

**YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**HARMONİK İÇEREN GÜÇ SİSTEMLERİNİN GERİLİM
KARARLILIĞININ YÜK MODELLEMELERİ VE
FACTS ELEMANLARI BAKIMINDAN İNCELENMESİ**

Elektrik Yük. Müh. Mustafa BAYSAL

**FBE Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı Elektrik Tesisleri Programında
Hazırlanan**

DOKTORA TEZİ

Tez Savunma Tarihi : 23.10.2008

Tez Danışmanı : Prof. Dr. Celal KOCATEPE (YTÜ)

İkinci Tez Danışmanı: Yrd. Doç. Dr. Mehmet UZUNOĞLU (YTÜ)

**Jüri Üyeleri : Prof. Dr. Selim AY (YTÜ)
: Prof. Dr. Fahrettin ARSLAN (İÜ)
: Prof. Dr. Hüseyin ÇAKIR (YTÜ)
: Prof. Dr. Serhat ŞEKER (İTÜ)**

İSTANBUL, 2008

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ	iv
KISALTMA LİSTESİ	vi
ŞEKİL LİSTESİ	viii
ÇİZELGE LİSTESİ	x
ÖNSÖZ	xii
ÖZET	xiii
ABSTRACT	xiv
1. GİRİŞ	15
2. GERİLİM KARARLILIĞI	21
2.1 Giriş	21
2.2 Gerilim Kararlılığının Tanımı	22
2.2.1 CIGRE anımı	23
2.2.2 IEEE tanımı	23
2.3 Gerilim Kararsızlığının Sınıflandırılması	24
2.3.1 Büyük bozulma gerilim kararlılığı	24
2.3.2 Küçük bozulma gerilim kararlılığı	24
2.3.3 Kısa dönem gerilim kararlılığı	25
2.3.4 Uzun dönem gerilim kararlılığı	25
2.4 İki Baralı Bir Sistemde Gerilim Kararlılığı	26
2.5 Gerilim Kararlılığı Analiz Yöntemleri	30
2.5.1 Statik analiz	31
2.5.2 Dinamik analiz	32
2.6 Gerilim Kararlılığı Olayları	33
3. GÜÇ SİSTEM VE YÜK MODELİ	37
3.1 Giriş	37
3.2 Güç Sistemi Modeli	37
3.3 Yük Modeli	39
3.3.1 Yük modellemeleri	40
3.3.1.1 Statik yük modeli	40
3.3.1.2 Dinamik yük modeli	43
3.3.2 Yük modelinin tespit edilmesi	46
3.3.2.1 Ölçüme dayalı yaklaşım	46
3.3.2.2 Bileşen tabanlı yaklaşım	47
3.4 Yük Modellemesindeki Hususlar	49

4.	HARMONİK BİLEŞENLERİN SİSTEMDE VARLIĞI	50
4.1	Giriş	50
4.2	Harmonik Tanımı	50
4.3	Harmonik Büyüklüklere Ait Temel Tanım ve Kavramlar	51
4.3.1	Toplam harmonik bozulma	53
4.3.2	Toplam talep bozulması	54
4.4	Harmonik Üreten Elemanlar	54
4.5	Harmoniklerin Güç Sisteminde Meydana Getirdiği Etkiler	55
4.5.1	Motorlar ve generatörler	56
4.5.2	Transformatörler	57
4.5.3	Enerji iletim sistemi	57
4.5.4	Kondansatörler	58
4.5.5	Aydınlatma elemanları	58
4.5.6	Harmoniklerin güç sistem elemanlarına etkisi	59
4.5.6.1	Seri rezonans	60
4.5.6.2	Paralel rezonans	60
4.6	Güç Sistem Elemanlarının Harmoniklere Bağlı Modellenmesi	61
4.6.1	Temel devre elemanlarının modellenmesi	61
4.6.2	İletim hatlarının modellenmesi	62
4.6.3	Paralel elemanların modellenmesi	65
4.6.4	Seri elemanların modellenmesi	65
4.6.5	Pasif yüklerin modellenmesi	66
4.7	Harmonik Standartları	68
4.8	Harmoniklerle İlgili Ölçümler	70
5.	ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMLERİNDE GÜÇ AKIŞI	78
5.1	Giriş	78
5.2	Güç Akışı Denklemleri	78
5.3	Güç Akış Denklemlerinin Çözüm Yöntemleri	82
5.3.1	Gauss-Seidel yöntemi	82
5.3.2	Newton-Raphson yöntemi	83
5.4	Doğrusal Olmayan Yükler İçeren Sistemlerde Harmonik Güç Akış Denklemleri	86
6.	ESNEK ALTERNATİF AKIM İLETİM SİSTEMLERİ (FACTS)	93
6.1	Giriş	93
6.2	FACTS Kavramı	94
6.2.1	Tanım	95
6.2.2	FACTS elemanları	95
6.2.2.1	Tristör tabanlı FACTS elemanları	95
6.2.2.2	Anahtarlama dönüştürücü tipi (GTO tabanlı) FACTS elemanları	96
6.3	FACTS'lerin Faydaları	98
6.4	Paralel Reaktif Güç Kompanzasyonu	99
6.4.1	Paralel reaktif güç kompanzasyon yöntemleri	100
6.4.1.1	Paralel reaktör	100
6.4.1.2	Paralel kapasitör	100
6.4.1.3	Senkron kompanzatör	101
6.4.1.4	Statik VAr kompanzatör (SVC)	101
6.4.1.5	Statik senkron kompanzatör (STATCOM)	101
6.5	SVC ve STATCOM'un Çalışma Prensipleri ve Sürekli Hal Modelleri	102
6.5.1	Statik VAr kompanzatörü (SVC)	102

6.5.1.1	Temel çalışma prensibi	102
6.5.1.2	SVC'nin sürekli hal modeli	106
6.5.2	Statik senkron kompanzatör (STATCOM).....	107
6.5.2.1	Temel çalışma prensibi	107
6.5.2.2	STATCOM'un sürekli hal modeli	108
6.6	SVC ve STATCOM'un Gerilim Kararlılığına Etkisi	110
7.	GERİLİM KARARLILIĞI ALGORİTMASI VE MODELLEMELER	112
7.1	Giriş	112
7.2	Yük Akışı Denklemlerine Ait Tekil Noktaların Tespiti	112
7.2.1	Çatallaşma teorisi ve eyer noktası çatallaşması.....	113
7.2.2	Birleştirilmiş Newton-Raphson ve Newton-Raphson-Seydel metodu	114
7.3	Geliştirilen Güç Akış Denklemleri Algoritması	120
7.3.1	Doğrusal güç akış denklemleri	120
7.3.2	Harmonikli güç akış denklemleri	121
7.4	FACTS Elemanlarının Modellenmesi	123
7.4.1	SVC elemanının modellenmesi	123
7.4.2	STATCOM elemanının modellenmesi	124
8.	SAYISAL UYGULAMALAR	126
8.1	Giriş	126
8.2	Sayısal Uygulama 1	126
8.3	Sayısal Uygulama 2	135
8.3.1	Sabit güç (P) modeli ile analiz.....	137
8.3.2	Sabit akım (I) modeli ile analiz	138
8.3.3	Sabit empedans (Z) modeli ile analiz	140
8.4	Sayısal Uygulama 3	141
8.4.1	Şönt kapasite ile yapılan kompanzasyon için kararlılık analizi.....	142
8.4.2	SVC ile yapılan kompanzasyon için kararlılık analizi	144
8.4.3	STATCOM ile yapılan kompanzasyon için kararlılık analizi	145
8.4.4	Analiz sonuçlarının irdelenmesi	147
8.4.5	STATCOM bağlantı transformatörünün etkisinin analizi	149
8.5	Sayısal Uygulama 4	151
8.6	Sayısal Uygulama 5	156
9.	SONUÇLAR ve ÖNERİLER	160
	KAYNAKLAR.....	166
	EK – 1	170
	EK – 2	176
	EK – 3	181
	EK – 4	193
	ÖZGEÇMİŞ.....	197

SİMGE LİSTESİ

B	Süseptans
C	Kapasite
$\cos\phi$	Güç faktörü
D	Distorsiyon gücü
f	Frekans
f_r	Rezonans frekansı
$g_{r,k}^{(h)}$	k. baranın h. reel harmonik akımı
$g_{i,k}^{(h)}$	k baranın h. imajiner harmonik akımı
h	Harmonik mertebesi
HD_I	Akım için tekil harmonik bozulması
HD_V	Gerilim için tekil harmonik bozulması
i_h	h. harmonik akımının ani değeri
I	Akımın genliği
I_h	h. harmonik akımının efektif değeri
I_K	Ortak bağlantı noktasındaki maksimum kısa devre akımı
I_L	Ortak bağlantı noktasında ölçülen maksimum yük akımı
$\Delta I^{(h)}$	h. harmonik için akım hata vektörü
$I_{r,k}^{(h)}$	k. baranın h. reel harmonik hat akımları toplamı
$I_{i,k}^{(h)}$	k. baranın h. imajiner harmonik hat akımları toplamı
J	Jakobyen matrisi
J_R	İndirgenmiş Jakobyen matrisi
L	Endüktans
ΔM	Harmonik güç akışı için hata vektörü
ΔP	Harmonik güç akışı için güç hata vektörü
P	Aktif güç
ΔP_k^{nonlin}	k. doğrusal olmayan baradaki aktif güç hata denklemi
ΔQ_k^{nonlin}	k. doğrusal olmayan baradaki reaktif güç hata denklemi
ΔQ	Harmonik güç akışı için reaktif güç hata vektörü
Q	Reaktif güç
R	Direnç
S	Kompleks güç

THD_I	Akım için toplam harmonik bozulması
THD_V	Gerilim için toplam harmonik bozulması
X	Reaktans
X_C	Kapasitif reaktans
X_L	Endüktif reaktans
X_{SL}	SVC ve STATCOM karakteristik eğimi
v_h	h. harmonik gerilimin ani değeri
V	Gerilimin genliği
V_h	h. harmonik geriliminin efektif değeri
V_{krt}	Kritik gerilim değeri
Y	Admitans
Y_{Π}	İletim hattının eşdeğer Π admitansı
Z	Empedans
Z_C	Karakteristik empedans
Z_{Π}	İletim hattının eşdeğer Π empedansı
δ	Yük açısı
θ	Gerilimin açısı
σ	Tristörün iletim açısı
λ	Yüklenme faktörü
λ_{krt}	Kritik yüklenme değeri
ω	Açısal frekans

KISALTMA LİSTESİ

AC	Alternating Current (Alternatif Akım)
ACT	Available Transfer Capacity (Mevcut Transfer Kapasitesi)
CIGRE	Conférence Internationale des Grands Réseaux Électriques (Uluslararası Büyük Elektrik Sistemleri Konseyi)
CSC	Current Source Converter (Akım Kaynaklı Dönüştürücü)
DAE	Differential-Algebraic Equation (Diferansiyel-Cebirsel Denklem)
DC	Direct Current (Doğru Akım)
EPRI	Electric Power Research Institute (Elektrik Güç Araştırmaları Enstitüsü)
FACTS	Flexible AC Transmission Systems (Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri)
FC	Fixed Capacitor (Sabit Kapasitör)
GF	Güç Faktörü
GTO	Gate Turn-off (Kapı Sönümlü) yarıiletken eleman
IEC	International Electrotechnical Commission (Uluslararası Elektroteknik Komisyonu)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü)
LTC	Load Tap Changing (Yük altında Kademe Değiştirebilen)
NR	Newton-Raphson
NRS	Newton-Raphson-Seydel
ODE	Ordinary Differential Equation (Adi Diferansiyel Denklemi)
PWM	Pulse Width Modulation (Darbe Genişlik Modülasyonu)
SN	Saddle Node (Eyer Noktası)
STATCOM	Static Synchronous Compensator (Statik Senkron Kompanzatör)
SVC	Static VAr Compensator (Statik VAr Kompenzatör)
TCPS	Thyristor Controlled Phase Changer (Tristör Kontrollü Faz Değiştirici)
TCR	Thyristor Controlled Reactor (Tristör Kontrollü Reaktör)
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor (Tristör Kontrollü Seri Kapasitör)
TDD	Total Demand Distortion (Toplam Talep Bozulması)
THD	Total Harmonic Distortion (Toplam Harmonik Bozulması)
TSC	Thyristor Switching Capacitor (Tristör Anahtarlama Kapasitör)
TTC	Total Transfer Capacity (Toplam Transfer Kapasitesi)
TÜBİTAK	Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu
UPFC	Unified Power Flow Controller (Birleştirilmiş Güç Akış Kontrolörü)

VSC	Voltage Source Converter (Gerilim Kaynaklı Dönüştürücü)
VIPI	Voltage Instability Proximity Index (Gerilim Kararsızlığı İndeksi)

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 2.1 Güç sistem kararlılığının sınıflandırılması	22
Şekil 2.2 Gerilim kararlılığı olayları ve cevap süreleri	26
Şekil 2.3 Generatör-yük modeli.....	27
Şekil 2.4 Generatör-yük modeli için PV eğrileri.....	28
Şekil 2.6 PV eğrilerinin güç faktörüne göre değişimi	29
Şekil 2.7 Gerilim kararlılığı analizi yöntemleri.....	30
Şekil 3.1 Elektrik güç sistemi	37
Şekil 3.2 Yük modeli çeşitleri	40
Şekil 3.3 Genel dinamik yük modeli	45
Şekil 3.4 Dinamik bir yükün gerilimdeki değişime karşılık talep gücündeki değişim	46
Şekil 3.5 Bileşen Tabanlı Modelleme Yaklaşımı	47
Şekil 4.1 Yüklerin akım-gerilim eğrileri	51
Şekil 4.2 Seri rezonans devresi.....	60
Şekil 4.3 Paralel rezonans devresi	61
Şekil 4.4 İletim hattının gerçek eşdeğer devresi.....	62
Şekil 4.5 İletim hattı modelleri.....	63
Şekil 4.6 Paralel elemanın modellenmesi (h. harmonik için).....	65
Şekil 4.7 Seri elemanın modellenmesi (h. harmonik için)	66
Şekil 4.8 Doğrusal yük modelleri	66
Şekil 4.9 Pasif yük modelleri.....	67
Şekil 4.10 Demir-çelik tesislerine ait tek hat diyagramları ve ölçüm noktaları	71
Şekil 4.11 Demir-çelik tesislerine ait primer akım TTD değişimleri	73
Şekil 4.12 Demir-çelik tesislerine ait primer gerilim THD değişimleri	74
Şekil 4.13 Demir-çelik tesislerine ait sekonder akım TTD değişimleri	75
Şekil 4.14 Demir-çelik tesislerine ait sekonder gerilim THD değişimleri	76
Şekil 5.1 Bara değişkenleri.....	79
Şekil 6.1 SVC'nin genel şeması	102
Şekil 6.2 Tristör kontrollü reaktör	103
Şekil 6.3 Tristör kontrollü reaktörün süseptans değerinin tetikleme açısına göre değişimi ...	104
Şekil 6.4 SVC'ye ait V/I karakteristikleri	104
Şekil 6.5 SVC'nin sürekli hal eşdeğer devresi	105
Şekil 6.6. SVC'nin blok diyagramı	106
Şekil 6.7 STATCOM'a ait genel şema.....	107

Şekil 6.8 STATCOM'a ait blok diyagramı (PWM kontrollü).....	109
Şekil 7.1. Newton-Raphson (NR) algoritmasına ait akış diyagramı	117
Şekil 7.2. Newton-Raphson-Seydel (NRS) algoritmasına ait akış diyagramı	118
Şekil 7.3. Üç aşamalı güç akışı çözüm metodu	119
Şekil 7.4. Ters iterasyon algoritması	119
Şekil 8.1 IEEE 14 baralı örnek güç sistemi	127
Şekil 8.2 14 baralı IEEE örnek sisteminde %5 THD _V için P-V eğrileri	131
Şekil 8.3 14 baralı IEEE örnek sisteminde %15 THD _V için P-V eğrileri	131
Şekil 8.4 Örnek sistemde doğrusal yükleme durumunda farklı baralar için P-V eğrileri	132
Şekil 8.5 Harmonik gerilimdeki bozulma ile %K _V 'nin değişimi	134
Şekil 8.6 Harmonik gerilimdeki bozulma ile %K _P 'nin değişimi.....	134
Şekil 8.7 Sayısal uygulama yapılan 4 baralı örnek güç sistemi	135
Şekil 8.8 Örnek sistemde farklı yük modelleri için elde edilen P-V eğrileri.....	137
Şekil 8.9 Sabit güç modelinin harmonik bozulmaya göre %K _V ve %K _P değişimleri	138
Şekil 8.12 Örnek sistemde kullanılan farklı kompanzasyon sistemleri için P-V eğrileri.....	142
Şekil 8.13 Şönt kompanzasyon (C) bağlanmış örnek güç sistemi.....	143
Şekil 8.14 Kapasite (C) bağlı örnek sistemde çeşitli yüklenme koşullarında %K _V ve %K _P değişimleri.....	143
Şekil 8.15 Statik VAr Kompanzatörü (SVC) bağlanmış örnek güç sistemi.....	144
Şekil 8.16 SVC bağlı örnek sistemde çeşitli yüklenme koşullarında %K _V ve %K _P değişimleri.....	145
Şekil 8.17 Statik Senkron Kompanzatör (STATCOM) bağlanmış örnek güç sistemi	145
Şekil 8.18 STATCOM bağlı örnek sistemde çeşitli yüklenme koşullarında %K _V ve %K _P değişimleri.....	146
Şekil 8.19 Farklı yüklenme ve kompanzasyon durumları için %K _V değişimleri.....	148
Şekil 8.20 Farklı yüklenme ve kompanzasyon durumları için %K _P değişimleri	149
Şekil 8.21 İki farklı transformatör reaktans değeri için STATCOM'un %K _V değişimi	150
Şekil 8.22 İki farklı transformatör reaktans değeri için STATCOM'un %K _P değişimi.....	150
Şekil 8.24 Doğrusal yüklenme durumunda farklı GF değerleri için V _{krt} ve λ _{krt} değişimleri..	154
Şekil 8.25 Harmonikli yüklenme durumunda farklı GF değerleri için %K _V değişimleri	155
Şekil 8.26 Harmonikli yüklenme durumunda farklı GF değerleri için %K _P değişimleri.....	155
Şekil 8.27 Demir-çelik tesisine ait gerçek güç sistemi	156
Şekil 8.28 Demir-çelik tesisinde ölçüm sonucu elde edilen güç sistemi.....	157
Şekil 8.29 Demir-çelik tesisinin 2 nolu barasındaki gerilimin THD değişimi	158
Şekil 8.30 Sistemin 2 nolu barasındaki farklı yüklenme koşulları için P-V eğrileri.....	159

ÇİZELGE LİSTESİ

Çizelge 2.1 Dünya genelinde meydana gelen gerilim çökmesi olaylarından bazıları.....	33
Çizelge 2.2 Japonya TEPCO sistemindeki gerilim çökmesine ait zaman-olay tablosu	36
Çizelge 3.1 Bazı yüklere ait parametre değerleri	42
Çizelge 3.2 Bir bölgede ölçüm sonucu elde edilen parametreler	47
Çizelge 3.3 Dört farklı yük bileşeni için statik modeller.....	48
Çizelge 3.4 Bileşenlerin yük sınıflarına göre dağılımı	49
Çizelge 4.1 Döner bir makine üzerinde 6 darbeli bir konverterin harmonik etkinliği	56
Çizelge 4.2 Pasif yük modellerine ait direnç ve reaktans bağlantıları	67
Çizelge 4.3. Çeşitli ülkelerdeki harmonik standartlar	68
Çizelge 4.4 380 kV iletim sisteminde kabul edilebilir harmonik gerilim seviyeleri.....	69
Çizelge 4.5. 20 - 154 kV arası iletim sisteminde kabul edilebilir harmonik gerilim seviyeleri.....	69
Çizelge 4.6 Kabul edilebilir akım harmonik limitleri.....	70
Çizelge 4.7 Demir-çelik tesislerine ait kurulu güç kapasiteleri.....	72
Çizelge 4.8 Ölçümü yapılan tesislere ait I_K/I_L oranları	72
Çizelge 5.1 Güç akışı probleminde her bir baradaki bilinmeyen ve denklem sayıları.....	80
Çizelge 6.1 Farklı FACTS Kontrolörleri.....	98
Çizelge 6.2 Paralel kompanzasyon elemanlarının maliyet kıyaslaması	111
Çizelge 8.1 IEEE 14 baralı örnek güç sistemine ait hat parametreleri.....	128
Çizelge 8.2 IEEE 14 baralı örnek güç sistemine ait bara parametreleri.....	129
Çizelge 8.3 14 baralı örnek sistemin farklı yüklenme koşullarındaki analiz sonuçları.....	133
Çizelge 8.4 Örnek güç sistemine ait hat parametreleri.....	136
Çizelge 8.5 Örnek güç sistemine ait bara parametreleri.....	136
Çizelge 8.6 Örnek güç sistemin farklı yüklenme koşullarındaki P modeli analiz sonuçları ..	138
Çizelge 8.7 Örnek güç sistemin farklı yüklenme koşullarındaki I modeli analiz sonuçları..	139
Çizelge 8.8 Örnek güç sistemin farklı yüklenme koşullarındaki Z modeli analiz sonuçları..	140
Çizelge 8.9 Örnek sistemde kompanzasyon olmaması durumu için analiz sonuçları.....	141
Çizelge 8.10 Örnek sisteme C bağlanması durumunda elde edilen analiz sonuçları	143
Çizelge 8.11 Örnek sisteme SVC bağlanması durumunda elde edilen analiz sonuçları	144
Çizelge 8.12 Örnek sisteme STATCOM bağlanması durumunda elde edilen analiz sonuçları.....	146
Çizelge 8.13 Farklı kompanzasyon ve yüklenme durumları için elde edilen analiz sonuçları.....	147
Çizelge 8.14 STATCOM'un transformatör reaktansının $X=0.345$ pu olması durumunda elde edilen analiz sonuçları.....	149
Çizelge 8.15 Endüktif 0,8 GF için elde edilen analiz sonuçları	152

Çizelge 8.16 Endüktif 0,9 GF için elde edilen analiz sonuçları	153
Çizelge 8.17 Kapasitif 0,9 GF için elde edilen analiz sonuçları.....	153
Çizelge 8.18 Kapasitif 0,8 GF için elde edilen analiz sonuçları.....	153
Çizelge 8.19 Güç sistemine ait hat parametreleri	157
Çizelge 8.20 Örnek güç sistemine ait bara parametreleri.....	157
Çizelge 8.21 Sistemin 2 nolu barasındaki farklı yüklenme koşulları için analiz sonuçları...	159

ÖNSÖZ

Bu tez çalışmasının hazırlanmasında bilgisi ve katkıları ile destek olan çok değerli danışman hocam Prof. Dr. Celal KOCATEPE'ye, çalışmalarımı yönlendiren ve yakın ilgisini gördüğüm Yrd. Doç .Dr. Mehmet UZUNOĞLU'na, Anabilim Dalı Başkanımız çok kıymetli hocam Prof. Dr. Hüseyin ÇAKIR'a ve çalışma arkadaşlarıma teşekkür ederim.

Çalışmalarım sırasında bana destek olan ve büyük sabır gösteren sevgili eşime ve beni yetiştiren aileme özellikle teşekkür etmek istiyorum.

Bu çalışma, TÜBİTAK tarafından desteklenen 105G129 nolu “Türkiye Elektrik Sisteminde Güç Kalitesine Etki Eden Değişkenleri ve Güç Kalitesini İzleme, Problemlerin Tespiti, Değerlendirilmesi ve Karşı Önlemlerin Hayata Geçirilmesi” konulu proje tarafından desteklenmektedir. Çalışmada kullanılan verilerin sağlanmasındaki desteklerinden dolayı Proje Yürütücülüğü'ne teşekkürü bir borç bilirim.

ÖZET

Bir güç sisteminin başlıca işlevi, tüketicilere ekonomik ve güvenilir biçimde elektrik enerjisinin sunulmasıdır. Çevresel ve ekonomik faktörlerden dolayı yeni iletim hatlarının inşa edilmesinde bazı kısıtlamalar vardır. Bu nedenle günümüzün güç sistemleri daha yüklü ve daha ağır koşullar altında çalışmaktadır. Sürekli artan güç talebini karşılamakta zorlanan güç sistemleri için gerilim kararlılığı önemli bir konu haline gelmiştir. Bir güç sisteminin gerilim kararlılığı açısından güvenli bir biçimde çalışmasını sağlamak için öncelikle tasarım aşamasında analizlerin gerçekleştirilmesi gerekmektedir. Sistemde yer alan yüklerin karakteristiğinin yük akışı ve gerilim kararlılığı üzerinde önemli etkisi bulunmaktadır. Bu nedenle gerilim kararlılığı analizi sırasında bu durumun göz önüne alınması gerekir. Son yıllarda güç sisteminde sıklıkla kullanılmaya başlanan FACTS elemanları sistemin yüklenebilirlik sınırlarını ve gerilim kararlılığını iyileştirmektedir. Son zamanlarda iletim sistemleri üzerindeki harmonik bozulmanın artması, sinüsoidal olmayan bu büyüklüklerin gerilim kararlılığı üzerindeki etkisinin incelenmesini gerekli kılmaktadır.

Bu tez çalışmasında, doğrusal ve doğrusal olmayan yüklenme durumlarında, yük modellemeleri ile SVC ve STATOM gibi reaktif güç kompanzasyonu amacıyla kullanılan FACTS elemanlarının gerilim kararlılığı üzerindeki etkisi incelenmiştir. Bu amaçla MATLAB ortamında geliştirilen Newton-Raphson ve Newton-Raphson-Seydel yöntemlerine dayalı güç akışı algoritması kullanılarak gerilim kararlılığı analizleri gerçekleştirilmiştir. Geliştirilen bu algoritma yardımıyla çok baralı örnek güç sistemleri kullanılarak beş farklı sayısal uygulama gerçekleştirilmiştir. Bu uygulamalarda doğrusal ve doğrusal olmayan yüklerin, çeşitli yük modellemelerinin, çeşitli reaktif güç kompanzasyon sistemlerinin ve farklı güç faktörüne sahip yüklerin gerilim kararlılığı üzerindeki etkisi ortaya konmuştur.

Anahtar kelimeler : Gerilim kararlılığı, yük modellemeleri, harmonikler, FACTS elemanları, Newton-Raphson yöntemi, Newton-Raphson-Seydel yöntemi

ABSTRACT

The basic function of a electrical power system is to serve electricity to consumer both economically and reliably due to environmental and economical factors, building up new transmission lines are limited. Thus, current power systems operate under more stressed and heavily loaded conditions. Voltage stability becomes more and more significant issue for power systems that have difficulty to meet ever growing energy demand. In order for a power system to operate securely in terms of voltage stability, prior analysis has to be carried out in design stage. It should be mentioned that the load characteristics in power systems have significant effect on power flow and voltage stability. Thus, the load characteristics have to be considered in voltage stability analysis. FACTS devices that often used in power systems in recently improve loadability limits and voltage stability. Besides, increasing harmonic distortion in transmission lines lately necessitate to analyze the effect of non-sinusoidal quantities on voltage stability

In this thesis, the effects of load modeling, of FACTS devices that used to compensate reactive power such as SVC and STATCOM on voltage stability is examined under linear and nonlinear loading conditions. To succeed it, voltage stability analyses have been performed using the power flow algorithm which is developed in MATLAB platform based on the Newton-Raphson and Newton-Raphson-Seydel methods. With the developed algorithm, different numerical applications are performed using multiple test power systems. In these applications, the effects of linear and nonlinear loads, of several load modeling, of several reactive power compensation systems and of loads having different power factors on voltage stability are examined and the results are discussed.

Keywords : Voltage stability, load modeling, harmonics, FACTS devices, Newton-Raphson method, Newton-Raphson-Seydel method

1. GİRİŞ

Elektrik güç sistemleri, elektrik enerjisinin üretimi, iletimi, dağıtımı ve tüketimi işlevlerini gerçekleştiren generatörler, iletim ve dağıtım hatları, transformatörler, yükler, reaktif güç kompanzasyon ekipmanları gibi çok sayıda eleman içeren büyük ve karmaşık fiziksel sistemlerdir. Güç sistemindeki başlıca işlev, tüketicilere ekonomik ve güvenli biçimde elektrik enerjisinin sunulmasıdır. Mühendislik açısından bakıldığında ise, sistemin kararlı çalışabilmesine imkan verecek biçimde frekans ve gerilim değerlerini uygun sınırlar içerisinde tutmaktır. Bu durum sağlanamadığında sistemdeki ekipmanlarda istenmeyen etkiler ve zararlar meydana gelebilmektedir.

Elektrik enerjisinin kullanılmaya başlandığı ilk zamanlarda, güç sistemleri tüketim merkezlerine yakın üretim birimleri olarak tasarlanmışlardı. Bu sistemler kısmen küçük güçlüydüler ve kısa iletim hattına sahiptiler. Ayrıca, yeni üretim ve iletim ekipmanları kurarak artan güç talebini karşılamak nispeten daha kolaydı (Bilir, 2000). Tüketim ve üretimdeki büyük artışlar enerji sisteminin enterkonnekte haline gelmesine yol açmıştır. Modern güç sistemleri, sahip oldukları kaynakları paylaşacak biçimde birbirlerine bağlanmış enterkonnekte sistemlerdir. Enterkonnekte sistemin ihtiyaç duyduğu üretim kapasitesi, aynı güvenilirlik düzeyini sağlayacak çok sayıdaki izole sistem için gereken kapasiteden daha azdır. Üstelik elektrik enerjisinin sistemler arasındaki alışverişinde ekonomik açıdan karşılıklı yararlar bulunmaktadır (Hsiao, 1998). Ancak enterkonnekte sistemin boyutlarının büyümesinin yanı sıra sistemdeki cihazların özelliklerinden dolayı güç sistemlerinin karmaşıklığı sürekli artmaktadır. Ayrıca ekonomik ve çevresel kısıtlamalar nedeniyle yeni iletim hatlarının ve üretim birimlerinin inşası eskisi kadar kolay olmamaktadır. Elektrik enerjisine olan talebin sürekli artması, enterkonnekte sistemdeki güç transferlerinin artmasına ve sistemin kapasitesine yakın çalışmasına neden olmaktadır (Bilir, 2000). Bu nedenle günümüz güç sistemleri daha yüklü ve zorlanmış (sınır değerlere mümkün olduğunca yakın çalışan) bir biçimde işletilmektedir.

Teknolojideki değişim ve gelişmiş ülkelerde fiyat serbestisinin (deregülasyon) ortaya çıkmasından sonra elektrik güç endüstrisi isteyen herkese açık bir pazar haline doğru gitmektedir. Özellikle fiyat serbestisinin ortaya çıkmasından sonra enerji pazarındaki kuruluşlar, yeni iletim hattı inşasından kaçınmakta, sadece gerekli ve zorunlu durumlarda yatırım yapmaktadırlar. İletim hattında taşınan güçteki artışa bağlı olarak iletim şebekesi üzerinde meydana gelen zorlanma, kararlılık başta olmak üzere sistemin güvenliği ile ilgili birtakım sorunları da beraberinde getirmektedir.

Güç sistem kararlılığı geniş anlamda, bir güç sisteminin normal işletme koşullarında bir denge noktasında çalışması ve bozucu etki sonrasında kabul edilebilir yeni bir denge noktasında çalışma kabiliyeti olarak tanımlanır. Güç sistem kararlılığı temel olarak rotor açısı kararlılığı ve gerilim kararlılığı olarak sınıflandırılabilir. Rotor açısı kararlılığı, normal çalışma koşulunda veya bozucu etki sonrasında sistemdeki senkron generatörlerin uyum içerisinde kalma kabiliyetidir. Bir güç sisteminde gerilim kararlılığı ise normal çalışma koşullarında ve bozucu bir etkiye maruz kaldıktan sonra güç sistemindeki bütün baralarda gerilimlerin kabul edilebilir seviyede tutulabilmesi kabiliyetidir (Kundur, 1994).

Gerilim kararsızlığına sebep olan başlıca faktör, sistemin gerekli reaktif gücü karşılayamamasıdır (Kundur, 1994). İletim ağının dayanıklılığı ve güç transfer seviyesinin yanı sıra gerilim kararsızlığına katkıda bulunan temel etkenler olarak sistemin topolojisi, üretim ve yük profili sayılabilir (Sode-Yome vd., 2007). Başlangıçta gerilim kararsızlığı bölgesel bir olaydır fakat sistemin bir kısmının hatta tümünün devre dışı kalmasına neden olabilecek bir gerilim çökmesi olayına dönüşebilir (Lee, 1996).

Gerilim kararsızlığı ile ilgili sorunlar elektrik endüstrisindeki kuruluşlar için yeni bir konu olmamasına rağmen, dünyanın farklı bölgelerinde büyük boyutlu şebeke arızalarının ve gerilim çökmelerinin sebebi olduğu düşünüldüğünden son zamanlarda özel ilgi odağı haline gelmiştir. 1987’de Japonya’da meydana gelen ve yük değişiminden (özellikle büyük miktarda reaktif güç talebinden) kaynaklanan sorun, generatörlerin ardı ardına devre dışı kalmasına bağlı olarak 1987 yılında Fransa’da meydana gelen olay, 1983 yılında büyük çaplı hat arızalarından kaynaklanan İsveç’deki problem ve 14 Ağustos 2003 yılında ABD ve Kanada’da yaşanan ve yaklaşık 50 milyon insanı etkileyen olaylar, dünya çapındaki gerilim çökmesi olaylarına örnek olarak gösterilebilir (Hsiao, 1998).

Hatlar ile generatörlerin devre dışı kalması, büyük güçlü yüklerin devreye girmesi veya çıkması, enerji sistemindeki kısa devre arızaları gibi olaylar generatörün mekaniksel giriş ve elektriksel çıkış gücü arasında dengesizlik meydana getirir. Rotor açısı kararlılığı bu dengesizlik sonucu oluşan salınımları incelediğinden dinamik bir yapı olarak değerlendirilir. Fakat gerilim kararsızlığı yükteki, şebekedeki ve kontrol karakteristiklerindeki nispeten daha yavaş değişimlerle ilgili olduğundan, gerilim kararsızlığının statik (sürekli hal) veya dinamik bir olay olduğu konusu hala tartışılmaktadır (Khan, 1993).

Gerilim kararsızlığı iki farklı yaklaşımla incelenebilir:

- Lineer olmayan diferansiyel-cebirsal denklemlerin kullanıldığı *dinamik analiz*

yöntemi

- Statik yük akışı denklemlerinin kullanıldığı *statik (sürekli hal) analiz yöntemi*

Dinamik analiz için zaman domeninde gerçekleştirilen simülasyonlar kullanılır. Dinamik analiz ile çok özel gerilim çökmesi durumlarını ve koruma-kontrol manevralarının koordinasyonunu incelemek mümkün olabilmektedir. Belirli bir zaman diliminde daha doğru sonuçlar vermesine rağmen dinamik analizin bazı dezavantajları vardır. Öncelikle sistemdeki yüklerin ve ekipmanların detaylı modellenmesi gerektiğinden çok fazla zaman ve çabaya ihtiyaç duyulmaktadır. Üstelik baralardaki kararlılık marjini doğrudan elde edilememekte ve enterkonnekte sistemlerde kararsızlığa neden olan asıl etkenin ayırt edilmesi sorun olabilmektedir (Hasani ve Parniani, 2005).

Statik analiz yöntemleri, dinamik analizin aksine daha kolay uygulanabilir ve daha kısa hesaplama zamanı gerektirirler. Statik analiz teknikleri, denge noktasında çalışma durumunun olup olmadığını inceleyen “Yük Akışının Uygulanabilirliği Metodu” ve denge noktasında çalışma konumunun kararlılığını inceleyen “Sürekli Hal Kararlılık Metodu” olarak iki kısma ayrılır (Chow vd., 1990).

Literatürde gerilim kararlılığı ile ilgili çok sayıda çalışma bulunmaktadır. Bu çalışmalardan bir kısmı dinamik yöntemler kullanılarak gerçekleştirilen kararlılık analizleridir. Rajagopalan vd. (1992) tarafından makinelerin ve uyartım sistemlerinin dinamikleri dikkate alınarak gerilim/güç karakteristiklerinin dinamik yönleri incelenmiştir. Sistemin doğrusallaştırılmış dinamik modelinden elde edilen özdeğerler yardımıyla değerlendirmeler yapılmıştır. Deuse ve Stubbe (1993) tarafından genel amaçlı kararlılık programı yardımıyla bazı örnek sistemlerinin dinamik simülasyonları gerçekleştirilerek bu yöntemin bir kısım üstünlükleri gösterilmiştir.

Gerilim kararlılığı ile ilgili yapılan çalışmaların büyük bir kısmı güç akışı algoritmasına dayalı statik analiz yöntemleri ile gerçekleştirilmiştir. Kessel ve Glowitch tarafından önerilen L gösterge metodunda tüm PV baraları sabit genlikli ve açılı gerilim kaynakları olarak kabul edilmiştir. Sıfır ile bir arasında değerler alan ve sistemdeki her bir bara için hesaplanan L_i göstergesinin yüksek değeri, baranın gerilim kararsızlığına yakın olduğunu gösterir. Bu yöntemde göstergeler kolay bir şekilde hesaplanabilmesine karşın, birçok faktör gözardı edilerek sistem aşırı basite indirgenmiştir (Gao, 1992).

Tamura tarafından geliştirilen çoklu yük akışı çözüm metodu, güç akışı denklemlerine ait bir çift çözümü hesaplar ve sistemin çalışma noktasının gerilim kararsızlığına olan yakınlığını ölçen gerilim kararsızlığı yakınlık indeksi (VIPI) göstergesini tanımlar. Güç akışı

denklemlerinin farklı çözümlerini elde etmek için güvenilir nümerik tekniklerin yeterli olmayışı, bu yöntemin büyük güç sistemlerine uygulanmasını zorlaştırmaktadır (Gao, 1992).

V-Q duyarlılık metodu, Flatabo tarafından önerilmiştir. Baradaki gerilimin aynı baradaki reaktif yük değişimine göre duyarlılığı, baranın gerilim kararsızlığına olan yakınlığının bir göstergesi olarak kullanılmaktadır. V-Q duyarlılığın büyük değerde olması baranın gerilim dengesizliğine yakın olduğu anlamına gelmektedir. Bu metottaki temel sorun, gerilim kararsızlığının tüm sistem ile ilgili değil, incelenen bara ile sınırlı olduğunun kabul edilmesidir (Gao, 1992).

Modal analiz metodu, sistemin indirgenmiş Jakobyen matrisinin özdeğerleri ve özvektörlerinin kullanılarak sistemin gerilim kararlılığı karakteristiğini belirleme esasına dayanır (Gao vd., 1992). Pozitif özdeğerler sistemin kararlı olduğunu gösterirken, özdeğerlerin küçük değerde olması kararsızlığa yakın olduğu anlamını taşımaktadır.

Minimum tekil değer yaklaşımı ilk olarak Thomas vd. tarafından önerilmiştir. Bu yaklaşımda gerilim kararsızlığı göstergesi olarak Jakobyen matrisinin minimum tekil değeri kullanılmaktadır (Gao, 1992).

Gerilim kararsızlığı analizi için kullanılan diğer metotlar continuation güç akışı metodu (Ajjarapu ve Christy, 1992) ve direkt metottur (Canizares vd., 1992). Bu metotlar aynı zamanda maksimum yüklenebilirliği, bir başka ifadeyle gerilim kararsızlığı meydana gelmeksizin elektrik güç sisteminde transfer edilebilecek güç sınır değerini tespit etmek için kullanılabilir. Continuation güç akış metodu, gerilim kararlılığı kritik noktasında veya yakınında güç akış denklemlerinin çözümünde kullanılabilecek ileri nümerik çözüm tekniğini elde etmek için geliştirilmiştir. Direkt metotta ise gerilim kararlılığı kritik noktasında sistemin çalışma durumu doğrudan elde edilmeye çalışılır. Canizares ve Alvarado (1993) bu iki yöntemin kıyaslamasını yapmıştır.

Dinamik ve statik analiz yöntemlerinin ayrı ayrı çalışmalarda incelenmesinin yanı sıra, bu iki yöntemin birlikte kullanıldığı ve/veya kıyaslandığı çalışmalar da bulunmaktadır. 1993 yılında Morison vd. küçük bir radyal şebeke üzerinde statik ve dinamik yöntemlerle gerilim kararlılığını incelemiş ve kıyaslama yapmıştır. 1996 yılında Delfino vd. tarafından yapılan çalışmada dinamik ve sürekli hal modelleri kullanılarak tanımlanan farklı Jakobyen matrisleri yardımıyla gerilim kararlılığı analizi gerçekleştirilmiştir. 2005 yılında ise Hasani ve Parniani statik ve dinamik yaklaşımların kombinasyonu ile gerilim kararsızlığını incelemişlerdir.

Bir güç sisteminde yer alan yüklere ait karakteristiklerin, yük akışı ve gerilim kararlılığı

üzerinde önemli etkilerinin olduğu bilinmektedir (Coker ve Kgasoane, 1999). Güç sistem analizinde kullanılan yük modelleri geleneksel olarak statik ve dinamik yük modelleri olmak üzere iki grupta toplanır (Kundur, 1994). Güç akışı ve dinamik simülasyonlarda kullanılmak üzere standart statik ve dinamik modeller önerilmiştir. Güç akış çalışmaları için statik modeller uygundur (IEEE Task Force, 1995). Farklı yük modelleri kullanılarak gerçekleştirilen gerilim kararlılığı analizlerinde, yük modelinin gerilim kararsızlığı üzerinde büyük bir etkisinin olduğu görülmüştür (Pal, 1992; Baysal vd., 2007).

Geçtiğimiz son otuz yılda, güç elektroniğindeki ilerlemeler güç endüstrisini olumlu yönde etkilemiş olup pek çok yarıiletken eleman, güç sistemlerinde kullanılmaya başlanmıştır. Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri (FACTS) olarak adlandırılan bu sistemler, güç elektroniği anahtarlama ve kontrol elemanlarına dayalı bir kavramdır. Statik VAR Kompanzatörü (SVC), Statik Senkron Kompanzatör (STATCOM) gibi FACTS cihazlarının kullanıldığı güç sistemlerinde, iletim şebekesinin kullanım kapasitesinin yanı sıra kararlılık, güvenilirlik ve güç kalitesinin de artması sağlanmıştır (Norouzi, 2003). Çeşitli FACTS elemanlarının güç akışı ve simülasyon incelemelerinde kullanılabilmesini sağlayan modellemeler üzerinde çalışmalar yapılmıştır (Canizares ve Faur, 1999; Canizares, 2000; Canizares vd., 2003). Yapılan çalışmalar sonucu FACTS elemanlarının kullanıldığı güç sistemlerinde gerilim kararlılığının arttığı görülmüştür (El-Sadek vd., 1997; Haque, 2001; Sode-Yome ve Mithulananthan, 2004).

Güç sistemlerinde doğrusal olmayan elemanların bulunması bir güç kalitesi problemi olan harmoniklerin ortaya çıkmasına neden olmaktadır. Harmonik üreten elemanlardan bazıları şunlardır:

- Transformatörler
- Generatörler
- Çeviriciler
- FACTS cihazları
- Ark ocakları

Geçmişte iletim sistemlerinde harmonik etkinliği çok fazla olmadığından yapılan çalışmalarda harmonik bileşenlerin gerilim kararlılığı üzerindeki etkisi göz önüne alınmamıştır. Ancak son dönemde FACTS elemanları, doğrultucu ve evirici gibi güç elektroniğine dayalı ekipmanların yaygınlaşmasının yanı sıra özellikle Türkiye gibi gelişmekte olan ülkelerde demir-çelik endüstrisinin gelişmesi iletim sistemleri üzerindeki harmonik bozulmayı sürekli arttırmaktadır.

TÜBİTAK tarafından desteklenen ve TEİAŞ, Ortadoğu Teknik Üniversitesi, Gazi Üniversitesi, Dokuz Eylül Üniversitesi ve Yıldız Teknik Üniversitesi'nin birlikte yürüttüğü "Milli Güç Kalitesi Projesi" kapsamında yapılan ölçümlerde, özellikle demir-çelik tesislerinin bulunduğu yerlerdeki harmonik bozulmaların ulusal ve uluslararası standartların izin verdiği değerlerin çok üzerinde olduğu görülmektedir. Bu durum gerilim kararsızlığı üzerinde harmoniklerin etkisinin incelenmesinin yararlı olacağını göstermektedir. Uzunoğlu (2000) doğrusal olmayan yüklerin oluşturduğu harmoniklerin güç sistem gerilim kararlılığı üzerindeki etkisini incelemiştir. Özellikle doğrusal olmayan yükün bağlı olduğu baradaki harmonik miktarının artmasıyla gerilim kararsızlığı üzerindeki olumsuz etkinin arttığı görülmektedir (Uzunoğlu vd., 2004). Ancak incelenen sistemin iki baraya indirgenmesi analizin ilgilenilen bara ile sınırlı olmasına neden olmaktadır. Ayrıca indirgeme için yüklerin sabit empedanslı olduğu kabul edildiğinden diğer yük modellerinin göz önüne alınması durumunda gerilim kararlılık analizi yapılması imkanı yoktur.

Bu tez çalışmasının amacı yük modellemelerinin, bazı FACTS cihazlarının ve doğrusal olmayan elemanların ürettiği harmoniklerin güç sistem gerilim kararlılığı üzerindeki etkisini incelemektir. Gerilim kararlılığı incelemesinde, statik güç sistem modelinin kullanıldığı statik analiz yöntemi tercih edilmiştir. Bu çalışmada, güç sistemlerinde yük akışı ve gerilim kararlılık analizi yapmak için Newton-Raphson ve Newton-Raphson-Seydel metotları birlikte kullanılmıştır. Bu amaçla güç akışı yöntemine dayalı direkt analiz metodu için MATLAB ortamında bir algoritma geliştirilmiştir. Bu algoritma yardımıyla çok sayıda baraya sahip bir güç sistemindeki güç akış analizi ve gerilim kararlılığı analizi gerçekleştirilebilmektedir.

Literatürde, harmonik bileşenlerin bulunması durumunda farklı yük modellerinin ve FACTS cihazlarının gerilim kararlılığı üzerindeki etkisi ile ilgili çalışma bulunmamaktadır. Bu çalışmada, sinüsoidal ve sinüsoidal olmayan şartlardaki gerilim kararlılığı analizi hedeflenmiş olup geliştirilen algoritma, hem sinüsoidal hem de harmonik bileşenlerinin yer aldığı ortamlardaki sabit güçlü yüklerin yanı sıra diğer yük modellerini içeren sistemler için de uygulanabilmektedir. Daha önce sinüsoidal sistemler için incelenen FACTS cihazlarının kararlılık üzerindeki etkisi, yapılan bu çalışma ile harmonikli sistemler için de analiz edilebilmiştir. Bunun gerçekleştirilmesinde mevcut modellerin bir kısmı yeniden düzenlenmiş ve bu modellemelerden yararlanılarak kararlılık analizleri gerçekleştirilmiştir.

2. GERİLİM KARARLILIĞI

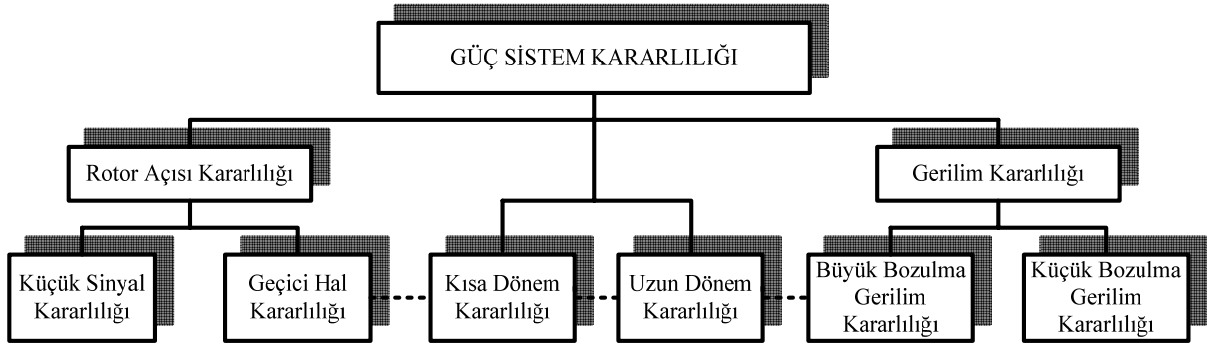
2.1 Giriş

Güç sistem kararlılığı geniş anlamda, bir güç sisteminin normal işletme koşullarında bir denge noktasında çalışması ve bozucu etki sonrasında kabul edilebilir yeni bir denge noktasında çalışma kabiliyeti olarak tanımlanır (Kundur, 1994).

Güç sistemi, yapısından kaynaklanan birtakım dinamik salınımlara maruz kalır. Normal şartlarda bu salınımlar sistemin bütünlüğüne veya enerjinin tüketicilere ulaştırılmasına karşı bir tehlike oluşturmaz. Fakat sistemin topolojisini değiştiren arıza veya açma-kapama gibi olaylar, güç akışını değiştirebilecek şekilde elektrik enerjisindeki büyük üretim veya tüketim artışları gibi değişimler ilave dinamikler meydana getirir. Böyle bir beklenmedik olaydan sonra sistemdeki enerji akışı değişir ve yeni bir çalışma noktasına doğru salınım yapar. Yeni çalışma noktası, sistemin her bölgesinde enerji üretim ve tüketiminin karşılandığı kararlı bir nokta ya da sistemde birtakım performans kayıplarının olduğu kararsız bir nokta olabilir. İlave dinamiklere yol açan olayın şiddetine bağlı olarak sistemdeki etkileşim çeşitli şekillerde olabilir. Örneğin yük akımı azalmasıyla oluşan enerji miktarındaki azalma veya tüm sistemin devre dışı kalması gibi olaylar meydana gelebilir (Stamp, 1998).

Geleneksel olarak kararlılık problemi senkron çalışmayı devam ettirme problemi olarak ele alınmıştır. Bir güç sisteminde elektrik enerjisinin üretiminde senkron makineler kullanıldığı zaman, sistemin arzu edildiği gibi çalışması için gerekli koşul senkron makinelerin uyum (senkronize) içerisinde olmasıdır. Fakat senkronizasyon kaybolmadan da kararsızlık meydana gelebilir. Örneğin bir iletim hattı üzerinden asenkron motoru besleyen senkron generatörlü sistem, yük geriliminin çökmesi yüzünden kararsız hale gelebilir. Bu örnekte esas konu senkronizasyonun korunması değil, gerilimin kontrolü ve kararlılığıdır. Güç sistem kararlılık probleminin aşağıda açıklanacak bir takım kategorilere göre sınıflandırılması Şekil 2.1’de görülmektedir (Kundur, 1994).

Rotor açısı kararlılığı, normal çalışma koşulunda veya bozucu etki sonrasında sistemdeki senkron generatörlerin uyum içerisinde kalma kabiliyetidir. Hattın veya generatörün devre dışı kalması, üç fazlı arızalar gibi beklenmedik olaylar generatörün mekaniksel giriş gücü ve elektriksel çıkış gücü arasında dengesizliğe sebep olurlar. Bu dengesizlik generatör rotorlarının birbirlerine göre salınımına neden olurlar ki böyle bir durum senkronizasyonun kaybolmasına veya güç sisteminin rotor açısı kararsızlığına yol açar (Khan, 1993).



Şekil 2.1 Güç sistem kararlılığının sınıflandırılması

Analiz kolaylığı ve problemin yapısını daha iyi algılamak için rotor açısı kararlılığı iki kategoride karakterize edilir.

- Küçük işaret (küçük bozulma) kararlılığı; yükteki ve üretimdeki küçük değişimler sonucu meydana gelen küçük bozulmalara karşı sistemin senkronizasyonunu devam ettirebilme yeteneğidir.
- Geçici hal kararlılığı; iletim hatlarındaki kısa devre arızaları, transformatörlerde ve baralardaki arızalar gibi şiddeti büyük geçici bozulmalardan sonra sistemin senkronizasyonunu devam ettirebilme kabiliyetidir.

Gerilim kararlılığı normal işletme koşullarında veya bozucu etki sonrası sistemdeki tüm baralarda gerilimlerin belli bir seviyede tutulabilmesi yeteneğidir.

Analiz amacıyla gerilim kararlılığını iki alt grupta sınıflamak yararlı olur.

- Büyük bozulma gerilim kararlılığı; sistem arızaları, üretim kaybı veya meydana gelen beklenmedik olaylar gibi büyük bir bozucu etki sonrası sistemin gerilimlerinin kontrol edilebilmesi yeteneğidir.
- Küçük bozulma gerilim kararlılığı; yükteki artımsal değişimler gibi küçük bozucu etki sonrası sistemin gerilimlerinin kontrol edilebilmesi kabiliyetidir.

Uzun dönem ve kısa dönem kararlılığı literatürde nispeten yeni kavramlardır. Güç sisteminin şiddetli bozulmalara karşı dinamik cevabı ile ilgili problemlerin incelenmesi ihtiyacı sonucu bu kavramlar literatüre girmiştir. Şiddetli bozulmalar gerilimde, frekansta ve güç akışında büyük sapmalara neden olur ve bu durum, klasik geçici hal analizinde modellenemeyen yavaş süreçleri, kontrol ve koruma eylemlerini başlatır. Süreçlerin ve cihazların zaman karakteristikleri saniyeler mertebesinde dakikalara kadar değişen çeşitlilik gösterir (Kundur, 1994).

2.2 Gerilim Kararlılığının Tanımı

Gerilim kararlılığı normal çalışma koşullarında ve bozucu bir etkiye maruz kaldıktan sonra

güç sistemindeki bütün baralarda gerilimlerin kabul edilebilir seviyede tutulabilmesi olarak tanımlanabilir. Gerilimde tekrarlanan ve kontrol edilemeyen düşüşe neden olan koşullar sistemin gerilim kararsızlığına girmesine neden olurlar. Kararsızlığa neden olan başlıca faktör ise sistemin, gerekli reaktif gücü karşılayamamasıdır. Sorunun özünde aktif ve reaktif güç akışı sonucu iletim sisteminin endüktif reaktansında meydana gelen gerilim düşümü vardır. Reaktif gücün yeterliliğine bağlı olarak gerilim düşümü kabul edilebilir bir seviyeye ulaşabilir veya reaktif güç açığı çok fazla ise gerilim azalmaya devam edebilir. Gerilim düşümü yavaş veya hızlı olabilir. Bunun dışında iletim sisteminin yeterince güçlü olmaması, transfer edilen güç miktarı, yük karakteristikleri, reaktif güç kompanzatörlerinin karakteristikleri, generatörün reaktif güç sınırları gibi birçok faktör gerilim kararsızlığına neden olur (Kundur, 1994).

Gerilim kararsızlığı esasen güç sisteminin belirli bir alanında düşük gerilim ile karakterize edilen bölgesel bir olaydır. Fakat tüm sistemin devre dışı kalmasına neden olabilecek kadar geniş bir etkiye sahip olabilir.

Gerilim kararlılığı güç sisteminde meydana gelen önemli kararlılık problemlerinden birisidir. Literatürde gerilim kararlılığı için farklı tanımlar bulunmaktadır. Tanımlarda sistem durumu, büyük veya küçük bozucu etkiler gibi faktörler dikkate alınmıştır. Farklı yaklaşımlar, gerilim kararsızlığı sırasında meydana gelebilecek çok farklı olaylar olduğu gerçeğini yansıtmaktadır (Dong, 2004).

2.2.1 CIGRE anımı

Gerilim kararlılığını, dinamik kararlılık problemlerine benzer şekilde tanımlamaktadır:

“Herhangi bir küçük bozucu etki sonrası, yüklerin yakınındaki gerilimler, bozucu etki öncesi değerlere eşit veya yakın iseler, verilen çalışma durumundaki bir güç sistemi küçük bozucu etkilere karşı gerilim kararlıdır.”

Bu tanıma göre verilen çalışma durumunda bozucu etkiye maruz kalan bir güç sistemi, yüklerin yakınındaki gerilimler bozucu etki sonrası denge noktası değerlerine yaklaşırsa gerilim açısından kararlıdır. “Yüklerin yakınındaki gerilimler” terimi, kademe değiştiren transformatörün ayarlanan tarafını ifade etmektedir.

2.2.2 IEEE tanımı

IEEE tarafından yapılan tanım şöyledir:

“Yük admitansı arttığında yükün gücü de artacak şekilde ve böylece gücün ve yükün her ikisi de kontrol edilebilecek biçimde bir sistemin gerilimini koruyabilmesi yeteneğidir.”

Gerilim çökmesi, sistemin büyük bir kısmında gerilim kaybına yol açan gerilim kararsızlığı ile oluşan bir süreçtir.

Gerilim güvenliği, sistemin kararlı bir şekilde çalışmasının yanı sıra makul ölçülerdeki beklenmedik olaylar veya sistemdeki olumsuz değişimler sonrasında da kararlı kalabilme kabiliyetidir.

Yük artışı gibi bozucu bir etki veya sistemdeki değişiklikler gerilimin hızlı bir şekilde düşmesine yol açtığı zaman operatörler veya otomatik sistem kontrolörleri bu düşüşü önleyemezlerse sistemde gerilim kararsızlığı meydana gelir.

2.3 Gerilim Kararsızlığının Sınıflandırılması

Gerilim kararlılığı, analiz yöntemlerindeki farklılıklar ve incelenmek istenen sürecin uzunluğu bakımından farklı alt gruplara ayrılabilir (IEEE/CIGRE Task, 2004).

Analiz amacıyla gerilim kararlılığını iki alt gruba ayırmak yararlı olur.

2.3.1 Büyük bozulma gerilim kararlılığı

Sistemde meydana gelen arızalar, beklenmedik olaylar veya üretim kaybı gibi büyük bozucu etkilerin ardından sistemin sürekli haldeki gerilimlerinin tüm baralarda kabul edilebilir seviyede tutulabilmesidir. Sistemin ve yükün karakteristiği, kontrol ve koruma arasındaki etkileşim kararlılık üzerinde etkilidir. Kararlılık olayını incelemek için yük altında kademe değiştirebilen (LTC) transformatörlerin ve generatör alan akımı sınırlandırıcıların sistem ile olan etkileşimlerini yakalayabilecek kadar yeterli bir zaman diliminde dinamik performansın analiz edilmesi gerekir. Analiz edilecek zaman dilimi birkaç saniyeden dakikalar mertebesine kadar uzayabilir.

2.3.2 Küçük bozulma gerilim kararlılığı

Sistem yükündeki artımsal değişimler gibi küçük bozucu etkilere maruz kalındığında sistemin sürekli geriliminin devam ettirilebilmesidir. Yüklerin karakteristikleri ve kontrolör kararlılığı etkilemektedir. Esasen bu tip kararlılığa katkıda bulunan süreç sistemin sürekli hal yapısıyla ilgilidir. Bu nedenle sistemin kararsızlığa yakın olduğunu tespit etmek, farklı sistem koşullarını ve bazı beklenmedik olaylar sonrası meydana gelebilecek durumları incelemek için

statik analiz yöntemi etkili bir biçimde kullanılabilir.

Yukarıda belirtildiği gibi gerilim kararlılığı analizinde incelenecek zaman dilimi birkaç saniyeden onlarca dakikaya kadar değişebilir. Bu yüzden gerilim kararlılığının dinamiği kısa dönem ve uzun dönem olarak iki grupta sınıflandırılabilir.

2.3.3 Kısa dönem gerilim kararlılığı

Endüksiyon motorları, elektronik olarak kontrol edilen yükler, yüksek gerilim doğru akım dönüştürücüleri gibi hızlı cevap verme süresine sahip yük bileşenlerinin dinamiklerini içermektedir. İncelenen süreç birkaç saniyedir ve analiz için diferansiyel denklem sisteminin çözümü gereklidir.

2.3.4 Uzun dönem gerilim kararlılığı

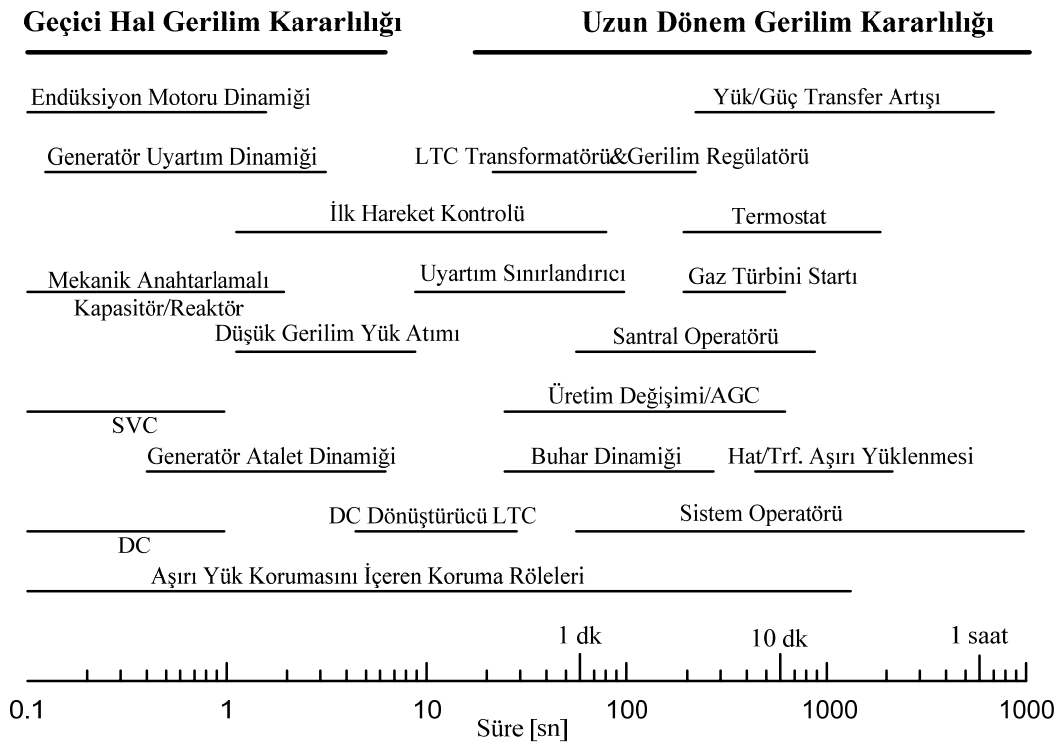
LTC transformatörleri, termostatik kontrollü yükler, generatör uyarım sınırlayıcıları gibi yavaş cevap verme süresine sahip yük bileşenlerinin dinamiklerini kapsamaktadır. Analiz edilecek zaman dilimi dakikalarca olabilir ve sistemin dinamik performansını incelemek için uzun süreli simülasyonlar gereklidir.

Şekil 2.2’de farklı güç sistem bileşenlerinin ve kontrollerin cevap verme süreleri gösterilmiştir. Cevap verme süresine ait çizelge dinamik olayı açıklamak için kullanılır. Aşağıda kısa ve uzun dönem kararlılığı ile ilgili iki olay açıklanmıştır (Taylor, 1993).

Hızlı bir şekilde temizlenemeyen kısa devre olayında olduğu gibi büyük bir gerilim düşümünde endüksiyon motorun reaktif güç ihtiyacı artar ve gerilimin daha da azalmasına neden olur. Arıza sonrasında motorun tekrar hızlanması zordur. Durma eğilimindeki motor yakınlardaki diğer motorların da durmasına neden olur. Koruma elemanı veya motorların kontaktörleri açmadığında bu durum gerilim çökmesine neden olur. Sürecin birkaç saniye olduğu böyle bir kısa dönem gerilim kararlılığı için yapılacak simülasyon çalışmalarında endüksiyon motorları dinamik araçlar olarak modellenmelidir.

Sürecin uzunluğu birkaç dakika, tipik olarak da iki üç dakika olduğu uzun dönem gerilim kararlılığına örnek olarak, uzak üretim bölgesinden çekilen yüksek güç değerlerinde meydana gelen ani büyük bozulmalar verilebilir. Büyük üretim biriminin veya başlıca iletim hatlarından birinin devre dışı kalması gibi bir arıza, büyük miktarda reaktif güç kaybına ve yük bölgesinde gerilim düşümüne neden olur. LTC transformatörü ve gerilim regülatörleri düşük gerilimi algılar ve yük tarafındaki gerilimi düzenlemeye çalışırlar. Yükün gerilim

seviyesinin düzelmesi, iletim hattından daha fazla akım çekilmesine dolayısıyla daha fazla gerilim düşümüne neden olur. (Yük tarafındaki gerilimi eski düzeyine getirmek için transformatörün dönüştürme oranı küçülmüş dolayısıyla iletim gerilimi seviyesinden çekilen akım artmıştır). Bu durumda yakındaki generatörler aşırı yüklenir. Üretim ve iletim sistemi, yükü ve reaktif kayıpları daha fazla besleyemez ve ani gerilim düşümü meydana gelir. Bu durum kısmi veya tam gerilim çökmesi ile sonuçlanır. Uzun dönem gerilim kararsızlığı megawatt/dakika ile ölçülen çok büyük yük artışları veya hızlı güç transfer artışları sonucunda da ortaya çıkabilir.



Şekil 2.2 Gerilim kararlılığı olayları ve cevap süreleri

2.4 İki Baralı Bir Sistemde Gerilim Kararlılığı

Bugüne kadarki kararlılık analizi çalışmalarının basit bir sistem üzerinde yapılarak genişletilmesi hedeflenmiştir. En çok bilinen ve kullanılan sistem bir generatör ve yükten oluşan sistemdir (Mansour ve Canizares, 2005).

