

**T.C.
FIRAT ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**



**MİKRO ŞEBEKELERİN GÜÇ SİSTEMİ KARARLILIĞINA
ETKİLERİNİN İNCELENMESİ**

Yük. Müh. Burak YILDIRIM

**Doktora Tezi
Anabilim Dalı: Elektrik Elektronik Mühendisliği
Programı: Elektrik Tesisleri
Danışman: Prof. Dr. Muhsin Tunay GENÇOĞLU**

TEMMUZ-2017

T.C.
FIRAT ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

MİKRO ŞEBEKELERİN GÜÇ SİSTEMİ KARARLILIĞINA ETKİLERİNİN
İNCELENMESİ

DOKTORA TEZİ

Yük. Müh. Burak YILDIRIM

(131113201)

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 14 Haziran 2017

Tezin Savunulduğu Tarih : 7 Temmuz 2017

Tez Danışmanı : Prof. Dr. Muhsin Tunay GENÇOĞLU (F.Ü.)

Diğer Jüri Üyeleri : Prof. Dr. Mehmet CEBECİ (F.Ü.)

Prof. Dr. Mehmet Salih MAMİŞ (İ.Ü.)

Doç. Dr. Hayrettin CAN (F.Ü.)

Yrd. Doç. Dr. Dursun ÖZTÜRK (B.Ü.)

Temmuz-2017

ÖNSÖZ

Bu tez çalışmasını yöneten, hazırlanması ve yazımı süresince her türlü konuda bilgisini ve yardımlarını esirgemeyen saygıdeğer danışman hocam Prof Dr. Muhsin Tunay GENÇOĞLU'na;

Ayrıca tez süresi boyunca yardımlarını esirgemeyen, bilgi ve deneyimlerinden faydalandığım Yrd. Doç. Dr. Mahmut Temel ÖZDEMİR'e;

Çalışmalarım boyunca, bana destek olan, anabilim dalındaki tüm değerli hocalarıma;

Ayrıca doktora çalışmalarım süresince bana karşı sabırla ve anlayışla yaklaşan ve hep yanımda olan sevgili eşim Duygu YILDIRIM'a, çocuklarıma, aileme ve tüm arkadaşlarıma;

teşekkür ederim.

Burak YILDIRIM
ELAZIĞ-2017

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa No</u>
ÖNSÖZ	II
İÇİNDEKİLER.....	III
ÖZET	VII
SUMMARY	VIII
ŞEKİLLER LİSTESİ	IX
TABLolar LİSTESİ	XIII
SEMBOLLER LİSTESİ	XV
KISALTMALAR LİSTESİ	XVI
1. GİRİŞ.....	1
1.1. Literatür Taraması ve Değerlendirmesi	3
1.2. Tezin Amacı ve Kapsamı.....	11
1.3. Tezin Yapısı.....	12
2. MİKROŞEBEKELER.....	13
2.1. Giriş	13
2.2. Dağıtılmış Üretim	15
2.3. Aktif Şebeke	18
2.4. Mikro Şebeke Temel Yapısı	20
2.5. Mikro Şebekenin Kontrolü	25
2.6. Mikro Şebekenin Faydaları.....	27
2.6.1. Mikro Şebekenin Ekonomik Faydaları	29
2.6.2. Mikro Şebekenin Teknik Faydaları	30
2.6.3. Mikro Şebekenin Çevresel ve Sosyal Faydaları	31
3. GÜÇ SİSTEMLERİNDE KARARLILIK.....	33
3.1. Giriş	33
3.2. Güç Sistemleri Kararlılığı.....	35
3.3. Güç Sistemi Kararlılığının Sınıflandırılması	36
3.3.1. Rotor Açık Kararlılığı.....	37
3.3.2. Gerilim Kararlılığı	39
3.3.3. Frekans Kararlılığı	41
4. GÜÇ SİSTEMLERİ KARARLILIĞI ANALİZ YÖNTEMLERİ	43

