6	3	4	1.4145453e-007	1.4123842e-007	1.2814782e-007
3	7	4	6	9.4077057e-010	9.5601837e-010	9.4279810e-010
3	8	4	8	2.2555781e-006	2.2513867e-006	1.9001106e-006
3	9	4	9	6.3983176e-007	6.4018285e-007	6.6281096e-007
3	10	5	6	8.9814832e-010	9.1587008e-010	5.5252180e-010
3	11	5	9	1.9127525e-006	1.9119958e-006	1.8792140e-006
3	12	7	8	5.8238132e-007	5.8122460e-007	5.3844245e-007
3	13	7	10	4.5787978e-008	4.5694491e-008	4.2238258e-008
3	14	8	9	1.0740201e-007	1.0693708e-007	8.5262422e-009
3	15	8	10	7.3938168e-007	7.3803628e-007	6.7078150e-007
3	16	8	11	8.6903876e-007	8.6746520e-007	7.5089623e-007
3	17	10	11	8.0448440e-009	8.0137406e-009	5.7336007e-009
5	1	1	9	1.4393033e-007	2.4951928e-007	1.5829420e-007
5	2	1	11	2.4955940e-008	3.4034965e-007	6.6934066e-008
5	3	2	3	1.9673549e-008	1.0252177e-007	3.6248797e-008
5	4	2	7	2.4293639e-008	4.4469347e-007	1.1587122e-007
5	5	2	10	6.7474593e-010	4.2264353e-007	1.0081099e-007
5	6	3	4	6.6337976e-008	1.7417341e-007	8.3449061e-008
5	7	4	6	3.6252191e-009	1.4435168e-010	3.4725295e-009
5	8	4	8	3.4120189e-008	1.4370451e-006	3.4565189e-007
5	9	4	9	1.6352138e-007	2.6344742e-007	1.7482362e-007
5	10	5	6	3.5817384e-009	4.2727562e-010	3.4790926e-009
5	11	5	9	2.8900116e-007	7.3712810e-007	3.6288457e-007
5	12	7	8	5.5870302e-009	3.7929089e-007	8.6571152e-008
5	13	7	10	2.5034976e-010	2.8819041e-008	6.7738410e-009
5	14	8	9	7.9251802e-008	1.0984597e-007	1.2429773e-008
5	15	8	10	4.3838218e-009	4.6247258e-007	1.1061060e-007
5	16	8	11	3.2901407e-009	5.1760995e-007	1.2039869e-007
5	17	10	11	1.3516573e-009	4.6795244e-009	5.8642983e-010
7	1	1	9	8.4217610e-008	4.0155791e-008	4.2951094e-008
7	2	1	11	1.2870191e-007	2.4353063e-008	1.1634043e-008
7	3	2	3	3.6889818e-008	2.2120103e-009	8.9472510e-009
7	4	2	7	1.6453679e-007	1.1275315e-008	2.4117830e-008
7	5	2	10	1.5796290e-007	1.8434176e-008	1.9372773e-008
7	6	3	4	6.0600264e-008	1.5566495e-008	2.2083225e-008

7	7	4	6	2.0600320e-010	1.2181161e-009	1.2003215e-009
7	8	4	8	5.3409843e-007	5.3535031e-008	7.0688361e-008
7	9	4	9	8.8069413e-008	4.6315602e-008	4.8110559e-008
7	10	5	6	4.2163458e-010	1.2135883e-009	1.2391245e-009
7	11	5	9	2.5755670e-007	7.0266736e-008	9.3265068e-008
7	12	7	8	1.4214612e-007	1.8824317e-008	1.6244313e-008
7	13	7	10	1.0771167e-008	1.3833187e-009	1.3196498e-009
7	14	8	9	4.4547600e-008	3.6839909e-008	5.9798513e-009
7	15	8	10	1.7249411e-007	1.9109014e-008	2.1718509e-008
7	16	8	11	1.9298746e-007	2.2369056e-008	2.3916385e-008
7	17	10	11	1.8198264e-009	7.2656729e-010	9.8221838e-011
9	1	1	9	1.0073205e-008	1.0116911e-008	1.9317099e-008
9	2	1	11	4.0836233e-009	3.7592413e-009	2.1682249e-008
9	3	2	3	6.2576471e-011	1.3023770e-010	3.8906679e-009
9	4	2	7	7.5829049e-009	7.2690017e-009	2.6969050e-008
9	5	2	10	5.7436539e-009	5.4341827e-009	2.5825440e-008
9	6	3	4	7.8247678e-010	7.1421363e-010	6.5617554e-009
9	7	4	6	7.6311941e-011	7.9266062e-011	9.6464441e-011
9	8	4	8	2.0849344e-008	1.9664495e-008	8.5230195e-008
9	9	4	9	9.3683941e-009	9.4012195e-009	1.9328149e-008
9	10	5	6	9.1396382e-011	9.4688736e-011	1.3554525e-010
9	11	5	9	2.3750482e-008	2.3446637e-008	6.4573126e-008
9	12	7	8	5.1034771e-009	4.8091191e-009	2.3462751e-008
9	13	7	10	4.1612028e-010	3.9268362e-010	1.8117813e-009
9	14	8	9	3.1798092e-009	3.0291004e-009	1.7750650e-009
9	15	8	10	6.9598917e-009	6.6055600e-009	2.8560121e-008
9	16	8	11	8.4314933e-009	7.9980122e-009	3.2372705e-008
9	17	10	11	5.1998561e-011	4.4102263e-011	3.3284673e-010
11	1	1	9	6.9097763e-010	1.9555082e-009	5.5423455e-010
11	2	1	11	1.0420430e-009	3.4905057e-009	2.2824702e-010
11	3	2	3	8.5346666e-011	9.3940503e-010	6.4835697e-011
11	4	2	7	8.3650625e-010	4.3424943e-009	1.1464361e-010
11	5	2	10	9.7003160e-010	4.2212892e-009	2.1417542e-010
11	6	3	4	1.5271718e-010	1.4713750e-009	2.5313568e-010
11	7	4	6	2.6183317e-011	1.3683989e-011	3.0686660e-011
11	8	4	8	3.2030841e-009	1.4180510e-008	4.2762272e-010
11	9	4	9	8.1525615e-010	2.0145725e-009	6.6063020e-010
11	10	5	6	2.5946701e-011	1.9425080e-011	3.3386564e-011
11	11	5	9	8.4727071e-010	6.2968966e-009	9.0086559e-010
11	12	7	8	9.3157509e-010	3.8115272e-009	2.1171471e-010
11	13	7	10	7.0483626e-011	2.8807087e-010	1.2932658e-011
11	14	8	9	1.2654342e-009	1.3239522e-009	2.4090943e-010
11	15	8	10	1.0493413e-009	4.5988456e-009	2.0161937e-010
11	16	8	11	1.2231967e-009	5.1444386e-009	1.9893953e-010
11	17	10	11	2.5934373e-011	5.1205804e-011	2.1130919e-012

NON-LİNEER YÜK AKIMLARI VE FAZ AÇILARI

Harm.No	Bara No	Ia (p.u.)	Ib (p.u.)	Ic (p.u.)
1	17	0.0528670	0.0528342	0.0421858
1	18	0.0307452	0.0307441	0.0307270
3	17	0.0153658	0.0153761	0.0123196
3	18	0.0095281	0.0095285	0.0095326
5	17	0.0079170	0.0079222	0.0063475

175

5	18	0.0049092	0.0049094	0.0049115
7	17	0.0043392	0.0043421	0.0034790
7	18	0.0026907	0.0026908	0.0026919
9	17	0.0021216	0.0021230	0.0017010
9	18	0.0013156	0.0013156	0.0013162
11	17	0.0005921	0.0005925	0.0004747
11	18	0.0003671	0.0003671	0.0003673

Harm.No	Bara No	gama-a (deg.)	gama-b (deg.)	gama-c (deg.)
---------	---------	---------------	---------------	---------------

1	17	-16.9217422	-136.9276279	103.6067143
1	18	-16.7269630	-136.7255786	103.3452464
3	17	-48.0406320	-48.0566714	-46.9152014
3	18	-45.7180693	-45.7135878	-45.5640349
5	17	-80.0677200	39.9055476	161.8079976
5	18	-76.1967821	43.8106870	164.0599419
7	17	-112.0948080	127.8677667	10.5311967
7	18	-106.6754950	133.3349617	13.6839189
9	17	-144.1218960	-144.1700143	-140.7456043
9	18	-137.1542079	-137.1407635	-136.6921047
11	17	-176.1489837	-56.2077953	67.9775948
11	18	-167.6329193	-47.6164889	72.9318722

iterasyon sayısı

HATA

19

2.4197928e-009

Çalışma Durumu : MOD5**BARA GERİLİMLERİ VE FAZ AÇILARI**

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
1	1	0.9749424	0.9745882	0.9744824
1	2	0.9712415	0.9708165	0.9707081
1	3	0.9979652	0.9977533	0.9976569
1	4	0.9842772	0.9839419	0.9838408
1	5	0.9881552	0.9878970	0.9877969
1	6	0.9409478	0.9405879	0.9405062
1	7	0.9211525	0.9203727	0.9203240
1	8	0.9439078	0.9430195	0.9429487
1	9	0.9784910	0.9780697	0.9779761
1	10	0.9357902	0.9351087	0.9350402
1	11	0.9234359	0.9227883	0.9227226
1	12	1.0000000	1.0000628	0.9998444
1	13	1.0000000	1.0000766	0.9997567
1	14	1.0000000	1.0000578	0.9998677
1	15	1.0000000	1.0000649	0.9998004
1	16	1.0000000	1.0000696	0.9997942
1	17	0.9404141	0.9395050	0.9409987
1	18	0.9713042	0.9708045	0.9711975
1	19	1.0219846	1.0219846	1.0219846
1	20	1.0502788	1.0502788	1.0502788
1	21	1.0056099	1.0056099	1.0056099
1	22	1.0284922	1.0284922	1.0284922
1	23	1.0449469	1.0449469	1.0449469

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
1	1	24.5771244	-95.4425582	144.5815529
1	2	23.8048214	-96.2179497	143.8103279
1	3	27.1902514	-92.8233398	147.1932682
1	4	25.4552592	-94.5632119	145.4603708
1	5	25.6185160	-94.3971231	145.6219316
1	6	23.1477906	-96.8714509	143.1479857
1	7	21.6205442	-98.4134549	141.6258735
1	8	22.8015072	-97.2358670	142.8164608
1	9	24.6541879	-95.3668628	144.6605038
1	10	22.2312190	-97.7995722	142.2368630
1	11	22.1834567	-97.8455809	142.1866457
1	12	-2.6381751	-122.6505442	117.3525251
1	13	-4.4196185	-124.4382478	115.5672628
1	14	-1.0840069	-121.0946681	118.9077945
1	15	-2.7933100	-122.8086591	117.1957967
1	16	-3.2944722	-123.3103909	116.6941133
1	17	51.4984655	-68.4821048	171.8113393
1	18	52.2663398	-67.7272992	172.2954608
1	19	0.1589708	-119.8410292	120.1589708
1	20	-1.7013720	-121.7013720	118.2986280
1	21	1.7597600	-118.2402400	121.7597600
1	22	-0.0154079	-120.0154079	119.9845921
1	23	0.0000000	-120.0000000	120.0000000

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
3	1	0.0003805	0.0000033	0.0003779
3	2	0.0004441	0.0000036	0.0004413
3	3	0.0002623	0.0000022	0.0002606
3	4	0.0003707	0.0000032	0.0003682
3	5	0.0003021	0.0000032	0.0002996
3	6	0.0003419	0.0000032	0.0003394
3	7	0.0006561	0.0000053	0.0006521
3	8	0.0008114	0.0000065	0.0008065
3	9	0.0004348	0.0000047	0.0004311
3	10	0.0006015	0.0000048	0.0005978
3	11	0.0005523	0.0000046	0.0005488
3	12	0.0002172	0.0001099	0.0001072
3	13	0.0003196	0.0001613	0.0001583
3	14	0.0001887	0.0000953	0.0000934
3	15	0.0002667	0.0001347	0.0001320
3	16	0.0002737	0.0001383	0.0001355
3	17	0.0189270	0.0189016	0.0138535
3	18	0.0383823	0.0383569	0.0376322
3	19	0.0000001	0.0000000	0.0000000
3	20	0.0000002	0.0000000	0.0000000
3	21	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	22	0.0000001	0.0000000	0.0000000
3	23	0.0000001	0.0000000	0.0000000

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
3	1	37.6839646	178.5566974	-141.9965222
3	2	37.1020339	177.0589084	-142.5982028
3	3	39.4944939	-179.9324717	-140.1936689
3	4	37.6531915	178.5197275	-142.0277507
3	5	38.3690512	-179.2186768	-141.2631932
3	6	37.9297420	179.4729733	-141.7324007
3	7	35.1519276	174.9933849	-144.5498930
3	8	34.4840793	174.2414658	-145.2186796
3	9	36.4369364	179.1764300	-143.1854530
3	10	35.5984223	175.5108875	-144.1023203
3	11	35.9555462	176.1997681	-143.7394352
3	12	38.5521660	-141.9926625	-140.8892886
3	13	37.2514505	-143.1940347	-142.2947051
3	14	39.6498977	-140.8132602	-139.8776970
3	15	37.8121765	-142.6615494	-141.7043200
3	16	37.8431756	-142.6312187	-141.6726226
3	17	41.8016354	41.8834172	43.4918227
3	18	44.2448924	44.2724209	44.4891748
3	19	38.5521618	0.0000000	0.0000000
3	20	37.2514476	0.0000000	0.0000000
3	21	0.0000000	0.0000000	0.0000000
3	22	37.8121730	0.0000000	0.0000000
3	23	37.8431722	0.0000000	0.0000000

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
5	1	0.0042054	0.0045084	0.0042516
5	2	0.0041498	0.0045023	0.0042029
5	3	0.0027316	0.0029404	0.0027634
5	4	0.0040858	0.0043811	0.0041309
5	5	0.0045632	0.0048049	0.0046002

5	6	0.0043099	0.0045828	0.0043516
5	7	0.0060275	0.0065476	0.0061055
5	8	0.0073730	0.0080158	0.0074689
5	9	0.0069450	0.0072931	0.0069987
5	10	0.0055870	0.0060641	0.0056588
5	11	0.0054188	0.0058576	0.0054853
5	12	0.0028161	0.0029466	0.0029690
5	13	0.0025392	0.0027324	0.0027640
5	14	0.0016754	0.0017893	0.0018083
5	15	0.0025089	0.0026696	0.0026965
5	16	0.0025824	0.0027474	0.0027750
5	17	0.0236207	0.0237019	0.0198997
5	18	0.0398877	0.0399390	0.0395956
5	19	0.0000014	0.0000015	0.0000015
5	20	0.0000013	0.0000014	0.0000014
5	21	0.0000008	0.0000009	0.0000009
5	22	0.0000013	0.0000013	0.0000013
5	23	0.0000013	0.0000014	0.0000014

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
---------	---------	---------------	---------------	---------------

5	1	159.6095168	-78.6734146	44.0365175
5	2	158.7983599	-79.1561383	44.0281919
5	3	160.5829332	-77.5914990	45.2816797
5	4	159.5956147	-78.6827673	44.0355736
5	5	160.5529748	-78.1988588	43.8008005
5	6	160.0189347	-78.4805176	43.9049940
5	7	157.5367080	-80.3795311	42.8536091
5	8	157.0656625	-80.8245016	42.4396259
5	9	159.5218854	-79.3024079	42.5931008
5	10	157.8548752	-80.0861045	43.1144386
5	11	158.2734428	-79.7846045	43.2555108
5	12	-167.6806334	-49.6548662	73.4920177
5	13	-168.3535632	-51.4712361	73.5015191
5	14	-166.8575531	-49.6774706	74.8128172
5	15	-167.9864634	-50.6572640	73.5961226
5	16	-167.9799056	-50.6425118	73.5989729
5	17	128.9408565	-109.3095961	10.9890629
5	18	133.0224797	-106.4186976	13.4950026
5	19	-167.6806333	-49.6548662	73.4920176
5	20	-168.3535631	-51.4712361	73.5015190
5	21	-166.8575531	-49.6774705	74.8128171
5	22	-167.9864633	-50.6572640	73.5961226
5	23	-167.9799056	-50.6425118	73.5989729

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
---------	---------	----------	----------	----------

7	1	0.0032710	0.0034545	0.0032183
7	2	0.0032345	0.0034498	0.0031754
7	3	0.0021265	0.0022534	0.0020906
7	4	0.0031782	0.0033571	0.0031269
7	5	0.0035375	0.0036819	0.0034931
7	6	0.0033473	0.0035116	0.0032987
7	7	0.0046982	0.0050164	0.0046115
7	8	0.0057470	0.0061406	0.0056403
7	9	0.0053810	0.0055881	0.0053160
7	10	0.0043546	0.0046462	0.0042747
7	11	0.0042207	0.0044880	0.0041462
7	12	0.0021617	0.0022809	0.0022539

7	13	0.0019499	0.0021243	0.0020891
7	14	0.0012866	0.0013898	0.0013683
7	15	0.0019263	0.0020722	0.0020414
7	16	0.0019827	0.0021324	0.0021008
7	17	0.0182046	0.0180931	0.0152734
7	18	0.0306643	0.0305753	0.0303839
7	19	0.0000011	0.0000011	0.0000011
7	20	0.0000010	0.0000011	0.0000010
7	21	0.0000006	0.0000007	0.0000007
7	22	0.0000010	0.0000010	0.0000010
7	23	0.0000010	0.0000011	0.0000010

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
7	1	-167.1717810	69.9273906	-51.4936447
7	2	-167.3096373	69.3051493	-52.4251987
7	3	-166.3180097	70.6146098	-50.9084352
7	4	-167.1745318	69.9162158	-51.5092268
7	5	-167.1474033	70.6840774	-50.3050386
7	6	-167.1775098	70.2548893	-50.9650791
7	7	-168.1714032	68.3931197	-53.3730714
7	8	-168.4794720	68.0528525	-53.7376049
7	9	-167.9898007	69.9509423	-50.9732078
7	10	-167.9738089	68.6241311	-53.1187769
7	11	-167.8265999	68.9354247	-52.6971908
7	12	161.4966042	42.4012422	-80.6638579
7	13	160.4699194	41.9918446	-82.8827395
7	14	161.6952710	43.0476833	-81.3482525
7	15	160.9516046	42.2237557	-81.9373063
7	16	160.9598311	42.2284598	-81.9207775
7	17	-141.0753660	97.3625052	-20.1628830
7	18	-136.9580634	102.5624006	-16.9232604
7	19	161.4966042	42.4012422	-80.6638579
7	20	160.4699194	41.9918445	-82.8827395
7	21	161.6952710	43.0476832	-81.3482525
7	22	160.9516047	42.2237556	-81.9373062
7	23	160.9598311	42.2284597	-81.9207774

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
9	1	0.0001615	0.0000030	0.0001599
9	2	0.0001882	0.0000033	0.0001865
9	3	0.0001114	0.0000020	0.0001103
9	4	0.0001574	0.0000029	0.0001558
9	5	0.0001288	0.0000028	0.0001272
9	6	0.0001454	0.0000029	0.0001438
9	7	0.0002778	0.0000048	0.0002753
9	8	0.0003433	0.0000060	0.0003403
9	9	0.0001854	0.0000041	0.0001830
9	10	0.0002547	0.0000045	0.0002524
9	11	0.0002341	0.0000042	0.0002319
9	12	0.0000924	0.0000047	0.0000945
9	13	0.0001352	0.00000685	0.0000667
9	14	0.0000800	0.00000406	0.0000394
9	15	0.0001130	0.00000574	0.0000557
9	16	0.0001160	0.00000589	0.0000572
9	17	0.0078409	0.0078301	0.0057408
9	18	0.0158959	0.0158859	0.0155928
9	19	0.0000000	0.0000000	0.0000000

9	20	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	21	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	22	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	23	0.0000000	0.0000000	0.0000000

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
9	1	-65.9321397	56.4005377	114.9844856
9	2	-65.8885461	55.2693510	114.9796365
9	3	-65.2178363	56.6943164	115.6804621
9	4	-65.9375458	56.3764318	114.9781129
9	5	-66.2719748	58.3799649	114.7581075
9	6	-66.0681106	57.2185270	114.8922642
9	7	-66.5370802	54.5017526	114.3268235
9	8	-66.7531394	54.2065208	114.1080635
9	9	-67.0588890	58.0492086	113.9949905
9	10	-66.3978040	54.7178403	114.4689286
9	11	-66.3490352	55.1490176	114.5323901
9	12	-65.7600762	112.7229425	115.8134088
9	13	-65.4564118	113.2589114	115.8634518
9	14	-64.7708457	113.9010895	116.5960129
9	15	-65.4819925	113.1649591	115.9119788
9	16	-65.4761095	113.1694493	115.9193696
9	17	-54.3571033	-54.1151763	-50.1700395
9	18	-47.2428740	-47.1612571	-46.5774613
9	19	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	20	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	21	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	22	0.0000000	0.0000000	0.0000000
9	23	0.0000000	0.0000000	0.0000000

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
11	1	0.0006858	0.0007405	0.0007029
11	2	0.0006765	0.0007398	0.0006954
11	3	0.0004455	0.0004832	0.0004571
11	4	0.0006664	0.0007197	0.0006830
11	5	0.0007450	0.0007891	0.0007597
11	6	0.0007032	0.0007527	0.0007191
11	7	0.0009823	0.0010757	0.0010100
11	8	0.0012013	0.0013168	0.0012354
11	9	0.0011340	0.0011975	0.0011553
11	10	0.0009106	0.0009964	0.0009361
11	11	0.0008833	0.0009623	0.0009072
11	12	0.0004624	0.0004813	0.0004901
11	13	0.0004170	0.0004459	0.0004571
11	14	0.0002752	0.0002921	0.0002990
11	15	0.0004120	0.0004357	0.0004457
11	16	0.0004240	0.0004484	0.0004586
11	17	0.0038765	0.0039042	0.0032716
11	18	0.0065524	0.0065739	0.0065115
11	19	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	20	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	21	0.0000001	0.0000001	0.0000001
11	22	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	23	0.0000002	0.0000002	0.0000002

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
11	1	66.0532381	-172.8420493	-49.5073289
11	2	64.8406023	-173.7641755	-49.9043481
11	3	66.2324627	-172.5678463	-49.0523846
11	4	66.0332580	-172.8578390	-49.5141206
11	5	67.7138005	-171.5674458	-49.0382315
11	6	66.8045958	-172.2736059	-49.3035499
11	7	64.1546971	-174.4162143	-50.5016606
11	8	63.8732297	-174.6748678	-50.7250102
11	9	67.4078138	-171.9287161	-49.5219329
11	10	64.3642073	-174.2288038	-50.3504909
11	11	64.8484318	-173.8489695	-50.1484571
11	12	99.6810603	-142.8628022	-19.7063867
11	13	97.9732648	-145.9000104	-20.8876597
11	14	99.0548964	-144.4763404	-19.9561294
11	15	98.7036437	-144.6562900	-20.3772945
11	16	98.7158481	-144.6350671	-20.3682313
11	17	33.7029234	155.5537051	-82.6967683
11	18	41.4352175	162.0180332	-77.8514483
11	19	99.6810600	-142.8628017	-19.7063869
11	20	97.9732644	-145.9000098	-20.8876600
11	21	99.0548958	-144.4763395	-19.9561298
11	22	98.7036433	-144.6562894	-20.3772948
11	23	98.7158477	-144.6350665	-20.3682315

BARA GERİLİMLERİNE AİT TOPLAM HARMONİK DİSTORSİYONU DEĞERLERİ

Bara No	THDv-a (%)	THDv-b (%)	THDv-c (%)
1	0.5526065	0.5877165	0.5535307
2	0.5484352	0.5892003	0.5495837
3	0.3509052	0.3744304	0.3514805
4	0.5318276	0.5656997	0.5327074
5	0.5900829	0.6179353	0.5907004
6	0.5860857	0.6190123	0.5869233
7	0.8400291	0.9037903	0.8421010
8	1.0028688	1.0798313	1.0054656
9	0.9066107	0.9473286	0.9076637
10	0.7663784	0.8238776	0.7681803
11	0.7527408	0.8064415	0.7544155
12	0.3587876	0.3758874	0.3762111
13	0.3247167	0.3493746	0.3499765
14	0.2140116	0.2286593	0.2289815
15	0.3202919	0.3410335	0.3415038
16	0.3296690	0.3509558	0.3514403
17	3.8693589	3.8714607	3.1252351
18	6.7512813	6.7521306	6.6671457
19	0.0001754	0.0001837	0.0001839
20	0.0001544	0.0001660	0.0001663
21	0.0001059	0.0001135	0.0001137
22	0.0001555	0.0001656	0.0001658
23	0.0001576	0.0001677	0.0001679