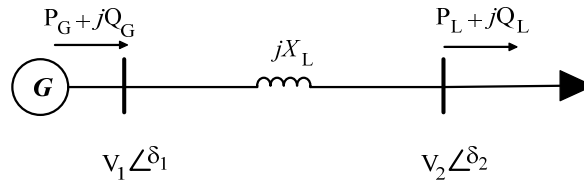
Şekil 2.3’de görülen generatör-yük modeli gerilim kararlılığı konusundaki temel kavramları açıklamak için kullanılabilir. Sisteme ait güç akış modeli aşağıdaki denklem sistemi ile ifade edilebilir.

$$0 = P_L - \frac{V_1 V_2}{X_L} \cdot \sin \delta \quad (2.1)$$

$$0 = k \cdot P_L + \frac{V_2^2}{X_L} - \frac{V_1 V_2}{X_L} \cdot \cos \delta \quad (2.2)$$

$$0 = Q_G - \frac{V_1^2}{X_L} + \frac{V_1 V_2}{X_L} \cdot \cos \delta \quad (2.3)$$

burada P_L , Q_L yüke ait aktif ve reaktif gücü; P_G ve Q_G generatör aktif ve reaktif gücünü; V_1 , V_2 hatbaşı ve hatsonu gerilimlerinin genliklerini; δ_1 , δ_2 hatbaşı ve hatsonu gerilimlerinin açılarını; X_L hat reaktansını göstermektedir. $\delta = \delta_2 - \delta_1$, $P_G = P_L$ (kayıpsız durum), $Q_L = k \cdot P_L$ (sabit güç faktörlü yük) olup k güç faktörünü temsil etmektedir.



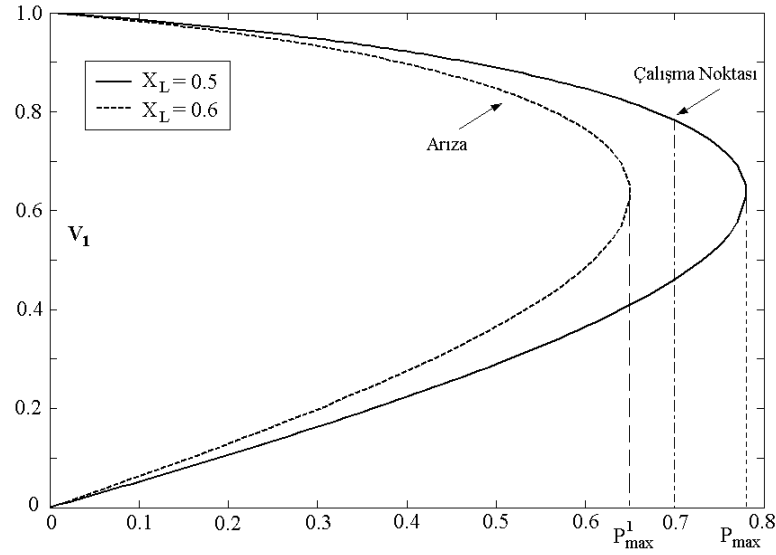
Şekil 2.3 Generatör-yük modeli

Sistemdeki P_L yükünün sıfırdan başlayarak arttırılması durumunda, güç akış denklemlerinin her P_L yüküne karşılık gelen çözümleri PV (aktif güce karşılık bara gerilimi) veya QV (reaktif güce karşılık bara gerilimi) eğrileri olarak çizilebilir. Denklem çözümünde aynı güce karşılık iki gerilim değeri elde edilir. Ancak mutlak değerce küçük olan gerilim değeri matematiksel olarak doğru çözüm olmasına karşılık gerçekte böyle bir işletme gerilimi söz konusu olamaz. Bu eğrilerde P (Q) yük barasındaki aktif (reaktif) gücü ifade ederken V ise aynı baradaki gerilimi belirtmektedir.

Şekil 2.4'de $k=0,25$ ve $V_1=1$ pu değerleri için güç akış denklemlerinden elde edilen yük barasındaki PV eğrileri görülmektedir. Sistemde generatörün verebileceği güç sınırları dikkate alınmamış ve olası arızaları temsil edebilmek için hattın empedansı arttırılarak ikinci bir X_L değeri kullanılmıştır. P gücüne karşılık gelen Q değerleri hesaplanarak QV eğrisi elde edilebilir.

Şekilden görüldüğü gibi, yük arttırıldığında gerilimin değeri azalmaktadır. Yükün maksimum

($P_{\max}$) olması durumunda gerilim marjinal olarak kararlıdır. Şayet yük daha fazla arttırılırsa güç akış denklemlerinin çözümü elde edilemez, sistemin matematiksel olarak uygulanabilirliği sona erer. Bu durum statik gerilim kararsızlığına karşılık gelir. Gerçek sistemde yük talebi maksimum seviyenin üzerine çıkarsa, denge noktasının bulunmayışından gerilim değeri azalan bir karakteristik gösterir ve önlem alınmazsa gerilim çökmesi meydana gelir (Stamp, 1998).

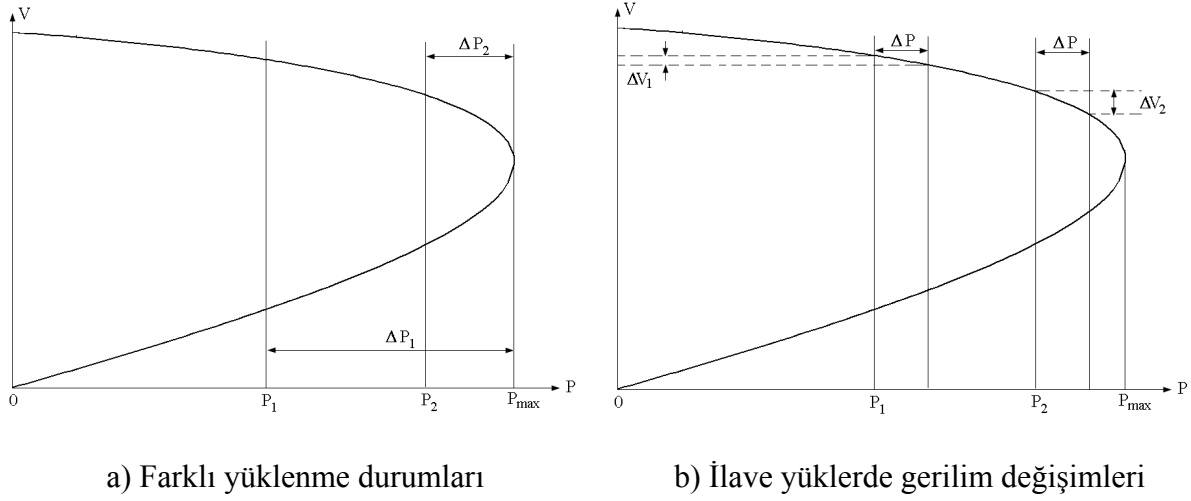


Şekil 2.4 Generatör-yük modeli için PV eğrileri

Şekil 2.4’de maksimum yüklenme noktası ($P_{\max}$), yük akış denkleminde ait Jakobyen matrisinin tekil değerine karşılık gelen noktadır ve sistemin dinamik modelinin “eğer çatallaşması” ile bağlantılıdır. Maksimum yüklenebilirlik noktası rekabetin olduğu yeni enerji piyasasında toplam transfer kapasitesi (TTC) veya mevcut transfer kapasitesi (ACT) olarak yeniden tanımlanmıştır. Şekilde görüldüğü gibi sistem $P_L=0,7$ pu değerinde çalışırken bir arıza meydana gelirse yeni çalışma noktası mevcut olmadığından gerilim çökmesi meydana gelir.

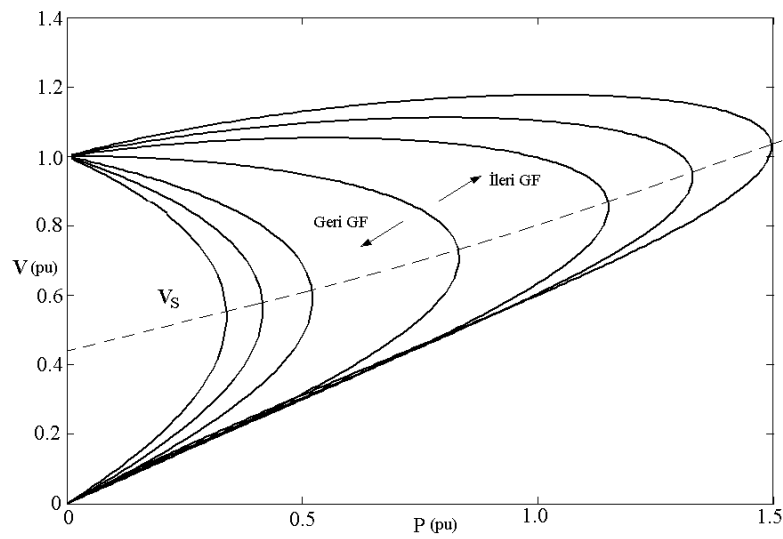
Mevcut çalışma noktası ile maksimum yüklenebilirlik noktası arasındaki mesafe gerilim kararlılığı marjini olarak adlandırılır. Şekil 2.5’de P_1 ve P_2 gibi iki farklı yüklenme durumuna sahip PV eğrisi görülmektedir. P_1 yüküne karşılık gelen kararlılık marjini ΔP_1 ve P_2 yüklenmesine karşılık gelen kararlılık marjini ΔP_2 olarak gösterilmiştir. Şekilden anlaşıldığı gibi yüklenme ne kadar büyükse, kararlılık marjini o kadar küçüktür. Dolayısıyla daha yüklü ($P_{\max}$ ’a yakın) sistemler kararsızlığa daha yakındır. Ayrıca kararlılık marjini daha büyük olan çalışma noktası gerilim düşümlerine daha az hassastır. Şekilden görüldüğü gibi, P_1 yüküne

sahip sistem ilave ΔP ile yüklenirse gerilim düşümü ΔV_1 olurken, aynı ilave yük P_2 yüklenme durumunda ΔV_2 gerilim düşümüne sebep olmaktadır.



Şekil 2.5 Farklı yüklenme durumları için PV eğrileri ve gerilim değişimleri

Generatör yük modeli örneği için, seçilen parametrelere bağlı olarak farklı PV ve QV eğrileri elde edilebilir. Örneğin Şekil 2.6'daki eğriler, generatör barası gerilimin sabit olması halinde, farklı güç faktörleri için yük akışı denklemlerinin çözülmesi sonucu elde edilmişlerdir. Her eğri belirli bir güç faktörüne karşılık gelmektedir. Görüldüğü gibi güç faktörünü kapasitif duruma götürecek şekilde yük barasına daha fazla reaktif güç ilavesi ile sistemin maksimum yüklenebilirliği artırılabilir. Şekildeki V_S eğrilerin üst kısmında kalan sistemin kararlı çalışma bölgesini karakterize etmektedir.



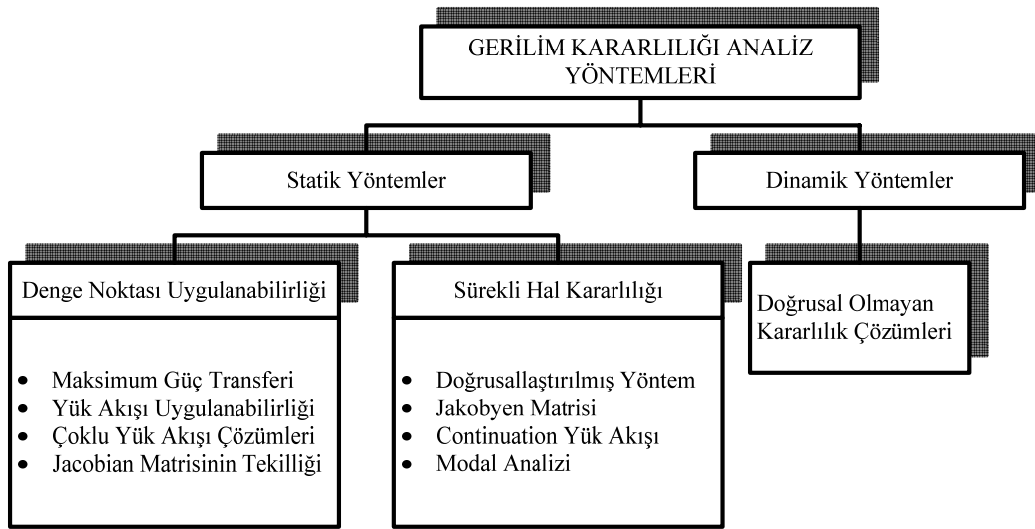
Şekil 2.6 PV eğrilerinin güç faktörüne göre değişimi

2.5 Gerilim Kararlılığı Analiz Yöntemleri

Bir güç sisteminin tasarımı ve işletmesinde, sistemin verilen bir durumu için gerilim kararlılığı analizi iki farklı incelemeyi kapsamaktadır (Kundur, 1994).

- **Gerilim kararsızlığına yakınlık:** Sistemin gerilim kararsızlığına ne kadar uzak olduğunu belirtir. Kararsızlığa olan yakınlık düzeyi, aktif güç akışı veya reaktif güç rezervi gibi fiziksel niceliklere göre ölçülebilir.
- **Gerilim kararsızlığı mekanizması:** Gerilim kararsızlığının nasıl ve niçin oluştuğunu, kararsızlığa katkıda bulunan temel faktörlerin neler olduğunu, gerilim kararlılığını iyileştirmek için en etkili önlemlerin neler olduğunu belirtir.

Gerilim kararlılığı analizi için kullanılan yöntemlerin genel gruplaması Şekil 2.7’de görülmektedir. Analiz yöntemleri genel olarak sürekli hal (statik) ve dinamik olmak üzere iki gruba ayrılır. Statik metotlarda sürekli hal modeli (güç akış modeli gibi) veya doğrusallaştırılmış dinamik model (sürekli halde çalışma için) kullanılırken, dinamik metotlarda doğrusal olmayan diferansiyel ve cebirsel denklemlerle karakterize edilen model kullanılır (Khan, 1993).



Şekil 2.7 Gerilim kararlılığı analizi yöntemleri

Zaman domenindeki simülasyonlar, kararsızlığa yol açan olayların tespit edilmesini sağlamalarına rağmen çok zaman alan yöntemlerdir ve kararlılığın derecesi konusunda yeterli bilgi sağlayamazlar.

Gerilim kararlılığını etkileyen sistem dinamikleri genelde yavaşlardır. Bu nedenle kararlılık sorunu birçok açıdan statik analiz yöntemleriyle incelenebilir. Statik analiz tekniği, sistem durumlarının geniş kapsamlı incelenmesine imkan verir ve uygun şekilde kullanılırsa sorunun

daha iyi anlaşılmasının yanı sıra kararsızlığa katkıda bulunan faktörleri de belirler.

Dinamik analiz ise gerilim çökmesini detaylı incelemek, kontrol ve korumanın koordinasyonunu sağlamak, sorunu çözecek önlemleri test etmek için kullanılabilir. Aynı zamanda denge noktasına nasıl ulaşıldığını (veya ulaşamadığını) incelemek için de kullanılabilir.

2.5.1 Statik analiz

Statik analiz metotları, bir güç sistemindeki parametrelerin küçük bozulmalara maruz kalması durumunda denge noktasının varlığını ve/veya kararlılığını araştırırlar. Statik analiz yaklaşımı ile ilgili çok sayıda araştırma yapılmıştır ve elektrik enerjisi kuruluşları gerilim çökmesini belirlemek için statik yaklaşımlardan olan klasik güç akışına dayalı metotları hala büyük oranda kullanmaktadırlar.

Statik analiz yaklaşımındaki iki alt gruptan birisi olan denge noktası uygulanabilirliği metotları, sürekli hal modelinin (yük akışı denklemleri) denge noktası çözümlerinin (yük akışı çözümleri) mevcudiyeti ile ilgilidir.

Yük akışına dayalı yöntemlerden birisi olan maksimum güç transfer metodu, yük baralarındaki kritik gerilim değerlerini belirler. Bu değerlerin altında sistem kararlı olmaktan çıkar. Bu yöntemle daha önce açıklandığı gibi yük barası P-V eğrisi çizilir ve transfer edilebilecek maksimum güç hesaplanır.

Yük akışı uygulanabilirliği metodunda gerilim çökmesinin meydana geldiği kritik çalışma noktası hesaplanmadan gerilim çökmesi tahmin edilmektedir. Bu amaçla gerilim çözümünün varlığını karakterize eden ve sıfır ile bir arasında değişen bir kararlılık indeksi (L_i) tanımlanmıştır. Bu indeks değerinin 1'e yakınlığı gerilim kararsızlığına yaklaşıldığını gösterir.

Çoklu yük akışı çözüm metodunda, sürekli hal modeline ait Jakobyenden türetilen duyarlılık matrisinin belli matris özelliklerini sağlayıp sağlamadığını kontrol etmek için bir matris kriteri kullanılır. Bu teknik kullanılarak çeşitli gerilim kararlılığı göstergeleri önerilmiştir. Örneğin gerilim güç duyarlılık matrisindeki elemanların işaret değişimleri incelenir veya güç talebindeki toplam artımsal değişimler ölçülür (Lee, 1996).

Yük akışına dayalı diğer bir yöntemde, Jakobyen matrisinin tekilliğe ne kadar yakın olduğunu belirlemek için Jakobyene ait en küçük veya minimum tekil değeri kullanılabilir. Bu gösterge

kritik kararlılık noktasına uzaklığı güç (MVA_r) olarak belirtmese de, en küçük tekil değerin sıfıra yakın olması sistemin kararsızlığa yakın olduğunu gösterir.

Statik analiz yöntemlerinin ikinci alt grubu olan sürekli hal kararlılığı yaklaşımı, kararlı çalışma noktalarının mevcudiyetinin belirlenmesini veya açıklanmasını sağlar. Çoğunlukla kriter olarak, dinamik denklemin çalışma noktasındaki özdeğerleri veya yük akışı Jakobyeni ile yakından alakalı bir duyarlılık matrisi kullanılır. Bu gruptaki bazı yöntemler aşağıda kısaca açıklanmıştır.

Doğrusallaştırılmış yöntem, çözümü bilinen bir çalışma noktasında doğrusallaştırılmış sistem modeline ait sistem matrisinin özdeğerlerini doğrudan hesaplamayı ve bu özdeğerlerin kompleks koordinat sisteminin sol yarı düzleminde olup olmadığını araştırmayı içermektedir.

Jakobyen matrisi (J) metodunda, özdeğerlerin doğrudan hesaplanması yerine Jakobyen matrisinin determinantı değerlendirilir. Sistemi kararlı bir çalışma noktasından başka bir çalışma noktasına götürürken sistem değişkenlerini değiştirecek J'nin determinantının işareti incelenir. Özdeğerlerden birisi kompleks düzlemin imajiner ekseninin diğer tarafına geçtiğinde determinant işareti ile birlikte sistemin kararlılığı da değişir.

Klasik güç akışı metodundaki Newton-Raphson yük akışı, kritik kararlılık noktasında tekil hale gelir ve çözüm yakınsayamaz. Bu sorunu ortadan kaldırmak için kullanılan yöntemlerden birisi continuation güç akış metodudur. Bu yöntemdeki genel prensip tahmin-düzeltilme işlemlerini içeren iteratif bir süreç kullanmaktır. Bilinen bir çözümden başlanarak farklı bir yük parametresi değeri için tanjant vektörü kullanılarak geçici bir çözüm bulunur. Bulunan geçici çözüm normal güç akımı denklemleri kullanılarak düzeltilir.

Modal analiz tekniğinde, gerilimin çöktüğü noktayı tahmin etmek için, reaktif güç değişimi gerilim duyarlılığı ($\Delta V/\Delta Q$) kullanılır. Bu yöntemde aktif güç değişiminin olmadığı kabulüyle elde edilen indirgenmiş Jakobyen matrisi (J_R) kullanılır.

2.5.2 Dinamik analiz

Dinamik yöntemler sistem parametrelerindeki büyük bozulmaların ardından denge noktasının kararlılığını incelemek için kullanılırlar. Bu yöntemler tüm güç sisteminin dinamik modellenmesini gerektirir ve sonuçların doğruluğu, sistemin doğru bir şekilde modellenmesine bağlıdır. Herhangi bir andaki gerilim kararlılığını doğru tespit etmenin yöntemlerinden birisi, o andaki başlangıç değerlerini kullanarak sistemi simule etmektir. Bu tarzda yapılan kararlılık analizi çok zaman gerektirir. Başka bir yöntem, sistemden alınan on-

line ölçümleri kullanarak sistemin dinamik modelinin özdeğerlerini veya kutuplarını hesaplamak ve sonra bunları yorumlamaktır. Sistemin dinamik kararlılığı alternatif olarak çökmeye yakınlık göstergesi, yapay sinir ağları veya uzman sistemler kullanılarak tahmin edilebilir (Stamp, 1998).

2.6 Gerilim Kararlılığı Olayları

Kayıtlara geçen ilk gerilim çökmesi olayı Fransa'da meydana gelmiştir. Meydana gelen olay, uzun radyal iletim hatlarına eşdeğer sistemin bazı kısımlarındaki uygun olmayan gerilim regülasyonu ile ilişkilendirilmiştir. Sistemin yeterli reaktif gücü sağlayamaması ve LTC transformatörlerinin yanlış manevraları gerilim çökmesinin en önemli nedenleri arasında görülmektedir (Khan, 1993).

Literatürde kayıtlara geçmiş dünya genelinde meydana gelen çok sayıda başka gerilim kararsızlığı olayları bulunmaktadır. Bunlardan bir kısmı Çizelge 2.1'de gösterilmiştir. Meydana gelen bu olaylardan bazılarının nasıl meydana geldikleri aşağıda açıklanmaya çalışılmıştır (Khan, 1993).

Çizelge 2.1 Dünya genelinde meydana gelen gerilim çökmesi olaylarından bazıları

Ülke	Sistem	Tarih
A.B.D.	New York	22 Eylül 1970
		13 Temmuz 1977
	Florida	28 Aralık 1982
		17 Mayıs 1985
FRANSA	EDF	19 Aralık 1978
		12 Ocak 1987
JAPONYA	TEPCO	23 Temmuz 1987
İSVEÇ	İsveç Güç Sistemi	27 Aralık 1983
BELÇİKA	Belçika Güç Sistemi	4 Ağustos 1982
KANADA	B.C. Hydro Sistemi	Temmuz 1979

Fransa'da elektrik sisteminde 19 Aralık 1978'de meydana gelen gerilim çökmesi olayı, 25 dakikalık süre boyunca 400 kV'luk sistemdeki yavaş gerilim azalması ile karakterize edilir. Aşırı yüklenmeye bağlı olarak hatlardan birinin devre dışı kalmasından sonra gerilim bu süre boyunca %10 civarında düşmüştür. Başlangıçtaki düşük gerilim seviyesi, iletim hattının fazla yüklenmesi, üretim ve tüketim merkezleri arasındaki uzak mesafe, yetersiz reaktif güç kompanzasyonu bu olayların sebepleri arasında yer almaktadır. Generatörlerin bazılarının reaktif güç sınırlarına ulaşmaları ve artan talep dışında gerilim düzeyini koruyamamaları durumu daha da kötüleştirmiştir.

27 Aralık 1983 tarihinde İsveç'te enerji sisteminin bir bölümü devre dışı kalmıştır. İsveç güç sistemi kuzey-güney doğrultusunda uzanan büyük oranda radyal bir sistemdir. Çökmeye neden olan bozulma çok yüklü bir sistemin devre dışı kalmasıdır. Sistemin yüklü olması kadar sistemin topolojisinde meydana gelen değişiklik gerilim kararsızlığında etkili olmuştur. Önemli kuzey-güney hatlarından birisi hesaplanan kritik güç seviyesinin sadece 0,2 GW altında yani 5,6 GW güç transferi yaparken ülkenin doğusundaki 400 kV'luk bir barada meydana gelen toprak arızası 400 kV şalt tesislerinden birini devre dışı bırakmıştır. Arızadan sonraki ilk birkaç saniyede yük yeniden şebekede paylaştırılmış ve geçici salınımlar hızlıca söndürülmüştür. Ancak sonuçta ülkenin güneydoğusundaki gerilim seviyesi düşmüştür. 8 saniye sonra, sistemin doğu kısmındaki tek 220 kV'luk hat aşırı yükten dolayı devre dışı kalmış ve kuzey-güney iletim hattı daha fazla yüklenmiştir. Sistemin güneyindeki gerilimler düşmeye devam ederken 50 saniye sonra 400 kV hatlardan biri daha açmıştır. Böylece kuzey-güney yönündeki diğer hatlar ardı ardına devre dışı kalmış ve ülkenin güney kısmı bölgesel üretim sayesinde bünyesindeki yüklerin sadece %50'sini besleyebilmiştir. Sistemin tekrar devreye alınması saatler sürmüştür. Bu gerilim çökmesi olayı, yük artışından ziyade sistemin topolojisindeki değişiklikten kaynaklanan bir örnektir.

Diğer bir olay 1987 yılında Japonya'da meydana gelmiştir. Japon elektrik sistemi, yüksek gerilim doğru akım (HVDC) dönüştürücüleri ile birbirine bağlı 50 Hz ve 60 Hz çalışma frekansına sahiptir. Tokyo ve civarını besleyen sistem 50 Hz frekansına sahiptir. Nükleer ve büyük termik santraller gibi başlıca üretim merkezlerinin hepsi doğu kısmında yer almaktadır. Üretilen güç 500 kV'luk hatlar ile tüketimin yoğun olduğu batı kısmına taşınır. 23 Temmuz 1987'de sıcaklık rekor seviyedeki 102 °F (38,89 °C) değerine ulaşmış ve özellikle klimalara olan gereksinimden dolayı çok kısa bir sürede talep yaklaşık 3 GW artmıştır. Bu sırada talebin artış oranı 400 MW/dk değerindedir. Gerilimler zamanla azalmaya başlamış ve tüm şönt kapasitörler ihtiyaç duyulan reaktif gücü üretmek için devreye alınmıştır. Ancak talep

gücünün artmaya devam etmesi 500 kV'luk şebekedeki gerilimin kısa süre içerisinde önce 460 kV sonra da 370 kV düzeyine kadar düşmesine neden olmuştur. Ardından şalt tesislerinin devre dışı kalması sonucu yaklaşık 3 milyon kişi enerjisiz kalmıştır. Arıza sırasında devre dışı kalan 8,2 GW yükün tekrar işletmeye alınması yaklaşık üç saat kadar sürmüştür. Çizelge 2.2'de meydana gelen olayın ayrıntılı zaman-olay tablosu verilmiştir. Japonya örneği topolojik değişimden veya operatör hatasından kaynaklanan bir çökme değil tamamıyla yükteki artıştan kaynaklanan bir olaydır. Dolayısıyla bu olay eğer çatallaşmanın çok iyi bir örneğidir.

Son dönemde en büyük gerilim çökmesi olayı 14 Ağustos 2003 tarihinde Amerika Birleşik Devletleri (ABD)'nde yaşanmıştır. Ortabatı Bağımsız İletim İşletmesi (MISO) sorumluluğundaki 8 eyaleti ve Kanada'nın bazı bölgelerini kapsayan bu olayda 61,800 MW yük kaybı sonucunda yaklaşık 50 milyon insan enerji kesintisinden etkilenmiştir. Bazı bölgelerde 4 gün bazı bölgelerde ise 1 hafta süreyle sistem devreye alınamamıştır. ABD'deki maddi kaybın 4-10 milyar dolar olduğu, Kanada'daki kaybın ise 2.3 milyar (Kanada) dolar olduğu tahmin edilmiştir. Gerilim çökmesi, çok farklı sistem operatörlerinin yer aldığı ABD'deki enerji pazarında işletmeler arasındaki koordinasyonun çok iyi olmamasından kaynaklanmıştır. Sistemin güvenilir bir şekilde işletilmesi için gereksinimlerin karşılanamaması sonucu olay böylesine büyük boyutlara ulaşmıştır (Wisconsin PSC, 2004).

Yukarıda bahsedilen gerilim kararsızlığı örneklerinden de anlaşıldığı gibi, gerilimin belli bir seviyede tutulabilmesi için iletim hatlarındaki güç transferinin belli bir üst sınırı vardır. Güç artışı sonucunda gerilim düşümü ve akım artar. Bunu algılayan koruma röleleri devreye girerek açmayı gerçekleştirir. Böylece sistemin bir kısmı devre dışı kalacağından enerji sisteminin topolojisi değişebilir. Bu olaylarda gerilim düşümü çoğu zaman yavaştır ve gerekli önlemler alınarak gerilim çökmesi önlenabilir.

Çizelge 2.2 Japonya TEPCO sistemindeki gerilim çökmesine ait zaman-olay tablosu

Zaman	Durum
Sabah	En yüksek talep 39,100 MW
12:40 civarı	Talep 36,500 MW
13:00	Talep 38,200 MW, Şönt kapasitörler devreye girdi, Generatörlerin reaktif gücü artmıştır
13:00'den itibaren	Talep artışı 400 MW/dk Gerilim giderek düştü
13:07'e kadar	Mevcut tüm kapasitörler devrede
13:10 civarı	Talep 39,300 MW (rekor düzey)
13:15 civarı	Gerilim 460 kV (0.92 pu)
13:19 civarı	Batı bölgesi gerilimi 370 kV (0.76 pu) Doğu bölgesi gerilimi 390 kV (0.78 pu) Koruma röleleri tarafından üç istasyon açtı 8,168 MW devre dışı (2.8 milyon tüketici etkilenmiştir)
13:23-13:35	Üç istasyon devreye alındı
13:36	Yaklaşık 4,700 MW devreye alındı
14:30	Yaklaşık 6,300 MW devreye alındı
16:00	Yaklaşık 7,300 MW devreye alındı
16:40	Devreye alınma tamamlandı

3. GÜÇ SİSTEM VE YÜK MODELİ

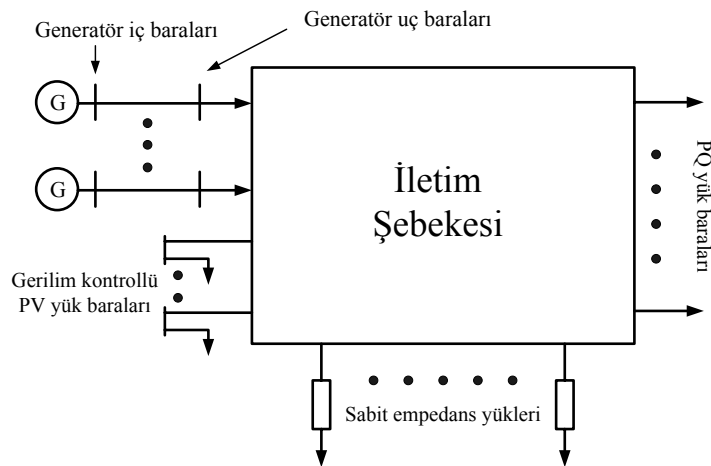
3.1 Giriş

Güç sisteminin modellenmesi kararlılık analizi için önemli bir konudur. Özellikle gerilim kararlılığı söz konusu olduğunda güç sistem modellemesi ve özel olarak yük modellemesi daha da önem kazanmaktadır. Modelleme konusunda araştırmacılar arasında farklı yaklaşımlar bulunmaktadır. Bunun nedeni gerilim kararlılığının statik veya dinamik olay olduğu konusunda farklı görüşlerin olmasıdır.

İncelenecek güç sisteminin boyutu modellemeyi etkilemektedir. Örneğin gerilim kararlılığı ile ilgili ilk yayınlarda radyal bir sistem incelenmiştir. İncelenen radyal sistemdeki yükün empedans olduğu kabul edilmiş ve iletim hattı ile transformatör üzerinden bir generatöre bağlanmıştır. Generatör ise basit bir gerilim kaynağı olarak modellenmiştir. Sonraları daha gerçekçi analizler için sisteme ait daha karmaşık modeller kullanılırken, yükler için ise gerilime ve frekansa bağlı modeller geliştirilmiştir (Begovic, 1989). Bu bölümde güç sistemine ait modelleme ve yük modeli kısaca açıklanmaya çalışılmıştır.

3.2 Güç Sistemi Modeli

Bir güç sistemi; generatörler, iletim hatları, farklı tipteki yükler, transformatörler, gerilim kontrol cihazları gibi çok sayıda bileşenin birbirine bağlandığı elektrik şebekesidir. Şekil 3.1’de tipik bir güç sisteminin genel şeması görülmektedir (Ayasun, 2001).



Şekil 3.1 Elektrik güç sistemi

PV ve PQ baralarını içeren çok makineli bir güç sisteminin standart salınım denklemi ile birlikte matematiksel ifadesi, klasik model olarak bilinir. Aktif gücün (P) ve gerilimin (V) değerlerinin bilindiği generatör veya gerilim kontrollü yük baraları, PV barası olarak adlandırılır. Aktif ve reaktif gücün (Q) bilindiği yük baraları ise, PQ baraları olarak bilinir. Gerçekçi olmamakla birlikte klasik güç sisteminde mekaniksel giriş gücünün ve generatörlerin uç gerilimlerinin sabit oldukları kabul edilir.

Güç sisteminin dinamiklerini doğru şekilde yansıtmak için generatörlerin ve yüklerin yer aldığı karma bir model kullanılır. Bu model diferansiyel denklem (generatör vb. ekipmanların davranışlarının modellenmesi) ve cebirsel denklem (iletim hattının davranışına ait modelleme) takımından meydana gelmektedir. Diferansiyel-cebirsel denklem (DAE) modeli olarak bilinen bu model aşağıdaki gibi ifade edilir:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \boldsymbol{\beta}) \quad (3.1)$$

$$0 = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \boldsymbol{\beta}) \quad (3.2)$$

burada,

$\mathbf{x}$: generatörlerin açısal değişimine ait vektör

$\mathbf{y}$: baraların gerilim ve açı değerlerine ait vektör

$\boldsymbol{\beta}$: baralara enjekte edilen net güç vektör

olarak temsil edilmektedir.

Sistemin generatör tarafı değil, sadece yük tarafı dikkate alınarak inceleme yapılacaksa, diferansiyel denklemler dikkate alınmaz. Bu durumda sistem $\mathbf{y}$ ve $\boldsymbol{\beta}$ ya bağlı güç akış denklemleri ile ifade edilebilir. Aşağıda güç akış denklemleri, [Kundur].

$$0 = P_k - V_k \sum_{m=1}^n (G_{km} \cdot V_m \cdot \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \cdot V_m \cdot \sin(\theta_k - \theta_m)) \quad (3.3)$$

$$0 = Q_k - V_k \sum_{m=1}^n (G_{km} \cdot V_m \cdot \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cdot V_m \cdot \cos(\theta_k - \theta_m)) \quad (3.4)$$

olarak ifade edilmektedir. Burada,

n : toplam bara sayısı

V_m, θ_m : m. baradaki gerilimin mutlak değeri ve açısı

V_k, θ_k : k. baradaki gerilimin mutlak değeri ve açısı

G_{km} : k. ve m. bara arasındaki iletkenlik

B_{km} : k. ve m. bara arasındaki süseptans

P_k : k. baraya enjekte edilen net aktif güç

Q_k : k. baraya enjekte edilen net reaktif güç

olarak temsil edilir. Buradaki $[V, \theta]^T$ ve $[P, Q]^T$ vektörleri (3.2) eşitliğindeki sırasıyla y ve β vektör değişkenlerine karşılık gelmektedir.

(3.3) ve (3.4) eşitliklerinde verilen güç akış denklemleri aktif ve reaktif güç dengesi prensibine dayanmaktadır. Güç sisteminin sürekli haldeki analizinde kullanılan güç akış denklemleri doğrusal olmayan yapıya sahiptirler ve bu nedenle genellikle iteratif yöntemlerle çözülürler. Güç akış denklemleri Bölüm 5’de daha detaylı olarak ele alınacaktır.

3.3 Yük Modeli

Geleneksel olarak güç sistem analizi çalışmaları özellikle üretim birimleri üzerine odaklanmıştır. Fakat 1934’de S.B. Crary yük gösteriminin önemini ortaya koyduktan sonra, gerilim kararlılığında uygun yük modelinin önemi anlaşılabilmektedir.

Bir güç sisteminde, üretim birimlerinin elektriksel çıkışının yük baralarındaki talebi karşılaması gerekir. Yük terimi elektrik mühendisliğinde çeşitli anlamlar ihtiva eder; bağlandığı baradan güç çeken tek bir cihaz olarak düşünülebileceği gibi, güç sistemine bağlanmış tüm cihazların tükettiği toplam güç gibi de düşünülebilir. Detaylı analizler dışında güç sistemindeki bir yük, dağıtım noktalarında kümelenmiş (toplanmış) ve megawatt mertebesindeki toplam yüküdür (IEEE Task Force, 1995). Bu çalışmada bir baradaki yük o barada tüketilen toplam gücü ifade etmektedir.

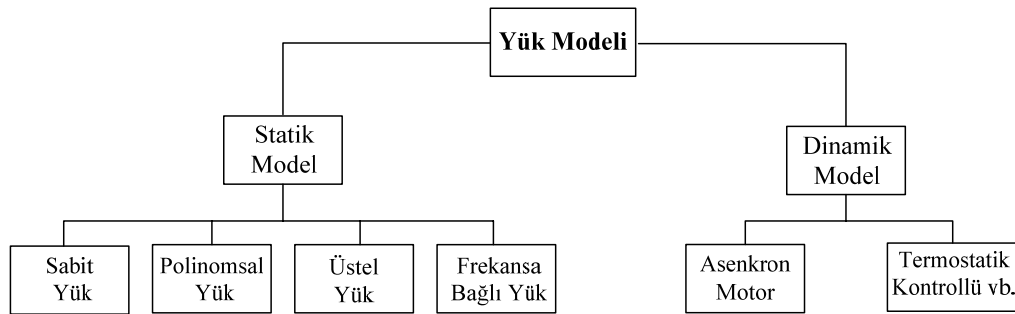
Yük modelinin seçimi, güç sisteminin performansı açısından çok önemlidir. Mühendislerin ve operatörlerin sistemin performansı veya zorlanmaları ile ilgili kararları büyük ölçüde güç akışı ve kararlılık simülasyonlarının sonuçlarına dayandığından, sistemi tam yansıtmayan yanlış modellemeler istenmeyen sonuçlara neden olabilir. Çalışmalar göstermiştir ki, yük modellemelerindeki farklılıklar, kararlılık sonuçları üzerinde önemli etkiye sahiptir (Baysal vd, 2007). Sistem gerilimindeki büyük değişimlere maruz kalan yüklerin olduğu ve kısa-uzun

dönem yük karakteristiklerinin önem kazandığı gerilim kararlılığı çalışmalarında bu etki daha da ön plana çıkmaktadır (Khan, 1993).

Aydınlatma elemanları, havalandırma cihazları, ısıtıcılar ve soğutucular, motorlar gibi farklı karakteristikli yükleri ihtiva edebileceğinden bir baradaki yükün modellenmesi oldukça karmaşık bir konudur. Üstelik bu farklı yüklerin toplam yük içerisindeki dağılımı; zaman (saatlik, günlük, mevsimlik), hava şartları, ekonominin durumu gibi birçok faktöre bağlı olarak değiştiğinden modellemedeki zorluk daha da artmaktadır. Tüm bu karmaşıklığa rağmen yük modellenmesi, kararlılık çalışmalarında vazgeçilmez bir öneme sahiptir (Kundur, 1994).

3.3.1 Yük modellemeleri

Bir bara yükü, yük barasındaki gerilim ve frekans ile güç arasındaki ilişkiden elde edilen matematiksel ifade ile temsil edilir. Yapılacak kararlılık analizinin türüne bağlı olarak, yük modelleri iki gruba ayrılabilir; statik modeller ve dinamik modeller. Statik yük modelinde herhangi bir andaki yükün gücü bara gerilim ve frekansının cebirsel fonksiyonu olarak ifade edilir. Dinamik yük modelinde ise yükün gücü gerilim ve frekansın diferansiyel fonksiyonu veya fark fonksiyonu olarak ifade edilir. Sonraki kısımlarda daha detaylı olarak ele alınacak olan yük modellerine ait sınıflama Şekil 3.2’de görülmektedir (Lee, 1996).



Şekil 3.2 Yük modeli çeşitleri

3.3.1.1 Statik yük modeli

Genel olarak güç ifadesi aktif güç (P) ve reaktif güç (Q) ile ifade edilir. Bir baradaki yükün aktif ve reaktif bileşenleri gerilimin büyüklüğü ve frekansının fonksiyonu ile ifade edilebileceğinden, baradaki kompleks güç şu şekilde gösterilir;

$$S_L(|V_L|, f) = P_L(|V_L|, f) + jQ_L(|V_L|, f) \quad (3.5)$$

burada, $| \cdot |$ gösterimi mutlak değeri, dolayısıyla $|V_L|$ ifadesi yük geriliminin genliğini temsil eder. Bara yükü, herhangi bir andaki gerilimin büyüklüğü ve frekansının cebirsel fonksiyonları veya polinomları ile gösterilirse, statik yük modeli elde edilmiş olur. Şekil 3.2'den görüldüğü gibi literatürde yer alan bazı yük modelleri şunlardır:

- Sabit yük modeli
- Polinomsal yük modeli
- Üstel yük modeli
- Frekansa bağlı yük modeli

Geçmişte bara yükleri detaylı olarak modellenmek yerine, yükler hakkında detaylı bilgi gerektirmeyecek şekilde basit olarak sabit empedans yükü (Z), sabit akım yükü (I) veya sabit güç yükü (P) olarak modellenirdi. Güç sistemindeki kararlılık çalışmaları açısından, sabit güç yükü iyimser bir model değildir. Çünkü gerilimdeki salınımı artıracak yönde bir karakteristiğe sahiptir. Örneğin yük gerilimindeki düşme, yük akımında artış meydana getirir. Artan bu akım sabit gücü koruyacak biçimde daha fazla gerilim düşümüne yol açar. Aslında sabit güç modeli gerilimdeki değişim karşısında ilk anda sabit empedans veya sabit akım karakteristiği gösterip, daha sonra talep gücüne ulaşır. Bu yönüyle bazı kaynaklarda statik yük modelinden ayrı bir model olarak da ele alınabilmektedir. Sabit empedans yükü ise gerilim salınımları üzerinde büyük bir söndürme etkisine sahiptir. Genelde motorlar için sabit güç modeli, gaz deşarjlı aydınlatma elemanları için sabit akım modeli ve ısıtıcılar gibi rezistif özellikteki yükler için ise sabit empedans modeli kullanılmaktadır. Gerçek veriler olmadığında, kolay olmasından dolayı çoğunlukla sabit güç yükü kullanılır. Fakat sabit empedans, sabit akım ve sabit güç modelleri gerçek yük karakteristiklerini tam olarak yansıtamazlar.

Bara geriliminin polinomsal fonksiyonu ile temsil edilen bir başka statik model genellikle aşağıdaki biçimde ifade edilir (Lee, 1996):

$$P_L(|V_L|) = P_0 \left[p_1 \left| \frac{V_L}{V_0} \right|^2 + p_2 \left| \frac{V_L}{V_0} \right| + p_3 \right] \quad (3.6)$$

$$Q_L(|V_L|) = Q_0 \left[q_1 \left| \frac{V_L}{V_0} \right|^2 + q_2 \left| \frac{V_L}{V_0} \right| + q_3 \right] \quad (3.7)$$

Eşitliklerde P_0 ve Q_0 bileşenleri herhangi bir V_0 gerilimine karşılık yük tarafından talep edilen sırasıyla aktif ve reaktif güçleri temsil eder. Bu model sabit empedans (Z), sabit akım (I) ve

sabit güç (P) terimlerinin toplamından oluştuğu için çoğunlukla *ZIP* modeli olarak da isimlendirilir. Denklemlerde yer alan p_1 , p_2 , p_3 ve q_1 , q_2 , q_3 parametreleri her bir terime karşılık gelen oranları gösterir. Bu parametreler arasında aşağıdaki bağıntı mevcuttur.

$$p_1 + p_2 + p_3 = q_1 + q_2 + q_3 = 1 \quad (3.8)$$

Bu model çeşitli geçici hal kararlılık programlarında kullanılmıştır, ancak üst değerlerinin sabit olması modelin esnekliğini sınırlandırmıştır.

Bir yük barasındaki aktif gücün ve benzer şekilde reaktif gücün o baradaki gerilimin belli bir kuvveti ile orantılı olduğu bilinmektedir. Bu nedenle bir başka statik model, frekansa bağlı değişimi ihmal edilmek kaydıyla üstel biçimde aşağıdaki gibi gösterilebilir (Lee, 1996):

$$P_L = P_0 \left| \frac{V_L}{V_0} \right|^\alpha \quad (3.9)$$

$$Q_L = Q_0 \left| \frac{V_L}{V_0} \right|^\beta \quad (3.10)$$

burada α ve β üstel parametreleri karakteristik katsayılar olarak bilinir ve yükün türüne bağlı olarak farklı değerler almaktadır. Çizelge 3.1’de bazı yükler için α ve β parametrelerinin değerleri verilmiştir (Cutsem ve Vournas, 1998).

Çizelge 3.1 Bazı yüklere ait parametre değerleri

Yük Bileşeni	α	β
Akkor Flamanlı lamba	1.54	-
Oda tipi klima	0.50	2.5
Ocak fırını	0.08	1.6
Batarya şarjı	2.59	4.06
Elektronik balastlı floresan	0.95-1.03	0.31-0.46
Magnetik balastlı floresan	2.07	3.21

Bazı modellerde (3.9) ve (3.10)’da farklı üstel katsayılarla sahip iki veya daha fazla terim

bulunabilmektedir. Üstel katsayıların 0, 1 ve 2 değerlerini alması durumunda bu model sırasıyla sabit güç, sabit akım ve sabit empedans yükünü temsil eder.

$\alpha = \beta = 0$: sabit güç yükü (P)

$\alpha = \beta = 1$: sabit akım yükü (I)

$\alpha = \beta = 2$: sabit empedans yükü (Z)

Frekansa bağlı yük modelleri, yukarıda açıklanan polinomsal veya üstel modellere aşağıdaki çarpanın ilave edilmesi ile elde edilir.

$$[1 + a_f(f - f_0)] \quad (3.11)$$

Buradaki ifadede f bara geriliminin frekansını, f_0 nominal frekansı ve a_f frekans duyarlılık parametresini göstermektedir. Güç sistemlerinde frekans değişimleri çok küçük olduğundan çoğu zaman yük modelinin frekansa bağlı karakteristiği ihmal edilir (Khan, 1993).

Bu bölümde açıklanan statik yük modelleri, sürekli hal veya küçük sinyal kararlılık çalışmaları için uygundur. Çünkü bu modeller gerilimdeki küçük değişimlere göre oluşturulmuşlardır. Bu nedenle yük geriliminde büyük sapmalar olduğunda yetersiz kalmaktadırlar.

3.3.1.2 Dinamik yük modeli

Statik yük modelleri gerilim ve frekanstaki değişimlere anlık cevap vermektedir. Fakat güç sisteminde yer alan birçok yük bileşeninin herhangi bir bozucu etki veya değişime yanıt verebilmesi için belli bir zaman gerekmektedir. Bazı durumlarda yükün bu dinamiklerinin göz önüne alınması gerekmektedir.

Herhangi bir andaki yük karakteristiği, yük geriliminin fark veya diferansiyel fonksiyonu ile ifade edilen dinamik yük modeli ile temsil edilebilir (Lee, 1996). Tipik bir güç sisteminde toplam enerjinin yaklaşık % 60-70'i motorlar tarafından tüketilir. Bu nedenle motor dinamikleri sistem yükünün dinamik karakteristiklerinin en önemli kısmını teşkil etmektedir (Kundur, 1994). Güç sistemindeki motorların büyük bir kısmını ise asenkron motorlar oluşturmaktadır. Bu nedenle literatürde çeşitli asenkron motor modelleri önerilmiştir (IEEE Task Force, 1995).

Yük bileşenlerinin kararlılık çalışmalarında göz önüne alınması gereken diğer dinamik yönleri aşağıda açıklanmıştır (Kundur, 1994).

Deşarj lambaları aydınlatma elemanlarının 1/3'ni oluştururlar ve cıva buharlı, sodyum buharlı veya flouresan türleri mevcuttur. Deşarj lambaları 0,7-0,8 pu gibi belli bir gerilim seviyesinin altında sönerler ve gerilim eski seviyesine geldiğinde tekrar çalışırlar. Gerilim normale döndüğünde lambalar 1-2 saniye gecikme ile çalışırlar, bu süreçte dinamik karakteristik gösterirler.

Termik ve aşırı akım gibi koruma rölelerinin çalışması esnasındaki dinamik karakteristikleri kararlılık incelemelerinde dikkate alınmalıdır. Birçok endüstriyel motor elektromekanik kontaktöre sahiptir. Bu kontaktörler 0,55-0,75 pu aralığında açarlar ve açma süresi birkaç periyot mertebesinde dir. Buzdolabı veya klimadaki küçük motorlarda sadece termik aşırı akım koruması vardır ve 10-30 sn civarında açarlar.

Isıtıcılar, soğutucular, su ısıtıcıları ve buzdolabı gibi termostatik kontrollü yüklerin karakteristikleri de kararlılık analizinde göz önüne alınmalıdır. Böylesi yükler düşük gerilim durumunda daha uzun süre çalışırlar. Sonuç olarak gerilim düşümünden sonraki birkaç dakika içerisinde sistemdeki bu cihazların toplam sayısı artacaktır.

Kararlılık incelemelerinde dinamikleri dikkate alınması gereken diğer bir yük grubu ise dağıtım transformatörlerindeki kademe değıştiriciler, gerilim regülatörleri ve gerilim kontrollü kapasitör gruplarıdır. Çoğu çalışmada bu cihazlar ayrı bir şekilde modellenmek yerine, meydana getirdikleri etkiler eşdeğer yük içerisinde dikkate alınmaktadır. Bu cihazlar bozucu etki sonrası gerilimi normale döndürürken gerilime duyarlı yüklerin tükettiğı güç arıza öncesi seviyeye döner. Gerilimdeki değışimden yaklaşık 1 dakika sonra kontrol işlevi başlar ve gerilimin normale dönmesi toplam 2-3 dakika içerisinde tamamlanır.

Yukarıda dinamik yönleri kısaca açıklanan cihazların her birinin kendine özgü karakteristikleri bulunmaktadır. Bununla birlikte yüksek gerilim barasındaki toplanmış yük için genel bir dinamik model önerilmiştir. Gerilimdeki basamak değışimine yükün üstel düzelme biçiminde cevap verdiği kabulüne dayanarak, bu model aşağıdaki gibi ifade edilebilir (Karlsson ve Hill, 1994).

$$T_p \cdot \dot{P}_d + P_d = P_s(V) + T_p \cdot \dot{P}_t(V) \quad (3.12)$$

burada,

T_p : zaman sabiti

P_d : yükün aktif güç talebi

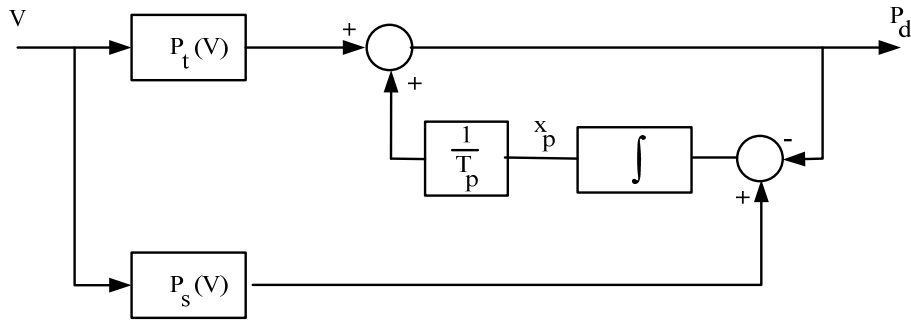
$$P_t(V) = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_1}$$

$$P_s(V) = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_2}$$

ile tanımlanır. Bu eşitliklerde P_0 , V , V_0 , α daha önce Bölüm 3.3.1.1’de açıklandığı şekildedir. (3.12)’deki diferansiyel denklemi çözmek için durum değişkeni x_p aşağıdaki gibi tanımlanabilir:

$$x_p = T_p \cdot (P_d(V) - P_t(V)) \quad (3.13)$$

Birinci dereceden olan bu yük modelinin blok diyagramı Şekil 3.3’de görülmektedir.



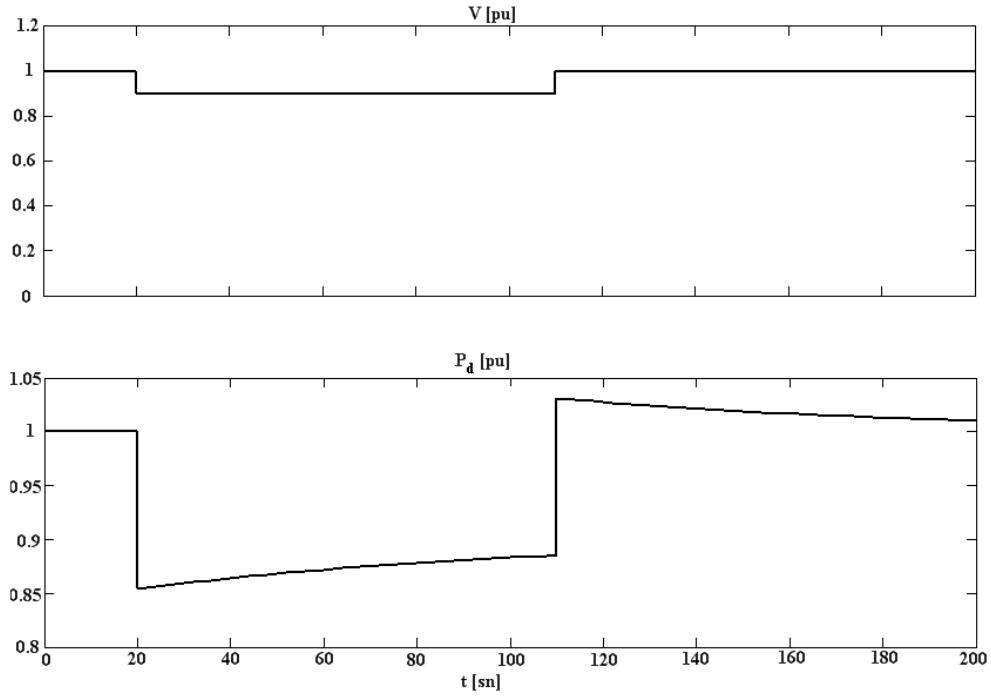
Şekil 3.3 Genel dinamik yük modeli

Şekil 3.4’de, $T_p = 80$ sn, $\alpha_1=1,5$, $\alpha_2=1$ parametre değerleri için, yükteki gerilim düşümüne karşılık yükün talep gücünün nasıl değiştiği görülmektedir.

Aktif güç için verilen yukarıdaki yük modeli, benzer şekilde yükün reaktif güç bileşeni için de kullanılabilir.

$$T_q \cdot \dot{Q}_d + Q_d = T_q \cdot \dot{Q}_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\beta_1} + Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\beta_2} \quad (3.14)$$

Bu kısımda açıklanan dinamik modeller dışında, literatürde çok sayıda dinamik yük modelleri bulunmaktadır ve bunlar 1995 IEEE Task Force tarafından yapılan yük modellemeleri ile ilgili çalışmada özetlenmiştir .



Şekil 3.4 Dinamik bir yükün gerilimdeki değişime karşılık talep gücündeki değişim

3.3.2 Yük modelinin tespit edilmesi

Güç sisteminde bulunan çok sayıda yük bileşenlerinin bir veya birkaç yük modeli olarak ifade edilmesi sistemi oldukça basitleştirmektedir. Bunu sağlamak için sistemin karakteristiğini yansıtacak biçimde (3.9) ve (3.10) eşitliklerindeki α ve β katsayılarının tespit edilmesi gerekir. Bu parametrelerin tespit edilmesi için iki yaklaşım bulunmaktadır.

- Ölçüme dayalı yaklaşım,
- Bileşen tabanlı yaklaşım.

3.3.2.1 Ölçüme dayalı yaklaşım

Bu yöntemde yük dağıtım merkezlerine ve fiderlere çok sayıda izleme ve kayıt cihazı yerleştirmek suretiyle yük baralarındaki gerilim ve frekansa karşılık güç değişimleri ölçülür ve bu şekilde yük parametreleri elde edilmeye çalışılır. Gerilim ve frekansta değişim meydana getirmek için kapasitör bankları devreye alınabilir/çıkarılabilir veya transformatörlerin kademeleri değiştirilebilir. Ölçüm sonuçlarından parametreleri elde etmek için en küçük kareler yöntemi gibi farklı optimizasyon metotları kullanılmaktadır.

Bu yaklaşımda yük modelini oluşturmak için gerekli bilgi gerçek yüklerin ölçülmesiyle doğrudan elde edilmektedir. Fakat böyle bir avantajına karşılık, bu yöntemin maliyeti çok yüksek ve gerçekçi modeller elde etmek için çok uzun süreli ölçümler gerekmektedir. Ayrıca

normal çalışma koşullarında sistemde meydana gelen gerilim değişimleri oldukça küçüktür. Dolayısıyla gerilimdeki bu küçük değişimlere göre elde edilen yük modeli, kararsızlık durumunda meydana gelebilecek daha büyük gerilim değişimlerinde yükün göstereceği karakteristiği doğru bir biçimde temsil edemeyecektir.

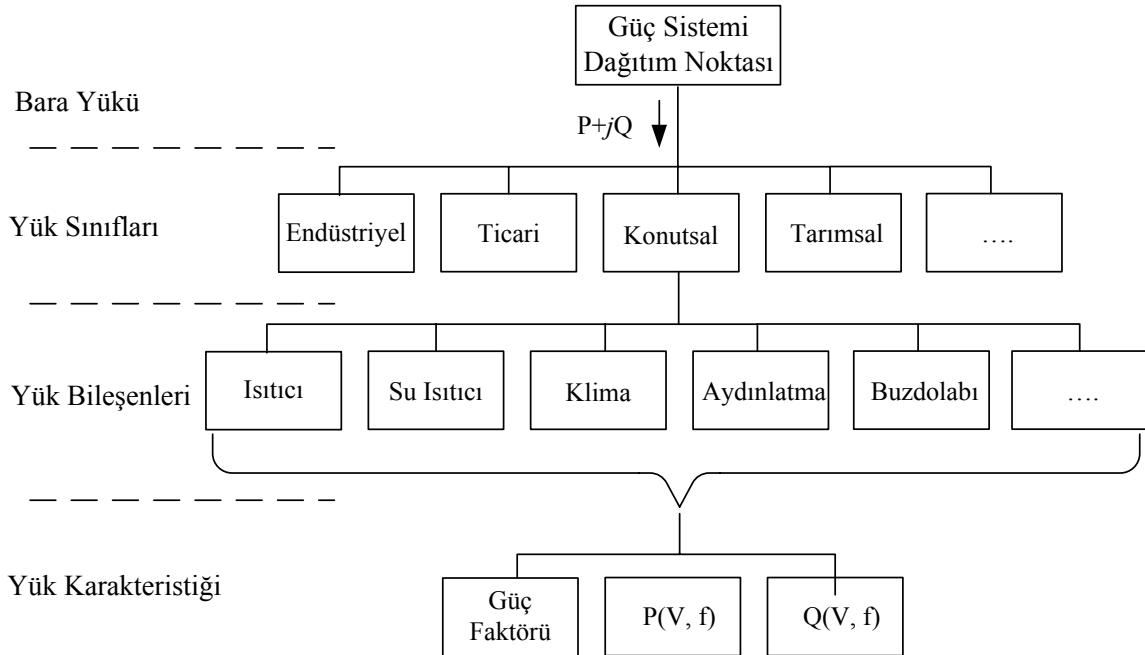
Farklı yük sınıfları için bir bölgede yapılan ölçüm sonuçlarına göre elde edilen parametreler Çizelge 3.2’de verilmiştir (Xu vd., 1997).

Çizelge 3.2 Bir bölgede ölçüm sonucu elde edilen parametreler

Parametre	Konutsal	Ticari	Endüstriyel
α (aktif güç)	1.23	0.58	0.72
β (reaktif güç)	3.28	2.39	3.12

3.3.2.2 Bileşen tabanlı yaklaşım

Bu yaklaşımda yük modeli, karakteristiği bilinen farklı yük bileşenlerinin toplanmasıyla elde edilir. Herhangi bir baradaki yük; konutsal, ticari, endüstriyel, tarımsal vb. yük sınıflarına ayrılır ve her sınıf aydınlatma, ısı, motor gibi karakteristiği bilinen yük bileşenleri ile temsil edilir. Şekil 3.5’de bileşen tabanlı modellemenin yapısı görülmektedir.



Şekil 3.5 Bileşen Tabanlı Modelleme Yaklaşımı

Yük bileşenlerinin karakteristikleri iyi bilinmesine rağmen, yük barasındaki herhangi bir anda bu yüklerin dağılımının tam olarak ne olduğu doğru bir şekilde belirlenemeyebilir. Çünkü yük dağılımı hava koşullarına, tüketicilerin alışkanlıklarına ve diğer faktörlere bağlı olarak sürekli değişim göstermektedir. Ayrıca yük bileşeninin üreticisi, yaşı ve kendine özgü başka faktörler göz önüne alınmaksızın, her yük bileşeni için aynı karakteristik dikkate alınmaktadır. Üstelik bazı yarıiletken kontrollü veya yeni teknolojiye yüklerin karakteristiği henüz tam olarak anlaşılamamıştır. Bütün bu zorluklara rağmen bileşen tabanlı modelleme yöntemi, yaygın olarak kullanılmaktadır.

Bileşen tabanlı modellemeye örnek olarak dört farklı yük bileşeninin aktif ve reaktif güç karakteristikleri Çizelge 3.3’de verilmiştir.

Çizelge 3.3 Dört farklı yük bileşeni için statik modeller

Yük Tipi	Aktif Bileşen	Reaktif Bileşen
Rezistif (Omik)	$P = P_0 \left \frac{V}{V_0} \right ^2$	-
Küçük Motor	$P = P_0 \frac{0.86 V ^0 + 0.14 V ^{0.09}}{0.86 V_0 ^0 + 0.14 V_0 ^{0.09}}$	$Q = Q_0 \frac{0.8 V ^{1.6} + 0.2 V ^{-3.3}}{0.8 V_0 ^{1.6} + 0.2 V_0 ^{-3.3}}$
Büyük Motor	$P = P_0 \frac{0.86 V ^0 + 0.14 V ^{0.09}}{0.86 V_0 ^0 + 0.14 V_0 ^{0.09}}$	$Q = Q_0 \frac{0.747 V ^{1.54} + 0.253 V ^{-3.07}}{0.747 V_0 ^{1.54} + 0.253 V_0 ^{-3.07}}$
Deşarj Lambası	$P = P_0 \left \frac{V}{V_0} \right ^1 \quad V > 0.75 \text{ pu}$	$Q = Q_0 \left \frac{V}{V_0} \right ^{4.5}$

Bu yüklerin konutsal, ticari ve endüstriyel sınıflardaki dağılımı ise Çizelge 3.4’de görülmektedir (Morison vd., 2003).

Çizelge 3.4 Bileşenlerin yük sınıflarına göre dağılımı

Yük Sınıfı	Yük Oranları (%)		
	Konutsal	Ticari	Endüstriyel
Rezistif (Omik)	25	14	5
Küçük Motor	75	51	20
Büyük Motor	0	0	56
Deşarj Lambası	0	35	19

3.4 Yük Modellemesindeki Hususlar

Gerilim kararlılığı çalışmasında kullanılan yük modellerinde birtakım temel hususların göz önüne alınması gerekmektedir. Öncelikle yük modellerinin, sistem gerilimindeki tipik değişimlere gösterdiği davranışı belli bir doğrulukla yansıtmalıdır. Çünkü gerilim kararlılığı incelendiğinde, sistemin bazı kısımlarında önemli miktarlarda gerilim düşümlerinin yaşandığı görülmektedir. Sistemdeki yüklerin bu gerilim düşümünde göstereceği davranışlar oldukça önem kazanmaktadır.

Gerilim kararlılığı analizi, genellikle birbirini tamamlayıcı biçimde statik ve dinamik analiz yöntemlerinin kullanılmasını içermektedir. Bu yüzden yük modelleri her iki analiz yönteminde kullanılabilecek yapıya sahip olmalı ve bu yöntemlerde tutarlı sonuçlar elde edilmelidir. Ayrıca modellerin simülasyon çalışmalarında aşırı bir hesaplama yüküne neden olmayacak biçimde basit olması gerekir.

4. HARMONİK BİLEŞENLERİN SİSTEMDE VARLIĞI

4.1 Giriş

Elektrik enerjisinin güvenilir olmasının yanı sıra belirli ölçütleri sağlama yani kaliteli olma zorunluluğu da vardır. Bu konu elektrik mühendisliğinde “Güç Kalitesi” olarak nitelendirilmekte ve halen üzerinde çalışılmaktadır. Kaliteli elektrik enerjisi için birtakım kriterlerin dikkate alınması gerekmektedir. Bunlar, enerjinin sürekli olması, gerilim ve frekansın sabit kalması, güç faktörünün yüksekliği, faz gerilimlerinin dengeli olması, gerilimde kırpışma (flikler) olmaması ve harmoniklerin bulunmamasıdır. Özellikle yarıiletken teknolojisindeki ilerlemelere bağlı olarak doğrusal olmayan (nonliner) yüklerin sayısında ve çeşidinde meydana gelen artış enerji sisteminde yüksek oranda harmonik bozulmaya neden olmaktadır (Kocatepe vd., 2003).

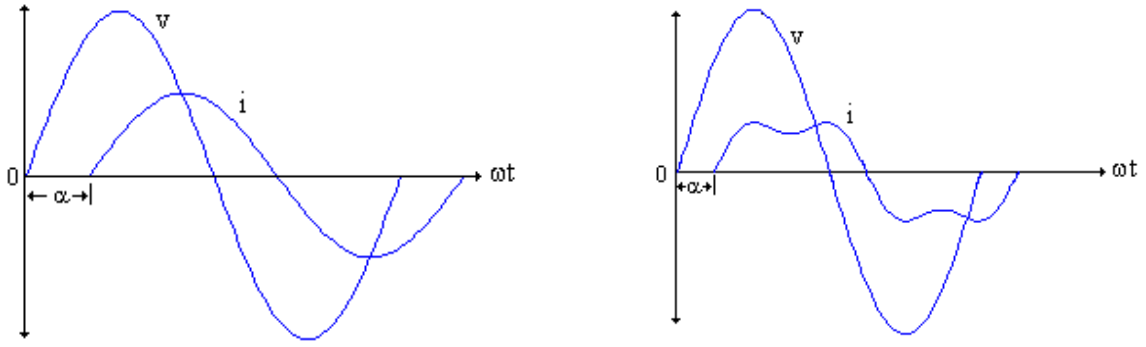
Elektrik enerjisi sağlayan kuruluşlar için harmonik bozulma önemli bir sorundur. Çünkü tüketicilere sunulan enerjinin kalitesi harmonikler yüzünden bozulmakta ve bunun sonucunda tüketiciler bazı sorunlara maruz kalmaktadır. Enerji sağlayan kuruluşlar, harmonikler nedeniyle tüketicilerle karşı karşıya gelmelerinin yanı sıra kendi sistemlerinde de problemler yaşamaktadırlar. Güç sistem elemanlarının zaman zaman zarar görmesine ve devre dışı kalmasına neden olan harmonikler, bazen de meydana getirdikleri rezonans sonucu oluşan aşırı akım ve gerilimler sebebiyle işletmedeki elemanlara büyük zararlar verebilmektedir.