4.1.	Giriş	43
4.2.	Güç Akış Analizi	44
4.2.1.	Şebeke Eşitlikleri	45
4.2.2.	Gauss- Siedel Metodu	46
4.2.3.	Newton-Raphson Metodu	47
4.2.4.	PSAT Programı ve Güç Akışı Analizi	50
4.2.4.1.	PSAT Programı	50
4.2.4.2.	Güç Akış Çözücüler	53
4.2.4.2.1.	Newton Raphson Metodu	54
4.2.4.2.2.	Hızlı Ayrılmış Güç Akışı	55
4.2.4.2.3.	Dağıtılmış Salınım Bara Modeli	55
4.3.	Çatallaşma Analizi	56
4.3.1.	Direkt Metotlar	56
4.3.2.	Sürekli Güç Akışları	58
4.3.2.1.	Tahmin	59
4.3.2.2.	Düzeltilme	61
4.3.2.3.	Parametreleştirme	62
4.3.3.	PSAT Programı Çatallaşma Analizi	63
4.3.3.1.	Direkt Metotlar	64
4.3.3.1.1.	Eyer-Düğüm Çatallaşması	64
4.3.3.1.2.	Limit Kaynaklı Çatallaşma	65
4.3.3.2.	Sürekli Güç Akışı	65
4.3.3.2.1.	Tahmin Adımı	66
4.3.3.2.2.	Doğrulama Adımı	66
4.4.	Küçük Sinyal Kararlılık Analizi	68
4.4.1.	PSAT Programı Küçük Sinyal Kararlılığı	71
4.5.	Güç Akış Modal Analizi	73
4.5.1.	PSAT Programı Güç Akış Modal Analizi	76
4.6.	Zaman Domeni Analizi	77
4.6.1.	Açık Metotlar	79
4.6.2.	Örtülü Metotlar	80
4.6.3.	PSAT Programı Zaman Domeni Benzetimi	82

4.6.3.1.	İntegrasyon Metodu	82
4.6.3.1.1.	İleri Euler Metodu.....	83
4.6.3.1.2.	Yamuk Metodu	83
5.	MİKROŞEBEKELİ GÜÇ SİSTEMİNİN KARARLILIK ANALİZİ	85
5.1.	Giriş	85
5.2.	Mikro Şebekeli Test Sistemi Oluşturulması	86
5.2.1.	Güneş Enerjisi Sistemi Modeli	88
5.2.2.	Rüzgar Enerjisi Sistemi Modeli.....	89
5.2.3.	Katı Oksit Yakıt Hücresi Modeli.....	90
5.3.	Mikro Şebekenin Yerleştirileceği Baranın Tespiti	91
5.4.	Güç Akış Analizi	93
5.5.	Çatallaşma Analizi.....	100
5.6.	Küçük Sinyal Kararlılık Analizi	108
5.6.1.	Mikro Şebeke Lokasyonun Özdeğerlere Etkileri	115
5.6.2.	Mikro Şebekenin Penetrasyon Seviyelerinin Özdeğerlere Etkileri	116
5.6.3.	Mikro Şebeke Yük Değişimlerinin Özdeğerlere Etkileri	117
5.7.	Güç Akış Modal Analizi.....	118
5.8.	Zaman Domeni Analizi.....	120
5.8.1.	Üç Faz Kısa Devre Arızası	121
5.8.2.	Kısmi Hat Açması.....	126
5.8.3.	Kısmi Hat Açma Kapaması	131
6.	SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	137
6.1.	Sonuçlar	137
6.2.	Öneriler	139
	KAYNAKLAR.....	141
	EKLER	149
A.	IEEE 14 Baralı Güç Sistemi Verileri.....	149
B.	Mikroşebekeyi Oluşturan Dağıtılmış Üretim Kaynak Modelleri	151
B.1.	DFIG Modeli	151
B.2.	Yakıt Hücresi Modeli	154
B.3.	PV Modeli.....	157