HATLAR ARASINDAKİ KAYIP GÜÇ DEĞERLERİ

Harm.No	Hat No	Baralar	Pk-a (p.u.)	Pk-b (p.u.)	Pk-c (p.u.)
1	1	1 9	7.8738835e-006	7.5822947e-006	7.7366605e-006

1	2	1	11	7.5236110e-003	7.6027291e-003	7.5487689e-003
1	3	2	3	2.2559721e-003	2.2728730e-003	2.2570467e-003
1	4	2	7	4.3144356e-003	4.3694595e-003	4.3322436e-003
1	5	2	10	3.4604021e-003	3.5063305e-003	3.4743272e-003
1	6	3	4	1.3604055e-003	1.3711752e-003	1.3606437e-003
1	7	4	6	3.8253259e-003	3.8292493e-003	3.8262838e-003
1	8	4	8	4.1005513e-003	4.1844750e-003	4.1206350e-003
1	9	4	9	1.2206197e-004	1.2342740e-004	1.2205821e-004
1	10	5	6	3.2999953e-003	3.3129143e-003	3.3041319e-003
1	11	5	9	6.5371104e-004	6.6554529e-004	6.5493340e-004
1	12	7	8	1.5804481e-003	1.5677842e-003	1.5745682e-003
1	13	7	10	3.9080058e-004	3.9561683e-004	3.9218715e-004
1	14	8	9	1.8029387e-003	1.8445401e-003	1.8157326e-003
1	15	8	10	1.9191432e-004	1.8519358e-004	1.9072863e-004
1	16	8	11	5.8944016e-004	5.7517710e-004	5.8099317e-004
1	17	10	11	1.2784238e-004	1.2709540e-004	1.2683381e-004
3	1	1	9	2.0080307e-010	1.2143591e-013	1.9213062e-010
3	2	1	11	6.4070320e-009	3.3116302e-013	6.3392122e-009
3	3	2	3	2.2026178e-009	1.2324734e-013	2.1780711e-009
3	4	2	7	6.3525565e-009	3.9604633e-013	6.2766625e-009
3	5	2	10	5.3777218e-009	3.4445954e-013	5.3123621e-009
3	6	3	4	1.8129557e-009	1.5856069e-013	1.7864246e-009
3	7	4	6	1.1688862e-010	5.4016102e-016	1.1693765e-010
3	8	4	8	2.7375270e-008	1.4778051e-012	2.7077153e-008
3	9	4	9	2.7727574e-010	1.3830738e-013	2.6655985e-010
3	10	5	6	1.6210570e-010	9.7041383e-016	1.6200480e-010
3	11	5	9	3.8286735e-009	5.1362106e-013	3.7575739e-009
3	12	7	8	5.2150419e-009	3.1904447e-013	5.1534943e-009
3	13	7	10	4.6030662e-010	2.6511402e-014	4.5508350e-010
3	14	8	9	1.4509893e-008	3.4751282e-013	1.4420136e-008
3	15	8	10	6.7735896e-009	4.0794666e-013	6.6944452e-009
3	16	8	11	9.4556511e-009	5.1525815e-013	9.3520698e-009
3	17	10	11	2.4731282e-010	8.2947464e-015	2.4537412e-010
5	1	1	9	1.8140830e-007	1.8753011e-007	1.8286832e-007
5	2	1	11	1.1677092e-007	1.4395891e-007	1.2006016e-007
5	3	2	3	4.8882957e-008	5.9203800e-008	5.0222875e-008
5	4	2	7	1.8150945e-007	2.1533172e-007	1.8626711e-007
5	5	2	10	1.6297805e-007	1.9245357e-007	1.6719417e-007
5	6	3	4	1.0271633e-007	1.1629994e-007	1.0484497e-007
5	7	4	6	2.6257142e-009	2.0995876e-009	2.5050476e-009
5	8	4	8	5.5739298e-007	6.8031747e-007	5.7290705e-007
5	9	4	9	1.9759276e-007	2.0505729e-007	1.9923970e-007
5	10	5	6	2.4541693e-009	1.8579943e-009	2.3050217e-009
5	11	5	9	4.4702570e-007	4.8802367e-007	4.5363941e-007
5	12	7	8	1.4264203e-007	1.6979282e-007	1.4641353e-007
5	13	7	10	1.0901663e-008	1.3125928e-008	1.1194923e-008
5	14	8	9	1.0334292e-008	2.1001911e-008	8.2538460e-009
5	15	8	10	1.7874823e-007	2.1338098e-007	1.8350542e-007
5	16	8	11	1.9684922e-007	2.3976519e-007	2.0230131e-007
5	17	10	11	1.1156640e-009	1.6268187e-009	1.1284093e-009
7	1	1	9	5.5601590e-008	5.6807991e-008	5.4932814e-008
7	2	1	11	3.6708571e-008	4.3571510e-008	3.5212020e-008
7	3	2	3	1.5344353e-008	1.7915105e-008	1.4742340e-008
7	4	2	7	5.6881307e-008	6.5170051e-008	5.4772507e-008
7	5	2	10	5.1031338e-008	5.8225550e-008	4.9167736e-008
7	6	3	4	3.1980148e-008	3.5207748e-008	3.1027244e-008

7	7	4	6	7.5767416e-010	6.4385262e-010	8.0683042e-010
7	8	4	8	1.7515666e-007	2.0595853e-007	1.6815424e-007
7	9	4	9	6.0589776e-008	6.2112951e-008	5.9821422e-008
7	10	5	6	6.9656739e-010	5.7212524e-010	7.5672701e-010
7	11	5	9	1.3818398e-007	1.4771569e-007	1.3507677e-007
7	12	7	8	4.4705833e-008	5.1376164e-008	4.3031203e-008
7	13	7	10	3.4164624e-009	3.9680431e-009	3.2848278e-009
7	14	8	9	2.6224793e-009	6.6013185e-009	3.3668542e-009
7	15	8	10	5.6036544e-008	6.4565002e-008	5.3920093e-008
7	16	8	11	6.1832569e-008	7.2569465e-008	5.9373706e-008
7	17	10	11	3.4726976e-010	4.9364345e-010	3.3647635e-010
9	1	1	9	4.4506334e-012	9.1357217e-015	4.1635951e-012
9	2	1	11	1.3130433e-010	3.3490086e-014	1.2929308e-010
9	3	2	3	4.5173219e-011	1.2275119e-014	4.4444316e-011
9	4	2	7	1.3062910e-010	3.8729004e-014	1.2836608e-010
9	5	2	10	1.1044242e-010	3.3467882e-014	1.0849514e-010
9	6	3	4	3.7581468e-011	1.4658843e-014	3.6780070e-011
9	7	4	6	2.3492324e-012	9.4634135e-017	2.3510015e-012
9	8	4	8	5.6226879e-010	1.4847265e-013	5.5340726e-010
9	9	4	9	6.0818896e-012	1.0532111e-014	5.7308064e-012
9	10	5	6	3.2645176e-012	1.6626008e-016	3.2618197e-012
9	11	5	9	7.9988159e-011	4.4451493e-014	7.7804433e-011
9	12	7	8	1.0708198e-010	3.1266152e-014	1.0525078e-010
9	13	7	10	9.4032184e-012	2.6143201e-015	9.2486698e-012
9	14	8	9	2.9450554e-010	4.1659973e-014	2.9190403e-010
9	15	8	10	1.3904822e-010	4.0088726e-014	1.3669429e-010
9	16	8	11	1.9402266e-010	5.1617346e-014	1.9094685e-010
9	17	10	11	5.0234763e-012	9.1151919e-016	4.9668301e-012
11	1	1	9	1.0475346e-009	1.0879531e-009	1.0656164e-009
11	2	1	11	6.6535320e-010	8.3685051e-010	7.0874148e-010
11	3	2	3	2.7857691e-010	3.4371633e-010	2.9593009e-010
11	4	2	7	1.0355811e-009	1.2493168e-009	1.0959333e-009
11	5	2	10	9.2953251e-010	1.1157442e-009	9.8277860e-010
11	6	3	4	5.8771567e-010	6.7411513e-010	6.1500268e-010
11	7	4	6	1.5950747e-011	1.2656546e-011	1.4490351e-011
11	8	4	8	3.1781097e-009	3.9541479e-009	3.3804011e-009
11	9	4	9	1.1402676e-009	1.1894227e-009	1.1614033e-009
11	10	5	6	1.5097893e-011	1.1361505e-011	1.3329146e-011
11	11	5	9	2.5632886e-009	2.8266884e-009	2.6534453e-009
11	12	7	8	8.1340099e-010	9.8488452e-010	8.6137554e-010
11	13	7	10	6.2038371e-011	7.6063216e-011	6.5830851e-011
11	14	8	9	7.8074753e-011	1.4338536e-010	5.6589839e-011
11	15	8	10	1.0191531e-009	1.2378633e-009	1.0798505e-009
11	16	8	11	1.1220209e-009	1.3928968e-009	1.1930282e-009
11	17	10	11	6.4382850e-012	9.6508699e-012	6.8026617e-012

NON-LİNEER YÜK AKIMLARI VE FAZ AÇILARI

Harm.No	Bara No	Ia (p.u.)	Ib (p.u.)	Ic (p.u.)
1	17	0.0527714	0.0528189	0.0421730
1	18	0.0307064	0.0307210	0.0307062
3	17	0.0153833	0.0153684	0.0123143
3	18	0.0095332	0.0095283	0.0095321
5	17	0.0079260	0.0079183	0.0063447

5	18	0.0049118	0.0049093	0.0049112
7	17	0.0043441	0.0043399	0.0034775
7	18	0.0026921	0.0026907	0.0026918
9	17	0.0021240	0.0021219	0.0017002
9	18	0.0013163	0.0013156	0.0013161
11	17	0.0005927	0.0005922	0.0004745
11	18	0.0003673	0.0003671	0.0003673

Harm.No	Bara No	gama-a (deg.)	gama-b (deg.)	gama-c (deg.)
---------	---------	---------------	---------------	---------------

1	17	43.3391985	-76.6410266	163.7941621
1	18	43.4954759	-76.4974163	163.5426367
3	17	131.9953966	132.0536857	132.9340180
3	18	134.2990194	134.3181022	134.3863823
5	17	-140.0076724	-19.9105238	101.5566967
5	18	-136.1683010	-16.1364962	103.9773038
7	17	-52.0107414	-171.8747333	70.1793754
7	18	-46.6356215	-166.5910946	73.5682253
9	17	35.9861897	36.1610570	38.8020540
9	18	42.8970581	42.9543067	43.1591468
11	17	123.9831208	-115.8031525	7.4247331
11	18	132.4297376	-107.5002917	12.7500697

iterasyon sayısı

HATA

22

2.5357361e-008

Çalışma Durumu : MOD6

BARA GERİLİMLERİ VE FAZ AÇILARI

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
1	1	0.9806191	0.9837642	0.9807991
1	2	0.9838017	0.9894414	0.9838587
1	3	1.0011200	1.0031294	1.0013280
1	4	0.9893241	0.9921121	0.9895041
1	5	0.9914400	0.9935191	0.9916523
1	6	0.9454840	0.9481613	0.9455649
1	7	0.9555581	0.9694073	0.9553924
1	8	0.9622661	0.9703348	0.9622750
1	9	0.9856078	0.9892615	0.9857783
1	10	0.9552488	0.9636358	0.9551796
1	11	0.9362294	0.9422450	0.9361871
1	12	1.0000000	1.0011953	1.0001341
1	13	1.0000000	1.0030796	1.0000461
1	14	1.0000000	1.0011624	1.0001215
1	15	1.0000000	1.0015692	1.0001140
1	16	1.0000000	1.0017769	1.0001207
1	17	0.9589996	0.9670930	0.9590085
1	18	0.9784132	0.9820908	0.9785849
1	19	1.0161606	1.0161606	1.0161606
1	20	1.0285836	1.0285836	1.0285836
1	21	1.0000405	1.0000405	1.0000405
1	22	1.0196224	1.0196224	1.0196224
1	23	1.0349714	1.0349714	1.0349714
harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
1	1	-5.4016991	-125.3949022	114.5523484
1	2	-6.3041112	-126.2912260	113.6777556
1	3	-2.7706827	-122.7797488	117.1764351
1	4	-4.5338998	-124.5323891	115.4267062
1	5	-4.3285305	-124.3285372	115.6267950
1	6	-6.8077966	-126.7849569	113.1581889
1	7	-8.9790150	-128.8640093	111.2613788
1	8	-7.4833122	-127.4282245	112.6021340
1	9	-5.3762439	-125.3640799	114.6074044
1	10	-8.0204278	-127.9543647	112.0582392
1	11	-7.9139140	-127.8543704	112.1136335
1	12	-2.5975372	-122.6042704	117.3671817
1	13	-4.5450935	-124.5591700	115.4135396
1	14	-1.0591443	-121.0705290	118.9013080
1	15	-2.7964676	-122.8052213	117.1670682
1	16	-3.3005861	-123.3085546	116.6575830
1	17	-8.7035008	-128.6281543	111.3819474
1	18	-7.7124166	-127.6828960	112.2720836
1	19	0.2075772	-119.7924228	120.2075772
1	20	-1.7801960	-121.7801960	118.2198040
1	21	1.7885205	-118.2114795	121.7885205
1	22	-0.0023311	-120.0023311	119.9976689
1	23	0.0000000	-120.0000000	120.0000000

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
3	1	0.0037958	0.0038660	0.0037966
3	2	0.0042300	0.0043252	0.0042307
3	3	0.0014155	0.0014658	0.0014159
3	4	0.0039468	0.0040132	0.0039475
3	5	0.0042254	0.0042847	0.0042262
3	6	0.0040915	0.0041550	0.0040922
3	7	0.0109118	0.0110704	0.0109132
3	8	0.0147998	0.0149348	0.0148017
3	9	0.0119756	0.0120625	0.0119769
3	10	0.0090144	0.0091352	0.0090155
3	11	0.0080921	0.0081919	0.0080932
3	12	0.0019183	0.0019553	0.0019188
3	13	0.0019183	0.0019778	0.0019188
3	14	0.0006409	0.0006723	0.0006411
3	15	0.0017911	0.0018327	0.0017916
3	16	0.0017223	0.0017661	0.0017228
3	17	0.0336220	0.0339154	0.0336235
3	18	0.0503762	0.0506076	0.0503851
3	19	0.0000019	0.0000019	0.0000019
3	20	0.0000019	0.0000020	0.0000019
3	21	0.0000006	0.0000007	0.0000006
3	22	0.0000018	0.0000018	0.0000018
3	23	0.0000017	0.0000017	0.0000017

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
3	1	-137.6937997	-137.4696569	-137.4849996
3	2	-138.4522250	-138.2531258	-138.2208673
3	3	-136.5979430	-136.1887717	-136.2037514
3	4	-137.8655264	-137.6500768	-137.6699910
3	5	-136.9287766	-136.7370530	-136.7962159
3	6	-137.4576094	-137.2538751	-137.2910413
3	7	-139.9468058	-139.8475222	-139.8126931
3	8	-140.0409014	-139.9344011	-139.9212265
3	9	-138.3326170	-138.2348872	-138.2670985
3	10	-139.6162901	-139.4887277	-139.4697092
3	11	-139.3120873	-139.1693652	-139.1651442
3	12	-136.9696701	-136.7062706	-136.7871432
3	13	-138.5066806	-138.2328685	-138.1877829
3	14	-136.7005194	-136.1380729	-136.1562866
3	15	-137.9173998	-137.6212997	-137.6480682
3	16	-137.7484966	-137.4404346	-137.4608354
3	17	-139.2400866	-139.0669182	-139.0439401
3	18	-136.2777774	-136.1887334	-136.2976327
3	19	-136.8947762	-136.7628934	-136.8037613
3	20	-138.4070361	-138.2701951	-138.2483266
3	21	-136.5130783	-136.2317325	-136.2430322
3	22	-137.8224245	-137.6742644	-137.6882104
3	23	-137.6483689	-137.4942363	-137.5050744

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
5	1	0.0046915	0.0047377	0.0046902
5	2	0.0047638	0.0048307	0.0047630
5	3	0.0030765	0.0031054	0.0030741
5	4	0.0045531	0.0045976	0.0045521
5	5	0.0049533	0.0049922	0.0049523

5	6	0.0047450	0.0047872	0.0047441
5	7	0.0069794	0.0071243	0.0069849
5	8	0.0083527	0.0084726	0.0083621
5	9	0.0075000	0.0075753	0.0075076
5	10	0.0063846	0.0064851	0.0063882
5	11	0.0061150	0.0061943	0.0061177
5	12	0.0030976	0.0031195	0.0030958
5	13	0.0029797	0.0030173	0.0029782
5	14	0.0019237	0.0019406	0.0019218
5	15	0.0028473	0.0028727	0.0028458
5	16	0.0029339	0.0029602	0.0029321
5	17	0.0245176	0.0247739	0.0245268
5	18	0.0404713	0.0406712	0.0404859
5	19	0.0000015	0.0000016	0.0000015
5	20	0.0000015	0.0000015	0.0000015
5	21	0.0000010	0.0000010	0.0000010
5	22	0.0000014	0.0000014	0.0000014
5	23	0.0000015	0.0000015	0.0000015

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
---------	---------	---------------	---------------	---------------

5	1	-169.4095598	-49.1155917	70.9147883
5	2	-170.0369549	-49.7480443	70.2878345
5	3	-168.4150743	-48.1022700	72.0048845
5	4	-169.4120175	-49.1170522	70.9050701
5	5	-168.7305748	-48.4667180	71.5085648
5	6	-169.1195281	-48.8390184	71.1615218
5	7	-171.1716934	-50.9864681	68.8629396
5	8	-171.6222402	-51.3263875	68.5700971
5	9	-169.7634483	-49.5070654	70.3402612
5	10	-170.8995598	-50.6371540	69.2937674
5	11	-170.5632545	-50.2780104	69.6786228
5	12	-168.7438617	-48.4789024	71.5342380
5	13	-170.0729704	-49.7586966	70.3348194
5	14	-168.4275531	-48.1080763	72.0233080
5	15	-169.4291063	-49.1284743	70.9338173
5	16	-169.4269765	-49.1262700	70.9431103
5	17	-171.2235239	-50.8752463	69.1234832
5	18	-166.7475447	-46.5831990	73.2080466
5	19	-168.7083962	-48.4464216	71.4657533
5	20	-169.9768052	-49.7303206	70.2094334
5	21	-168.3942522	-48.0925960	71.9741577
5	22	-169.3834909	-49.0980291	70.8571268
5	23	-169.3804867	-49.0978073	70.8675527

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
---------	---------	----------	----------	----------

7	1	0.0035961	0.0036294	0.0035999
7	2	0.0036519	0.0037027	0.0036550
7	3	0.0023585	0.0023772	0.0023624
7	4	0.0034901	0.0035230	0.0034935
7	5	0.0037973	0.0038235	0.0038007
7	6	0.0036373	0.0036674	0.0036407
7	7	0.0053496	0.0054725	0.0053475
7	8	0.0064018	0.0065124	0.0063964
7	9	0.0057544	0.0058059	0.0057512
7	10	0.0048938	0.0049792	0.0048933
7	11	0.0046870	0.0047541	0.0046876
7	12	0.0023740	0.0023886	0.0023772

7	13	0.0022843	0.0023108	0.0022872
7	14	0.0014747	0.0014850	0.0014774
7	15	0.0021825	0.0021999	0.0021855
7	16	0.0022487	0.0022665	0.0022519
7	17	0.0188058	0.0190210	0.0188004
7	18	0.0310512	0.0311989	0.0310545
7	19	0.0000012	0.0000012	0.0000012
7	20	0.0000011	0.0000012	0.0000011
7	21	0.0000007	0.0000007	0.0000007
7	22	0.0000011	0.0000011	0.0000011
7	23	0.0000011	0.0000011	0.0000011

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
7	1	159.0887241	39.3690976	-80.7391502
7	2	158.2256984	38.5869218	-81.4387905
7	3	159.8052227	39.9787847	-80.1685171
7	4	159.0640843	39.3643028	-80.7341593
7	5	160.1104669	40.3435261	-79.8379013
7	6	159.5289296	39.7983285	-80.3374833
7	7	156.9911499	37.6762092	-82.1377957
7	8	156.7354314	37.4147284	-82.4705907
7	9	159.2918148	39.6893324	-80.4719954
7	10	157.3798121	37.9467270	-81.9693105
7	11	157.8159366	38.3144852	-81.6586859
7	12	160.1505080	40.3288872	-79.8630546
7	13	158.3162866	38.5734757	-81.5154237
7	14	159.8426723	39.9717514	-80.1987205
7	15	159.1251050	39.3506348	-80.7811640
7	16	159.1463512	39.3562519	-80.7836009
7	17	156.6299396	37.2096760	-82.7053241
7	18	162.7314862	42.9703003	-77.3128189
7	19	160.0436800	40.3678938	-79.7958962
7	20	158.0743901	38.6092440	-81.3106470
7	21	159.7427368	39.9904914	-80.1180924
7	22	158.9622427	39.3870287	-80.6556212
7	23	158.9925505	39.3904595	-80.6648879

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
9	1	0.0015682	0.0015977	0.0015696
9	2	0.0017492	0.0017887	0.0017502
9	3	0.0005851	0.0006061	0.0005858
9	4	0.0016307	0.0016586	0.0016320
9	5	0.0017454	0.0017707	0.0017471
9	6	0.0016899	0.0017168	0.0016915
9	7	0.0045112	0.0045770	0.0045128
9	8	0.0061181	0.0061742	0.0061201
9	9	0.0049465	0.0049837	0.0049491
9	10	0.0037269	0.0037771	0.0037283
9	11	0.0033451	0.0033866	0.0033465
9	12	0.0007923	0.0008081	0.0007933
9	13	0.0007932	0.0008179	0.0007938
9	14	0.0002649	0.0002780	0.0002653
9	15	0.0007400	0.0007574	0.0007408
9	16	0.0007115	0.0007299	0.0007123
9	17	0.0139150	0.0140373	0.0139174
9	18	0.0208491	0.0209462	0.0208559
9	19	0.0000008	0.0000008	0.0000008

9	20	0.0000008	0.0000008	0.0000008
9	21	0.0000003	0.0000003	0.0000003
9	22	0.0000007	0.0000008	0.0000007
9	23	0.0000007	0.0000007	0.0000007

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
9	1	127.1873531	127.9110134	127.8144785
9	2	125.5904857	126.3143752	126.2850322
9	3	126.6995295	128.0138201	127.8837121
9	4	127.0420557	127.7231899	127.6295099
9	5	129.5995246	130.1836500	129.9970773
9	6	128.1985082	128.8327373	128.6987664
9	7	125.2076532	125.6193188	125.6101794
9	8	125.1762722	125.5476895	125.5354222
9	9	129.4384095	129.7436184	129.6348417
9	10	125.3410912	125.7999041	125.7810883
9	11	125.7127074	126.1907935	126.1539492
9	12	129.4756334	130.2781809	130.0230917
9	13	125.4108069	126.4058256	126.3681614
9	14	126.3801024	128.1864073	128.0150753
9	15	126.8818236	127.8179040	127.6910183
9	16	127.0165462	128.0110703	127.8805681
9	17	124.6115690	125.1549714	125.2004415
9	18	132.2228671	132.4954809	132.1627668
9	19	129.7025042	130.1042920	129.9754363
9	20	125.7395763	126.2373201	126.2160244
9	21	126.9637441	127.8675748	127.7749527
9	22	127.1751698	127.6435817	127.5783800
9	23	127.3291956	127.8268535	127.7595593