Gelişmekte olan çoğu ülkede olduğu gibi ülkemizde de artan ağır sanayi kuruluşları, özellikle de demir-çelik endüstrisi, güç sistemlerinde çoğu zaman standartların üzerinde harmonik kirliliğe neden olmaktadır. İlave güç kayıplarına neden olan bu harmonik bozulmalar aynı zamanda gerilim kararlılığını da etkilemektedir (Uzunoğlu, 2000).

4.2 Harmonik Tanımı

Elektrik güç sistemindeki yükler/elemanlar genel olarak ikiye ayrılır; doğrusal (lineer) ve doğrusal olmayan (nonlinear). Doğrusal yükler uygulanan gerilim karşısında sabit empedans özelliği gösterirler. Doğrusal olmayan yükler ise kesintili akım çekerler veya ac gerilimin her periyodunda değişken empedans özelliği gösterirler (Sankaran, 2001).

Doğrusal yükler sinüsoidal bir kaynaktan sinüsoidal akım çekerken, doğrusal olmayan yükler ise sinüsoidal olmayan akım çekerler. Şekil 4.1’de doğrusal ve doğrusal olmayan yüklere ait tipik akım-gerilim dalga şekli görülmektedir.



a) Doğrusal yük için akım-gerilim dalga şekli b) Doğrusal olmayan yük için akım-gerilim dalga şekli

Şekil 4.1 Yüklerin akım-gerilim eğrileri

Güç sisteminde genellikle doğrusal olmayan yüklerin olması durumunda meydana gelen akım ve gerilimler sinüsoidal olmayan periyodik büyüklüklerdir. Sinüsoidal olmayan bu periyodik işaretler temel frekans ve bu temel frekansın tam katlarındaki sinüsoidal dalgaların toplamı şeklinde ifade edilebilir. İlk defa 1800’lü yıllarda Fransız fizikçisi ve matematikçisi Joseph Fourier tarafından formüle edilen bu ifade şekli “Fourier Serisi” olarak bilinir ve birçok uygulamalarda yaygın olarak kullanılır. Temel frekansın katları şeklindeki periyodik büyüklükler, harmonik bileşen olarak isimlendirilir ve güç sistemlerinde genellikle bozulmuş sinüs dalga şekilleri olarak tanımlanırlar.

4.3 Harmonik Büyüklüklere Ait Temel Tanım ve Kavramlar

Güç sistem çalışmaları için tanımlanan elektrik büyüklükleri genellikle sinüsoidal sürekli haldeki işletim koşulları için tanımlanmıştır. Sistemde harmonikler söz konusu olduğunda bu büyüklüklerin yeniden tanımlanması gerekmektedir. Bu kısımda harmonikli sistemlerdeki elektriksel büyüklüklere ait yeni tanımlar ve mevcut olanların yeniden tanımlanmasına ait bilgiler verilmiştir.

Harmonikli gerilim ve akım büyüklüklerinin zamana bağlı fonksiyonları, fourier serileri yardımıyla aşağıdaki biçimde ifade edilebilir.

$$v(t) = \sum_{h=1}^{\infty} v_h(t) = V_0 + \sum_{h=1}^{\infty} \sqrt{2} V_h \sin(h\omega_1 t + \theta_h) \quad (4.1)$$

$$i(t) = \sum_{h=1}^{\infty} i_h(t) = I_0 + \sum_{h=1}^{\infty} \sqrt{2} I_h \sin(h\omega_1 t + \delta_h) \quad (4.2)$$

Burada;

h : harmonik mertebesi

v_h : h. harmonik geriliminin ani değeri

i_h : h. harmonik akımının ani değeri

V_0 : gerilimin dc (doğru akım) bileşeni

I_0 : akımın dc bileşeni

V_h : h. harmonik geriliminin efektif değeri

I_h : h. harmonik akımının efektif değeri

ω_1 : temel frekansa ait açısal frekans

θ_h : h. harmonik geriliminin faz açısı

δ_h : h. harmonik akımının faz açısı

olarak gösterilmiştir.

Dc bileşenler ihmal edilmek şartıyla (4.1) ve (4.2) eşitliklerinden aktif güç

$$P = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \cos(\theta_h - \delta_h) = \sum_{h=1}^{\infty} P_h \quad (4.3)$$

olarak hesaplanır.

Eşitlik (4.3)'den anlaşılacağı gibi farklı harmonik mertebesindeki gerilim ve akımların ortalama güce etkisi yoktur. Örneğin 3. harmonik gerilimiyle 5. harmonik akımının oluşturduğu gücün ortalama güce katkısı yoktur. (4.1) ve (4.2)'de verilen harmonikli gerilim ve akıma ait efektif değerler aşağıdaki gibi elde edilir:

$$V = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T v^2(t) dt} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} V_h^2} \quad (4.4)$$

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2(t) dt} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2} \quad (4.5)$$

Görünür güç;

$$S = V.I \quad (4.6)$$

eşitliği ile ifade edilir ve yaygın olarak kabul edilen tanımı şöyledir;

$$S^2 = P^2 + Q^2 + D^2 \quad (4.7)$$

burada D distorsiyon gücü olup

$$D = (S^2 - P^2 - Q^2)^{1/2} \quad (4.8)$$

eşitliği ile ifade edilir.

Eşitlik (4.7)'de Q reaktif güç olup,

$$Q = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \sin(\theta_h - \delta_h) \quad (4.9)$$

biçiminde tanımlanır.

Esasen Q ve D güçlerinin her ikisi de aktif olmayan güçler olup, anlamları ve tanımları henüz tam olarak açıklığa kavuşmamıştır.

Güç faktörü, alternatif akım sistemlerinde çekilen akımın ne kadar verimlilikle kullanıldığının bir göstergesidir. Sinüsoidal durum olup olmadığı önemli olmaksızın güç faktörü aşağıdaki gibi tanımlanır.

$$GF = \frac{P}{S} \quad (4.10)$$

Sinüsoidal durumda GF aynı zamanda $\cos\phi$ olarak da adlandırılır.

4.3.1 Toplam harmonik bozulma

Harmoniklerle ilgili tanımlar arasında en çok kullanılan kavramlardan birisi olan Toplam Harmonik Bozulma (THD) ideal sinüs dalga formundan doğrusal olmayan dalga formunun net sapmasını tanımlar. Gerilim ve akım için THD ifadesi aşağıdaki gibidir (Sankaran, 2003).

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \quad (4.11)$$

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \quad (4.12)$$

Burada THD, harmonik bileşenlerin efektif değerleri ile temel bileşenlerin efektif değerleri arasındaki orandır ve çoğunlukla yüzde olarak ifade edilir. Her bir harmonik bileşenin bozulmuş dalga formuna katkısını gösteren tekil harmonik bozulması gerilim ve akım için sırasıyla,

$$HD_V = \frac{V_h}{V_1} \quad (4.13)$$

$$HD_I = \frac{I_h}{I_1} \quad (4.14)$$

olarak tanımlanır.

4.3.2 Toplam talep bozulması

Yük akımı küçük olduğunda, harmonikli akımlar önemsenmeyecek kadar olsa dahi THD değeri büyük olabilir. Bu belirsizliği ve karışıklığı ortadan kaldırmak için Toplam Talep Bozulması (TDD) kavramı kullanılabilir (Sankaran, 2003).

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L} \quad (4.15)$$

Bu ifadede THD_I tanımına benzemekle beraber buradaki I_L , 12 ay boyunca belli periyotlarla tespit edilen ortak bağlantı noktasındaki temel frekanslı maksimum yük akımlarının ortalamasıdır.

4.4 Harmonik Üreten Elemanlar

Harmoniksiz saf sinüsoidal dalga gerçekçi olmayan teorik bir niceliktir. Generatörlerin uçlarında bile uyartım alanının ve stator sargılarının yerleşiminin düzgün olmamasından kaynaklanan harmonik bozulmalar vardır. Ancak üretim noktasındaki bozulma genellikle %1'den daha azdır ve bu nedenle göz önüne alınmayabilirler. Bununla birlikte doğrusal olmayan yükler ve enerji sistemindeki bazı ekipmanlar harmonikli akım üretirler (Sankaran, 2003). Sistemde harmonik üreten bu doğrusal olmayan elemanlar geleneksel ve modern

olmak üzere iki grup altında toplanabilirler. Bunlardan bazıları şu şekilde sıralanabilir (Wakileh, 2001):

➤ Geleneksel (Klasik) Tip Elemanlar

- Transformatörler
- Döner makineler
- Ark fırınları
- Gaz deşarjlı lambalar

➤ Modern (Güç Elektroniği) Tip Elemanlar

- Elektronik kontrollü ve anahtarlama güç kaynakları
- Doğrultucular
- İnverterler
- Statik VAR (Reaktif Güç) Kompanzatörleri
- Frekans dönüştürücüler
- Yüksek gerilimde doğru akımla iletim

Harmonik üreten yükler yapılarına ve güçlerine göre iki gruba ayrılırlar. Çoğu gündelik yaşamımızın bir parçası olan elektronik cihazlar, dc motora sahip elektrikli cihazlar, floresan lambalar gibi alçak gerilimdeki sistem içerisine dağılmış çok sayıda küçük güçlü doğrusal olmayan elemanlar birinci grubu teşkil eder. Tek olarak değerlendirildiğinde her birinin gücü düşük olmasına rağmen, bu tip elemanların bir fazlı olması ve sistemde çok sayıda bulunmaları nedeniyle tümü göz önüne alındığında harmonik etkinlikleri büyük olabilmektedir. İkinci grupta ise ark fırınları, yüksek güçlü dc motorlar gibi büyük endüstriyel yükler yer almaktadır.

4.5 Harmoniklerin Güç Sisteminde Meydana Getirdiği Etkiler

Harmonik akımlar, sadece yüklerin dalga şekillerinde bozucu etkilerde bulunmayıp aynı zamanda güç sisteminde ve güç sistemine bağlanan elemanlar üzerinde de olumsuz etkiler meydana getirmektedirler (Kocatepe vd., 2003).

Güç sistemleri üzerindeki akım ve gerilim harmoniklerinin başlıca etkileri;

- Seri ve paralel rezonans sonucu harmonik seviyelerinin yükselmesi olasılığı,
- Elektrik enerjisinin üretimi, iletimi ve kullanımındaki verimin azalması,
- Elektriksel teçhizatın izolasyonunun zorlanması ve bunun sonucunda ekonomik ömürlerinin kısalması,
- Sistem ve teçhizata ait bileşenlerin zarar görmesi şeklinde olabilir (Arrillaga vd., 1985).

Harmoniklerin güç sistemleri üzerindeki etkileri, ilave kayıplar nedeniyle oluşan ekonomik etkiler ve ölçü, koruma ve kumanda devreleri üzerinde meydana gelen teknik etkiler olarak iki kısımda özetlenebilir.

Harmoniklerin güç sisteminde yer alan bazı elemanlar üzerindeki etkileri aşağıda açıklanmıştır.

4.5.1 Motorlar ve generatörler

Dönen makinelerde harmonik gerilimlerinin en büyük etkisi, harmonik frekansındaki demir ve bakır kayıpları nedeniyle meydana gelen aşırı ısınmadır. Harmonikler sebebiyle motor sıcaklığının artması motor ömrünü kısaltmaktadır. Harmonik bileşenler makinelerin veriminin ve momentinin düşmesine neden olmalarının yanı sıra sinüsoidal gerilimle beslenen makinelere göre daha gürültülü çalışmaktadır. Bunun nedeni harmoniklerin bazılarının temel frekans momentine ters yönde moment üretmeleridir. Çizelge 4.1’de 6 darbeli bir konverterin oluşturduğu karakteristik harmonik mertebeleri ve döner makine üzerindeki etkileri görülmektedir (IEEE Std 519-1992).

Çizelge 4.1 Döner bir makine üzerinde 6 darbeli bir konverterin harmonik etkinliği

Harmonik mertebesi	Frekans (Hz)	Faz dizi bileşeni	Stator harmoniği	Harmonik dönüş yönü	Rotor harmoniği
1	60	+	1	İleri	-
5	300	-	5	Geri	6
7	420	+	7	İleri	6
11	660	-	11	Geri	12
13	780	+	13	İleri	12
17	1020	-	17	Geri	18
19	1140	+	19	İleri	18
23	1380	-	23	Geri	24
25	1500	+	25	İleri	24

Çizelgeden de görüldüğü gibi konverter üç ve üçün katı harmonikleri ile çift harmonikleri üretmemektedir. Temel frekansla aynı dönüş yönündeki statordaki harmonik bileşenler harmonik dönüş yönüne göre, temel frekans ile aralarındaki net fark kadar rotor harmoniği üretmektedirler. Harmonik mertebesine göre meydana gelen dönüş yönündeki bu farklılık mekanik salınımlara ve gürültüye neden olmaktadır. Harmonik bileşenler motor performansını %5-10 arasında azaltmaktadır (IEEE Std 519-1992).

4.5.2 Transformatörler

Kendileri de birer harmonik kaynağı olan oto transformatörler harmoniklerden iki şekilde etkilenirler:

- Bakır kayıpları ve kaçak akı kayıplarındaki artış,
- Demir kayıplarındaki artış.

Akım harmoniklerinin neden olduğu bakır ve kaçak akı kayıpları ile gerilim harmoniklerinin neden olduğu demir kayıpları transformatörlerde gürültü artışına ve ek ısınmaya sebep olurlar.

4.5.3 Enerji iletim sistemi

Enerji sistemindeki harmonik akımların akışı, iki temel etki meydana getirmektedir. Bunlardan birincisi ilave aktif ve reaktif güç kayıplarıdır.

$$P_H = f(I_h^2, R_h) \quad (4.16)$$

$$Q_H = f(I_h^2, X_h) \quad (4.17)$$

burada,

I_h : akımın h. harmonik bileşeni

R_h : h. harmonik frekansındaki iletim sistemi omik direnci

X_h : h. harmonik frekansındaki iletim sistemi reaktansı

R_h , küçük harmonik mertebelerinde, temel frekans omik direnci R ile yaklaşık olarak aynı kabul edilebilir.

Harmonik akımların ikinci etkisi, iletim hattı boyunca çeşitli devre elemanları üzerinde oluşturduğu gerilim düşümüdür. Akımın h. harmonik bileşeninin hattın Z empedansı üzerinde meydana getirdiği gerilim düşümü,

$$|\Delta V_h| = |I_h| |Z_h| \quad (4.18)$$

olarak ifade edilir.

4.5.4 Kondansatörler

Bir güç sisteminde kondansatörlerin varlığı ile karşılaşılan en önemli sorunlardan biri de sistemin rezonansa girme olasılığıdır. Rezonans durumundaki akım ve gerilimler oldukça yüksek değerlere ulaşırlar.

Harmonikler kondansatörlerde hem aşırı reaktif yüklenmeye hem de dielektrik kayıplardaki artış sonucunda ısı artışına neden olurlar. Isı artış ve aşırı yüklenme sonucu kondansatörlerin ömrü azalır. Normal olarak reaktif gücü Q olan bir kondansatöre harmonikli gerilim uygulanması durumunda reaktif güç,

$$Q_T = Q + \sum_{h=2}^N \omega_h \cdot C \cdot V_h^2 \quad (4.19)$$

ile belirlenir. Bununla birlikte harmonik bileşenler kondansatörlerde reaktif güç artışına neden olduğundan, iletim hatlarına ait kaçak admitanslar veya kompanzasyon amaçlı bağlanan kapasitör grupları harmonikli ortamda gerilim kararlılığını iyileştirici yönde etkilerler.

4.5.5 Aydınlatma elemanları

Harmonikli gerilim floresan lambalarda gürültülü çalışmaya neden olmakta, ayrıca klasik tip balastlardaki demir kayıplarının artmasında önemli bir rol oynamaktadır.

Akkor telli lambaların ömrü, efektif değeri artmış dalga şekli bozulmuş gerilimle beslenmeleri halinde önemli ölçüde azalmaktadır. Bu durum lambaların üzerindeki flamanın aşırı ısınmasından kaynaklanmaktadır.

Bütün bu etkilerin yanı sıra harmonikler güç sisteminde yer alan diğer elemanlar üzerinde de olumsuz etkiler meydana getirmektedir. Örneğin devre kesiciler ve sigortaların devre akımını zamansız kesmeleri söz konusu olabilmektedir. Ayrıca çeşitli ölçü aletlerinin ve enerji sayaçlarının hatalı ölçüm sonuçları üretmesine neden olabilmekte, elektrik kontrollü devrelerin doğru şekilde çalışmasını engelleyebilmektedir.

Harmonikler iletim hattında ve güç sistem elemanlarında ilave aktif ve reaktif güç kayıplarına neden olduklarından, sistemin gerilim kararlılığı üzerinde de olumsuz yönde etkiye sahiptirler. Harmonik bozulma arttıkça kararsızlık üzerindeki etki de artmaktadır (Uzunoğlu,

2000).

4.5.6 Harmoniklerin güç sistem elemanlarına etkisi

Bir güç sistemindeki yüksek değerli harmonik akımlar bazı sorunlara yol açabilir. Sistemdeki harmonik miktarını arttıran en önemli etkenlerden birisi rezonans olayıdır.

Harmonikler ilgili çalışmalarda doğrusal olmayan yükler genellikle harmonik akım kaynağı olarak kabul edilir ve bu şekilde modellenirler. Güç sistemindeki her barada meydana gelen harmonik gerilim, harmoniklerin bütün mertebeleri için düğüm admitans eşitlikleri veya admitans matrisi çözümüyle,

$$\mathbf{V}_h = \mathbf{Z}_h \cdot \mathbf{I}_h \quad (4.20)$$

$$\mathbf{I}_h = \mathbf{Y}_h \cdot \mathbf{V}_h \quad (4.21)$$

olarak elde edilir. Burada,

$\mathbf{V}_h$: sistemdeki tüm baralar için h. mertebeden harmonik gerilim vektörü

$\mathbf{I}_h$: baralardan sisteme enjekte edilen h. mertebeden harmonik akım vektörü

$\mathbf{Z}_h$: sistemin h. mertebeden harmonik empedans matrisi

$\mathbf{Y}_h$: sistemin h. mertebeden harmonik admitans matrisi, olarak temsil edilmektedir.

Sistemin harmonik empedansı/admitansı harmoniklerin sistem cevabında önemli rol oynar. Özellikle sistemde rezonans meydana gelebileceği dikkate alındığında bu önem daha da artmaktadır. Sistemdeki herhangi bir endüktif reaktansın temel frekans değeri X_L ise h. harmonik frekansındaki değeri,

$$X_{Lh} = h \cdot X_L = h \cdot 2\pi f \cdot L \quad (4.22)$$

olarak hesaplanır. Benzer şekilde temel frekanstaki değeri X_C olan kapasitif reaktans ise,

$$X_{Ch} = \frac{X_C}{h} = \frac{1}{h \cdot 2\pi f \cdot C} \quad (4.23)$$

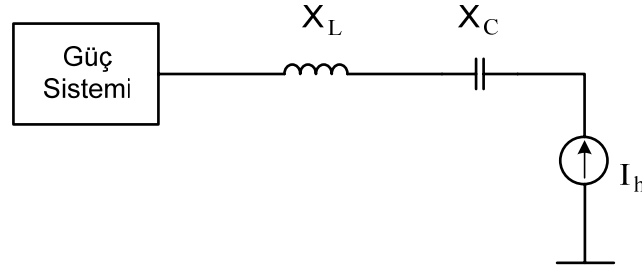
değerini alır.

$X_{Lh} = X_{Ch}$ eşitliğini sağlayan rezonans frekansı f_r olarak sembolize edilir. f_r frekansı, sistemde yer alan harmonik frekanslardan birisine eşit veya yakın bir değerde ise yüksek değerli harmonik gerilim ve akımları oluşur.

Bir güç sisteminde, gerilimi veya güç faktörünü düzeltmek için bağlanan büyük değerli kapasitörler, genelde endüktif olan sistem reaktansı ile beraber rezonans problemlerine yol açabilir. Rezonans frekansı genellikle beşinci veya yedinci harmonik civarlarında meydana gelmekle birlikte, onbirinci ve onüçüncü harmoniklerde de bazen rezonans sorunlarına rastlanmaktadır. Sistemde meydana gelebilecek rezonansların seri ve paralel olmak üzere iki çeşidi vardır. Seri rezonans harmonik akım akışı için düşük bir empedans göstermesine karşılık, paralel rezonans yüksek empedans karakteristiği göstermektedir.

4.5.6.1 Seri rezonans

Şekil 4.2’de görüldüğü gibi, kapasite grubu sistem reaktansı ile seri bağlıysa, I_h harmonik akımı için düşük bir empedans yolu meydana getirecek biçimde seri rezonans şartı gerçekleşebilir.



Şekil 4.2 Seri rezonans devresi

Seri rezonans şartı;

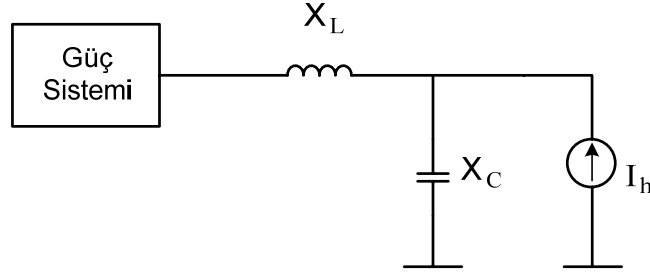
$$h_r = \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} \quad (4.24)$$

olarak verilir. Burada h_r , rezonans frekansının harmonik mertebesidir.

Seri rezonans, endüktans ile kapasitör arasında yüksek gerilim salınımlarına ve bozulmalara neden olabilir. Seri rezonans aşırı yüklenmeden dolayı sık sık kapasitör veya sigorta arızalarına yol açar.

4.5.6.2 Paralel rezonans

Güç sistemlerinde meydana gelebilecek muhtemel paralel rezonans devresi Şekil 4.3’de görülmektedir. Paralel rezonans harmonik kaynak için çok büyük bir empedans meydana getirir.



Şekil 4.3 Paralel rezonans devresi

Güç sistemlerinde paralel rezonans olduğunda, önemli derecede gerilim distorsiyonu ve aşırı akım meydana gelir. Eşitlik (4.24) paralel rezonans şartı için de geçerlidir.

4.6 Güç Sistem Elemanlarının Harmoniklere Bağlı Modellenmesi

Harmonik içeren güç sistemlerinde yapılacak analizlerde doğrusal ve doğrusal olmayan elemanların temel frekans ve harmonik frekanslarına uygun olarak modellenmesi gerekir. Harmonik çalışmalarında enerji sistemlerindeki elemanların modellenmesi, frekans ve zamana bağlı olmak üzere iki şekilde yapılabilir. Bu çalışmada statik analiz yapıldığından frekansa bağlı modelleme kullanılmıştır. Dengeli sistemlerde tek faz eşdeğerinin göz önüne alınması ve elemanların modellenmesinde pozitif dizi empedans veya admitans değerlerinin kullanılması yeterlidir.

4.6.1 Temel devre elemanlarının modellenmesi

Temel devre elemanları olan direnç, endüktif ve kapasitif reaktans değerleri harmoniklere bağlı olarak değişir. Direnç elemanının değeri deri etkisiyle artmakta, endüktif reaktans frekansla orantılı artarken, kapasitif reaktans ise frekansla orantılı olarak azalmaktadır. Bu çalışmada frekansa bağlı olarak deri etkisi sebebiyle oluşan direnç değişimi ihmal edilmiştir.

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

$$X_L^{(h)} = hX_L^{(1)} \quad (4.25)$$

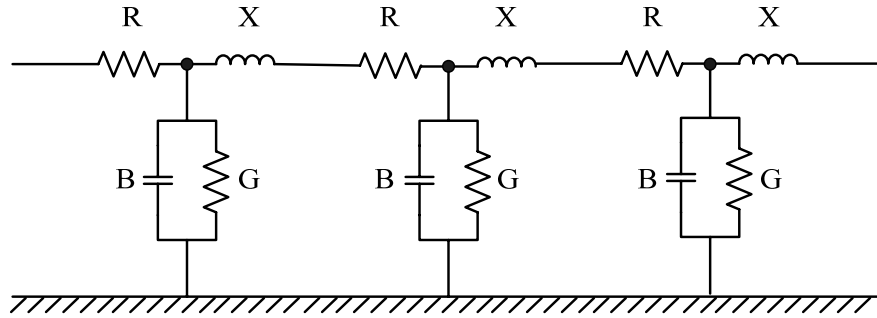
$$X_C^{(h)} = \frac{X_C^{(1)}}{h} \quad (4.26)$$

eşitlikleri ile ifade edilir. Burada bobin endüktansının (L) ve kondansatör kapasitesinin (C) frekans ile değişmediği kabul edilmiştir.

4.6.2 İletim hatlarının modellenmesi

Dengeli sistemlerde iletim hatları, hat karakteristiklerine ait pozitif dizi bileşen değerleri kullanılarak oluşturulan bir fazlı eşdeğer devreler yardımıyla modellenir. Hatların modellenmesinde hattın uzunluğu ve harmonik frekansları dikkate alınır.

En genel halde iletim hattı Şekil 4.4'deki gibi eşdeğer devre ile gösterilebilir.



Şekil 4.4 İletim hattının gerçek eşdeğer devresi

Şekildeki semboller

R : hattın birim uzunluktaki omik direnci

X : hattın birim uzunluktaki seri endüktif reaktansı

G : hattın birim uzunluktaki kaçak geçirgenliği

B : hattın birim uzunluktaki şönt kapasitif süseptansı

ile ifade edilirler. Şekilden görüldüğü gibi hatta ait parametrelerin hat boyunca düzgün bir biçimde dağıldığı kabul edilmektedir (Çakır, 1989)]. Hattın kaçak geçirgenliği G özellikle havai iletim hatlarında ihmal edilmektedir (Stevenson, 1988).

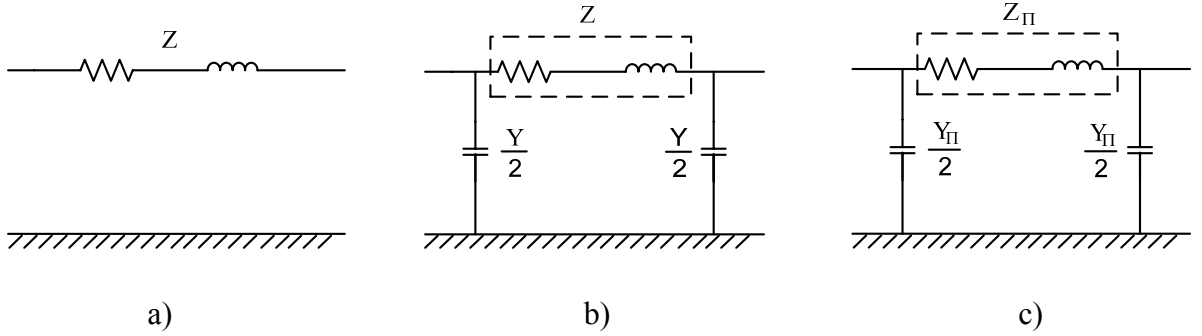
Bilindiği gibi iletim hatları uzunluklarına göre üç grupta incelenir. Hattın uzunluğu ortalama olarak 80 km'den kısa ise hat "kısa iletim hattı" olarak tanımlanır. Hattın eşdeğer kapasitesi çok küçük değerde olduğundan şönt admitans Y ihmal edilebilir. Hat uzunluğu 80 km ile 240 km arasında ise hat genelde nominal Π veya nominal T modelleri ile temsil edilir ve "orta uzunlukta iletim hattı" olarak isimlendirilir. 240 km'den fazla uzunluğa sahip hatlar "uzun iletim hattı" olarak tanımlanır ve bazı durumlarda eşdeğer Π veya eşdeğer T olarak

modellenirler. Tüm bu modellerde hattın direnci (R) ile endüktif reaktansı (X) hattın seri empedansını

$$Z = R + jX \quad (4.27)$$

oluştururlar.

Hattın şönt admitansı ise Y ile ifade edilir. Şekil 4.5’de üç farklı iletim hattı modeli görülmektedir. Şekilde orta uzunluktaki ve uzun iletim hatları için sırasıyla nominal Π ve eşdeğer Π modelleri gösterilmiştir.



Şekil 4.5 İletim hattı modelleri

- a) Kısa iletim hattı modeli
- b) Orta uzunluktaki iletim hattı modeli (Nominal Π modeli)
- c) Uzun iletim hattı modeli (Eşdeğer Π modeli)

Uzun iletim hattının eşdeğer Π modelinde hattın uzunluğu ℓ olmak üzere, hattın karakteristik empedansı Z_C ve yayılma sabiti γ şu şekilde tanımlanır:

$$Z_C = \sqrt{\frac{Z}{Y}} \quad (4.28)$$

$$\gamma = \frac{\sqrt{Z \cdot Y}}{\ell} \quad (4.29)$$

Bu tanımlardan yararlanarak eşdeğer Π modeline ait hattın seri empedansı Z_{Π} ve şönt admitansı Y_{Π} ,

$$Z_{\Pi} = Z_C \cdot \sinh(\gamma \ell) \quad (4.30)$$

$$\frac{Y_{\Pi}}{2} = \frac{1}{Z_c} \tanh\left(\frac{\gamma \ell}{2}\right) \quad (4.31)$$

olarak hesaplanır.

İletim hattına uygulanan gerilim ve/veya hattın çekilen akımın harmonik bileşenler içermesi durumunda hattın modellenmesinde temel frekansın yanı sıra harmonik frekansların da dikkate alınması gerekir. Hattın harmonik frekansındaki direncinin, endüktansının ve kapasitesinin değişmediği kabul edilerek, h. harmonik bileşeni için seri empedans $Z^{(h)}$ ve paralel admitans $Y^{(h)}$,

$$Z^{(h)} = R + jhX^{(1)} \quad (4.32)$$

$$Y^{(h)} = hY^{(1)} \quad (4.33)$$

olarak ifade edilebilir. Burada $X^{(1)}$ ve $Y^{(1)}$ sırasıyla hattın temel frekanstaki seri reaktansı ve paralel admitansdır.

Bu değerler kullanılarak uzun iletim hattındaki h. harmonik bileşene ait karakteristik empedans ve yayılma sabiti,

$$Z_c^{(h)} = \sqrt{\frac{Z^{(h)}}{Y^{(h)}}} \quad (4.34)$$

$$\gamma^{(h)} = \frac{\sqrt{(Z^{(h)} \cdot Y^{(h)})}}{\ell} \quad (4.35)$$

biçiminde tanımlanabilir. Eşdeğer Π modeline ait h. harmonik frekansındaki empedans ve şönt admitans,

$$Z_{\Pi}^{(h)} = Z_c^{(h)} \cdot \sinh(\gamma^{(h)} \ell) \quad (4.36)$$

$$\frac{Y_{\Pi}^{(h)}}{2} = \frac{1}{Z_c^{(h)}} \tanh\left(\frac{\gamma^{(h)} \ell}{2}\right) \quad (4.37)$$

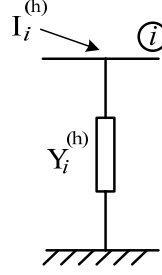
olarak ifade edilir.

Bu çalışmada gerçekleştirilen güç akışı analizinde iletim hattı modeli olarak temel frekans ve harmonik frekansta nominal Π modeli kullanılmıştır.

4.6.3 Paralel elemanların modellenmesi

Güç sistemlerinde genellikle reaktif güç ve gerilim kontrolü için paralel endüktanslar ve kapasitörler kullanılır. Bu elemanlar anma gerilim ve güç değerleri ile tanımlanırlar ve bu değerler kullanılarak faz admitansları hesaplanabilir.

Sistemde harmoniklerin bulunması durumunda paralel elemana ait h . harmonik frekans modeli Şekil 4.6'da görülmektedir.



Şekil 4.6 Paralel elemanın modellenmesi (h . harmonik için)

i . bara ile toprak arasına temel frekanstaki endüktif reaktansı $X_i^{(1)}$ olan reaktör bağlanmış ise, h . harmonik bileşen admitansı

$$Y_i^{(h)} = \frac{1}{h} \left(\frac{1}{X_i^{(1)}} \right) \quad (4.38)$$

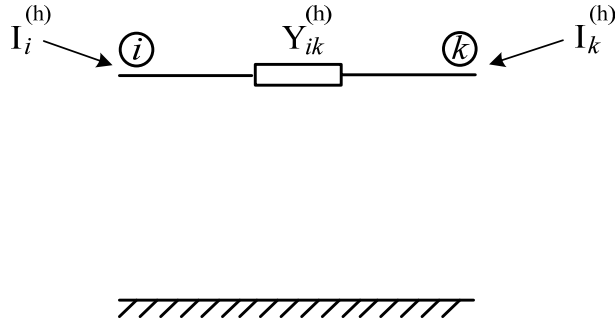
olarak tanımlanır. Şayet paralel eleman kapasite ise h . harmonik frekansındaki admitans

$$Y_i^{(h)} = h \left(\frac{1}{X_i^{(1)}} \right) \quad (4.39)$$

olarak ifade edilebilir.

4.6.4 Seri elemanların modellenmesi

Seri elemanlar genellikle kompanzasyon amacıyla iletim hattının endüktif reaktansına seri bağlanan kapasitörler olabilir. Harmonikli ortamda seri elemana ait h . harmonik modeli Şekil 4.7'de gösterilmiştir.



Şekil 4.7 Seri elemanın modellenmesi (h. harmonik için)

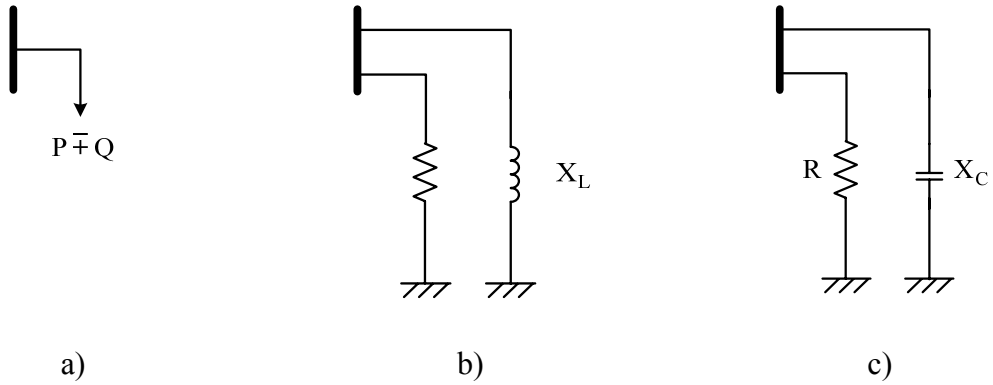
$X_{Cik}^{(1)}$, bara i ve k arasına seri bağlı kapasitenin temel frekanstaki kapasitif reaktansı ifade etmek üzere, h. harmonik admitansı,

$$Y_{ik}^{(h)} = h. \left(\frac{1}{X_{Cik}^{(1)}} \right) \quad (4.40)$$

olarak tanımlanır.

4.6.5 Pasif yüklerin modellenmesi

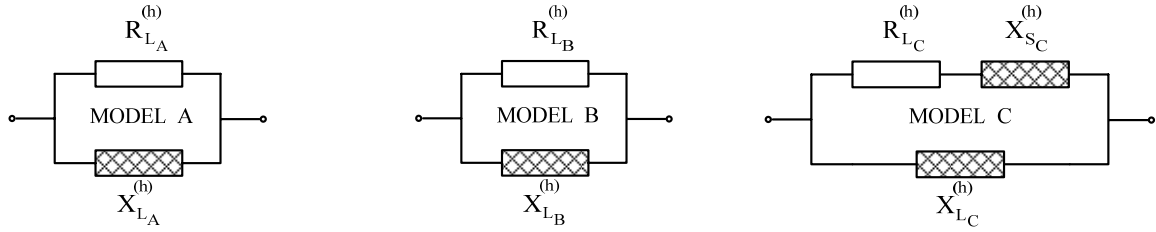
Geleneksel yük akışındaki dengeli doğrusal yükler için çeşitli gösterimler Şekil 8’de verilmiştir. Şekil 4.8 (b) ve 4.8 (c), doğrusal yüke ait reaktif gücün sırasıyla pozitif (endüktif yük) ve negatif (kapasitif yük) değerlerine ait eşdeğer modelleri göstermektedir. Yüke ait R , X_L ve X_C değerleri, temel bileşen için verilen uç gerilim (V), aktif ve reaktif güç değerleri (P,Q) kullanılarak hesaplanabilir.



Şekil 4.8 Doğrusal yük modelleri

Harmonik güç akışı analizinde pasif yüklerin harmonik frekansa bağlı olarak modellenmesi gerekir. Bir fazdaki yük için literatürde verilmiş harmonik bağımlı pasif yük modelleri Şekil

4.9’da görülmektedir. Bu yük modellerindeki direnç ve reaktanslara ait bağıntılar Çizelge 4.2’de verilmiştir. (Yumurtacı, 2000).



Şekil 4.9 Pasif yük modelleri

Çizelge 4.2 Pasif yük modellerine ait 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	$R_{LC}^{(h)} = \frac{V^2}{P_{50}}$	$X_{LC}^{(h)} = h \frac{R_{LC}^{(h)}}{6.7 \left(\frac{Q_{50}}{P_{50}} \right) - 0.74}$ $X_{SC}^{(h)} = 0.073hR_{LC}^{(h)}$

Bağıntılarda;

h : harmonik mertebesi

V : yük uçlarındaki temel frekans faz-nötr gerilimi

P_{50} : 50 Hz temel frekansta yükün bir fazından çekilen aktif güç değeri

Q_{50} : 50 Hz temel frekansta yükün bir fazından çekilen reaktif güç değeri

olarak ifade edilmektedir.

4.7 Harmonik Standartları

Bir güç sistemindeki elemanların harmoniklerden olumsuz şekilde etkilenmesini önlemek veya en aza indirmek, tüketiciye daha kaliteli bir enerji sağlamak için harmoniklerin seviyelerinin belli sınırlar içerisinde tutulması gerekmektedir. Bu amaçla çeşitli ülkeler ve IEEE, IEC gibi uluslararası kuruluşlar kendilerine özgü harmonik standartlar oluşturmuşlardır. Bazı ülkeler tarafından farklı işletme gerilimleri için uygulanan toplam harmonik bozulması sınır değerleri Çizelge 4.3’de verilmiştir (Kocatepe vd., 2003).

Çizelge 4.3. Çeşitli ülkelerdeki harmonik standartlar

Ülke	Gerilim (kV)		THD _V (%)
A.B.D.	Genel	2.4-69	5
		115≤	1.5
	Özel	2.4-69	8
		115≤	1.5
Almanya	Tüm Gerilimler (15. harmoniğe kadar)		10
Avustralya	Dağıtım	33≥	5
	İletim	22,33,66	3
		110≤	1.5
Finlandiya	1		5
	3-20		4
	30-45		3
	110		1.5
Fransa	Tüm Gerilimler		1.6
İngiltere	0.415		5
	6.6-11		4
	33-66		3
	132		1.5
İsveç	0.43/0.25		4
	3.3-24		3
	84≥		1

22.01.2003 tarihinde yürürlüğe giren “Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği”ne göre çeşitli

işletme gerilimleri için gerilim harmoniklerine ait ülkemizde uygulanan standart değerler Çizelge 4.4 ve 4.5’de görülmektedir.

Çizelge 4.4 380 kV iletim sisteminde kabul edilebilir harmonik gerilim seviyeleri

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

Çizelge 4.5. 20 - 154 kV arası iletim sisteminde kabul edilebilir harmonik gerilim seviyeleri

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

Benzer şekilde 10.11.2004 tarihli “Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliği”ne göre yürürlükteki akım harmoniğine ait standartlar Çizelge 4.6’da verilmiştir.

Çizelge 4.6 Kabul edilebilir akım harmonik limitleri

Harmonik Sırası		OG $1 < U_n \leq 34.5$					YG $34.5 < U_n \leq 380$					ÇYG $U_n > 380$				
Grup	No	I_L/I_K					I_L/I_K					I_L/I_K				
		<20	20-50	50-100	100-1000	> 1000	<20	20-50	50-100	100-1000	> 1000	<20	20-50	50-100	100-1000	> 1000
T	3	4	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5	1	1,8	2,5	3	3,8
	5	4	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5	1	1,8	2,5	3	3,8
E	7	4	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5	1	1,8	2,5	3	3,8
	9	4	7	10	12	15	2	3,5	5	6	7,5	1	1,8	2,5	3	3,8
K	11	2	3,5	4,5	5,5	7	1	1,8	2,3	2,8	3,5	0,5	0,9	1,2	1,4	1,8
	13	2	3,5	4,5	5,5	7	1	1,8	2,3	2,8	3,5	0,5	0,9	1,2	1,4	1,8
H	15	2	3,5	4,5	5,5	7	1	1,8	2,3	2,8	3,5	0,5	0,9	1,2	1,4	1,8
	17	1,5	2,5	4	5	6	0,8	1,25	2	2,5	3	0,4	0,6	1	1,25	1,3
A	19	1,5	2,5	4	5	6	0,8	1,25	2	2,5	3	0,4	0,6	1	1,25	1,3
	21	1,5	2,5	4	5	6	0,8	1,25	2	2,5	3	0,4	0,6	1	1,25	1,3
R	23	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25	0,15	0,25	0,4	0,5	0,6
	25	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25	0,15	0,25	0,4	0,5	0,6
M	27	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25	0,15	0,25	0,4	0,5	0,6
	29	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25	0,15	0,25	0,4	0,5	0,6
O	31	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25	0,15	0,25	0,4	0,5	0,6
	33	0,6	1	1,5	2	2,5	0,3	0,5	0,75	1	1,25	0,15	0,25	0,4	0,5	0,6
N	h>33	0,3	0,5	0,7	1	1,4	0,15	0,25	0,35	0,5	0,7	0,75	0,12	0,17	0,25	0,35
Çift harmonikler izleyen tek harmoniğin 0.25 katı ile sınırlıdır.																
TTD		5	8	12	15	20	2,5	4	6	7,5	10	1,3	2	3	3,75	5

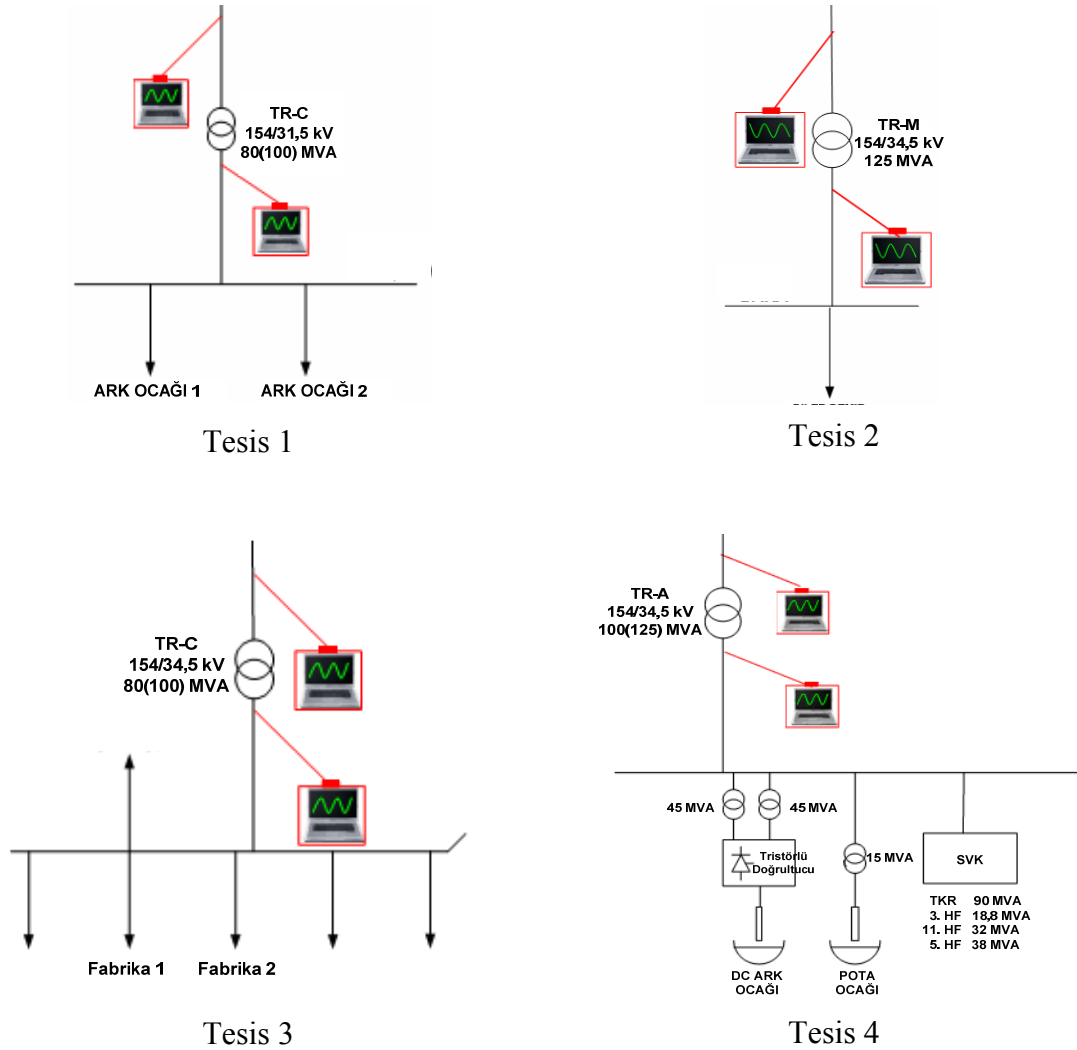
Çizelge 4.6’daki I_K , sistemin ortak bağlantı noktasındaki maksimum kısa devre akımı, I_L ise ortak bağlantı noktasında ölçülen maksimum yük akımıdır.

4.8 Harmoniklerle İlgili Ölçümler

Bilindiği gibi doğrusal olmayan yükler güç kalitesi ile ilgili pek çok soruna neden olmaktadır. Güç sisteminde doğrusal olmayan yüklerin artmasına bağlı olarak, ortaya çıkan en büyük güç kalitesi sorunlarının başında harmonikler gelmektedir. Enerji sistemindeki büyük güçlü

doğrusal olmayan yükler arasında demir-çelik tesisleri ilk sırada yer almaktadır. Demir-çelik tesislerindeki en büyük harmonik kaynağı elektrik ark fırınlarıdır. Ark fırınlarının yapısı gereği çalışma sırasında gerçekleştirilen işlemler düzensizdir ve bu nedenle tesise ait akım-gerilim karakteristiği sabit bir yapıya sahip değildir (Donsion vd , 2007).

Ülkemizde özellikle demir-çelik endüstrisinin gelişmesine bağlı olarak güç sisteminin bu tesislere yakın olan kısımlarında yüksek harmonik bileşenler mevcuttur. TÜBİTAK tarafından desteklenen “Güç Kalitesi Milli Projesi” kapsamında Türkiye’deki enerji iletim sistemine ait (380 kV, 154 kV) pek çok noktada güç kalitesi ölçümleri yapılmıştır.



Şekil 4.10 Ölçümü yapılan demir-çelik tesislerine ait tek hat diyagramları ve ölçüm noktaları

Proje kapsamında ölçümü yapılan Türkiye’nin farklı bölgelerinde demir-çelik tesisine ait hat diyagramları ve ölçüm noktaları Şekil 4.10’da görülmektedir. Tesislere ait kurulu güçler Çizelge 4.7’de verilmiştir.

Çizelge 4.7 Demir-çelik tesislerine ait kurulu güç kapasiteleri

	Tesis 1	Tesis 2	Tesis 3	Tesis 4
Güç(MVA)	100	125	100	125

Akım bileşenlerine ait harmonik standartların belirlenmesindeki en önemli parametre maksimum kısa devre akımının maksimum yük akımına oranıdır (I_K/I_L). Ölçüm yapılan tesislere ait bu oranlar Çizelge 4.8’de verilmiştir.

Çizelge 4.8 Ölçümü yapılan tesislere ait I_K/I_L oranları

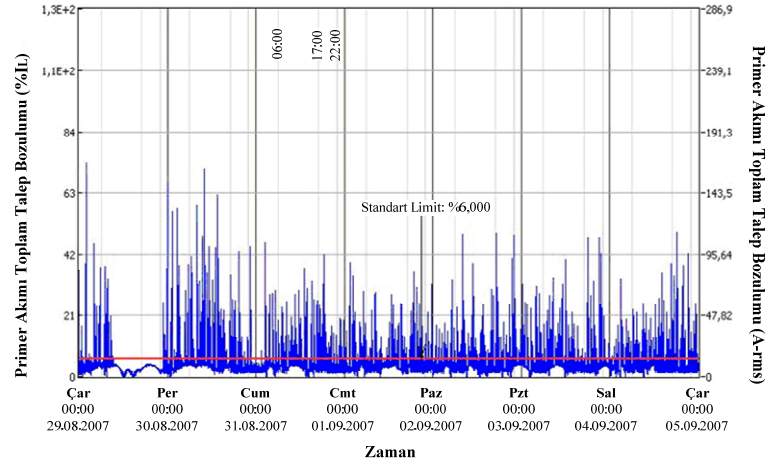
Parametre	Tesis 1		Tesis 2		Tesis 3		Tesis 4	
	Primer	Sekonder	Primer	Sekonder	Primer	Sekonder	Primer	Sekonder
I_K/I_L	51,82	11,99	60	9.3	94,89	5,99	33,945	7,975

IEEE ve IEC standartlarına göre bir hafta süreyle kesintisiz olarak yapılan ölçümler 3200 örnekleme ile gerçekleştirilmiş ve 3 saniye ortalamaları alınarak grafikler elde edilmiştir.

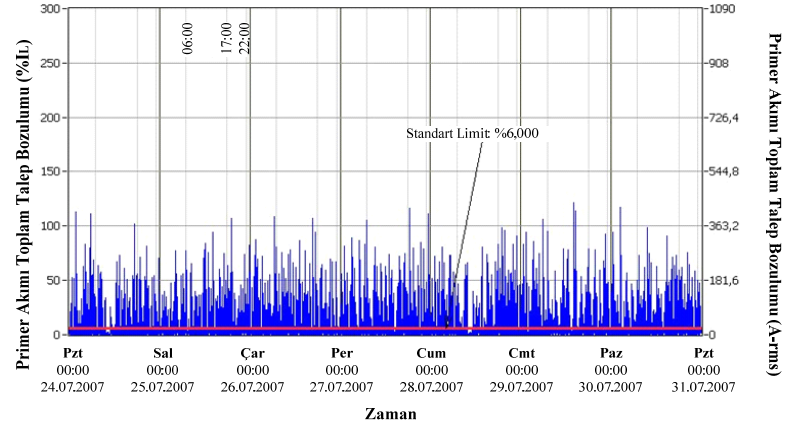
Şekil 4.11 ve Şekil 4.12’de transformatörlerin primer tarafındaki sırasıyla akıma ait TTD ve gerilime ait THD değişimleri görülmektedir.

Şekil 4.11’den görüldüğü gibi ölçüm yapılan tesislerin tümünde trafoların primer tarafına ait TTD değerleri standartta belirtilen sınır değerleri geçmekte, hatta zaman zaman %100’ün üzerinde bozulmaların meydana gelebildiği görülmektedir. Ölçüm yapılan tesislerden sadece birinde THD değerinin standartların üzerinde olduğu, diğerlerinde ise standart değerlerin altında olduğu Şekil 4.12’den görülmektedir.

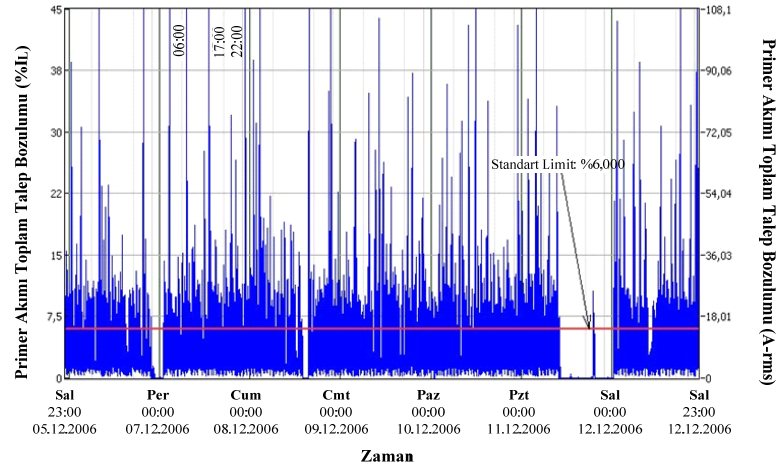
Tesis 1



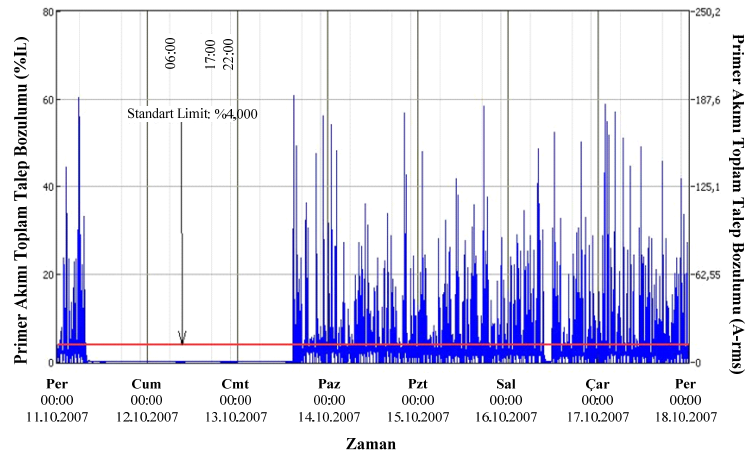
Tesis 2



Tesis 3

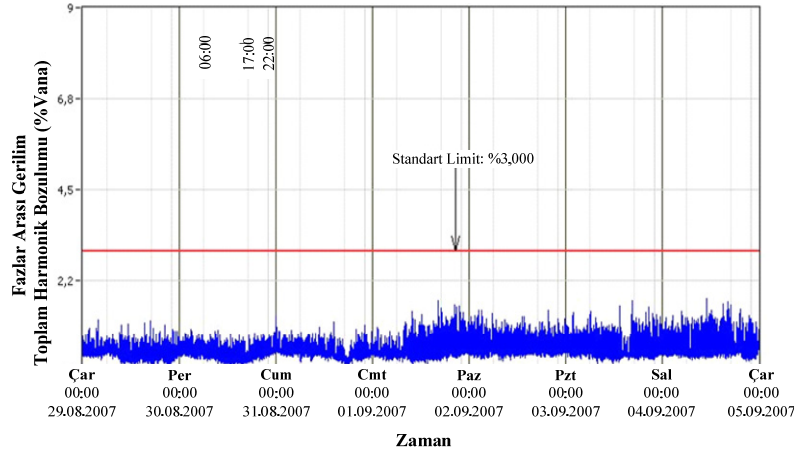


Tesis 4

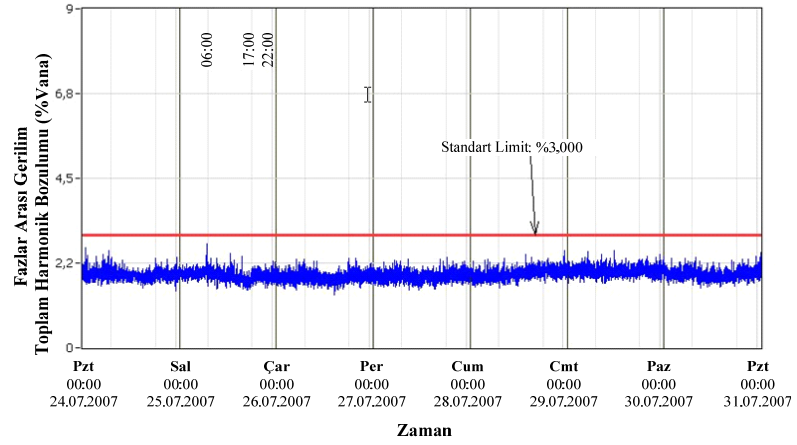


Şekil 4.11 Demir-çelik tesislerine ait primer akım TTD değişimleri

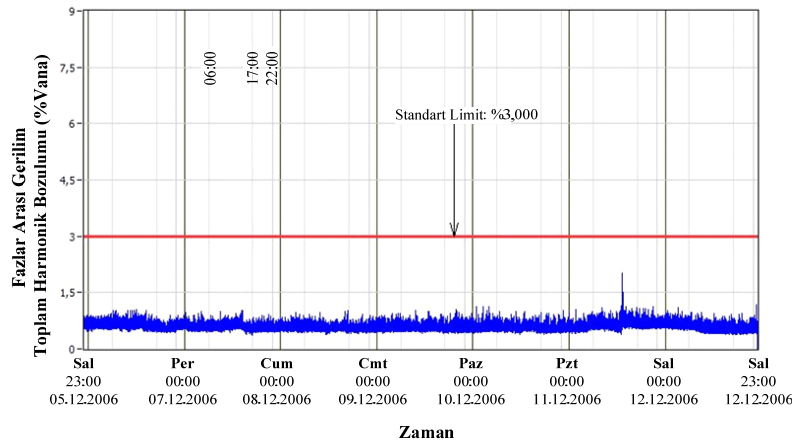
Tesis 1



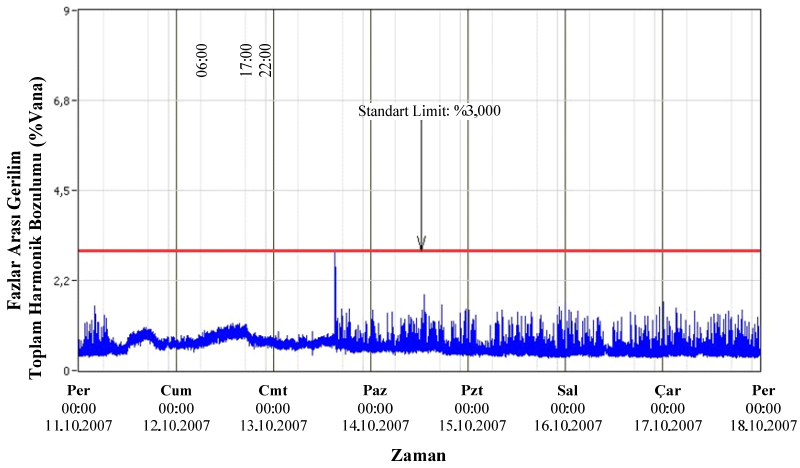
Tesis 2



Tesis 3



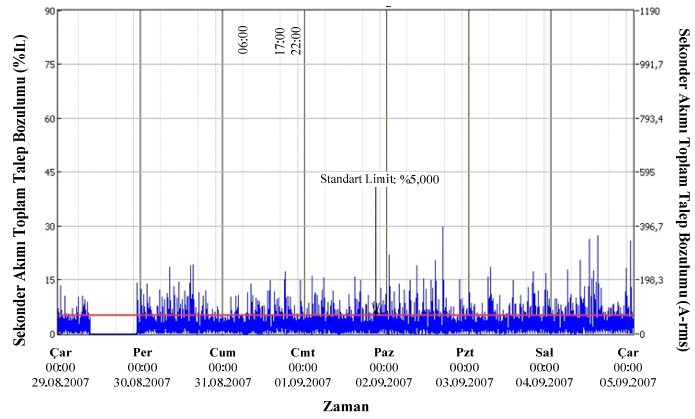
Tesis 4



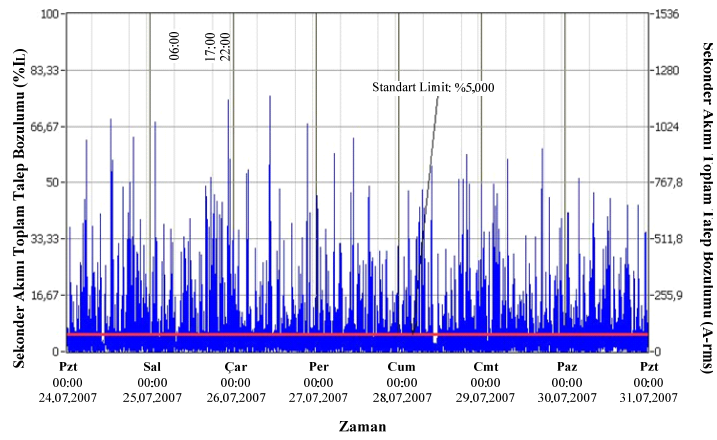
Şekil 4.12 Demir-çelik tesislerine ait primer gerilim THD değişimleri

Şekil 4.13 ve Şekil 4.14’de trafoların sekonder tarafı için elde edilen sırasıyla TTD ve THD değişimleri görülmektedir.

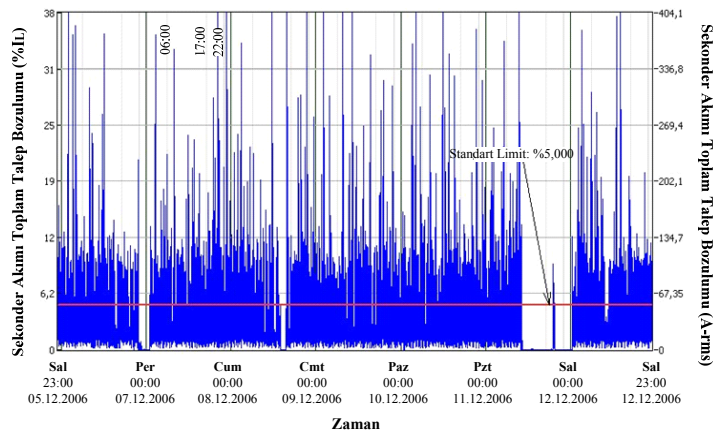
Tesis 1



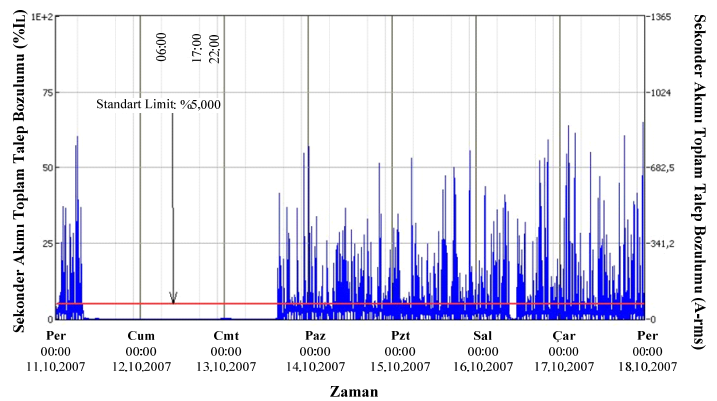
Tesis 2



Tesis 3

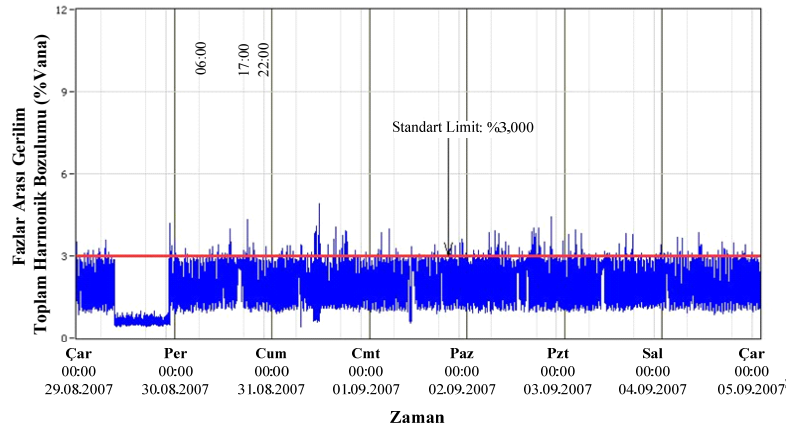


Tesis 4

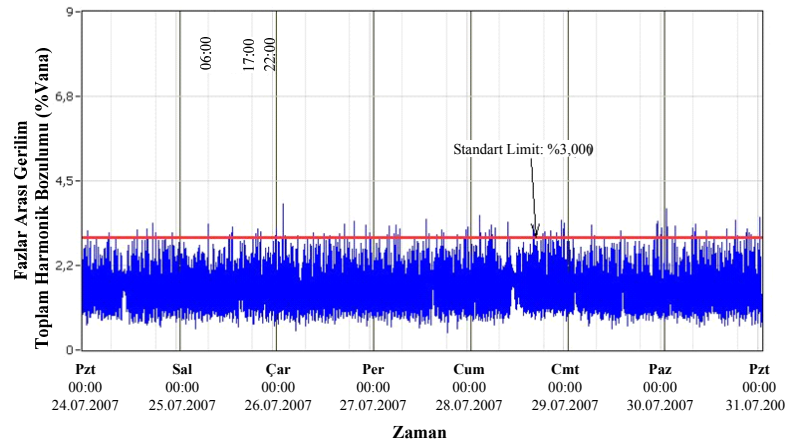


Şekil 4.13 Demir-çelik tesislerine ait sekonder akım TTD değişimleri

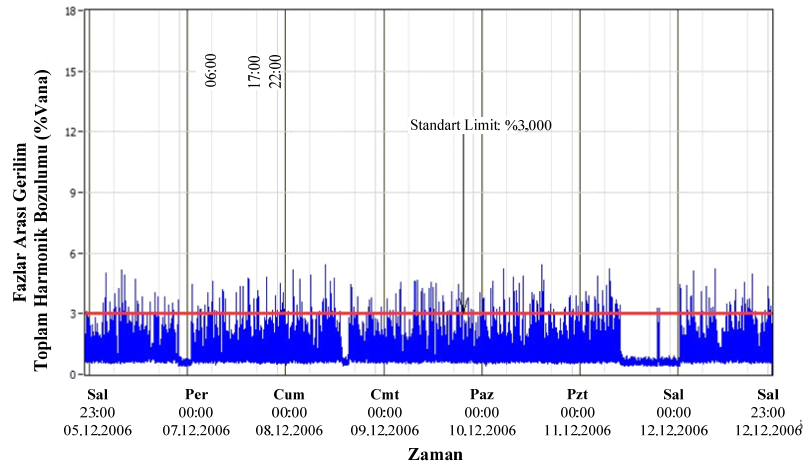
Tesis 1



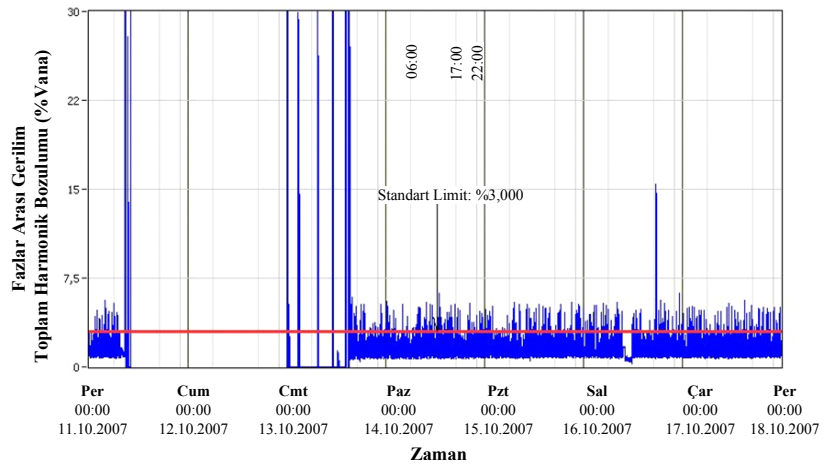
Tesis 2



Tesis 3



Tesis 4



Şekil 4.14 Demir-çelik tesislerine ait sekonder gerilim THD değişimleri

Şekil 4.13'den görüldüğü gibi sekonder tarafa ait akım TTD değerleri tüm demir-çelik tesislerinde standartların çok üzerinde ölçülmüştür. Gerilim THD değerleri tüm tesislerde standartlara çok yakındır ve bazen de Şekil 4.14'de görüldüğü gibi standartların üzerinde değerler almıştır.