ÖZGEÇMİŞ.....	160
----------------------	------------



ÖZET

Geleneksel güç sistemleri; fosil yakıt kaynaklarındaki azalma, kötü enerji politikaları ve çevresel kirlilik gibi birçok problem ile karşı karşıya kalmaktadır. Ayrıca her geçen gün artan elektrik güç talepleri güç şebekelerini yüklenme sınırlarında çalışmaya zorlamakta ve merkezi üretim noktalarından enerji tüketim merkezlerine enerji taşınmasını zorlaştırmaktadır. Bu problemler yenilenebilir enerji kaynaklarının daha fazla kullanımına ve dağıtım gerilimi seviyesinde bölgesel güç üretimi yapabilen yeni bir trendin doğmasına yol açmıştır. Mikro şebeke kavramı, güç sistemlerine yenilenebilir enerji kaynaklarını da içeren dağıtılmış enerji kaynaklarının entegrasyonunda karşılaşılan zorlukların üstesinden gelmek için ilgi çekici bir alternatif sunmuştur. Mikro şebeke, merkezi kontrol sinyallerine yanıt verebilen tek bir varlık gibi şebekeye kendini gösteren mikro kaynaklar, depolama sistemleri ve yüklerin bir kümesi şeklinde tanımlanabilir. Günümüzde mikro şebekelere olan ilgi her geçen gün giderek artmaktadır.

Bu çalışmada, mikro şebekelerin güç sistemlerine entegre edilmesi ile güç sisteminin kararlılığı üzerine yapacakları etkiler incelenmiştir. İlk olarak mikro şebeke, güç sistemi kararlılık sınıfları ve güç sistemi kararlılık analiz yöntemleri hakkında bilgiler verilmiştir. Analiz çalışmaları için, bir mikro şebeke modeli benzetimi yapılmış ve bu mikro şebekenin güç sisteminde yerleştirileceği uygun bara tespit edilmiştir. Daha sonra güç sistemine yerleştirilen mikro şebekenin güç sisteminin kararlılığı üzerine etkilerini göstermek amacıyla, mikro şebeke bulunmayan güç sistemi için ve mikro şebeke bulunan güç sistemi için güç akış analizi, çatallaşma analizi, küçük sinyal kararlılık analizi, modal analizi ve zaman domen simülasyon analizi çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Elde edilen kararlılık analizi çalışmaları sonucunda, mikro şebeke bulunmayan güç sistemine mikro şebeke ilavesinin güç sisteminin kararlılığını iyileştirdiği görülmüştür.

Anahtar Kelimeler: Mikro Şebeke, Güç Sistemleri, Güç Akış Analizi, Çatallaşma Analizi, Küçük Sinyal Kararlılık Analizi, Modal Analizi, Zaman Domeni Simülasyon Analizi.

SUMMARY

INVESTIGATION OF THE EFFECTS OF MICROGRIDS ON POWER SYSTEM STABILITY

Conventional power systems are faced with many problems, such as the reduction of fossil fuel resources, bad energy policies and environmental pollution. In addition, ever-increasing electric power demands are forcing power networks to work at load limits and make it difficult to transfer energy from central production points to energy consumption centers. These problems have led to a greater use of renewable energy sources and a new trend of regional power generation at the distribution voltage level. The microgrid concept has provided an interesting alternative for the power systems to overcome the challenges of integrating distributed energy sources, including renewable energy sources. The microgrid concept can be described as a cluster of micro-sources, storage systems and loads which present itself to the grid as a single entity that can respond to central control signals. Today, studies about the microgrid concept are increasing day by day.

In this study, integration of microgrids into power systems and its effect on the stability of power system are investigated. Firstly, information about micro grid, power system stability classes and power system stability analysis methods are given. For the analysis studies, firstly a microgrid model was simulated and the appropriate place where this microgrid would be placed in the power system was determined. Then the effects of the microgrid installed in the power system on the stability of the power system are analyzed. In order to demonstrate the effect of the microgrid on the power system stability, power flow analysis, bifurcation analysis, small signal stability analysis, modal analysis and time domain simulation analysis studies have been carried out for the power system with microgrid and without microgrid. In all the stability analysis results, it is obtained that microgrid addition to the power system which has no microgrid has improved the stability of the power system.