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
11	1	0.0007693	0.0007774	0.0007691
11	2	0.0007817	0.0007929	0.0007815
11	3	0.0005048	0.0005100	0.0005040
11	4	0.0007467	0.0007544	0.0007466
11	5	0.0008120	0.0008190	0.0008119
11	6	0.0007780	0.0007854	0.0007779
11	7	0.0011449	0.0011679	0.0011473
11	8	0.0013701	0.0013883	0.0013738
11	9	0.0012286	0.0012420	0.0012318
11	10	0.0010474	0.0010634	0.0010490
11	11	0.0010030	0.0010157	0.0010043
11	12	0.0005079	0.0005118	0.0005074
11	13	0.0004889	0.0004955	0.0004884
11	14	0.0003156	0.0003188	0.0003150
11	15	0.0004670	0.0004715	0.0004665
11	16	0.0004812	0.0004859	0.0004806
11	17	0.0040292	0.0040699	0.0040331
11	18	0.0066505	0.0066847	0.0066554
11	19	0.0000003	0.0000003	0.0000003
11	20	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	21	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	22	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	23	0.0000002	0.0000002	0.0000002

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
11	1	95.6823453	-143.7347433	-23.7447421
11	2	94.5068751	-144.8622491	-24.8396789
11	3	95.8680653	-143.5758746	-23.4889661
11	4	95.6624678	-143.7426315	-23.7610499
11	5	97.3565403	-142.1367129	-22.2563845
11	6	96.4292809	-143.0165741	-23.0811446
11	7	93.8689476	-145.4755548	-25.6467665
11	8	93.5274043	-145.6756678	-25.7907004
11	9	97.0520745	-142.3600277	-22.6687166
11	10	94.0354652	-145.2657767	-25.3519233
11	11	94.4890683	-144.8193588	-24.8879309
11	12	97.3582892	-142.1645889	-22.2297720
11	13	94.4997705	-144.8887763	-24.8052635
11	14	95.8690195	-143.5900884	-23.4753686
11	15	95.6689069	-143.7697270	-23.7398270
11	16	95.6865195	-143.7600554	-23.7230583
11	17	92.3618870	-146.8182876	-26.7849950
11	18	101.6283698	-138.0041425	-18.4611809
11	19	97.3536193	-142.0902603	-22.3007257
11	20	94.5187413	-144.8180635	-24.8970369
11	21	95.8664724	-143.5521800	-23.5116312
11	22	95.6517162	-143.6974671	-23.7964075
11	23	95.6753755	-143.6925546	-23.7808715

BARA GERİLİMLERİNE AİT TOPLAM HARMONİK DİSTORSİYONU DEĞERLERİ

Bara No	THDv-a (%)	THDv-b (%)	THDv-c (%)
1	0.7381948	0.7450377	0.7382308
2	0.7713960	0.7801237	0.7715203
3	0.4193885	0.4237690	0.4193594
4	0.7268204	0.7336269	0.7268593
5	0.7846285	0.7906530	0.7846485
6	0.7910998	0.7976272	0.7912248
7	1.5453636	1.5492968	1.5459981
8	1.9965211	2.0017860	1.9969761
9	1.6320749	1.6392581	1.6322424
10	1.3281263	1.3358147	1.3285390
11	1.2503782	1.2583357	1.2507433
12	0.4449310	0.4486264	0.4449553
13	0.4317937	0.4376259	0.4318540
14	0.2540791	0.2566511	0.2540723
15	0.4104198	0.4146422	0.4104515
16	0.4167532	0.4210094	0.4167801
17	4.9955146	5.0013165	4.9959540
18	7.6612375	7.6686528	7.6616825
19	0.0002816	0.0002842	0.0002817
20	0.0002735	0.0002779	0.0002736
21	0.0001406	0.0001426	0.0001407
22	0.0002602	0.0002632	0.0002603
23	0.0002549	0.0002580	0.0002550

HATLAR ARASINDAKİ KAYIP GÜÇ DEĞERLERİ

Harm.No	Hat No	Baralar	Pk-a (p.u.)	Pk-b (p.u.)	Pk-c (p.u.)
1	1	1 9	1.5527078e-005	1.6478147e-005	1.2603215e-005

1	2	1	11	6.4416804e-003	6.0254191e-003	6.7847768e-003
1	3	2	3	2.2103071e-003	2.0739066e-003	2.2858455e-003
1	4	2	7	3.0317694e-003	2.3848814e-003	3.2097328e-003
1	5	2	10	2.8251894e-003	2.5380451e-003	2.9957750e-003
1	6	3	4	1.3382260e-003	1.2989783e-003	1.3555419e-003
1	7	4	6	3.8324137e-003	3.8415508e-003	3.8431413e-003
1	8	4	8	3.5721799e-003	3.1486256e-003	3.7215048e-003
1	9	4	9	1.2296961e-004	1.1261306e-004	1.2367033e-004
1	10	5	6	3.1968193e-003	3.1599155e-003	3.2462994e-003
1	11	5	9	6.3330918e-004	5.6830034e-004	6.5444711e-004
1	12	7	8	1.1684857e-003	8.3831973e-004	1.1895607e-003
1	13	7	10	3.3639180e-004	2.3484941e-004	2.8384788e-004
1	14	8	9	1.4626441e-003	1.2599534e-003	1.5585869e-003
1	15	8	10	1.5969569e-004	1.5540772e-004	1.6867333e-004
1	16	8	11	8.7119780e-004	9.4693819e-004	7.9828059e-004
1	17	10	11	3.3544301e-004	3.6876695e-004	2.8279489e-004
3	1	1	9	7.0778308e-007	7.3378825e-007	7.0775190e-007
3	2	1	11	6.1594595e-007	6.6970264e-007	6.5313749e-007
3	3	2	3	7.8294920e-008	9.2228237e-008	8.6605456e-008
3	4	2	7	9.8045096e-007	1.0629189e-006	1.0210563e-006
3	5	2	10	7.7019031e-007	8.2384839e-007	8.0617821e-007
3	6	3	4	1.5162110e-007	1.6668919e-007	1.5957620e-007
3	7	4	6	5.4090674e-010	5.4524305e-010	3.7606989e-010
3	8	4	8	2.5751207e-006	2.7816734e-006	2.7102134e-006
3	9	4	9	6.8052703e-007	7.0916043e-007	6.8165956e-007
3	10	5	6	3.5643771e-010	3.8853131e-010	1.9508311e-010
3	11	5	9	2.0489390e-006	2.1526146e-006	2.0876252e-006
3	12	7	8	5.0981975e-007	5.2619916e-007	5.3593165e-007
3	13	7	10	8.5193978e-008	9.6846761e-008	8.9158205e-008
3	14	8	9	1.1595520e-007	1.4866902e-007	1.4239398e-007
3	15	8	10	8.0161304e-007	8.4785110e-007	8.3957448e-007
3	16	8	11	9.8660316e-007	1.0563921e-006	1.0352892e-006
3	17	10	11	1.3048125e-008	1.5586961e-008	1.4229238e-008
5	1	1	9	1.8721846e-007	1.8858201e-007	2.0150955e-007
5	2	1	11	1.5368644e-007	1.6255915e-007	1.7324785e-007
5	3	2	3	6.6044680e-008	7.0784605e-008	7.3767173e-008
5	4	2	7	2.3188947e-007	2.6152181e-007	2.8405142e-007
5	5	2	10	1.9833390e-007	2.0934167e-007	2.2384342e-007
5	6	3	4	1.2061438e-007	1.2273227e-007	1.2590315e-007
5	7	4	6	1.9471842e-009	1.8476430e-009	1.9079210e-009
5	8	4	8	7.2370763e-007	7.5349171e-007	7.8774999e-007
5	9	4	9	2.0611851e-007	2.0804569e-007	2.2134260e-007
5	10	5	6	1.6929037e-009	1.5788876e-009	1.6382804e-009
5	11	5	9	4.9983392e-007	5.0910649e-007	5.4273975e-007
5	12	7	8	1.6384408e-007	1.4134313e-007	1.3588766e-007
5	13	7	10	1.5489169e-008	2.1637962e-008	2.5632335e-008
5	14	8	9	2.7727945e-008	3.1070226e-008	3.2617002e-008
5	15	8	10	2.1710231e-007	2.1598945e-007	2.2350201e-007
5	16	8	11	2.5219670e-007	2.6023217e-007	2.7199771e-007
5	17	10	11	2.2454655e-009	2.9866112e-009	3.5228749e-009
7	1	1	9	6.2962356e-008	5.6182513e-008	5.5862262e-008
7	2	1	11	6.0842361e-008	4.8258155e-008	3.9365309e-008
7	3	2	3	2.4537069e-008	2.1145902e-008	1.8160064e-008
7	4	2	7	9.7905424e-008	7.8181305e-008	5.9593725e-008
7	5	2	10	7.7206069e-008	6.2439933e-008	5.1712078e-008
7	6	3	4	4.0306963e-008	3.6843213e-008	3.4757263e-008

7	7	4	6	5.2945306e-010	5.4816106e-010	6.8200926e-010
7	8	4	8	2.6945790e-007	2.2482766e-007	1.9275464e-007
7	9	4	9	6.8906979e-008	6.2001794e-008	6.1724593e-008
7	10	5	6	4.4489857e-010	4.6243224e-010	6.1861987e-010
7	11	5	9	1.7330878e-007	1.5139711e-007	1.4535908e-007
7	12	7	8	4.5068775e-008	4.2145578e-008	4.6464484e-008
7	13	7	10	9.1811209e-009	6.4335051e-009	3.3945496e-009
7	14	8	9	1.6029829e-008	8.0307095e-009	4.9744075e-009
7	15	8	10	7.6091674e-008	6.4434738e-008	5.8479090e-008
7	16	8	11	9.3274257e-008	7.7588781e-008	6.7021411e-008
7	17	10	11	1.3335180e-009	8.5918229e-010	4.7270340e-010
9	1	1	9	1.2860379e-008	1.6406752e-008	1.2807494e-008
9	2	1	11	8.4623961e-009	1.4721063e-008	1.4833135e-008
9	3	2	3	7.0561482e-010	2.2077767e-009	2.1279366e-009
9	4	2	7	1.5027678e-008	2.3039702e-008	2.1963015e-008
9	5	2	10	1.1357891e-008	1.8147678e-008	1.7494726e-008
9	6	3	4	2.0450260e-009	3.9053786e-009	3.4001106e-009
9	7	4	6	1.8773481e-011	2.5792740e-011	9.0962520e-012
9	8	4	8	3.7191070e-008	6.0636066e-008	6.0357837e-008
9	9	4	9	1.2231850e-008	1.5946468e-008	1.2378750e-008
9	10	5	6	1.4349910e-011	2.4862642e-011	1.2568047e-011
9	11	5	9	3.4702141e-008	4.7038604e-008	4.1242679e-008
9	12	7	8	7.3449148e-009	1.1641710e-008	1.1803661e-008
9	13	7	10	1.2658021e-009	2.1029203e-009	1.9409571e-009
9	14	8	9	4.0562456e-011	4.0959005e-009	4.6606660e-009
9	15	8	10	1.1861594e-008	1.8552041e-008	1.8343944e-008
9	16	8	11	1.4548743e-008	2.2911103e-008	2.2884387e-008
9	17	10	11	1.4628511e-010	3.4801831e-010	3.4933205e-010
11	1	1	9	1.1021781e-009	9.7974477e-010	1.2617058e-009
11	2	1	11	9.6948716e-010	8.5517719e-010	1.0157724e-009
11	3	2	3	3.9135121e-010	3.8825610e-010	4.4030781e-010
11	4	2	7	1.3545323e-009	1.3875594e-009	1.7568485e-009
11	5	2	10	1.2277118e-009	1.0967099e-009	1.3270063e-009
11	6	3	4	7.2256521e-010	6.7224893e-010	7.3896817e-010
11	7	4	6	1.1266951e-011	1.1378442e-011	1.2713566e-011
11	8	4	8	4.5225304e-009	4.0322911e-009	4.5832717e-009
11	9	4	9	1.2082364e-009	1.0888540e-009	1.3823383e-009
11	10	5	6	9.8471066e-012	1.0115465e-011	1.1328365e-011
11	11	5	9	2.9781308e-009	2.6363606e-009	3.3468828e-009
11	12	7	8	1.1501314e-009	7.4383624e-010	6.5822683e-010
11	13	7	10	7.3816245e-011	1.1320955e-010	1.7580305e-010
11	14	8	9	2.3679461e-010	2.2209017e-010	1.7337252e-010
11	15	8	10	1.3981478e-009	1.1409020e-009	1.2606100e-009
11	16	8	11	1.5900667e-009	1.3859845e-009	1.5717834e-009
11	17	10	11	1.2726440e-011	1.5461998e-011	2.3578200e-011

NON-LİNEER YÜK AKIMLARI VE FAZ AÇILARI

Harm.No	Bara No	Ia (p.u.)	Ib (p.u.)	Ic (p.u.)
1	17	0.0517917	0.0513612	0.0517921
1	18	0.0305097	0.0303965	0.0305040
3	17	0.0156873	0.0158197	0.0156875
3	18	0.0096029	0.0096390	0.0096046
5	17	0.0080826	0.0081508	0.0080827

5	18	0.0049477	0.0049663	0.0049486
7	17	0.0044300	0.0044674	0.0044300
7	18	0.0027118	0.0027220	0.0027123
9	17	0.0021660	0.0021842	0.0021660
9	18	0.0013259	0.0013309	0.0013261
11	17	0.0006044	0.0006095	0.0006045
11	18	0.0003700	0.0003714	0.0003701

Harm.No	Bara No	gama-a (deg.)	gama-b (deg.)	gama-c (deg.)
---------	---------	---------------	---------------	---------------

1	17	-17.1649908	-137.1067297	102.9205041
1	18	-16.7292833	-136.7126025	103.2544628
3	17	-48.6105025	-48.3844628	-48.3541580
3	18	-45.6372497	-45.5486880	-45.6837492
5	17	-81.0175042	39.3592287	159.4097368
5	18	-76.0620828	44.0855200	163.8604180
7	17	-113.4245058	127.1029202	7.1736315
7	18	-106.4869160	133.7197280	13.4045854
9	17	-145.8315075	-145.1533883	-145.0624739
9	18	-136.9117492	-136.6460640	-137.0512477
11	17	-178.2385090	-57.4096969	62.7014209
11	18	-167.3365810	-47.0118562	72.4929197

iterasyon sayısı

HATA

13

2.9361729e-008

Çalışma Durumu : MOD7

BARA GERİLİMLERİ VE FAZ AÇILARI

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
1	1	0.9743658	0.9784009	0.9751083
1	2	0.9711332	0.9776846	0.9710898
1	3	0.9977605	1.0004479	0.9987778
1	4	0.9840033	0.9875343	0.9847162
1	5	0.9878927	0.9906336	0.9887782
1	6	0.9405960	0.9441776	0.9413612
1	7	0.9219466	0.9358179	0.9166631
1	8	0.9436536	0.9524611	0.9416612
1	9	0.9781468	0.9825636	0.9783750
1	10	0.9357667	0.9449547	0.9338294
1	11	0.9229643	0.9300509	0.9222490
1	12	1.0000000	1.0016823	1.0006713
1	13	1.0000000	1.0039685	1.0005195
1	14	1.0000000	1.0016640	1.0007340
1	15	1.0000000	1.0021515	1.0006452
1	16	1.0000000	1.0024565	1.0006796
1	17	0.9403312	0.9491676	0.9383318
1	18	0.9709050	0.9753522	0.9711349
1	19	1.0222356	1.0222356	1.0222356
1	20	1.0504443	1.0504443	1.0504443
1	21	1.0057976	1.0057976	1.0057976
1	22	1.0287636	1.0287636	1.0287636
1	23	1.0454208	1.0454208	1.0454208
harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
1	1	-5.1731724	-125.0184552	114.7641789
1	2	-5.7547301	-125.4365137	114.1918642
1	3	-2.3206029	-122.2310800	117.6134421
1	4	-4.0976414	-123.9557907	115.8493021
1	5	-3.9514202	-123.8515266	115.9943724
1	6	-6.4239674	-126.2726139	113.5415685
1	7	-8.2004741	-127.2386967	111.9967667
1	8	-6.9141970	-126.3997884	113.1483650
1	9	-4.9715023	-124.7706601	114.9994475
1	10	-7.4613345	-126.9211005	112.5903026
1	11	-7.5590347	-127.1876633	112.4571542
1	12	-2.2009760	-122.1532956	117.7559761
1	13	-3.9276093	-123.7860869	116.0064710
1	14	-0.5913858	-120.5478120	119.3595224
1	15	-2.3311909	-122.2654166	117.6215930
1	16	-3.1356045	-123.0662084	116.8093995
1	17	-8.1831531	-127.6453739	111.8739985
1	18	-7.3436219	-127.1212481	112.6284745
1	19	0.6019780	-119.3980220	120.6019780
1	20	-1.1780985	-121.1780985	118.8219015
1	21	2.2539616	-117.7460384	122.2539616
1	22	0.4582193	-119.5417807	120.4582193
1	23	0.0000000	-120.0000000	120.0000000

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
3	1	0.0036325	0.0036737	0.0036262
3	2	0.0038859	0.0039298	0.0038784
3	3	0.0013429	0.0013699	0.0013385
3	4	0.0037872	0.0038270	0.0037811
3	5	0.0041178	0.0041572	0.0041130
3	6	0.0039539	0.0039937	0.0039484
3	7	0.0097949	0.0098604	0.0097840
3	8	0.0140628	0.0141450	0.0140494
3	9	0.0116742	0.0117339	0.0116674
3	10	0.0083746	0.0084344	0.0083646
3	11	0.0076600	0.0077162	0.0076508
3	12	0.0018709	0.0018956	0.0018679
3	13	0.0017653	0.0017929	0.0017606
3	14	0.0006096	0.0006267	0.0006068
3	15	0.0017206	0.0017456	0.0017167
3	16	0.0016502	0.0016760	0.0016462
3	17	0.0325190	0.0327718	0.0324661
3	18	0.0497820	0.0500171	0.0497850
3	19	0.0000019	0.0000019	0.0000019
3	20	0.0000018	0.0000018	0.0000018
3	21	0.0000006	0.0000006	0.0000006
3	22	0.0000017	0.0000017	0.0000017
3	23	0.0000017	0.0000017	0.0000016

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
3	1	-136.3768500	-134.5639954	-136.2647643
3	2	-136.9408271	-135.1133152	-136.7990192
3	3	-135.6118006	-132.3351186	-135.3933096
3	4	-136.5126467	-134.8185138	-136.4077666
3	5	-135.7499343	-134.2499248	-135.7011887
3	6	-136.1806589	-134.5789083	-136.1016210
3	7	-138.1690478	-137.1058045	-138.0841681
3	8	-138.3501385	-137.4407183	-138.2760132
3	9	-136.9763429	-136.1896278	-136.9544269
3	10	-137.9453165	-136.7986139	-137.8552853
3	11	-137.7097275	-136.5285769	-137.6232136
3	12	-135.9452334	-133.8861866	-135.8784486
3	13	-137.1894476	-134.6814753	-136.9948374
3	14	-136.0568647	-131.5659593	-135.7576551
3	15	-136.7396327	-134.4144347	-136.5957433
3	16	-136.6199316	-134.1320799	-136.4661754
3	17	-137.6118952	-136.3012022	-137.4829301
3	18	-135.1041802	-134.4092493	-135.1627916
3	19	-135.5873234	-134.5547904	-135.5537167
3	20	-136.7338568	-135.4756274	-136.6362256
3	21	-135.2418265	-132.9834820	-135.0911471
3	22	-136.3236682	-135.1573792	-136.2514427
3	23	-136.1745022	-134.9263618	-136.0973071

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
5	1	0.0045223	0.0045398	0.0044897
5	2	0.0045129	0.0045367	0.0044854
5	3	0.0029593	0.0029595	0.0029198
5	4	0.0043918	0.0044122	0.0043652
5	5	0.0048185	0.0048343	0.0047873

5	6	0.0045947	0.0046133	0.0045661
5	7	0.0065202	0.0066061	0.0065596
5	8	0.0079609	0.0080912	0.0080491
5	9	0.0072709	0.0073470	0.0073011
5	10	0.0060459	0.0061169	0.0060690
5	11	0.0058445	0.0059067	0.0058586
5	12	0.0030178	0.0030207	0.0029882
5	13	0.0028280	0.0028346	0.0027981
5	14	0.0018522	0.0018495	0.0018233
5	15	0.0027516	0.0027568	0.0027237
5	16	0.0028328	0.0028367	0.0028018
5	17	0.0238107	0.0240901	0.0238648
5	18	0.0399914	0.0402222	0.0400301
5	19	0.0000015	0.0000015	0.0000015
5	20	0.0000014	0.0000014	0.0000014
5	21	0.0000009	0.0000009	0.0000009
5	22	0.0000014	0.0000014	0.0000014
5	23	0.0000014	0.0000014	0.0000014

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
5	1	-166.9277211	-45.0995360	73.2644774
5	2	-167.4696484	-45.4143252	72.7573958
5	3	-165.7864217	-44.1763915	74.4782708
5	4	-166.9508293	-45.0697664	73.2304879
5	5	-166.3928949	-44.7994173	73.7243768
5	6	-166.7147995	-44.9649037	73.4367092
5	7	-168.8521079	-46.2275041	71.2847222
5	8	-169.3681809	-46.5009234	70.7423610
5	9	-167.6022265	-45.5862559	72.3850684
5	10	-168.5258390	-46.0155013	71.6220432
5	11	-168.1893729	-45.8053254	71.9516993
5	12	-166.3572570	-44.9091586	73.8001725
5	13	-167.4141164	-45.5625620	72.8528171
5	14	-165.7602076	-44.2501631	74.5271311
5	15	-166.9028210	-45.2044138	73.3194481
5	16	-166.8834083	-45.2238988	73.3466623
5	17	-168.7341857	-45.9868441	71.4896905
5	18	-164.8330309	-43.5591036	75.0485839
5	19	-166.4526188	-44.6166428	73.5984861
5	20	-167.5628579	-45.1674569	72.5991596
5	21	-165.8302774	-44.0534609	74.3970178
5	22	-167.0313666	-44.8455279	73.0828816
5	23	-167.0020244	-44.8924036	73.1280610

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
7	1	0.0034426	0.0034806	0.0034700
7	2	0.0034412	0.0034794	0.0034606
7	3	0.0022367	0.0022681	0.0022747
7	4	0.0033479	0.0033835	0.0033689
7	5	0.0036698	0.0037056	0.0036986
7	6	0.0035012	0.0035370	0.0035255
7	7	0.0050438	0.0050739	0.0049811
7	8	0.0061946	0.0062179	0.0060719
7	9	0.0056085	0.0056322	0.0055679
7	10	0.0046647	0.0046969	0.0046221
7	11	0.0045012	0.0045346	0.0044706
7	12	0.0022890	0.0023153	0.0023181

7	13	0.0021449	0.0021728	0.0021715
7	14	0.0013961	0.0014171	0.0014246
7	15	0.0020873	0.0021133	0.0021131
7	16	0.0021467	0.0021741	0.0021759
7	17	0.0183571	0.0184947	0.0182086
7	18	0.0307139	0.0308583	0.0306806
7	19	0.0000012	0.0000012	0.0000012
7	20	0.0000011	0.0000011	0.0000011
7	21	0.0000007	0.0000007	0.0000007
7	22	0.0000011	0.0000011	0.0000010
7	23	0.0000011	0.0000011	0.0000011

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
7	1	162.5045133	44.9504902	-77.4201222
7	2	161.7734315	44.5709491	-78.0526719
7	3	163.3747065	45.4040161	-76.6346586
7	4	162.4519922	44.9968726	-77.4465505
7	5	163.3466846	45.4567901	-76.6866945
7	6	162.8480652	45.1950015	-77.1118671
7	7	160.4469078	44.2618186	-79.1506845
7	8	159.9413574	44.1732801	-79.5730626
7	9	162.3160657	45.1767561	-77.6109314
7	10	160.7548938	44.3734243	-78.8840823
7	11	161.1355937	44.5518289	-78.5508028
7	12	163.4477458	45.2995371	-76.6283488
7	13	161.9294154	44.3524422	-77.9860584
7	14	163.4515732	45.2957725	-76.6013700
7	15	162.5889717	44.8001780	-77.3834489
7	16	162.6303496	44.7689267	-77.3613193
7	17	160.1245997	44.0465618	-79.4457196
7	18	165.4051403	47.1997552	-74.7373273
7	19	163.1791518	45.7186447	-76.7846648
7	20	161.5153564	44.9342771	-78.1648831
7	21	163.2470284	45.5842746	-76.6904430
7	22	162.2251977	45.3240926	-77.5527263
7	23	162.2960575	45.2526066	-77.5189929