Sonuç olarak demir-çelik tesislerinin tünde güç sistemine enjekte edilen harmonik akımlarının çok büyük değerlerde olduğu anlaşılmaktadır. Her ne kadar gerilim harmoniklerine ait THD değerleri standartların üzerinde değilse de, demir-çelik tesislerinin kısa devre gücü yeterince büyük olmayan güç sistemlerine entegre edilmesi veya kapasitelerinin arttırılması durumlarında THD değerleri de standartları aşacaktır. Bu nedenle SVC ve harmonik filtre gibi yöntemler kullanılarak sisteme enjekte edilen akım harmoniklerinin azaltılması yararlı olacaktır.

5. ELEKTRİK GÜÇ SİSTEMLERİNDE GÜÇ AKIŞI

5.1 Giriş

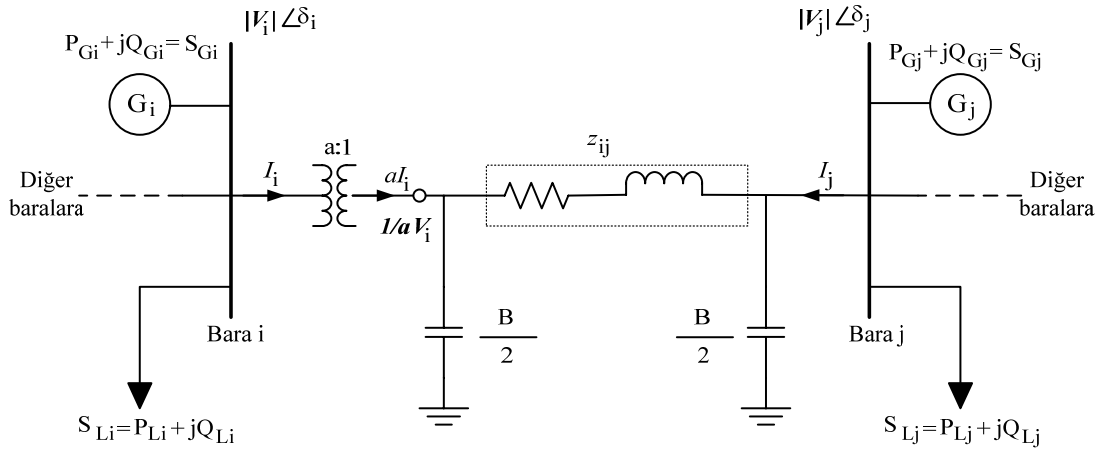
Enerji sisteminin tüm üretim sistemlerindeki ve tüm hatlarındaki güç değerleri ve akım değerlerinin bilinmesi çok önemlidir. Bu bilgilerin elde edilmesi güç akışı analizi ile mümkündür. Bir güç sisteminin, normal şartlarda veya beklenmedik olaylar meydana geldiğinde, aşırı yüklenmeyecek şekilde çalışması arzu edilir. Bir elektrik güç sisteminin amacı, talep edilen enerjiyi kabul edilebilir gerilim ve frekans sınırları içerisinde olmak üzere güvenilir ve ekonomik bir biçimde tüketicilere ulaştırmaktır. Sistemin güvenilir ve ekonomik işletilmesi bakımından gereksinimlerin karşılanması sırasında bazı zorluklar ortaya çıkabilir. Örneğin gerilim değerleri kabul edilebilir sınırlar içerisinde olmayabilir veya bazı hatlar aşırı yüklenebilir ya da generatörlerden birisi kapasitesinin üzerinde yüklenebilir. Bunlar bilindiği takdirde önlemleri derhal alınabilir.

Bir güç sisteminin planlanması ve işletilmesi esnasında ekonomik çalışmanın dikkate alınması da son derece önemlidir.

Bahsedilen konuların ve ortaya çıkan sorunların tümü göz önüne alındığında güç sistemlerine ait büyüklükler arasındaki ilişkinin bilinmesine ihtiyaç vardır. Güç sistemindeki bu ilişkiler “Güç Akış Denklemleri” olarak adlandırılan ifadelerle verilir. Denklemlerin kullanıldığı güç akışı (yük akışı) analizi, sistem planlaması ve işletilmesinde önemli bir konudur. Bu analizde iletim sistemi birbirlerine iletim hatları ile bağlanmış baralar veya düğümler biçiminde modellenir. Sistemin çeşitli noktalarına bağlanmış generatör ve yükler sisteme güç enjekte ederler ve sistemden güç çekerler. Güç akışı çalışmalarında göz önüne alınan model iletim sisteminin sürekli hal güç ve gerilim değerlerini bulmak için uygundur.

5.2 Güç Akışı Denklemleri

Güç akış probleminde tüm hatların eşdeğer devresi ile transformatörlerin eşdeğer devresi bulunmaktadır. Şekil 5.1’de böyle bir sistemin gösterimi yer almaktadır. Güç akışını tam anlamıyla ifade edebilmek için baralardaki birçok değişkenin bilinmesi gerekir. Bu değişkenler şekilde görülmektedir (Alsaffar, 2005).



Şekil 5.1 Bara değişkenleri

Şekilde görülen değişkenlere ait tanımlar şöyledir.

$|V_i|$: i barasındaki gerilimin genliği

θ_i : i barasındaki gerilimin faz açısı

I_i : i barasından akan akım

I_j : j barasından akan akım

G_i : i barasındaki generatör

S_{Gi} : i barasındaki generatörün kompleks gücü

P_{Gi} : generatörün aktif gücü

Q_{Gi} : generatörün reaktif gücü

S_{Li} : i barasındaki yükün kompleks gücü

P_{Li} : yükün aktif gücü

Q_{Li} : yükün reaktif gücü

z_{ij} : hattın empedansı

B : hattın şönt süseptansı

a : normalize edilmiş transformatör dönüştürme oranı

Şekilden görüldüğü gibi her bir bara temel olarak dört elektriksel büyüklük ile karakterize

edilir. Bunlar, bara geriliminin genliği ($|V_i|$) ve açısı (θ), aktif güç (P_i) ve reaktif güç (Q_i) değerleridir. Güç akışı probleminin amacı sadece ikisi bilinen bu dört büyüklükten geri kalan ikisini bulmaktır. Problemi daha iyi anlamak ve çözümü kolaylaştırmak için baralar üç farklı gruba ayrılmıştır.

Gerilim Kontrollü Baralar : Baradan enjekte edilen toplam aktif güç P_i belirtilmiştir ve gerilimin genliği $|V_i|$ belirlenen değerde tutulmaktadır. Bu baralar generatör baraları veya PV baraları olarak da adlandırılırlar.

Gerilim Kontrollü Olmayan Baralar : Bu baralardan enjekte edilen aktif güç P_i ve reaktif güç Q_i önceden bilinmektedir. Bu baralar yük baraları veya PQ baraları olarak da isimlendirilir.

Salınım Barası : Bu özel bir generatör barasıdır. Bu baranın gerilim ve açısı referans seçilir. Sistemdeki güç dengesi bilinmediğinden aktif güç daha önceden belirtilmez.

Salınım barası güç akış denklemlerine ait çözümün var olması için gereklidir. Çünkü bütün baralardaki enjekte edilen güçler belirtilmiş olsaydı güç akış probleminin çözümü olmayabilirdi. Zira yüklerin ve sistemde meydana gelen kayıpların toplamının daha önceden belirlenmiş güçlerin toplamına eşit olması durumu her zaman için mümkün değildir. Salınım barası için bilinmeyenler aktif güç P_{GI} ve reaktif güç Q_{GI} parametreleridir.

Yukarıda belirtilen bara gruplarını sınıflarına göre numaralandırmak denklemlerin organizasyonu ve çözülmesinde kolaylıklar sağlamaktadır. Bu nedenle bir numara salınım barası olmak üzere sırasıyla generatör ve yük baraları numaralandırılırlar. Çizelge 5.1’de güç akış denklemlerindeki baralar ve bunlara ait bilgiler topluca görülmektedir.

Çizelge 5.1 Güç akışı probleminde her bir baradaki bilinmeyen ve denklem sayıları

Bara Tipi	Bilinen Büyüklükler	Bilinmeyen Büyüklükler	Bara Sayısı	Denklemler
Yük Barası (PQ Barası)	$P_i \quad Q_i$	$ V_i \quad \delta_i$	N_L	ΔP_i ve ΔQ_i için hata denklemleri
Gerilim Kontrollü Bara (PV Barası)	$P_i \quad V_i $	$Q_i \quad \delta_i$	N_G	ΔP_i için hata denklemleri
Salınım Barası	$ V_i \quad \delta_i$	-	1	-

Bara gerilimleri ve akımları arasındaki matematiksel ilişki çevre veya düğüm denklemleri ile

ifade edilebilir. Bağımsız denklem sayısı daha az olduğundan genelde düğüm denklemleri tercih edilir. Düğüm denklemlerine göre akım ile gerilim arasındaki ilişki aşağıdaki biçimde ifade edilebilir.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_1 \\ \mathbf{I}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{11} & \mathbf{Y}_{12} & \cdots & \mathbf{Y}_{1n} \\ \mathbf{Y}_{21} & \mathbf{Y}_{22} & \cdots & \mathbf{Y}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{Y}_{n1} & \mathbf{Y}_{n2} & \cdots & \mathbf{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_1 \\ \mathbf{V}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{V}_n \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

$$[\mathbf{I}] = [\mathbf{Y}_{\text{bara}}][\mathbf{V}] \quad (5.2)$$

burada,

n : sistemdeki toplam düğüm (bara) sayısı

$\mathbf{Y}_{ii}$: i . düğümün admitans fazörü

$\mathbf{Y}_{ij}$: i ve j düğümleri arasındaki karşılıklı admitans fazörü

$\mathbf{V}_i$: i . düğüm ile toprak arasındaki gerilim fazörü

$\mathbf{I}_i$: i . düğümden şebekeye doğru akan akım fazörü

olarak nitelendirilir.

$\mathbf{Y}_{\text{bara}}$ matrisindeki i . düğümün admitansı $\mathbf{Y}_{ii}$ ve o düğüme bağlı admitanslarının toplamı, i ile j düğümleri arasındaki karşılıklı admitans $\mathbf{Y}_{ij}$ ise iki düğüm arasındaki admitansların toplamının ters işaretlisi olarak hesaplanır. Genel olarak iki düğüm arasındaki admitans fazörü şöyle ifade edilir.

$$\mathbf{Y}_{ij} = |\mathbf{Y}_{ij}| \angle \delta_{ij} \quad (5.3)$$

Herhangi bir k barasındaki akım aşağıdaki toplam ile bulunabilir.

$$\mathbf{I}_k = \mathbf{Y}_{k1} \mathbf{V}_1 + \mathbf{Y}_{k2} \mathbf{V}_2 + \dots + \mathbf{Y}_{kn} \mathbf{V}_n = \sum_{m=1}^n \mathbf{Y}_{km} \mathbf{V}_m \quad (5.4)$$

Bu akım baradan enjekte edilen güçlere göre şöyle ifade edilebilir.

$$\mathbf{I}_k = \frac{P_k - jQ_k}{\mathbf{V}_k^*} \quad (5.5)$$

Yük baraları için P_k ve Q_k değerleri, generatör baraları için ise P_k ve V_k değerleri önceden belirlidir.

(5.4)'deki akım ifadesi (5.5)'de kullanılırsa, k barasından enjekte edilen güçler şöyle yazılabilir.

$$P_k - jQ_k = V_k^* I_k = V_k \sum_{m=1}^n Y_{km} V_m = S \quad (5.6)$$

Fazörel büyüklükler kutupsal formda yazılırsa,

$$P_k - jQ_k = \sum_{m=1}^n |Y_{km} V_m V_k| \angle \delta_{km} + \theta_m - \theta_k \quad (5.7)$$

olarak elde edilir ve bu ifade reel ve imajiner kısımlara ayrıldığında aşağıdaki güç eşitlikleri elde edilir.

$$P_k = \sum_{m=1}^n |Y_{km} V_m V_k| \cos(\delta_{km} + \theta_m - \theta_k) \quad (5.8)$$

$$Q_k = \sum_{m=1}^n |Y_{km} V_m V_k| \sin(\delta_{km} + \theta_m - \theta_k) \quad (5.9)$$

Bu eşitlikler güç akışı çalışmasının temelini oluşturmaktadır.

5.3 Güç Akış Denklemlerinin Çözüm Yöntemleri

Güç akış denklemleri doğrusal olmayan denklemler olup çözüm için iteratif nümerik yöntemler kullanılabilir. Bu yöntemlerden en çok kullanılan iki tanesi açıklanacaktır.

5.3.1 Gauss-Seidel yöntemi

Bu model Alman matematikçi Seidel tarafından 1874 yılında önerilen iteratif yaklaşıma dayanmaktadır. Bu metodu güç akış metoduna uygulamak için, eşitlik (5.3) ve (5.4)'den yararlanarak k . baradaki akım aşağıdaki biçimde ifade edilebilir:

$$\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} = Y_{kk} V_k + \sum_{\substack{i=1 \\ j \neq k}}^n Y_{ki} V_i \quad (5.10)$$

k . bara gerilimi

$$\mathbf{V}_k^{(n+1)} = \frac{\mathbf{P}_k - j\mathbf{Q}_k}{\mathbf{Y}_{kk} \mathbf{V}_k^{*(n)}} - \frac{1}{\mathbf{Y}_{kk}} \sum_{\substack{i=1 \\ j \neq k}}^n \mathbf{Y}_{ki} \mathbf{V}_i^{(n)} \quad (5.11)$$

olarak yazılabilir. Burada n iterasyon numarasını ifade etmektedir. İteratif yöntemle çözüm yapılacağı zaman bir başlangıç değeri belirlenir ve bu şekilde bilinmeyene ait bir sonraki değer bulunmuş olur. Örneğin k . bara PQ barası ise $\mathbf{P}_k$ ve $\mathbf{Q}_k$ değerleri biliniyordur. Bu durumda eşitlik (5.10)'da sadece gerilimler bilinmiyordur. İlk değerler yardımıyla gerilime ait sonraki değer bulunur. Önceki ve sonraki değerler arasındaki fark belirli bir tolerans değerinden küçük olana kadar bulunan değerler bir sonraki iterasyonda başlangıç değeri olarak kabul edilir ve çözüme devam edilir.

Sistemde PV barası olduğunda $\mathbf{Q}_k$ değeri bilinmediğinden bu büyüklüğün de hesaplanması gerekir. k barasındaki reaktif güç

$$\mathbf{Q}_k^{(n+1)} = -\text{Im}\{\mathbf{V}_k^{*(n)}[\mathbf{V}_k^{(n)}\mathbf{Y}_{kk} + \sum_{\substack{i=1 \\ j \neq k}}^n \mathbf{Y}_{ki} \mathbf{V}_i^{(n)}]\} \quad (5.12)$$

olarak ifade edilebilir. PV barası söz konusu olduğunda öncelikle (5.11)'e göre reaktif gücün hesaplanması ve bulunan değer (5.10)'da yerine konularak gerilim değerinin bulunması gerekir. Ancak dikkat edilecek bir nokta PV barasında gerilimin mutlak değerinin belli olmasından dolayı, gerilime ait reel bileşenin imajiner bileşen cinsinden yazılmasıdır.

$$e_k^{(n+1)} = \sqrt{|\mathbf{V}_k|^2 - (f_k^{(n+1)})^2} \quad (5.13)$$

Burada $e_k^{(n+1)}$ ve $f_k^{(n+1)}$ ifadeleri iteratif hesaplamadaki $\mathbf{V}_k^{(n+1)}$ geriliminin sırasıyla reel ve imajiner bileşenleridir.

5.3.2 Newton-Raphson yöntemi

Doğrusal olmayan bir denklem takımını çözmek için kullanılan en yaygın yöntemlerden birisidir. Bu yöntem bazen Newton Metodu da denir. Ancak bu metodu şu an yaygın formu ile yazan kişi olan J. Raphson'dan sonra "Newton-Raphson Yöntemi" olarak ifade edilmiştir.

n bilinmeyenli doğrusal olmayan n denklem aşağıdaki gibi ifade edilebilir.

$$\left. \begin{aligned} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= b_1 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) &= b_2 \\ &\dots\dots\dots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) &= b_n \end{aligned} \right\} \quad (5.14)$$

Şayet iterasyon başlangıç değerleri $x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0$ ve eşitliklerini tam olarak sağlayacak x değerleri ile olan farklar $\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n$ ise doğrusal olmayan denklem takımı şu şekilde yazılabilir.

$$\left. \begin{aligned} f_1(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_n^0 + \Delta x_n) &= b_1 \\ f_2(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_n^0 + \Delta x_n) &= b_2 \\ &\dots\dots\dots \\ f_n(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_n^0 + \Delta x_n) &= b_n \end{aligned} \right\} \quad (5.15)$$

Yukarıdaki eşitliklerden her birisi Taylor serisine açılabilir. i . denklemin açılmış hali şöyledir.

$$\begin{aligned} f_i(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_n^0 + \Delta x_n) &= f_i(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \\ &+ \left(\frac{\partial f_i}{\partial x_1} \right)_0 \Delta x_1 + \left(\frac{\partial f_i}{\partial x_2} \right)_0 \Delta x_2 + \dots\dots\dots + \left(\frac{\partial f_i}{\partial x_n} \right)_0 \Delta x_n + \text{yüksek mertebeden} \\ &\text{terimler} = b_i \end{aligned} \quad (5.16)$$

Başlangıç değerleri çözüme yakınsa yüksek dereceden terimler ihmal edilebilir. Bu durumda matris formundaki doğrusal denklem takımı şöyledir.

$$\begin{bmatrix} b_1 - f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ b_2 - f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ b_n - f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right)_0 & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right)_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n} \right)_0 \\ \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_1} \right)_0 & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_2} \right)_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_n} \right)_0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1} \right)_0 & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_2} \right)_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n} \right)_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} \quad (5.17)$$

$$\Delta \mathbf{f} = \mathbf{J} \Delta \mathbf{x} \quad (5.18)$$

burada $\mathbf{J}$ matrisi “Jakobyen Matrisi” olarak bilinir. (5.17) ve (5.18) eşitlikleri $\Delta \mathbf{f}$ hataları ile $\Delta \mathbf{x}$ farkları arasında doğrusallaştırılmış bir matematiksel ilişkiyi sağlamaktadır. Uygun bir yöntemle Δx için çözüm elde edilebilir. x değişkeni için iterasyondaki yeni değer

$$x_i^1 = x_i^0 + \Delta x_i \quad (5.19)$$

elde edilir.

(5.21) ve (5.22) yazılırken tüm baraların PQ baraları olduğu kabul edilmiştir. Ancak gerçek sistemde PV baraları bulunduğunda, V değeri sabit olduğundan ve sadece P gücü belirtildiğinden baraya ait ΔQ ve ΔV terimleri ortadan kalkacaktır.

Örneğin n baralı bir güç sisteminde salınım barası dahil m adet PV barası olduğunu kabul edersek 1 nolu bara salınım barası olmak üzere (5.21) ve (5.22)'deki vektörler,

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} P_2 \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} \quad \mathbf{Q} = \begin{bmatrix} Q_{m+1} \\ \vdots \\ Q_n \end{bmatrix} \quad \mathbf{V} = \begin{bmatrix} V_{m+1} \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad \boldsymbol{\theta} = \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix}$$

olarak yazılabilirler.

5.4 Doğrusal Olmayan Yükler İçeren Sistemlerde Harmonik Güç Akış Denklemleri

Gelişen teknolojiye ve özellikle güç elektroniği alanındaki gelişmelere paralel olarak elektrik güç sistemlerinde harmonik etkinliği önemli ölçüde artmıştır. Harmonik analiz çalışmaları, güç sisteminin tasarım ve işletme aşamasında oldukça önemlidir. Bir güç sisteminin çeşitli noktalarındaki akım ve gerilimlerde meydana gelen harmonik bozulmayı ölçmek, tehlikeli sonuçlara yol açabilecek rezonans şartlarının gerçekleşip gerçekleşmediğini belirlemek, tasarlanacak harmonik filtre için gerekli verileri elde etmek amacıyla harmonik analizi yapılmaktadır (Uzunoğlu, 2000).

Harmonik analizin temelini oluşturan harmonik güç akışı ile ilgili ilk çalışmalar 1980'li yıllarda gerçekleştirilmiştir. Xia ve Heydt dengeli şebekelerdeki altı fazlı hat komütasyonlu dönüştürücülere uyarlamak için Newton-Raphson güç akış algoritmasını yeniden düzenlenmişlerdir. Bu algoritma gerçek anlamdaki ilk harmonik güç akışıdır (Grady, 1983).

Harmonik güç akışında gerilimler ve akımlar Fourier Serilerine açılarak ifade edilirler. Daha sistematik olması ve kolaylık sağlaması açısından sistemdeki tüm baralar aşağıdaki biçimde sınıflandırılabilir (Grady, 1983).

- Doğrusal olmayan herhangi bir yükün bulunmadığı standart aktif ve reaktif güç baraları (PQ) doğrusal bara olarak tanımlanır. Temel frekanslı gerilim kontrollü baralar (PV) ve salınım barası da doğrusal bara olarak kabul edilir.
- Doğrusal olmayan yük veya güç sistem elemanlarının bağlandığı baralar doğrusal olmayan bara olarak adlandırılır.

Newton-Raphson metodunu harmonik güç akışına uygulamak için, her bilinmeyene karşılık

bağımsız bir denklem olmalıdır. 1 nolu bara salınım barası olmak üzere toplam n baradan oluşan bir güç sisteminde 2 ile $(m-1)$ arasındaki baralar doğrusal ve m ile n arasındaki baralar ise doğrusal olmayan baralar olsun. Yalnızca bir generatörden oluşan bir güç sisteminde K incelenecek harmonik bileşen sayısını (temel bileşen hariç) göstermek üzere bilinmeyen ve denklem sayıları aşağıdaki gibidir (Grady, 1983).

Bilinmeyenler

Adet

Tüm baralardaki temel frekans bara gerilimi genlik ve faz açısı değerleri (salınım barası hariç)	2(n-1)
Salınım barasındaki temel frekans aktif ve reaktif güç değerleri	2
Tüm baralardaki harmonik bara gerilimi genlik ve faz açısı değerleri (salınım barası dahil)	2nK
Doğrusal olmayan baralara ait tanımlayıcı parametreler (α, β)	2(n-m+1)
	2n(K+1)+2(n-m+1)

Tanımlayıcı parametreler α ve β doğrusal olmayan elemanı karakterize eden parametrelerdir. Örneğin tristörlü bir dönüştürücüye ait tetikleme açısı ve komütasyon açısı olabilir.

Denklemler

Adet

Tüm baralardaki aktif ve reaktif güç hataları (salınım barası hariç)	2(n-1)
Salınım barasına ait temel frekans gerilimi genlik ve açısı	2
Tüm baralardaki aktif ve reaktif akım hataları (salınım barası dahil)	2nK
Doğrusal olmayan baralardaki temel frekans aktif ve reaktif akım hataları	2(n-m+1)
	2n(K+1)+2(n-m+1)

Harmonik güç akışında şebeke gerilimleri ve akımları Fourier serileri ile ifade edilirler ve bara değişken vektörü

$$\mathbf{X} = [\theta_2^{(1)}, \dots, \theta_n^{(1)}, V_2^{(1)}, \dots, V_n^{(1)}, \theta_1^{(2)}, \dots, \theta_n^{(2)}, V_1^{(2)}, \dots, V_n^{(2)}, \dots, \theta_1^{(L)}, \dots, \theta_n^{(L)}, V_1^{(L)}, \dots, V_n^{(L)}, \alpha_m, \beta_m, \dots, \alpha_n, \beta_n]^T \quad (5.23)$$

$$\mathbf{X} = [\mathbf{V}^{(1)}, \mathbf{V}^{(2)}, \dots, \mathbf{V}^{(L)}, \boldsymbol{\Phi}]^T \quad (5.24)$$

ile tanımlanır. Bu eşitliklerde L en büyük harmonik bileşen olmak üzere üst indisler harmonik

derecelerini göstermektedir. Salınım barasına ait temel frekans geriliminin genliği ve açısı bilindiğinden, değişken vektöründe yer almamaktadır.

Harmonik güç akışı için hata vektörü,

$$\Delta \mathbf{M} = [\Delta \mathbf{W}, \Delta \mathbf{I}^{(2)}, \dots, \Delta \mathbf{I}^{(L)}, \Delta \mathbf{I}^{(1)}]^T \quad (5.25)$$

olarak tanımlanır. Burada $\Delta \mathbf{W}$ güç hata vektörünü, $\Delta \mathbf{I}^{(1)}$ temel frekanstaki akım hata vektörünü ve $\Delta \mathbf{I}^{(h)}$ h. harmonik bileşene ait akım hata vektörünü belirtmektedir.

(5.25)'deki $\Delta \mathbf{W}$ güç hata vektörü,

$$\Delta \mathbf{W} = [\Delta P_2, \dots, \Delta P_{m-1}, \Delta P_m^{\text{nonlin}}, \dots, \Delta P_n^{\text{nonlin}}, \Delta Q_2, \dots, \Delta Q_{m-1}, \Delta Q_m^{\text{nonlin}}, \dots, \Delta Q_n^{\text{nonlin}}]^T \quad (5.26)$$

olarak yazılabilir. Burada $j \in \{2, 3, \dots, m-1\}$ olmak üzere ΔP_j ve ΔQ_j doğrusal baralar için sırasıyla aktif ve reaktif güç hata denklemlerini ifade etmektedir.

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_j &= (P_j)_{\text{SP}} + F_{r,j}^{(1)} \\ \Delta Q_j &= (Q_j)_{\text{SP}} + F_{i,j}^{(1)} \end{aligned} \right\} \quad (5.27)$$

Bu eşitliklerde $(P_j)_{\text{SP}}$ ve $(Q_j)_{\text{SP}}$ j . barasındaki yük için verilen aktif ve reaktif güç değerleri, $F_{r,j}^{(1)}$ ve $F_{i,j}^{(1)}$ ise j . barasına bağlı hatların temel frekanstaki sırasıyla aktif ve reaktif güç toplamlarıdır.

(5.26)'daki $\Delta P_k^{\text{nonlin}}$ ve $\Delta Q_k^{\text{nonlin}}$ $k \in \{m, m+1, \dots, n\}$ olmak üzere doğrusal olmayan baralardaki aktif ve reaktif güç hata denklemlerini belirtmektedir.

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_k^{\text{nonlin}} &= (P_k)_{\text{SP}} + \sum_{h=1}^L F_{r,k}^{(h)} \\ \Delta Q_k^{\text{nonlin}} &= (Q_k)_{\text{SP}} + \sum_{h=1}^L F_{i,k}^{(h)} \end{aligned} \right\} \quad (5.28)$$

Eşitliklerdeki $F_{r,k}^{(h)}$ ve $F_{i,k}^{(h)}$ h. harmonik mertebesini göstermek üzere k . baraya bağlı hatların harmonik frekansındaki aktif ve reaktif güç toplamlarıdır.

$$F_{r,k}^{(h)} = V_k^{(h)} \sum_{j=1}^n Y_{jk}^{(h)} V_j^{(h)} \cos(\theta_k^{(h)} - \delta_{jk}^{(h)} - \theta_j^{(h)}) \quad (5.29)$$

$$F_{i,k}^{(h)} = V_k^{(h)} \sum_{j=1}^n Y_{jk}^{(h)} V_j^{(h)} \sin(\theta_k^{(h)} - \delta_{jk}^{(h)} - \theta_j^{(h)}) \quad (5.30)$$

Bu eşitliklerdeki h üst indisi gerilim veya bara admitans matrisi elemanlarının h . harmonik frekansındaki (temel bileşen dahil) değerlerini belirtmek için kullanılmıştır.

Eşitlik 5.25'deki hata vektöründe yer alan $\Delta \mathbf{I}^{(1)}$ ve $\Delta \mathbf{I}^{(h)}$ akım hata vektörleri

$$\Delta \mathbf{I}^{(1)} = [I_{r,m}^{(1)} + g_{r,m}^{(1)}, I_{i,m}^{(1)} + g_{i,m}^{(1)}, \dots, I_{r,n}^{(1)} + g_{r,n}^{(1)}, I_{i,n}^{(1)} + g_{i,n}^{(1)}]^T \quad (5.31)$$

$$\Delta \mathbf{I}^{(h)} = [I_{r,1}^{(h)} + g_{r,1}^{(h)}, I_{i,1}^{(h)} + g_{i,1}^{(h)}, \dots, I_{r,m}^{(h)} + g_{r,m}^{(h)}, I_{i,m}^{(h)} + g_{i,m}^{(h)}, \dots, I_{r,n}^{(h)} + g_{r,n}^{(h)}, I_{i,n}^{(h)} + g_{i,n}^{(h)}]^T \quad (5.32)$$

eşitlikleri ile hesaplanabilirler. Bu eşitliklerde $k \in \{m, m+1, \dots, n\}$ olmak üzere $I_{r,k}^{(1)}$ ve $I_{i,k}^{(1)}$ k . doğrusal olmayan baradaki sırasıyla temel frekans gerçek ve imajiner hat akımların toplamını, $g_{r,k}^{(1)}$ ve $g_{i,k}^{(1)}$ ise aynı baraya enjekte edilen temel frekans gerçek ve imajiner harmonik yük akımlarını temsil etmektedir.

Eşitlik (5.31) ve (5.32)'deki baraya enjekte edilen akımlar $g_{r,k}$ ve $g_{i,k}$ bara denklemlerinin fonksiyonu olarak tanımlanırlar. Ancak doğrusal baralarda harmonik akımı enjekte edilecek herhangi bir doğrusal olmayan eleman olmadığından h . harmonik için ($h \neq 1$) bu baralara ait doğrusal olmayan yük akımları sıfırdır.

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

Bara değişken vektöründeki bilinmeyenleri bulmak için Jakobyen matrisi (J) ve uygun düzeltme terimleri, $\Delta x^{(l)} = x^{(l)} - x^{(l-1)}$ (l : iterasyon sayısı), kullanılarak $\Delta \mathbf{M}$ hata vektörünü sıfıra götürecek şekilde Newton-Raphson yöntemi uygulanabilir.

$$\Delta \mathbf{M} = \mathbf{J} \Delta \mathbf{X} \quad (5.33)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{W} \\ \Delta \mathbf{I}^{(2)} \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{I}^{(L)} \\ \Delta \mathbf{I}^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J^{(1)} & J^{(2)} & \dots & J^{(L)} & \mathbf{0} \\ TG^{(2,1)} & TG^{(2,2)} & \dots & TG^{(2,L)} & H^{(2)} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ TG^{(L,1)} & TG^{(L,2)} & \dots & TG^{(L,L)} & H^{(L)} \\ TG^{(1,1)} & TG^{(1,2)} & \dots & TG^{(1,L)} & H^{(1)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{V}^{(1)} \\ \Delta \mathbf{V}^{(2)} \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{V}^{(L)} \\ \Delta \Phi \end{bmatrix} \quad (5.34)$$

Düzeltilme vektörü ise

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{V}^{(1)} \\ \Delta \mathbf{V}^{(2)} \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{V}^{(L)} \\ \Delta \Phi \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}^{(1)} & \mathbf{J}^{(2)} & \dots & \mathbf{J}^{(L)} & \mathbf{0} \\ \text{TG}^{(2,1)} & \text{TG}^{(2,2)} & \dots & \text{TG}^{(2,L)} & \mathbf{H}^{(2)} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \text{TG}^{(L,1)} & \text{TG}^{(L,2)} & \dots & \text{TG}^{(L,L)} & \mathbf{H}^{(L)} \\ \text{TG}^{(1,1)} & \text{TG}^{(1,2)} & \dots & \text{TG}^{(1,L)} & \mathbf{H}^{(1)} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{W} \\ \Delta \mathbf{I}^{(2)} \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{I}^{(L)} \\ \Delta \mathbf{I}^{(1)} \end{bmatrix} \quad (5.35)$$

olarak elde edilir.

Jakobyen matrisi J çeşitli alt matrislerden oluşmuştur. Bu alt matrisler aşağıda kısaca açıklanmıştır.

$\mathbf{J}^{(1)}$: $2(n-1)$ boyutlu kare matristir.

$$\mathbf{J}^{(1)} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_2}{\partial \theta_2^{(1)}} & \dots & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial \theta_n^{(1)}} & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial V_2^{(1)}} & \dots & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial V_n^{(1)}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial \Delta P_n}{\partial \theta_2^{(1)}} & \dots & \frac{\partial \Delta P_n}{\partial \theta_n^{(1)}} & \frac{\partial \Delta P_n}{\partial V_2^{(1)}} & \dots & \frac{\partial \Delta P_n}{\partial V_n^{(1)}} \\ \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial \theta_2^{(1)}} & \dots & \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial \theta_n^{(1)}} & \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial V_2^{(1)}} & \dots & \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial V_n^{(1)}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial \theta_2^{(1)}} & \dots & \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial \theta_n^{(1)}} & \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial V_2^{(1)}} & \dots & \frac{\partial \Delta Q_n}{\partial V_n^{(1)}} \end{bmatrix} \quad (5.36)$$

$\mathbf{J}^{(h)}$: $2(n-1) \times 2n$ boyutlu harmonik bileşenlere ait Jakobyen matrisi. Doğrusal olmayan

$$\mathbf{J}^{(h)} = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{(m-2),2n} \\ \hline \text{Dogrusal olmayan baralarda } h. \text{ harmonik için} \\ \Delta P^{nonlin} \text{ denklemlerinin } \theta^{(h)} \text{ ye göre kısımlı türevleri} \\ \hline \mathbf{0}_{(m-2),2n} \\ \hline \text{Dogrusal olmayan baralarda } h. \text{ harmonik için} \\ \Delta Q^{nonlin} \text{ denklemlerinin } V^{(h)} \text{ ye göre kısımlı türevleri} \end{bmatrix} \quad (5.37)$$

Eşitlikteki $\mathbf{0}_{(m-2),2n}$ ile elemanların tümü sıfır olan $(m-2) \times 2n$ boyutunda bir alt matris ifade edilmektedir.

$\text{TG}^{(h,v)}$ alt matrisi,

$$TG^{(h,v)} = \begin{cases} T^{(h,h)} + G^{(h,h)} & h = v \\ 0 + G^{(h,v)} & h \neq v \end{cases} \quad (5.38)$$

olarak tanımlanır. Bu eşitliklerdeki $T^{(h,h)}$, h. harmonik hat akımlarının, h. harmonik bara gerilimlerine göre kısmi türevlerinden oluşan matristir.

$$T^{(h,h)} = \begin{bmatrix} \frac{\partial I_{r,1}^{(h)}}{\partial \theta_1^{(h)}} & \dots & \frac{\partial I_{r,1}^{(h)}}{\partial \theta_n^{(h)}} & \frac{\partial I_{r,1}^{(h)}}{\partial V_1^{(h)}} & \dots & \frac{\partial I_{r,1}^{(h)}}{\partial V_n^{(h)}} \\ \frac{\partial I_{i,1}^{(h)}}{\partial \theta_1^{(h)}} & \dots & \frac{\partial I_{i,1}^{(h)}}{\partial \theta_n^{(h)}} & \frac{\partial I_{i,1}^{(h)}}{\partial V_1^{(h)}} & \dots & \frac{\partial I_{i,1}^{(h)}}{\partial V_n^{(h)}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial I_{r,n}^{(h)}}{\partial \theta_1^{(h)}} & \dots & \frac{\partial I_{r,n}^{(h)}}{\partial \theta_n^{(h)}} & \frac{\partial I_{r,n}^{(h)}}{\partial V_1^{(h)}} & \dots & \frac{\partial I_{r,n}^{(h)}}{\partial V_n^{(h)}} \\ \frac{\partial I_{i,n}^{(h)}}{\partial \theta_1^{(h)}} & \dots & \frac{\partial I_{i,n}^{(h)}}{\partial \theta_n^{(h)}} & \frac{\partial I_{i,n}^{(h)}}{\partial V_1^{(h)}} & \dots & \frac{\partial I_{i,n}^{(h)}}{\partial V_n^{(h)}} \end{bmatrix} \quad (5.39)$$

(5.38)'deki $G^{(h,v)}$, h. harmonik doğrusal olmayan yük akımlarının v. harmonik bara gerilimlerine kısmi türevlerinden oluşan matristir.

$$G^{(h,v)} = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{2(m-1),(m-1)} & \mathbf{0}_{2(m-1),(n-m+1)} & \mathbf{0}_{2(m-1),(m-1)} & \mathbf{0}_{2(m-1),(n-m+1)} \\ \hline \frac{\partial g_{r,m}^{(h)}}{\partial \theta_m^{(v)}} & \dots & 0 & \frac{\partial g_{r,m}^{(h)}}{\partial V_m^{(v)}} & \dots & 0 \\ \frac{\partial g_{i,m}^{(h)}}{\partial \theta_m^{(v)}} & \dots & 0 & \frac{\partial g_{i,m}^{(h)}}{\partial V_m^{(v)}} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{0}_{2(n-m+1),(m-1)} & 0 & \dots & \frac{\partial g_{r,n}^{(h)}}{\partial \theta_n^{(v)}} & \mathbf{0}_{2(n-m+1),(m-1)} & 0 & \dots & \frac{\partial g_{r,n}^{(h)}}{\partial V_n^{(v)}} \\ & 0 & \dots & \frac{\partial g_{i,n}^{(h)}}{\partial \theta_n^{(v)}} & & 0 & \dots & \frac{\partial g_{i,n}^{(h)}}{\partial V_n^{(v)}} \end{bmatrix} \quad (5.40)$$

$TG^{(h,v)}$, $2n$ boyutlu kare matristir fakat $h=1$ için yalnızca son $2(n-m+1)$ satır mevcuttur. Çünkü $\Delta \mathbf{I}^{(1)}$ vektöründe sadece doğrusal olmayan baralara ait akım değerleri mevcuttur. Ayrıca $v=1$ için $\Delta \bar{\mathbf{V}}^{(1)}$ vektöründe $V_1^{(1)}$ ve $\theta_1^{(1)}$ terimleri olmadığından birinci ve $(n+1)$. sütunlar mevcut değildir.

J matrisindeki $H^{(h)}$ alt matrisi

$$H^{(h)} = \begin{bmatrix} \mathbf{0}_{2(m-1), 2(n-m+1)} \\ \hline \frac{\partial g_{r,m}^{(h)}}{\partial \alpha_m^{(v)}} & \frac{\partial g_{r,m}^{(h)}}{\partial \beta_m^{(v)}} & \dots & 0 & 0 \\ \frac{\partial g_{i,m}^{(h)}}{\partial \alpha_m^{(v)}} & \frac{\partial g_{i,m}^{(h)}}{\partial \beta_m^{(v)}} & \dots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \frac{\partial g_{r,n}^{(h)}}{\partial \alpha_n^{(v)}} & \frac{\partial g_{r,n}^{(h)}}{\partial \beta_n^{(v)}} \\ 0 & 0 & \dots & \frac{\partial g_{i,n}^{(h)}}{\partial \alpha_n^{(v)}} & \frac{\partial g_{i,n}^{(h)}}{\partial \beta_n^{(v)}} \end{bmatrix} \quad (5.41)$$

olarak tanımlanır. $h=1$ için $\mathbf{0}_{2(n-1), 2(n-m+1)}$ matrisi mevcut değildir.

Harmonik güç akış algoritmasına ait çözüm adımları şu şekilde verilebilir:

Adım 1 : Bara gerilimlerinin temel bileşen ve harmonik bileşenlerine ait genlik ve faz açıları için başlangıç değerleri belirlenir. Genellikle tüm baraların temel bileşen gerilimleri için $V^{(1)}=1$ pu ve $\theta^{(1)}=0^0$, harmonik bileşen gerilimleri için $V^{(h)}=0.1$ pu ve $\theta^{(h)}=0^0$ başlangıç değerleri olarak belirlenir.

Adım 2 : Doğrusal olmayan yük akımları $g_{r,k}(h)$ ve $g_{i,k}(h)$ hesaplanır.

Adım 3 : $\Delta \mathbf{M}$ hata vektörü hesaplanır ve belirlenen bir ϵ tolerans değerinden küçükse iterasyona son verilir.

Adım 4 : Jakobyen matrisi J hesaplanır ve matris işlemleri ile düzeltme vektörü bulunur.

Adım 5 : Bara değişken vektörü $\mathbf{X}$ için yeni değerler hesaplanır. (l , iterasyon sayısı olmak üzere $\mathbf{X}^{l+1}=\mathbf{X}^l-\Delta \mathbf{X}^{l+1}$ işlemi gerçekleştirilir.)

Adım 6 : Adım 2'ye gidilir.

6. ESNEK ALTERNATİF AKIM İLETİM SİSTEMLERİ (FACTS)

6.1 Giriş

Bilindiği gibi, binlerce bara ve yüzlerce generatörden oluşan günümüzün karmaşık ve enterkonnekte güç sistemlerinde, güvenilirliği ve güvenliği sağlayacak biçimde elektrik enerjisi kullanımının geliştirilmesi gerekmektedir.

Modern iletim sistemleri, üretim birimleri ile yük merkezleri arasındaki bağlantıyı sağlamaktadır. Üretim birimlerinin sayısını en aza indirmek, yük çeşitliliğinin avantajlarından yararlanmak ve enerji kaynaklarına erişebilmek için bu bağlantılar gereklidir. İletim sistemlerinin çok büyük bir bölümü alternatif akım (AC) sistemleridir.

AC iletim sistemleri, genellikle “esnek olmayan” yapılar olarak değerlendirilirler. Bu tanımlama, sistemdeki güç akışının Ohm Yasası’na göre olduğu ve güç akışının istenilen şekilde kontrol edilemediği anlamına gelmektedir. Kaynaktan yüke doğru güç akışı iletim hattının empedansı ile ters orantılıdır ve düşük empedanslı yollar güç akışında en büyük değere sahip olurlar. Esasen güç akışı, iletim hatlarının empedansının, hat başı ve hat sonundaki gerilimlerin değerleri ve aralarındaki açının fonksiyonudur. Bu parametrelerin birisini veya birkaçını kontrol ederek iletim hatlarındaki aktif ve reaktif güç akışını kontrol etmek mümkündür.

Sürekli artan güç talebini karşılamak için çevresel politikalar ve mevzuat nedeniyle yeni iletim hatları tesis etmek yerine mevcut hatların kullanılması tercih edilmektedir. Ayrıca, bazı hatlardaki güç akışı termal sınırlarının altında iken bazılarında ise aşırı yüklenme söz konusudur. Bu yüzden sistemin gerilim karakteristiği bozulmakta ve sistemin kararlılığı ile güvenlik azalmaktadır. Üstelik mevcut bulunan klasik iletim sistemleri çoğu zaman karmaşık enterkonnekte güç sisteminin kontrol gereksinimlerini karşılayacak şekilde tasarlanmamışlardır.

Bazı yaklaşımlar kullanılarak sistemin yüklenebilirliğini ve dolayısıyla güvenliğini arttırmak mümkündür. Yaygın yöntemlerden birisi sistem gerilimini istenen seviyede tutmak için paralel kapasitörler yerleştirmektir. İletim hattının reaktansını azaltmak ve böylece güç transfer kapasitesini arttırmak için seri kapasitörler kullanılır. Hat başı ve hat sonu gerilimleri arasında ilave faz kayması oluşturmak suretiyle hatlardaki güç akışını kontrol etmek için faz kaydırıcı transformatörler kullanılır.

Geçmişte tüm güç sistem elemanları mekaniksel olarak kontrol ediliyordu ve bu nedenle

oldukça yavaştlar. Sürekli hal çalışması göz önüne alındığında çok yararlı olmalarına rağmen dinamik açıdan incelendiğinde geçici dalgalanmaları bastırmak için zaman cevapları yeterince hızlı değildir. Ayrıca mekanik kontrol araçları aşınmaya maruz kaldığından kontrol işlevinin sürekliliği pratik olarak mümkün değildir..

Son otuz yılda yarıiletken endüstrisindeki ilerlemeler güç endüstrisini büyük ölçüde etkilemiştir. Pek çok yeni güç elektroniği elemanı güç sistemlerinde kullanılmaya başlamıştır (Tang, 1995). Güç elektroniğindeki bu gelişmeler Elektrik Güç Araştırmaları Enstitüsü (EPRI) tarafından 1980'lerin sonunda gündeme getirilen yeni bir kavramı ortaya çıkarmıştır. "Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri" veya kısaca "FACTS" adı verilen bu kavram (Flexible Alternative Current Transmission Systems ifadesinin kısaltılmışı), güç sisteminin mevcut kaynaklarının daha verimli kullanılmasını sağlamaktadır. Ayrıca güç sistem güvenliği korunmakta hatta daha da artmaktadır (Uzunovic, 2001).

FACTS'lerin güç sistem gerilim kararlılığı üzerindeki etkisi konusunda çok sayıda çalışma yer almaktadır. Perez ve Fuerte-Esquivel (2000) ile Sode-Yome vd. (2007) tarafından yapılan çalışmalarda FACTS cihazlarının gerilim kararlılığı üzerinde oldukça iyi katkılar sağladığı görülmüştür. Ancak sistemde harmonikler olduğunda FACTS cihazlarının gerilim kararlılığını nasıl etkilediği konusunda yeterli bilgi bulunmamaktadır.

Bu çalışmada, SVC ve STATCOM cihazlarının gerilim kararlılığı üzerindeki etkisi, sinüsoidal ve harmonikli koşullarda ayrı ayrı incelenmiştir. Bu amaçla geliştirilen algorithmada kullanılmak üzere söz konusu cihazların doğrusal durumdaki sürekli hal modellerinin yanı sıra harmonikli ortamdaki modelleri geliştirilmiştir. Bu modeller Bölüm 7'de ayrıntılı olarak açıklanmıştır.

6.2 FACTS Kavramı

FACTS esnek bir sistem olarak ön plana çıkmaktadır. FACTS'in temelinde gerilim, empedans, faz açısı ve şebeke topolojisi gibi elektriksel parametreleri kontrol etmek için güç elektroniği cihazlarının kullanımı yer almaktadır. Bu şekilde güç sistemi daha esnek, güvenli ve ekonomik biçimde işletilebilmektedir. Statik VAR kompanzatörleri gibi güç elektroniği kontrollü cihazlar uzun yıllardır kullanılmaktadır. Fakat tümüyle sistem kontrol felsefesi olarak FACTS kavramı 1986 yılında Hingorani tarafından tanımlanmıştır. (Shaoyun, 1998).

6.2.1 Tanım

Esnek AC İletim Sistemleri, güç elektroniği anahtarlama elemanlarına ve kontrolörlerine dayalı yeni bir kavramdır. İletim sisteminin kullanımını verim ve güç kapasitesinin yanı sıra kararlılık, güvenlik, güvenilirlik, verim ve güç kalitesini arttırmak için kullanılan bu kavram için IEEE’de şu tanımlar verilmektedir (Norouzi, 2003).

Elektrik Güç İletiminin Esnekliği: Sürekli hal ve geçici hal sınır değerlerini belirli bir seviyede tutacak biçimde elektrik iletimi veya çalışma koşullarındaki değişikliklere uyum sağlama kabiliyeti.

Esnek AC İletim Sistemleri: Kontrol edilebilirliği geliştirmek ve güç transfer kapasitesini arttırmak için güç elektroniği elemanları veya başka statik kontrolörlerle donatılmış alternatif akım iletim hatları.

FACTS Kontrolörleri: Bir veya daha fazla ac iletim parametresinin kontrolünü sağlayan güç elektroniği tabanlı sistemler veya başka statik ekipmanlar.

6.2.2 FACTS elemanları

Son yirmi yılda hızlı bir gelişim gösteren FACTS teknolojisine dayalı elemanların bazıları mevcut sistemlerde kullanılırken, bazıları ise halen geliştirilme aşamasındadır (Shaoyun, 1998). Kullanılan yarıiletken elemana ve devre topolojisine göre FACTS kontrolörleri, iki grupta sınıflandırılabilir.

- Tristör Tabanlı FACTS Elemanları
- Anahtarlama Dönüştürücü Tipi (GTO tabanlı) FACTS Elemanları

6.2.2.1 Tristör tabanlı FACTS elemanları

Yüksek gerilim güç elektroniğindeki gelişmelere paralel olarak 1970’lerden itibaren tristörlerin gerilim ve akım değerleri önemli derecede artmış ve yüksek gerilim güç sistemlerindeki uygulamalar için uygun hale gelmişlerdir. Modern Statik VAR Kompanzatörlerinin (SVC), Tristör Kontrollü Seri Kapasitörler (TCSC), Tristör Kontrollü Faz Değiştiriciler (TCPS) ve diğer FACTS kontrolörlerin temel özelliği, kapasitör veya reaktör gibi pasif güç sistem bileşeninin cevap verme süresini hızlandırmasıdır. Zaman cevabındaki iyileşmeye rağmen kompanzasyon kapasitesi, sadece reaktif güç sistem elemanlarının büyüklüğüne bağlıdır (Uzunovic, 2001).

Paralel kompanzasyon cihazları SVC olarak bilinir. Elektrik güç sisteminin bazı

parametrelerini (tipik olarak bara gerilimini) kontrol etmek amacıyla kapasitif veya endüktif akım alışverişi yapabilecek şekilde çıkışları ayarlanabilen paralel bağlı statik olarak reaktif güç üreten/tüketen eleman, Statik VAR Kompanzatörü (SVC) olarak adlandırılır.

Bilindiği gibi hattın endüktif reaktansını kompanze etmek için iletim hattına seri bağlı kapasitörler bağlanır. Böylece transfer edilebilecek maksimum güç artarken reaktif güç kayıpları azalmış olur. Tristör Kontrollü Seri Kapasitör (TCSC) düzgün bir seri kapasitif reaktans sağlamak için tristör kontrollü bir reaktörle paralel bağlı seri kapasitörden oluşan kapasitif reaktans kompanzatörüdür. Güç transfer kontrolü TCSC gibi elemanlar kullanılarak sürekli ve hızlı bir şekilde gerçekleştirilebilir.

Hatta seri bağlanmak suretiyle enjekte edilen gerilim vektörünün büyüklüğünü değiştirmek suretiyle iletim hattındaki güç akışını kontrol etmek için Tristör Kontrollü Faz Değiştirici (TCPS) kullanılır. İki faz kullanılarak elde edilen ve üçüncü faz gerilimine dik olan gerilimin seri olarak hatta ilave edilmesiyle hat başı ve hat sonu gerilimleri arasındaki faz açısı kontrol edilebilir. Tristör kontrollü iki kademe değiştirici transformatörün kullanılması sonucu oluşan nispeten yüksek empedans nedeniyle TCPS elemanı yüksek güç transferinde önemli derecede reaktif güç harcayabilir.

6.2.2.2 Anahtarlama dönüştürücü tipi (GTO tabanlı) FACTS elemanları

Temelde tek yönlü bir anahtar olan normal bir tristör, kesimde iken yüksek gerilimleri bloke edebilmekte ve iletimde iken küçük bir gerilim düşümüne karşılık büyük akımlar taşıyabilmektedir. Akımı kesme özelliği bulunmayan tristörden geçen akım belli bir değerin altına düştüğünde iletim durumundan kesime geçer. Bu nedenle anahtarlama çalışma uygulamalarında kullanılması mümkün olmamaktadır. Yüksek gerilim ve akım değerlerine sahip Kapı Sönümlü Tristörlerin (GTO) geliştirilmesiyle bu olumsuzluk aşılmıştır. Normal tristör gibi kapı akımı GTO tristörünü ilettime geçirirken, iletimi sonlandırmak için negatif bir kapı-katod gerilimi uygulanabilir. Bu özellik ve yüksek anma değerleri güç sistem uygulamalarında dönüştürücü kullanımını mümkün hale getirmiştir (Uzunovic, 2001).

Tristör tabanlı FACTS uygulaması ile anahtarlama tipi FACTS uygulaması arasındaki en önemli fark paralel veya seri kompanzasyon için ayrı kapasitör veya reaktör bileşenleri kullanmak yerine, iletim hattı ile seri veya paralel reaktif güç değişimi sağlayacak dc-ac dönüştürücülerin kullanılmasıdır. Ekonomik ve tasarımdaki kolaylıklar sebebiyle FACTS uygulamalarında akım kaynaklı dönüştürücü (CSC) yerine gerilim kaynaklı dönüştürücü (VSC) tercih edilmektedir (Norouzi, 2003).

VSC'lerde temel frekanslı ve kontrol edilebilir genlik ve faz açılı senkron gerilim üretmek için GTO veya diğer sönmümlü anahtarlama elemanları, diyotlar ve dc bir kapasitörün yer aldığı dönüştürücüler kullanılır.

Bir VSC, transformatör aracılığıyla iletim sistemine paralel olarak bağlanırsa, bağlandığı baradan reaktif güç çeker veya enjekte eder. Bu kontrolör Senkron Statik Kompanzatör veya kısaca STATCOM olarak adlandırılır ve iletim sistemlerinde gerilim kontrolü için kullanılır. SVC ile kıyaslandığında STATCOM'un başlıca avantajı %50'den daha az yer tutan boyutlarıdır. Boyutlarının küçük olmasından dolayı, arazilerin çok değerli olduğu şehir merkezlerinde dahi STATCOM tesis etmek mümkündür. Kapasitör ve reaktör grupları ile SVC tarafından ihtiyaç duyulan diğer pasif bileşenlere gerek olmadığından STATCOM'un maliyetlerinin düşmesi öngörülmektedir.

İletim hattına seri transformatör ile bağlanmış bir VSC elemanına Statik Senkron Seri Kompanzatör veya SSSC adı verilir. Bu kontrolör bağlandığı hatta reaktif güç üretir veya tüketir ve bu şekilde hattın seri empedansını değiştirmiş olur. SSSC kesintisiz değişen seri kapasitör veya reaktör olarak düşünülebilir ve böylece iletim hattındaki güç akışını kontrol etmek için kullanılabilir.

Birleştirilmiş Güç Akış Kontrolörü (UPFC) iletim hattı empedansını, gerilimi ve faz açısını kontrol edebilir. İki serbestlik derecesine sahip kontrol kabiliyeti bulunmaktadır, yani inverter çıkış geriliminin genliğini ve açısını kontrol edebilir ve kontrolörün çıkış kapasitesi sadece akım anma değeri ile sınırlıdır. Bu yeni kontrolör, kuruluşlara sistemdeki gerilimi ve güç akışını kontrol etme imkanı vermekte ve iletim hatlarının termal kapasiteleri ölçüsünde güvenli bir şekilde yüklenmelerini sağlamaktadır.

Tristör tabanlı ve VSC tabanlı bazı FACTS kontrolörleri Çizelge 6.1'de verilmiştir (Uzunovic, 2001).

Genel olarak VSC içeren kontrolörler klasik tipteki kontrolörlere göre daha üstün performans göstermektedirler. VSC yaklaşımı çok yönlü uygulanabilirliğe ve daha küçük fiziksel boyutlara sahiptir ve dinamik bozulmaları önlemek için hem reaktif hem aktif güç kompanzasyonu yapabilirler.

Çizelge 6.1 Farklı FACTS Kontrolörleri

İşlevi	Tristör Tabanlı Kontrolörler	VSC Tabanlı Kontrolörler
Paralel Kompanzasyon		
Seri Kompanzasyon		
Faz Kaydırma		

6.3 FACTS'lerin Faydaları

FACTS teknolojisinin güç sistemlerindeki çeşitli uygulamalarında büyük bir kullanım potansiyeli bulunmaktadır. Paralel ve seri kompanzasyon ile faz kaydırma gibi uygulamalar sayesinde güç sistemlerinin esnekliği arttırılmaktadır. FACTS teknolojisinin güç sistemlerinin işletilmesi ve kontrolünde sağladığı bazı yararlar aşağıda özetlenmiştir (Shaoyun, 1998; Kundur, 1994).

1. FACTS'lerin üstün kontrol özellikleri sayesinde daha önceden belirlenmiş değerler elde edecek şekilde kontrollü güç akışı yapılabilir. Bu sayede kontrolsüz paralel güç akışları ve döngüsel güç akışları kontrollü bir şekilde düzenlenebilmektedir.

2. İletim hatları sürekli hal, geçici hal ve dinamik sınır değerlerine kadar güvenli bir şekilde yüklenebilmektedir. Böylece sistemin iletim kapasitesi büyük ölçüde arttırılabilir.
3. Enerji sağlayan diğer kuruluşlarla güvenli bir güç alışverişi sağlayacak şekilde gelişmiş enterkonnekte bağlantılar kurulabilmekte, böylece gerekli toplam üretim rezervi azaltılabilmektedir. Bu sayede yeni üretim birimlerine olan ihtiyaç ortadan kalkmakta veya ertelenebilmektedir.
4. FACTS teknolojisi geçici hal kararlılık sınırlarını yükselterek, kısa devre akımlarını ve aşırı yüklenmeleri sınırlayarak, kaskat biçimli kesintileri düzenleyerek, makinelerin ve sistemin elektromekanik salınımlarını sönümleyerek, sistemin güvenliğini ve güvenilirliğini arttırmaktadır.
5. FACTS'ler gerilim ve/veya akım kapasitelerini arttırarak iletim hatlarının verimli bir şekilde kullanılmasını sağlayabilirler.
6. Ekonomik Etkisi : Büyük yatırım giderleri nedeniyle yüksek gerilim hattı için maliyet konusu göz önüne alınması gereken başlıca etken durumundadır. FACTS cihazlarının maliyetleri pahalı olmasına rağmen, iletim hatlarındaki sorunları gidermek için kullanılan diğer yöntemlerle kıyaslandığında muhtemelen FACTS en ekonomik yöntem olacaktır. Ayrıca güç akışını etkili bir şekilde kontrol etme özelliği sayesinde, güç sistemi daha optimum koşullarda işletilebilmektedir. Sonuç olarak büyük bir ekonomiklik sağlayabilmektedir.
7. Çevresel Etki : Modern toplum anlayışında insanlar yeni projelerin çevresel etkilerine karşı daha fazla duyarlılık göstermektedir. Bu yüzden yeni iletim hatlarının kurulması planlarını engellemek için çevresel eylemler düzenlemek yaygın hale gelmiştir. FACTS teknolojisini kullanarak mevcut hatlar üzerinden daha fazla güç iletmek mümkündür. Böylece yeni iletim hatları inşa etmeden tüketicilerin artan talepleri karşılanabilir. Üstelik FACTS cihazlarının tesisi için gerekli arazi alanı yüksek gerilim iletim hattı için gereken arazi ile kıyaslandığında, çevre üzerindeki olumlu etki daha da net bir şekilde ortaya çıkmış olur.

6.4 Paralel Reaktif Güç Kompanzasyonu

Güç sistemlerinde iletim sisteminin yüklenebilirliğini arttırmak ve gerilimi istenen seviyelerde tutabilmek için reaktif güç akışının kontrol edilmesi gerekir. Reaktif güç uzun

mesafeler boyunca taşınamayacağından kompanzasyon cihazları olarak adlandırılan güç sistem elemanlarının sistem boyunca uygun şekilde kullanılması gerekmektedir. Bu amaçla reaktif güç kompanzasyon tekniği uygulanır ve genel olarak paralel ve seri kompanzasyon olmak üzere iki gruba ayrılırlar.

Bu kısımda paralel reaktif güç kompanzasyonu için kullanılan klasik ve modern (FACTS) yaklaşımlar üzerinde durulacaktır. Özellikle paralel reaktif güç kompanzasyonunda ve gerilim kontrolünde kullanılan SVC ve STATCOM elemanlarının çalışma prensipleri ve karakteristikleri incelenecektir.

6.4.1 Paralel reaktif güç kompanzasyon yöntemleri

Reaktif güç kompanzasyonu klasik olarak paralel reaktörler, paralel kapasitörler ve senkron kompanzatörler ile veya güç elektroniği tabanlı FACTS teknolojisine dayalı SVC ve STATCOM gibi elemanlar ile gerçekleştirilebilir.

6.4.1.1 Paralel reaktör

İletim hattının kapasitif etkisini kompanze etmek ve özellikle açık devre veya az yüklenme olması durumlarında meydana gelen gerilim yükselmelerini sınırlamak için paralel reaktör kullanılır. Özellikle 200 km den daha uzun hatlarda veya zayıf bir sistemden beslenen daha kısa hatlarda sürekli veya mekanik anahtarlama olarak sisteme bağlanırlar. Sistemden reaktif güç çekerek yükselen bara gerilimini normal seviyesine düşürürler (Kundur, 1994).

6.4.1.2 Paralel kapasitör

Yüklü bir haldeki güç sistemi, çoğunlukla endüktif karakterli olduğundan belirli noktalarda gerilim düşümü meydana gelir. Şönt (paralel) kapasitörler reaktif güç üretirler ve geriliminin normal seviyesine yükselmesine yardımcı olurlar. Şönt kapasitörler ilk kez 1910'ların ortasında kullanılmaya başlanmış, ancak büyük boyutları ve yüksek fiyatları nedeniyle kullanımı sınırlı olmuştur. 1930'larda yalıtkan malzemenin ucuzlaması ve diğer gelişmelerle boyutlarının ve maliyetinin düşmesine yol açmış ve kullanımı giderek artmıştır. Şönt kapasitörler, günümüzde reaktif güç üretmek için çok ekonomik bir araçtır. Başlıca avantajı düşük maliyetleri ve kurulumu ile işletimindeki esnekliktir. En göze çarpan eksikliği ise ürettiği reaktif gücün gerilimin karesi ile orantılı olmasıdır. Bu nedenle en çok ihtiyaç duyulan düşük gerilimlerde reaktif güç üretimi oldukça azalmaktadır (Kundur, 1994).

6.4.1.3 Senkron kompanzatör

Mekanik yükü olmayan senkron bir makine olan senkron kompanzatörün uyartım akımı kontrol edilerek reaktif güç üretebilir veya tüketebilir. 1930 yılından itibaren gerilim ve reaktif güç kontrolü için kullanılan senkron kompanzatörlerin kontrol karakteristikleri çok üstündür. Kendi gerilim kaynağına sahip olan bu elemanın reaktif güç üretimi sistem geriliminden etkilenmemektedir. Ancak satın alma ve işletme maliyetleri oldukça yüksektir (Kundur, 1994).

6.4.1.4 Statik VAr kompanzatör (SVC)

Senkron kompanzatörün yanı sıra sabit veya elektromekanik olarak anahtarlanan kapasitör ve reaktörler, iletim hattının gerilimini kontrol ederek sürekli hal güç iletimini arttırmak için uzun zamandır kullanılmaktadır. Ancak reaktif güç üretimi yarıiletken elemanlar vasıtasıyla gerçekleştirildiğinde güç iletimine ve güç sistem kararlılığına daha etkin bir biçimde katkı sağlanabilir.

Günümüz güç sistemlerinde hızlı değişim gösteren reaktif güç ihtiyacı ve sistem koşullarını karşılamakta elektromekanik anahtarlamalı kompanzasyon sistemleri yetersiz kalmaktadır. Yüksek güçlü yarıiletken elemanlarda kaydedilen gelişmeler neticesinde ark fırınları gibi çok değişken endüstriyel yüklerin hızlı gerilim kontrolünü sağlamak için 1960'ların sonunda statik VAr kompanzatörleri geliştirilmiştir. Kapasitör, reaktör ve tristörden oluşan çok farklı devre topolojisine sahip SVC'ler klasik kompanzasyon yöntemlerine göre daha pahalı olmalarına karşılık birtakım üstünlükleri nedeniyle günümüz güç sistemlerinde yaygın olarak kullanılmaktadır. En büyük eksikliği reaktif güç kapasitelerinin kullanılan kapasitör ve reaktörlere bağlı olmasıdır.