Key Words: Microgrid, Power Systems, Power Flow Analysis, Bifurcation Analysis, Small Signal Stability Analysis, Modal Analysis, Time Domain Simulation Analysis.

ŞEKİLLER LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Şekil 2.1. Geleneksel dağıtım şebekesi	17
Şekil 2.2. Dağıtılmış üretim ile dağıtım şebekesi	17
Şekil 2.3. Basit mikro şebeke yapısı	20
Şekil 2.4. MGCC ile mikro şebeke yapısı	24
Şekil 2.5. CERTS mikro şebeke modeli	24
Şekil 2.6. Hiyerarşik kontrol seviyeleri: birincil kontrol, ikincil kontrol ve üçüncül kontrol	26
Şekil 2.7. Mikro şebekenin işletme stratejileri	28
Şekil 2.8. Mikro şebekenin faydalarına genel bir bakış	28
Şekil 3.1. Güç sistemi kararlılığının IEEE / CIGRE' ye göre sınıflandırılması	37
Şekil 4.1. PSAT işlemler özet şeması	53
Şekil 4.2. Sürekli güç adımları	58
Şekil 4.3. Kiriş tahmini	60
Şekil 4.4. Kiriş tahmini problemi	60
Şekil 4.5. Dikey kesişme tekniği: a) Prosedür b) Adım kesme	62
Şekil 4.6. Parametreleştirme tekniği	63
Şekil 4.7. CPF: Teget vektörü vasıtasıyla elde edilen tahmin adımı	66
Şekil 4.8. CPF: Doğrulama adımının dikey kesişim aracılığıyla elde edilmesi	67
Şekil 4.9. CPF: Doğrulama adımının yerel parametre aracılığıyla elde edilmesi	67
Şekil 4.10. Zaman domen integrasyonu blok diyagramı	84
Şekil 5.1. Mikro şebekeli IEEE 14 baralı güç sistemi	86
Şekil 5.2. İnverter tabanlı mikro şebeke modeli	87
Şekil 5.3. PV modeli blok diyagramı	88
Şekil 5.4. Rüzgar türbini modeli blok diyagramı	89
Şekil 5.5. DFIG modeli	90
Şekil 5.6. Yakıt hücresi modeli blok diyagramı	91
Şekil 5.7. Üretim birimleri reaktif güç limitleri olmadan temel sistem için sürekli güç akış analiz sonuçları	101
Şekil 5.8. Üretim birimleri reaktif güç limitleri olmadan mikro şebekeli sistem için sürekli güç akış analiz sonuçları	101

Şekil 5.9. Üretim birimleri reaktif güç limitleri ile temel sistem için sürekli güç akış analiz sonuçları	102
Şekil 5.10. Üretim birimleri reaktif güç limitleri ile mikro şebekeli sistem için sürekli güç akış analiz sonuçları	102
Şekil 5.11. Üretim birimleri reaktif güç limitleri ile mikro şebeke bulunmayan durum için bara 6 gerilimi	103
Şekil 5.12. Üretim birimleri reaktif güç limitleri ile mikro şebeke bulunan durum için bara 6 gerilimi	103
Şekil 5.13. Salınım barası ve üretim birimleri reaktif güç limitleri ile temel sistem için sürekli güç akış analiz sonuçları	104
Şekil 5.14. Salınım barası ve üretim birimleri reaktif güç limitleri ile mikro şebekeli sistem için sürekli güç akış analiz sonuçları	104
Şekil 5.15. Bara 14 için PV eğrisi	109
Şekil 5.16. Mikro şebekeli sistem ile temel sistem için özdeğerler.....	110
Şekil 5.17. Temel sistem için özdeğerler.....	110
Şekil 5.18. Mikro şebekeli sistem için özdeğerler.....	110
Şekil 5.19. Farklı bara lokasyonlarında mikro şebekeli sistem için kritik modların sönüm oranları	116
Şekil 5.20. Farklı penetrasyon seviyelerindeki mikro şebekeli sistem için kritik modların sönüm oranları	117
Şekil 5.21. Farklı yüklenme seviyelerindeki mikro şebekeli sistem için kritik modların sönüm oranları	118
Şekil 5.22. Zayıf ve iyi sönümlenmiş sistemlerin kriteri.....	121
Şekil 5.23. Bara 13’de meydana gelen 3 faz arızası için generatörlerin rotor hızı değişimleri	122
Şekil 5.24. Bara 13’de meydana gelen 3 faz arızası için generatörlerin rotor açısı değişimleri	122
Şekil 5.25. Bara 13’de meydana gelen 3 faz kısa devre arızası için 14 nolu baranın gerilimi.....	123
Şekil 5.26. Bara 13’de meydana gelen 3 faz kısa devre arızası için 13 nolu baranın gerilimi.....	123