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
9	1	0.0015021	0.0015220	0.0015002
9	2	0.0016081	0.0016275	0.0016054
9	3	0.0005562	0.0005697	0.0005546
9	4	0.0015661	0.0015850	0.0015642
9	5	0.0017021	0.0017229	0.0017010
9	6	0.0016345	0.0016544	0.0016330
9	7	0.0040507	0.0040785	0.0040471
9	8	0.0058149	0.0058495	0.0058104
9	9	0.0048248	0.0048552	0.0048234
9	10	0.0034637	0.0034892	0.0034603
9	11	0.0031679	0.0031923	0.0031650
9	12	0.0007733	0.0007867	0.0007726
9	13	0.0007309	0.0007435	0.0007291
9	14	0.0002528	0.0002618	0.0002517
9	15	0.0007117	0.0007239	0.0007105
9	16	0.0006826	0.0006955	0.0006813
9	17	0.0134598	0.0135667	0.0134394
9	18	0.0206081	0.0207120	0.0206114
9	19	0.0000008	0.0000008	0.0000008

9	20	0.0000007	0.0000007	0.0000007
9	21	0.0000003	0.0000003	0.0000003
9	22	0.0000007	0.0000007	0.0000007
9	23	0.0000007	0.0000007	0.0000007

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
9	1	131.0078682	136.4504025	131.3435089
9	2	129.7558630	135.2491206	130.1771021
9	3	129.4629173	139.2636533	130.1201570
9	4	130.9856865	136.0704062	131.3003136
9	5	133.0933290	137.5884470	133.2429284
9	6	131.9482326	136.7531181	132.1870269
9	7	130.0280924	133.2324229	130.2786735
9	8	130.0913402	132.8381345	130.3089558
9	9	133.4656443	135.8295401	133.5323373
9	10	130.0614277	133.5138371	130.3279442
9	11	130.3282427	133.8816712	130.5851137
9	12	132.5066422	138.6730495	132.7119936
9	13	129.0099026	136.5437462	129.5879276
9	14	128.1331308	141.5356797	129.0326617
9	15	130.3043363	137.2787165	130.7361927
9	16	130.2780041	137.7415127	130.7386552
9	17	129.3871704	133.3236446	129.7736577
9	18	135.7189560	137.8043430	135.5424305
9	19	133.5817804	136.6773029	133.6847433
9	20	130.3773083	134.1607252	130.6672945
9	21	130.5705983	137.3344702	131.0238048
9	22	131.5531595	135.0549410	131.7697067
9	23	131.6156769	135.3644928	131.8467010

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
11	1	0.0007449	0.0007461	0.0007342
11	2	0.0007430	0.0007457	0.0007344
11	3	0.0004893	0.0004865	0.0004757
11	4	0.0007229	0.0007252	0.0007145
11	5	0.0007934	0.0007943	0.0007830
11	6	0.0007564	0.0007581	0.0007471
11	7	0.0010657	0.0010858	0.0010825
11	8	0.0012972	0.0013299	0.0013325
11	9	0.0011895	0.0012075	0.0012019
11	10	0.0009895	0.0010055	0.0010001
11	11	0.0009572	0.0009709	0.0009644
11	12	0.0004979	0.0004963	0.0004877
11	13	0.0004668	0.0004660	0.0004568
11	14	0.0003067	0.0003040	0.0002966
11	15	0.0004540	0.0004531	0.0004446
11	16	0.0004676	0.0004662	0.0004571
11	17	0.0039049	0.0039619	0.0039347
11	18	0.0065709	0.0066159	0.0065851
11	19	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	20	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	21	0.0000002	0.0000002	0.0000001
11	22	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	23	0.0000002	0.0000002	0.0000002

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
11	1	101.0740487	-134.9712362	-18.6111315
11	2	100.0146639	-135.5176313	-19.5823968
11	3	101.5359240	-135.0543461	-18.0937630
11	4	101.0169311	-134.8985709	-18.6724776
11	5	102.4692118	-134.0864204	-17.3572107
11	6	101.6750330	-134.5325399	-18.0780666
11	7	98.8960487	-135.2464971	-20.6888088
11	8	98.4352139	-135.1204390	-21.1246262
11	9	101.7834739	-133.7434767	-18.1556903
11	10	99.1761942	-135.2417548	-20.4214559
11	11	99.6466250	-135.0661871	-19.9908810
11	12	102.5769647	-134.3309939	-17.2162102
11	13	100.1802241	-135.8519649	-19.4072553
11	14	101.6144144	-135.2205139	-18.0030530
11	15	101.1607465	-135.2012900	-18.5079696
11	16	101.2064341	-135.2506923	-18.4589310
11	17	97.8008640	-136.1028232	-21.6281723
11	18	105.8275918	-131.3645781	-14.4198526
11	19	102.2876662	-133.6792042	-17.5900774
11	20	99.7348003	-134.9608742	-19.8704994
11	21	101.4041477	-134.7774519	-18.2440084
11	22	100.7740963	-134.3945177	-18.9434775
11	23	100.8507316	-134.5058569	-18.8620899

BARA GERİLİMLERİNE AİT TOPLAM HARMONİK DİSTORSİYONU DEĞERLERİ

Bara No	THDv-a (%)	THDv-b (%)	THDv-c (%)
1	0.7133274	0.7161341	0.7115212
2	0.7313656	0.7328448	0.7299979
3	0.4023017	0.4040530	0.4007981
4	0.7027245	0.7059322	0.7010596
5	0.7653662	0.7686718	0.7636960
6	0.7684700	0.7714456	0.7667136
7	1.4610198	1.4511695	1.4681413
8	1.9396092	1.9364948	1.9424674
9	1.6012007	1.6040898	1.6003203
10	1.2708436	1.2690320	1.2721927
11	1.2067260	1.2075146	1.2064171
12	0.4323505	0.4345085	0.4312959
13	0.4057908	0.4075322	0.4045702
14	0.2430915	0.2441885	0.2421770
15	0.3949820	0.3971690	0.3938642
16	0.4005116	0.4025374	0.3993227
17	4.9400163	4.9372638	4.9429588
18	7.6306445	7.6343274	7.6300004
19	0.0002722	0.0002741	0.0002720
20	0.0002491	0.0002513	0.0002488
21	0.0001335	0.0001345	0.0001332
22	0.0002477	0.0002497	0.0002475
23	0.0002419	0.0002439	0.0002417

HATLAR ARASINDAKİ KAYIP GÜÇ DEĞERLERİ

Harm.No	Hat No	Baralar	Pk-a (p.u.)	Pk-b (p.u.)	Pk-c (p.u.)
1	1	1 9	1.7231410e-005	1.8359137e-005	1.2626434e-005

1	2	1	11	6.9949188e-003	6.6661552e-003	7.8484277e-003
1	3	2	3	2.1660739e-003	1.9668450e-003	2.4641535e-003
1	4	2	7	3.7993217e-003	3.3529922e-003	5.1630970e-003
1	5	2	10	3.3074786e-003	3.1412754e-003	3.9342041e-003
1	6	3	4	1.3820681e-003	1.3257452e-003	1.4497679e-003
1	7	4	6	3.8544060e-003	3.8379420e-003	3.8467865e-003
1	8	4	8	3.9285090e-003	3.4504282e-003	4.7208249e-003
1	9	4	9	1.3289656e-004	1.1982576e-004	1.4942975e-004
1	10	5	6	3.2632190e-003	3.1985424e-003	3.3321181e-003
1	11	5	9	6.4737950e-004	5.6309577e-004	7.7254054e-004
1	12	7	8	1.1817381e-003	9.8342180e-004	1.9459696e-003
1	13	7	10	2.4799586e-004	2.0161903e-004	5.4184840e-004
1	14	8	9	1.6488322e-003	1.4658830e-003	2.0533509e-003
1	15	8	10	1.7462384e-004	1.6509231e-004	1.8333517e-004
1	16	8	11	6.7372536e-004	7.0254199e-004	5.5413829e-004
1	17	10	11	1.6447373e-004	1.6752449e-004	1.1802390e-004
3	1	1	9	6.4413701e-007	7.9796286e-007	6.3578564e-007
3	2	1	11	4.8418524e-007	7.1111177e-007	5.0392819e-007
3	3	2	3	5.1325955e-008	1.0178317e-007	5.5341690e-008
3	4	2	7	7.0320928e-007	9.6223971e-007	7.2079432e-007
3	5	2	10	6.1151831e-007	8.6914421e-007	6.2892485e-007
3	6	3	4	1.2223803e-007	1.9764621e-007	1.2530021e-007
3	7	4	6	7.5344862e-010	5.9283252e-010	5.7910472e-010
3	8	4	8	2.0920436e-006	2.9632222e-006	2.1619745e-006
3	9	4	9	6.1511462e-007	7.7645155e-007	6.0730622e-007
3	10	5	6	5.9612795e-010	3.5844673e-010	4.1467776e-010
3	11	5	9	1.8148732e-006	2.3383827e-006	1.8210367e-006
3	12	7	8	5.5120172e-007	7.8700144e-007	5.6805500e-007
3	13	7	10	4.3635392e-008	6.1534717e-008	4.5016265e-008
3	14	8	9	6.0994356e-008	1.5118703e-007	7.5899941e-008
3	15	8	10	7.0184809e-007	9.8364259e-007	7.2216333e-007
3	16	8	11	8.1853889e-007	1.1386820e-006	8.4414211e-007
3	17	10	11	6.9142333e-009	1.1021175e-008	7.4620026e-009
5	1	1	9	1.9818646e-007	1.5056466e-007	2.1551804e-007
5	2	1	11	1.6266590e-007	9.8651444e-008	1.7254002e-007
5	3	2	3	6.4022086e-008	4.9132036e-008	6.5228428e-008
5	4	2	7	2.3667581e-007	1.6097722e-007	2.5113697e-007
5	5	2	10	2.1407737e-007	1.3706313e-007	2.2869784e-007
5	6	3	4	1.2314587e-007	1.0041757e-007	1.2666730e-007
5	7	4	6	2.0516898e-009	2.2116031e-009	2.0305957e-009
5	8	4	8	7.5178540e-007	5.0653683e-007	7.9183008e-007
5	9	4	9	2.1598507e-007	1.6781241e-007	2.3322091e-007
5	10	5	6	1.7997200e-009	2.0092989e-009	1.7545131e-009
5	11	5	9	5.2323442e-007	3.8113610e-007	5.6482521e-007
5	12	7	8	1.8944403e-007	1.1983779e-007	2.0231350e-007
5	13	7	10	1.4639090e-008	9.4250938e-009	1.5487854e-008
5	14	8	9	3.1202905e-008	5.7276970e-009	2.6359376e-008
5	15	8	10	2.3676445e-007	1.5439086e-007	2.5178653e-007
5	16	8	11	2.6594898e-007	1.7555377e-007	2.8103710e-007
5	17	10	11	1.9613953e-009	9.7445627e-010	1.9696098e-009
7	1	1	9	7.0964604e-008	3.4408281e-008	6.5742727e-008
7	2	1	11	6.4259068e-008	1.4603634e-008	5.2752107e-008
7	3	2	3	2.2454758e-008	1.1359259e-008	2.0274762e-008
7	4	2	7	9.0362126e-008	3.0540978e-008	7.5864247e-008
7	5	2	10	8.3589938e-008	2.3106402e-008	6.9092720e-008
7	6	3	4	4.2189695e-008	2.5065243e-008	3.8950667e-008

7	7	4	6	5.1534579e-010	7.2480692e-010	6.8613992e-010
7	8	4	8	2.8651788e-007	9.4415264e-008	2.4110723e-007
7	9	4	9	7.6175233e-008	3.9524427e-008	7.1402711e-008
7	10	5	6	4.1330815e-010	6.7687331e-010	6.1818639e-010
7	11	5	9	1.9034666e-007	8.1887405e-008	1.7313559e-007
7	12	7	8	7.4268771e-008	1.9654292e-008	6.1203644e-008
7	13	7	10	5.6545851e-009	1.6103943e-009	4.7178525e-009
7	14	8	9	1.2797554e-008	4.2909629e-009	1.1407317e-008
7	15	8	10	9.1701914e-008	2.7021192e-008	7.6233332e-008
7	16	8	11	1.0223924e-007	3.1452993e-008	8.5486950e-008
7	17	10	11	7.7395552e-010	6.4221429e-011	6.5436358e-010

9	1	1	9	5.6435671e-009	3.0881829e-008	4.2065553e-009
9	2	1	11	2.5752347e-009	3.4780949e-008	1.1372556e-009
9	3	2	3	1.6546199e-009	6.6548146e-009	8.9982096e-010
9	4	2	7	3.5767889e-010	4.2706294e-008	3.7325675e-009
9	5	2	10	1.4209089e-009	4.0926729e-008	1.8507147e-009
9	6	3	4	1.4032204e-009	1.0937669e-008	7.9541716e-010
9	7	4	6	3.2202061e-011	8.5702920e-012	7.4766998e-013
9	8	4	8	4.7796941e-009	1.3775399e-007	8.6737457e-009
9	9	4	9	4.6905200e-009	3.1134653e-008	3.3669117e-009
9	10	5	6	3.2949837e-011	2.2778936e-012	7.0261781e-013
9	11	5	9	9.9238821e-009	9.5708500e-008	1.1413632e-008
9	12	7	8	1.5209051e-009	3.7248799e-008	1.6504399e-009
9	13	7	10	8.3212318e-011	2.8514201e-009	1.7505759e-010
9	14	8	9	3.9604109e-009	1.1189945e-008	1.1291811e-009
9	15	8	10	9.4992992e-010	4.5262691e-008	2.8990499e-009
9	16	8	11	7.7437813e-010	5.1612095e-008	4.1228959e-009
9	17	10	11	9.3254323e-011	5.8359978e-010	9.5543240e-012

11	1	1	9	1.4921661e-009	4.3191005e-011	1.7374535e-009
11	2	1	11	1.5348087e-009	4.7906586e-010	1.4637436e-009
11	3	2	3	5.0719366e-010	4.4099133e-011	4.8295741e-010
11	4	2	7	2.0462502e-009	3.3702991e-010	2.0526182e-009
11	5	2	10	1.9173378e-009	4.8808992e-010	1.9303999e-009
11	6	3	4	9.0590764e-010	2.0326340e-010	9.1952902e-010
11	7	4	6	1.1475926e-011	1.6274388e-011	1.0062996e-011
11	8	4	8	6.6228934e-009	1.1406471e-009	6.4221320e-009
11	9	4	9	1.6017583e-009	1.3387554e-010	1.8423376e-009
11	10	5	6	1.0041436e-011	1.6192974e-011	7.6294466e-012
11	11	5	9	4.1486445e-009	2.2622917e-010	4.5851180e-009
11	12	7	8	1.7158594e-009	4.6261457e-010	1.7123566e-009
11	13	7	10	1.3156638e-010	3.1283966e-011	1.2874399e-010
11	14	8	9	5.6066096e-010	3.0914658e-010	1.7216119e-010
11	15	8	10	2.1079212e-009	4.7693850e-010	2.0963437e-009
11	16	8	11	2.3718093e-009	4.8365493e-010	2.3057081e-009
11	17	10	11	2.2139401e-011	9.3722661e-012	1.6207580e-011

NON-LİNEER YÜK AKIMLARI VE FAZ AÇILARI

Harm.No	Bara No	Ia (p.u.)	Ib (p.u.)	Ic (p.u.)
1	17	0.0528130	0.0523265	0.0529257
1	18	0.0307420	0.0306019	0.0307344
3	17	0.0153819	0.0155265	0.0153492
3	18	0.0095292	0.0095729	0.0095315
5	17	0.0079253	0.0079997	0.0079084

5	18	0.0049098	0.0049323	0.0049109
7	17	0.0043438	0.0043846	0.0043345
7	18	0.0026910	0.0027033	0.0026916
9	17	0.0021238	0.0021438	0.0021193
9	18	0.0013157	0.0013217	0.0013160
11	17	0.0005927	0.0005983	0.0005914
11	18	0.0003672	0.0003689	0.0003673

Harm.No	Bara No	gama-a (deg.)	gama-b (deg.)	gama-c (deg.)
---------	---------	---------------	---------------	---------------

1	17	-16.5968527	-136.0751535	103.4635450
1	18	-16.3316805	-136.1239183	103.6396771
3	17	-47.0494594	-45.4361218	-46.8780044
3	18	-44.5308658	-43.8637444	-44.6145764
5	17	-78.4157657	44.2731303	161.8699926
5	18	-74.2181096	46.8937593	165.6423727
7	17	-109.7820720	133.9823824	10.6179897
7	18	-103.9053535	137.6512630	15.8993219
9	17	-141.1483783	-136.3083654	-140.6340133
9	18	-133.5925975	-131.5912332	-133.8437293
11	17	-172.5146841	-46.5991134	68.1139838
11	18	-163.2798399	-40.8337298	76.4132199

iterasyon sayısı

HATA

25

2.1632451e-010

Çalışma Durumu : MOD8

BARA GERİLİMLERİ VE FAZ AÇILARI

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
1	1	0.9802126	0.9873810	0.9813440
1	2	0.9840088	0.9963512	0.9842661
1	3	1.0011196	1.0057210	1.0023835
1	4	0.9893134	0.9956466	0.9904026
1	5	0.9914023	0.9961539	0.9926037
1	6	0.9454047	0.9516292	0.9464423
1	7	0.9567082	0.9852825	0.9519065
1	8	0.9623506	0.9801501	0.9614883
1	9	0.9855117	0.9937541	0.9862787
1	10	0.9555516	0.9736753	0.9541894
1	11	0.9360378	0.9495093	0.9359037
1	12	1.0000000	1.0027991	1.0008534
1	13	1.0000000	1.0070522	1.0006854
1	14	1.0000000	1.0027424	1.0008716
1	15	1.0000000	1.0036693	1.0008522
1	16	1.0000000	1.0041709	1.0009084
1	17	0.9590859	0.9769399	0.9589588
1	18	0.9783166	0.9866132	0.9791065
1	19	1.0162505	1.0162505	1.0162505
1	20	1.0284986	1.0284986	1.0284986
1	21	1.0000823	1.0000823	1.0000823
1	22	1.0196844	1.0196844	1.0196844
1	23	1.0353137	1.0353137	1.0353137

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
1	1	-5.0474708	-124.8804266	114.8820916
1	2	-5.6893386	-125.3540290	114.2919830
1	3	-2.0963589	-122.0121004	117.8068426
1	4	-3.9068202	-123.7597869	116.0391509
1	5	-3.7262453	-123.6227109	116.2024864
1	6	-6.1997081	-126.0244305	113.7648611
1	7	-8.6352020	-127.5771349	111.9111609
1	8	-7.0329872	-126.4706443	113.2421282
1	9	-4.8405452	-124.6254082	115.1657006
1	10	-7.5477973	-126.9456844	112.6703935
1	11	-7.5178740	-127.0886898	112.5994534
1	12	-1.9806007	-121.9365403	117.9563529
1	13	-3.8657074	-123.7324016	116.0543633
1	14	-0.3749591	-120.3398700	119.5488203
1	15	-2.1441194	-122.0834671	117.7928979
1	16	-3.0702366	-123.0035133	116.8534741
1	17	-8.2529018	-127.6466515	112.2651589
1	18	-7.1771976	-126.9230858	112.8329958
1	19	0.8297879	-119.1702121	120.8297879
1	20	-1.0683304	-121.0683304	118.9316696
1	21	2.4736547	-117.5263453	122.4736547
1	22	0.6615421	-119.3384579	120.6615421
1	23	0.0000000	-120.0000000	120.0000000

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
3	1	0.0038585	0.0039742	0.0031703
3	2	0.0042676	0.0044120	0.0034542
3	3	0.0015018	0.0015817	0.0010247
3	4	0.0039939	0.0041043	0.0033243
3	5	0.0042982	0.0044006	0.0037539
3	6	0.0041497	0.0042571	0.0035329
3	7	0.0107268	0.0109598	0.0095165
3	8	0.0144873	0.0147140	0.0130271
3	9	0.0119651	0.0121179	0.0111836
3	10	0.0088945	0.0090827	0.0077986
3	11	0.0080080	0.0081705	0.0070086
3	12	0.0019800	0.0020441	0.0016397
3	13	0.0019792	0.0020693	0.0014705
3	14	0.0007058	0.0007557	0.0004074
3	15	0.0018484	0.0019173	0.0014296
3	16	0.0017876	0.0018598	0.0013572
3	17	0.0333122	0.0338863	0.0280833
3	18	0.0503620	0.0508412	0.0496154
3	19	0.0000019	0.0000020	0.0000018
3	20	0.0000019	0.0000020	0.0000017
3	21	0.0000007	0.0000007	0.0000005
3	22	0.0000018	0.0000018	0.0000016
3	23	0.0000017	0.0000018	0.0000015

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
3	1	-136.5560865	-134.5704282	-134.9452157
3	2	-137.2661544	-135.3251380	-135.5169911
3	3	-136.1415506	-132.7263670	-133.3212066
3	4	-136.6498391	-134.7774644	-135.1702624
3	5	-135.6904670	-134.0208261	-134.6123671
3	6	-136.2286295	-134.4526997	-134.9309911
3	7	-138.3428723	-137.2126746	-137.2781444
3	8	-138.3813036	-137.3586520	-137.3864189
3	9	-136.7331774	-135.8429189	-136.1525646
3	10	-138.0674825	-136.8092190	-136.9273877
3	11	-137.7887130	-136.4722876	-136.6519157
3	12	-136.0171583	-133.7598495	-134.5420635
3	13	-137.6850682	-135.0797251	-135.2615110
3	14	-136.8081551	-132.2954525	-132.8623130
3	15	-137.0369087	-134.5174023	-134.9996395
3	16	-136.9688602	-134.3003127	-134.7475562
3	17	-137.7468915	-136.2729599	-136.4846234
3	18	-134.6732191	-133.8824889	-134.4858751
3	19	-135.4114325	-134.2471885	-134.6668925
3	20	-136.9038777	-135.5419047	-135.7063779
3	21	-135.5504916	-133.1205700	-133.6240960
3	22	-136.3163912	-135.0054550	-135.2990100
3	23	-136.1998075	-134.8080153	-135.0931790

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
5	1	0.0046694	0.0047568	0.0041444
5	2	0.0047508	0.0048625	0.0040910
5	3	0.0030472	0.0031036	0.0027267
5	4	0.0045368	0.0046206	0.0040110
5	5	0.0049265	0.0050048	0.0045384

5	6	0.0047242	0.0048058	0.0042567
5	7	0.0070456	0.0072562	0.0058083
5	8	0.0084634	0.0086645	0.0068768
5	9	0.0074896	0.0076374	0.0068390
5	10	0.0064280	0.0065870	0.0053579
5	11	0.0061462	0.0062790	0.0051968
5	12	0.0030767	0.0031216	0.0028476
5	13	0.0029584	0.0030247	0.0025853
5	14	0.0019016	0.0019360	0.0017125
5	15	0.0028278	0.0028778	0.0025273
5	16	0.0029114	0.0029634	0.0026095
5	17	0.0246294	0.0251276	0.0198077
5	18	0.0404564	0.0408892	0.0398398
5	19	0.0000015	0.0000016	0.0000014
5	20	0.0000015	0.0000015	0.0000013
5	21	0.0000010	0.0000010	0.0000008
5	22	0.0000014	0.0000015	0.0000012
5	23	0.0000015	0.0000015	0.0000013

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
5	1	-167.4795532	-44.1506353	74.8942513
5	2	-167.9445165	-44.8783020	74.4672024
5	3	-167.0288466	-42.5795888	76.0554790
5	4	-167.3731640	-44.2629994	74.8962088
5	5	-166.7936136	-43.6075944	75.1609806
5	6	-167.1256663	-43.9850106	74.9976463
5	7	-167.8392809	-47.3264396	73.0561693
5	8	-167.8972828	-48.0317791	72.7774231
5	9	-167.2687357	-45.1592472	73.8801250
5	10	-167.8427383	-46.7168308	73.4929806
5	11	-167.6756916	-46.2206870	73.8253440
5	12	-166.9871599	-43.4567346	75.2056067
5	13	-168.4383517	-44.4316496	74.5023357
5	14	-167.2477555	-42.3786045	76.0685219
5	15	-167.7413338	-43.9267072	74.9210286
5	16	-167.8175409	-43.8452360	74.9210425
5	17	-168.4665153	-46.5256512	73.4618386
5	18	-164.1042594	-42.6837064	76.1871040
5	19	-166.4717211	-43.8576472	75.0858206
5	20	-167.1295579	-45.6132973	74.4068785
5	21	-166.6654764	-42.9128214	76.0334574
5	22	-166.7640338	-44.8182598	74.8539315
5	23	-166.9198733	-44.6552619	74.8487040