6.4.1.5 Statik senkron kompanzatör (STATCOM)

Gösterdiği karakteristik nedeniyle dönen hareketli kısmı olmayan bir senkron kompanzatör olarak değerlendirilen STATCOM düşük gerilimlerde dahi gerekli kapasitif veya endüktif reaktif güç ihtiyacını karşılayabilen bir araçtır. Gelişmiş Statik VAr Generatörü olarak da adlandırılan pasif filtre ile donatılmış ve GTO elemanları kullanılan altı darbeli, iki seviyeli köprülere sahip ilk STATCOM 1986 yılında üretilmiştir. Bu kompanzatörün gücü 1 MVar gibi çok küçük değerde olmasına rağmen, güç sistem uygulamaları için iyi bir potansiyelinin olduğu görülmüştür. Elektrik Güç Araştırmaları Enstitüsü (EPRI) desteğinde yüksek güçlü GTO elemanları ve yeni dönüştürücü topolojileri kullanılarak geliştirilen 161 kV 100 MVar

gücündeki STATCOM 1995 yılında Tennessee (ABD)'de kurulmuştur. SVC'ye göre daha pahalı olmasına rağmen çok daha iyi reaktif güç karakteristiğine sahip olması nedeniyle dc/ac dönüştürücü barındıran STATCOM'um güç sistemlerindeki kullanımı gün geçtikçe yaygınlaşmaktadır.

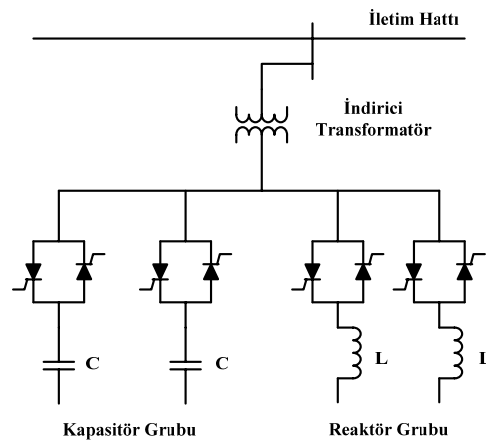
6.5 SVC ve STATCOM'un Çalışma Prensipleri ve Sürekli Hal Modelleri

Bu kısımda güç sistem uygulamalarında en yaygın olarak kullanılan FACTS elemanları arasında olan Statik VAr Kompanzatörünü ve Statik Senkron Kompanzatörün çalışma prensipleri, güç akışı ve gerilim kararlılığı analizlerinde kullanılan sürekli hal modelleri açıklanmıştır.

6.5.1 Statik VAr kompanzatörü (SVC)

6.5.1.1 Temel çalışma prensibi

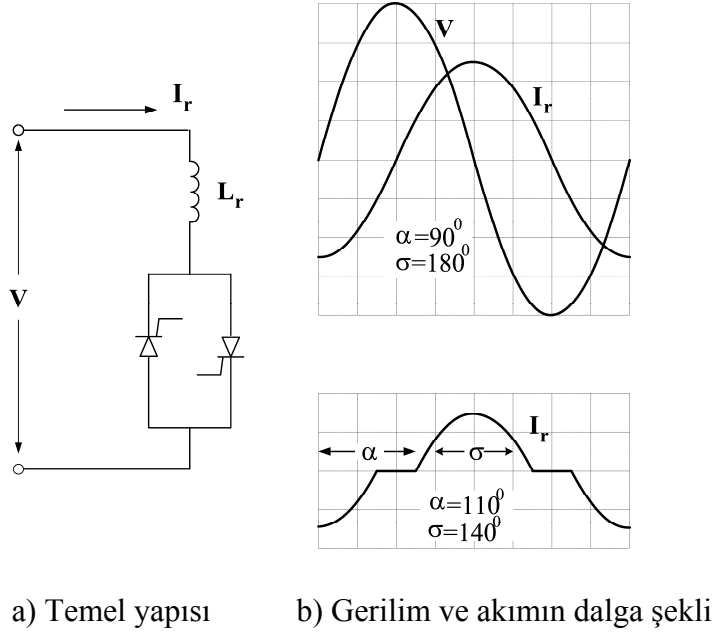
Statik VAr Kompanzatörler, kısaca SVC'ler, gerilim gibi sistem parametrelerini kontrol etmek için duruma göre reaktif güç üreten veya tüketen, sisteme paralel olarak bağlanan elemanlardır. Genellikle tristör kontrollü reaktör (TCR) ve tristör anahtarlamalı kapasitörlerin (TSC) sisteme paralel bağlanmasıyla meydana gelirler. Diğer bir bağlantı ise sabit kapasitör (FC) ve TCR ile elde edilir. Çoğunlukla ekipmanlar iletim hattına bir transformatör üzerinden orta gerilim seviyesinde bağlanırlar. Şekil 6.1'de SVC'ye ait genel bağlantı şeması görülmektedir.



Şekil 6.1 SVC'nin genel şeması

SVC'nin temel yapısı olan TCR, iki yönlü tristör elemanının bir reaktör ile seri

bağlanmasından elde edilir. Tristörlerin iletim süresi gerilimin sıfır geçişinden itibaren ölçülen α tetikleme açısına bağlı olarak değişmekte ve her yarım periyotta bir tristör iletimde olmaktadır. Şekil 6.2'den görüldüğü gibi tristörlerin tam iletimi 90° de olmakta, kısmi iletim ise 90° - 180° arasında olmaktadır. Akım esasen reaktif ve sinüsoidaldir.



Şekil 6.2 Tristör kontrollü reaktör

α tetikleme açısı olmak üzere iletim açısı.

$$\sigma = 2.(\pi - \alpha) \quad (6.1)$$

eşitliği ile belirlenir. Reaktörden geçen akımın ani değeri i

$$i = \begin{cases} \frac{\sqrt{2}.V}{X_L} . (\cos \alpha - \cos \omega t) & \alpha < \omega t < \alpha + \sigma \\ 0 & \alpha + \sigma < \omega t < \alpha + \pi \end{cases} \quad (6.2)$$

olarak ifade edilir. Fourier analizine göre akımın temel bileşeni

$$I_1 = \frac{V}{X_L} . \frac{\sigma - \sin \sigma}{\pi} \quad (6.3)$$

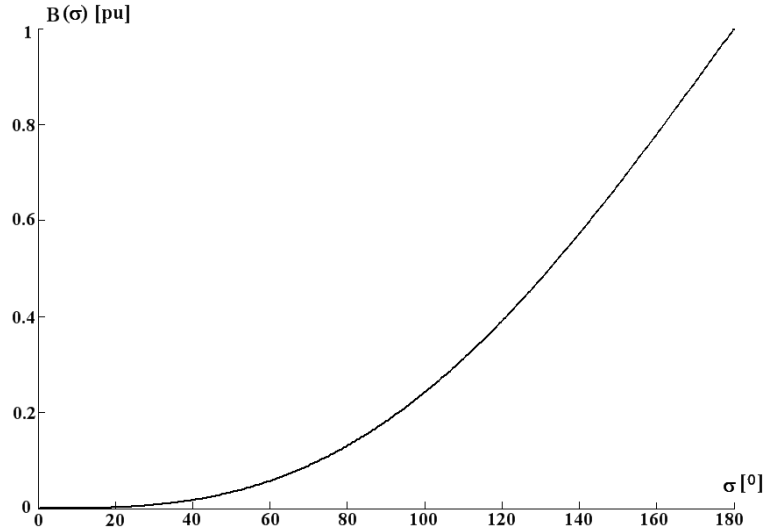
olarak elde edilir. Burada I_1 , V sırasıyla efektif değerleridir ve X_L reaktörün temel frekanstaki reaktans değeridir.

Temel frekans akımı göz önüne alındığında bir TCR, değeri aşağıdaki biçimde değişen

kontrollü bir süseptans olarak düşünülebilir. Süseptans

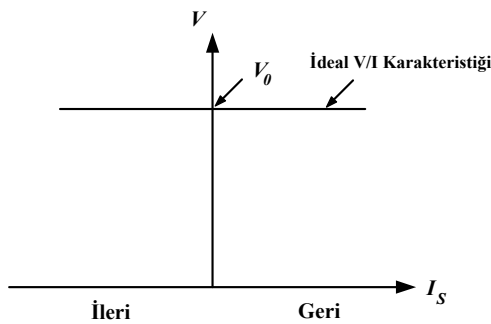
$$B(\alpha) = \frac{I_1}{V} = \frac{\sigma - \sin \sigma}{\pi X_L} = \frac{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha}{\pi X_L} \quad (6.4)$$

ile belirlenir. Efektif süseptansın en büyük değeri $1/X_L$ olup $\alpha=90^\circ$ 'de, en küçük değeri ise sıfır olup $\alpha=180^\circ$ 'de, gerçekleşir. Süseptansın σ açısına göre değişimi Şekil 6.3'de verilmiştir.

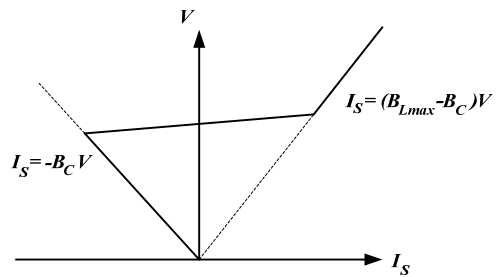


Şekil 6.3 Tristör kontrollü reaktörün süseptans değerinin tetikleme açısına göre değişimi

Şekil 6.1'den anlaşıldığı üzere SVC esasen paralel bağlı kapasitör ve reaktörün eşdeğeridir. İdeal olarak SVC reaktif güç sınırları ve kayıpları olmayan ve bağlandığı baradaki gerilimi istenilen seviyede tutan bir elemandır. SVC'nin performansı reaktif akım I_S ve bara gerilimi V ile gösterilebilir. Bu gösterim SVC'nin V-I karakteristiği olarak adlandırılır. Şekil 6.4'de ideal bir SVC ile uygulamadaki bir SVC'ye ait V-I karakteristikleri görülmektedir.



a) İdeal SVC'nin V/I karakteristiği

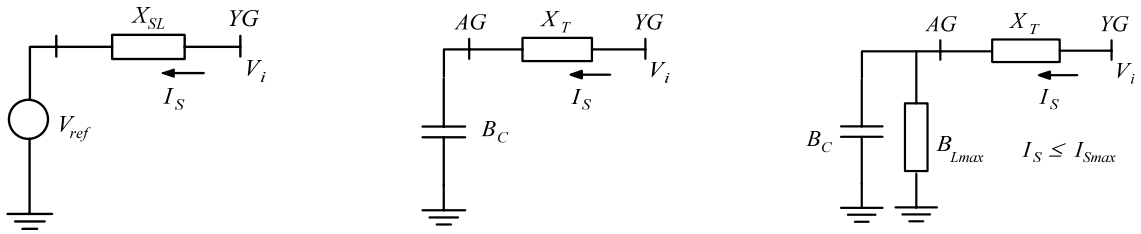


b) Gerçek SVC'nin V/I karakteristiği

Şekil 6.4 SVC'ye ait V/I karakteristikleri

Şekil 6.4.b'deki doğrusal kontrol aralığı reaktörün maksimum süseptansı $B_{\max}$ ve kapasitenin süseptansı B_C tarafından belirlenen limitler arasında yer almaktadır.

SVC'ye ait sürekli hal eşdeğer devreleri Şekil 6.4'deki V-I karakteristiğinin üç farklı çalışma durumuna göre elde edilir. Yüksek gerilim tarafından görülen eşdeğer devreler Şekil 6.5'de verilmiştir.



a) Doğrusal kontrol aralığı

b) Kapasitif sınır

c) Endüktif sınır

Şekil 6.5 SVC'nin sürekli hal eşdeğer devresi

Şekilde,

V_{ref} : Referans geriliminin genliğini,

X_{SL} : Karakteristikteki eğimin eşdeğer reaktans karşılığını,

X_T : Transformatör kaçak reaktansını,

ifade eder.

Şekil 6.5.a'dan görüldüğü gibi doğrusal çalışma aralığına ait gerilim denklemi aşağıdaki biçimde elde edilir.

$$V_i = I_S \cdot X_{SL} + V_{\text{ref}} \quad (6.5)$$

SVC tarafından enjekte edilen reaktif güç ise şöyledir:

$$Q_{\text{SVC}} = -V_i \cdot I_S = V_i (V_{\text{ref}} - V_i) / X_{SL} \quad (6.6)$$

Şekil 6.3.b ve 6.3.c'den anlaşıldığı üzere, SVC'nin doğrusal bölgedeki çalışma sınırları aşağıdaki gibidir.

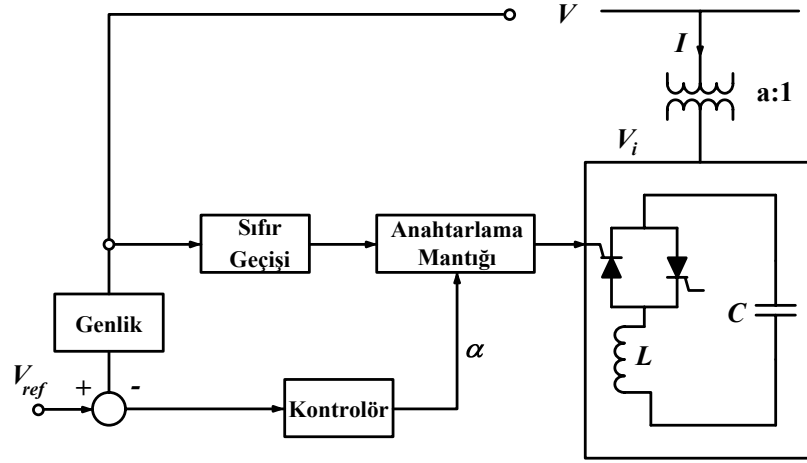
$$\frac{-V_i^2}{(X_T + 1/B_C)} \leq Q_{\text{SVC}} \leq \frac{V_i^2}{(X_T + 1/B_L)} \quad (6.7)$$

burada $B_L = B_{L\max} - B_C$ eşitliği vardır.

SVC'nin temel yapısı olan TCR, iki yönlü tristör elemanının bir reaktör ile seri bağlanmasından elde edilir.

6.5.1.2 SVC'nin sürekli hal modeli

Bara gerilimini kontrol etmek için kullanılan bir FC-TCR tipi SVC'nin temel yapısı Şekil 6.6'da görülmektedir. Temel frekansta ve dengeli çalışıldığı kabul edilirse geçici hal kararlılık modeli aşağıdaki denklem sistemi ile temsil edilebilir (Canizares, 2001).



Şekil 6.6. SVC'nin blok diyagramı

$$\begin{bmatrix} \dot{X}_C \\ \alpha \end{bmatrix} = f(X_C, \alpha, V, V_{ref}) \quad (6.8)$$

$$0 = \begin{bmatrix} B - \frac{2\alpha - \sin 2\alpha - \pi(2 - X_L / X_C)}{\pi X_L} \\ I - V_i B \\ Q - V_i^2 B \end{bmatrix} \quad (6.9)$$

$g(\alpha, V, V_i, I, Q, B)$

$f(\dots)$ ile gösterilen diferansiyel denklemler, kullanılan kontrol sisteminin özelliğine göre değişiklik gösterir. Modelde empedans yerine admitans (süseptans) kullanılması nümerik hesaplama açısından daha uygundur. Çünkü kapasite ve kontrollü reaktörün empedanslarının eşit olduğu rezonans noktasına yaklaşırken paralel eşdeğer empedans çok büyük değerler alacağından nümerik problemler çıkacaktır.

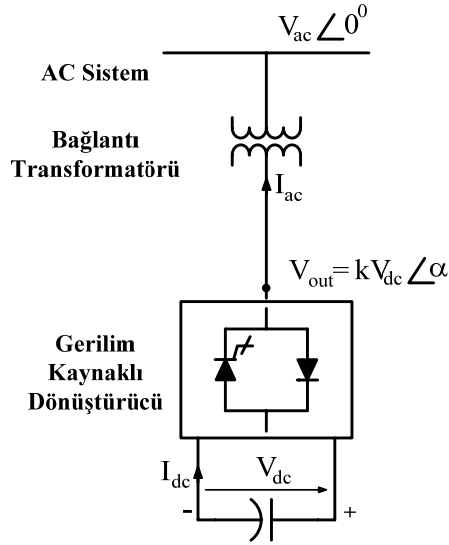
Eşitlik (6.8)'deki diferansiyel denklemlerin sürekli hal karakteristiklerini temsil eden denklemlerle değiştirilmesi ile elde edilen SVC'nin sürekli hal modeli aşağıdadır.

$$0 = \begin{bmatrix} V - V_{ref} + X_{SL} \cdot I \\ g(\alpha, V, V_i, I, Q, B) \end{bmatrix} \quad (6.10)$$

6.5.2 Statik senkron kompanzatör (STATCOM)

6.5.2.1 Temel çalışma prensibi

Güç sistemlerindeki kullanımı son dönemlerde yaygınlaşan Statik Senkron Kompanzatör veya kısaca STATCOM, en basit halde bağlantı transformatörü, gerilim kaynaklı dönüştürücü (VSC) ve dc enerji depolayıcıdan oluşmaktadır. Enerji depolama cihazı nispeten küçük bir dc kapasitör olduğunda STATCOM sadece reaktif güç üretir veya tüketir. Şayet dc kapasitör yerine bir dc batarya veya dc gerilim kaynağı kullanılırsa STATCOM iletim hattı ile reaktif ve aktif güç alışverişinde de bulunulabilir. STATCOM'a ait temel diyagram Şekil 6.7'de görülmektedir.



Şekil 6.7 STATCOM'a ait genel şema

STATCOM'un çıkış gerilimine ait genlik ve faz açısı değiştirilebilir. Dönüştürücünün anahtarlama açıları değiştirilerek kapasitör üzerindeki dc gerilim ayarlanabilir ve böylece dönüştürücünün ac çıkış gerilimi $V_{out} = k \cdot V_{dc}$ biçiminde kontrol edilebilir. Bu ifadedeki k katsayısı dönüştürücü konfigürasyonuna, anahtarlama darbe sayısına ve kontrol türüne bağlıdır. Dc bir kapasitör kullanılması durumunda, dönüştürücü anahtarlama kayıplarını ve

transformatör kayıplarını karşılamak üzere iletim hattından az da olsa aktif güç çekilir. Ancak reaktif güce oranla aktif güç miktarı çok küçük olduğundan STATCOM'un çıkış akımı I_{ac} ile sistem gerilimi V_{ac} arasında yaklaşık $\pm 90^\circ$ faz farkı vardır.

Dönüştürücünün çıkış gerilimi V_{out} ayarlanmak suretiyle STATCOM'un ürettiği/tükettiği reaktif güç kontrol edilebilir. V_{out} gerilimi, V_{ac} sistem geriliminden fazla olacak şekilde arttırılırsa I_{ac} akımı dönüştürücünden sisteme reaktif güç enjekte edecek biçimde transformatör üzerinden akar. Bu durumda kayıplar ihmal edilmek üzere ac sistemden kapasitif akım çekilmiş olur. Şayet V_{out} gerilimi, V_{ac} sistem geriliminden daha küçük olacak şekilde azaltılırsa sistemden endüktif bir akım çekilmiş olur.

Akımın dönüştürücünden sisteme doğru olduğu kabul edilirse akımın genliği

$$I_{ac} = \frac{V_{out} - V_{ac}}{X} \quad (6.11)$$

eşitliğinden hesaplanır. Bu durumda reaktif güç,

$$Q = \frac{V_{out}^2 - V_{out} \cdot V_{ac} \cdot \cos \alpha}{X} \quad (6.12)$$

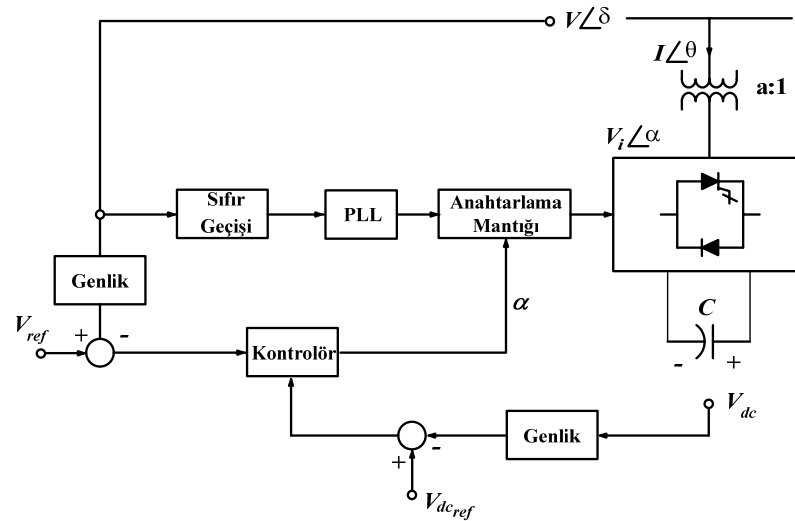
olacaktır. Burada α açısı V_{ac} ile V_{out} gerilimleri arasındaki açıdır. Sürekli haldeki dönüştürücü ve sistem arasındaki aktif güç değişimi,

$$P = \frac{V_{ac} \cdot V_{out} \cdot \sin \alpha}{X} \quad (6.13)$$

ile hesaplanabilir. Gerilim kaynaklı dönüştürücüde enerji depolama sistemi kullanılması durumunda dönüştürücü tarafından üretilen/tüketilen aktif veya reaktif güç miktarı birbirinden bağımsız olarak kontrol edilebilir. Çünkü aktif güç üretiminde/tüketiminde dc enerji üreten veya depolayan bir cihaz gerekirken reaktif güç alışverişinde bu cihazın hiçbir rolü yoktur.

6.5.2.2 STATCOM'un sürekli hal modeli

Darbe genlik modülasyonu (PWM) tabanlı gerilim kontrolüne sahip STATCOM'un temel yapısı Şekil 6.8'de gösterilmiştir.



Şekil 6.8 STATCOM'a ait blok diyagramı (PWM kontrollü)

Temel frekansta dengeli bir gerilim olduğu kabulüyle, kontrolörün geçici hal çalışmalarında kullanılabilecek modele ilişkin diferansiyel cebirsel denklem takımı şöyledir.

$$\begin{bmatrix} \dot{\mathbf{X}}_C \\ \dot{\alpha} \\ \dot{\mathbf{m}} \end{bmatrix} = \mathbf{f}(\mathbf{X}_C, \alpha, \mathbf{m}, \mathbf{V}, \mathbf{V}_{dc}, \mathbf{V}_{ref}, \mathbf{V}_{dcref}) \quad (6.14)$$

$$0 = \begin{bmatrix} P - VI \cos(\delta - \theta) \\ Q - VI \sin(\delta - \theta) \\ P - V^2 G + k.V_{dc} V.G. \cos(\delta - \theta) + k.V_{dc} V.B. \sin(\delta - \theta) \\ Q + V^2 B - k.V_{dc} V.B. \cos(\delta - \theta) + k.V_{dc} V.G. \sin(\delta - \theta) \end{bmatrix} \quad (6.15)$$

Burada,

C : dc kapasitörün kapasitesini,

R_C : dc kapasitörün kaçak direncini,

m : Darbe genlik modülasyonunu,

$G+jB$: Transformatörün, varsa kullanılan filtrenin empedansı ve dönüştürücünün yüksek frekanstan dolayı anahtarlama ataletini $[(R+jX)^{-1}]$

gösterir. Kontrol sistemlerine ait değişkenler X_C ile gösterilmiştir. Ayrıca k ile m arasında $k = \sqrt{3/8} \cdot m$ eşitliği mevcuttur.

STATCOM'a ait sürekli hal modeli, (6.14)'deki diferansiyel denklemlerin dc gerilime ait sürekli hal denklemleri ve gerilim kontrol karakteristikleri ile değiştirilmesi sonucunda elde edilir. Bu durumda sürekli hal denklemleri şöyledir:

$$0 = \begin{bmatrix} V - V_{ref} + X_{SL} \cdot I \\ V_{dc} - V_{dcref} \\ V \cdot I \cdot \cos(\delta - \theta) - \frac{V_{dc}^2}{R_C} - R I^2 \\ g(\alpha, k, V, V_{dc}, \delta, I, \theta, P, Q) \end{bmatrix} \quad (6.16)$$

6.6 SVC ve STATCOM'un Gerilim Kararlılığına Etkisi

Güç sisteminin uygun yerlerinde yeterli reaktif güç desteği sağlandığında gerilim kararlılığı sorunlarının büyük ölçüde çözülebildiği bilinmektedir (Sode-Yome vd., 2007). Elektrik enerjisi sağlayan kuruluşlar tarafından bu amaçla kullanılan ve her birinin kendine has özelliği olan pek çok reaktif güç kompanzasyon cihazı bulunmaktadır. Bu nedenle kuruluşlar bu sorunu çözmek için en faydalı olabilecek cihazları kullanmayı tercih etmektedirler. Kompanzasyon yöntemlerinin gerilim kararlılığına etkisi ile ilgili yapılan çalışmalarda FACTS cihazlarının oldukça iyi katkılar sağladığı görülmüştür (Perez ve Fuente-Esquivel, 2000).

En eski ve en yaygın yöntemlerden birisi olan paralel kapasitör kullanmak, kurulum ve işletim açısından değerlendirildiğinde ucuzdur. Yüklerin olduğu bölgede veya genel anlamda ihtiyaç duyulan yerlerde şönt kapasitör kullanmak gerilim kararlılığını artırır. Ancak paralel kapasitörlerin gerilim regülasyon özellikleri iyi değildir ve belli bir kompanzasyon seviyesinin üzerinde kararlı bir çalışma noktası elde edilemez. Üstelik üretilen reaktif güç gerilimin karesi ile orantılı olduğundan, en çok ihtiyaç duyulduğu düşük gerilimlerde üretebileceği reaktif güç miktarı oldukça azdır. SVC'ler ve STATCOM'lar karakteristik olarak klasik paralel kompanzasyon yöntemlerine göre üstündür. Ancak maliyetleri paralel

kapasitör gruplarına göre genel olarak yüksek sayılır. Fiyatlar konusunda Çizelge 6.2 basit bir fikir verebilir (Sode-Yome vd., 2007).

Çizelge 6.2 Paralel kompanzasyon elemanlarının maliyet kıyaslaması

Kompanzasyon Elemanı	Maliyet (\$/kVAr)
Şönt Kompanzasyon	8
SVC	40
STATCOM	50

Güç elektroniği elemanlarına sahip SVC ayarlanabilir bir süseptans modeli olarak düşünülebilir. Sınır değerlerde çalıştığında SVC sabit empedans ve kapasitör karakteristiği gösterir. Ancak normal çalışma durumunda V-I karakteristiği oldukça iyidir. Bu nedenle gerilim regülasyonu ve kararlılık problemlerini çözmek için uzun zamandan beri güç sistemlerinde kullanılmaktadır.

SVC'lerin anma güç değerleri simetrik ve asimetrik olabilir. Örneğin bir SVC 200 MVar endüktif ve 200 MVar kapasitif güç değerlerine sahip olabileceği gibi, 100 MVar endüktif ve 200 MVar kapasitif güce de sahip olabilir.

STATCOM son zamanlarda kullanımı artan güç elektroniği tabanlı bir başka kompanzasyon aracıdır. Düşük gerilimlerde iyi performans gösteremeyen SVC'lere göre V-I karakteristikleri çok daha iyidir. Ancak maliyetler SVC'lerden biraz daha yüksektir.

STATCOM yapısı gereği simetrik endüktif ve kapasitif güç değerlerine sahiptir. Bu nedenle anma güç değerleri örneğin 100 MVar endüktif ve 100 MVar kapasitif olabilir.

7. GERİLİM KARARLILIĞI ALGORİTMASI VE MODELLEMELER

7.1 Giriş

Günümüzün çok büyük ve karmaşık elektrik güç sistemlerinin önemli sorunlarından biri olan gerilim kararlılığı probleminin incelenmesi, özellikle iletim ve dağıtım işletmeleri için önemli bir konudur. Gerilim kararlılığının incelenmesi ile ilgili yapılan çalışmaların bir kısmı dinamik, bir kısmı ise statik analiz yöntemleriyle yapılmıştır. Bilindiği gibi dinamik analiz, gerilim çökmesini detaylı incelemek, kontrol ve korumanın koordinasyonunu sağlamak, sorunu çözecek önlemleri test etmek için kullanılabilir. Statik analiz tekniği ise sistem durumlarının geniş kapsamlı incelenmesine imkan verir ve uygun şekilde kullanılırsa sorunun daha iyi anlaşılmasının yanı sıra kararsızlığa katkıda bulunan faktörleri de belirler. Statik analiz metodu kullanılan çalışmalarda sürekli hal kararlılığı ve denge noktası uygulanabilirliği gibi farklı yaklaşımlar uygulanmıştır. Ancak bu çalışmaların hemen hepsi doğrusal yüklerin olduğu uygulamaları içermektedir. Harmonik içeren güç sistemlerinde gerilim kararlılığı ile ilgili yapılan çalışmalarda sadece sabit güçlü yükler için kararlılık analizi yapılmıştır (Uzunoğlu, 2000; Uzunoğlu vd., 2002).

Bu çalışmada sinüsoidal ve harmonikli sistemlerde gerilim kararlılığı analizi yapmak için bir algoritma geliştirilmiştir. Güç akışı yöntemine dayalı ve direkt analiz sınıfındaki bu algoritma sabit güçlü yüklerin yanı sıra diğer yük modellerini içeren sistemler için de uygulanabilmektedir. Daha önce sinüsoidal sistemlerde incelenen FACTS cihazlarının kararlılık üzerindeki etkisini harmonikli sistemlerde de inceleyebilmek için, mevcut modellerin bir kısmı yeniden düzenlenerek kararlılık analizi gerçekleştirilmiştir.

Bu bölümde, tezde kullanılan algoritmanın temelini oluşturan Newton-Raphson-Seydel yöntemi ve çatallaşma teorisi incelenmiştir. Ayrıca harmonikli güç akışı yöntemine dayalı olarak geliştirilen gerilim kararlılığı algoritması ve bazı FACTS cihazlarının harmonikli sisteme uyarlanan modelleri verilmiştir.

7.2 Yük Akışı Denklemlerine Ait Tekil Noktaların Tespiti

Çalışmanın 3. bölümünde, elektrik güç sistemini karakterize eden diferansiyel-cebirselsel denklem (DAE) modeli Eşitlik (3.1) ve (3.2)'de

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \boldsymbol{\beta}) \quad (7.1)$$

$$g(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \boldsymbol{\beta}) = 0 \quad (7.2)$$

olarak verilmişti. Generatörlerin dinamik karakteristikleri dikkate alınmazsa sistem, güç akış denklemleri ile ifade edilebilir. Güç akış denklemleri genel olarak

$$g(\mathbf{y}, \boldsymbol{\beta}) = 0 \quad (7.3)$$

şeklindedir. Burada,

$\mathbf{y}$: bara gerilimlerinin genlik ve açılarını

$\boldsymbol{\beta}$: güç akış denklemlerindeki parametrik değişkenlerini (bir baradan çekilen aktif güç gibi) ifade etmektedir.

Herhangi bir $\boldsymbol{\beta}$ parametresi için (7.3)'ü sağlayan $\mathbf{y}$ değerleri güç akış denklemlerinin çözümünü vermektedir. $\boldsymbol{\beta}$ parametresindeki değişikliğe karşılık $\mathbf{y}$ değerlerinin değişimini inceleme problemi, dinamik sistemlerdeki çatallaşma teorisine benzemektedir.

7.2.1 Çatallaşma teorisi ve eyer noktası çatallaşması

Bir güç sisteminin denge hali diyebileceğimiz herhangi bir x_0, y_0, β_0 çalışma noktasında,

$$f(x_0, y_0, \beta_0) = 0 \quad (7.4)$$

$$g(x_0, y_0, \beta_0) = 0 \quad (7.5)$$

eşitliği sağlanmış olur. Parametreler değiştiğinde denge noktalarının sayısı ve kararlılık özelliği de değişebilir. Bu yapısal değişiklikleri açıklamak ve parametre değiştiğinde değişikliklerin nasıl oluştuğunu tahmin etmek için “Çatallaşma” terimi kullanılır. Güç sistemlerindeki kararlılık olaylarının yapısını açıklamaya katkıda bulunan çatallaşma çeşitlerinden birisi de “Eyer Noktası Çatallaşması” veya “SN Çatallaşması”dır (Seydel, 1994).

Eyer noktası çatallaşması adi diferansiyel denklemler (ODE) ile temsil edilen sistemlerde meydana gelmektedir. ODE ile modellenen sistemin denge noktası

$$0 = f(\mathbf{x}, \boldsymbol{\beta}) \quad (7.6)$$

eşitliğini sağlamaktadır. (7.6) eşitliğini çözmek için standart Newton-Raphson (NR) metodu uygulanabilir. Ancak Jakobyen matrisin tekil (singüler) olduğu noktalara yakın bölgelerde NR metodu hata verir. Jakobyen matrisinin tekil olduğu yani determinantının sıfır olduğu noktada SN çatallaşması meydana gelir. SN çatallaşması parametrenin değişmesiyle birlikte sistemin

denge noktasının kaybolması anlamına gelmektedir.

Şayet aşağıdaki şartlar gerçekleşiyorsa (7.6)'ya ait (x_0, β_0) denge noktası SN çatallaşma noktasını verir. Bu şartlar şunlardır:

- $\frac{\partial f}{\partial x} \Big|_{(x_0, \beta_0)}$ matrisi (Jakobyen matrisi) normalize edilmiş sağ özvektör (v) ve sol özvektör (w) ile birlikte tek bir sıfır özdeğere sahiptir. Yani, $\frac{\partial f}{\partial x} \Big|_{(x_0, \beta_0)} v = 0$ ve $w^T \frac{\partial f}{\partial x} \Big|_{(x_0, \beta_0)} = 0$ eşitlikleri bulunur. Diğer özdeğerler sıfırdan farklı reel değerlere sahiptir.
- $w^T \frac{\partial f}{\partial \beta} \Big|_{(x_0, \beta_0)} \neq 0$
- $w^T \left(\frac{\partial^2 f}{\partial x^2} \Big|_{(x_0, \beta_0)} v \right) v \neq 0$

eşitsizlikleri vardır.

7.2.2 Birleştirilmiş Newton-Raphson ve Newton-Raphson-Seydel metodu

Gerilim karlılığı analizinde kullanılan PV (QV) eğrileri güç akışı denklemlerinin çözümüyle elde edilir. PV (QV) eğrilerinin elde edilmesindeki en büyük zorluk gerilim kararsızlığının başladığı noktanın bulunmasıdır. Eğrilerin maksimum çalışma noktası aynı zamanda gerilim kararsızlığının başladığı noktadır. (7.6) eşitliği güç akışı denklemlerini temsil eden cebirsel denklemlere benzemektedir. Bu nedenle güç akışı denklemleriyle karakterize edilen gerilim kararsızlığı noktalarının bulunması problemi, (7.6)'ya ait tekil noktaların yani SN çatallaşma noktalarının bulunması problemine indirgenebilir.

Tekil noktalarda Jakobyen matrisinin özdeğerlerinden birisi sıfır ($\lambda=0$) olduğundan, bu noktalar için aşağıdaki koşullar yazılabilir:

$$g(y, \beta) = 0 \quad (7.7)$$

$$[D_y g(y, \beta)] v_y = 0 \quad (7.8)$$

$$\|v_y\|_2 - 1 = 0 \quad (7.9)$$

Burada $g(\dots)$ güç akışı denklemlerini, y bara gerilimlerine ait genlik ve açı gibi cebirsel değişkenleri, β baralardaki aktif (reaktif) güç değişimi gibi çatallaşma parametresini, $D_y g(\dots)$ güç akışı denklemlerinin Jakobyen matrisini, v_y Jakobyen matrisinin sıfır özdeğerine karşılık gelen özvektörü ifade etmektedir. (7.9) özvektörün anlamlı bir değerde olmasını sağlamak

içindir ve (7.8) eşitliği ile birlikte Jakobyen matrisinin tekilliği şartını gerçeklemektedir.

Tekil noktaların bulunmasındaki temel yaklaşımlardan birisi Newton-Raphson metodunun kullanılmasıdır. Ancak NR metodu kullanımında tekil noktalara yakın bölgelerde yakınsamama sorunu meydana gelir. Bu nedenle standart yöntemin yakınsamadığı noktalarda Newton-Raphson-Seydel (NRS) Metodu olarak tanımlanan yöntem kullanılır.

NRS metodunu (7.7)-(7.9) eşitliklerine uygulamak için Jakobyen matrisinin reel bir özdeğeri (λ) bağımsız bir değişken olarak tanımlanır. Böylece tekil nokta civarında iteratif yöntem uygulamak mümkün olmaktadır. Herhangi bir λ değeri verildiğinde $z=[y \ v_y \ \beta]^T$ bilinmeyenleri için

$$h_1 = g(y, \beta) = 0 \quad (7.10)$$

$$h_2 = [D_y g(y, \beta) - \lambda I] v_y = 0 \quad (7.11)$$

$$h_3 = \|v_y\|_2 - 1 = 0 \quad (7.12)$$

eşitlikleri kullanılır.

$$[D_z H(z_i)] \Delta z = -H(z_i), z_{i+1} = z_i + \Delta z \quad (7.13)$$

$$H = [h_1, h_2, h_3]^T = [g(y, \beta) \ (D_y g(y, \beta) - \lambda I) (\|v_y\|_2 - 1)]^T \quad (7.14)$$

burada $[D_z H(z)]$ (7.10)-(7.12)'ye karşılık gelen Jakobyen matrisidir.

$$D_z H(z) = \begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} & J_{13} \\ J_{21} & J_{22} & J_{23} \\ J_{31} & J_{32} & J_{33} \end{bmatrix} \quad (7.15)$$

$y \in \mathbb{R}^m$, $v_y \in \mathbb{R}^m$, $\beta \in \mathbb{R}^1$ için her bir alt matris aşağıdaki gibi tanımlanabilir:

$$J_{11} = [D_y g(y, \beta)] = \left[\frac{\partial g}{\partial y} \right] \quad J_{11} \in \mathbb{R}^{m \times m}$$

$$J_{12} = [D_{v_y} g(y, \beta)] = \left[\frac{\partial g}{\partial v_y} \right] = 0 \quad J_{12} \in \mathbb{R}^{m \times m}$$

$$J_{13} = [D_\beta g(y, \beta)] = \left[\frac{\partial g}{\partial \beta} \right] \quad J_{13} \in \mathbb{R}^{m \times 1}$$

$$J_{21} = \frac{\partial}{\partial y} [(D_y g - \lambda I) v_y] = \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{\partial g}{\partial y} v_y \right] \quad J_{21} \in \mathbb{R}^{m \times m}$$

$$J_{22} = \frac{\partial}{\partial v_y} [(D_y g - \lambda I) v_y] = [D_y g - \lambda I] \quad J_{22} \in \mathbb{R}^{m \times m}$$

$$J_{23} = \frac{\partial}{\partial \beta} [(D_y g - \lambda I) v_y] = \frac{\partial}{\partial \beta} \left[\frac{\partial g}{\partial y} v_y \right] \quad J_{23} \in \mathbb{R}^{m \times 1}$$

$$J_{31} = \frac{\partial}{\partial y} [\|v_y\|_2 - 1] = 0 \quad J_{31} \in \mathbb{R}^{1 \times m}$$

$$J_{32} = \frac{\partial}{\partial v_y} [\|v_y\|_2 - 1] = \frac{v_y^T}{\|v_y\|_2} \quad J_{32} \in \mathbb{R}^{1 \times m}$$

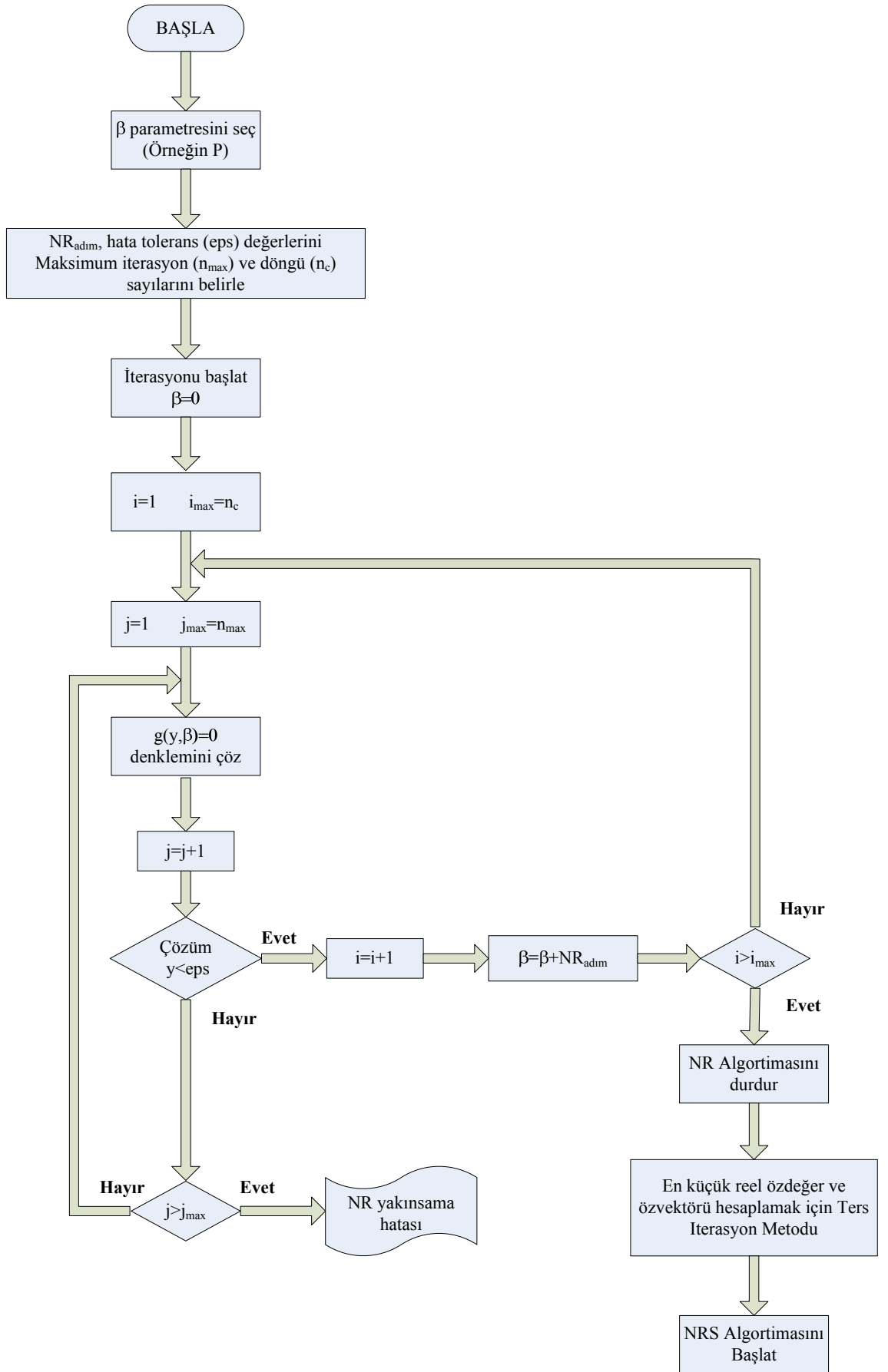
$$J_{33} = \frac{\partial}{\partial \beta} [\|v_y\|_2 - 1] = 0 \quad J_{33} \in \mathbb{R}^{1 \times 1}$$

Görüldüğü gibi $[D_z H(z)]$ matrisinde birinci ve ikinci mertebeden türevler bulunmaktadır. Diğer iteratif yöntemlerde olduğu gibi NRS metodunda da iyi bir başlangıç noktası gerekmektedir. Böyle bir nokta tekil noktaya yeterince yakın $[D_y g(y, \beta)]$ matrisine ait en küçük reel özdeğerin ve özvektörün olduğu noktadır. Bu nedenle NRS algoritmasında kullanılmak üzere iyi bir başlangıç noktası bulmak için NR metoduna ilave olarak özdeğer-özvektör çiftini tahmin amacıyla ters iterasyon metodu kullanılır. NR ve NRS algoritmalarına ait akış diyagramı Şekil 7.1 ve 7.2’de görülmektedir.

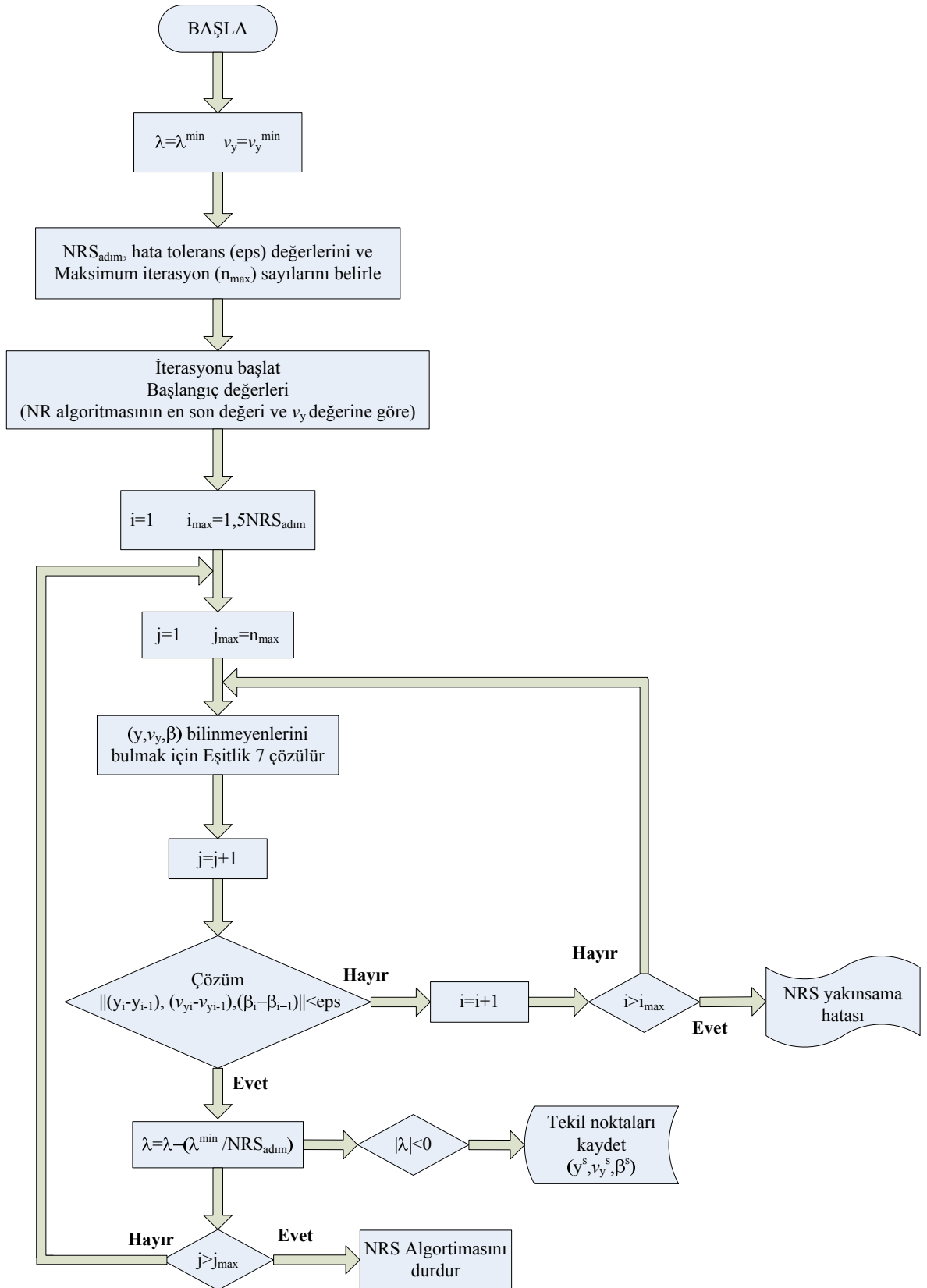
NRS metodu uygulanarak güç akış denklemlerine ait tekil nokta ve civarındaki noktalar bulunduktan sonra PV eğrisinin gerçek çalışma bölgesi olmayan alt kısmını elde etmek için NR metodu uygulanır. Şekil 7.3’de NR ve NRS metotlarını içeren üç aşamalı güç akış çözüm yaklaşımı görülmektedir (Ayasun, 2001)

Gerilim kararsızlığı noktasının tespit edilmesiyle birlikte PV eğrisinin elde edilmesi için uygulanan adımlar aşağıda özetlenmiştir:

- β parametresi ve başlangıç değerleri belirlenir.
- Newton-Raphson yöntemi yakınsamama meydana gelene kadar güç akış denklemlerine uygulanır.
- NR metodu ile çözülen en son değerler kullanılarak ters iterasyon metodu uygulanır ve $[D_y g(y, \beta)]$ matrisinin $\lambda=0$ ’a en yakın özdeğeri ve özvektörü hesaplanır.
- Bulunan özdeğer ve özvektör Newton-Raphson-Seydel algoritmasını uygulamasında kullanılır. Böylece $\lambda \in [-\varepsilon_1, \varepsilon_2]$ ($\varepsilon_1, \varepsilon_2 > 0$) değerleri için tekil noktalar etrafındaki denklem çözümleri elde edilir. $\lambda=0$ özdeğeri her zaman

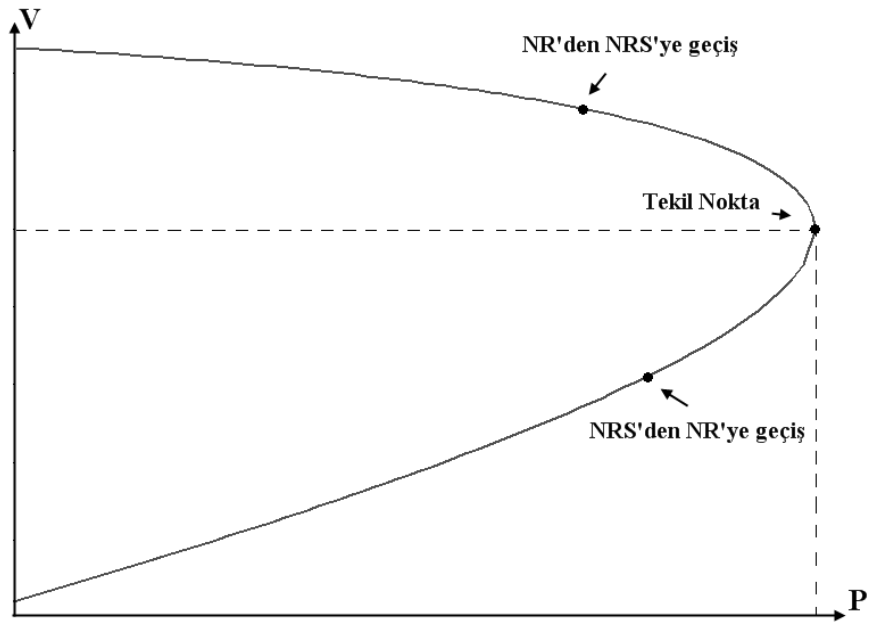


Şekil 7.1. Newton-Raphson (NR) algoritmasına ait akış diyagramı



Şekil 7.2. Newton-Raphson-Seydel (NRS) algoritmasına ait akış diyagramı

hesaplamaya dahil olacağından tekil nokta elde edilmiş olur.



Şekil 7.3. Üç aşamalı güç akışı çözüm metodu

NRS metodunda kullanılan başlangıç değerlerini, yani $\lambda=0$ 'a en yakın özdeğer ve özvektörü bulmak için kullanılan ters iterasyon yöntemine ait algoritma Şekil 7.4'de görülmektedir.

$$\lambda^{(0)}=0$$

$\|v_y^{(0)}\|=1$ olacak biçimde rasgele $v_y^{(0)}$ değeri belirle

$k=1,2,\dots$ için

$$y^{(k)}=[D_y g - \lambda^{(k-1)} I]^{-1} v_y^{(k-1)}$$

$$\lambda^{(k)} = \lambda^{(k-1)} + \frac{\|v_y^{(k-1)}\|_2^2}{[v_y^{(k-1)}]^T y^{(k)}}$$

$$v_y = \frac{y^{(k)}}{\|y^{(k)}\|_2}$$

Şekil 7.4. Ters iterasyon algoritması

7.3 Geliştirilen Güç Akış Denklemleri Algoritması

Bu çalışmada harmoniklerin olmadığı ve harmoniklerin bulunduğu güç sistemlerinde yük akışı ve gerilim kararlılık analizi yapmak için Newton-Raphson ve Newton-Raphson-Seydel metotları birlikte kullanılmıştır. Bu amaçla MATLAB programında geliştirilen algoritma yardımıyla çok sayıda baraya sahip bir güç sistemindeki güç akış analizi ve gerilim kararlılığı analizi gerçekleştirilebilmektedir. Ortaya konan algoritmaya ait MATLAB programı EK kısmında verilmiştir. Gerçekleştirilen algoritmanın orijinalliklerinden birisi, harmonikli sistemde sadece sabit güçlü yük modeli için değil tüm yük modellerine uygulanabilir olmasıdır. Daha önceki çalışmalarda farklı yük modellerini içeren güç sistemlerindeki gerilim kararlılığı analizleri sadece harmoniklerin olmadığı durumlar için yapılmıştır. Harmoniklerin olduğu sistemlerde ise yalnızca sabit güç modeli için gerilim kararlılığı yapılabilmektedir. Bu çalışmada ortaya konan algoritma ise hem harmonikli hem harmoniksiz sistemlerde gerilimin bir fonksiyonu olarak ifade edilebilen her türlü yük modeli için gerilim kararlılığı analizlerini gerçekleştirebilmektedir. Ayrıca incelenen bara dışındaki diğer baralara ait gerilim değişimleri de eşzamanlı olarak elde edilebilmektedir. Yani ilave bir işleve ihtiyaç duymadan tüm baralara ait PV eğrileri aynı anda görülebilmektedir. Bu yönüyle algoritma aynı zaman diliminde daha fazla değer almayı hedeflemiştir. Bu kısımda, çalışmada geliştirilen algoritmayla ilgili detaylar verilmiştir.

7.3.1 Doğrusal güç akış denklemleri

İncelenmek istenen güç sistemindeki toplam bara sayısı n ve generatör sayısı m olsun. Bu durumda V_1 ve θ_1 salınım barasına ait gerilimin genlik ve faz açısı olmak üzere diğer generatör baralarına ait gerilim (V_i) ve güç (P_i) ($i \in 2, \dots, m$) değerleri analiz programına girilir. Diğer baralar yük baralarıdır ve bunlara ait aktif güç (P_j) ve reaktif güç (Q_j) ($j \in m+1, \dots, n$) değerleri programa girilir. Ancak gerilim kararlılığı açısından incelenmek istenen yük barasına ait aktif ve reaktif güç değerleri sırasıyla P ve $P \cdot \tan \phi$ olarak belirtilir. Burada P parametre değişkeni (β) olarak aktif gücü ve ϕ güç açısını ifade etmektedir. Güç akış denklemleri P değişkeni için sıfırdan başlayarak algoritmada öngörülen artımsal değerler ($NR_{adım}$) verilerek ayrı ayrı çözülür.

Yukarıdaki açıklamalar doğrultusunda (5.14)'deki bilinmeyenler vektörü ($\mathbf{X}$) ve bilinenler vektörü ($\mathbf{b}$) aşağıdaki gibi yazılabilir.

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_n \\ V_{m+1} \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad \mathbf{b} = \begin{bmatrix} P_2 \\ \vdots \\ P_{n-1} \\ P \\ Q_{m+1} \\ \vdots \\ Q_{n-1} \\ \text{tg}\phi P \end{bmatrix} \quad (7.16)$$

Eşitlikten anlaşıldığı gibi n . bara gerilim kararlılığı açısından incelenmek istenen bara olarak seçilmiştir.

7.3.2 Harmonikli güç akış denklemleri

Geliştirilen algoritmada kullanılan harmonikli güç akış denklemleri elde edilirken doğrusal güç akışı denklemlerinden farklı bazı hususların göz önüne alınması gerekir.

Analiz edilecek sistemde toplam bara sayısı n , generatör sayısı m ve doğrusal olmayan yükün harmonik mertebeleri $(2,3,\dots,L)$ olsun. Göz önüne alınan sistemde öncelikle temel bileşenin yanı sıra harmonikli bileşenler için bara admitans matrisinin hesaplanması gerekir. Sisteme ait hat verileri i ve j baraları arasındaki empedans (Z_{ij}) ve admitans (Y_{ij}) değerleri temel bileşen için verildiğinden bu büyüklüklerin imajiner bileşenlerinin harmonik eşdeğerleri hesaplanmalıdır. Örneğin i ve j baraları arasındaki hattın empedans ve admitansına ait h . harmonik eşdeğeri,

$$Z_{ij}^{(h)} = \text{imag}(Z_{ij})h \quad (7.17)$$

$$Y_{ij}^{(h)} = \frac{\text{imag}(Y_{ij})}{h} \quad (7.18)$$

olarak hesaplanır. Burada hattın empedans ve admitans büyüklüklerinin sırasıyla endüktif ve kapasitif olduğu kabul edilmiştir.

Salınım barası 1 nolu bara olmak üzere toplam n baralı güç sisteminde $(n-m)$ yük barasından r sayıdaki bara doğrusal olmayan yüklerin bağlı olduğu bara olarak seçilebilir. Doğrusal güç akış denklemlerinde olduğu gibi generatör baralarına ait V_i ve P_i ($i \in 2, \dots, m$) değerleri, yük baralarına ait P_j ve Q_j ($j \in m+1, \dots, n$) değerleri programa veri olarak girilir. Burada doğrusal olmayan yüklerin bağlandığı baralara ait P_j ve Q_j değerleri temel bileşen güçlerini ifade etmektedir. k . baraya bağlı doğrusal olmayan yüklerin harmonik akım bileşenleri reel ve

imajiner olarak,

$$g_{r,k} = f_1(V_k^{(1)}, \delta_k^{(1)}, V_k^{(2)}, \delta_k^{(2)}, \dots, V_k^{(h)}, \delta_k^{(h)}, \dots, V_k^{(L)}, \delta_k^{(L)}) \quad (7.19)$$

$$g_{i,k} = f_2(V_k^{(1)}, \delta_k^{(1)}, V_k^{(2)}, \delta_k^{(2)}, \dots, V_k^{(h)}, \delta_k^{(h)}, \dots, V_k^{(L)}, \delta_k^{(L)}) \quad (7.20)$$

biçiminde verilir.

Bu çalışmada Bölüm 5’de açıklanan doğrusal olmayan yüklere ait tanımlayıcı parametreler (α, β) bulunmamaktadır. Bilinmeyen ve denklem sayılarının aynı olması için doğrusal olmayan baralardaki temel frekansa ait aktif ve reaktif akım hatalarına güç akışı denklemlerinde yer verilmemiştir. Sonuç olarak harmonikli güç akışı denklemlerindeki $\mathbf{X}$ ve $\mathbf{b}$ vektörleri

$$\mathbf{X} = [\theta_2^{(1)} \dots \theta_n^{(1)} \dots \theta_1^{(L)} \dots \theta_n^{(L)} \quad V_{m+1}^{(1)} \dots V_n^{(1)} \dots V_{m+1}^{(L)} \dots V_n^{(L)}]^T \quad (7.21)$$

$$\mathbf{b} = [P_2 \dots P_{n-1} \quad P \quad Q_{m+1} \dots Q_{n-1} \quad \text{tg}\varphi P \quad I_{r,1}^{(2)} \dots I_{r,n}^{(2)} \dots I_{r,1}^{(L)} \dots I_{r,n}^{(L)} \dots \\ I_{i,1}^{(2)} \dots I_{i,n}^{(2)} \dots I_{i,1}^{(L)} \dots I_{i,n}^{(L)}]^T \quad (7.22)$$

olarak tanımlanabilir. Burada $I_{r,j}^{(h)}$ ve $I_{i,j}^{(h)}$ ile gösterilen büyüklükler j . baradaki h . harmonik bileşen akımının sırasıyla reel ve imajiner bileşenlerini ifade etmekte olup

$$I_{r,j}^{(h)} = \sum_{m=1}^n |V_m^{(h)} \cdot Y_{jm}^{(h)}| \cos(\theta_m^{(h)} + \delta_{jm}^{(h)}) \quad (7.23)$$

$$I_{i,j}^{(h)} = \sum_{m=1}^n |V_m^{(h)} \cdot Y_{jm}^{(h)}| \sin(\theta_m^{(h)} + \delta_{jm}^{(h)}) \quad (7.24)$$

olarak verilir. Bu ifadeler için,

$$I_{r,j}^{(h)} = I_{i,j}^{(h)} = 0 \quad j = \text{doğrusal yüklerin bağlı olduğu bara için}$$

$$\left. \begin{aligned} I_{r,j}^{(h)} &= g_{r,j}^{(h)} \\ I_{i,j}^{(h)} &= g_{i,j}^{(h)} \end{aligned} \right\} \quad j = \text{doğrusal olmayan yüklerin bağlı olduğu bara için}$$

koşulları bulunmaktadır. (7.21) ve (7.22)’den görüldüğü gibi gerilim kararlılığı incelenen bara n nolu baradır.

7.4 FACTS Elemanlarının Modellenmesi

Bu çalışmada iki farklı FACTS elemanının gerilim kararlılığı üzerindeki etkisi ortaya konmuştur. Böylece çalışma için SVC ve STATCOM cihazlarının sinüsoidal ve harmonik eşdeğer modelleri kullanılmıştır. Tezde kullanılan eşdeğer modeller aşağıda açıklanmıştır.

7.4.1 SVC elemanının modellenmesi

Bölüm (FACTS)'de sürekli hal modeli verilen SVC'nin tetikleme açısı (α) ve eşdeğer süseptansı (B) değişkenleri ifade ettiklerinden güç akış denklemlerindeki $\mathbf{X}$ vektörüne ilave edilirler. SVC'ye ait reaktörün ve kapasitörün temel frekans reaktansları (X_L ve X_C), V-I karakteristiğinin eğimine ait eşdeğer reaktans (X_{SL}) ve referans gerilim (V_{ref}) değerleri bilindiğinden analiz programına veri olarak girilirler. Bilinmeyen sayısı iki arttığından iki adet yeni eşitliğin denklem sistemine eklenmesi gerekir. Bu eşitlikler karakteristik eğriye ve eşdeğer süseptansa ait denklemlerdir.

$$g(x, \beta)_1 = |V_i| - V_{ref} - X_{SL} \cdot |V_i| \cdot B \quad (7.25)$$

$$g(x, \beta)_2 = B - \frac{2\alpha - \sin 2\alpha - \pi \left(2 - \frac{X_L}{X_C} \right)}{\pi X_L} \quad (7.26)$$

Burada, $|V_i|$, SVC'nin bağlandığı baraya ait gerilimin genliğidir. α tetikleme açısı teorik olarak 90° ile 180° arasındadır. Ancak bu çalışmadaki sayısal uygulamalarda maksimum tetikleme açısı α_{max} gerçek uygulamalardakine eşit şekilde 175° olarak kabul edilmiştir. SVC'nin güç sisteminden çektiği veya enjekte ettiği reaktif güç

$$Q_{SVC} = B \cdot |V_i|^2 \quad (7.27)$$

olarak bulunur ve güç akış denklemlerinde i . baranın reaktif gücüne ilave edilir.

Sistemde harmonikler bulunduğunda SVC'nin reaktör ve kapasitör elemanlarına ait harmonik eşdeğerleri, harmonikli akım ve reaktif güç çekerler/enjekte ederler. h . harmonik bileşeni için i . baraya bağlı SVC'nin çektiği (enjekte ettiği) akım ve reaktif güç değerleri

$$I_{r,SVC}^{(h)} = \frac{|V_i^{(h)}|}{\left(\frac{\frac{X_C}{h} \cdot X_L^{(h)}}{\frac{X_C}{h} - X_L^{(h)}} \right)} \cdot \sin \delta_i^{(h)} \quad (7.28)$$

$$I_{i,SVC}^{(h)} = -\frac{|V_i^{(h)}|}{\left(\frac{\frac{X_C}{h} \cdot X_L^{(h)}}{\frac{X_C}{h} - X_L^{(h)}} \right)} \cdot \cos \delta_i^{(h)} \quad (7.29)$$

$$Q_{SVC}^{(h)} = \frac{|V_i^{(h)}|^2}{\left(\frac{\frac{X_C}{h} \cdot X_L^{(h)}}{\frac{X_C}{h} - X_L^{(h)}} \right)} \quad (7.30)$$

olarak hesaplanır. Burada,

$$X_L^{(h)} = \frac{h \cdot X_L \cdot \pi}{(\pi - \alpha) + \frac{\cos(h \cdot \pi) \cdot \sin(h(\pi - \alpha))}{h}} \quad (7.31)$$

olarak yazılabilir ve tristör kontrollü reaktörün h . mertebeden harmonik reaktansını ifade etmektedir.

(7.28)-(7.30) eşitlikleri ile elde edilen akım ve reaktif güç değerleri, güç akışı denklemlerinde SVC'nin bağlandığı bara için yazılan akım ve güç denklemlerine ilave edilirler.

7.4.2 STATCOM elemanının modellenmesi

Bu çalışmada kullanılan modellemede STATCOM'un bağlandığı baranın aktif güç çekmediği, şebeke ile sadece reaktif güç alışverişi yaptığı kabul edilmiştir. Bu nedenle STATCOM'un dönüştürücü çıkış gerilimi V_{out} ile bağlı olduğu bara gerilimi V_i aynı fazdadır. V_{out} bir değişken olduğundan güç akışı denklemlerine ait X vektörüne ilave edilir. STATCOM'un şebekeye bağlantısını sağlayan transformatörün empedansı X_T (direnci ihmal edilmiştir), V - I karakteristiğinin eğimine ait eşdeğer reaktans X_{SL} ve referans gerilimi V_{ref} olmak üzere analiz programına veri olarak girilirler. V_{out} bilinmeyenine karşılık güç akışı denklemlerine ilave edilecek eşitlik

$$g(x, \beta) = |V_i| - |V_{out}| - I_{ST} \cdot X_T \quad (7.32)$$

olarak yazılabilir. Burada I_{ST} STATCOM akımı olup,

$$I_{ST} = \frac{|V_i| - V_{ref}}{X_{SL}} \quad (7.33)$$

eşitliği ile ifade edilebilir.