Şekil 5.27. Bara 13’de meydana gelen 3 faz kısa devre arızası için 12 nolu baranın gerilimi.....	123
Şekil 5.28. Bara 13’de meydana gelen 3 faz kısa devre arızası için 1 nolu baranın gerilimi.....	124
Şekil 5.29. Bara 13’de meydana gelen 3 faz kısa devre arızası için 2 nolu baranın gerilimi.....	124
Şekil 5.30. Bara 13’de meydana gelen 3 faz kısa devre arızası için 4 nolu baranın gerilimi.....	124
Şekil 5.31. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açması için generatörlerin rotor hız değişimleri	127
Şekil 5.32. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açması için generatörlerin rotor açı değişimleri	127
Şekil 5.33. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açması için 14 nolu baranın gerilimi.....	128
Şekil 5.34. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açması için 13 nolu baranın gerilimi.....	128
Şekil 5.35. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açması için 12 nolu baranın gerilimi.....	128
Şekil 5.36. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açması için 1 nolu baranın gerilimi.....	129
Şekil 5.37. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açması için 4 nolu baranın gerilimi.....	129
Şekil 5.38. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açması için 7 nolu baranın gerilimi.....	129
Şekil 5.39. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açma kapaması için generatör hız değişimleri	132
Şekil 5.40. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açma kapaması için generatör açısı değişimleri	132
Şekil 5.41. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açma kapaması için 14 nolu baranın gerilimi.....	133
Şekil 5.42. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açma kapaması için 13 nolu baranın gerilimi.....	133
Şekil 5.43. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açma kapaması için 12 nolu baranın gerilimi.....	133
Şekil 5.44. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açma kapaması için 1 nolu baranın gerilimi.....	134
Şekil 5.45. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açma kapaması için 2 nolu baranın gerilimi.....	134

Şekil 5.46. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açma kapaması için 4 nolu baranın gerilimi.....	134
Ek Şekil B.1. Rotor hız kontrol şeması	152
Ek Şekil B.2. Gerilim kontrol şeması	153
Ek Şekil B.3. Güç-hız karakteristiği.....	153
Ek Şekil B.4. Pitch açısı kontrol şeması	154
Ek Şekil B.5. Katı oksit yakıt hücresi şebeke bağlantısı	155
Ek Şekil B.6. Katı oksit yakıt hücresi için alternatif akım gerilim kontrolü	155
Ek Şekil B.7. Katı oksit yakıt hücresi şeması.....	156
Ek Şekil B.8. Şebeke bağlantılı PV sistemin tipik yapısı.....	158
Ek Şekil B.9. SPVG modeli	158
Ek Şekil B.10. Tip 4 WTG blok diyagramı.....	159
Ek Şekil B.11. SPVG model blok diyagramı	159