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
7	1	0.0035689	0.0036241	0.0032097
7	2	0.0036338	0.0037140	0.0031599
7	3	0.0023227	0.0023488	0.0021327
7	4	0.0034688	0.0035259	0.0031010
7	5	0.0037681	0.0038109	0.0035126
7	6	0.0036124	0.0036638	0.0032925
7	7	0.0054251	0.0056276	0.0043869
7	8	0.0065336	0.0067487	0.0051547
7	9	0.0057712	0.0058631	0.0052091
7	10	0.0049403	0.0050921	0.0040680
7	11	0.0047178	0.0048443	0.0039583
7	12	0.0023480	0.0023705	0.0022149

7	13	0.0022586	0.0022968	0.0020122
7	14	0.0014483	0.0014611	0.0013441
7	15	0.0021581	0.0021856	0.0019667
7	16	0.0022213	0.0022481	0.0020331
7	17	0.0189363	0.0193825	0.0150774
7	18	0.0310624	0.0313779	0.0305317
7	19	0.0000012	0.0000012	0.0000011
7	20	0.0000011	0.0000012	0.0000010
7	21	0.0000007	0.0000007	0.0000007
7	22	0.0000011	0.0000011	0.0000009
7	23	0.0000011	0.0000011	0.0000010

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
7	1	163.3576653	44.9020958	-75.3147570
7	2	162.0926184	44.5724184	-75.7165138
7	3	165.0175737	44.7261903	-74.7978424
7	4	163.1365418	45.0621366	-75.2688285
7	5	164.5383709	45.5879525	-74.8260100
7	6	163.7597725	45.2915503	-75.0766885
7	7	158.7154265	45.4992960	-75.9968799
7	8	157.8151872	45.8174900	-76.2325365
7	9	162.5443502	45.9702138	-75.4012668
7	10	159.5777507	45.3579959	-75.9412331
7	11	160.3341012	45.4093688	-75.7617216
7	12	164.9711115	45.2202080	-74.8911191
7	13	162.9850515	43.8726351	-75.9295794
7	14	165.4322208	44.3925890	-74.8850374
7	15	163.8445077	44.4904748	-75.4154655
7	16	164.0085785	44.3751606	-75.4476369
7	17	159.0692352	44.6154163	-76.5032549
7	18	166.3844977	48.4653606	-73.1350110
7	19	163.8229583	46.1930827	-74.7148815
7	20	160.6277087	45.7062240	-75.3429792
7	21	164.3308883	45.2752731	-74.6492193
7	22	161.9712250	45.9941821	-75.0145846
7	23	162.2850230	45.7628467	-75.0851453

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
9	1	0.0015939	0.0016448	0.0013130
9	2	0.0017650	0.0018259	0.0014306
9	3	0.0006221	0.0006560	0.0004255
9	4	0.0016499	0.0016984	0.0013765
9	5	0.0017739	0.0018220	0.0015548
9	6	0.0017132	0.0017618	0.0014629
9	7	0.0044327	0.0045316	0.0039368
9	8	0.0059858	0.0060828	0.0053880
9	9	0.0049392	0.0050113	0.0046263
9	10	0.0036759	0.0037560	0.0032267
9	11	0.0033091	0.0033788	0.0028999
9	12	0.0008172	0.0008470	0.0006797
9	13	0.0008193	0.0008569	0.0006096
9	14	0.0002932	0.0003140	0.0001697
9	15	0.0007640	0.0007940	0.0005925
9	16	0.0007389	0.0007704	0.0005627
9	17	0.0137818	0.0140262	0.0116257
9	18	0.0208402	0.0210487	0.0205458
9	19	0.0000008	0.0000008	0.0000007

9	20	0.0000008	0.0000008	0.0000007
9	21	0.0000003	0.0000003	0.0000002
9	22	0.0000007	0.0000008	0.0000007
9	23	0.0000007	0.0000007	0.0000006

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
9	1	130.6361680	136.6495355	135.3201945
9	2	129.2511957	135.2081047	134.0368720
9	3	128.0430900	138.3524561	136.5524213
9	4	130.7014578	136.3572116	135.0626448
9	5	133.2597295	138.2754905	136.7610547
9	6	131.8664240	137.2192799	135.8476792
9	7	130.1171457	133.6365068	132.9026689
9	8	130.2785357	133.4180440	132.7734612
9	9	134.2382448	136.9242487	136.0452621
9	10	130.0732330	133.9368360	133.1190597
9	11	130.3431054	134.3527894	133.4562525
9	12	132.2475668	139.0289661	137.0490650
9	13	128.0248837	136.0144788	134.6235311
9	14	126.0418242	139.6444060	137.9219914
9	15	129.5430060	137.1507846	135.5407821
9	16	129.4053875	137.4832433	135.8520089
9	17	129.1161213	133.5664728	132.8340736
9	18	137.0366956	139.4145776	137.5575765
9	19	134.1239928	137.6209992	136.5373327
9	20	130.3131307	134.4950634	133.6013080
9	21	129.8253660	137.1667093	135.6439718
9	22	131.7001188	135.6606136	134.7012723
9	23	131.6993503	135.9151693	134.9213544

harm.No	Bara No	Va(p.u.)	Vb(p.u.)	Vc(p.u.)
11	1	0.0007664	0.0007835	0.0006775
11	2	0.0007801	0.0008001	0.0006699
11	3	0.0005010	0.0005130	0.0004435
11	4	0.0007445	0.0007606	0.0006564
11	5	0.0008079	0.0008245	0.0007421
11	6	0.0007749	0.0007913	0.0006963
11	7	0.0011537	0.0011849	0.0009621
11	8	0.0013849	0.0014111	0.0011432
11	9	0.0012238	0.0012529	0.0011276
11	10	0.0010532	0.0010775	0.0008852
11	11	0.0010071	0.0010282	0.0008571
11	12	0.0005051	0.0005149	0.0004644
11	13	0.0004863	0.0004990	0.0004216
11	14	0.0003128	0.0003204	0.0002780
11	15	0.0004645	0.0004747	0.0004121
11	16	0.0004782	0.0004890	0.0004252
11	17	0.0040436	0.0041205	0.0032706
11	18	0.0066442	0.0067226	0.0065566
11	19	0.0000003	0.0000003	0.0000002
11	20	0.0000002	0.0000003	0.0000002
11	21	0.0000002	0.0000002	0.0000001
11	22	0.0000002	0.0000002	0.0000002
11	23	0.0000002	0.0000002	0.0000002

harm.No	Bara No	TETA-a (deg.)	TETA-b (deg.)	TETA-c (deg.)
11	1	100.7173226	-133.5477539	-15.0419238
11	2	99.5795178	-134.5865774	-15.7569346
11	3	100.5676075	-132.9632298	-14.7213795
11	4	100.7637348	-133.6318526	-15.0330502
11	5	102.4846254	-132.2532584	-14.1677096
11	6	101.5429364	-133.0114985	-14.6386974
11	7	99.6989631	-136.0507780	-16.3639357
11	8	99.5990739	-136.5080226	-16.4140079
11	9	102.3948421	-132.6989216	-14.7138863
11	10	99.7011642	-135.6628096	-16.1166758
11	11	100.0702047	-135.1703075	-15.7850280
11	12	102.4204017	-132.2218809	-14.1303142
11	13	99.2901653	-134.2891675	-15.7887636
11	14	100.4479767	-132.8394864	-14.7342442
11	15	100.5713855	-133.4330689	-15.0525214
11	16	100.5419791	-133.3701274	-15.0550878
11	17	97.7044458	-136.5771576	-17.1745790
11	18	107.4190569	-129.4072316	-11.9174906
11	19	102.5917490	-132.3054462	-14.2302396
11	20	100.0582713	-135.0794476	-15.7028931
11	21	100.7664502	-133.1690549	-14.6997722
11	22	101.0828085	-133.9619516	-15.0001998
11	23	101.0083831	-133.8427975	-15.0197403

BARA GERİLİMLERİNE AİT TOPLAM HARMONİK DİSTORSİYONU DEĞERLERİ

Bara No	THDv-a (%)	THDv-b (%)	THDv-c (%)
1	0.7395910	0.7502375	0.6421603
2	0.7720286	0.7831015	0.6517256
3	0.4187442	0.4258653	0.3653390
4	0.7277968	0.7386787	0.6311996
5	0.7861362	0.7963893	0.7123465
6	0.7924183	0.8028562	0.7013850
7	1.5330529	1.5270606	1.3286869
8	1.9769164	1.9786421	1.7212985
9	1.6313012	1.6419182	1.5095143
10	1.3215169	1.3275497	1.1348959
11	1.2464556	1.2555503	1.0734913
12	0.4452218	0.4517712	0.4043924
13	0.4321798	0.4406193	0.3664171
14	0.2528978	0.2572697	0.2236630
15	0.4107253	0.4178776	0.3577424
16	0.4168966	0.4239910	0.3641230
17	4.9799202	4.9821976	4.1110549
18	7.6603518	7.6720989	7.5373169
19	0.0002819	0.0002867	0.0002574
20	0.0002727	0.0002796	0.0002328
21	0.0001408	0.0001440	0.0001215
22	0.0002598	0.0002650	0.0002275
23	0.0002547	0.0002600	0.0002227

HATLAR ARASINDAKİ KAYIP GÜÇ DEĞERLERİ

Harm.No	Hat No	Baralar	Pk-a (p.u.)	Pk-b (p.u.)	Pk-c (p.u.)
1	1	1 9	2.7647620e-005	3.2900085e-005	2.0485036e-005

1	2	1	11	5.8666024e-003	5.0124680e-003	6.8789683e-003
1	3	2	3	2.1580784e-003	1.7915538e-003	2.4772024e-003
1	4	2	7	2.8316109e-003	1.4754146e-003	3.9094436e-003
1	5	2	10	2.7634621e-003	2.1806660e-003	3.3984024e-003
1	6	3	4	1.3733650e-003	1.2589914e-003	1.4288528e-003
1	7	4	6	3.8672447e-003	3.8654093e-003	3.8690082e-003
1	8	4	8	3.5500971e-003	2.4668964e-003	4.1656822e-003
1	9	4	9	1.4310824e-004	1.1382307e-004	1.5282369e-004
1	10	5	6	3.1528807e-003	3.0438334e-003	3.2563849e-003
1	11	5	9	6.6055952e-004	4.8041298e-004	7.5729330e-004
1	12	7	8	9.8933395e-004	3.3074319e-004	1.5698160e-003
1	13	7	10	3.3717118e-004	8.2151788e-005	3.9395927e-004
1	14	8	9	1.3590292e-003	8.8538552e-004	1.7074127e-003
1	15	8	10	1.4215297e-004	1.4494469e-004	1.7821085e-004
1	16	8	11	9.8856599e-004	1.1210782e-003	7.8443726e-004
1	17	10	11	3.8771148e-004	4.2302144e-004	2.6549458e-004
3	1	1	9	6.2938593e-007	8.1328832e-007	6.5651360e-007
3	2	1	11	4.8291117e-007	7.7589396e-007	4.8232072e-007
3	3	2	3	5.3814107e-008	1.2493875e-007	5.7325800e-008
3	4	2	7	8.0400297e-007	1.1889651e-006	7.8162323e-007
3	5	2	10	6.0988290e-007	9.3382915e-007	6.3060135e-007
3	6	3	4	1.1777275e-007	2.1015190e-007	1.1818189e-007
3	7	4	6	1.0614943e-009	8.6929715e-010	4.1688865e-010
3	8	4	8	2.0984923e-006	3.2090314e-006	1.9529441e-006
3	9	4	9	6.0314809e-007	7.9863419e-007	6.2560395e-007
3	10	5	6	1.0800621e-009	8.3136311e-010	1.8136110e-011
3	11	5	9	1.7888199e-006	2.4381194e-006	1.8242784e-006
3	12	7	8	4.0235362e-007	6.0567974e-007	4.1105471e-007
3	13	7	10	6.7938839e-008	1.0771556e-007	6.9603453e-008
3	14	8	9	9.5497044e-008	2.1890987e-007	6.4395361e-009
3	15	8	10	6.4393500e-007	9.6244522e-007	6.4194485e-007
3	16	8	11	8.0432388e-007	1.2010187e-006	7.6461126e-007
3	17	10	11	1.0131606e-008	1.8556933e-008	9.1121424e-009
5	1	1	9	1.5261899e-007	2.1734953e-007	1.9864381e-007
5	2	1	11	1.6070092e-008	3.4139331e-007	1.1262246e-007
5	3	2	3	2.4663756e-008	1.1288010e-007	5.2430153e-008
5	4	2	7	2.2940148e-008	4.8888302e-007	1.9850698e-007
5	5	2	10	8.8725337e-009	4.1253317e-007	1.5650979e-007
5	6	3	4	7.4498606e-008	1.7002119e-007	1.0066986e-007
5	7	4	6	3.3754264e-009	1.1876174e-011	3.2488274e-009
5	8	4	8	8.6266665e-008	1.4297324e-006	5.2005259e-007
5	9	4	9	1.7367078e-007	2.3322753e-007	2.1740395e-007
5	10	5	6	3.2623007e-009	5.0609718e-010	3.1832909e-009
5	11	5	9	3.2379440e-007	6.7370515e-007	4.8227350e-007
5	12	7	8	2.9843110e-008	2.8081850e-007	9.0202077e-008
5	13	7	10	3.9043890e-009	4.2903298e-008	1.8102243e-008
5	14	8	9	8.7650751e-008	1.3495555e-007	1.8819809e-008
5	15	8	10	2.5362729e-008	4.1956865e-007	1.5197830e-007
5	16	8	11	2.2472189e-008	5.0379896e-007	1.7961818e-007
5	17	10	11	1.8929059e-009	7.2118069e-009	2.0374360e-009
7	1	1	9	1.0688983e-007	1.6176252e-008	4.9379410e-008
7	2	1	11	1.7964544e-007	5.8871087e-008	1.2074016e-008
7	3	2	3	5.2575348e-008	5.0993782e-009	9.9393080e-009
7	4	2	7	2.5133280e-007	5.6658994e-008	2.0889765e-008
7	5	2	10	2.1607112e-007	5.9234186e-008	1.8443477e-008
7	6	3	4	7.5021741e-008	5.5999261e-009	2.3876186e-008

7	7	4	6	4.7858939e-010	1.1642230e-009	1.3486338e-009
7	8	4	8	7.1990901e-007	1.7745414e-007	7.5062086e-008
7	9	4	9	1.1154482e-007	2.2355713e-008	5.5385944e-008
7	10	5	6	7.3046214e-010	1.1432706e-009	1.4135241e-009
7	11	5	9	3.3827547e-007	7.7188405e-010	1.0929960e-007
7	12	7	8	1.4152866e-007	4.1555926e-008	2.1553651e-008
7	13	7	10	2.3213306e-008	6.2711093e-009	3.7846988e-010
7	14	8	9	7.0498115e-008	5.8982494e-008	9.4070736e-009
7	15	8	10	2.1465611e-007	5.7177736e-008	2.3552852e-008
7	16	8	11	2.5612569e-007	6.7440085e-008	2.5459407e-008
7	17	10	11	3.9000658e-009	1.7480073e-009	8.0476871e-011
9	1	1	9	9.5744291e-010	3.0337681e-008	9.8309816e-009
9	2	1	11	1.4301681e-008	3.1024667e-008	1.7428010e-008
9	3	2	3	4.5148973e-009	6.2747735e-009	2.8824059e-009
9	4	2	7	1.3218161e-008	4.3881111e-008	2.3710490e-008
9	5	2	10	1.4039483e-008	3.6857875e-008	1.9776153e-008
9	6	3	4	4.7891181e-009	9.6037537e-009	3.9342835e-009
9	7	4	6	1.1431255e-010	9.3003613e-011	1.5583616e-010
9	8	4	8	4.7360587e-008	1.2267538e-007	6.7119319e-008
9	9	4	9	4.6028829e-010	3.0514430e-008	9.6749876e-009
9	10	5	6	1.3593230e-010	1.0500936e-010	1.9721987e-010
9	11	5	9	1.2910071e-008	8.8310092e-008	4.3056920e-008
9	12	7	8	1.0308659e-008	2.4515893e-008	1.3602072e-008
9	13	7	10	1.3998614e-009	4.0225404e-009	2.1802342e-009
9	14	8	9	4.8950750e-009	1.4228182e-008	2.6937194e-009
9	15	8	10	1.3752832e-008	3.7236724e-008	2.0576031e-008
9	16	8	11	1.6239433e-008	4.5158304e-008	2.5399143e-008
9	17	10	11	4.1473219e-010	7.4394583e-010	4.1463533e-010
11	1	1	9	1.1166051e-009	8.2030949e-010	1.3589025e-009
11	2	1	11	3.8250067e-010	2.4550588e-009	4.6944481e-010
11	3	2	3	7.2329219e-011	7.6682299e-010	2.6305110e-010
11	4	2	7	2.4065444e-010	3.3613228e-009	9.9251570e-010
11	5	2	10	2.1341859e-010	2.8572342e-009	7.0027508e-010
11	6	3	4	4.1321200e-010	1.0457624e-009	5.3936007e-010
11	7	4	6	2.2116857e-011	1.0764910e-011	2.8834989e-011
11	8	4	8	5.1716998e-010	1.0045816e-008	2.2881171e-009
11	9	4	9	1.2545606e-009	8.7731322e-010	1.4859733e-009
11	10	5	6	2.0826947e-011	1.4650922e-011	3.0362478e-011
11	11	5	9	2.2924450e-009	3.2131891e-009	3.0538643e-009
11	12	7	8	1.1076981e-010	1.9618062e-009	2.4890888e-010
11	13	7	10	7.4520521e-011	2.9985569e-010	1.0488738e-010
11	14	8	9	1.0850148e-009	1.2967167e-009	2.4659592e-010
11	15	8	10	8.3528945e-011	2.9204875e-009	6.1973348e-010
11	16	8	11	2.2150687e-010	3.5455066e-009	7.7024804e-010
11	17	10	11	2.3357723e-011	5.5651666e-011	1.1116163e-011

NON-LİNEER YÜK AKIMLARI VE FAZ AÇILARI

Harm.No	Bara No	Ia (p.u.)	Ib (p.u.)	Ic (p.u.)
1	17	0.0517841	0.0508485	0.0414178
1	18	0.0305130	0.0302576	0.0304834
3	17	0.0156887	0.0159808	0.0125493
3	18	0.0096020	0.0096834	0.0096097
5	17	0.0080833	0.0082338	0.0064658

5	18	0.0049472	0.0049892	0.0049512
7	17	0.0044304	0.0045129	0.0035438
7	18	0.0027115	0.0027345	0.0027137
9	17	0.0021662	0.0022065	0.0017327
9	18	0.0013258	0.0013370	0.0013268
11	17	0.0006045	0.0006158	0.0004835
11	18	0.0003700	0.0003731	0.0003703

Harm.No	Bara No	gama-a (deg.)	gama-b (deg.)	gama-c (deg.)
1	17	-16.7106960	-136.1392883	103.9715046
1	18	-16.1934595	-135.9676480	103.8374449
3	17	-47.2587055	-45.4399544	-45.7045232
3	18	-44.0315927	-43.2692576	-44.0010127
5	17	-78.7645091	44.2667426	163.8257947
5	18	-73.3859878	47.8845708	166.6649789
7	17	-110.2703127	133.9734396	13.3561126
7	18	-102.7403830	139.0383990	17.3309705
9	17	-141.7761164	-136.3198633	-137.1135697
9	18	-132.0947782	-129.8077727	-132.0030382
11	17	-173.2819196	-46.6131664	72.4167483
11	18	-161.4491719	-38.6539447	78.6629535

iterasyon sayısı

HATA

31

9.6040499e-011

EK – 2

**ÜÇ FAZLI DENGESİZ HARMONİK YÜK AKIŞI BİLGİSAYAR PROGRAMI
YAZILIMI**

```

%-----
%   ÜÇ FAZLI DENGESİZ SİSTEMLER İÇİN HARMONİK YÜK AKIŞ PROGRAMI
%
%
%   harmflow.m
%-----
%
%----- ALTPROGRAMLARIN TANITILMASI -----
%
% datamod.m : Veri dosyasıdır.
% start.m   : Bara gerilim ve faz açıları için başlangıç değerleri tahmin edilir.
% tzybara.m : Temel bileşen ve harmonik bileşenleri için bara admitans matrisi(Ybara)
%            oluşturulur.
% tzgpq.m   : Nonlineer yük akımları hesaplanır.
% tzdelpq.m : Hata matrisleri (vektörleri) hesaplanır.
% tzjak.m   : Jakobyen matrisi oluşturulur.
% tztetav.m : Jakobyen matris ve hata matrisi yardımı ile bara değişken matrisi eleman
%            değerleri güncelleştirilir.
% altybus.m : Her bir harmonik bileşeni için Ybara matrisi hesaplanır.
% tzakymg.m : Kesin çözüm elde edildikten sonra akım ve güç dağılımı hesaplanır.
% tzsonuc.m : Sonuçlar liste halinde yazdırılır.
%
%
%   clear
%   iter=0;
%   KPQ=1;
%   kontrol=0;
%   datamod
%   start
%   tzybara
while ~ kontrol
%   tzgpq
%   tzdelpq
%   tzjak
%   tztetav
end
%   tzsonuc
%   save datamod

%----- datamod.m -----
%
%----- GENEL AÇIKLAMALAR-----
%
%   ny ..... : Lineer yük barası sayısı
%   nn ..... : Non-lineer yük barası sayısı
%   ng ..... : Generatör barası sayısı
%   nb ..... : Generatör iç (internal) baraları hariç toplam bara sayısı (nb=ny+nn+ng)
%   n ..... : Generatör iç (internal) baraları dahil toplam bara sayısı (n=nb+ng)
%   nhata ..... : Hat sayısı
%   nzseri ... : Seri empedans sayısı
%   nzshunt : Paralel empedans sayısı
%   ntrf ..... : Transformator sayısı
%   maxiter .: Maksimum iterasyon sayısı
%   tolerans : Tolerans (% olarak)