STATCOM'un bağlandığı baradan çektiği veya baraya enjekte ettiği reaktif güç değeri

$$Q_{ST} = V_i \cdot I_{ST} \quad (7.34)$$

olup, güç akışı denklemlerinde gerekli yerlere ilave edilir.

Sistemde harmonikler olduğunda, STATCOM'un şebekeye bağlandığı transformatörün empedansına ait harmonik eşdeğerine bağlı olarak sistemden harmonik akım ve reaktif güç çekilir. Transformatörün harmonik akım ve reaktif güç ifadeleri

$$I_{r,ST}^{(h)} = \frac{|V_i^{(h)}|}{X_T \cdot h} \cdot \sin \delta_i^{(h)} \quad (7.35)$$

$$I_{i,ST}^{(h)} = -\frac{|V_i^{(h)}|}{X_T \cdot h} \cdot \cos \delta_i^{(h)} \quad (7.36)$$

$$Q_{ST}^{(h)} = \frac{|V_i^{(h)}|^2}{X_T \cdot h} \quad (7.37)$$

olarak yazılabilir. Bu ifadeler yazılırken STATCOM'un dönüştürücü kısmındaki harmonik etkiler dikkate alınmamıştır. Yapılan modelleme sonucu STATCOM için elde edilen eşitlikler, güç akışı denklemlerinde STATCOM'un bağlı olduğu baraya ait akım ve reaktif güç denklemlerine ilave edilmiştir.

8. SAYISAL UYGULAMALAR

8.1 Giriş

Bu bölümde, tez çalışmasında, sinüsoidal ve sinüsoidal olmayan şartlar için geliştirilen algoritma ile kararlılık analizi yapmak üzere sayısal uygulamalar gerçekleştirilmiştir. Sinüsoidal olmayan durumdaki analizlerde çeşitli şartlar altında incelemeler ortaya konmuştur. Doğrusal olmayan karakteristiğe sahip yüklerin, yük modellemelerinin, klasik ve FACTS gibi modern reaktif güç kompanzasyon sistemlerinin ve farklı güç faktörüne sahip yüklerin gerilim kararlılığı üzerindeki etkilerini incelemek amacıyla beş sayısal uygulama gerçekleştirilmiştir. Bu bölümde gerçekleştirilen ve sürekli hal gerilim kararlılık analizlerinin yapıldığı beş farklı uygulama şunlardır:

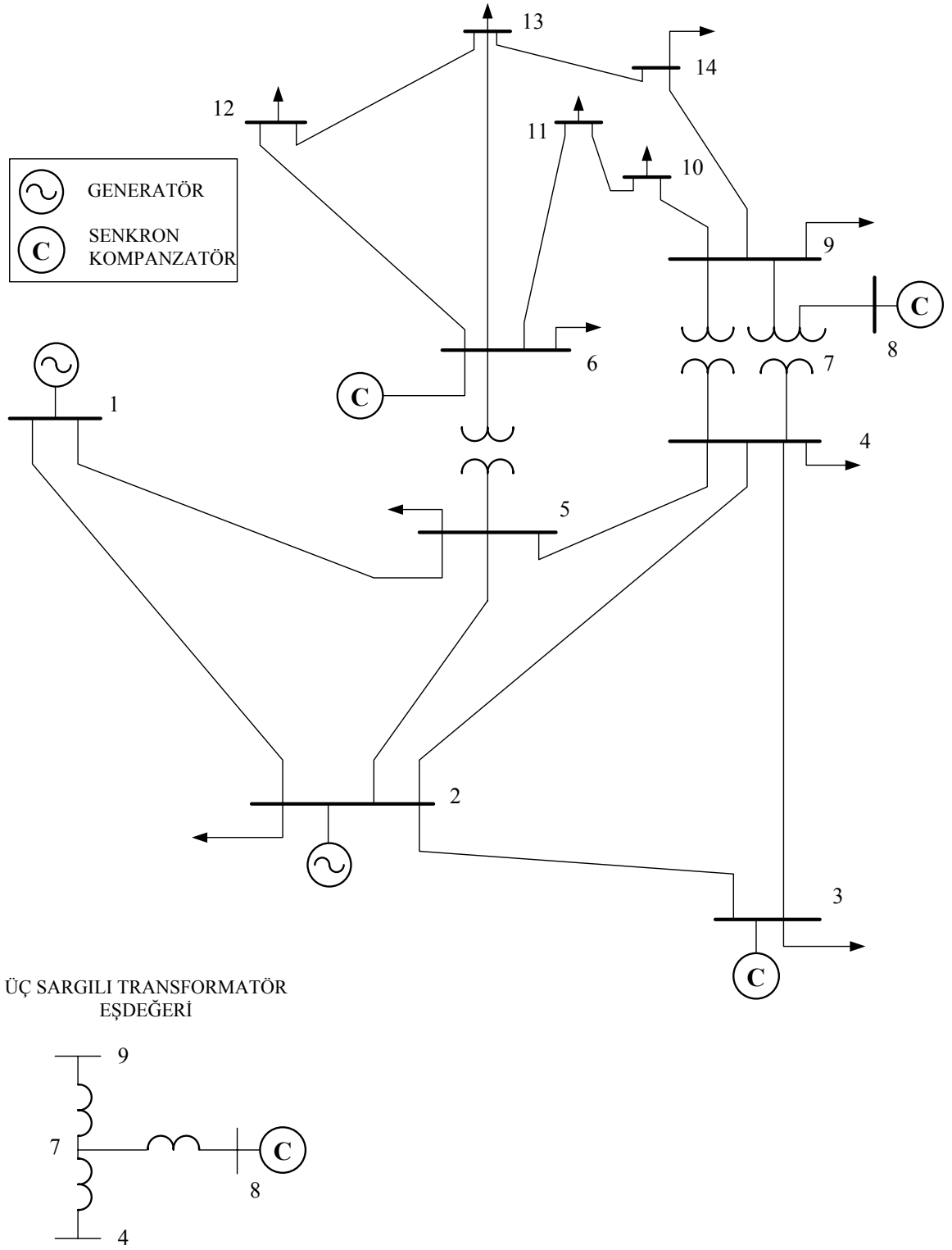
1. 14 baralı IEEE sisteminde, doğrusal ve doğrusal olmayan karakteristikli yüklerin gerilim kararlılığı üzerindeki etkilerinin incelenmesi,
2. 4 baralı bir güç sisteminde, farklı yük modellerinin gerilim kararlılığına etkisinin incelenmesi,
3. İkinci uygulamadaki güç sistemi için reaktif güç kompanzasyon sistemlerinin gerilim kararlılığı üzerindeki etkilerinin incelenmesi,
4. İkinci uygulamadaki güç sistemi için farklı güç faktörlerinin gerilim kararlılığına etkilerinin incelenmesi.
5. Bir tesiste yapılan ölçüm sonuçları ve tesise ait veriler kullanılarak gerilim kararlılık analizinin gerçekleştirilmesi.

8.2 Sayısal Uygulama 1

Sinüsoidal ve harmonikli ortamlarda gerilim kararlılığı analizi gerçekleştirmek için doğrusal ve doğrusal olmayan yükler içeren 14 baralı IEEE sistemi göz önüne alınmıştır. Geliştirilen program uygun donanımlı bir bilgisayarla n baralı bir sistem için rahatlıkla kullanılabilir. Şekil 8.1’de tek hat diyagramı görülen sisteme ait hat ve bara parametreleri sırasıyla Çizelge 8.1 ve 8.2’de verilmiştir. Çizelgedeki değerler 138 kV ve 100 MVA baz değerlerine göre verilmiştir.

Örnek sistemin 3, 6 ve 8 nolu baralarında senkron kompanzatörler bulunmaktadır. Ancak kolaylık sağlaması açısından sayısal uygulamada bu baralar reaktif güç sağlayan yük baraları

olarak kabul edilmiştir.



Şekil 8.1 IEEE 14 baralı örnek güç sistemi

İşlem kolaylığı açısından örnek sistemdeki hatların admitansları ihmal edilmiştir. Sayısal uygulamalarda 1 nolu bara “salınım barası” olarak kabul edilmiştir.

Çizelge 8.1 IEEE 14 baralı örnek güç sistemine ait hat parametreleri

Hat No	Bara No	Bara No	Z (pu)
1	1	2	$0,01938 + j0,05917$
2	1	5	$0,05403 + j0,22304$
3	2	3	$0,04699 + j0,19797$
4	2	4	$0,05811 + j0,17632$
5	2	5	$0,05695 + j0,17388$
6	3	4	$0,06701 + j0,17103$
7	4	5	$0,01335 + j0,04211$
8	4	7	$j0,20912$
9	4	9	$j0,55618$
10	5	6	$j0,25202$
11	6	11	$0,09498 + j0,19890$
12	6	12	$0,12291 + j0,25581$
13	6	13	$0,06615 + j0,13027$
14	7	8	$j0,17615$
15	7	9	$j0,11001$
16	9	10	$0,03181 + j0,08450$
17	9	14	$0,12711 + j0,27038$
18	10	11	$0,08205 + j0,19207$
19	12	13	$0,22092 + j0,19988$
20	13	14	$0,17093 + j0,34802$

Çizelge 8.2 IEEE 14 baralı örnek güç sistemine ait bara parametreleri

Bara No	P _{gen} (pu)	Q _{gen} (pu)	P _{yük} (pu)	Q _{yük} (pu)	V (pu)	θ (rad)
1	-	-	-	-	1,060	0
2	0,4	0,424	0,217	0,127	1,045	-0,0880
3	-	0,234	0,942	0,190	0,9939	-0,2221
4	-	-	0,478	-0,039	0,9749	-0,2607
5	-	-	0,076	0,016	1,0152	-0,2385
6	-	0,122	0,112	0,075	0,9958	-0,1767
7	-	-	-	-	1,0028	-0,1501
8	-	0,174	-	-	0,9850	-0,2385
9	-	-	0,295	0,166	0,9620	-0,2722
10	-	-	0,090	0,058	0,9561	-0,2761
11	-	-	0,035	0,018	0,9617	-0,2712
12	-	-	0,061	0,016	0,9588	-0,2784
13	-	-	0,135	0,058	0,9537	-0,2799
14	-	-	0,149	0,05	0,9385	-0,2967

Bu uygulamada örnek güç sisteminin 14 nolu barasında doğrusal ve doğrusal olmayan karakteristikli yüklerin olması durumunda baraya ait P-V eğrileri elde edilmek suretiyle sistemin gerilim kararlılığı incelenmiştir. P-V eğrilerini elde etmek için sistemdeki tüm yükler daha önce Bölüm 3.3.1’de açıklanan sabit güç karakteristiğine göre modellenmiş ve 14 nolu baradaki yük (8.1) ve (8.2) eşitliklerine göre sabit bir λ değeri ile artırılmıştır.

$$P_L = P_0(1 + \lambda) \quad (8.1)$$

$$Q_L = Q_0(1 + \lambda) \quad (8.2)$$

Burada P_0 ve Q_0 başlangıçtaki yüklenme durumunu ifade etmektedir. λ sabiti ise yüklenme faktörüdür ve yükün güç akışı denklemlerinde olması istenen artımsal değeri ifade etmektedir.

Çizelge 8.2'den görüldüğü gibi P_0 ve Q_0 'a ait değerler sırasıyla 0,149 ve 0,05 pu olarak alınmıştır.

Örnek sistemde, 14 nolu baradaki doğrusal olmayan yüke ait h. harmonik akımının aktif ve reaktif bileşenleri sırasıyla,

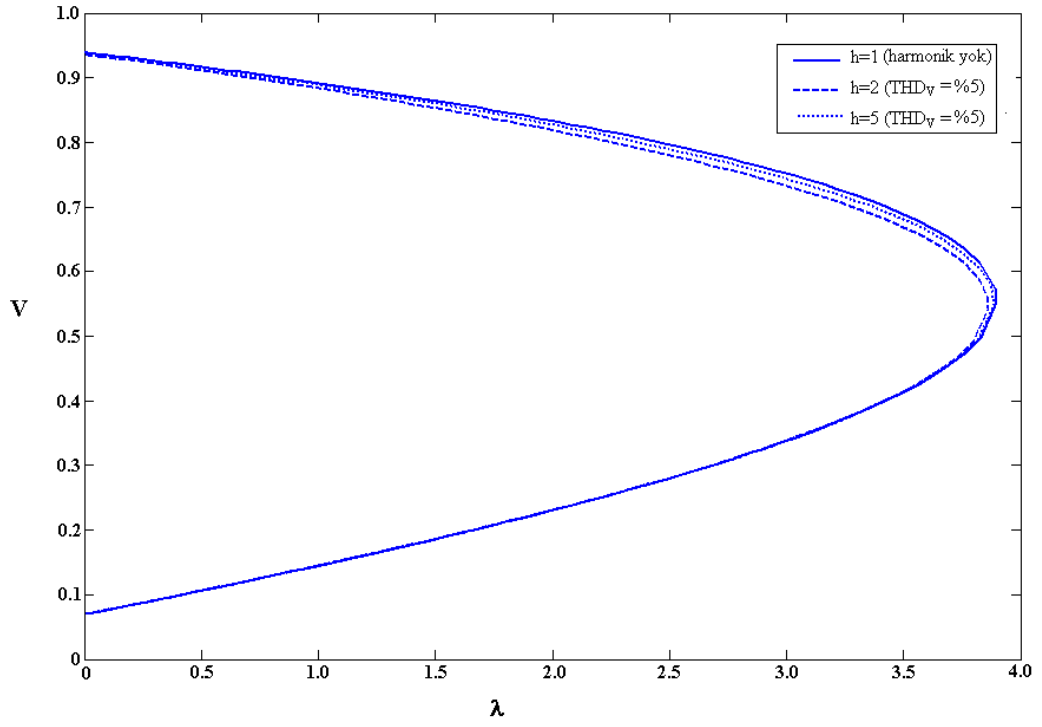
$$g_{r,14}^{(h)} = k.(1 + \lambda).[(V_{14}^{(1)})^3 . \cos(3.\delta_{14}^{(1)}) + (V_{14}^{(h)})^3 . \cos(3.\delta_{14}^{(h)})] \quad (8.3)$$

$$g_{i,14}^{(h)} = k.(1 + \lambda).[(V_{14}^{(1)})^3 . \sin(3.\delta_{14}^{(1)}) + (V_{14}^{(h)})^3 . \sin(3.\delta_{14}^{(h)})] \quad (8.4)$$

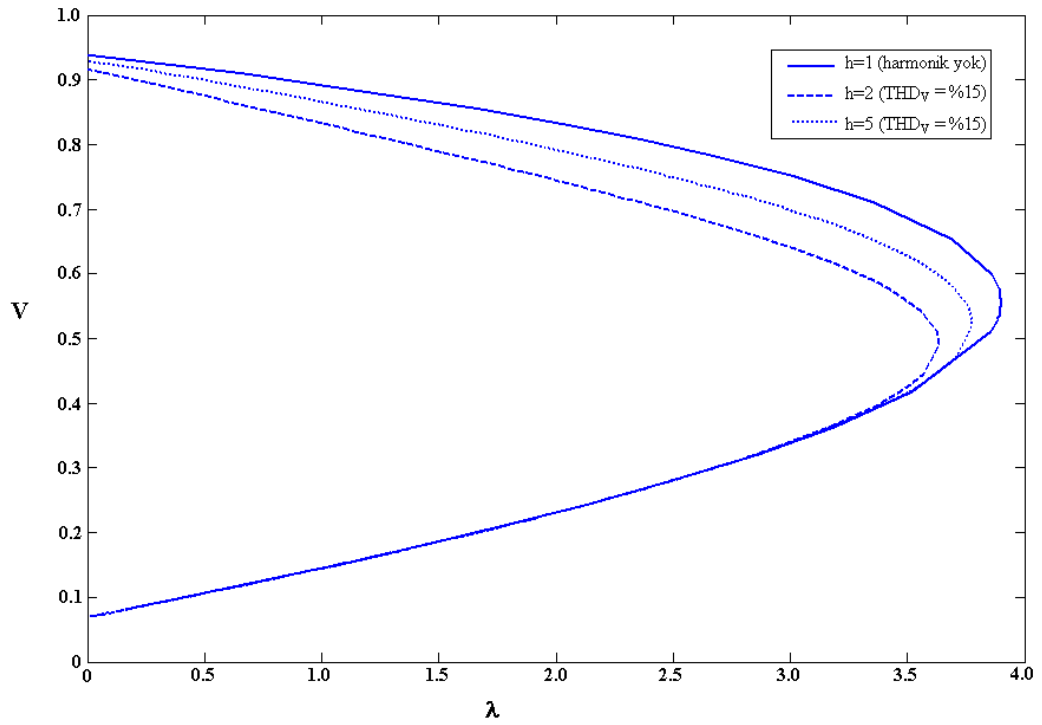
olarak kabul edilmiştir (Masoum, 1991). (8.3) ve (8.4) eşitliklerindeki k, akım katsayısı olup, başlangıçtaki yüklenme durumunda ($\lambda=0$) bara gerilimindeki toplam harmonik bozulmanın (THD_V) istenen seviyede olmasını sağlamak için çeşitli değerler alabilmektedir. Bu uygulamada 2. ve 5. mertebeden harmonik akımına sahip doğrusal olmayan yükler için farklı harmonik bozulma durumlarında gerilim kararlılığı analizleri gerçekleştirilmiştir.

Sistemde sadece doğrusal yük olması, doğrusal yük ile aynı temel bileşen değerlere ve THD_V değeri %5 olan 2. mertebeden harmonik akıma sahip doğrusal olmayan yük olması ve doğrusal yük ile aynı temel bileşen değerlere ve THD_V değeri %5 olan 5. mertebeden harmonik akıma sahip doğrusal olmayan yük olması durumları analiz edilmiştir. Analiz sonucunda örnek sistemin 14 nolu barası için elde edilen P-V eğrileri Şekil 8.2'de görülmektedir. Yatay ekseninde aktif güç (P)'nin değerini belirleyen λ yüklenme faktörü verilmiştir. Düşey ekseninde gerilimin temel bileşen değeri pu olarak görülmektedir.

Şekil 8.2'de P-V eğrileri verilen sistemdeki harmonikli akımların THD_V değeri %15 olması durumunda örnek sistemin 14 nolu barası için elde edilen P-V eğrileri Şekil 8.3'de verilmiştir. Bu durum harmonik bozulmanın artması halinde sistemin davranışının gözlemlenmesi amacıyla incelenmiştir.



Şekil 8.2 14 baralı IEEE örnek sisteminde %5 THD_V için P-V eğrileri



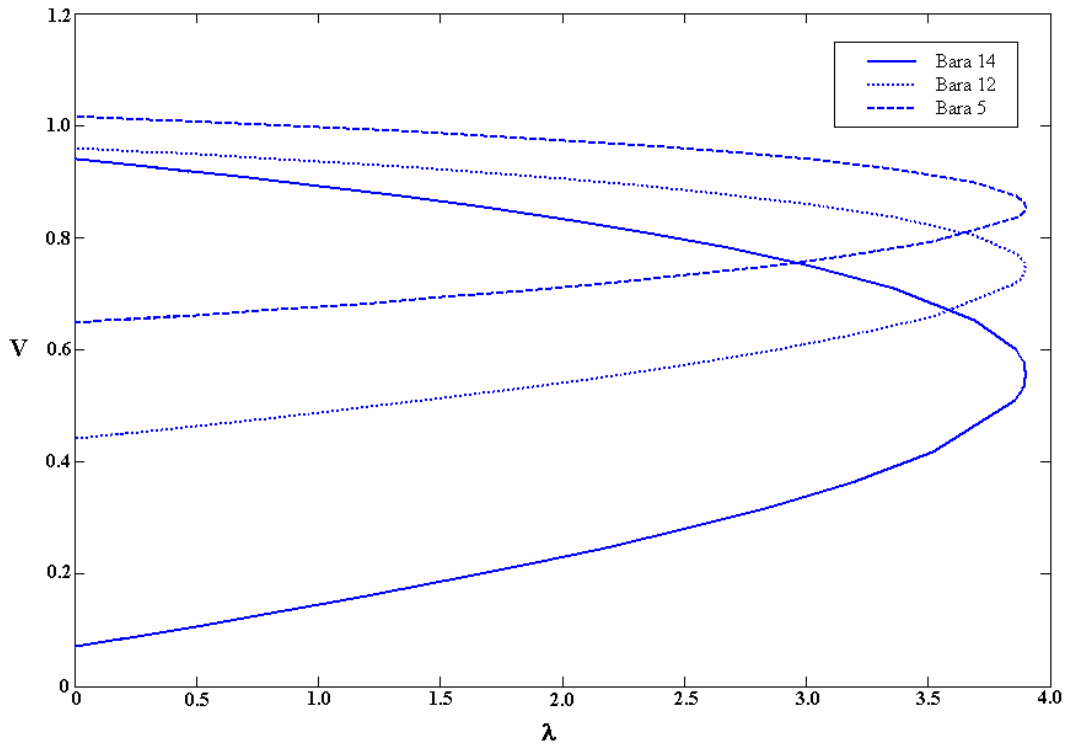
Şekil 8.3 14 baralı IEEE örnek sisteminde %15 THD_V için P-V eğrileri

Şekil 8.2 ve Şekil 8.3'den de görüldüğü gibi sistemde doğrusal olmayan yüklerin olması durumunda, gerilim kararsızlığı olmadan sistemin yüklenebileceği maksimum güç değerleri

doğrusal yükün değerlerine göre daha azdır. Bu durum bize doğrusal olmayan yüklenme durumlarında kararsızlığın olumsuz etkilendiğini veya kararlı çalışmayı sağlayacak yüklenebilirlik değerlerinin azaldığını ortaya koymaktadır. Ayrıca harmonik bozulma miktarı arttıkça sistemdeki maksimum yüklenebilirlik değerlerinin azaldığı görülmektedir.

Sistemde sadece doğrusal yük olması durumunda 5, 12 ve 14 nolu baralardaki P-V eğrilerinin değişimi Şekil 8.4’de görülmektedir.

Şekil 8.4’den anlaşıldığı gibi incelenen bara dışındaki baralarda gerilim değişimi daha azdır. Hatta sözkonusu baradan daha uzak noktalarda gerilim değişimlerinin daha az olduğu söylenebilir. Bu durum herhangi bir barada yüklenme miktarı arttıkça sistemdeki en büyük gerilim değişiminin o barada meydana geldiğini, diğer baralardaki gerilim değişiminin o baraya olan uzaklıkla ters orantılı olduğunu göstermektedir. Bu durum yük artımı yapılan (gerilim kararsızlığı incelenen) baradan uzaklaştıkça gerilim kararsızlığından etkilenmenin daha az olduğunu ortaya koymaktadır.



Şekil 8.4 Örnek sistemde doğrusal yükleme durumunda farklı baralar için P-V eğrileri

Harmonikli yüklenme durumundaki kritik gerilim ($V_{krt}^{(h)}$) ve kritik yüklenme faktörü ($\lambda_{krt}^{(h)}$) değerlerinin doğrusal yüklenme durumuna göre değişimlerini incelemek amacıyla kritik gerilim değişimi ($\%K_V$) ve kritik yüklenme değişimi ($\%K_P$) tanımlanmıştır. Harmonikli yüklenme durumundaki kritik değerlerin doğrusal yüklenme durumundaki değerlerine

oranlarını ifade eden %K_V ve %K_P büyüklükleri,

$$\%K_V = \frac{V_{krt}^{(h)} - V_{krt}^{(l)}}{V_{krt}^{(l)}} \quad (8.5)$$

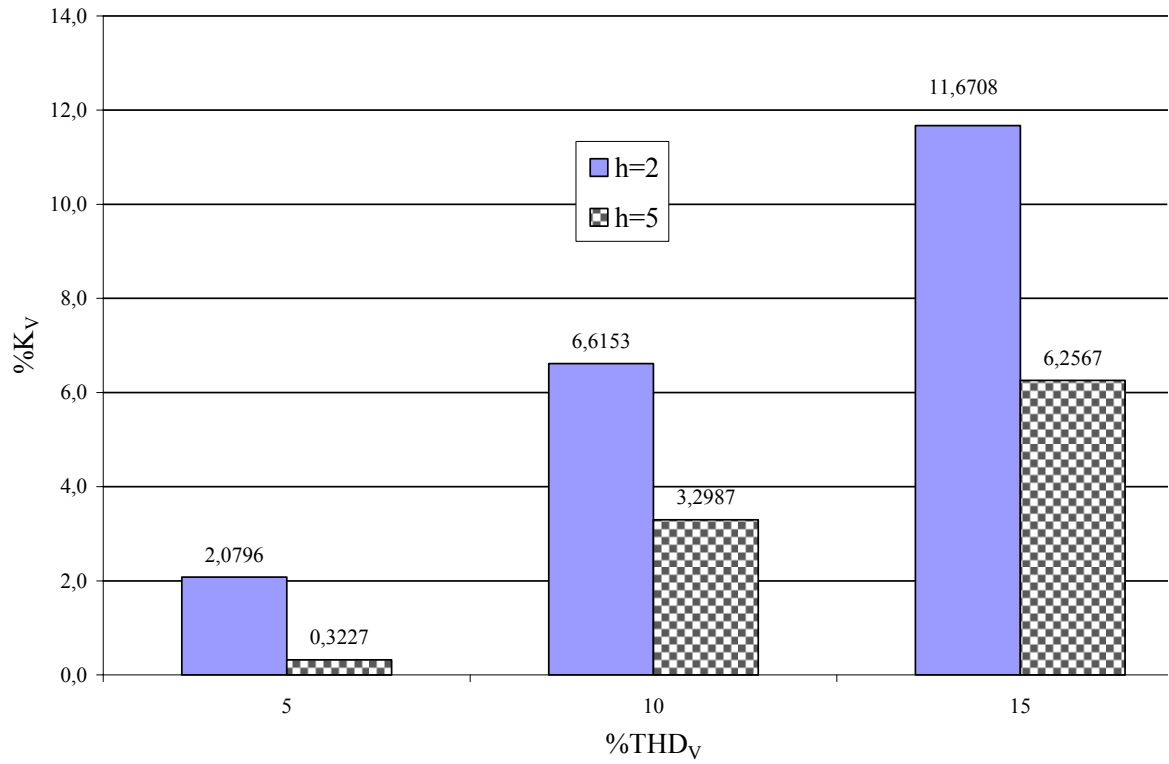
$$\%K_P = \frac{\lambda_{krt}^{(h)} - \lambda_{krt}^{(l)}}{\lambda_{krt}^{(l)}} \quad (8.6)$$

olarak yazılabilir. Çizelge 8.3’de doğrusal ve doğrusal olmayan farklı yüklenme durumları için analiz sonucu elde edilen değerler görülmektedir. %K_V ve %K_P değerlerinin negatif olması doğrusal yüklenmeye göre kritik gerilim ve kritik yüklenme faktörünün azaldığını ifade etmektedir.

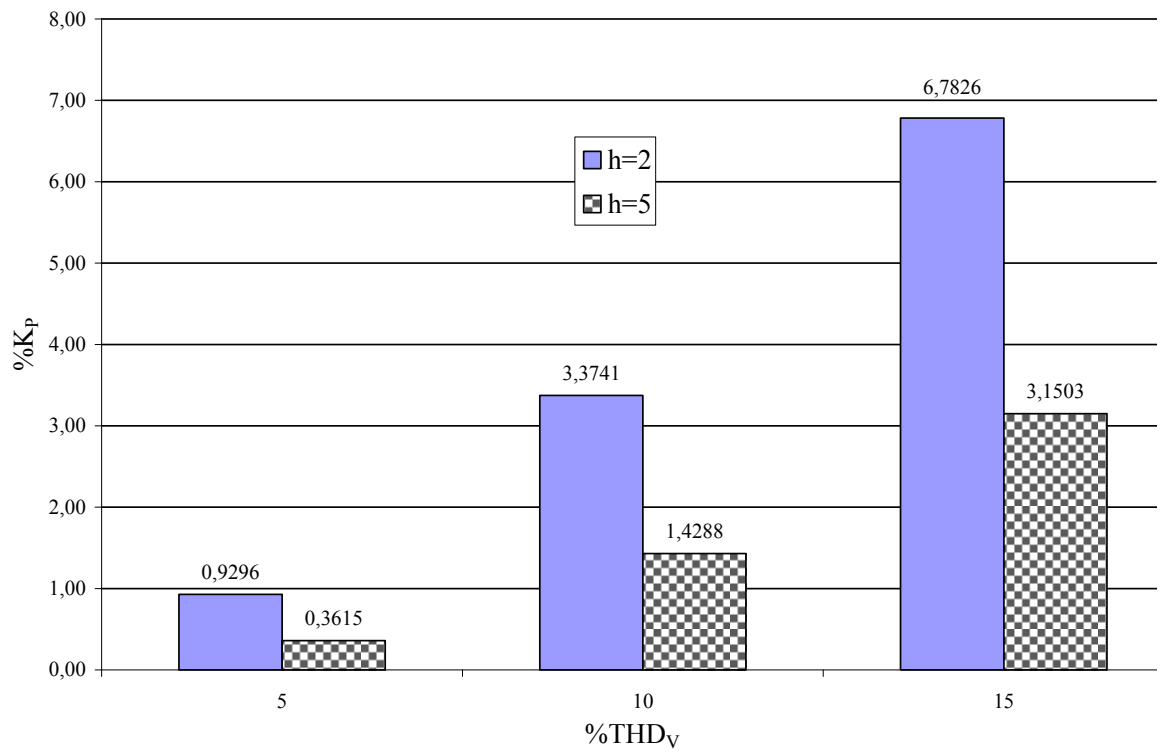
Çizelge 8.3’deki sonuçlara göre %K_V ve %K_P değişimleri sırasıyla Şekil 8.5 ve Şekil 8.6’da gösterilmiştir. Ancak görsellik açısından değişimler (+) işaretli olarak gösterilmiştir.

Çizelge 8.3 14 baralı örnek sistemin farklı yüklenme koşullarındaki analiz sonuçları

h	k	THD _V (%)	V _{krt} (pu)	λ _{krt} (pu)	K _V (%)	K _P (%)
1	-	-	0,5809	3,8987	-	-
2	0,0840	5	0,5462	3,8624	-2,0796	-0,9296
2	0,1710	10	0,5209	3,7671	-6,6153	-3,3741
2	0,2650	15	0,4927	3,6342	-11,6708	-6,7826
5	0,0340	5	0,5560	3,8846	-0,3227	-0,3615
5	0,0685	10	0,5394	3,8430	-3,2987	-1,4288
5	0,1045	15	0,5229	3,7758	-6,2567	-3,1503



Şekil 8.5 Harmonik gerilimdeki bozulma ile %K_V'nin değişimi



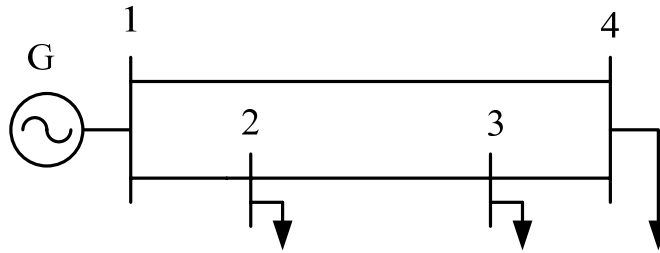
Şekil 8.6 Harmonik gerilimdeki bozulma ile %K_P'nin değişimi

Şekil 8.5’den görüldüğü gibi aynı harmonik bozulmaya sahip daha küçük harmonik bileşenli yük durumunda kritik gerilim değişimleri daha büyüktür. Bu durum yükün harmonik mertebesi yükseldikçe gerilim kararlılığı açısından doğrusal yük ile olan farkın azaldığını göstermektedir. Ayrıca harmonik bozulma miktarı arttıkça doğrusal yük ile olan kritik gerilim farkı da artmaktadır. Benzer sonuçlar kritik yüklenme değerlerindeki değişimler için de geçerlidir (Şekil 8.6). Bu sonuçlar sistemdeki doğrusal olmayan yüklerin sahip olduğu harmonik bileşenlerin derecelerinin ve büyüklüklerinin, kararlılık üzerinde nasıl olumsuz etkiye sahip olduğunu göstermektedir. Gerilimde aynı harmonik bozulmaya sahip daha küçük harmonik dereceli yüklenme durumunda kararlılık daha fazla bozulmaktadır. Ayrıca harmonik bozulma miktarı arttıkça kararlılığın olumsuz yönde etkilenmesi daha da artmaktadır.

8.3 Sayısal Uygulama 2

Farklı yük modellerinin sinüsoidal ve harmonikli ortamlarda gerilim kararlılığı üzerindeki etkisini analiz etmek için 4 baralı örnek bir güç sistemi kullanılmıştır (Masoum, 1991). Daha önce yük modellemelerindeki farklılıkların gerilim kararlılığı üzerindeki etkisi sadece doğrusal yüklenme durumunda incelenmesine karşın, doğrusal olmayan yüklenme durumlarında yük modellemelerinin gerilim kararlılığı üzerindeki etkileri ilk defa bu çalışma ile ortaya konmuştur.

Tek hat diyagramı Şekil 8.7’de görülen örnek sistemin hat ve bara parametreleri sırasıyla Çizelge 8.4 ve 8.5’de verilmiştir.



Şekil 8.7 Sayısal uygulama yapılan 4 baralı örnek güç sistemi

Çizelge 8.4 Örnek güç sistemine ait hat parametreleri

Hat No	Bara No	Bara No	Z (pu)	Y (pu)
1	1	2	$0,01+j0,01$	$j2,1125.10^{-4}$
2	2	3	$0,02+j0,08$	$j8,4500.10^{-4}$
3	3	4	$0,01+j0,02$	$j4,2250.10^{-4}$
4	1	4	$0,01+j0,02$	$j4,2250.10^{-4}$

Çizelge 8.5’de baralara ait verilen gerilimler ve açılar, belirtilen güçlerin çekilmesi durumundaki değerlerdir.

Çizelge 8.5 Örnek güç sistemine ait bara parametreleri

Bara No	$P_{yük}$ (pu)	$Q_{yük}$ (pu)	V (pu)	θ (rad)
1	-	-	1	0
2	5	2,35	0,8921	-0,0351
3	3	1,41	0,7901	-0,1639
4	5	2,35	0,8327	-0,1238

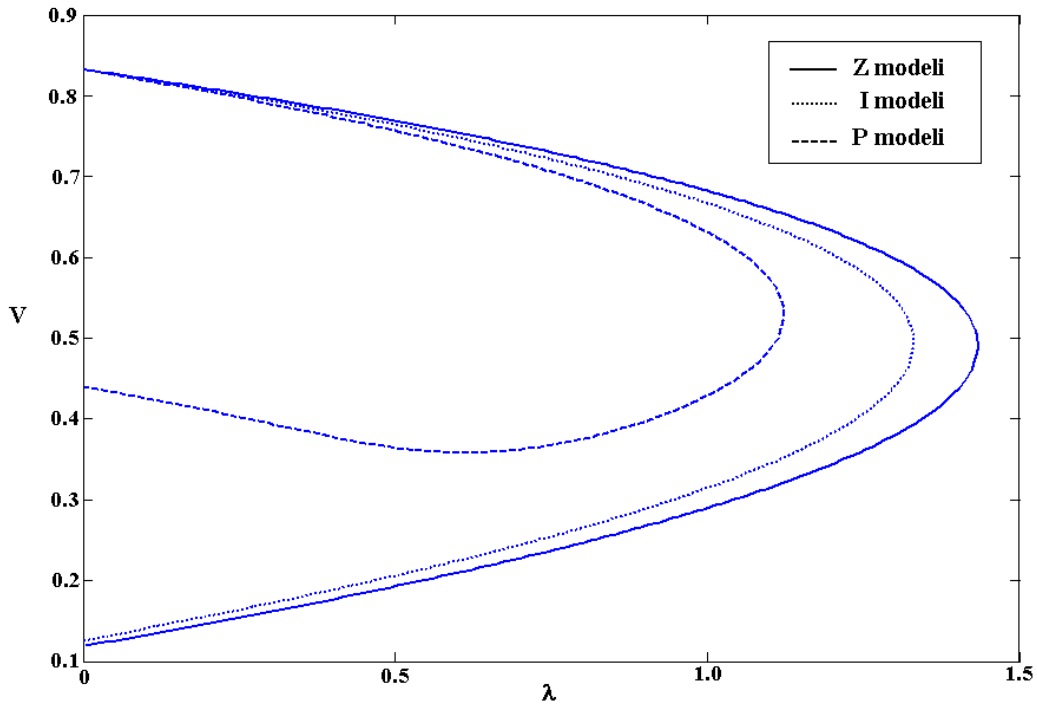
Örnek güç sisteminin 4 nolu barasındaki yük değeri (8.1) ve (8.2) eşitliklerinde belirtilen şekilde arttırılmış ve diğer baralardaki yüklerin sabit güç (P), sabit akım (I) ve sabit empedans (Z) yaklaşımıyla modellenmesi durumunda 4 nolu baraya ait P-V eğrileri elde edilerek kararlılık analizleri gerçekleştirilmiştir. Çizelge 8.5’de görüldüğü gibi P_0 ve Q_0 ’a ait değerler sırasıyla 5 pu ve 2,35 pu olarak alınmıştır.

Örnek sistemin 4 nolu barasındaki doğrusal olmayan yüke ait harmonik akımının aktif ve reaktif bileşenleri (8.3) ve (8.4) eşitliklerine göre değişmektedir. Bu uygulamada sadece 5. mertebeden harmonik akımına sahip doğrusal olmayan yükler için farklı harmonik bozulma durumlarında gerilim kararlılığı analizleri gerçekleştirilmiştir.

Örnek güç sistemindeki yüklerin sabit güç, akım ve empedans modeline göre olması

durumunda, 4 nolu baradaki doğrusal yüklenme durumu için elde edilen P-V eğrileri Şekil 8.8’de görülmektedir.

Şekil 8.8’den görüldüğü gibi sistemdeki yüklerin farklı yaklaşımlarla modellenmesi durumunda, sistemin maksimum yüklenebilirlik değerleri değişmektedir. Sistemde sabit empedanslı (Z) yükler olduğunda kritik noktaya karşılık gelen güç değeri en büyük iken sabit güçlü (P) yükler olduğunda ise en küçüktür. Yükler sabit empedans modeli ile temsil edildiğinde, 4. baradan çekilen gücün artması ile meydana gelen gerilim düşümüne bağlı olarak diğer baralardaki yüklerin çektikleri güçler de gerilimin karesi ile azaldığından bu durum normal bir sonuç olarak algılanmaktadır. Dolayısıyla 4 nolu baraya ait kritik yüklenme değerine daha yüksek güçlerde ulaşılabacaktır. Yükler sabit güç modeli (P) ile ifade edildiğinde ise, çekilen güç sabit kaldığından 4. baradan çekilecek daha düşük güç değerlerinde kritik gerilim değerine ulaşılır.



Şekil 8.8 Örnek sistemde farklı yük modelleri için elde edilen P-V eğrileri

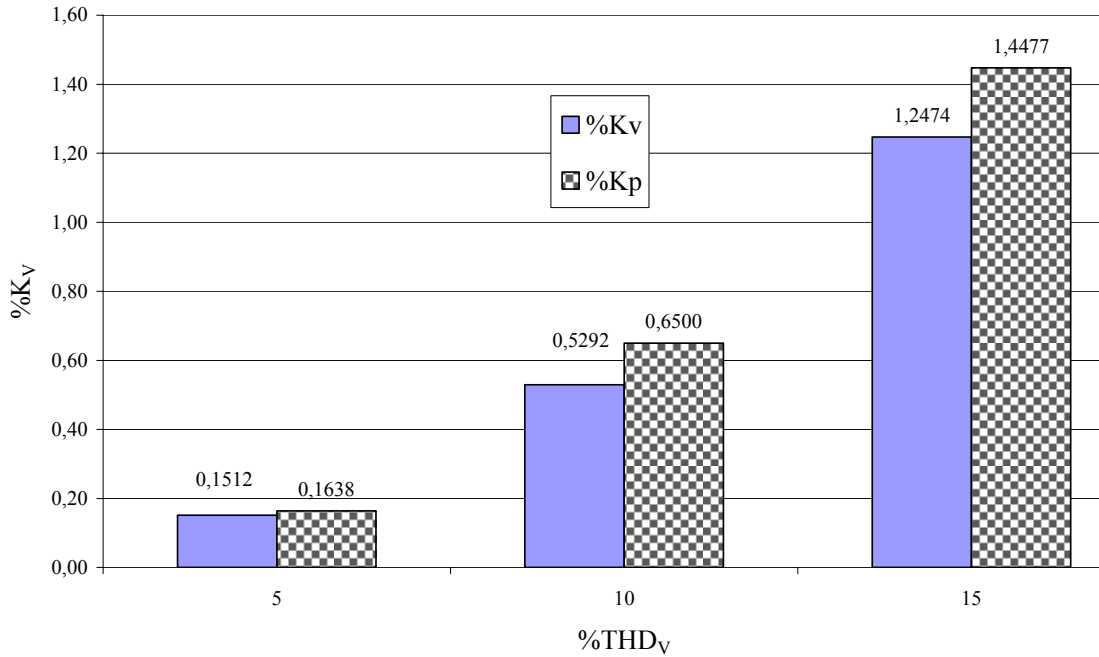
8.3.1 Sabit güç (P) modeli ile analiz

Baralardaki doğrusal yüklerin sabit güç modeline sahip olması koşulu için, 4 nolu barada doğrusal ve doğrusal olmayan yüklerin olması durumunda elde edilen analiz sonuçları Çizelge 8.6’da verilmiştir.

Çizelge 8.6 Örnek güç sistemin farklı yüklenme koşullarındaki P modeli analiz sonuçları

h	k	THD _V (%)	V _{krt} (pu)	λ_{krt} (pu)	K _V (%)	K _P (%)
1	-	-	0,5291	1,1231	-	-
5	0,0850	5	0,5283	1,1213	-0,1512	-0,1638
5	0,1730	10	0,5263	1,1158	-0,5292	-0,6500
5	0,2650	15	0,5225	1,1069	-1,2474	-1,4477

Çizelge 8.6'daki sonuçlara göre elde edilen %K_V ve %K_P değişimleri Şekil 8.9'da gösterilmiştir. Ancak değişimler görsellik açısından (+) işaretli olarak gösterilmiştir.

Şekil 8.9 Sabit güç modelinin harmonik bozulmaya göre %K_V ve %K_P değişimleri

Şekilden de anlaşıldığı gibi harmonik bozulma miktarı arttıkça sistemin gerilim kararlılığı performansı olumsuz etkilenmektedir. Bu durum hem kritik gerilim değeri, hem de kritik yüklenme değeri için geçerlidir.

8.3.2 Sabit akım (I) modeli ile analiz

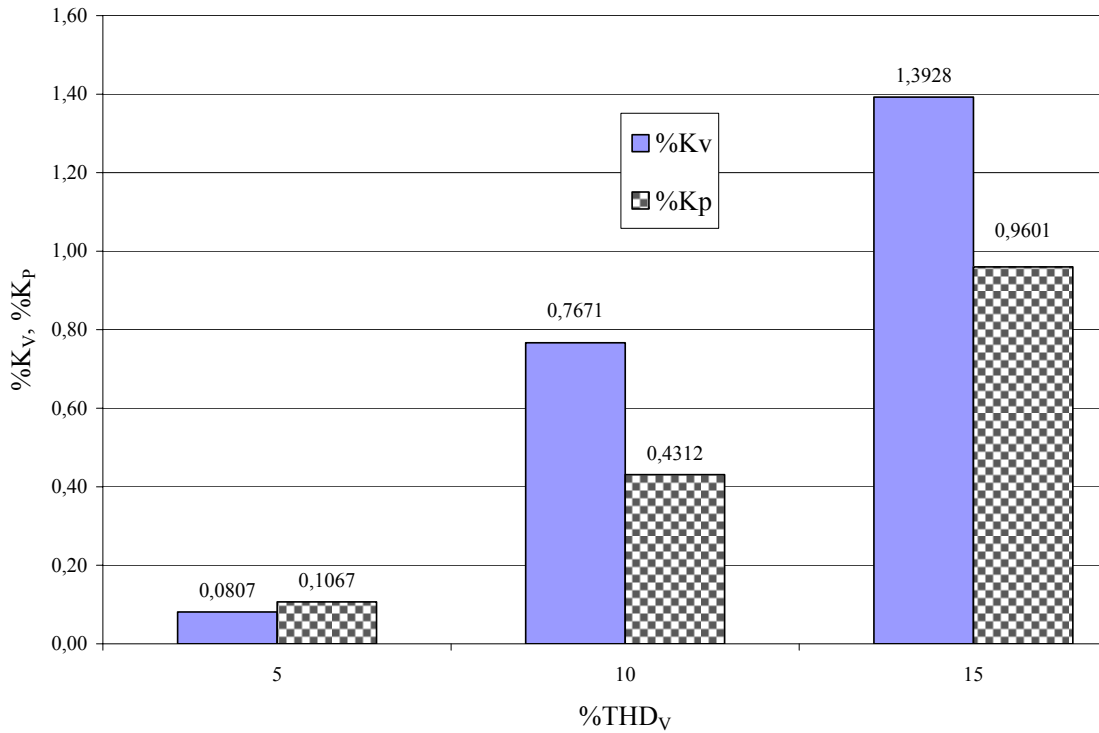
Baralardaki doğrusal yüklerin sabit akım yaklaşımı ile modellenmesi durumu için, 4 nolu

barada doğrusal ve doğrusal olmayan yüklerin olması durumunda elde edilen analiz sonuçları Çizelge 8.7’de gösterilmiştir.

Çizelge 8.7 Örnek güç sistemin farklı yüklenme koşullarındaki I modeli analiz sonuçları

h	k	THD _V (%)	V _{krt} (pu)	λ_{krt} (pu)	K _V (%)	K _P (%)
1	-	-	0,4954	1,3311	-	-
5	0,0850	5	0,4950	1,3297	-0,0807	-0,1067
5	0,1730	10	0,4916	1,3254	-0,7671	-0,4312
5	0,2640	15	0,4885	1,3183	-1,3928	-0,9601

Çizelge 8.7’deki sonuçlara göre elde edilen %K_V ve %K_P değişimleri görsellik açısından (+) işaretli olarak Şekil 8.10’da verilmiştir.



Şekil 8.10 Sabit akım modelinin harmonik bozulmaya göre %K_V ve %K_P değişimleri

Şekilden 8.10’da görüldüğü gibi harmonik bozulma arttıkça sisteme ait gerilim kararlılığı performansı kötüleşmektedir. Hem kritik gerilim değeri, hem de kritik yüklenme değeri için

bu durum geçerlidir.

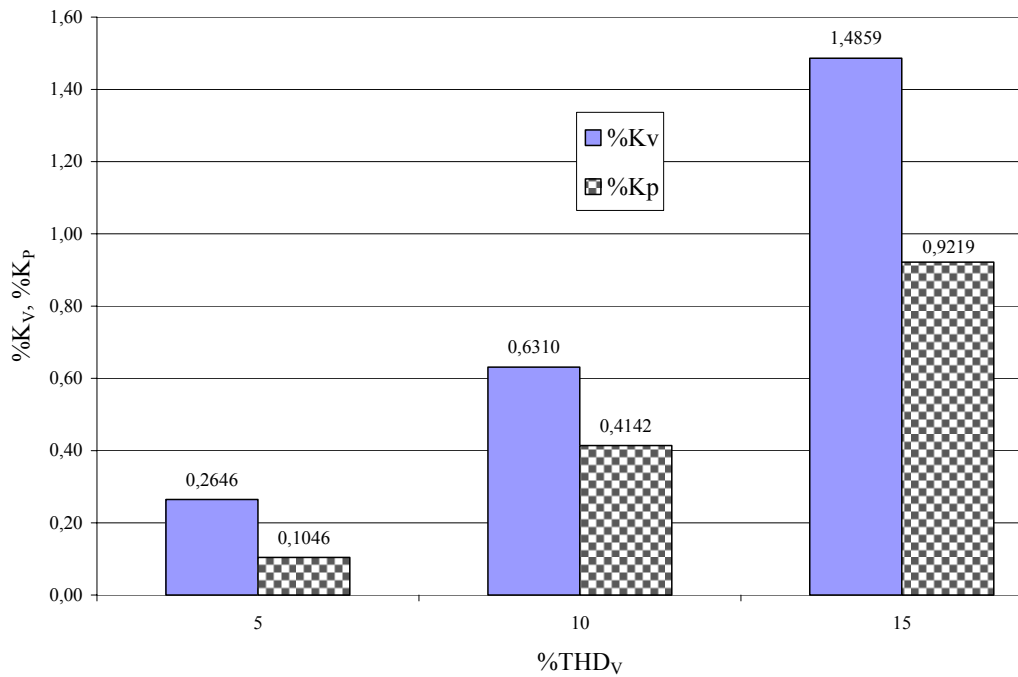
8.3.3 Sabit empedans (Z) modeli ile analiz

Örnek sistemdeki baralarda yer alan doğrusal yüklerin sabit empedans yaklaşımı ile modellenmesi durumu için, bara 4’de doğrusal ve doğrusal olmayan yüklerin olması durumunda elde edilen analiz sonuçları Çizelge 8.8’de gösterilmiştir.

Çizelge 8.8 Örnek güç sistemin farklı yüklenme koşullarındaki Z modeli analiz sonuçları

h	k	THD _V (%)	V _{krt} (pu)	λ _{krt} (pu)	K _V (%)	K _P (%)
1	-	-	0,4913	1,43404	-	-
5	0,0850	5	0,4900	1,43254	-0,2646	-0,1046
5	0,1730	10	0,4882	1,4281	-0,6310	-0,4142
5	0,2640	15	0,4840	1,42082	-1,4859	-0,9219

Çizelge 8.8’deki sonuçlara göre elde edilen %K_V ve %K_P değişimleri görsellik açısından (+) işaretli olarak Şekil 8.11’de görülmektedir.



Şekil 8.11 Sabit empedans modelinin harmonik bozulmaya göre %K_V ve %K_P değişimleri

Şekil 8.11'den görüldüğü gibi sistemde sabit empedans modeline sahip yükler olduğunda, harmonikli ortamdaki gerilim kararlılığı performansı sabit güç ve sabit akım modelindeki performansa benzemektedir. Yani harmonik bozulma artınca kararlılık performansı da bozulmaktadır.

Burada gerçekleştirilen analizlerde yükün modellenmesine göre kritik yüklenme değerlerinin farklılıklar gösterdiği ortaya konmuştur. Bu nedenle yapılacak gerilim kararlılığı analizlerinde yükün gerçek modeline uygunluğunun çok önemli olduğu anlaşılmaktadır. Kararlılık analizlerinin gerçek sonuçlar ortaya koyması sistem yük modelinin doğruluğuna bağlıdır. Bu nedenle yük davranışlarının irdelenerek uygun yük modellerin kullanılması doğru bir analiz bakımından gerekli bir davranış olacaktır.

8.4 Sayısal Uygulama 3

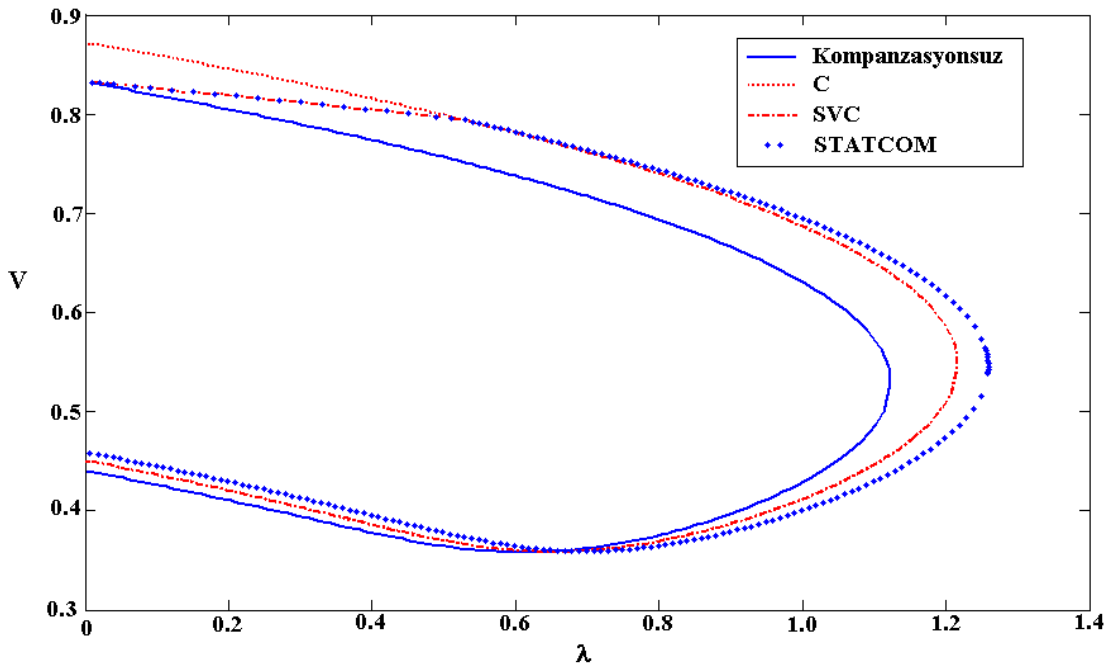
Farklı reaktif güç kompanzasyon sistemlerinin gerilim kararlılığı üzerindeki etkisini incelemek üzere 2. sayısal uygulamadaki örnek sistem göz önüne alınmıştır. Örnek sistemin 4 nolu barasına sırasıyla şönt kompanzasyon (C), Statik VAR Kompanzatör (SVC) ve Statik Senkron Kompanzatör (STATCOM) bağlandığında gerilim kararlılığının hem sinüsoidal, hem de sinüsoidal olmayan ortamda nasıl etkilendiği incelenmiştir. Harmonikli durumdaki STATCOM içeren uygulama için yapılan analizlerde bu çalışmada geliştirilen modellemeler kullanılmıştır.

Şekil 8.7'de tek hat diyagramı verilmiş olan örnek sistemdeki yüklerin sabit güç modeline sahip olmaları koşulu ile herhangi bir kompanzasyon sistemi olmaksızın harmonikli ve harmoniksiz yüklenme durumunda 4 nolu bara için elde edilen sonuçlar Çizelge 8.9'da verilmiştir.

Çizelge 8.9 Örnek sistemde kompanzasyon olmaması durumu için analiz sonuçları

h	k	THD _v (%)	V _{krt} (pu)	λ _{krt} (pu)
1	-	-	0,5291	1,1231
5	0,0850	5	0,5283	1,1213
5	0,1730	10	0,5263	1,1158
5	0,2650	15	0,5225	1,1069

Örnek sistemin 4 nolu barasına aynı reaktif güç değerlerine sahip kapasite (C), SVC ve STATCOM bağlanması durumunda, gerilim kararlılığının kompanzasyonsuz sisteme göre değişimini gösteren P-V eğrileri Şekil 8.12’de görülmektedir.

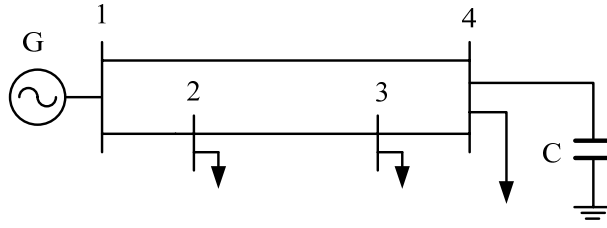


Şekil 8.12 Örnek sistemde kullanılan farklı kompanzasyon sistemleri için P-V eğrileri

Şekilden görüldüğü gibi tüm kompanzasyon sistemleri maksimum yüklenebilirlik sınırını yükseltmişlerdir. Bununla beraber en fazla yüklenebilirlik STATCOM kullanılması durumunda gerçekleşmiştir. C ile SVC kullanılması durumunda kritik yüklenme değerleri yaklaşık aynı oranda artmalarına rağmen, C kullanılması durumunda baranın gerilimi istenmeyen biçimde yükselmektedir. Bu durumda SVC kullanılması gerilim regülasyonu açısından daha üstündür. Ayrıca SVC ve STATCOM’un gerilim regülasyonu açısından aynı karakteristiğe sahip olduğu söylenebilir.

8.4.1 Şönt kapasite ile yapılan kompanzasyon için kararlılık analizi

Örnek sistemin doğrusal durumda 4 nolu barasındaki güç faktörünün $\cos\phi=0.99$ olmasını sağlayacak biçimde reaktansı $X_C=0,423$ pu olan bir şönt kompanzasyon sistemi bağlanmıştır. Tek hat diyagramı Şekil 8.13’de görülen şönt kompanzasyon bağlanmış sistemin çeşitli yüklenme durumunda elde edilen analiz sonuçları Çizelge 8.10’da verilmiştir.

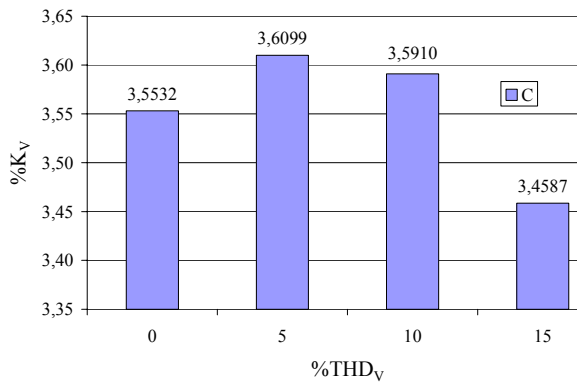


Şekil 8.13 Şönt kompanzasyon (C) bağlanmış örnek güç sistemi

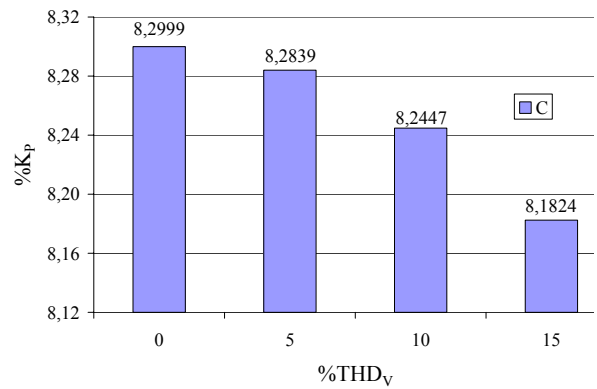
Çizelge 8.10 Örnek sisteme C bağlanması durumunda elde edilen analiz sonuçları

h	k	THD _V (%)	V _{krt} (pu)	λ _{krt} (pu)	K _V (%)	K _P (%)
1	-	-	0,5479	1,2164	3,5532	8,2999
5	0,0735	5	0,5482	1,2162	3,6099	8,2839
5	0,1465	10	0,5481	1,2157	3,5910	8,2447
5	0,2170	15	0,5474	1,2150	3,4587	8,1824

Buradaki %K_V ve %K_P değerleri Çizelge 8.9'un birinci satırında verilen, sistemde herhangi bir kompanzasyon olmaması durumu için ölçülen V_{krt} ve λ_{krt} değerlerine göre hesaplanmıştır. Bu sonuçlara göre kritik gerilim ve kritik yüklenme değerlerinin kompanzasyonsuz duruma göre arttığı görülmektedir. Harmonikli durumda ise bu artış sınırlı kalmaktadır. Çizelge 8.10'daki sonuçlara göre elde edilen %K_V ve %K_P değişimleri Şekil 8.14'de görülmektedir.



a) %K_V değişimi



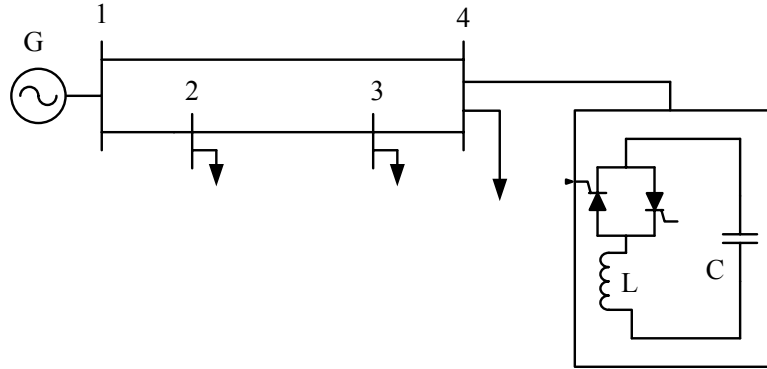
b) %K_P değişimi

Şekil 8.14 Şönt kapasite (C) bağlı örnek sistemde çeşitli yüklenme koşullarında %K_V ve %K_P değişimleri

Şekil 8.14’de genel olarak sistemde harmonik olsa bile kompanzasyonsuz sisteme göre kritik gerilim ve güç değerlerinde bir artış olduğu görülmektedir.

8.4.2 SVC ile yapılan kompanzasyon için kararlılık analizi

Örnek sistem üzerinde SVC ile yapılan kompanzasyon için bir analiz gerçekleştirilmiştir. Şekil 8.15’de 4 nolu barasına SVC bağlanmış örnek sistemin tek hat diyagramı görülmektedir.



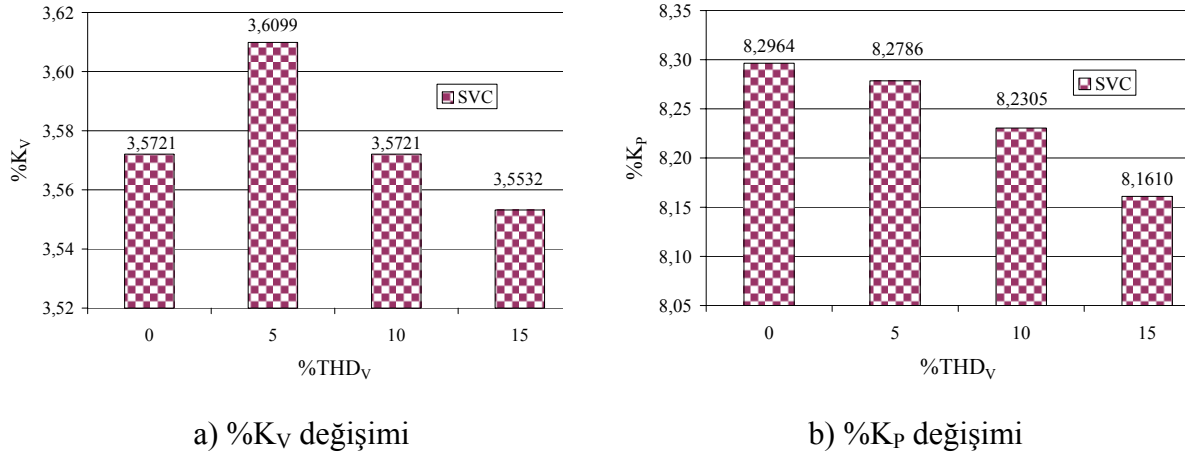
Şekil 8.15 Statik VAr Kompanzatörü (SVC) bağlanmış örnek güç sistemi

Şönt kompanzasyon ile aynı kapasitif reaktans değerine ($X_C=0,423$ pu) sahip SVC’nin aynı değerde endüktif reaktif güç üretmesi için sahip olması gereken X_L değeri 0,265 pu olarak hesaplanmıştır. SVC’nin karakteristik eğimi $X_{SL}=0,2$ pu olarak kabul edilmiştir. SVC’nin referans gerilimi için ise 4 nolu baranın başlangıçtaki çalışma gerilimi olan 0,8327 pu değeri dikkate alınmıştır. SVC’nin tetikleme açısı 90^0 - 175^0 arasında değişmektedir. Bu sistem için çeşitli yüklenme durumunda elde edilen analiz sonuçları Çizelge 8.11’de verilmiştir.

Çizelge 8.11 Örnek sisteme SVC bağlanması durumunda elde edilen analiz sonuçları

h	k	THD _V (%)	V _{krt} (pu)	λ_{krt} (pu)	K _V (%)	K _P (%)
1	-	-	0,5480	1,2163	3,5721	8,2964
5	0,0800	5	0,5482	1,2161	3,6099	8,2786
5	0,1600	10	0,5480	1,2156	3,5721	8,2305
5	0,2350	15	0,5479	1,2148	3,5532	8,1610

Buradaki $\%K_V$ ve $\%K_P$ değerleri Çizelge 8.10'a benzer biçimde hesaplanmıştır. Çizelge 8.11'deki sonuçlara göre elde edilen $\%K_V$ ve $\%K_P$ değişimleri Şekil 8.16'da görülmektedir.

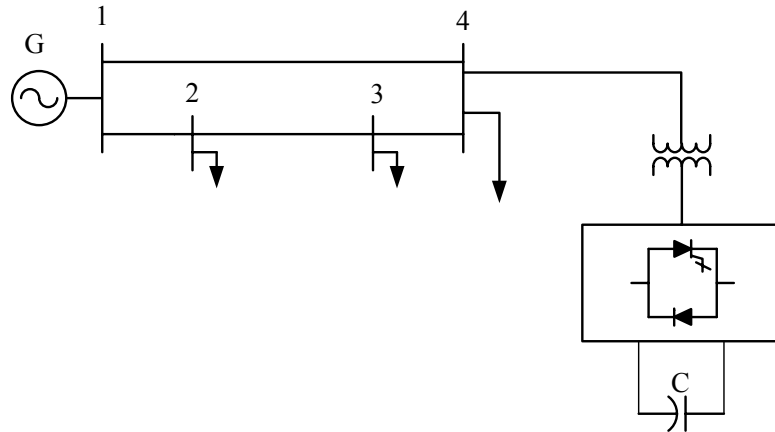


Şekil 8.16 SVC bağlı örnek sistemde çeşitli yüklenme koşullarında $\%K_V$ ve $\%K_P$ değişimleri

Şekilden de görüldüğü gibi SVC bağlanmış sistem için elde edilen kritik gerilim ve güç değişimleri C bağlanmış sistem için elde edilen değerlere oldukça benzemektedir. Bunun nedeni her iki kompanzasyon sisteminin aynı kapasitif reaktans değerine sahip olmasıdır. İki sistem arasında ölçülen küçük farklar ise SVC'nin maksimum tetikleme açısının 175° olmasından dolayı endüktansın tam olarak devre dışı kalamamasından kaynaklanmaktadır.