TABLÖLER LİSTESİ

Sayfa No

Tablo 4.1. PSAT ile Matlab'daki diğer güç sistemi programlarının karşılaştırılması.....	52
Tablo 5.1. Mikro şebekenin uygun yer tespiti için indeksler	92
Tablo 5.2. Mikro şebekenin yerleştirildiği baraya göre indeks sonuçları	93
Tablo 5.3. Temel güç sistemine ait baraların güç akış sonuçları.....	94
Tablo 5.4. Temel güç sistemine ait iletim hatlarındaki güç akışları ve kayıpları.....	95
Tablo 5.5. 9 nolu barada mikro şebeke bulunması halinde güç akış sonuçları	96
Tablo 5.6. 9 nolu barada mikro şebeke bulunması halinde iletim hatlarındaki güç akışları ve kayıpları	97
Tablo 5.7. 14 nolu barada mikro şebeke bulunması halinde güç akış sonuçları	98
Tablo 5.8. 14 nolu barada mikro şebeke bulunması halinde iletim hatlarındaki güç akışları ve kayıpları	99
Tablo 5.9. Üretim birimleri reaktif güç limitleri ile temel sistem için LIB ve SNB değerleri	106
Tablo 5.10. Üretim birimleri reaktif güç limitleri ile mikro şebekeli sistem için LIB ve SNB değerleri	106
Tablo 5.11. Salınım barası ve üretim birimleri reaktif güç limitleri ile temel sistem için LIB değerleri	107
Tablo 5.12. Salınım barası ve üretim birimleri reaktif güç limitleri ile mikro şebekeli sistem için LIB değerleri	107
Tablo 5.13. Salınlı kararlılık yüklenebilirlik marjınları	109
Tablo 5.14. Temel güç sistemine ait özdeğer analiz sonuçları	111
Tablo 5.15. Mikro Şebekeli güç sistemine ait öz değer analiz sonuçları	112
Tablo 5.16. IEEE 14 baralı test sistemleri için kritik modların karşılaştırılması	113
Tablo 5.17. IEEE 14 baralı test sistemleri için elektromekaniksel modların karşılaştırılması.....	114
Tablo 5.18. Mikro şebeke lokasyonunun kritik değerlere etkileri.....	115
Tablo 5.19. Mikro şebeke penetrasyonunun seviyesinin kritik değerlere etkileri.....	116
Tablo 5.20. Mikro şebeke yüklenme seviyesinin kritik değerlere etkileri	118
Tablo 5.21. 14 baralı temel güç sistemine ait güç akış duyarlılık analiz sonuçları	119

Tablo 5.22. Mikro şebekeli 14 baralı güç sistemine ait güç akış duyarlılık analiz sonuçları.....	119
--	-----



SEMBOLLER LİSTESİ

P	: Aktif güç
Q	:Reaktif güç
V	:Gerilim genliği
θ	:Gerilim açısı
Y_{ii}	: i düğümünün öz admitansı
Y_{ij}	: i ve j düğümleri arasındaki ortak admitans
$\tilde{V}_i$	: i düğümündeki toprağa göre fazör gerilimi
$\tilde{I}_i$	: i düğümünden şebeke içine akan fazör akımı
y	:Cebirsel değişkenler
x	:Durum değişkenleri
g	:Cebirsel denklemler
f	:Diferansiyel denklemler
θ_{slack}	:Referans bara gerilim fazı
J_{LFV}	:Güç akış jakobyen matrisi
γ	:İletim kayıplarına generatör katılım ağırlıkları belirleme katsayısı
λ	:Yüklenme parametresi
p	:Kontrol parametreleri
w	:Lagrange çarpanları
z	:Yük baralarındaki sürekli durum fazör gerilim büyüklükleri ve açıları
k_G	:Dağıtılmış salınım barası değişkeni
v, w	:Sırasıyla sağ ve sol özvektörlerdir
λ	:Özdeğerler
p_{ij}	: j . öz değerine i . durum değişkeninin katılım faktörü
A_C	:DAE sistem denklemleri doğrusallaştırılarak tanımlanan Jakobien matrisi
A_S	:Durum matrisi
ΔP	:Bara gerçek gücündeki artış miktarı
ΔQ	:Bara reaktif güç enjeksiyonundaki artış miktarı
$\Delta \theta$	:Bara gerilim açısındaki artış miktarı
ΔV	:Bara gerilim büyüklüğündeki artış miktarı
J_R	:Sistemin azalan Jakobian matrisi
ξ	: J_R 'nin sağ özvektör matrisi
η	: J_R 'nin sol özvektör matrisi
Λ	: J_R 'nin diagonal özdeğerleri
J_{LF}	:Standart güç akış jakobyen matrisi