```

```
%
% Nh ..... : Maksimum harmonik sayısı
% harm ..... : Harmonik mertebeleri dizisi (Nh boyutlu)
% m1 ..... : İlk nonlineer yük barası
% Psp ..... : Baralar için önceden bilinen her üç faza ait aktif güç değerleri matrisi
%              (nbx3 boyutlu)
% Qsp ..... : Baralar için önceden bilinen her üç faza ait reaktif güç değerleri
%              matrisi (nbx3 boyutlu)
% Pgensp .. : Salınım generatörü (ng. generatör) hariç diğer generatörler için generatörün
%              her üç fazından çekilen ve değeri önceden bilinen aktif güç değerleri dizisi
%              (ng-1 boyutlu)
% Vsp ..... : Değerinin sabit tutulması istenen generatörlerin a. fazının gerilim değerleri
%              dizisi (ng boyutlu)
% Vint ..... : Generatörlerin iç (internal) baralarının dengeli faz gerilimleri dizisi
%              (ng boyutlu)
% tetaint .... : Generatörlerin iç (internal) baralarının dengeli faz gerilimlerinin faz açıları
%              dizisi (ng boyutlu).
%
% ----- GENEL VERİLERİN GİRİLMESİ -----
%
```

```
ny=11;
nn=2;
ng=5;
nh=17;
nzseri=0;
nzshunt=0;
ntrf=7;
maxiter=100;
tolerans=1e-7;
Nh=6;
harm=[1 3 5 7 9 11];
nb=ny+nn+ng;
n=nb+ng;
```

```
% ÖNCEDE BİLİNE GÜÇ VE GERİLİM DEĞERLERİNİN GİRİLMESİ
```

```
%
% Lineer Yük baralarına (1...ny), generatör terminal baralarına (ny+1...m-1) ve Non Lineer
% Yük baralarına (m...nb) ait aktif ve reaktif güç değerleri
%
Psp=3*[(1e-10)*[1 1 1];(1e-10)*[1 1 1];(1e-10)*[1 1 1];(1e-10)*[1 1 1];
(1e-10)*[1 1 1];0.1*[1 1 1];0.14*0.35/0.42*[1 1 1];(1e-10)*[1 1 1];
(1e-10)*[1 1 1];0.06*[1 1 1];0.12*[1 1 1];(1e-10)*[1 1 1];(1e-10)*[1 1 1];
(1e-10)*[1 1 0.8];(1e-10)*[1 1 1];(1e-10)*[1 1 1];0.0490*[1 1 1]; 0.0295*[1 1 1];
Qsp=3*[(1e-10)*[1 1 1];(1e-10)*[1 1 1];(1e-10)*[1 1 1];(1e-10)*[1 1 1];
(1e-10)*[1 1 1];0.06*[1 1 1];0.1*0.35/0.42*[1 1 1];(1e-10)*[1 1 1];(1e-10)*[1 1 1];
0.04*[1 1 1];0.1*[1 1 1];(1e-10)*[1 1 1];(1e-10)*[1 1 1];(1e-10)*[1 1 0.8];(1e-10)*[1 1 1];
(1e-10)*[1 1 1]; 0.0065*[1 1 1]; 0.0039*[1 1 1];
Pgensp=-0.75*[1 1 1 1];
%
% Generator terminal baralarının sabit tutulması istenilen 1.fazının gerilimleri
Vsp=[1 1 1 1 1];
%
% Nonlineer yük akımlarının temel ve harmonik bileşenlerine ait katsayıların girilmesi
%
```

```

%ggr(ii,p)(hh)=toplaml(vv=1..Nh)(b(ii,p)(vv)*[V(ii,p)(vv)^nv(ii,p)(vv)]*cos(c(ii,p)(vv)*
%(teta(ii,p)(vv))
%
%ggi(ii,p)(hh)=toplaml(vv=1..Nh)(b(ii,p)(vv)*[V(ii,p)(vv)^nv(ii,p)(vv)]*sin(c(ii,p)(vv)*
%(teta(ii,p)(vv))
%
% Nonlineer yük baralarındaki bir fazlı yarı-kontrollü doğrultucuların tristör tetikleme
% açıları (derece)
%
%alfaSCR=[1.nonlin.yük(a) 1.nonlin.yük(b) 1.nonlin.yük(c);.....;nn.nonlin.yük(a)
%nn.nonlin.yük(b) nn.nonlin.yük(c)];
%
    alfaSCR=[15 15 15;15 15 15]*pi/180;
% ----- harmonik gerilimlerinin katsayıları matrisi -----
b1=(1e-10)*ones(10,18);
b1(1,1:3)=(1/15)*cos(3*alfaSCR(1,1)/2)*[1/3 1/3 1/3];
b1(2,1:3)=(1/25)*cos(3*alfaSCR(2,1)/2)*[1/3 1/3 1/3];
b1(3,1:3)=(1/15)*cos(5*alfaSCR(1,1)/2)*[1/5 1/5 1/5];
b1(4,1:3)=(1/25)*cos(5*alfaSCR(2,1)/2)*[1/5 1/5 1/5];
b1(5,1:3)=(1/15)*cos(7*alfaSCR(1,1)/2)*[1/7 1/7 1/7];
b1(6,1:3)=(1/25)*cos(7*alfaSCR(2,1)/2)*[1/7 1/7 1/7];
b1(7,1:3)=(1/15)*cos(9*alfaSCR(1,1)/2)*[1/9 1/9 1/9];
b1(8,1:3)=(1/25)*cos(9*alfaSCR(2,1)/2)*[1/9 1/9 1/9];
b1(9,1:3)=(1/15)*cos(11*alfaSCR(1,1)/2)*[1/11 1/11 1/11];
b1(10,1:3)=(1/25)*cos(11*alfaSCR(2,1)/2)*[1/11 1/11 1/11];
b=4/(pi^2)*(1+cos(alfaSCR(1,1)))*b1;
%
% ---- harmonik gerilimlerinin üslerine ait katsayılar matrisi ----
    nv=ones(10,18);
%
% ---- harmonik gerilimlerinin faz açılarına ait katsayılar matrisi ----
c=(1e-10)*ones(10,18);
c(1,1:3)=[3 3 3];c(2,1:3)=[3 3 3];
c(3,1:3)=[5 5 5];c(4,1:3)=[5 5 5];
c(5,1:3)=[7 7 7];c(6,1:3)=[7 7 7];
c(7,1:3)=[9 9 9];c(8,1:3)=[9 9 9];
c(9,1:3)=[11 11 11];c(10,1:3)=[11 11 11];
%
% GÜÇ SİSTEM ELEMANLARI İLE İLGİLİ VERİLERİN GİRİLMESİ
Ubaz=154/sqrt(3);Sbaz=100/3;
%GENERATÖR EMPEDANS VERİLERİ "simetrik bileşenler cinsinden (a+j*b) olarak "
zg0=j*[0.1 0.1 0.1 0.1 0.1];
zg1=j*[0.2 0.2 0.2 0.2 0.2];
zg2=zg1;
%
% HATLARA AİT SERİ EMPEDANS-PARALEL ADMİTANS VERİLERİ
zh1a=[0.15+j*0.5 0.05+j*0.16 0.15+j*0.5 0.1+j*0.28 0.05+j*0.16 0.08+j*0.24 0.1+j*0.28
0.1+j*0.28 0.15+j*0.5 0.12+j*0.36 0.05+j*0.16 0.05+j*0.16 0.08+j*0.24 0.12+j*0.36
0.08+j*0.24 0.1+j*0.28 0.12+j*0.36];
zh0a=2.5*zh1a;
zh2a=zh1a;

```

```

Bh1=j*[0.03 0.01 0.03 0.02 0.01 0.015 0.02 0.02 0.03 0.025 0.01 0.01 0.015 0.025 0.015 0.02
0.025];
Bh0=0.63*Bh1;
Bh2=Bh1;
% SERİ ENDÜKTANS VEYA KAPASİTELERE AİT EMPEDANS VERİLERİ "faz
% kordinatları cinsinden (a+j*b) olarak "
Zseri=-j*[0.2 0.2 0.2];
%
%PARALEL ENDÜKTANS VEYA KAPASİTELERE AİT EMPEDANS VERİLERİ "faz
% kordinatları cinsinden (a+j*b) olarak
Zshunt=-j*4*[1 1 1;1 1 1];
%
% TRANSFORMATÖRLER İLE İLGİLİ VERİLER
%
% Transformatör bağlantı grupları
% Trf. kodu PRİMER SEKONDER
%-----
% 1 ..... YILDIZ (nötr noktası topraklı) ..... YILDIZ (nötr noktası topraklı)
% 2 ..... YILDIZ (nötr noktası topraklı) ..... YILDIZ
% 3 ..... YILDIZ (nötr noktası topraklı) ..... ÜÇGEN
% 4 ..... YILDIZ ..... YILDIZ
% 5 ..... YILDIZ ..... ÜÇGEN
% 6 ..... ÜÇGEN ..... ÜÇGEN
% 7 ..... ÜÇGEN ..... YILDIZ (nötr noktası topraklı)
% 8 ..... ÜÇGEN ..... YILDIZ
% 9 ..... YILDIZ ..... YILDIZ (nötr noktası topraklı)
%
% Transformatörlerin bağlantı grupları ile ilgili veriler
%
% Bağlantı grupları verilirken transformatörün bağlı olduğu baralarda bara numarası küçük
% olan tarafta primer, bara numarası büyük olan tarafta sekonder olduğu kabulü yapılmış ve
%bağlantı grupları bu kabule göre verilmiştir.
%
%trfkod=[3 3 3 3 3 7 7];
trfkod=[1 1 1 1 1 1 1];
%
% Transformatör empedansları (kısa devre empedansı) " (a+j*b) olarak "
%
Ztrf=j*[0.12 0.12 0.12 0.12 0.12 0.4 1.3333];
%
% SEBEKE BAĞLANTI MATRİSİNİN GİRİLMESİ
% Eleman kodları
%-----
% HATLAR .....= 1 ... 100
% TRANSFORMATÖRLER .....=101 ... 200
% SERİ EMPEDANSLAR .....=201 ... 300
% PARALEL EMPEDANSLAR .....=301 ... 400
% GENERATÖRLER .....=401 ... 500
%
Nconnect=zeros(23,23);
% hatların bara koordinatları verilirken satır numarası küçük, sütun numarası büyük olmalıdır.
% hatların koordinatları

```

```

Nconnect(1,9)=1;
Nconnect(1,11)=2;
Nconnect(2,3)=3;
Nconnect(2,7)=4;
Nconnect(2,10)=5;
Nconnect(3,4)=6;
Nconnect(4,6)=7;
Nconnect(4,8)=8;
Nconnect(4,9)=9;
Nconnect(5,6)=10;
Nconnect(5,9)=11;
Nconnect(7,8)=12;
Nconnect(7,10)=13;
Nconnect(8,9)=14;
Nconnect(8,10)=15;
Nconnect(8,11)=16;
Nconnect(10,11)=17;
%transformatörlerin koordinatları
Nconnect(5,12)=101;
Nconnect(2,13)=102;
Nconnect(3,14)=103;
Nconnect(4,15)=104;
Nconnect(1,16)=105;
Nconnect(8,17)=106;
Nconnect(9,18)=107;
%generatörlerin koordinatları
Nconnect(12,19)=401;
Nconnect(13,20)=402;
Nconnect(14,21)=403;
Nconnect(15,22)=404;
Nconnect(16,23)=405;
%paralel empedansların koordinatları
%Nconnect(7,7)=301;
%matrisin tamamlanması
for ii1=1:n,
for kk1=1:n,
if ii1>kk1
Nconnect(ii1,kk1)=Nconnect(kk1,ii1);
end
end
end

% -----start.m altprogramı -----
%
nb=ny+nn+ng;
n=nb+ng;
m1=ny+ng+1;
%Yük baralarının ve generator terminal baralarının gerilim ve açıları
%
for hh=1:Nh,
s=n*(hh-1);
for k=1:n,

```

```

for m=1:3,
if hh==1
if k<=ny
V(k,m)=1;
elseif k>ny & k<=(m1-1)
V(k,m)=Vsp(k-ny);
else
if k>=m1 & k<=nb
V(k,m)=1;
end
end
end
if hh~=1
V(s+k,m)=0.1;
end
if m==1
teta(s+k,m)=0;
elseif m==2
teta(s+k,m)=-harm(hh)*2*pi/3;
else
teta(s+k,m)=harm(hh)*2*pi/3;
end
end
end
end
% Generatör baralarına ait V, teta, Vint, tetaint değerlerinin tahmini
for k=ny+1:m1-1,
for m=1:3,
V(k,m)=Vsp(k-ny);
if m==1
teta(k,m)=0;
elseif m==2
teta(k,m)=-2*pi/3;
else
teta(k,m)=2*pi/3;
end
end
end
end
for k=nb+1:n-1,
jj=k-nb;
Vint(jj)=1;tetaint(jj)=0;
for m=1:3,
V(k,m)=Vint(jj);
if m==1
teta(k,m)=tetaint(jj);
elseif m==2
teta(k,m)=tetaint(jj)-2*pi/3;
else
teta(k,m)=tetaint(jj)+2*pi/3;
end
end
end
end

```

% Salınım generatoru barasına ait V, teta, Vint, tetaint değerlerinin hesabı ve tahmini

```
%
    Pgtop=0;
for    L=1:ng-1,
    Pgtop=Pgtop+Pgensp(L);
end
    Ptop=0;
for    k=1:nb,
for    m=1:3,
    Ptop=Ptop+Psp(k,m);
end
end
    Pslack=(Pgtop-Ptop)+0.08*Ptop;
    Vint(ng)=1;
    tetaint(ng)=0;
for    m=1:3,
    V(n,m)=Vint(ng);
end
    teta(n,1)=0;
    teta(n,2)=-2*pi/3;
    teta(n,3)=2*pi/3;
    V=abs(V);
    Vint=abs(Vint);
%
%Nonlineer baralardaki Alfa ve Beta değerlerinin girilmesi
%
for    ii=m1:nb,
for    p=1:3,
    Alfa(ii,p)=0;
    Beta(ii,p)=0;
end
end
```

% ----- tzybara.m altprogramı -----

```
%
    Ybara(1:3*n,1:3*n)=(1e-10)*ones(3*n);
% Temel bileşen için Ybara matrisinin oluşturulması
    hh=1;
    altybus
    Y=Ybara;
%Harmoniklere ait Ybara matrislerinin oluşturulması
for    hh=2:Nh,
    altybus
    Y=[Y;Ybara];
end
    Y1=abs(Y);
    yteta=angle(Y);
```

```

% ----- altybus.m altprogramı -----
%
a=-0.5+j*sin(2*pi/3);
a2=a';
T=[1 1 1;1 a2 a;1 a a2];
T2=inv(T);

%GENERATORLER
hgz0=real(zg0)+j*harm(hh)*imag(zg0);
hgz1=real(zg1)+j*harm(hh)*imag(zg1);
hgz2=real(zg2)+j*harm(hh)*imag(zg2);
for ii=1:ng,
    Yg012=inv([hgz0(ii) 0 0;0 hgz1(ii) 0;0 0 hgz2(ii)]);
    Yg(1:3,3*(ii-1)+1:3*(ii-1)+3)=T*Yg012*T2;
end
% HATLAR
% hatların seri empedansları
zh0=zh0a;zh1=zh1a;zh2=zh2a;
hzh0=real(zh0)+j*harm(hh)*imag(zh0);
hzh1=real(zh1)+j*harm(hh)*imag(zh1);
hzh2=real(zh2)+j*harm(hh)*imag(zh2);
% hatların paralel admitansları
hBh0=real(Bh0)+j*imag(Bh0)/harm(hh);
hBh1=real(Bh1)+j*imag(Bh1)/harm(hh);
hBh2=real(Bh2)+j*imag(Bh2)/harm(hh);
%hatların seri empedansları
%Arnold Formulu yardımı ile deri etkisi sonucunda oluşan direnç artışının hesabı
r0=0.43291*ones(1,17);
for ii=1:nhat,
    Xskin=0.0501325*sqrt(harm(hh)*50/r0(ii));
if Xskin <= 3
    rh(ii)=0.5*r0(ii)*(1+sqrt(1+(Xskin^4)/48));
else
    rh(ii)=r0(ii)*(0.26+0.35355339*Xskin);
end
% Deri etkisi sonucu elde edilen direnc değerlerinin sisteme yansıtılması
zh1(ii)=rh(ii)/r0(ii)*real(zh1a(ii))+j*imag(zh1a(ii));
zh2(ii)=rh(ii)/r0(ii)*real(zh2a(ii))+j*imag(zh2a(ii));
zh0(ii)=rh(ii)/r0(ii)*real(zh2a(ii))+j*imag(zh0a(ii));
end
hzh0=real(zh0)+j*harm(hh)*imag(zh0a);
hzh1=real(zh1)+j*harm(hh)*imag(zh1a);
hzh2=real(zh2)+j*harm(hh)*imag(zh2a);
for ii=1:nhat,
    Ych012=[hBh0(ii) 0 0;0 hBh1(ii) 0;0 0 hBh2(ii)];
    Yh012=inv([hzh0(ii) 0 0;0 hzh1(ii) 0;0 0 hzh2(ii)]);
    Ychat(1:3,3*(ii-1)+1:3*(ii-1)+3)=T*Ych012*T2;
    Yhat(1:3,3*(ii-1)+1:3*(ii-1)+3)=T*Yh012*T2;
end
%
% SERI ENDUKTANS VEYA KAPASİTELERE AIT EMPEDANS VERİLERİ "(a+j*b)
% olarak "
```

```

    hZseri=real(Zseri)+j*harm(hh)*imag(Zseri);
for ii=1:nzseri,
    Yseriabc=inv([hZseri(ii,1) 0 0;0 hZseri(ii,2) 0;0 0 hZseri(ii,3)]);
    Yseri(1:3,3*(ii-1)+1:3*(ii-1)+3)=Yseriabc;
end
%
%PARALEL ENDUKTANS VEYA KAPASITELERE AIT EMPEDANS VERILERI
% (a+j*b) olarak "
    hZshunt=real(Zshunt)+j*harm(hh)*imag(Zshunt);
for ii=1:nzshunt,
    Yshabc=inv([hZshunt(ii,1) 0 0;0 hZshunt(ii,2) 0;0 0 hZshunt(ii,3)]);
    Yshunt(1:3,3*(ii-1)+1:3*(ii-1)+3)=Yshabc;
end
%
% TRANSFORMATORLER
%
    hZtrf=real(Ztrf)+j*harm(hh)*imag(Ztrf);
for ii=1:ntrf,
    ddd=3*(ii-1)+1;
    Ytrf=inv(hZtrf(ii));
    YI=Ytrf*[1 0 0;0 1 0;0 0 1];
    YII=1/3*Ytrf*[2 -1 -1;-1 2 -1;-1 -1 2];
    YIII=1/(sqrt(3))*Ytrf*[-1 1 0;0 -1 1;1 0 -1];
if trfkod(ii) == 1
    Yprimer(1:3,ddd:ddd+2)=YI;
    Ysekon(1:3,ddd:ddd+2)=YI;
    Ymutual(1:3,ddd:ddd+2)=-YI;
end
if trfkod(ii) == 2
    Yprimer(1:3,ddd:ddd+2)=YII;
    Ysekon(1:3,ddd:ddd+2)=YII;
    Ymutual(1:3,ddd:ddd+2)=-YII;
end
if trfkod(ii) == 3
    Yprimer(1:3,ddd:ddd+2)=YI;
    Ysekon(1:3,ddd:ddd+2)=YII;
    Ymutual(1:3,ddd:ddd+2)=YIII;
end
if trfkod(ii) == 4
    Yprimer(1:3,ddd:ddd+2)=YII;
    Ysekon(1:3,ddd:ddd+2)=YII;
    Ymutual(1:3,ddd:ddd+2)=-YII;
end
if trfkod(ii) == 5
    Yprimer(1:3,ddd:ddd+2)=YII;
    Ysekon(1:3,ddd:ddd+2)=YII;
    Ymutual(1:3,ddd:ddd+2)=YIII;
end
if trfkod(ii) == 6
    Yprimer(1:3,ddd:ddd+2)=YII;
    Ysekon(1:3,ddd:ddd+2)=YII;
    Ymutual(1:3,ddd:ddd+2)=-YII;
end

```

```

end
if trfkod(ii) == 7
    Yprimer(1:3,ddd:ddd+2)=YII;
    Ysekon(1:3,ddd:ddd+2)=YI;
    Ymutual(1:3,ddd:ddd+2)=conj(YIII');
end
if trfkod(ii) == 8
    Yprimer(1:3,ddd:ddd+2)=YII;
    Ysekon(1:3,ddd:ddd+2)=YII;
    Ymutual(1:3,ddd:ddd+2)=conj(YIII');
end
if trfkod(ii) == 9
    Yprimer(1:3,ddd:ddd+2)=YII;
    Ysekon(1:3,ddd:ddd+2)=YII;
    Ymutual(1:3,ddd:ddd+2)=-YII;
end
end
%
%TEMEL BİLESEN (hh=1) VE HARMONİKLER (hh=2,3,...) İÇİN Y-BARA
%MATRİSİNİN OLUSTURULMASI
%
for ii=1:n,
    h3=3*(ii-1)+1;
    Ybara(h3:h3+2,h3:h3+2)=(1e-10)*ones(3);
for kk=1:n,
    qq=3*(kk-1)+1;
%
% HATLAR
%
if Nconnect(ii,kk)>=1 & Nconnect(ii,kk)<101
    hatno=Nconnect(ii,kk);
    ddd=3*(hatno-1)+1;
if ii~=kk
    Ybara(h3:h3+2,qq:qq+2)=-Yhat(1:3,ddd:ddd+2);
    Ybara(qq:qq+2,h3:h3+2)=-Yhat(1:3,ddd:ddd+2);
    Ybara(h3:h3+2,h3:h3+2)=Ybara(h3:h3+2,h3:h3+2)+Yhat(1:3,ddd:ddd+2)+
    0.5*Ychat(1:3,ddd:ddd+2);
end
end
%
% SERİ ENDUKTANS VEYA KAPASİTELER
%
if Nconnect(ii,kk)>=201 & Nconnect(ii,kk)<301
    seriLCno=Nconnect(ii,kk)-200;
    ddd=3*(seriLCno-1)+1;
if ii~=kk
    Ybara(h3:h3+2,qq:qq+2)=-Yseri(1:3,ddd:ddd+2);
    Ybara(qq:qq+2,h3:h3+2)=Ybara(h3:h3+2,qq:qq+2);
    Ybara(h3:h3+2,h3:h3+2)=Ybara(h3:h3+2,h3:h3+2)+Yseri(1:3,ddd:ddd+2);
end
end

```

```

% ----- PARALEL ENDUKTANS VEYA KAPASITELER -----
%
if Nconnect(ii,kk)>=301 & Nconnect(ii,kk)<401
    shuntno=Nconnect(ii,kk)-300;
    ddd=3*(shuntno-1)+1;
if ii==kk
    Ybara(h3:h3+2,h3:h3+2)=Ybara(h3:h3+2,h3:h3+2)+Yshunt(1:3,ddd:ddd+2);
end
end
%
%-----GENERATORLER -----
%
if Nconnect(ii,kk)>=401 & Nconnect(ii,kk)<501
    genno=Nconnect(ii,kk)-400;
    ddd=3*(genno-1)+1;
if ii~=kk
    Ybara(h3:h3+2,qq:qq+2)=-Yg(1:3,ddd:ddd+2);
    Ybara(qq:qq+2,h3:h3+2)=Ybara(h3:h3+2,qq:qq+2);
    Ybara(h3:h3+2,h3:h3+2)=Ybara(h3:h3+2,h3:h3+2)+Yg(1:3,ddd:ddd+2);
end
end
end
end
%
% ----- TRANSFORMATORLER -----
%
for ii=1:n,
    h3=3*(ii-1)+1;
for kk=ii:n,
    qq=3*(kk-1)+1;
if Nconnect(ii,kk)>=101 & Nconnect(ii,kk)<201
    trfno=Nconnect(ii,kk)-100;
    ddd=3*(trfno-1)+1;
if ii~=kk
    Ybara(h3:h3+2,qq:qq+2)=Ymutual(1:3,ddd:ddd+2);
    Ybara(qq:qq+2,h3:h3+2)=conj(Ymutual(1:3,ddd:ddd+2)');
    Ybara(h3:h3+2,h3:h3+2)=Ybara(h3:h3+2,h3:h3+2)+Yprimer(1:3,ddd:ddd+2);
    Ybara(qq:qq+2,qq:qq+2)=Ybara(qq:qq+2,qq:qq+2)+Ysekon(1:3,ddd:ddd+2);
end
end
end
end
if hh>=2
for ii=nb+1:nb+ng,
    h4=3*(ii-1)+1;
    Ybara(h4:h4+2,h4:h4+2)=Ybara(h4:h4+2,h4:h4+2)+inv((1e-4)*j*harm(hh))*
    [1 0 0;0 1 0;0 0 1];
end
end
end