8.4.3 STATCOM ile yapılan kompanzasyon için kararlılık analizi

Örnek sistem üzerinde STATCOM ile yapılan kompanzasyon durumunda gerilim kararlılık analizi yapılmıştır. Harmonikli durum için yapılan analizde STATCOM için geliştirilen model kullanılmıştır. Şekil 8.17'de STATCOM bağlı örnek sistemin tek hat diyagramı görülmektedir.



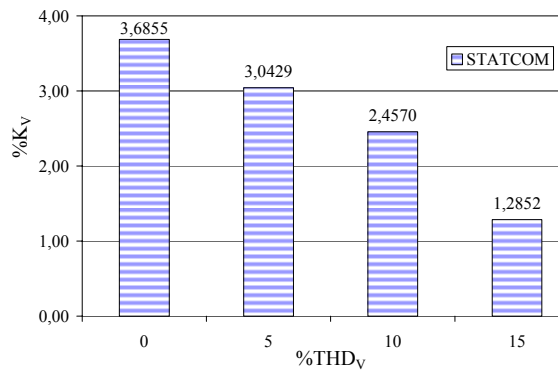
Şekil 8.17 Statik Senkron Kompanzatör (STATCOM) bağlanmış örnek güç sistemi

STATCOM'un karakteristiğinin SVC ile aynı olmasını sağlamak için STATCOM'un maksimum kapasitif akımı 1,878 pu olarak hesaplanmıştır. Bağlantı transformatörünün reaktans değeri $X=0,145$ pu kabul edilmiştir. Karakteristik eğimi SVC'de olduğu gibi $X_{SL}=0,2$ pu olarak kabul edilmiştir. Referans gerilimi de 0,8327 pu olarak dikkate alınmıştır. Bu sistem için çeşitli yüklenme durumunda gerçekleştirilen kararlılık analiz sonuçları Çizelge 8.12'de verilmiştir.

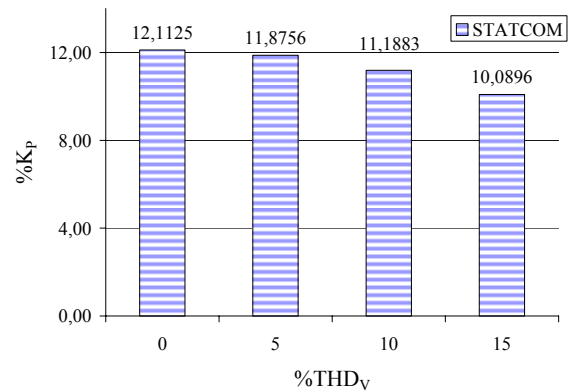
Çizelge 8.12 Örnek sisteme STATCOM bağlanması durumunda elde edilen analiz sonuçları

h	k	THD _V (%)	V _{krt} (pu)	λ_{krt} (pu)	K _V (%)	K _P (%)
1	-	-	0,5486	1,2592	3,6855	12,1125
5	0,9500	5	0,5452	1,2565	3,0429	11,8756
5	1,9200	10	0,5421	1,2488	2,4570	11,1883
5	2,9300	15	0,5359	1,2365	1,2852	10,0896

Buradaki %K_V ve %K_P değerleri daha önceki uygulamalarda olduğu gibi, Çizelge 8.9'un birinci satırında verilen sistemde herhangi bir kompanzasyon olmaması durumu için ölçülen V_{krt} ve λ_{krt} değerlerine göre hesaplanmıştır. Çizelge 8.12'deki sonuçlara göre elde edilen %K_V ve %K_P değişimleri Şekil 8.18'de görülmektedir.



a) %K_V değişimi



b) %K_P değişimi

Şekil 8.18 STATCOM bağlı örnek sistemde çeşitli yüklenme koşullarında %K_V ve %K_P değişimleri

8.4.4 Analiz sonuçlarının irdelenmesi

Önceki iki kompanzasyon sisteminde olduğu gibi genel olarak sistemde harmonik olsa bile kompanzasyonsuz sisteme göre kritik gerilim ve güç değerlerinde bir artış olduğu Şekil 8.18'den görülmektedir. Ancak harmonik bozulma miktarı arttıkça STATCOM'un gerilim ve güç değerlerinde sağladığı artışlar azalmaktadır. Diğer bir deyişle harmonik bileşenler kompanzasyonla sağlanan kritik gerilim ve kritik yüklenme değerlerindeki olumlu değişimleri sınırlandırmaktadır.

Çizelge 8.13'de kompanzasyon olmadığında ve çeşitli kompanzasyon sistemleri olduğunda farklı yüklenme durumları için elde edilen sonuçlar toplu bir şekilde görülmektedir.

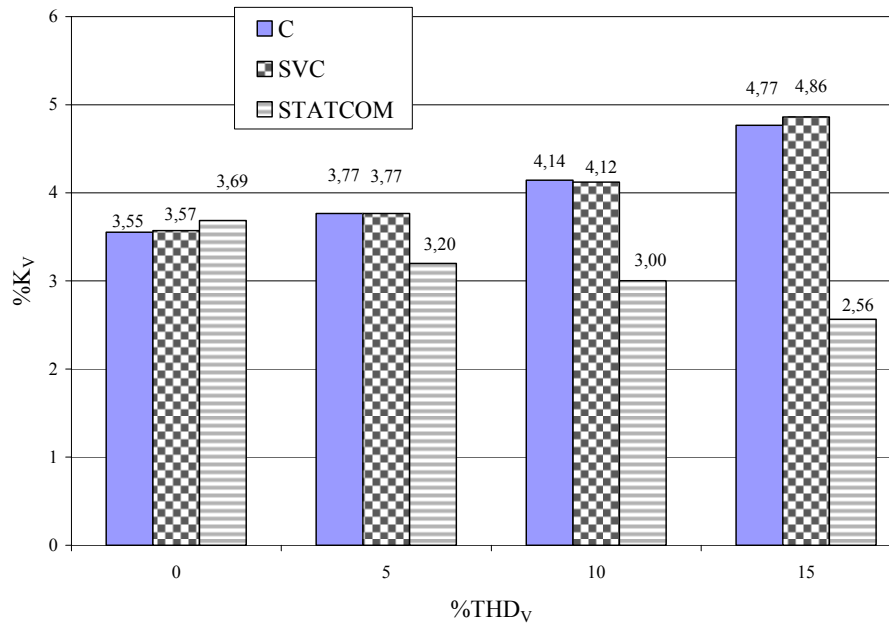
Çizelge 8.13 Farklı kompanzasyon ve yüklenme durumları için elde edilen analiz sonuçları

h	Kompanzasyon Sistemi	THD _V (%)	V _{krt} (pu)	λ_{krt} (pu)	K _V (%)	K _P (%)
1	-	0	0,5291	1,1231	-	-
1	C	0	0,5479	1,2164	3,5532	8,2999
1	SVC	0	0,5480	1,2163	3,5721	8,2964
1	STATCOM	0	0,5486	1,2592	3,6855	12,1125
5	-	5	0,5283	1,1213	-	-
5	C	5	0,5482	1,2162	3,7668	8,4616
5	SVC	5	0,5482	1,2161	3,7668	8,4563
5	STATCOM	5	0,5452	1,2565	3,1989	12,0592
5	-	10	0,5263	1,1158	-	-
5	C	10	0,5481	1,2157	4,1421	8,9529
5	SVC	10	0,5480	1,2156	4,1231	8,9386
5	STATCOM	10	0,5421	1,2488	3,0021	11,9157
5	-	15	0,5225	1,1069	-	-
5	C	15	0,5474	1,2150	4,7656	9,7716
5	SVC	15	0,5479	1,2148	4,8612	9,7499
5	STATCOM	15	0,5359	1,2365	2,5646	11,7068

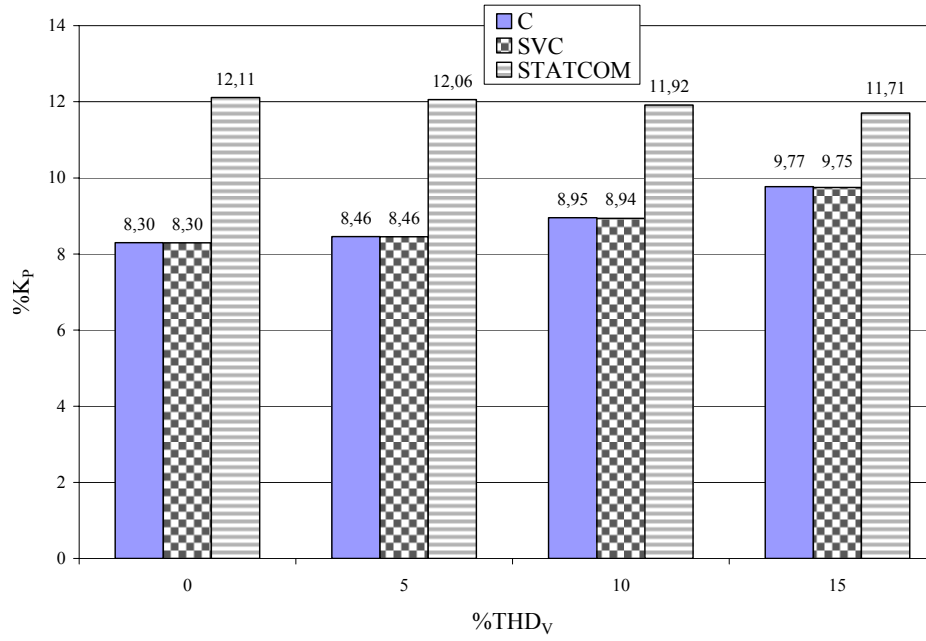
Çizelge 8.13'de görülen %K_V ve %K_P değerleri her bir THD_V grubu için ölçülen kompanzasyonsuz sistemdeki V_{krt} ve λ_{krt} değerleri dikkate alınarak hesaplanmıştır. Örneğin %5 THD_V için STATCOM bağlı durumda ölçülen 0,5452 V_{krt} değerinin, aynı bozulma için

kompanzasyonsuz durumda ölçülen $0,5283 V_{\text{kr}}$ değerine göre değişimi $\%K_V=3,1989$ olarak hesaplanmıştır. Çizelge 8.13'deki sonuçlara göre farklı yüklenme ve kompanzasyon durumları için elde edilen $\%K_V$ ve $\%K_P$ değişimleri sırasıyla Şekil 8.19 ve Şekil 8.20'de görülmektedir.

$\%K_V$ ve $\%K_P$ değişimlerinden görüldüğü gibi, harmonik bozulma miktarı arttıkça şönt kompanzasyonlu ve SVC'li sistemlerde, aynı harmonikli yüklenme durumundaki kompanzasyonsuz sisteme göre kritik gerilim ve kritik yüklenme değerlerindeki iyileşmenin arttığı görülmektedir. STATCOM'lu sistemlerde ise tersi bir durum söz konusudur. Yani harmonik bozulma oranı arttıkça STATCOM'un sağladığı iyileşme miktarı azalmaktadır. Bu durum bize harmonikli sistemlerde C ve SVC'nin STATCOM'a göre daha iyi bir karakteristiğe sahip olduğunu anlatmaktadır. Ancak Şekil 8.20'de görüldüğü gibi THD_V değeri $\%15$ olması durumunda dahi STATCOM'un hala C ve SVC sistemlerinden daha yüksek bir maksimum yüklenebilirlik sağlamaktadır. Şayet THD_V $\%15$ 'den daha büyük değerlere ulaşırsa C ve SVC kompanzasyon sistemlerinin sağladığı maksimum yüklenebilirlik STATCOM'un sağladığından daha fazla olabilir. Fakat gerçekte iletim sisteminin THD_V değerinin $\%15$ 'in üzerine çıkması pek mümkün olmadığından, kompanzasyon sistemi için STATCOM kullanılmasının daha uygun olduğu sonucuna varılmaktadır.



Şekil 8.19 Farklı yüklenme ve kompanzasyon durumları için $\%K_V$ değişimleri



Şekil 8.20 Farklı yüklenme ve kompanzasyon durumları için %K_p değişimleri

8.4.5 STATCOM bağlantı transformatörünün etkisinin analizi

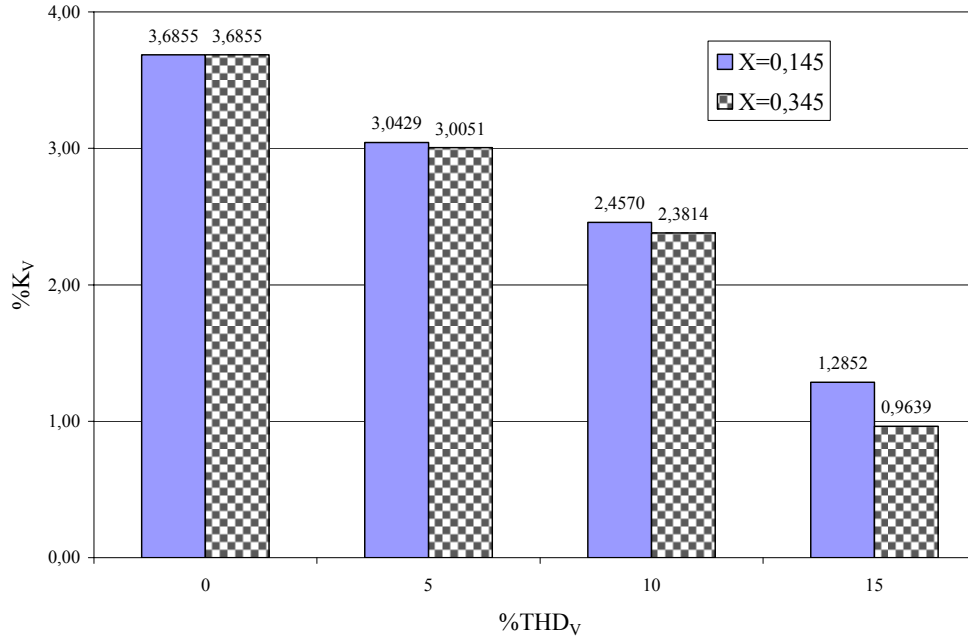
Güç sisteminde en çok kullanılan elemanlardan olan transformatörler sistemde en çok dikkate alınması gereken elemanlardandır. Farklı gerilim seviyelerini ve farklı sistemleri birbirine bağlayan transformatörler belirli bir reaktans değerine sahiptirler. Reaktans değerinin gerilim kararlılığı analizindeki etkisinin irdelenmesi bize önemli bilgiler verecektir.

STATCOM'un bütün parametrelerinin aynı olması koşu ile, güç sistemine bağlantısını sağlayan transformatörün reaktansının değerinin $X=0,345$ pu olması durumunda elde edilen analiz sonuçları Çizelge 8.14'de görülmektedir.

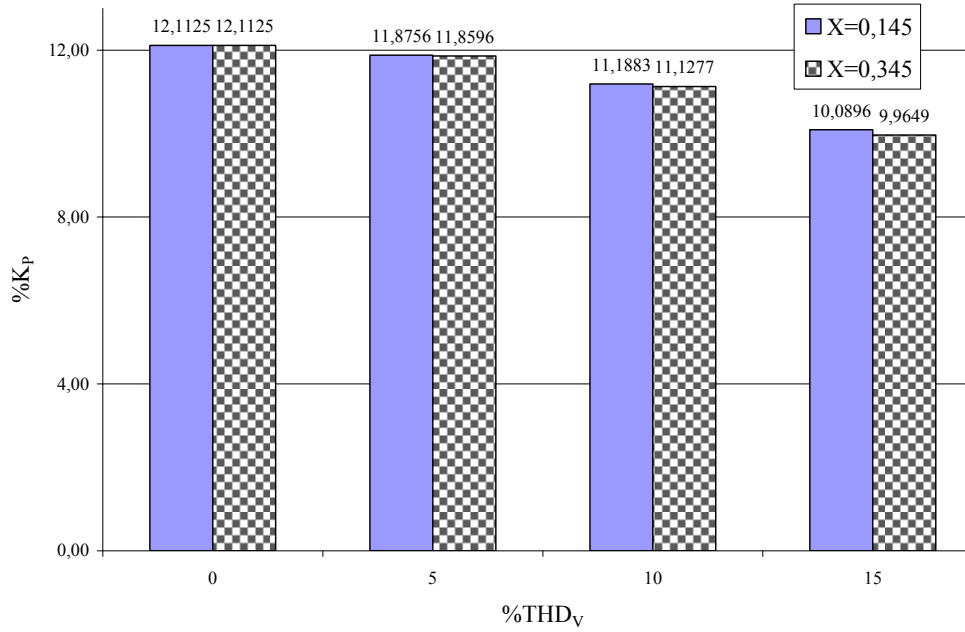
Çizelge 8.14 STATCOM'un transformatör reaktansının $X=0.345$ pu olması durumunda elde edilen analiz sonuçları

h	k	THD _v (%)	V _{krt} (pu)	λ_{krt} (pu)	K _v (%)	K _p (%)
1	-	-	0,5486	1,2592	3,6855	12,1125
5	0,9500	5,34	0,5450	1,2563	3,0051	11,8596
5	1,9200	10,66	0,5417	1,2481	2,3814	11,1277
5	2,9300	15,91	0,5342	1,2351	0,9639	9,9649

Çizelgede görülen $\%K_V$ ve $\%K_P$ değerleri Çizelge 8.9'un birinci satırında verilen, sistemde herhangi bir kompanzasyon olmaması durumu için ölçülen V_{krt} ve λ_{krt} değerlerine göre hesaplanmıştır. Çizelgeden görüldüğü gibi yükün harmonik akım katsayılarının aynı olması durumu için, transformatörün reaktansının değeri büyüdüğünde baradaki harmonik bozulma değerleri de artmaktadır. STATCOM'un transformatör reaktansının iki farklı değeri için elde edilen $\%K_V$ ve $\%K_P$ değişimleri sırasıyla Şekil 8.21 ve Şekil 8.22'de görülmektedir.



Şekil 8.21 İki farklı transformatör reaktans değeri için STATCOM'un $\%K_V$ değişimi



Şekil 8.22 İki farklı transformatör reaktans değeri için STATCOM'un $\%K_P$ değişimi

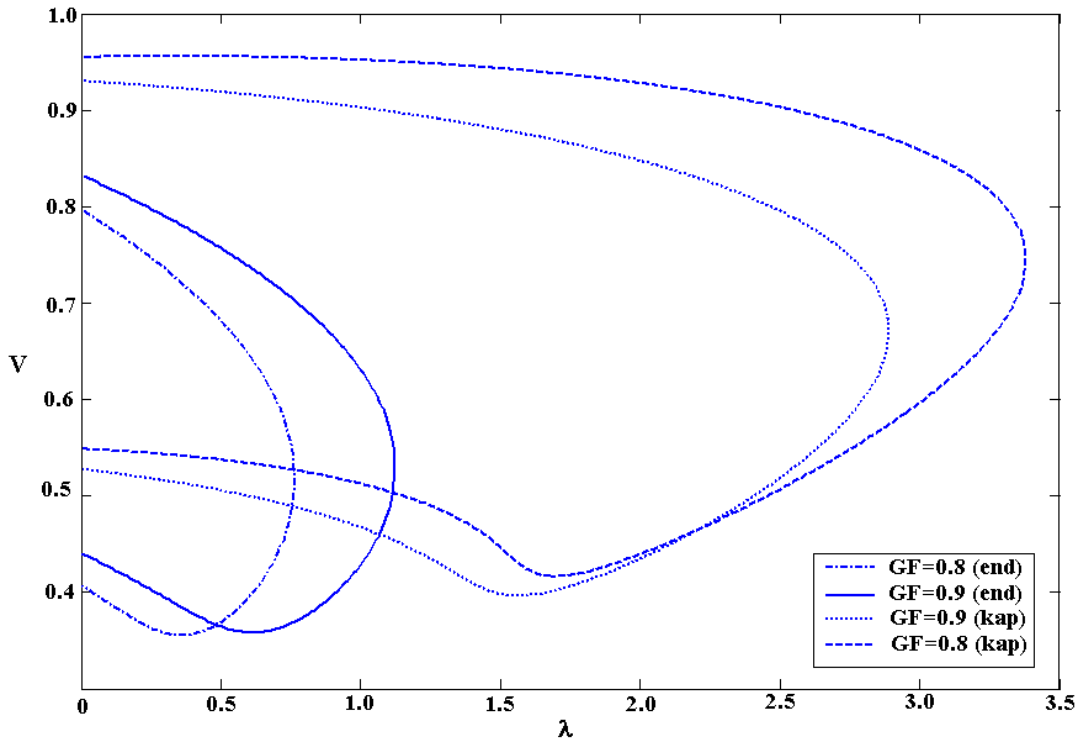
Şekil 8.21 ve Şekil 8.22'den görüldüğü gibi sinüsoidal durumda transformatör reaktans değerinin $\%K_V$ ve $\%K_P$ değişimleri üzerinde çok önemli bir etkisi bulunmamaktadır. Her iki durumda da STATCOM'un gerilim kararlılığında sağladığı iyileşme aynıdır. Ancak harmonik bozulma miktarı arttıkça daha büyük değerli reaktansın bulunduğu sistemdeki kararlılık iyileşmesi azalmaktadır. Buradan harmonikli sistemlerde kullanılacak STATCOM için bağlantı transformatörünün reaktans değerinin küçük değerli seçilmesinin kararlılık açısından daha iyi olacağı sonucuna varılmaktadır.

8.5 Sayısal Uygulama 4

Gerilim kararlılığı incelenecek baradaki yükün güç faktörünün (GF) gerilim kararlılığı üzerindeki etkisini incelemek için 2. ve 3. uygulamalarda kullanılan örnek güç sistemi göz önüne alınmıştır. Örnek sistemin 4 nolu barasında sadece doğrusal yük olmasının yanısıra farklı miktarlarda harmonik bozulmaya sahip doğrusal olmayan yüklerin de olması durumunda gerilim kararlılığının nasıl değiştiği incelenmiştir. Sistemin 4 nolu barasındaki yükün aktif gücü 5 pu değerinde olup reaktif gücü ise kabul edilen GF'ne bağlı olarak değişmektedir. Diğer baralardaki yükler ise sabit güç modeline sahiptir. Bu uygulamada sistemin 4 nolu barasındaki yük endüktif ve kapasitif karakteristikli olmak üzere 0,8 ve 0,9 GF değerlerine sahip olduğunda gerilim kararlılığının hem sinüsoidal, hem de sinüsoidal olmayan ortamdaki değişimi incelenmiştir.

Örnek sistemin 4. barasında sadece doğrusal yüklerin ve GF değerlerinin endüktif 0,8 ve 0,9 ile kapasitif 0,8 ve 0,9 olması durumlarında elde edilen P-V eğrileri Şekil 8.23'de görülmektedir.

Şekil 8.23'den görüldüğü gibi yükün karakteristiği endüktiften kapasitife doğru değişirken gerilim kararlılığı yönünden sistemde bir iyileşme görülmektedir. Ancak kapasitif yük durumunda bara gerilimi oldukça yükselmektedir. Buradan, genelde endüktif karakteristikli iletim hatlarına sahip güç sistemlerinde kapasitif yüklenmenin gerilim kararlılığını iyileştirdiği sonucuna varılabilir.



Şekil 8.23 Doğrusal yüklenme durumunda farklı GF için P-V eğrileri

Şekil 8.7’de tek hat diyagramı verilmiş olan örnek sistemin 4 nolu barasındaki yükün 0,8 endüktif GF’ne sahip olması durumunda elde edilen sonuçlar Çizelge 8.15’de verilmiştir.

Çizelge 8.15 Endüktif 0,8 GF için elde edilen analiz sonuçları

h	k	THD _V (%)	V _{krt} (pu)	λ _{krt} (pu)	K _V (%)	K _P (%)
1	-	-	0,5179	0,76374	-	-
5	0,9250	5	0,5165	0,76252	-0,2703	-0,1597
5	1,8800	10	0,5153	0,75898	-0,5020	-0,6232
5	2,900	15	0,5115	0,75296	-1,2358	-1,4115

Çizelge 8.16’da örnek sistemin 4 nolu barasındaki yükün 0,9 endüktif GF’ne sahip olması durumunda elde edilen sonuçlar görülmektedir.

Çizelge 8.16 Endüktif 0,9 GF için elde edilen analiz sonuçları

h	k	THD _V (%)	V _{krt} (pu)	λ_{krt} (pu)	K _V (%)	K _P (%)
1	-	-	0,5291	1,12314	-	-
5	0,8500	5	0,5283	1,1213	-0,1512	-0,1638
5	1,7300	10	0,5263	1,11584	-0,5292	-0,6500
5	2,6500	15	0,5225	1,10688	-1,2474	-1,4477

Örnek güç sisteminin 4. barasındaki yükün 0,8 kapasitif GF'ne sahip olması durumunda elde edilen sonuçlar Çizelge 8.17'de verilmiştir

Çizelge 8.17 Kapasitif 0,9 GF için elde edilen analiz sonuçları

h	k	THD _V (%)	V _{krt} (pu)	λ_{krt} (pu)	K _V (%)	K _P (%)
1	-	-	0,6712	2,8888	-	-
5	0,6800	5	0,6675	2,8756	-0,5513	-0,4569
5	1,3750	10	0,6555	2,83622	-2,3391	-1,8201
5	2,1100	15	0,6371	2,77116	-5,0805	-4,0723

Çizelge 8.18'de örnek sistemin 4 nolu barasındaki yüke ait GF'nün 0,8 kapasitif olması durumunda elde edilen sonuçlar görülmektedir.

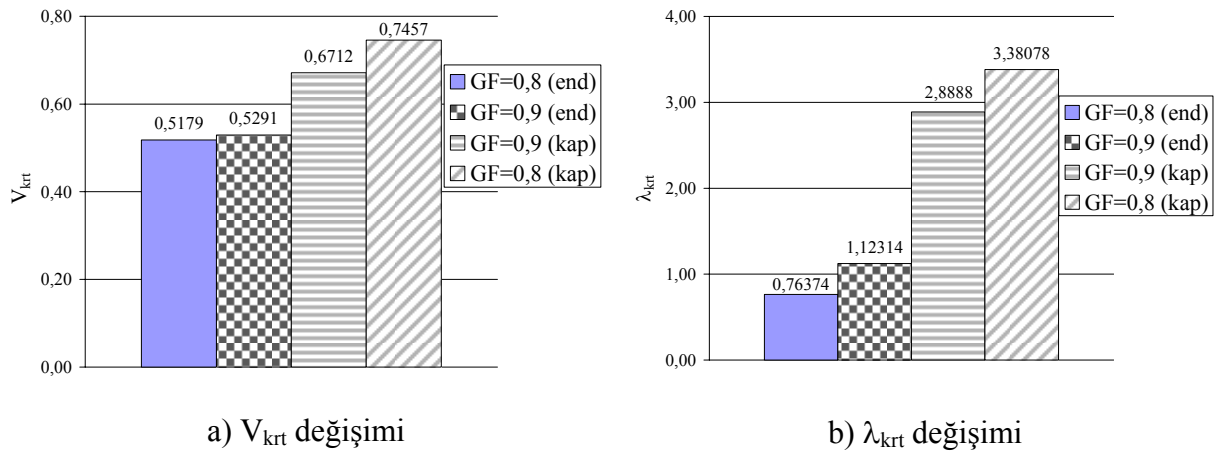
Çizelge 8.18 Kapasitif 0,8 GF için elde edilen analiz sonuçları

h	k	THD _V (%)	V _{krt} (pu)	λ_{krt} (pu)	K _V (%)	K _P (%)
1	-	-	0,7457	3,38078	-	-
5	0,6450	5	0,7390	3,35834	-0,8985	-0,6638
5	1,3050	10	0,7189	3,2898	-3,5939	-2,6911
5	1,9980	15	0,6889	3,17392	-7,6170	-6,1187

Çizelge 8.15-8.18’de görülen değerler dikkate alındığında, doğrusal yüklenme durumu için V_{krt} ve λ_{krt} değişimleri Şekil 8.24’de görülmektedir.

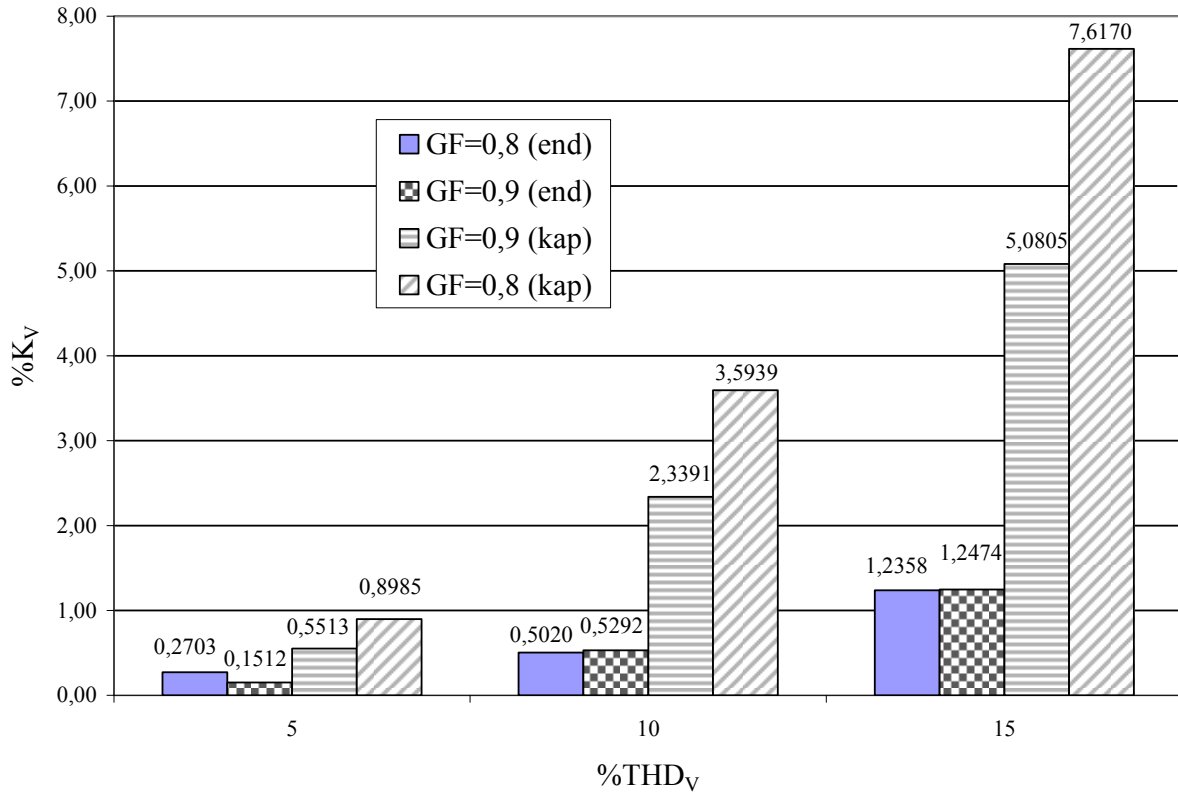
Şekil 8.24’den anlaşıldığı gibi, herhangi bir baranın yükünün endüktif karakteristiği arttıkça o baranın gerilim kararlılığı kötüleşmektedir. Benzer biçimde yükün kapasitif karakteristiği arttıkça baranın gerilim kararlılığı iyileşmektedir.

Çizelge 8.15-8.18’deki değerler dikkate alınarak, yükün farklı GF değerleri için çeşitli harmonik bozulmalarda hesaplanan $\%K_V$ ve $\%K_P$ değişimleri sırasıyla Şekil 8.25 ve 8.26’da görülmektedir. Değişimler görsellik açısından (+) işaretli olarak kabul edilmiştir.

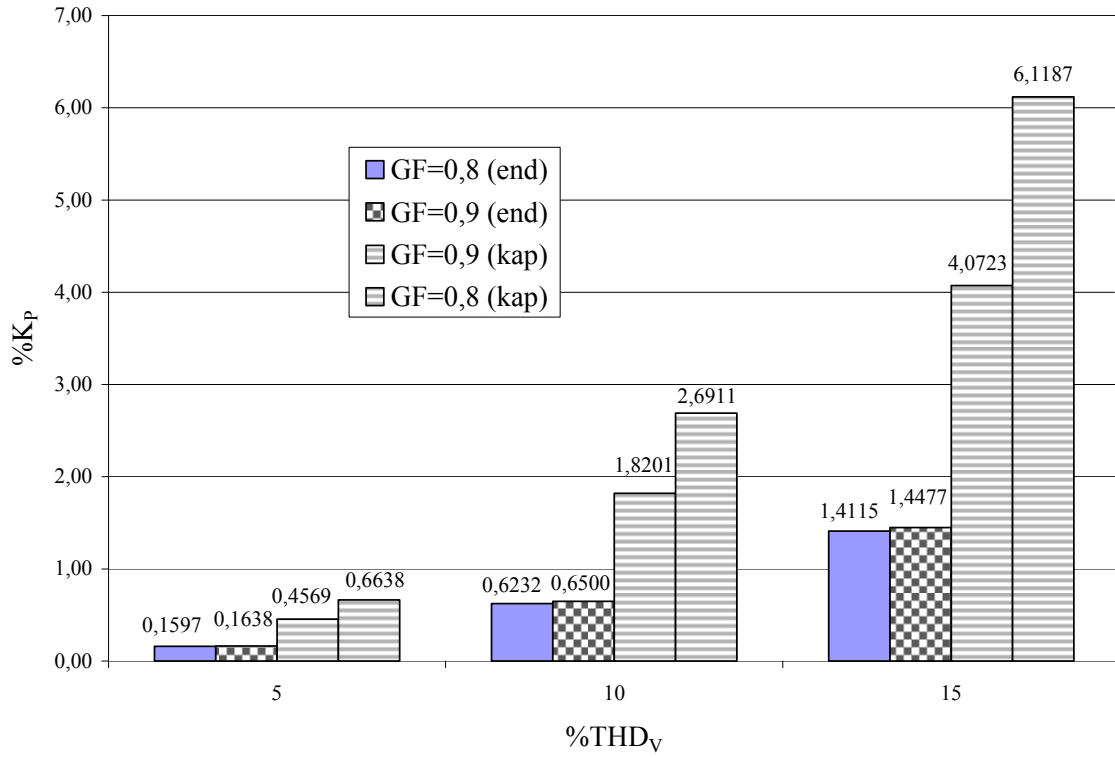


Şekil 8.24 Doğrusal yüklenme durumunda farklı GF değerleri için V_{krt} ve λ_{krt} değişimleri

Şekil 8.25 ve 8.26’daki değişimlerinden görüldüğü gibi doğrusal olmayan yükler endüktif karakteristikli olduğunda $\%K_V$ ve $\%K_P$ değişimleri küçük iken, yükler kapasitif karakteristikli olduğunda bu değerler yüksektir. Buradan anlaşılmaktadır ki; endüktif karakteristikli doğrusal olmayan yükler, kapasitif karakteristikli doğrusal olmayan yüklere göre gerilim kararlılığı yönünden daha iyi bir karakteristiği sahiptirler. Bu durum GF değeri endüktif veya kapasitif olarak küçüldükçe daha da belirginleşmektedir. Ayrıca harmonik bozulma miktarı büyüdükçe endüktif ve kapasitif karakteristikli yüklerin her ikisinin de gerilim kararlılığı kötü yönde etkilenmektedir.



Şekil 8.25 Harmonikli yüklenme durumunda farklı GF değerleri için %K_v değişimleri

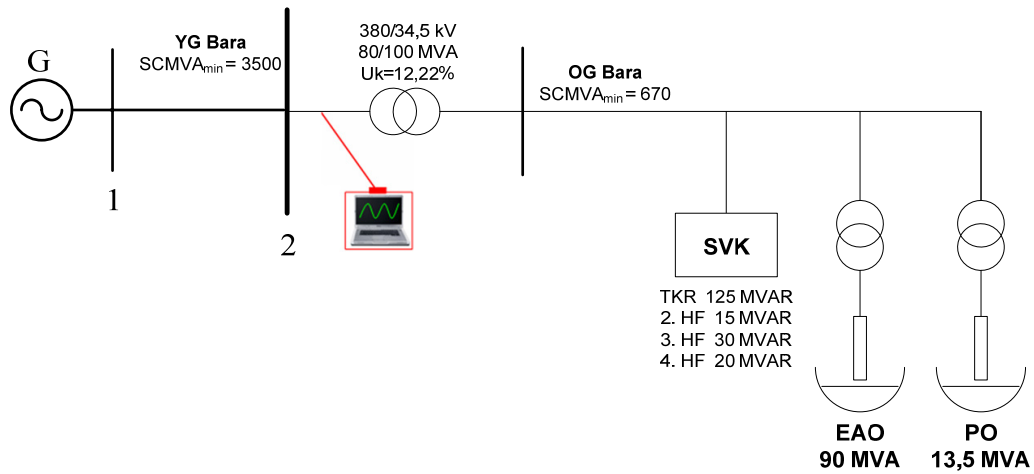


Şekil 8.26 Harmonikli yüklenme durumunda farklı GF değerleri için %K_p değişimleri

8.6 Sayısal Uygulama 5

Son olarak harmoniklerin gerilim kararlılığı üzerindeki etkisi 2 baralı gerçek bir sistem kullanılarak incelenmiştir. Bu amaçla elektrik santralinden 380 kV'luk enerji hattı ile doğrudan beslenen bir demir-çelik tesisinin parametreleri kullanılmıştır. TÜBİTAK tarafından desteklenen “Güç Kalitesi Milli Projesi” kapsamında bir demir-çelik tesisinde 1 saat süreyle yapılan güç kalitesi ölçümlerinde elde edilen veriler kullanılarak gerilim kararlılığı analizi gerçekleştirilmiştir.

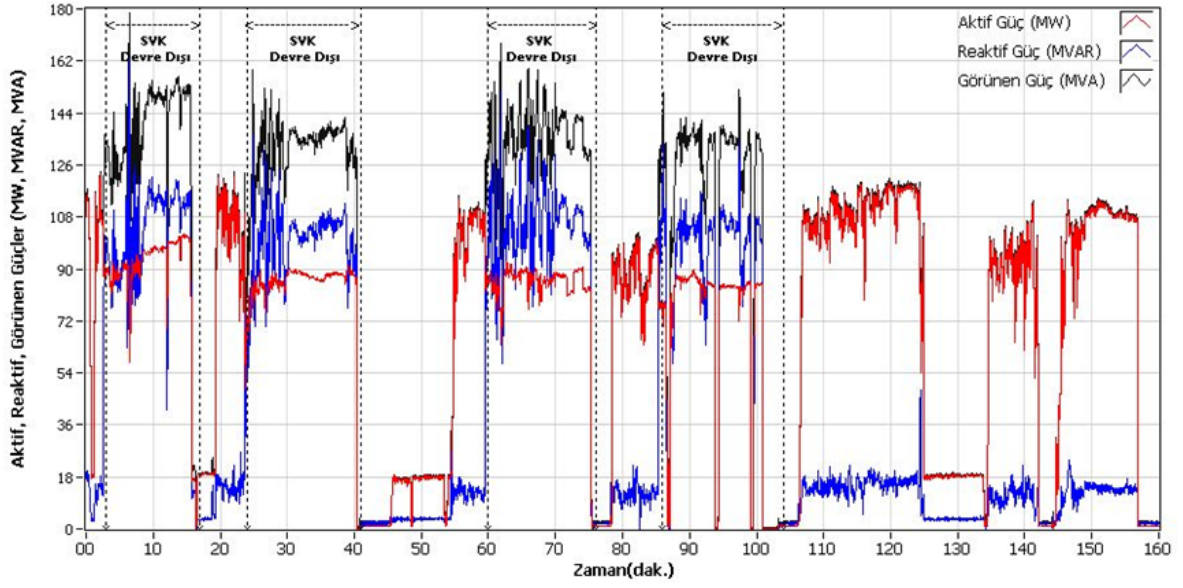
Tek hat diyagramı Şekil 8.27’de görülen demir-çelik tesisinde 2 nolu barada yapılan ölçümlerde tesiste bulunan statik VAR kompanzatorünün (SVK) devrede olmasının sistemi nasıl etkilediği incelenmiştir.



Şekil 8.27 Demir-çelik tesisine ait gerçek güç sistemi

Demir-çelik tesisinin YG barasında ölçülen güçlere ait değişim Şekil 8.28’de verilmiştir. Şekilden görüldüğü gibi SVK devre dışı iken aktif güç yaklaşık 90 MW, reaktif güç ise yaklaşık 108 MVAR olarak ölçülmüştür. Uygulamada 100 MVA baz değerine göre aktif güç 0,9 pu, reaktif güç ise 1,08 pu olarak dikkate alınmıştır.

380 kV ve 100 MVA baz değerlerine göre sisteme ait hat ve bara parametreleri sırasıyla Çizelge 8.19 ve 8.20’de verilmiştir.



Şekil 8.28 Demir-çelik tesisinde ölçüm sonucu elde edilen güç sistemi

Çizelge 8.19 Güç sistemine ait hat parametreleri

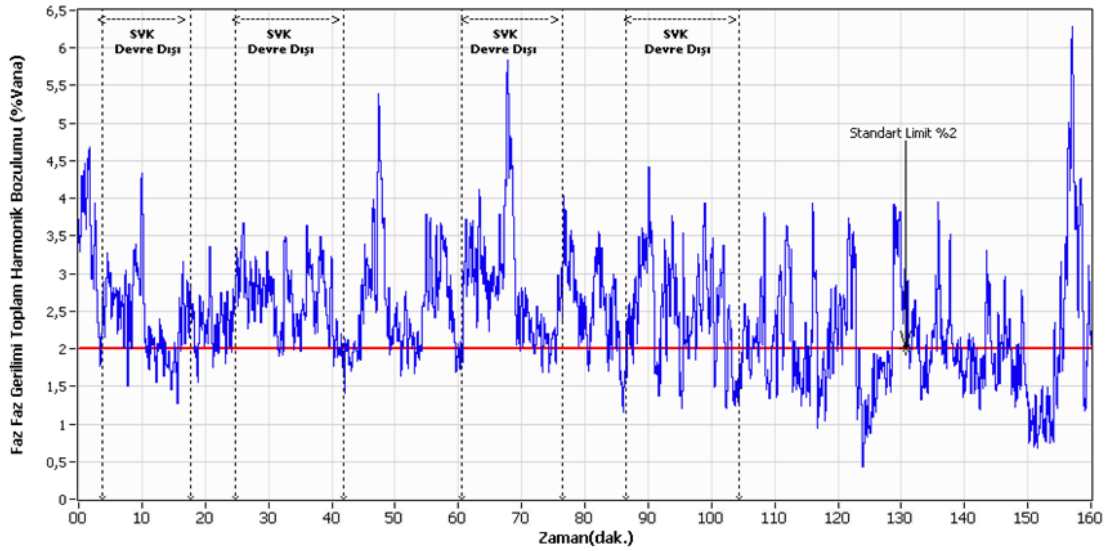
Bara No	Bara No	Z (pu)	Y (pu)
1	2	0,0028+j0,0332	j1.0166

Çizelge 8.20 Örnek güç sistemine ait bara parametreleri

Bara No	$P_{yük}$ (pu)	$Q_{yük}$ (pu)	V (pu)	θ (rad)
1	-	-	1	0
2	0,9	1,08	0,9596	-0,0280

Güç sisteminin 2 nolu barasındaki yük değeri (8.1) ve (8.2) eşitliklerinde belirtilen şekilde arttırılmıştır. Çizelge 8.20’de görüldüğü gibi P_0 ve Q_0 ’a ait değerler sırasıyla 0,9 pu ve 1,08 pu olarak alınmıştır. Baralara ait verilen gerilimler ve açılar, belirtilen güçlerin çekilmesi durumundaki değerlerdir.

Tesiste yapılan ölçüm sonucunda 2 nolu baradaki gerilimin THD değişimi Şekil 8.29’da verilmiştir. Şekilden de görüldüğü gibi harmonik bozulma %2 olan standart değeri ölçüm süresinin büyük bir bölümünde aşmaktadır.

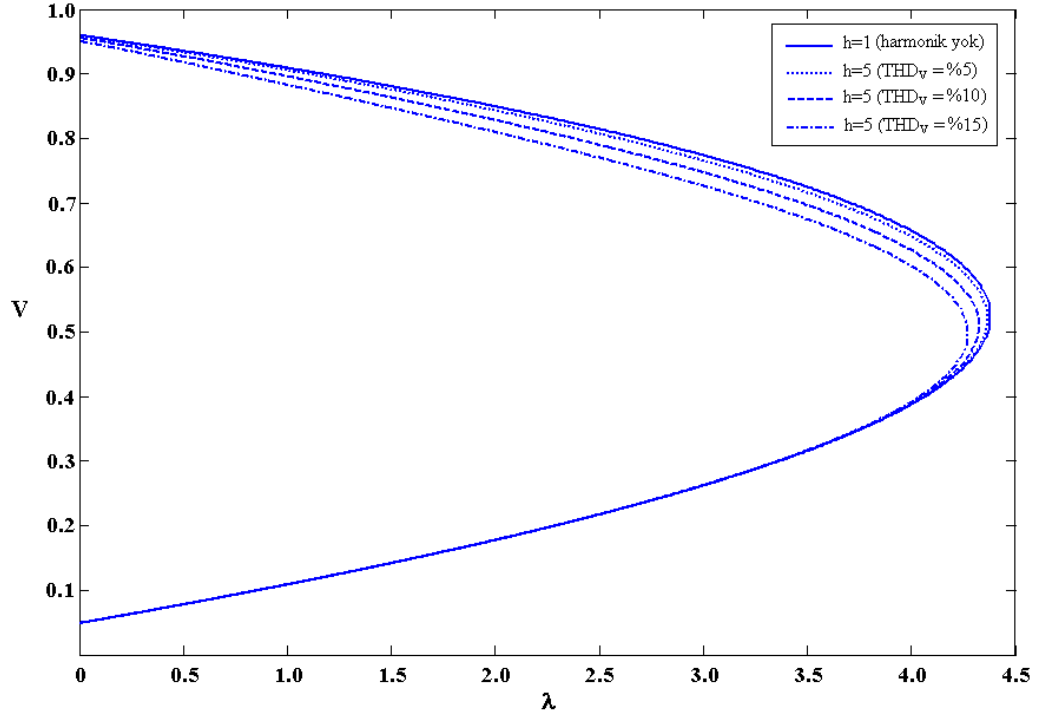


Şekil 8.29 Demir-çelik tesisinin 2 nolu barasındaki gerilimin THD değişimi

Sistemde yer alan doğrusal olmayan yüke ait harmonik akımının aktif ve reaktif bileşenlerinin (8.3) ve (8.4) eşitliklerine göre değişimi kabul edilmiştir. Bu uygulamada doğrusal olmayan yükün sadece 5. mertebeden harmonik akımına sahip olduğunda ve Şekil 8.29'da görüldüğü gibi %5'lik bir bozulma durumunda gerilim kararlılığı analizi gerçekleştirilmiştir. Ayrıca harmonik bozulmanın %10 ve %15'e ulaşması durumunda gerilim kararlılığının nasıl etkileneceği incelenmiştir.

Güç sisteminin 2 nolu barasında doğrusal ve doğrusal olmayan yüklerin olması durumunda elde edilen P-V eğrileri Şekil 8.30'da ve analiz sonuçları Çizelge 8.21'de verilmiştir.

Şekil 8.30'dan görüldüğü gibi sistemde doğrusal olmayan yüklerin bozucu etkileri arttığında, gerilim kararsızlığı olmaksızın sistemin yüklenebileceği maksimum güç değerleri azalmaktadır. Çizelge 8.21'deki $\%K_V$ ve $\%K_P$ değerinin negatif olması harmonik bozulma arttıkça kritik gerilim ve kritik yüklenme faktörünün azaldığını ifade etmektedir.



Şekil 8.30 Sistemin 2 nolu barasındaki farklı yüklenme koşulları için P-V eğrileri

Çizelge 8.21 Sistemin 2 nolu barasındaki farklı yüklenme koşulları için analiz sonuçları

h	k	THD _V (%)	V _{krt} (pu)	λ _{krt} (pu)	K _V (%)	K _P (%)
1	-	-	0,5245	4,3807	-	-
5	0,328	5	0,5205	4,3655	-0,7626	-0,3470
5	0,665	10	0,5106	4,3255	-2,6501	-1,2601
5	1,02	15	0,4989	4,2721	-4,8808	-2,4791

9. SONUÇLAR ve ÖNERİLER

Elektrik güç sistemleri, elektrik enerjisinin iletimi, dağıtımı ve tüketimi işlevlerini gerçekleştiren, çok sayıda eleman içeren oldukça büyük ve karmaşık sistemlerdir. Bir güç sisteminden beklenen başlıca işlev, enerjinin tüketicilere ekonomik ve güvenli bir biçimde ulaştırılmasının yanı sıra sistemin gerilim ve frekansı gibi büyüklüklerin belirli sınırlar içerisinde tutulmasıdır. Bu çalışmada, güç sisteminin gerilim kararlılığı, harmonik büyüklükler, yük modellemeleri ve FACTS'ler genel olarak incelenmiş ve yük modelleri ile bazı FACTS cihazların gerilim kararlılığı üzerindeki etkisi doğrusal ve doğrusal olmayan yük koşulları için detaylı olarak incelenmiştir.

Güç sistem kararlılığının incelenmesinde önemli bir konu olan güç sisteminin modellenmesi araştırılmıştır. Özellikle gerilim kararlılığı analizinde, sistemdeki yüklerin modellenmesi oldukça önemlidir. Bu çalışmada farklı yaklaşımlarla modellenen sistemdeki yüklerin gerilim kararlılığı analiz sonuçları üzerindeki etkileri ortaya konmuştur.

Hatların yüklenme kapasitelerinin artırılması ve kompanzasyon gibi çeşitli amaçlarla güç sistemlerinde, son yıllarda yarıiletken endüstrisindeki ilerlemeler sonucu FACTS olarak tanımlanan güç elektroniğine dayalı elemanlar daha sık kullanılmaya başlanmıştır. Bu elemanların güç sisteminin işletilmesinde sağladığı birçok üstünlüklerinden biri de gerilim kararlılığı üzerinde meydana getirdikleri olumlu etkilerdir. Bu çalışmada SVC ve STATCOM gibi bazı FACTS elemanlarının gerilim kararlılığı açısından klasik kompanzasyon sistemine göre kıyaslaması ortaya konmuştur. Doğrusal ve doğrusal olmayan yük koşullarında gerçekleştirilen analizlerde önemli tespitler elde edilmiştir.

Bu çalışmada yapılan sayısal uygulamalardan elde edilen tespitler şu şekildedir:

İlk uygulamada, 14 baralı IEEE sisteminde sabit güç modeli için doğrusal ve doğrusal olmayan yük koşullarında gerilim kararlılığı analizleri gerçekleştirilmiştir. Yapılan analizlerde örnek sistemin 14. barasındaki yükün doğrusal karakteristikli olması ve sabit güç faktörünü (GF) koruyacak biçimde artırılması durumunda ve aynı baradaki yükün temel bileşen güç değerleri aynı olmak koşuluyla doğrusal olmayan karakteristiğe sahip olması durumunda P-V eğrileri elde edilmiştir. Doğrusal olmayan yük için 2. ve 5. harmonik mertebesine sahip olacak biçimde iki farklı durum ele alınmıştır. Her iki harmonikli durum için başlangıçtaki THD_V değeri %5 olarak göz önüne alınmıştır. Yapılan analizlerde doğrusal olmayan yükün kritik yüklenme değerlerinin, doğrusal yüke göre daha düşük olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca harmonik mertebesi düşük olan yükün kritik yüklenme değeri de düşüktür (Şekil 8.2).

Doğrusal olmayan yükün THD_V değerleri arttırıldığında kritik yüklenme değerlerinin azaldığı görülmektedir (Şekil 8.3, Şekil 8.6). Benzer sonuçlar kritik gerilim değerleri için de tespit edilmiştir (Şekil 8.5). Doğrusal yük durumunda 14. bara ile birlikte 5. ve 12. baraya ait P-V eğrileri incelendiğinde; en fazla gerilim değişiminin 14. barada, en az gerilim değişiminin 5. barada meydana geldiği görülmektedir (Şekil 8.4). Bu durum herhangi bir baradaki gerilim değişiminin, yük artımı yapılan (gerilim kararsızlığı incelenen) baraya olan uzaklıkla ters orantılı olduğu sonucunu vermektedir. Diğer bir deyişle, bir bara yük artımı yapılan baraya ne kadar uzaksa, o baradaki gerilim değişimi de o kadar azdır.

İkinci sayısal uygulamada, 4 baralı örnek güç sisteminde farklı yük modeli yaklaşımları için doğrusal ve doğrusal olmayan yüklenme durumunda gerilim kararlılığı analizi gerçekleştirilmiştir. Sistemin 2 ve 3 nolu baralarındaki yükler sırasıyla sabit güç (P), sabit akım (I) ve sabit empedans (Z) yaklaşımı ile modellenmiştir. 4 nolu bara ise doğrusal yüke sahiptir. Elde edilen P-V eğrilerinden Z modeli için bulunan kritik yüklenme değerinin en yüksek, P modeli için ise en düşük olduğu tespit edilmiştir (Şekil 8.8). Sistemin 4 nolu barasındaki yükün 5. mertebeden harmoniğe sahip olması durumunda %5, %10 ve %15 THD_V değerleri dikkate alınarak her bir yük modeli için analizler gerçekleştirilmiştir. Elde edilen sonuçlar Çizelge 8.6, Çizelge 8.7 ve Çizelge 8.8’de görülmektedir. Yükün harmonik içermesi durumunda bütün yük modelleri için kritik gerilim ve kritik yüklenme değerlerinin doğrusal sisteme göre azaldığı tespit edilmiştir (Şekil 8.9, Şekil 8.10 ve Şekil 8.11). Ayrıca THD_V değeri arttıkça kritik gerilim ve kritik yüklenme değerlerindeki azalma da artmaktadır. Analiz sonuçlarına göre yükün modellenmesindeki farklılıkların kritik yüklenme değerlerinde farklılıklara sebep olduğu görülmektedir. Bu nedenle gerilim kararlılığı analizlerinde, yükün gerçek modeline uygunluğunun çok önemli olduğu anlaşılmaktadır.

Üçüncü uygulamada, 4 baralı örnek güç sisteminde doğrusal ve doğrusal olmayan yüklenme durumları için şönt kompanzasyon (C), statik VAR kompanzasyonu (SVC) ve statik senkron kompanzasyon (STATCOM) yöntemlerinin gerilim kararlılığı üzerindeki etkisi incelenmiştir. Bu amaçla 4 nolu baraya aynı reaktif güç üretecek biçimde sırasıyla C, SVC ve STATCOM bağlanmış ve barada doğrusal yük olması durumunda P-V eğrileri elde edilmiştir (Şekil 8.12). Elde edilen eğrilerden tüm kompanzasyon sistemlerinin kritik yüklenme değerlerini arttırdığı, yani gerilim kararlılığını olumlu yönde etkilediği anlaşılmaktadır. Bununla birlikte şönt kompanzasyon bara geriliminde artışa neden olmakta, SVC ve STATCOM ise gerilimi istenen seviyeye yakın tutabilmektedir. Bu yönüyle SVC ve STATCOM gerilim regülasyonu sağlamaktadır. C ve SVC’nin kritik yüklenme değerlerinde sağladıkları iyileşme yaklaşık

olarak aynı iken STATCOM'un sağladığı iyileşme ise daha fazladır. Bu durumda en iyi kompanzasyon sistemi STATCOM olarak görülmektedir. Sistemdeki 4. baraya doğrusal olmayan yük bağlandığında elde edilen sonuçlar her bir kompanzasyon sistemi için Çizelge 8.10, Çizelge 8.11 ve Çizelge 8.12'de verilmiştir. Yükün harmonikli olması durumunda tüm kompanzasyon sistemlerinin gerilim kararlılığı konusunda sağlamış oldukları iyileşme azalmaktadır (Şekil 8.14, Şekil 8.16 ve Şekil 8.18). 4 nolu baradaki yükün doğrusal ve sırasıyla %5, %10 ve %15 THD_V değerlerine sahip doğrusal olmayan karakteristikli olması durumlarında kompanzasyonsuz ve kompanzasyonlu sistemlerde elde edilen analiz sonuçları Çizelge 8.13'de verilmiştir. Harmonik bozulma arttıkça C ve SVC uygulanan sistemlerde, aynı harmonik bozulmadaki kompanzasyonsuz sisteme göre kritik gerilim ve kritik yüklenme değerlerinde sağlanan iyileşme artarken, STATCOM'da ise azalmaktadır (Şekil 8.19 ve Şekil 8.20).

Üçüncü uygulamanın devamında, STATCOM'un güç sistemine bağlantısını sağlayan transformatörün reaktans değerinin gerilim kararlılığı üzerindeki etkisi incelenmiştir. İlk kısımda $X=0,145$ pu için gerçekleştirilen analizler daha sonra $X=0,345$ pu için de yapılmış ve elde edilen sonuçlar Çizelge 8.14'de verilmiştir. İki farklı reaktans değeri için elde edilen sonuçlardan, 4 nolu baradaki yükün doğrusal olması durumunda reaktans değerinin kritik gerilim ve kritik yüklenme değerlerini değiştirmedığı anlaşılmaktadır. Yükün doğrusal olmayan karakteristikli olması durumunda, reaktans değeri büyük olan STATCOM'un kritik gerilim ve güç değerlerinin, reaktansı küçük olana göre azaldığı görülmektedir (Şekil 8.21 ve Şekil 8.22).

Dördüncü uygulamada, 2. uygulamadaki örnek güç sisteminin 4 nolu barasındaki yüke ait GF'nün sırasıyla 0,8 ve 0,9 endüktif ile 0,8 ve 0,9 kapasitif olması durumlarında gerilim kararlılığının nasıl etkilendiği incelenmiştir. Yükün doğrusal olması durumu için elde edilen P-V eğrileri Şekil 8.23'de görülmektedir. Gerilim kararlılığı açısından en kötü durumun 0,8 endüktif GF için, en iyi durumun ise 0,8 kapasitif GF için olduğu anlaşılmaktadır. Yükün %5, %10 ve %15 THD_V değerlerine sahip doğrusal olmayan karakteristikli olması durumunda her bir GF için elde edilen analiz sonuçları Çizelge 8.15, Çizelge 8.16, Çizelge 8.17 ve Çizelge 8.18'de görülmektedir. Yükün harmonik bozulma miktarı arttıkça tüm GF değerleri için kritik gerilim ve kritik yüklenme değerlerindeki azalmanın da arttığı görülmektedir (Şekil 8.25 ve Şekil 8.26). Ayrıca harmonikli durumda kapasitif yükler için kritik gerilim ve kritik yüklenme değerlerindeki azalmanın daha fazla olduğu da anlaşılmaktadır.

Uygulamaların sonucunda, 2 baralı gerçek bir sistemin parametreleri kullanılarak

harmoniklerin sistemin gerilim kararlılığı üzerinde meydana getirdiği etkiler incelenmiştir. Bu amaçla 380 kV'luk enerji hattı ile doğrudan beslenen bir demir-çelik tesisinde yapılan güç kalitesi ölçümlerinden ve sisteme ait parametrelerden yararlanılmıştır. Tesiste yapılan ölçümlerde gerilimdeki toplam harmonik bozulmanın çoğu zaman standartların üzerine çıktığı gözlemlenmiştir (Şekil 8.29). Yapılan analiz sonuçları Çizelge 8.21'de verilmiştir. Sistemdeki harmonik bozulma miktarı arttıkça kritik yüklenme değerlerinin azaldığı görülmektedir (Şekil 8.30).

Elektrik güç sistemlerinde gerilim kararlılığı analizi farklı koşullar göz önüne alınarak gerçekleştirilen bu çalışmanın sonucu olarak aşağıdaki tespitler verilebilir:

- Bugüne kadar yapılan çalışmalarda genellikle sürekli hal gerilim kararlılığı analizleri doğrusal yük durumu için yapılmıştır. Doğrusal olmayan yük durumunda yapılan gerilim kararlılığı çalışmalarında ise sadece sabit güç modeline sahip yükler dikkate alınmıştır. Bu ise gerilim kararlılığı açısından tam olarak yeterli bir analizi ortaya koyamamaktadır. Bu çalışmanın getirdiği yeniliklerden birisi de bara gerilimine bağlı olarak ifade edilebilen her türlü yük modeli için harmonikli ortamlarda gerilim kararlılığı analizinin gerçekleştirilebilmesidir.
- Gerilim kararlılığı incelenen bara yükün artmasına bağlı olarak gerilim değişimi en fazla olan baradır. Sistemdeki diğer baralarda meydana gelen gerilim değişimi daha azdır. Yük artırımının olduğu baraya yakın olan baralarda gerilim değişimi, uzak olan baralara göre daha fazla olmuştur.
- Farklı yaklaşımlarla modellenen yükler içeren güç sistemlerinde gerilim kararlılığı analiz sonuçları da farklılık göstermektedir. Bu durum bize modellemenin gerçek sonuçlara ulaşılmasında büyük etken olduğunu ortaya koymaktadır. Gerçek ve doğru sonuçlar için uygun yük modellerinin kullanılması oldukça önemlidir.
- Yük modelindeki yaklaşımlara bağlı olarak etkileme oranı değişse de, her türlü yük modelinde harmonikler kararlılığı olumsuz etkilemektedir. Gerilim kararsızlığı olmaksızın taşınabilecek maksimum yükü belirten kritik yüklenme değeri, doğrusal olmayan yüklerde azalmaktadır.
- Harmonik bozulma miktarı arttıkça kritik yüklenme değerlerindeki azalma miktarı da artmaktadır. Böylece harmonik bileşenlerin bulunduğu sistemlerde yüklenebilme kabiliyeti azalmakta, kararsızlığa yönelme durumu meydana gelmektedir.

- Yük uçlarında yapılan reaktif güç kompanzasyonu kritik yüklenme değerini arttırdığından gerilim kararlılığını olumlu yönde etkilemektedir. Klasik şönt kompanzasyon da dahil FACTS elemanları içerisinde en iyi gerilim kararlılığı iyileşmesini STATCOM sağlamaktadır.
- Sistemde doğrusal olmayan yüklerin bulunması halinde tüm reaktif güç kompanzasyon yöntemlerinin gerilim kararlılığı üzerinde sağladıkları iyileşmelerde azalma olmaktadır.
- STATCOM elemanının baraya bağlantısını sağlayan transformatörün reaktans değeri doğrusal yük durumunda gerilim kararlılığı üzerinde herhangi bir etkiye sahip değilken, sistemde doğrusal olmayan yükler olduğunda gerilim kararlılığında sağlanan iyileşmelerde farklılıklar söz konusu olmaktadır. Transformatörün reaktans değeri arttıkça STATCOM'un harmonikli ortamda kararlılık üzerinde sağladığı iyileşme azalmaktadır.
- Gerilim kararlılığı incelenen bara yükünün aktif gücü aynı olmak koşulu ile, farklı güç faktörü değerleri gerilim kararlılığını farklı biçimde etkilemektedirler. Kapasitif güç faktörüne sahip yüklerde kritik yüklenme değerleri artış göstermektedir.
- Yükler doğrusal olmayan karakteristiğe sahip olduklarında GF değerlerinden bağımsız olarak kritik yüklenme değerleri azalmaktadır.

Elde edilen tespitler ve sonuçlar göz önüne alınarak aşağıdaki önerilerden söz edilebilir.

- Özellikle demir-çelik endüstrisi gibi çok yoğun harmonik üreten büyük güçlü sanayi kuruluşlarının bulunduğu bölgelerdeki iletim hatlarında zaman zaman harmonik standartların aşılması sistemi zorlamaktadır. Bu nedenle Türkiye gibi gelişmekte olan ülkelerde enerji sistemindeki harmoniklerle ilgili standartların ve yaptırımların kararlı bir şekilde uygulanması gereklidir.
- Diğer baralarda da doğrusal olmayan yükler bulunduğunda onların etkilerinin de sistemde görüleceği ve bunların da dikkate alınmasını gerektiği unutulmamalıdır.
- Gerilim çökmesi olmaksızın güç sistemin güvenli bir şekilde iletebileceği maksimum gücü tanımlayan kritik yüklenme değerleri, harmoniklerin yüksek olduğu sistemler için hesaplanırken harmoniklerin etkisi mutlaka dikkate alınmalıdır. Aksi takdirde hesaplanan güç (P) değerlerine ulaşmadan sistemde çökmeler meydana gelmesi beklenmektedir.
- Harmonik bileşenlerin azaltılması, ortaya çıkabilecek sorunları önleme açısından oldukça

önemlidir. Bu konuda önceden tasarım ve donanımlar yapılması gerekmektedir.

- Yapılan gerilim kararlılık analizlerinde farklı yük modellemelerinin farklı sonuçlar vermesi, incelenecek sistemin yük karakteristiğinin en doğru şekilde temsil edilmesinin gerektiğini göstermektedir. Kritik gücün düşük değerde dikkate alınması kararlılık açısından emniyetli çalışmayı temin etmekle birlikte kararlılığı bozan sınırları aşmayacak şekildeki yüklenmeye müsaade etmediğinden aynı zamanda verimsiz çalışmaya yol açabilir. Bu nedenle modellemeler optimum çalışmayı temin edecek şekilde göz önüne alınmalıdır.
- Sistemdeki baralarda reaktif güç kompanzasyonu yapılarak güç faktörü (GF) değerlerinin yükseltilmesi gerilim kararlılığı açısından önem verilmesi gereken bir durumdur.
- Reaktif güç kompanzasyonu yapılacak sistemlerde mümkün olduğunca STATCOM ve SVC gibi FACTS elemanlarının kullanılması gerilim kararlılığı açısından olduğu kadar gerilim regülasyonu açısından da fayda sağlayacaktır.
- Klasik şönt kompanzasyon uygulanan sistemlerde gerilim regülasyonu dikkate alınarak kompanzasyon kademelerinin planlı bir şekilde yapılması sistemin gerilim değişim aralığı açısından katkıda bulunacaktır.
- STATCOM kullanılan güç sistemlerinde harmonikler dikkate alınarak bağlantı transformatörünün düşük reaktanslı olarak tasarlanması kararlılık açısından yararlı olacağı dikkate alınmalıdır.