KISALTMALAR LİSTESİ

AC	: Alternatif akım
AG/OG	: Alçak gerilim / Orta gerilim
CANMET	: Kanada mineral ve enerji teknolojisi merkezi
CERTS	: Elektrik güvenilirlik teknoloji çözümleri konsorsiyumu
CHP	: Birleşik ısı ve güç sistemleri
CIGRE	: Büyük elektrik sistemleri uluslararası konseyi
CIREN	: Elektrik dağıtımı üzerine uluslararası konferans ve sergi
CPF	: Sürekli güç akışı
DAE	: Diferansiyel-cebirsal denklemler
DC	: Doğru akım
DFIG	: Çift beslemeli indüksiyon generatör
DFIG	: Çift beslemeli indüksiyon generatörü
ECSS	: Enerji kondansatör depolama sistemi
EMM	: Enerji yönetim modülü
EPRI	: Elektrik güç araştırma enstitüsü
FACTS	: Esnek alternatif akım iletim sistemleri
GPS	: Küresel konumlandırma sistemi
HVDC	: Yüksek gerilim doğru akım
IEEE	: Elektrik ve elektronik mühendisleri enstitüsü
LC	: Yük kontrolörü
LIB	: Limit kaynaklı çatallaşma
MC	: Mikro kaynak kontrolörü
MGCC	: Mikro şebeke merkezi kontrol Birimi
MPPT	: Maksimum güç noktası izleyicisi
NEDO	: Yeni enerji ve endüstriyel teknoloji geliştirme organizasyonu
NIC	: Şebeke arabirim denetleyici
NLP	: Doğrusal olmayan programlama
NREL	: Ulusal yenilenebilir enerji laboratuvarı
NSGA	: Baskın olmayan sınıflandırma genetik algoritma
ODE	: Adi diferansiyel denklem
OFGEM	: Gaz ve elektrik piyasaları ofisi
OPF	: Optimal güç akışı
PCC	: Ortak bağlantı noktası
PCU	: Güç bağlantı ünitesi
PMU	: Fazör ölçüm birimi
PSAT	: Güç sistemleri analizleri aracı
PV	: Fotovoltaik
SNB	: Eyer-düğüm çatallaşması
SPVG	: Güneş fotovoltaik üretimi
SS	: Statik anahtar
STATCOM	: Statik senkron kompensatör
SVSI	: Basitleştirilmiş gerilim kararlılık endeksi
UCTE	: Elektrik iletimi koordinasyon birliği
ULTC	: Yük altında kademe değiştirici

1. GİRİŞ

Günümüzde elektrik enerjisine olan talep ve ihtiyaç, artan nüfus ve sanayileşme nedeniyle hızla artmaktadır. Ayrıca, enerji üretim merkezlerinin yaşam merkezlerinden uzak olması nedeniyle yüksek gerilim iletim hatlarının kullanımı, yayılan nüfus nedeniyle de dağıtım sistemlerinin genişleyen yapıları, işletme şartlarının ve kontrol işlemlerinin oldukça karmaşık bir hal almasını sağlamıştır. Sürekli yük artışı ile birlikte ekonomik ve çevresel baskılar güç sistemlerini kararlılık limitine yakın noktalarda çalışmaya zorlamıştır. Bu nedenlerle kararlılık sınırları azalmaya başlamıştır [1].

Elektrik enerjisinin büyük güçlü santraller üzerinden sağlanması, coğrafik ve çevresel sınırlamalar, politik ve teknik nedenlerden dolayı artık tercih edilmemektedir. Onun yerine küçük güçlü, farklı karakteristikli enerji kaynaklarının yerel olarak kullanılması Dünya çapında yaygınlaşmaya başlamıştır [2].