```

```

% ----- tzgpgq.m altprogramı -----
%
for hh=1:Nh,
    s=n*(hh-1);
for ii=1:n,
for p=1:3,
    IIR(s+ii,p)=1e-12;ggr(s+ii,p)=1e-12;
    Ili(s+ii,p)=1e-12;ggi(s+ii,p)=1e-12;
    h=3*(s+ii-1)+p;
for k=1:n,
for m=1:3,
    q=3*(k-1)+m;
    IIR(s+ii,p)=IIR(s+ii,p)+V(s+k,m)*Y1(h,q)*cos(teta(s+k,m)+yteta(h,q));
    Ili(s+ii,p)=Ili(s+ii,p)+V(s+k,m)*Y1(h,q)*sin(teta(s+k,m)+yteta(h,q));
    ggr(s+ii,p)=ggr(s+ii,p)-V(s+k,m)*Y1(h,q)*cos(teta(s+k,m)+yteta(h,q));
    ggi(s+ii,p)=ggi(s+ii,p)-V(s+k,m)*Y1(h,q)*sin(teta(s+k,m)+yteta(h,q));
end
end
end
end
end
for hh=2:Nh,
    sh=n*(hh-1);
for ii=1:nn,
    hp=nn*(hh-2)+ii;
for p=1:3,
    ggr(sh+m1-1+ii,p)=0;
    ggi(sh+m1-1+ii,p)=0;
for vv=1:Nh,
    vp=3*(vv-1)+p;
    sv=n*(vv-1);
    ggr(sh+m1-1+ii,p)=ggr(sh+m1-1+ii,p)+b(hp,vp)*(V(sv+m1-1+ii,p)^
    nv(hp,vp))*cos(harm(hh)*(teta(sv+m1-1+ii,p)-alfaSCR(ii,p)/2));
    ggi(sh+m1-1+ii,p)=ggi(sh+m1-1+ii,p)+b(hp,vp)*(V(sv+m1-1+ii,p)^
    nv(hp,vp))*sin(harm(hh)*(teta(sv+m1-1+ii,p)-alfaSCR(ii,p)/2));
end
end
end
end
end
% ----- tzdelpq.m altprogramı -----
%
for hh=1:Nh,
    s=n*(hh-1);
for ii=1:n,
for p=1:3,
    P(s+ii,p)=0;
    Q(s+ii,p)=0;
    h=3*(s+ii-1)+p;
for k=1:n,
for m=1:3,
    q=3*(k-1)+m;
    x=teta(s+ii,p)-teta(s+k,m)-yteta(h,q);

```

```

P(s+ii,p)=P(s+ii,p)+V(s+ii,p)*V(s+k,m)*Y1(h,q)*cos(x);
Q(s+ii,p)=Q(s+ii,p)+V(s+ii,p)*V(s+k,m)*Y1(h,q)*sin(x);
end
end
end
end
end
for ii=1:m1-1,
for p=1:3,
deltaP(ii,p)=Psp(ii,p)+P(ii,p);
deltaQ(ii,p)=Qsp(ii,p)+Q(ii,p);
end
end
for ii=m1:nb,
for p=1:3,
Pharm(ii,p)=0;Qharm(ii,p)=0;
deltaP(ii,p)=Psp(ii,p)+P(ii,p);
deltaQ(ii,p)=Qsp(ii,p)+Q(ii,p);
for hh=1:Nh,
s=n*(hh-1);
Pharm(ii,p)=Pharm(ii,p)+P(s+ii,p);
Qharm(ii,p)=Qharm(ii,p)+Q(s+ii,p);
end
end
end
for ii=m1:nb,
for p=1:3,
deltaP(ii,p)=Psp(ii,p)+Pharm(ii,p);
deltaQ(ii,p)=Qsp(ii,p)+Qharm(ii,p);
end
end
for jj=nb+1:n-1,
topPgen=0;
for p=1:3,
h=3*(jj-1)+p;
for k=1:n,
for m=1:3,
q=3*(k-1)+m;
x=teta(jj,p)-teta(k,m)-yteta(h,q);
topPgen=topPgen+Vint(jj-nb)*V(k,m)*Y1(h,q)*cos(x);
end
end
end
deltaPgn(jj-nb)=Pgensp(jj-nb)+topPgen;
end
for jj=1:ng,
deltaVreg1(jj)=Vsp(jj)-V(ny+jj,1);
end
delPgen=conj((deltaPgn)');
delVreg=conj((deltaVreg1)');
for ii=1:nb,
for p=1:3,

```

```

        h=3*(ii-1)+p;
        delP1(h)=deltaP(ii,p);
        delQ1(h)=deltaQ(ii,p);
    end
    end
    delP=conj((delP1)');
    delQ=conj((delQ1)');
    for ii=m1:nb,
    for p=1:3,
        deltaI1(3*(ii-m1)+p,1)=IIr(ii,p)+ggr(ii,p);
        deltaI1(3*(nb-m1+1)+3*(ii-m1)+p,1)=IIi(ii,p)+ggi(ii,p);
    end
    end
    for hh=2:Nh,
        s=n*(hh-1);
        s2=6*n*(hh-2);
        for ii=1:n,
        for p=1:3,
        if ii<=(m1-1)
            delta2I(s2+3*(ii-1)+p,1)=IIr(s+ii,p);
            delta2I(s2+3*n+3*(ii-1)+p,1)=IIi(s+ii,p);
        elseif ii>=m1 & ii<=nb
            delta2I(s2+3*(ii-1)+p,1)=IIr(s+ii,p)+ggr(s+ii,p);
            delta2I(s2+3*n+3*(ii-1)+p,1)=IIi(s+ii,p)+ggi(s+ii,p);
        else
            delta2I(s2+3*(ii-1)+p,1)=IIr(s+ii,p);
            delta2I(s2+3*n+3*(ii-1)+p,1)=IIi(s+ii,p);
        end
        end
        end
        deltaI=[deltaI1;delta2I];
    end
    %----- delM hata vektörünün oluşturulması -----
    %
    delM=[delP;delQ;deltaI;delPgen;delVreg];
    ITERASYON=iter
    HATA=max(abs(delM))

    %----- Yakınsama olup olmadığının kontrol edilmesi -----
    %
    if all(abs(delM)<=tolerans)
        KPQ=0;
        tzsonuc
    end

    % ----- tzjak.m altprogramı -----
    %
    for hh=1:Nh,
        s=n*(hh-1);
        s1=n*(hh-2)+nb;
    for ii=1:nb,
    for p=1:3,

```

```

    h=3*(s+ii-1)+p;
    h1=3*(ii-1)+p;
    nmax=n;
if    hh==1
    nmax=nb;
end
for    k=1:nmax,
for    m=1:3,
    q1=3*(k-1)+m;
    q=3*(s+k-1)+m;
    x=teta(s+ii,p)-teta(s+k,m)-yteta(h,q1);
    q2=3*(s1+k-1)+m;
if    hh==1 & k<=nb
    J11(h1,q1)=V(ii,p)*V(k,m)*Y1(h1,q1)*sin(x);
    J12(h1,q1)=V(ii,p)*Y1(h1,q1)*cos(x);
    J21(h1,q1)=-V(k,m)*V(ii,p)*Y1(h1,q1)*cos(x);
    J22(h1,q1)=V(ii,p)*Y1(h1,q1)*sin(x);
if    ii==k & m==p
    J11(h1,q1)=Y1(h1,q1)*(V(k,m)^2)*sin(x)-Q(k,m);
    J12(h1,q1)=Y1(h1,q1)*V(k,m)*cos(x)+P(k,m)/V(k,m);
    J21(h1,q1)=-Y1(h1,q1)*(V(k,m)^2)*cos(x)+P(k,m);
    J22(h1,q1)=V(k,m)*Y1(h1,q1)*sin(x)+Q(k,m)/V(k,m);
end
end
if    hh~=1
    J11(h1,q2)=1e-12;
    J12(h1,q2)=1e-12;
    J21(h1,q2)=1e-12;
    J22(h1,q2)=1e-12;
if    ii>=m1 & ii<=nb
    J11(h1,q2)=V(s+ii,p)*V(s+k,m)*Y1(h,q1)*sin(x);
    J12(h1,q2)=V(s+ii,p)*Y1(h,q1)*cos(x);
    J21(h1,q2)=-V(s+k,m)*V(s+ii,p)*Y1(h,q1)*cos(x);
    J22(h1,q2)=V(s+ii,p)*Y1(h,q1)*sin(x);
end
if    ii>=m1 & m==p & ii==k
    J11(h1,q2)=(V(s+k,m)^2)*Y1(h,q1)*sin(x)-Q(s+k,m);
    J12(h1,q2)=V(s+k,m)*Y1(h,q1)*cos(x)+P(s+k,m)/V(s+k,m);
    J21(h1,q2)=-V(s+k,m)^2*Y1(h,q1)*cos(x)+P(s+k,m);
    J22(h1,q2)=V(s+k,m)*Y1(h,q1)*sin(x)+Q(s+k,m)/V(s+k,m);
end
end
end
end
end
end
end
for    p=1:3,
for    ii=1:nb,
    h=3*(ii-1)+p;
for    L=nb+1:n,
    topEE=0;topMM=0;topGG=0;topPP=0;

```

```

for m=1:3,
    q=3*(L-1)+m;
    x=teta(ii,p)-teta(L,m)-yteta(h,q);
    topEE=topEE+Vint(L-nb)*V(ii,p)*Y1(h,q)*sin(x);
    topMM=topMM+V(ii,p)*Y1(h,q)*cos(x);
    topGG=topGG-Vint(L-nb)*V(ii,p)*Y1(h,q)*cos(x);
    topPP=topPP+V(ii,p)*Y1(h,q)*sin(x);
end
if L<=(n-1)
    J14(3*(ii-1)+p,L-nb)=topEE;
    J24(3*(ii-1)+p,L-nb)=topGG;
end
    J15(3*(ii-1)+p,L-nb)=topMM;
    J25(3*(ii-1)+p,L-nb)=topPP;
end
end
end
%
    J53=(1e-12)*ones(ng,6*(nb-m1+1));
    J54=(1e-12)*ones(ng,ng-1);
    J55=(1e-12)*ones(ng,ng);
for m=1:3,
for jj=nb+1:n,
for k=1:nb,
    q=3*(k-1)+m;
    topBB=0;topJJ=0;
for p=1:3,
    h=3*(jj-1)+p;
    x=teta(jj,p)-teta(k,m)-yteta(h,q);
    topBB=topBB+Vint(jj-nb)*V(k,m)*Y1(h,q)*sin(x);
    topJJ=topJJ+Vint(jj-nb)*Y1(h,q)*cos(x);
end
if jj<=(n-1)
    J41a(jj-nb,q)=topBB;
    J42a(jj-nb,q)=topJJ;
end
    J51a(jj-nb,q)=1e-12;
    J52a(jj-nb,q)=1e-12;
if k==ny+jj-nb & m==1
    J52a(jj-nb,q)=-1;
end
end
end
end
    J41=[J41a,(1e-12)*ones(ng-1,3*n*(Nh-1))];
    J42=[J42a,(1e-12)*ones(ng-1,3*n*(Nh-1))];
    J43=(1e-12)*ones(ng-1,6*(nb-m1+1));
    J51=[J51a,(1e-12)*ones(ng,3*n*(Nh-1))];
    J52=[J52a,(1e-12)*ones(ng,3*n*(Nh-1))];
    J13=(1e-12)*ones(3*nb,6*(nb-m1+1));
    J23=(1e-12)*ones(3*nb,6*(nb-m1+1));
for jj=nb+1:n-1,

```

```

for L=nb+1:n-1,
if jj==L
topFF1=0;
for p=1:3,
h=3*(L-1)+p;
topFF1=topFF1+Y1(h,h)*(Vint(L-nb)^2)*sin(-yteta(h,h))-Q(L,p);
end
topFF2=0;
for p=1:3,
h=3*(L-1)+p;
for m=1:3,
q=3*(L-1)+m;
if m~=p
x=teta(L,p)-teta(L,m)-yteta(h,q);
topFF2=topFF2+(Vint(L-nb)^2)*Y1(h,q)*sin(x);
end
end
end
J44(L-nb,L-nb)=topFF1+topFF2;
end
if jj~=L
J44(jj-nb,L-nb)=1e-12;
end
end
end
for jj=nb+1:n-1,
for L=nb+1:n,
if jj==L
topNN1=0;
for p=1:3,
h=3*(L-1)+p;
topNN1=topNN1+Y1(h,h)*Vint(L-nb)*cos(-yteta(h,h))+P(L,p)/V(L,p);
end
topNN2=0;
for p=1:3,
h=3*(L-1)+p;
for m=1:3,
q=3*(L-1)+m;
if m~=p
x=teta(L,p)-teta(L,m)-yteta(h,q);
topNN2=topNN2+Vint(L-nb)*Y1(h,q)*cos(x);
end
end
end
if L<=(n-1)
J45(L-nb,L-nb)=topNN1+topNN2;
end
end
if jj~=L
J45(jj-nb,L-nb)=1e-12;
end
end

```

```

end
J54=conj((1e-12)*(ones(ng-1:ng)'));
J55=(1e-12)*ones(ng:ng);
hh=1;
for vv=1:Nh,
s=n*(vv-1);
s1=n*(vv-2)+nb;
for ii=m1:nb,
for p=1:3,
h1=3*(ii-1)+p;
nmax=n;
if vv==1
nmax=nb;
end
for k=1:nmax,
for m=1:3,
q1=3*(k-1)+m;
q2=3*(s1+k-1)+m;
YtetaR=1e-12; YtetaI=1e-12;
YVR=1e-12; YVI=1e-12;
x=teta(k,m)+yteta(h1,q1);
if hh==vv
YtetaR=-V(k,m)*Y1(h1,q1)*sin(x);
YtetaI=V(k,m)*Y1(h1,q1)*cos(x);
YVR=Y1(h1,q1)*cos(x);
YVI=Y1(h1,q1)*sin(x);
end
GtetaR=1e-12; GtetaI=1e-12;
GVR=1e-12; GVI=1e-12;
if k>=m1 & ii==k & p==m & hh==vv & k<=nb
GtetaR=V(k,m)*Y1(h1,q1)*sin(x);
GtetaI=-V(k,m)*Y1(h1,q1)*cos(x);
GVR=-Y1(h1,q1)*cos(x);
GVI=-Y1(h1,q1)*sin(x);
end
q12=q2;
if vv==1
q12=q1;
end
J31a(h1-3*(m1-1),q12)=YtetaR+GtetaR;
J31a(3*(nb-m1+1)+h1-3*(m1-1),q12)=YtetaI+GtetaI;
J32a(h1-3*(m1-1),q12)=YVR+GVR;
J32a(3*(nb-m1+1)+h1-3*(m1-1),q12)=YVI+GVI;
end
end
end
end
end
sh=n*(hh-1);
sh1=n*(hh-2)+nb;
for vv=1:Nh,
sv=n*(vv-1);

```

```

    sv1=n*(vv-2)+nb;
    vp=nn*(vv-1);
    nmax=n;
if    vv==1
    nmax=nb;
end
for    ii=1:n,
for    p=1:3,
    hp=nn*(hh-2)+ii-m1+1;
    vp=3*(vv-1)+p;
    h=3*(sh+ii-1)+p;
    h1=3*(ii-1)+p;
    h2=3*(sh1+ii-1)+p;
for    k=1:nmax,
for    m=1:3,
    q1=3*(k-1)+m;
    q2=3*(sv1+k-1)+m;
    x=teta(sv+k,m)+yteta(h,q1);
    YtetaR=1e-12; YtetaI=1e-12;
    YVR=1e-12; YVI=1e-12;
if    hh==vv
    tetaR=-V(sv+k,m)*Y1(h,q1)*sin(x);
    YtetaI=V(sv+k,m)*Y1(h,q1)*cos(x);
    YVR=Y1(h,q1)*cos(x);
    YVI=Y1(h,q1)*sin(x);
end
    GtetaR=1e-12; GtetaI=1e-12;
    GVR=1e-12; GVI=1e-12;
if    k>=m1 & ii==k & p==m & k<=nb
    GtetaR=-harm(hh)*b(hp,vp)*V(sv+ii,p)^(nv(hp,vp))*sin(harm(hh)*(teta(sv+ii,p)-
    alfaSCR(ii-m1+1,p)/2));
    GtetaI=harm(hh)*b(hp,vp)*V(sv+ii,p)^(nv(hp,vp))*cos(harm(hh)*(teta(sv+ii,p)-
    alfaSCR(ii-m1+1,p)/2));
    GVR=nv(hp,vp)*b(hp,vp)*V(sv+ii,p)^(nv(hp,vp)-1)*cos(harm(hh)*(teta(sv+ii,p)-
    alfaSCR(ii-m1+1,p)/2));
    GVI=nv(hp,vp)*b(hp,vp)*V(sv+ii,p)^(nv(hp,vp)-1)*sin(harm(hh)*(teta(sv+ii,p)-
    alfaSCR(ii-m1+1,p)/2));
end
    q12=q2;
if    vv==1
    q12=q1;
end
    YGteta(6*n*(hh-2)+3*(ii-1)+p,q12)=YtetaR+GtetaR;
    YGteta(6*n*(hh-2)+3*n+3*(ii-1)+p,q12)=YtetaI+GtetaI;
    YGV(6*n*(hh-2)+3*(ii-1)+p,q12)=YVR+GVR;
    YGV(6*n*(hh-2)+3*n+3*(ii-1)+p,q12)=YVI+GVI;
end
end
end
end
end
end
end

```

```

J31=[J31a;YGteta];
J32=[J32a;YGV];
hh=1;
for ii=m1:nb,
for p=1:3,
h1=3*(ii-m1)+p;
for k=m1:nb,
for m=1:3,
q1=3*(k-m1)+m;
Halfa(h1,q1)=1e-12;Hbeta(h1,q1)=1e-12;
if hh==1 & ii==k & p==m
Halfa1(h1,q1)=10;
Halfa1(3*(nb-m1+1)+h1,q1)=20;
Hbeta1(h1,q1)=30;
Hbeta1(3*(nb-m1+1)+h1,q1)=15;
end
end
end
end
end
Halfa=[Halfa1;(1e-12)*ones(6*n*(Nh-1),3*(nb-m1+1))];
Hbeta=[Hbeta1;(1e-12)*ones(6*n*(Nh-1),3*(nb-m1+1))];
J33=[Halfa,Hbeta];
for p=1:3,
for ii=m1:nb,
h=3*(ii-1)+p;
for L=nb+1:n,
topJ34R=0;topJ34I=0;
topJ35R=0;topJ35I=0;
for m=1:3,
q=3*(L-1)+m;
x=teta(L,m)+yteta(h,q);
topJ34R=topJ34R-Vint(L-nb)*Y1(h,q)*sin(x+(m-1)*2*pi/3);
topJ34I=topJ34I+Vint(L-nb)*Y1(h,q)*cos(x+(m-1)*2*pi/3);
topJ35R=topJ35R+Y1(h,q)*cos(x+(m-1)*2*pi/3);
topJ35I=topJ35I+Y1(h,q)*sin(x+(m-1)*2*pi/3);
end
if L<=(n-1)
if topJ34R<=1e-12
topJ34R=1e-12;
end
if topJ34I<=1e-12
topJ34I=1e-12;
end
J34a(3*(ii-m1)+p,L-nb)=topJ34R;
J34a(3*(nb-m1+1)+3*(ii-m1)+p,L-nb)=topJ34I;
end
if topJ35R<=1e-12
topJ35R=1e-12;
end
if topJ35I<=1e-12
topJ35I=1e-12;

```

```

end
    J35a(3*(ii-m1)+p,L-nb)=topJ35R;
    J35a(3*(nb-m1+1)+3*(ii-m1)+p,L-nb)=topJ35I;
end
end
end
    J34=[J34a;(1e-12)*ones(6*n*(Nh-1),n-1-nb)];
    J35=[J35a;(1e-12)*ones(6*n*(Nh-1),n-nb)];

% ----- tztetav.m altprogramı -----
%
    deltetaV=inv([J11 J12 J13 J14 J15;J21 J22 J23 J24 J25;J31 J32 J33 J34
        J35;J41 J42 J43 J44 J45;J51 J52 J53 J54 J55])*delM;
%
% Bellekte yer açmak için programın bundan sonraki kısmında artık kullanılmayacak olan
% matrislerin silinmesi
%
    Halfa=0;Hbeta=0;YGteta=0;YGV=0;J11=0;J12=0;J13=0;J14=0;J15=0;J21=0;
    J22=0;J23=0;J24=0;J25=0;J31=0;J31a=0;J32a=0;J32=0;J33=0;J34=0;
    J34a=0;J35a=0;J35=0;J41=0;J41a=0;J42=0;J42a=0;J43=0;J44=0;J45=0;
    J51=0;J51a=0;J52=0;J52a=0;J53=0;J54=0;J55=0;
for hh=1:Nh,
    s=3*n*(hh-2)+3*nb;
    sl=n*(hh-1);
    nmax=n;
if hh==1
    s=0;
    nmax=nb;
end
for ii=1:nmax,
    siras=3*(nb+n*(Nh-1));
for p=1:3,
    h=s+3*(ii-1)+p;
    teta(sl+ii,p)=teta(sl+ii,p)-deltetaV(h);
    V(sl+ii,p)=V(sl+ii,p)-deltetaV(siras+h);
end
end
end
    siral=2*sira;sira2=siral+3*(nb-m1+1);
for ii=m1:nb,
for p=1:3,
    h=3*(ii-m1)+p;
    Alfa(ii,p)=Alfa(ii,p)-deltetaV(siral+h);
    Beta(ii,p)=Beta(ii,p)-deltetaV(sira2+h);
end
end
    siras=sira2+3*(nb-m1+1);sira4=siras+ng-1;
for jj=1:ng,
if jj<=ng-1
    tetaint(jj)=tetaint(jj)-deltetaV(siras+jj);
    teta(nb+jj,1)=tetaint(jj);

```

```

    teta(nb+jj,2)=tetaint(jj)-2*pi/3;
    teta(nb+jj,3)=tetaint(jj)+2*pi/3;
end
    Vint(jj)=Vint(jj)-deltetaV(sira4+jj);
    V(nb+jj,1)=Vint(jj);
    V(nb+jj,2)=Vint(jj);
    V(nb+jj,3)=Vint(jj);
end

%----- eğer gerilimin değeri (-) ise faz açısı pi kadar kaydırılıyor.
for ii=1:nb+n*(Nh-1),
for p=1:3,
if V(ii,p)<0
    teta(ii,p)=teta(ii,p)+pi;
end
end
end
%----- eğer açılar 2pi'den daha büyük ise 0.....2pi arasına getiriliyor.
for ii=1:Nh*n,
for p=1:3,
    kats1=teta(ii,p)/(2*pi);
    kats2=fix(kats1);
    teta(ii,p)=teta(ii,p)-kats2*2*pi;
if teta(ii,p)>pi
    teta(ii,p)=-2*pi+teta(ii,p);
end
end
end
    V=abs(V); Vint=abs(Vint);
    iter=iter+1
if iter>=maxiter
    kontrol=1
    disp('çözüm yoktur');
    disp(iter)
end

% ----- tzakymg.m altprogramı -----
%
    akim=(1e-10)*ones(3*Nh*n,n);
for hh=1:Nh,
    s=n*(hh-1);
%
% ----- Gerilimlerin kompleks olarak hesaplanması
for ii=1:n,
for p=1:3,
    Vc(s+ii,p)=V(s+ii,p)*(cos(teta(s+ii,p))+j*sin(teta(s+ii,p)));
end
end
for ii=1:n,
    hii=3*(s+ii-1)+1;
for k=1:n,

```

```

    hk=3*(k-1)+1;
if    ii~=k
    akim(hii:hii+2,k)=Y(hii:hii+2,hk:hk+2)*(conj(Vc(s+ii,:))'-conj(Vc(s+k,:))');
end
end
end
for    ii=1:n,
    hii=3*(s+ii-1)+1;
for    k=1:n,
    hk=3*(k-1)+1;
if    ii~=k
if    Nconnect(ii,k)>=101 & Nconnect(ii,k)<201
    Ytransfr=-inv(real(Ztrf(Nconnect(ii,k)-100))+j*harm(hh)
    *imag(Ztrf(Nconnect(ii,k)-100)))*[1 0 0;0 1 0;0 0 1];
for    abc=1:3,
if    trfkod(Nconnect(ii,k)-100)==1 | trfkod(Nconnect(ii,k)-100)==2 |
    trfkod(Nconnect(ii,k)-100)==4 | trfkod(Nconnect(ii,k)-100)==6 |
    trfkod(Nconnect(ii,k)-100)==9
    Vprim(s+k,abc)=Vc(s+k,abc);
    Vsekon(s+k,abc)=Vc(s+k,abc);
end
if    trfkod(Nconnect(ii,k)-100)==3 | trfkod(Nconnect(ii,k)-100)==5
    Vprim(s+k,abc)=abs(V(s+k,abc))*(cos(teta(s+k,abc)-pi/6)+j*sin(teta(s+k,abc)-pi/6));
    Vsekon(s+k,abc)=abs(V(s+k,abc))*(cos(teta(s+k,abc)+pi/6)+j*sin(teta(s+k,abc)+pi/6)
    );
end
if    trfkod(Nconnect(ii,k)-100)==7 | trfkod(Nconnect(ii,k)-100)==8
    Vprim(s+k,abc)=abs(V(s+k,abc))*(cos(teta(s+k,abc)+pi/6)+j*sin(teta(s+k,abc)+pi/6));
    Vsekon(s+k,abc)=abs(V(s+k,abc))*(cos(teta(s+k,abc)-pi/6)+j*sin(teta(s+k,abc)-pi/6));
end
end
if    ii>k
    akim(hii:hii+2,k)=Ytransfr*(conj(Vc(s+ii,:))'-conj(Vprim(s+k,:))');
end
if    ii<k
    akim(hii:hii+2,k)=Ytransfr*(conj(Vc(s+ii,:))'-conj(Vsekon(s+k,:))');
end
if    trfkod(Nconnect(ii,k)-100)==1 | trfkod(Nconnect(ii,k)-100)==2 |
    trfkod(Nconnect(ii,k)-100)==4 | trfkod(Nconnect(ii,k)-100)==6 |
    trfkod(Nconnect(ii,k)-100)==9
    akim(hii:hii+2,k)=Y(hii:hii+2,hk:hk+2)*(conj(Vc(s+ii,:))'-conj(Vc(s+k,:))');
end
end
end
end
end
for    ii=1:n,
    akimtop(1:3,s+ii)=[0;0;0];
    hii=3*(s+ii-1)+1;
for    k=1:n,
    hk=3*(k-1)+1;
    akimtop(1:3,s+ii)=akimtop(1:3,s+ii)+akim(hii:hii+2,k);