Bu çalışmada güç sistemlerinin doğrusal ve doğrusal olmayan yüklenme koşullarında farklı yönlerden gerilim kararlılığı analizleri gerçekleştirilmiştir. Geliştirilen algoritma ile güç sisteminin sadece tek barasında doğrusal olmayan karakteristikli yük bulunması durumu için analizler ortaya konmuştur. Bu algoritma daha da geliştirilerek gerçekte olduğu gibi daha geniş bir biçimde güç sisteminin diğer baralarında da doğrusal olmayan yüklerin bulunması halinde gerilim kararlılık analizleri gerçekleştirilebilir.

KAYNAKLAR

- Ajjarapu, V. ve Christy, C., (1992), "The Continuation Power Flow: A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis", IEEE Transactions on Power Systems, 7(1), 416-423.
- Alsaffar, M., (2005), Voltage Collapse and Power Flow Algorithms, Ph.D. Thesis, University of Minnesota, USA.
- Arrillaga, J., Bradley, D., A. ve Bodger, P., S., (1985), Power System Harmonics, John Wiley&Sons.
- Baysal, M., Uzunoğlu, M. ve Kocatepe, C., (2007), "Güç Sistem Gerilim Kararlılığında Yük Modellemelerinin Önemi", 12. Elektrik Elektronik Bilgisayar Bilgisayar Mühendisliği Ulusal Kongresi, 14-18 Kasım 2007, Eskişehir, 321-326.
- Begovic, M., M., (1989), Analysis, Monitoring and Control of Voltage Stability in Electric Power Systems, Ph. D. Thesis, Virginia Polytechnic Institute, USA.
- Bilir, B., (2000), "Bifurcation Analysis of Nonlinear Oscillations in Power Systems", Ph. D. Thesis, University of Missouri-Columbia, U.S.A.
- Canizares, C., A., Alvarado, F., L., DeMarco, C., L., Dobson, I. ve Long, W., (1992), "Point of Collapse Methods Applied to AC-DC Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, 7(2), 673-683.
- Canizares, C., A. ve Alvarado, F., L., (1993), "Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC Systems", IEEE Transactions on Power Systems, 8(1), 1-8.
- Canizares, C., A. ve Faur, Z., T., (1999), "Analysis of SVC and TCSC Controllers in Voltage Collapse", IEEE Transactions on Power Systems, 14(1), 158-165.
- Canizares, C., Pozzi, M., Corsi, C. ve Uzunovic, E., (2003), "STATCOM Modeling for Voltage and Angle. Stability Studies", Electrical Power & Energy Systems, 25(6), 431-441.
- Canizares, C.A., (2000), "Power flow and transient stability models of FACTS controllers for voltage and angle stability studies", Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE, vol.2, 23-27 Jan. 2000, Singapur, 1447 – 1454.
- Chow, J., C., Fischl, R. ve Yan, H., H., (1990), "On the Evaluation of Voltage Collapse Criteria", IEEE Transactions on Power Systems, 5(2), 612-620.
- Coker, M.L. ve Kgasoane, H., (1999), "Load Modeling", IEEE AFRICON, 28 Sep.-01 Oct. 1999, Cape Town, 663-668.
- Cutsem, T., V. ve Vournas, C., (1998), Voltage Stability of Electric Power Systems, Kluwer Academic Publishers.
- Çakır, H., (1989), Enerji İletimi, Yıldız Üniversitesi, İstanbul.
- Delfino, B., Denegri, G. B., Invernizzi, M. ve Morini, A., (1996), "Voltage Stability of Power Systems: Links between Static and Dynamic Approaches", 8th Mediterranean Electrotechnical Conference, 13-17 May. 1996, Bari, 854 – 858.
- Deuse, J. ve Stubbe, M., (1993), "Dynamic Simulation of Voltage Collapses", IEEE Transactions on Power Systems, 8(3), 894-904.

- Dong, F., (2004), Mid-Term Voltage Stability Assessment and Enhancement, Ph. D. Thesis, University of Missouri-Rolla, USA.
- El-Sadek, M., Z., Dessouky, M., M., Mahmoud, G., A. ve Rashed, W., I., (1997), "Enhancement of Steady-State Voltage Stability by Static VAR Compensators", *Electric Power Systems Research*, 43(3), 179-185.
- Gao, B., (1992), Voltage Stability Analysis of Large Power Systems, Ph.D. Thesis, University of Toronto, Canada.
- Gao, B., Morison, G. ve K., Kundur, P., (1992), "Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis", *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(4), 1529-1542.
- Grady, W., M., (1983), Harmonic Power Flow Studies, Ph.D. Thesis, Purdue University, USA.
- Haque, M., H., (2001), "Determination of Steady State Voltage Stability Limit of A Power System in the Presence of SVC", *IEEE Porto Power Tech Conference*, 10-13 Sep. 2001, Porto, 6.
- Hasani, M. ve Parniani, M., (2005), "Method of Combined Static and Dynamic Analysis of Voltage Collapse in Voltage Stability Assessment", *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, Dalian*, 1-6.
- Hsiao, W., T., (1998), Fast Voltage Stability Assessment and Reinforcement in an Interconnected Power System, Ph.D. Thesis, University of Texas, USA.
- IEEE Std 519-1992, (1992), "IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems"
- IEEE Task Force on Load , (1995), "Bibliography on Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation", *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(1), 523-538.
- IEEE Task Force, (1995), "Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation", *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(3), 1302-1313.
- IEEE/CIGRE Joint Task Force, (2004), "Definition and Classification of Power System Stability", *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(2), 1387-1401.
- Karlsson, D. ve Hill, D.J., (1994) "Modelling and Identification of Nonlinear Dynamic Loads in Power Systems" , *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(1), 157-166.
- Khan, A., Z., (1993), Eigenvalue Sensitivities and Their Applications to Power System Voltage Stability, Ph.D. Thesis, Georgia Institute of Technology, USA.
- Kocatepe, C., Uzunoğlu, M., Yumurtacı, R., Karakaş, A. ve Arıkan, O., (2003), *Elektrik Tesislerinde Harmonikler*, Birsen Yayınevi, İstanbul.
- Kundur, P., (1994), *Power System Stability and Control*, Mc Graw-Hill Inc., New York.
- Lee, Y., I., (1996), Voltage Stability of a Power System: Development of a Proximity Index for Predicting Voltage Collapse, Ph.D. Thesis, Purdue University, USA.
- Mansour, Y. ve Canizares, C., A., (2005), "Electric Power Engineering Handbook", Voltage Stability, Section 11.4
- 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, USA.

Morison, G., K., Gao, B. ve Kundur, P., (1993), "Voltage Stability Analysis Using Static and Dynamic Approaches", IEEE Transactions on Power Systems, 8(3), 1159-1171.

Morison, K., Hamadani, H. ve Wang, L., (2003), "Practical Issues in Load Modeling for Voltage Stability Studies", IEEE Power Engineering Society General Meeting, 3, 1392-1397.

Norouzi, A., H., (2003), Flexible AC Transmission Systems: Theory, Control and Simulation of the STATCOM and SSSC, MS. Thesis, University of New Brunswick, Canada.

Pal, M., K., (1992), "Voltage Stability Conditions Considering Load Characteristics", IEEE Transactions on Power Systems, 7(1), 243-249.

Perez, M., A. ve Fuerte-Esquivel, C., R., (2000), "Application of FACTS Devices to Improve Steady State Voltage Stability", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 16-20 July 2000, Seattle, 1115-1120.

Rajagopalan, C., Lesieutre, B., Sauer, P., W. ve Pai, M., A., (1992), "Dynamic Aspects of Voltage-Power Characteristics", IEEE Transactions on Power Systems, 7(3), 990-1000.

Sankaran, C., (2001), Power Quality, CRC Press.

Seydel R., (1994), Practical Bifurcation and Stability Analysis: From Equilibrium to Chaos, Springer-Verlag.

Shaoyun, G., (1998), Optimal Power System Operation and Control Incorporating FACTS Devices, Ph.D. Thesis, The Hong Kong Polytechnic University.

Sode-Yome, A. ve Mithulananthan, N., (2004), "Comparison of Shunt Capacitor, SVC and STATCOM in Static Voltage Stability Margin Enhancement", International Journal of Electrical Engineering Education, 41(2), 158-171.

Sode-Yome, A., Mithulananthan, N. ve Lee, K.Y., (2007), "A Comprehensive Comparison of FACTS Devices for Enhancing Static Voltage Stability" Power Engineering Society General Meeting, IEEE, 24-28 June 2007, Tapma, 1 – 8.

Stamp, J., E., (1998), Optimization of Power System Voltage Stability, Ph. D. Thesis, Clemson University, USA.

Stevenson, W., D., (1988), Elements of Power System Analysis, Mc Graw-Hill, Inc.

Tang, Y., (1995), Power System Stability in the Presence of FACTS Elements, Ph.D. Thesis, Georgia Institute of Technology, USA.

Taylor, C., W., (1993), Power System Voltage Stability, Mc Graw-Hill, Inc., New York.

Uzunoglu, M., (2000), Nonlinear Yükler İçeren Elektik Güç Sistemlerinde Gerilim Kararlılık Analizi, Doktora Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi, İstanbul.

Uzunoglu, M., Kocatepe C., Yumurtacı, R. ve Gulez, K., (2002), "The Effects of Harmonics on Voltage Stability", Trans. IEE of Japan, 122(5), 616-621.

Uzunoglu, M., Kocatepe, C. ve Yumurtacı, R., (2004), "Voltage Stability Analysis in the Power Systems Including Non-Linear Loads", European Transactions on Electrical Power, 14(1), 41-56.

Uzunovic, E., (2001), EMTP, Transient Stability and Power Flow Models and Controls of VSC Based FACTS Controllers, Ph.D. Thesis, University of Waterloo, Canada.

Wakileh, G.,J., (2001), Power Systems Harmonics: Fundamentals, Analysis and Filter Design, Springer.

Wisconsin PSC, (2004), Wisconsin's Electrical Systems Response to the August 14, 2003, Lake Erie Loop Cascading Electric System Outage, Final Report.

Xu, W., Vaahedi, E., Mansour, Y. ve Tamby, J., (1997), "Voltage Stability Load Parameter Determination From Field Tests on B.C. Hydro's System", IEEE Transactions on Power Systems, 12(3), 1290-1298.

Yumurtacı, R., (2000), Lineer Olmayan Dengesiz Yükler İçeren Enerji Sistemlerinde Üç Fazlı Harmonik Yük Akışı Analizi ve Simülasyonu, Doktora Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi, İstanbul.

EK – 1

**DOĞRUSAL GÜÇ SİSTEMLERİNİN GERİLİM KARARLILIĞI ANALİZİ
MATLAB/M-FILE PROGRAMI**

```
clear;clc;
bara      %incelenecek örnek sisteme ait bilgileri girmek için kullanılan
          m.file
NR        %Newton-Raphson iterasyon yöntemine ait m.file
NRS       %Newton-Raphson-Seydel iterasyon yöntemine ait m.file
NRR       %Newton-Raphson iterasyon yöntemine ait m.file (PV ergisinin alt
          kısmını elde etmek için kullanılan)
```

```
*****
```

bara.m

%Bu MATLAB kodu en fazla 14 baralı bir güç sistemi için yazılmıştır. Daha fazla baraya sahip sistem için syms komutu ile atanan "V d P Q v" değişkenlerinin istenen bara sayısına çoğaltılması gerekmektedir.

```
syms P V1 V2 V3 V4 V5 V6 V7 V8 V9 V10 V11 V12 V13 V14...
      d1 d2 d3 d4 d5 d6 d7 d8 d9 d10 d11 d12 d13 d14...
      P1 P2 P3 P4 P5 P6 P7 P8 P9 P10 P11 P12 P13 P14...
      Q1 Q2 Q3 Q4 Q5 Q6 Q7 Q8 Q9 Q10 Q11 Q12 Q13 Q14...
      v1 v2 v3 v4 v5 v6 v7 v8 v9 v10 v11 v12 v13 v14 v15 v16 v17 v18 v19 v20
v21 v22 v23 v24 v25 v26 v27 v28 v29 v30
V=[V1;V2;V3;V4;V5;V6;V7;V8;V9;V10;V11;V12;V13;V14];
d=[d1;d2;d3;d4;d5;d6;d7;d8;d9;d10;d11;d12;d13;d14];
PV=[P1;P2;P3;P4;P5;P6;P7;P8;P9;P10;P11;P12;P13;P14];
Q=[Q1;Q2;Q3;Q4;Q5;Q6;Q7;Q8;Q9;Q10;Q11;Q12;Q13;Q14];
vv=[v1;v2;v3;v4;v5;v6;v7;v8;v9;v10;v11;v12;v13;v14;v15;v16;v17;v18;v19;v20;
v21;v22;v23;v24;v25;v26;v27;v28;v29;v30];
n=input('incelenecek sistemin bara sayısını giriniz=');
V=V(1:n);
d=d(1:n);
PV=PV(1:n);
Q=Q(1:n);
% for j=1:n
%     for k=1:n
%         Y(j,k)=input('Y matrisinin');
%         T(j,k)=input('Y matrisinin');
%     end
% end
hatlar
if sum(size(Z))<2*n
    Z(n,n)=0;
end
% if sum(size(YY))<2*n
%     YY(n,n)=0;
% end
for j=1:n
    for k=j:n
        if Z(j,k)==0, Z(j,k)=inf;;end
        Y(j,k)=-1/Z(j,k);
%         YY1(j,k)=real(YY(j,k))+imag(YY(j,k))*1i/2; %paralel R ve C
elemanları varsa bu satır kullanılacak
        Y(k,j)=Y(j,k);
%         YY1(k,j)=YY1(j,k); %hatların admitansları dikkate alınacaksa bu
satır kullanılacak
        end
        Y(j,j)=-sum(Y(j,:)); %sum(YY1(j,:));
    end
end
bus
V=eval(V);
d=eval(d);
PV=eval(PV);
Q=eval(Q);
```

```

for j=1:n;
    if isnumeric(eval(V(j)))==1
        VV(j,:)=eval(V(j));
    else VV(j,:)=inf;
    end
    if isnumeric(eval(d(j)))==1
        dd(j,:)=eval(d(j));
    else dd(j,:)=inf;
    end
end
indV=find(isinf(VV));
indd=find(isinf(dd));
for j=1:length(indd)
    for k=1:n
        PP(k)=V(indd(j))*V(k)*abs(Y(indd(j),k))*cos(angle(Y(indd(j),k))-
d(indd(j))+d(k));
    end
    PS(indd(j))=-PV(indd(j))+sum(PP);
    yd(indd(j))=d(indd(j));
    yds(indd(j))=0; % baslangic degeri
end
for j=1:length(indV)
    for k=1:n
        QQ(k)=-V(indV(j))*V(k)*abs(Y(indV(j),k))*sin(angle(Y(indV(j),k))-
d(indV(j))+d(k));
    end
    QS(indV(j))=-Q(indV(j))+sum(QQ);
    yV(indV(j))=V(indV(j));
    yVs(indV(j))=1; % baslangic degeri
end
gg=[PS,QS];
yy=[yd,yV];
yys=[yds,yVs];
ind=[indd;n+indV];
for j=1:length(ind)
    g(j,1)=gg(ind(j));
    y(j,1)=yy(ind(j));
    ys(j,1)=yys(ind(j));
end
v=vv(1:length(ind));
clear yy

```

NR.m

```

syms m lambda
gy=jacobian(g,y);
p_u=0.01;
p_l=0.02;
i=1;
yi(:,i)=ys;
ms=0;
m_max=500;
NRstep=m_max;
n_max=NRstep+1;
yc=cell(y);
for kk=1:50
    for n=1:n_max
        p=(1-ms)*p_u+ms*p_l;
        y_i=yi(:,i);
    end
end

```

```

gi=subs(g,P,p);
gyi=subs(gy,P,p);
e=1;
j=1;
j_max=30;
while e>1e-6
    gii=subs(gi,yc,yi(:,i));
    gyii=subs(gyi,yc,yi(:,i));
    gyii=double(gyii);
    if isnan(det(gyii)),break, end
    delta_y=-inv(gyii)*gii;
    y_i1=yi(:,i)+delta_y;
    e=norm(delta_y);
    yi(:,i)=y_i1;
    j=j+1;
    if j>j_max, break,end
end
if j>j_max, break,end
a(i)=p;
p
i=i+1;
yi(:,i)=y_i1;
yy(:,i-1)=y_i1;
switch kk
    case {1}
ms=ms+(m_max/NRstep);
end
if kk>1, break,end
end % icteki for dongusu icin
k=21;
kj=1;
while k==21
    [lambdaa,vv,k] = inverse(gyii,rand(size(g)),0,1e-5,20);%k 20 ise lambda
yakınsamamis demektir ve bu programın yendiden baslatılması gerekir
    kj=kj+1;
    if kj>6,break,end
end
% keyboard
if (j<j_max) & (0<lambdaa(k-1)) & (lambdaa(k-1)<=0.2) & (kj<7), break, end
if (j>j_max) | (lambdaa(k-1)<0)
    ms=ms-(1/2)^(kk-1)*(m_max/NRstep);
    ms=ms+(1/2)^kk*(m_max/NRstep)
    if (j<j_max) & (lambdaa(k-1)<0)
        i=i-1;
        a=a(1:i);
        yi=yi(:,1:i);
        yy=yy(:,1:i);
    end
    if (j>j_max) | (kj>6)
        yi(:,i)=yi(:,i-1);
    end
else
    ms=ms+(1/2)^kk*(m_max/NRstep)
end
if kk>1
    n_max=1;
end
end
end
i=i-1;

```

NRS.m

```

ii=1;
% ms(ii)=ms;
p=(1-m)*p_u+m*p_l;
vc=cell(v);
mc=cell(m);
gs=subs(g,P,p);
gys=jacobian(gs,y);
Dys=gys-lambda*eye(size(gys));
v_norm=v'*v;
J11=gys;
J12=zeros(size(gys));
J13=jacobian(gs,m);
J21=jacobian((gys*v),y);
J22=Dys;
J23=jacobian((Dys*v),m);
J31=zeros(size(y))';
J32=v'/sqrt(v'*v);
J33=0;
D=[J11,J12,J13;J21,J22,J23;J31,J32,J33];
lambda_init=lambdaa(k-1);
lamb=lambda_init;%lambda degiskeni lambdaa olarak tanimlandi
ys(:,ii)=yy(:,i);
vs(:,ii)=vv(:,k-1);
zi(:,ii)=[ys(:,ii);vs(:,ii);ms(ii)];
NRSstep=8;
nn_max=1.5*NRSstep;
for nn=1:nn_max
    Dysi=subs(Dys,P,p);
    Dysi=subs(Dysi,lamb,lamb);
    Di=subs(D,P,p);
    Di=subs(Di,lamb,lamb);
    e=1;
    j=1;
    j_max=30;
    kj=1;
while e>1e-4
    kj=kj+1;
    gsii=subs(gs,[mc,yc],[ms(ii);ys(:,ii)]);
    Dysii=subs(Dysi,[mc,yc],[ms(ii);ys(:,ii)]);
    Dysii=double(Dysii);
    v_normii=subs(v_norm,vc,vs(:,ii));
    Dii=subs(Di,[mc,yc,vc],[ms(ii);ys(:,ii);vs(:,ii)]);
    Dii=double(Dii);
    delta_z=-inv(Dii)*[gsii;Dysii*vs(:,ii);v_normii-1];
    z_il(:,ii)=[ys(:,ii);vs(:,ii);ms(ii)]+delta_z;
    e(kj)=norm(double(delta_z));
    ys(:,ii)=z_il(1:size(g,1),ii);
    vs(:,ii)=z_il(size(g,1)+1:size(g,1)+size(v,1),ii);
    ms(ii)=z_il(size(g,1)+size(v,1)+1,ii);% +1 m nin boyutunun 1 oldugunu ifade ediyor
    if (e(kj)-e(kj-1))<1e-8,break,end
    j=j+1;
    if j>j_max, break,end
end
if j>j_max, break,end
ii=ii+1;
i=i+1;
ys(:,ii)=z_il(1:size(g,1),ii-1);
vs(:,ii)=z_il(size(g,1)+1:size(g,1)+size(v,1),ii-1);
ms(ii)=z_il(size(g,1)+size(v,1)+1,ii-1);

```

```

yy(:,i)=ys(:,ii);
yi(:,i)=yy(:,i);
p=(1-ms(ii))*p_u+ms(ii)*p_l;
a(i)=p;
lamb=lamb-(lambda_init/NRSstep)
if abs(lamb)<1e-3
    ys_crt=ys(:,ii);
    la=lamb;
    pp=p;
end
end
ms=ms(ii);

```

```

*****

```

NRR.m

```

p=(-ms)*p_u+ms*p_l;
n_max=500;
for n=1:n_max
    y_i=yi(:,i);
    gi=subs(g,P,p);
    gyi=subs(gy,P,p);
    e=1;
    j=1;
    j_max=30;
while e>1e-6
    gii=subs(gi, yc, yi(:,i));
    gyii=subs(gyi, yc, yi(:,i));
    gyii=double(gyii);
    if isnan(det(gyii)), break, end
    delta_y=-inv(gyii)*gii;
    y_i1=yi(:,i)+delta_y;
    e=norm(delta_y);
    yi(:,i)=y_i1;
    j=j+1;
    if j>j_max, break, end
end
if j>j_max, break, end
i=i+1;
a(i)=p;
p
yi(:,i)=y_i1;
yy(:,i)=y_i1;
p=(-1-ms)*p_u+ms*p_l;
if p<=0, break, end
ms=ms-(m_max/NRstep);
end

```


EK – 2

**DOĞRUSAL OLMAYAN GÜÇ SİSTEMLERİNİN GERİLİM KARARLILIĞI
ANALİZİ MATLAB/M-FILE PROGRAMI**

```
clear;clc;
bara_n   %incelenecek örnek sisteme ait bilgileri girmek için kullanılan
         m.file
NR        %Newton-Raphson iterasyon yöntemine ait m.file
NRS       %Newton-Raphson-Seydel iterasyon yöntemine ait m.file
NRR       %Newton-Raphson iterasyon yöntemine ait m.file (PV ergisinin alt
         kısmını ekde etmek için kullanılan)
```

```
*****
```

bara n.m

%Bu MATLAB kodu en fazla 14 baralı bir güç sistemi için yazılmıştır. Daha fazla baraya sahip sistem için syms komutu ile atanan "V d P Q v" degiskenlerinin istenen bara sayısına çoğaltılması gerekmektedir.

```
%harmonikler 2 3 4 5 6 7 9 mertebesindedir
```

```
syms P V1_1 V1_2 V1_3 V1_4 V1_5 V1_6 V1_7 V1_9 V2_1 V2_2 V2_3 V2_4 V2_5
V2_6 V2_7 V2_9 V3_1 V3_2 V3_3 V3_4 V3_5 V3_6 V3_7 V3_9 V4_1 V4_2 V4_3 V4_4
V4_5 V4_6 V4_7 V4_9 V5_1 V5_2 V5_3 V5_4 V5_5 V5_6 V5_7 V5_9 V6_1 V6_2 V6_3
V6_4 V6_5 V6_6 V6_7 V6_9 V7_1 V7_2 V7_3 V7_4 V7_5 V7_6 V7_7 V7_9...
d1_1 d1_2 d1_3 d1_4 d1_5 d1_6 d1_7 d1_9 d2_1 d2_2 d2_3 d2_4 d2_5 d2_6
d2_7 d2_9 d3_1 d3_2 d3_3 d3_4 d3_5 d3_6 d3_7 d3_9 d4_1 d4_2 d4_3 d4_4 d4_5
d4_6 d4_7 d4_9 d5_1 d5_2 d5_3 d5_4 d5_5 d5_6 d5_7 d5_9 d6_1 d6_2 d6_3 d6_4
d6_5 d6_6 d6_7 d6_9 d7_1 d7_2 d7_3 d7_4 d7_5 d7_6 d7_7 d7_9...
P1 P2 P3 P4 P5 P6 P7...
Q1 Q2 Q3 Q4 Q5 Q6 Q7...
v1 v2 v3 v4 v5 v6 v7 v8 v9 v10 v11 v12 v13 v14 v15 v16 v17 v18 v19 v20
v21 v22 v23 v24 v25 v26 v27 v28 v29 v30 v31 v32 v33 v34 v35 v36 v37 v38 v39
v40 v41 v42 v43 v44 v45 v46 v47 v48 v49 v50 v51 v52 v53 v54 v55 v56 v57 v58
v59 v60 v61...
```

```
V=[V1_1,V1_2,V1_3,V1_4,V1_5,V1_6,V1_7,V1_9;V2_1,V2_2,V2_3,V2_4,V2_5,V2_6,V2_7,V2_9;V3_1,V3_2,V3_3,V3_4,V3_5,V3_6,V3_7,V3_9;V4_1,V4_2,V4_3,V4_4,V4_5,V4_6,V4_7,V4_9;V5_1,V5_2,V5_3,V5_4,V5_5,V5_6,V5_7,V5_9;V6_1,V6_2,V6_3,V6_4,V6_5,V6_6,V6_7,V6_9;V7_1,V7_2,V7_3,V7_4,V7_5,V7_6,V7_7,V7_9];
d=[d1_1,d1_2,d1_3,d1_4,d1_5,d1_6,d1_7,d1_9;d2_1,d2_2,d2_3,d2_4,d2_5,d2_6,d2_7,d2_9;d3_1,d3_2,d3_3,d3_4,d3_5,d3_6,d3_7,d3_9;d4_1,d4_2,d4_3,d4_4,d4_5,d4_6,d4_7,d4_9;d5_1,d5_2,d5_3,d5_4,d5_5,d5_6,d5_7,d5_9;d6_1,d6_2,d6_3,d6_4,d6_5,d6_6,d6_7,d6_9;d7_1,d7_2,d7_3,d7_4,d7_5,d7_6,d7_7,d7_9];
PV=[P1;P2;P3;P4;P5;P6;P7];
Q=[Q1;Q2;Q3;Q4;Q5;Q6;Q7];
vv=[v1;v2;v3;v4;v5;v6;v7;v8;v9;v10;v11;v12;v13;v14;v15;v16;v17;v18;v19;v20;v21;v22;v23;v24;v25;v26;v27;v28;v29;v30;v31;v32;v33;v34;v35;v36;v37;v38;v39;v40;v41;v42;v43;v44;v45;v46;v47;v48;v49;v50;v51;v52;v53;v54;v55;v56;v57;v58;v59;v60;v61];
n=input('incelenecek sistemin bara sayısını giriniz=');
h=input('harmonik derecelerini giriniz ([ ] içerisinde bosluk birakarak yazınız=');
nb=input('nonlinear bara nosunu giriniz=');
h_1=length(h);
h=[1 h];
for i=1:h_1
switch (h(i))
case {1}
V_V(:,i)=V(1:n,1);
d_d(:,i)=d(1:n,1);
case {2}
V_V(:,i)=V(1:n,2);
d_d(:,i)=d(1:n,2);
```

```

case {3}
    V_V(:,i)=V(1:n,3);
    d_d(:,i)=d(1:n,3);
case {4}
    V_V(:,i)=V(1:n,4);
    d_d(:,i)=d(1:n,4);
case {5}
    V_V(:,i)=V(1:n,5);
    d_d(:,i)=d(1:n,5);
case {6}
    V_V(:,i)=V(1:n,6);
    d_d(:,i)=d(1:n,6);
case {7}
    V_V(:,i)=V(1:n,7);
    d_d(:,i)=d(1:n,7);
case {9}
    V_V(:,i)=V(1:n,8);
    d_d(:,i)=d(1:n,8);
end
end
V=V_V;
d=d_d;
clear V_V d_d
PV=PV(1:n);
Q=Q(1:n);
hatlar
bus_n
V=eval(V);
d=eval(d);
PV=eval(PV);
Q=eval(Q);
for i=1:l+h_l
for j=1:n;
    if isnumeric(eval(V(j,i)))==1
        VV(j,i)=eval(V(j,i));
    else VV(j,i)=inf;
    end
    if isnumeric(eval(d(j,i)))==1
        dd(j,i)=eval(d(j,i));
    else dd(j,i)=inf;
    end
    V_V(j+(i-1)*n,1)=V(j,i);
    d_d(j+(i-1)*n,1)=d(j,i);
end
end
sw=find(isnumeric(dd));%swing barasinin tespit edilmesi
for j=1:n;
    if isinf(VV(j,1))==0
        pv(1,j)=1;
    end
end
pv=find(pv);%generatorlerin oldugu baralarin tespiti
if sum(size(Z))<2*n %bara admitans matrisinin hazirlanmasi
    Z(n,n)=0;
end
% if sum(size(YV))<2*n
%     YV(n,n)=0;
% end
for i=1:l+h_l
for j=1:n
    for k=j:n
        if Z(j,k)==0, Z(j,k)=inf;end

```

```

        Y(j,k,i)=-1/(real(Z(j,k))+imag(Z(j,k))*h(i)*1i);
%       YY1(j,k,i)=real(YY(j,k))+imag(YY(j,k))*h(i)*1i/2; %paralel R ve C
elemanları varsa bu satır kullanılacak
        Y(k,j,i)=Y(j,k,i);
%       YY1(k,j,i)=YY1(j,k,i); %hatların admitansları dikkate alınacaksa
bu satır kullanılacak

    end
    if (ismember(j,pv)==1) & (i>1) & (Y(j,j,i)==0),
        Y(j,j,i)=-sum(Y(j,:,i))+(1/(h(i)*Ze));
    else Y(j,j,i)=-sum(Y(j,:,i)); %sum(YY1(j,:,i));
    end
end
end
nbus=1:n;
nbus(nb)=0;
nbus(sw)=0;
nbus=find(nbus);%nonlinear ve swing bara disindaki baralar,PV vePQ baralari
[Vr,Vc]=find(isinf(VV));
[dr,dc]=find(isinf(dd));
for j=1:length(nbus)
    for k=1:n
        PP(k)=V(nbus(j))*V(k)*abs(Y(nbus(j),k,1))*cos(-
angle(Y(nbus(j),k,1))+d(nbus(j))-d(k));
    end
    PS(nbus(j))=PV(nbus(j))+sum(PP);
    yd(nbus(j))=d(nbus(j),1);
    yds(nbus(j))=yi(j); % baslangic degeri
end
nlin=Vr(find(Vc==1));%PQ ve nonlinear baralar
nlin=nlin(find(not(ismember(nlin,nb)))); %PQ baralari
for j=1:length(nlin)
    for k=1:n
        QQ(k)=V(nlin(j))*V(k)*abs(Y(nlin(j),k))*sin(-
angle(Y(nlin(j),k))+d(nlin(j))-d(k));
    end
    QS(nlin(j))=Q(nlin(j))+sum(QQ);
    yV(nlin(j))=V(nlin(j));
    yVs(nlin(j))=yi(length(nbus)+j); % baslangic degeri
end
clear PP QQ
yd(nb)=d(nb,1);
yV(nb)=V(nb,1);
nd=sort([nbus nb]);
nv=sort([nlin' nb]);
for j=1:length(nd)
    yds(nd(j))=yi(j);%baslangic degeri
end
for j=1:length(nv)
    yVs(nv(j))=yi(j+length(nd));%baslangic degeri
end
yVs(sw)=V(sw);%swing barasi baslangis degeri
yds(sw)=d(sw);%swing barasi baslangis degeri
for i=1:length(nb)
    for j=1:length(h)
        for k=1:n
            PP(k,j,i)=V(nb(i),j)*V(k,j)*abs(Y(nb(i),k,j))*cos(-
angle(Y(nb(i),k,j))+d(nb(i),j)-d(k,j));
            QQ(k,j,i)=V(nb(i),j)*V(k,j)*abs(Y(nb(i),k,j))*sin(-
angle(Y(nb(i),k,j))+d(nb(i),j)-d(k,j));
            if i==1
                if j>1

```

```

        yd(k+(j-1)*n)=d(k,j);
        yV(k+(j-1)*n)=V(k,j);
        yds(k+(j-1)*n)=0; % baslangic degeri
        yVs(k+(j-1)*n)=0.1; % baslangic degeri
    end
end
end
akim
for l=1:length(nb)
for i=1:h_1

PPS(i,l)=V(nb(l),i+1)*(gr(l,i)*cos(d(nb(l),i+1))+gi(l,i)*sin(d(nb(l),i+1)))
;
    QQS(i,l)=V(nb(l),i+1)*(-
gi(l,i)*cos(d(nb(l),i+1))+gr(l,i)*sin(d(nb(l),i+1)));
end
PS(nb(l))=PV(nb(l))+sum(PPS(:,l))+sum(sum(PP(:,l))); %harmonik gucler
sistemden cekildigi icin PPS ilave edildi
QS(nb(l))=Q(nb(l))+sum(QQS(:,l))+sum(sum(QQ(:,l)));
end
for i=1:h_1
for j=1:n
    for k=1:n
        Irr(k)=V(k,i+1)*abs(Y(j,k,i+1))*cos(angle(Y(j,k,i+1))+d(k,i+1));
        Iii(k)=V(k,i+1)*abs(Y(j,k,i+1))*sin(angle(Y(j,k,i+1))+d(k,i+1));
    end
    Ir(j+(i-1)*n)=sum(Irr);
    Ii(j+(i-1)*n)=sum(Iii);
    if ismember(j,nb)==1
        Ir(j+(i-1)*n)=sum(Irr)-gr(l,i);
        Ii(j+(i-1)*n)=sum(Iii)-gi(l,i);
    end
end
end
indg=[sort([nbus';nb']);n+sort([nlin;nb']);((2*n+1):(2*n+2*n*h_1))'];
indy=[sort([nbus';nb']);((n+1):(n+n*h_1))';(n*(h_1+1)+sort([nlin;nb']));((n
+n*(h_1+1)+1):2*(n+n*h_1))'];
yy=[yd,yV];
yys=[yds,yVs];
for j=1:length(indy)
    y(j,1)=yy(indy(j));
    ys(j,1)=yys(indy(j));
end
gg=[PS,QS,Ir,Ii];
for j=1:length(indg)
    g(j,1)=gg(indg(j));
end
v=vv(1:length(indy));
clear yy yi
nbs=n;

```

EK – 3

**FACTS ELEMANI İÇEREN DOĞRUSAL GÜÇ SİSTEMLERİNİN GERİLİM
KARARLILIĞI ANALİZİ MATLAB/M-FILE PROGRAMI**

SVC İçeren Doğrusal Sistem İçin MATLAB Programı

```
clear;clc;
bara    %incelenecek örnek sisteme ait bilgileri girmek için kullanılan
        m.file
SVC      %SVC'ye ait parametlerin olduğu m.file
NR_svc   %Newton-Raphson iterasyon yöntemine ait m.file
svc_ara  %SVC sınır değerlerine ulastiktan sonraki düzenleme için m.file
NR_svc1  %SVC sınır değerlerinden sonraki iterasyon için kullanılan m.file
NRS_svc  %Newton-Raphson-Seydel iterasyon yöntemine ait m.file
NRR_svc  %Newton-Raphson iterasyon yöntemine ait m.file (PV ergisinin alt
        kısmını elde etmek için kullanılan)
```

SVC.m

```
syms B alfa
Vref=0.95;%gerilimin referans degeri
Xsl=0.02;%SVC nin karakteristik egimi
Xc=1.96;%kondansatöre ait reaktans degeri
Xl=0.999;%endüktansa ait reaktans degeri
alfa_min=90*(pi/180); %tetikleme açısının en küçük degeri
alfa_max=175*(pi/180);%tetikleme açısının en büyük degeri
sv=length(y);
n_svc=input('SVC nin baglandigi bara no.sunu giriniz=');
g(sv+1)=V(n_svc)-Vref-Xsl*V(n_svc)*B; % hangi baraya baglaniyorsa o baranın
gerilimi
g(sv+2)=B+(2*alfa-sin(2*alfa)-pi*(2-Xl/Xc))/(pi*Xl);
y(sv+1)=B;
y(sv+2)=alfa;
v(sv+1)=vv(sv+1);
v(sv+2)=vv(sv+2);
ys(sv+1)=(Xl-Xc)/(Xl*Xc);
ys(sv+2)=(alfa_min*11/10);
g(find(ind==(n+n_svc)))=g(find(ind==(n+n_svc)))+V(n_svc)^2*B;
```

NR_svc.m

```
syms m lambda
gy=jacobian(g,y);
p_u=0.005;
p_l=0.01;
i=1;
yi(:,i)=ys;
ms=0;
m_max=500;
NRstep=m_max;
n_max=NRstep+1;
yc=cell(y);
for kk=1:50
for n=1:n_max
p=(1-ms)*p_u+ms*p_l;
y_i=yi(:,i);
gi=subs(g,P,p);
gyi=subs(gy,P,p);
e=1;
j=1;
j_max=30;
```

```

while e>1e-6
    gii=subs(gi,yc,yi(:,i));
    gyii=subs((gyi),yc,yi(:,i));
    gyii=double(gyii);
    if isnan(det(gyii)),break, end
    delta_y=-inv(gyii)*gii;
    y_il=yi(:,i)+delta_y;
    e=norm(delta_y);
    yi(:,i)=y_il;
    j=j+1;
    if j>j_max, break,end
end
if j>j_max, break,end
if (yi(sv+2,i)<alfa_min),break,end
a(i)=p;
p
i=i+1;
yi(:,i)=y_il;
yy(:,i-1)=y_il;
switch kk
    case {1}
ms=ms+(m_max/NRstep);
end
if kk>1, break,end
end % icteki for dongusu icin
if (yi(sv+2,i)<alfa_min),break,end
end
i=i-1;

```

svc ara.m

```

yi(sv+2,i)=alfa_max;
yi(sv+1,i)=-(2*yi(sv+2,i)-sin(2*yi(sv+2,i))-pi*(2-Xl/Xc))/(pi*Xl);
g_svc=subs(g(1:sv),yc(sv+1),yi(sv+1,i));
g_svc=subs(g_svc(1:sv),yc(sv+2),yi(sv+2,i));
y_svc=y(1:sv);
yc_svc=yc(1:sv);
yi_svc(:,i)=yi(1:sv,i+1); %en son yi degerini almak icin i+1 yapildi
gy_svc=jacobian(g_svc,y_svc);

```

NR svc1.m

```

for kk=1:50
    yi_svc(:,i)=yi(1:sv,i);
for n=1:n_max
    p=(1-ms)*p_u+ms*p_l;
    y_i=yi_svc(:,i);
    gi_svc=subs(g_svc,P,p);
    gyi_svc=subs(gy_svc,P,p);
    e=1;
    j=1;
    j_max=30;
while e>1e-6
    gii_svc=subs(gi_svc,yc_svc,yi_svc(:,i));
    gyii_svc=subs(gyi_svc,yc_svc,yi_svc(:,i));
    gyii_svc=double(gyii_svc);
    if isnan(det(gyii_svc)),break, end

```



```

    delta_y_svc=-inv(gyii_svc)*gii_svc;
    y_il=yi_svc(:,i)+delta_y_svc;
    e=norm(delta_y_svc);
    yi_svc(:,i)=y_il;
    j=j+1;
    if j>j_max, break,end
end
if j>j_max, break,end
    y_il=[yi_svc(:,i);yi(sv+1,i);yi(sv+2,i)];
    gyii=subs((gyi),yc,y_il);
    gyii=double(gyii);
a(i)=p;
p
i=i+1;
yi_svc(:,i)=yi_svc(:,i-1);
yi(:,i)=y_il;
yy(:,i-1)=y_il;
switch kk
    case {1}
ms=ms+(m_max/NRstep);
end
if kk>1, break,end
end % icteki for dongusu icin
k=21;
kj=1;
while k==21
    [lambdaa,vv,k] = inverse(gyii_svc,rand(size(g_svc)),0,1e-5,20);%k 20
ise lambda yakinsamamis demektir ve bu programin yendiden baslatilmasi
gerekir
    kj=kj+1;
    if kj>6,break,end
end
% keyboard
if (j<j_max) & (0<lambdaa(k-1)) & (lambdaa(k-1)<=0.2) & (kj<7), break, end
if (j>j_max) | (lambdaa(k-1)<0)
    ms=ms-(1/2)^(kk-1)*(m_max/NRstep);
    ms=ms+(1/2)^kk*(m_max/NRstep)
    if (j<j_max) & (lambdaa(k-1)<0)
        i=i-1;
        a=a(1:i);
        yi=yi(:,1:i);
        yy=yy(:,1:i);
    end
    if (j>j_max) | (kj>6)
        yi(:,i)=yi(:,i-1);
    end
else
    ms=ms+(1/2)^kk*(m_max/NRstep)
end
if kk>1
    n_max=1;
end
end
i=i-1;

```

NRS svc.m

```

ii=1;
% ms(ii)=ms;

```

```

p=(1-m)*p_u+m*p_l;
v_svc=v(1:sv);
vc=cell(v_svc);
mc=cell(m);
gs_svc=subs(g_svc,P,p);
gys_svc=jacobian(gs_svc,y_svc);
Dys=gys_svc-lambda*eye(size(gys_svc));
v_svc=v(1:sv);
v_norm=v_svc'*v_svc;
J11=gys_svc;
J12=zeros(size(gys_svc));
J13=jacobian(gs_svc,m);
J21=jacobian((gys_svc*v_svc),y_svc);
J22=Dys;
J23=jacobian((Dys*v_svc),m);
J31=zeros(size(y_svc));
J32=v_svc'/sqrt(v_svc'*v_svc);
J33=0;
D=[J11,J12,J13;J21,J22,J23;J31,J32,J33];
lambda_init=lamdaa(k-1);
lamb=lambda_init;
ys_svc(:,ii)=yy(1:sv,i);
vs(:,ii)=vv(1:sv,k-1);
zi(:,ii)=[ys_svc(:,ii);vs(:,ii);ms(ii)];
NRSstep=4;
nn_max=1.5*NRSstep;
for nn=1:nn_max
    Dysi=subs(Dys,P,p);
    Dysi=subs(Dysi,lamb,lamb);
    Di=subs(D,P,p);
    Di=subs(Di,lamb,lamb);
    e=1;
    j=1;
    j_max=30;
    kj=1;
while e>1e-4
    kj=kj+1;
    gsii=subs(gs_svc,[mc,yc_svc],[ms(ii);ys_svc(:,ii)]);
    Dysii=subs(Dysi,[mc,yc_svc],[ms(ii);ys_svc(:,ii)]);
    Dysii=double(Dysii);
    v_normii=subs(v_norm,vc,vs(:,ii));
    Dii=subs(Di,[mc,yc_svc,vc],[ms(ii);ys_svc(:,ii);vs(:,ii)]);
    Dii=double(Dii);
    delta_z=-inv(Dii)*[gsii;Dysii*vs(:,ii);v_normii-1];
    z_il(:,ii)=[ys_svc(:,ii);vs(:,ii);ms(ii)]+delta_z;
    e(kj)=norm(double(delta_z));
    ys_svc(:,ii)=z_il(1:size(g_svc,1),ii);
    vs(:,ii)=z_il(size(g_svc,1)+1:size(g_svc,1)+size(v_svc,1),ii);
    ms(ii)=z_il(size(g_svc,1)+size(v_svc,1)+1,ii);%buradaki +1 m nin
boyutunun 1 oldugunu
    if (e(kj)-e(kj-1))<1e-8,break,end
    j=j+1;
    if j>j_max, break,end
end
if j>j_max, break,end
ii=ii+1;
i=i+1;
ys_svc(:,ii)=z_il(1:size(g_svc,1),ii-1);
vs(:,ii)=z_il(size(g_svc,1)+1:size(g_svc,1)+size(v_svc,1),ii-1);
ms(ii)=z_il(size(g_svc,1)+size(v_svc,1)+1,ii-1);
yy(:,i)=yy(:,i-1);
yy(1:sv,i)=ys_svc(1:sv,ii);

```

```

yi(1:sv,i)=yy(1:sv,i);
yi(sv+1:sv+2,i)=yi(sv+1:sv+2,i-1);
p=(1-ms(ii))*p_u+ms(ii)*p_l;
a(i)=p;
lamb=lamb+(lambda_init/NRSstep)
if abs(lamb)<1e-3
    ys_crt=[ys_svc(:,ii);yy((sv+1:sv+2),i)];
    la=lamb;
    pp=p;
end
end
ms=ms(ii);

*****

```

NRR svc.m

```

p=(-ms)*p_u+ms*p_l;
n_max=500;
for n=1:n_max
    y_i=yi(:,i);
    gi=subs(g,P,p);
    gyi=subs(gy,P,p);
    e=1;
    j=1;
    j_max=30;
while e>1e-6
    gii=subs(gi, yc,yi(:,i));
    gyii=subs(gyi,yc,yi(:,i));
    gyii=double(gyii);
    if isnan(det(gyii)),break, end
    delta_y=-inv(gyii)*gii;
    y_il=yi(:,i)+delta_y;
    e=norm(delta_y);
    yi(:,i)=y_il;
    j=j+1;
    if (j>j_max), break,end
end
if (yi(sv+2,i)<alfa_min)|| (yi(sv+2,i)>alfa_max)
    if (yi(sv+2,i)<alfa_min)
        yi(sv+2,i)=alfa_min;
    elseif (yi(sv+2,i)>alfa_max)
        yi(sv+2,i)=alfa_max;
    end
    yi(sv+1,i)=-(2*yi(sv+2,i)-sin(2*yi(sv+2,i))-pi*(2-Xl/Xc))/(pi*Xl);
    yi(:,i)=yy(:,i-1);
    g_svc=subs(g(1:sv),yc(sv+1),yi(sv+1,i));
    g_svc=subs(g_svc(1:sv),yc(sv+2),yi(sv+2,i));
    y_svc=y(1:sv);
    yc_svc=yc(1:sv);
    yi_svc(:,i)=yi(1:sv,i);
    gy_svc=jacobian(g_svc,y_svc);
    y_il=yi_svc(:,i);
    gi_svc=subs(g_svc,P,p);
    gyi_svc=subs(gy_svc,P,p);
    e=1;
    j=1;
while e>1e-6
    gii_svc=subs(gi_svc,yc_svc,yi_svc(:,i));
    gyii_svc=subs(gyi_svc,yc_svc,yi_svc(:,i));
    gyii_svc=double(gyii_svc);

```

```

if isnan(det(gyii_svc)), yi_svc(:,i)=yi_svc(:,i-1);break, end
delta_y_svc=-inv(gyii_svc)*gii_svc;
delta_y_svc=double(delta_y_svc);
y_il=yi_svc(:,i)+delta_y_svc;
e=norm(delta_y_svc);
yi_svc(:,i)=y_il;
j=j+1;
if j>j_max, yi_svc(:,i)=yi_svc(:,i-1);break,end
end
y_il=[yi_svc(:,i);yi(sv+1,i);yi(sv+2,i)];
gyii=subs((gyi),yc,y_il);
gyii=double(gyii);
end
i=i+1;
a(i)=p;
p
yi(:,i)=y_il;
yy(:,i)=y_il;
p=(-1-ms)*p_u+ms*p_l;
if p<=0,break,end
ms=ms-(m_max/NRstep);
end

```

STATCOM İçeren Doğrusal Sistem İçin MATLAB Programı

```

clear;clc;
bara %incelenen örnek sisteme ait bilgileri girmek için kullanılan
      m.file
STATCOM %STATCOM'a ait parametlerin olduğu m.file
NR_statcom %Newton-Raphson iterasyon yöntemine ait m.file
statcom_ara%STATCOM sınır değerlerine ulaştıktan sonraki düzenleme için
           m.file
NR_statcom1%STATCOM sınır değerlerinden sonraki iterasyon için kullanılan
           m.file
NRS_statcom%Newton-Raphson-Seydel iterasyon yöntemine ait m.file
NRR_statcom%Newton-Raphson iterasyon yöntemine ait m.file (PV ergisinin alt
           kısmını elde etmek için kullanılan)

```

STATCOM.m

```

syms Vdc
n_st=n;
Vref=0.95;%gerilimin referans değeri
Xsl=0.02;%STATCOM un karakteristik eğimi
X=0.145; %baglantı transformatörünün reaktans değeri
sv=length(y);
n_statcom=input('STATCOM un bağlandığı bara no.sunu giriniz=');
I_statcom=-(Vref-V(n_statcom))/Xsl;
g(sv+1)=V(n_statcom)-Vdc-I_statcom*X;
y(sv+1)=Vdc;
ys(sv+1)=0.1;
I_min=-0.505; % SVC deki Xc ye karşılık gelen akım
I_st=(V(n_statcom)-Vdc)/X;%statcom akımı
n_stat=find(ismember(y,V(n_statcom)));%indisi

```

```

g(find(ind==(n_st+n_statcom)))=g(find(ind==(n_st+n_statcom)))+V(n_statcom)*
I_st;
v=[v;vv(sv+1)];

```

```

*****

```

NR_statcom.m

```

syms m lambda
gy=jacobian(g,y);
p_u=0.005;
p_l=0.01;
i=1;
yi(:,i)=ys;
ms=0;
m_max=500;
NRstep=m_max;
n_max=NRstep+1;
yc=cell(y);
for kk=1:50
for n=1:n_max
p=(1-ms)*p_u+ms*p_l;
y_i=yi(:,i);
gi=subs(g,P,p);
gyi=subs(gy,P,p);
e=1;
j=1;
j_max=30;
while e>1e-6
gii=subs(gi,yc,yi(:,i));
gyii=subs(gyi,yc,yi(:,i));
gyii=double(gyii);
if isnan(det(gyii)),break,end
delta_y=-inv(gyii)*gii;
y_il=yi(:,i)+delta_y;
e=norm(delta_y);
yi(:,i)=y_il;
j=j+1;
if j>j_max, break,end
end
if j>j_max, break,end
if double(subs(I_st,yc,yi(:,i)))<I_min,break,end
a(i)=p;
p
i=i+1;
yi(:,i)=y_il;
yy(:,i-1)=y_il;
switch kk
case {1}
ms=ms+(m_max/NRstep);
end
if kk>1, break,end
end % icteki for dongusu icin
end
i=i-1;

```

```

*****

```

statcom ara.m

```

yi(sv+1,i)=yi(n_stat,i)-I_min*X;
g(find(ind==(n_st+n_statcom)))=g(find(ind==(n_st+n_statcom)))-
V(n_statcom)*I_st+V(n_statcom)*I_min;
g_svc=subs(g(1:sv),yc(sv+1),yi(sv+1,i));
y_svc=y(1:sv);
yc_svc=yc(1:sv);
yi_svc(:,i)=yi(1:sv,i+1); %en son yi degerini almak icin i+1 yapildi
gy_svc=jacobian(g_svc,y_svc);

```

```

*****

```

NR statcom1.m

```

for kk=1:50
    yi_svc(:,i)=yi(1:sv,i);
for n=1:n_max
    p=(1-ms)*p_u+ms*p_l;
    y_i=yi_svc(:,i);
    gi_svc=subs(g_svc,P,p);
    gyi_svc=subs(gy_svc,P,p);
    e=1;
    j=1;
    j_max=30;
while e>1e-6
    gii_svc=subs(gi_svc,yc_svc,yi_svc(:,i));
    gyii_svc=subs(gyi_svc,yc_svc,yi_svc(:,i));
    gyii_svc=double(gyii_svc);
    if isnan(det(gyii_svc)),break, end
    delta_y_svc=-inv(gyii_svc)*gii_svc;
    y_i1=yi_svc(:,i)+delta_y_svc;
    e=norm(delta_y_svc);
    yi_svc(:,i)=y_i1;
    j=j+1;
    if j>j_max, break,end
end
if j>j_max, break,end
yi(sv+1,i)=yi_svc(n_stat,i)-I_min*X;%Vdc ifadesi
    y_i1=[yi_svc(:,i);yi(sv+1,i)];
a(i)=p;
p
i=i+1;
yi_svc(:,i)=yi_svc(:,i-1);
yi(:,i)=y_i1;
yy(:,i-1)=y_i1;
switch kk
    case {1}
ms=ms+(m_max/NRstep);
end
if kk>1, break,end
end % icteki for dongusu icin
k=21;
kj=1;
while k==21
    [lambdaa,vv,k] = inverse(gyii_svc,rand(size(g_svc)),0,1e-5,20);%k 20
ise lambda yakinsamamis demektir ve bu programin yendiden baslatilmasi
gerekir
    kj=kj+1;

```

```

        if kj>6,break,end
    end
    if (j<j_max) & (0<lambdaa(k-1)) & (lambdaa(k-1)<=1.5) & (kj<7), break, end
    if (j>j_max) | (lambdaa(k-1)<0)
        ms=ms-(1/2)^(kk-1)*(m_max/NRstep);
        ms=ms+(1/2)^kk*(m_max/NRstep)
        if (j<j_max) & (lambdaa(k-1)<0)
            i=i-1;
            a=a(1:i);
            yi=yi(:,1:i);
            yy=yy(:,1:i);
        end
        if (j>j_max) | (kj>6)
            yi(:,i)=yi(:,i-1);
        end
    else
        ms=ms+(1/2)^kk*(m_max/NRstep)
    end
    if kk>1
        n_max=1;
    end
end
end
i=i-1;

```

NRS_statcom.m

```

ii=1;
% ms(ii)=ms;
p=(1-m)*p_u+m*p_l;
v_svc=v(1:sv);
vc=cell(v_svc);
mc=cell(m);
gs_svc=subs(gs_svc,P,p);
gys_svc=jacobian(gs_svc,y_svc);
Dys=gys_svc-lambda*eye(size(gys_svc));
v_svc=v(1:sv);
v_norm=v_svc'*v_svc;
J11=gys_svc;
J12=zeros(size(gys_svc));
J13=jacobian(gs_svc,m);
J21=jacobian((gys_svc*v_svc),y_svc);
J22=Dys;
J23=jacobian((Dys*v_svc),m);
J31=zeros(size(y_svc));
J32=v_svc'/sqrt(v_svc'*v_svc);
J33=0;
D=[J11,J12,J13;J21,J22,J23;J31,J32,J33];
lambda_init=lambdaa(k-1);
lamb=lambda_init;%lambda degiskeni lambdaa olarak tanimlandi
ys_svc(:,ii)=yy(1:sv,i);
vs(:,ii)=vv(1:sv,k-1);
zi(:,ii)=[ys_svc(:,ii);vs(:,ii);ms(ii)];
NRSstep=6;
nn_max=1.5*NRSstep;
for nn=1:nn_max
    Dysi=subs(Dys,P,p);
    Dysi=subs(Dysi,lamb,lamb);
    Di=subs(D,P,p);
    Di=subs(Di,lamb,lamb);

```

```

e=1;
j=1;
j_max=30;
kj=1;
while e>1e-4
    kj=kj+1;
    gsii=subs(gs_svc,[mc,yc_svc],[ms(ii);ys_svc(:,ii)]);
    Dysii=subs(Dysi,[mc,yc_svc],[ms(ii);ys_svc(:,ii)]);
    Dysii=double(Dysii);
    v_normii=subs(v_norm,vc,vs(:,ii));
    Dii=subs(Di,[mc,yc_svc,vc],[ms(ii);ys_svc(:,ii);vs(:,ii)]);
    Dii=double(Dii);
    delta_z=-inv(Dii)*[gsii;Dysii*vs(:,ii);v_normii-1];
    z_il(:,ii)=[ys_svc(:,ii);vs(:,ii);ms(ii)]+delta_z;
    e(kj)=norm(double(delta_z));
    ys_svc(:,ii)=z_il(1:size(g_svc,1),ii);
    vs(:,ii)=z_il(size(g_svc,1)+1:size(g_svc,1)+size(v_svc,1),ii);
    ms(ii)=z_il(size(g_svc,1)+size(v_svc,1)+1,ii);%buradaki +1 m nin
boyutunun 1 oldugunu
    if (e(kj)-e(kj-1))<1e-8,break,end
    j=j+1;
    if j>j_max, break,end
end
if j>j_max, break,end
ii=ii+1;
i=i+1;
ys_svc(:,ii)=z_il(1:size(g_svc,1),ii-1);
vs(:,ii)=z_il(size(g_svc,1)+1:size(g_svc,1)+size(v_svc,1),ii-1);
ms(ii)=z_il(size(g_svc,1)+size(v_svc,1)+1,ii-1);
yy(sv+1,i)=ys_svc(n_stat,ii)-I_min*X;%Vdc ifadesi
yy(:,i)=[ys_svc(1:sv,ii);yy(sv+1,i)];
yi(:,i)=yy(:,i);
p=(1-ms(ii))*p_u+ms(ii)*p_l;
a(i)=p;
lamb=lamb-(lambda_init/NRSstep)
if abs(lamb)<1e-3
    ys_crt=[yy(:,i)];
    la=lamb;
    pp=p;
end
end
ms=ms(ii);

```

NRR statcom.m

```

p=(-ms)*p_u+ms*p_l;
n_max=500;
for n=1:n_max
    y_i=yi(1:sv,i);
    gi_svc=subs(g_svc,P,p);
    gyi_svc=subs(gy_svc,P,p);
    e=1;
    j=1;
    j_max=30;
while e>1e-6
    gii_svc=subs(gi_svc,yc_svc,yi(1:sv,i));
    gyii_svc=subs(gyi_svc,yc_svc,yi(1:sv,i));
    gyii_svc=double(gyii_svc);
    if isnan(det(gyii_svc)),break, end

```



```

    delta_y_svc=-inv(gyii_svc)*gii_svc;
    y_il=yi(1:sv,i)+delta_y_svc;
    e=norm(delta_y_svc);
    yi(1:sv,i)=y_il;
    j=j+1;
    if j>j_max, break,end
end
if j>j_max, break,end
i=i+1;
a(i)=p;
p
yi(sv+1,i)=y_il(n_stat)-I_min*X;%Vdc ifadesi
yi(1:sv,i)=y_il;
yy(:,i)=yi(:,i);
p=(-1-ms)*p_u+ms*p_l;
if p<=0,break,end
ms=ms-(m_max/NRstep);
end

```

EK – 4

**FACTS ELEMANI İÇEREN DOĞRUSAL OLMAYAN GÜÇ SİSTEMLERİNİN
GERİLİM KARARLILIĞI ANALİZİ MATLAB/M-FILE PROGRAMI**

SVC İçeren Doğrusal Olmayan Sistem İçin MATLAB Programı

```
clear;clc;
bara_n      %incelenecek örnek sisteme ait bilgileri girmek için kullanılan
            m.file
SVC_n       %SVC'ye ait parametlerin olduğu m.file
NR_svc      %Newton-Raphson iterasyon yöntemine ait m.file
svc_ara_n   %SVC sınır değerlerine elastikten sonraki düzenleme için m.file
NR_svc1     %SVC sınır değerlerinden sonraki iterasyon için kullanılan m.file
NRS_svc     %Newton-Raphson-Seydel iterasyon yöntemine ait m.file
NRR_svc     %Newton-Raphson iterasyon yöntemine ait m.file (PV ergisinin alt
            kısmını elde etmek için kullanılan)
```

```
*****
```

SVC n.m

```
syms B alfa
n_st=n;
Vref=0.8327; %gerilimin referans değeri
Xsl=0.02; %SVC nin karakteristik eğimi
Xc=0.423; %kondansatöre ait reaktans değeri
Xl=0.265; %endüktansa ait reaktans değeri
alfa_min=90*(pi/180); %tetikleme açısının en küçük değeri
alfa_max=175*(pi/180); %tetikleme açısının en büyük değeri
sv=length(y);
n_svc=input('SVC nin bağlandığı bara no.sunu giriniz=');
g(sv+1)=V(n_svc)-Vref-Xsl*V(n_svc)*B; % hangi baraya bağlanıyorsa o baranın
gerilimi
g(sv+2)=B+(2*alfa-sin(2*alfa)-pi*(2-Xl/Xc))/(pi*Xl);
y(sv+1)=B;
y(sv+2)=alfa;
v(sv+1)=vv(sv+1);
v(sv+2)=vv(sv+2);
ys(sv+1)=(Xl-Xc)/(Xl*Xc);
ys(sv+2)=(alfa_min*11/10);
for i=1:h_1
    Irr_st(i)=(V(n_svc,i+1)/((Xc/h(i+1))*(h(i+1)*Xl*pi/(pi-
alfa)+cos(h(i+1)*pi)*sin(h(i+1)*(pi-alfa))/h(i+1))))/(Xc/h(i+1))-
(h(i+1)*Xl*pi/(pi-alfa)+cos(h(i+1)*pi)*sin(h(i+1)*(pi-
alfa))/h(i+1)))))*sin(d(n_svc,i+1));
    Iii_st(i)=-(V(n_svc,i+1)/((Xc/h(i+1))*(h(i+1)*Xl*pi/(pi-
alfa)+cos(h(i+1)*pi)*sin(h(i+1)*(pi-alfa))/h(i+1))))/(Xc/h(i+1))-
(h(i+1)*Xl*pi/(pi-alfa)+cos(h(i+1)*pi)*sin(h(i+1)*(pi-
alfa))/h(i+1)))))*cos(d(n_svc,i+1));
    Q_st(i)=V(n_svc,i+1)^2/((Xc/h(i+1))*(h(i+1)*Xl*pi/(pi-
alfa)+cos(h(i+1)*pi)*sin(h(i+1)*(pi-alfa))/h(i+1))))/(Xc/h(i+1))-
(h(i+1)*Xl*pi/(pi-alfa)+cos(h(i+1)*pi)*sin(h(i+1)*(pi-alfa))/h(i+1)))));
    g(find(indg==(2*n_st+(i-1)*n_st+n_svc)))=g(find(indg==(2*n_st+(i-
1)*n_st+n_svc)))+Irr_st(i);
    g(find(indg==(2*n_st+h_1*n_st+(i-
1)*n_st+n_svc)))=g(find(indg==(2*n_st+h_1*n_st+(i-
1)*n_st+n_svc)))+Iii_st(i);
end
g(find(indg==(n+n_svc)))=g(find(indg==(n+n_svc)))+V(n_svc)^2*B+sum(Q_st);%
Q için yeni denklem
```

```
*****
```

svc ara n.m

```

yi(sv+2,i)=alfa_max;
yi(sv+1,i)=-(2*yi(sv+2,i)-sin(2*yi(sv+2,i))-pi*(2-Xl/Xc))/(pi*Xl);
g_svc=subs(g(1:sv),yc(sv+1),yi(sv+1,i));
g_svc=subs(g_svc(1:sv),yc(sv+2),yi(sv+2,i));
y_svc=y(1:sv);
yc_svc=yc(1:sv);
yi_svc(:,i)=yi(1:sv,i+1); %en son yi degerini almak icin i+1 yapildi
gy_svc=jacobian(g_svc,y_svc);

```

STATCOM İçeren Doğrusal Olmayan Sistem İçin MATLAB Programı

```

clear;clc;
bara_n          %incelenecek örnek sisteme ait bilgileri girmek için
                kullanılan m.file
STATCOM_n       %STATCOM'a ait parametlerin olduğu m.file
NR_statcom      %Newton-Raphson iterasyon yöntemine ait m.file
statcom_ara_n   %STATCOM sınır degerlerine ulastiktan sonraki düzenleme için
                m.file
NR_statcom1     %STATCOM sınır degerlerinden sonraki iterasyon için
                kullanılan m.file
NRS_statcom     %Newton-Raphson-Seydel iterasyon yöntemine ait m.file
NRR_statcom     %Newton-Raphson iterasyon yöntemine ait m.file (PV ergisinin
                alt kısmını elde etmek için kullanılan)

```

STATCOM n.m

```

syms Vdc
n_st=n;
Vref=0.8327; %gerilimin referans degeri
Xsl=0.02; %STATCOM un karakteristik egimi
X=0.145; %baglantı transforatörünün reaktans degeri
sv=length(y);
n_statcom=input('STATCOM un baglandigi bara no.sunu giriniz=');
I_statcom=-(Vref-V(n_statcom))/Xsl;
g(sv+1)=V(n_statcom)-Vdc-I_statcom*X;
y(sv+1)=Vdc;
ys(sv+1)=0.1;
I_min=-1.878; % SVC deki Xc ye karsilik gelen akim
I_st=(V(n_statcom)-Vdc)/X;%statcom akimi
n_stat=find(ismember(y,V(n_statcom)));%indisi
v=[v;vv(sv+1)];
for i=1:h_1
    Irr_st(i)=(V(n_statcom,i+1)/(X*h(i+1)))*sin(d(n_statcom,i+1));
    Iii_st(i)=-(V(n_statcom,i+1)/(X*h(i+1)))*cos(d(n_statcom,i+1));
    Q_st(i)=V(n_statcom,i+1)^2/(X*h(i+1));
    g(find(indg==(2*n_st+(i-1)*n_st+n_statcom)))=g(find(indg==(2*n_st+(i-1)*n_st+n_statcom)))+Irr_st(i);
    g(find(indg==(2*n_st+h_1*n_st+(i-1)*n_st+n_statcom)))=g(find(indg==(2*n_st+h_1*n_st+(i-1)*n_st+n_statcom)))+Iii_st(i);
end

```

```
g(find(indg==(n_st+n_statcom)))=g(find(indg==(n_st+n_statcom)))+V(n_statcom)
)*I_st+sum(Q_st); % Q icin yeni denklem
```

```
*****
```

statcom ara n.m

```
yi(sv+1,i)=yi(n_stat,i)-I_min*X;
g(find(indg==(n_st+n_statcom)))=g(find(indg==(n_st+n_statcom)))-
V(n_statcom)*I_st+V(n_statcom)*I_min;
g_svc=subs(g(1:sv),yc(sv+1),yi(sv+1,i));
y_svc=y(1:sv);
yc_svc=yc(1:sv);
yi_svc(:,i)=yi(1:sv,i+1); %en son yi degerini almak icin i+1 yapildi
gy_svc=jacobian(g_svc,y_svc);
```

ÖZGEÇMİŞ

Doğum tarihi 29.03.1976

Doğum yeri İstanbul

Lise 1990-1993

Pertevniyal Lisesi

Lisans 1994-1998

Yıldız Teknik Üniversitesi
Elektrik Mühendisliği Bölümü

Yüksek Lisans 1998-2001

Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü
Elektrik Müh. Anabilim Dalı

Doktora 2002-

Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü
Elektrik Müh. Anabilim Dalı, Elektrik Tesisleri
Programı

Çalıştığı kurumlar

1999-2000

Hazinedaroğlu İnş. A.Ş.

2000-Devam ediyor

Yıldız Teknik Üniversitesi
Elektrik Mühendisliği Bölümü
Elektrik Tesisleri Anabilim Dalı
Araştırma Görevlisi