```

```

Shat(hii:hii+2,k)=[Vc(s+ii,1) 0 0;0 Vc(s+ii,2) 0;0 0
Vc(s+ii,3)]*conj(akim(hii:hii+2,k));
Phat(hii:hii+2,k)=-real(Shat(hii:hii+2,k));
Qhat(hii:hii+2,k)=-imag(Shat(hii:hii+2,k));
end
Ibara(1:3,s+ii)=akimtop(1:3,s+ii);
end
Ibara1=Ibara';
for ii=1:n,
hii=3*(s+ii-1)+1;
Sbara(1:3,s+ii)=[Vc(s+ii,1) 0 0;0 Vc(s+ii,2) 0;0 0 Vc(s+ii,3)]*conj(Ibara(1:3,s+ii));
Pbara(1:3,s+ii)=-real(Sbara(1:3,s+ii));
Qbara(1:3,s+ii)=-imag(Sbara(1:3,s+ii));
end
Pbara1=Pbara';Qbara1=Qbara';
for ii=1:n,
hii=3*(s+ii-1)+1;
for k=1:n,
hk=3*(s+k-1)+1;
hkk1=3*(k-1)+1;
if ii~=k
Ploss(hii:hii+2,k)=abs(Phat(hii:hii+2,k)+Phat(hk:hk+2,ii));
Qloss(hii:hii+2,k)=abs(Qhat(hii:hii+2,k)+Qhat(hk:hk+2,ii));
end
end
end
end

```

```

%-----tzsonuc.m altprogramı-----
%

```

```

tzybara
if KPQ==0 & iter<=maxiter
kontrol=1;
end
tzakymg
for ii=1:n*Nh,
for p=1:3,
if abs(V(ii,p))<tolerans
V(ii,p)=1e-12;teta(ii,p)=1e-12;
end
end
end
%-----Bara Gerilimlerine ait (THD)v ve (DF)v değerlerinin hesaplanması
for ii=1:n,
for p=1:3,
Vtop1=0;
for hh=2:Nh,
sthd=n*(hh-1);
Vtop1=Vtop1+V(sthd+ii,p)^2;
end
Vtam(ii,p)=sqrt(V(ii,p)^2+Vtop1);

```

```

    THDv(ii,p)=100*sqrt(Vtop1)/V(ii,p);
    DFv(ii,p)=100*sqrt(Vtop1)/Vtam(ii,p);
end
end
    fazaci=teta*180/pi;
for ii=1:Nh*n,
for p=1:3,
if V(ii,p)<1e-9
    fazaci(ii,p)=1e-9;
end
end
end
    disp('          BARA GERİLİMLERİ');
    disp(' -----');

for hh=1:Nh,
    disp(' harm.No  Bara No  Va(p.u.)  Vb(p.u.)  Vc(p.u.)');
    disp(' -----');

for ii=1:n,
    t=sprintf(' %2.2g %2.2g %0.7f %0.7f %0.7f',
    harm(hh),ii,V(n*(hh-1)+ii,1),V(n*(hh-1)+ii,2),V(n*(hh-1)+ii,3));
    disp(t);
end
    disp(' ');
    disp(' harm.No  Bara No  TETA-a (deg.) TETA-b (deg.)TETA-c(deg.)');
    disp(' -----');

for ii=1:n,
    t=sprintf(' %2.2g %2.2g %0.7f %0.7f %0.7f',
    harm(hh),ii,fazaci(n*(hh-1)+ii,1),fazaci(n*(hh-1)+ii,2),
    fazaci(n*(hh-1)+ii,3));
    disp(t);
end
    disp(' ');
end
    disp(' BARA GERİLİMLERİNE AİT TOPLAM HARMONİK DİSTORSİYONU
DEĞERLERİ')
    disp(' -----');
    disp(' Bara No  THDv-a (%)  THDv-b (%)  THDv-c (%)');
    disp(' -----');

for ii=1:n,
    t=sprintf(' %2.2g %0.7f %0.7f %0.7f,ii,
    THDv(ii,1),THDv(ii,2),THDv(ii,3));
    disp(t);
end
    disp('          HATLAR ARASINDAKİ KAYIP GÜÇ DEĞERLERİ');
    disp(' -----');
    disp('Harm.No  Hat No  Baralar Pk-a (p.u.) (p.u.)  Pk-c (p.u.)');
    disp(' -----');
for hh=1:Nh,

```

```

for ii=1:nhat,
    Pk1(nhat*(hh-1)+ii,1:3)=Ploss(3*(hh-1)*n+3*(HATCONNECT(ii,1)-1)+1:
    3*(hh-1)*n+3*(HATCONNECT(ii,1)-1)+3,HATCONNECT(ii,2));
    t=sprintf(' %2.2g %2.2g %2.2g %2.2g %0.7e %0.7e %0.7e ',
    harm(hh),ii,HATCONNECT(ii,1),HATCONNECT(ii,2),Pk1(nhat*(hh-1)+ii,1),
    Pk1(nhat*(hh-1)+ii,2),Pk1(nhat*(hh-1)+ii,3));
    disp(t);
end
disp(' ');
end

disp(' NON-LİNEER YÜK AKIMLARI VE FAZ AÇILARI');
disp('-----');
disp('Harm.No BaraNo Inonlin-a(p.u.)Inonlin-b (p.u.)Inonlin-c (p.u.)');
disp('-----');
for hh=1:Nh,
for ii=m1:nb,
    t=sprintf(' %2.2g %2.2g %0.7f %0.7f %0.7f ',
    harm(hh),ii,abs(ggr(n*(hh-1)+ii,1)+j*ggi(n*(hh-1)+ii,1)),
    abs(ggr(n*(hh-1)+ii,2)+j*ggi(n*(hh-1)+ii,2)),
    abs(ggr(n*(hh-1)+ii,3)+j*ggi(n*(hh-1)+ii,3)));
end
end
    nonlinaci=angle(ggr+j*ggi);
% eğer açılar 2pi'den daha büyük ise 2pi kadar 0.....2pi arasına getiriliyor.
for ii=1:(Nh-1)*n+nb,
for p=1:3,
    kats1=nonlinaci(ii,p)/(2*pi);
    kats2=fix(kats1);
    nonlinaci(ii,p)=nonlinaci(ii,p)-kats2*2*pi;
if nonlinaci(ii,p)>pi
    nonlinaci(ii,p)=-2*pi+nonlinaci(ii,p);
end
end
end
    nonlinaci=nonlinaci*180/pi;
    disp(' ');
    disp('Harm.No BaraNo Tnonlin-a(deg.) Tnonlin-b(deg.) Tnonlin-c(deg.)');
    disp('-----');
for hh=1:Nh,
for ii=m1:nb,
t=sprintf(' %2.2g %2.2g %0.7f %0.7f %0.7f ',
harm(hh),ii,nonlinaci(n*(hh-1)+ii,1),nonlinaci(n*(hh-1)+ii,2),
nonlinaci(n*(hh-1)+ii,3));
    disp(t);
end
end
end
disp(' iterasyon sayısı HATA');
disp(' -----');
t=sprintf(' %2.2g %0.7f, iter,HATA);

```

Ek3 Nonlineer yük olarak bir fazlı yarı kontrollü doğrultucuların incelenmesi

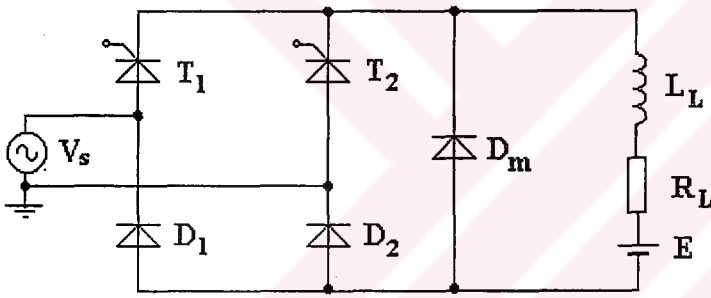
Şekil E3.1'de devre şeması, Şekil E3.2' de akım-gerilim dalga şekilleri verilen bir fazlı yarı kontrollü doğrultucunun besleme geriliminin temel bileşeninin maksimum değeri $V_m^{(1)}$ olmak üzere, besleme geriliminin temel bileşeninin ani değeri v_s ,

$$v_s(\omega t) = V_m^{(1)} \sin \omega t \quad (E3.1)$$

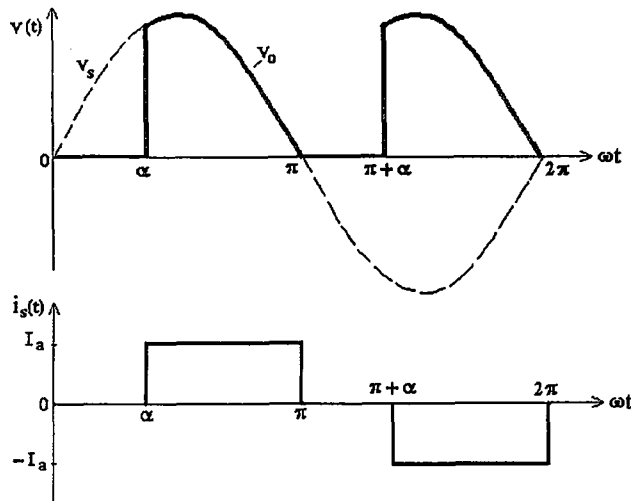
olarak tanımlanır. Bu durumda doğrultucu çıkışındaki dc gerilimin ortalama değeri V_0 ,

$$V_0 = \frac{V_m^{(1)}}{\pi} (1 + \cos \alpha) \quad (E3.2)$$

olarak bulunur (Rashid, 1993).



Şekil E3.1 Bir fazlı yarı kontrollü doğrultucu



Şekil E3.2 Bir fazlı yarı kontrollü doğrultucunun gerilim ve akım dalga şekilleri

Bu durumda yarı kontrollü doğrultucunun dc yük akımı,

$$I_a = \frac{V_0 - E}{R} \quad (\text{E3.3})$$

olarak tanımlanır. Özel bir hal olarak $E=0$ ise,

$$I_a = \frac{V_m^{(1)}}{\pi R} (1 + \cos \alpha) \quad (\text{E3.4})$$

olur.

Şekil E3.2' de dalga şekli verilen yükün şebekeden çektiği akımın ani değeri,

$$i_s(t) = I_{dc} + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cos n\omega t + b_n \sin n\omega t) \quad (\text{E3.5})$$

ile tanımlanır. Fourier analizi sonucunda

$$I_{dc} = 0$$

$$a_n = -\frac{2I_a}{n\pi} \sin n\alpha \quad (n=1,3,5,\dots) \quad (\text{E3.6})$$

$$b_n = \frac{2I_a}{n\pi} (1 + \cos n\alpha) \quad (n=1,3,5,\dots) \quad (\text{E3.7})$$

şeklinde elde edilir. Yarı kontrollü doğrultucunun şebekeden çektiği akımın zaman domeninde ifadesi,

$$i_s(t) = \sum_{n=1,3,5,\dots}^{\infty} \sqrt{2} |I_s^{(n)}| \sin(n\omega t + \phi_n) \quad (\text{E3.8})$$

ile verilir. Bu ifadede n . harmonik faz açısı,

$$\phi_n = \tan^{-1} \left(\frac{a_n}{b_n} \right) \quad (\text{E3.9})$$

$$\phi_n = -n \frac{\alpha}{2} \quad (\text{E3.10})$$

eşitliklerinden elde edilir. Yarı kontrollu doğrultucunun şebekeden çektiği akımın efektif değeri,

$$|I_s^{(n)}| = \frac{1}{\sqrt{2}} (a_n^2 + b_n^2)^{\frac{1}{2}} \quad (\text{E3.11})$$

ile hesaplanır. Bu işlem sonunda,

$$|I_s^{(n)}| = \frac{2\sqrt{2}}{n\pi} I_a \cos \frac{n\alpha}{2} \quad (\text{E3.12})$$

bağıntısı ile bulunur. Doğrultucunun şebekeden çektiği akım fazör olarak,

$$\dot{I}_s^{(n)} = \left(\frac{4(1 + \cos \alpha)}{\pi^2 R} \cos \frac{n\alpha}{2} \right) \frac{V^{(1)}}{n} \angle -n \frac{\alpha}{2} \quad (\text{E3.13})$$

şeklinde elde edilir. Nonlineer yük akımının n. harmonik bileşeni $I_s^{(n)}$ bu çalışmada önerilen harmonik yük akış tekniğine uygun olarak reel ve imajiner bileşenlere ayrılabilir.

$$g_{k,r}^{m(n)} = \left(\frac{4(1 + \cos \alpha_k^m)}{\pi^2 R} \cos \frac{n\alpha_k^m}{2} \right) \frac{V_k^{m(1)}}{n} \cos \left(-n \frac{\alpha_k^m}{2} \right) \quad (\text{E3.14})$$

$$g_{k,i}^{m(n)} = \left(\frac{4(1 + \cos \alpha_k^m)}{\pi^2 R} \cos \frac{n\alpha_k^m}{2} \right) \frac{V_k^{m(1)}}{n} \sin \left(-n \frac{\alpha_k^m}{2} \right) \quad (\text{E3.15})$$

Bu eşitliklerde nonlineer yük akımları hat akımlarından ayırt edilmesi için, g ile gösterilmiştir. n gözönüne alınan harmonik derecesini göstermektedir. “r” indisi reel, “i” indisi ise imajiner

bileşen anlamındadır. $V_k^{m(1)}$ k. baranın m fazına ait temel bileşen geriliminin genliğini ifade etmektedir.

Yukarıdaki inceleme nonlinear yük uçlarındaki geriliminin temel bileşeninin faz açısının 0° olmasına göre yapılmıştır. Eğer nonlinear yük uçlarındaki geriliminin temel bileşeninin faz açısının değeri $\varphi^{(1)}$ ise $v_s(\omega t)$ gerilimi ,

$$v_s(\omega t) = V_m^{(1)} \sin(\omega t + \varphi^{(1)}) \quad (E3.16)$$

olarak ifade edilir. Yukarıdaki işlemlerin (E3.16) eşitliğine göre tekrarlanması ile $I_s^{(n)}$ akımı,

$$I_s^{(n)} = \left(\frac{4(1 + \cos \alpha)}{\pi^2 R} \cos \frac{n\alpha}{2} \right) \frac{V^{(1)}}{n} \angle n \left(\varphi^{(1)} - \frac{\alpha}{2} \right) \quad (E3.17)$$

olarak bulunur. Nonlinear yük akımının reel ve imajiner bileşenleri,

$$g_{k,r}^{m(n)} = \left(\frac{4(1 + \cos \alpha_k^m)}{\pi^2 R} \cos \frac{n\alpha_k^m}{2} \right) \frac{V_k^{m(1)}}{n} \cos \left(n\varphi_k^{m(1)} - n \frac{\alpha_k^m}{2} \right) \quad (E3.18)$$

$$g_{k,i}^{m(n)} = \left(\frac{4(1 + \cos \alpha_k^m)}{\pi^2 R} \cos \frac{n\alpha_k^m}{2} \right) \frac{V_k^{m(1)}}{n} \sin \left(n\varphi_k^{m(1)} - n \frac{\alpha_k^m}{2} \right) \quad (E3.19)$$

olarak ifade edilir. E3.18 ve E3.19 eşitliklerinde $\varphi_k^{m(1)}$ k. baranın m fazının temel bileşen geriliminin sıfır referansa göre faz açısını göstermektedir.

Ek 4 Harmonik bileşenlerinin faz sırası

Nonlineer yükler içeren üç fazlı dengeli bir sistemde, faz-nötr geriliminin temel bileşeninin efektif değeri V_1 ve temel frekans için hesaplanan açısal hız ω_1 olmak üzere, a,b,c faz gerilimlerinin temel bileşenlerinin ani değerleri,

$$\left. \begin{aligned} v_a(t) &= \sqrt{2}V_1 \sin(\omega_1 t + \phi_1) \\ v_b(t) &= \sqrt{2}V_1 \sin(\omega_1 t - 2\pi/3 + \phi_1) \\ v_c(t) &= \sqrt{2}V_1 \sin(\omega_1 t + 2\pi/3 + \phi_1) \end{aligned} \right\} \quad (E4.1)$$

olarak ifade edilebilir. Gerilimin n. harmonik bileşeninin efektif değeri V_n olmak üzere; a,b,c faz gerilimlerinin n. harmonik bileşenlerinin ani değerleri,

$$\left. \begin{aligned} v_{a_n}(t) &= \sqrt{2}V_n \sin(n\omega_1 t + \phi_n) \\ v_{b_n}(t) &= \sqrt{2}V_n \sin(n\omega_1 t - 2\pi n/3 + \phi_n) \\ v_{c_n}(t) &= \sqrt{2}V_n \sin(n\omega_1 t + 2\pi n/3 + \phi_n) \end{aligned} \right\} \quad (E4.2)$$

eşitlikleri ile hesaplanabilir. (E4.2) eşitliğinde görüldüğü gibi, harmonik mertebesi n' e bağlı olarak harmonik bileşenlerinin faz gerilimlerinin faz açıları arasında pozitif sequence, negatif sequence veya sıfır sequence faz sırasına uygun olarak $\pm 120^\circ$ veya 0° faz farkı meydana gelmektedir. E4.2 eşitliği ile 2.harmonik ve 3.harmonik faz gerilimlerinin ani değerleri,

$$\left. \begin{aligned} v_{a_2}(t) &= \sqrt{2}V_2 \sin(2\omega_1 t + \phi_2) \\ v_{b_2}(t) &= \sqrt{2}V_2 \sin(2\omega_1 t + 2\pi/3 + \phi_2) \\ v_{c_2}(t) &= \sqrt{2}V_2 \sin(2\omega_1 t - 2\pi/3 + \phi_2) \end{aligned} \right\} \quad (E4.3)$$

$$\left. \begin{aligned} v_{a_3}(t) &= \sqrt{2}V_3 \sin(3\omega_1 t + \phi_3) \\ v_{b_3}(t) &= \sqrt{2}V_3 \sin(3\omega_1 t + \phi_3) \\ v_{c_3}(t) &= \sqrt{2}V_3 \sin(3\omega_1 t + \phi_3) \end{aligned} \right\} \quad (E4.4)$$

olarak verilebilir. E4.1, E4.3 ve E4.4 eşitliklerinde görüldüğü gibi, faz gerilimlerinin faz açıları arasındaki farklar, temel bileşen için pozitif sequence, 2.harmonik için negatif sequence ve 3.harmonik için ise sıfır sequence faz farklarına uygundur. Bu durum aşağıda

Çizelge E4.1’ de diğer harmonikler için de gösterilmiştir. E4.2 eşitliğine uygun olan bu çizelgede verilen sıra ile gerilim veya akımların tüm harmonik bileşenlerinin faz sırası belirlenebilir (Grady, 1983). Çizelge 9.harmonikten sonra da aynı sıra ile devam ettirilebilir.

Çizelge E4.1 Harmonik bileşenlerinin faz sırası

Harmonik	Sequence
1	+
2	-
3	0
4	+
5	-
6	0
7	+
8	-
9	0

Ek 5 Per-unit değerler

Herhangi bir elektriksel büyüklüğün per-unit (birim) değeri,

$$\text{per - unit değer} = \frac{\text{Gerçek değer (SI sisteminde)}}{\text{Temel değer (SI sisteminde)}} \quad (\text{E5.1})$$

olarak tanımlanabilir. Per-unit olarak ölçeklendirme işlemi şu prensiplere dayanır:

- Temel güç (S_{baz}), güç sisteminin bütün baralarında aynı değere sahiptir.
- Güç sisteminin her bir barası için elektriksel büyüklüklerin (Güç, gerilim, akım, empedans ve admitans) yalnız ve yalnız bir temel değeri vardır. Esas baz değerler olan gerilim ve güç, keyfi olarak sistemdeki herhangi bir nokta için tanımlanabilir.

Bilindiği gibi, üç fazlı dengeli bir sistemin arıza analizi için ya da yük akış analizi için, sistemin tek faz eşdeğerinin gözönüne alınması yeterli olmaktadır. Böyle bir sistemde $S_{\text{baz}\phi}$ üç fazın toplam gücü, U_{baz} ve V_{baz} sırasıyla sistemin fazlararası ve faz-nötr gerilimlerinin temel değerleri ve I_{baz} hat akımının temel değeri olmak üzere temel güç,

$$S_{\text{baz}\phi} = \sqrt{3} U_{\text{baz}} I_{\text{baz}} = 3 V_{\text{baz}} I_{\text{baz}} \quad (\text{E5.2})$$

şeklinde hesaplanabilir. Ancak sistemin üç fazlı olarak modellenmesi ve sistemde dengesizlik olması durumunda her bir faza ait elektriksel büyüklüklerin ayrı ayrı incelenmesi gerekli olmaktadır. Bu durumda güç için temel değer olarak, üç fazın toplam gücü yerine bir faza düşen güç değeri ve gerilim için ise fazlararası gerilim yerine faz-nötr gerilimi alınabilir. Böylece temel güç,

$$S_{\text{baz}\phi} = V_{\text{baz}} I_{\text{baz}} = \frac{S_{\text{baz}\phi}}{3} \quad (\text{E5.3})$$

olarak gözönüne alınabilir. Buradan hat akımının ve empedansın temel değerleri,

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{baz}} &= \frac{S_{\text{baz}\phi}}{V_{\text{baz}}} = \frac{S_{\text{baz}\phi}}{\sqrt{3} U_{\text{baz}}} \\ Z_{\text{baz}} &= \frac{V_{\text{baz}}}{I_{\text{baz}}} \end{aligned} \right\} \quad (\text{E5.4})$$

şeklinde hesaplanabilir.

Bu çalışmada temel değerleri, üç faza ait toplam güç için $S_{\text{baz}_{3\phi}} = 100 \text{ MVA}$ ve fazlararası gerilim için $U_{\text{baz}} = 154 \text{ kV}$ olan üç fazlı bir örnek sistemde yukarıdaki açıklamalar doğrultusunda bir faza ait güç değeri ($S_{\text{baz}_{1\phi}} = 100/3 \text{ MVA}$) ve faz-nötr gerilimi ($V_{\text{baz}} = 154/\sqrt{3} \text{ kV}$) temel değer olarak alınarak işlemler per-unit değerler ile gerçekleştirilmiştir.

ÖZGEÇMİŞ

Doğum tarihi	01.01.1968	
Doğum yeri	Akşehir	
Lise	1982-1986	Maçka Teknik Lisesi
Lisans	1986-1990	İstanbul Teknik Üniversitesi Elk.-Elektronik Fak. Elektrik Mühendisliği Bölümü
Yüksek Lisans	1993-1995	Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Müh. Anabilim Dalı
Doktora	1995-2000	Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik Müh. Anabilim Dalı

Çalıştığı kurumlar

1990-1995	TCDD (Elektrik Mühendisi)
1995-Devam ediyor	YTÜ Elektrik-Elektronik Fakültesi Elektrik Mühendisliği Bölümü Elektrik Tesisleri Anabilim Dalı Uzmanı