Düşük ya da orta gerilim seviyesinde, tüketici merkezlerine yakın, tek başına ya da elektrik dağıtım şebekesine bağlı küçük güçlü üretim birimleri ve enerji depolama elemanları dağıtılmış üretim kaynakları olarak tanımlanabilir [3]. Bu üretim kaynakları bilinen küçük güçlü hidroelektrik ya da doğalgaz santrali olabileceği gibi, fotovoltaik (PV), rüzgar santralleri, yakıt pili, mikro türbin kaynakları da olabilir. Bu kaynakların dağıtım sistemine bağlanması, doğal olarak dağıtım sisteminin planlama ve işletmesini yeniden gözden geçirilmesi durumunu ortaya çıkaracaktır. Bu durumda dağıtım şebekesinin beslenmesi sadece iletim şebekesi tarafından olmayacak, dağıtılmış üretim kaynakları da buna katkıda bulunacak ve gerekli gücü yerel olarak sağlayacaktır [4].

Ayrıca küresel ısınma seviyesindeki artış ile dağıtılmış üretim tabanlı yenilenebilir enerji kaynakları, enerji üretiminde giderek baskın bir rol oynayacaktır. Güneş enerjisi, rüzgar, biyokütle, mini hidrolik santraller, yakıt hücreleri ve mikro türbin kullanımı ile birlikte yakın bir gelecekte önemli bir ivme kazanacaktır [5].

Mikro şebeke, şebekeye göre tek bir kontrol edilebilir varlık olarak işlev gören ve şebekeden bağımsız veya şebekeye bağlı olarak işletilebilen, elektriksel sınırları açık bir şekilde tanımlanan birbirlerine bağlı dağıtılmış enerji kaynakları ve yüklerin bir grubu şeklinde tanımlanabilir. Bu tanımdan yola çıkarak dağıtılmış enerji kaynakları tesisleri, üç farklı özellikten oluşması halinde bir mikro şebeke olarak düşünülebilir. Bu üç özellik şunlardır: Açıkça tanımlanmış elektrik sınırlarına sahip olmaları gerekir. Tek bir kontrol

edilebilir varlık olarak dağıtılmış enerji kaynaklarını ve yükleri işletmek ve kontrol etmek için bir ana kontrolör bulunmalıdır. Kurulu üretim kapasiteleri kritik yüklerin tepe değerlerinden fazla olmalı, bu şekilde ana şebekeden ayrılabilir ve adalama modunda yerel kritik yükleri kesintisiz olarak besleyebilir [6].

Mikro şebekelerde ana güç kaynakları tüketicilere yakın yerlerde dağıtım hatlarına bağlı olarak çalışırlar. Bu kaynaklar dağıtılmış üretim şeklinde elektrik şebekesine entegre edilmiş olan küçük üretim birimleridir. 1990'lı yılların sonlarında, dağıtılmış üretim ile ilgili temel konular Büyük Elektrik Sistemleri Uluslararası Konseyi (CIGRE)'nin çalışma grupları tarafından incelenmiştir [7]. Dağıtılmış üretim kaynakları, dizel motor generatörleri, mikro türbinler, kojenerasyon tesisleri, rüzgar türbin generatörleri, PV paneller, yakıt hücreleri, pistonlu motorlar ve enerji depolama sistemleridir [8].

Mevcut güç sistemleri generatör ataleti tarafından sağlanan depolanmış bir enerjiye sahiptir. Sistem üzerine yeni bir yük geldiği zaman ilk enerji dengelemesi sistemin ataleti tarafından sağlanır. Ada modunda işletilmek için tasarlanan mikro kaynakların birleşiminden oluşan bir sistem başlangıç enerji dengesini sağlamak için çeşitli depolama sistemlerine sahip olmak zorundadır. Yakıt hücreleri ve mikro türbinler gibi bazı mikro kaynakların büyük zaman sabitleri (10 sn.'den 200 sn.'ye kadar) nedeni ile sistemde meydana gelen bozucuları ve önemli yük değişikliklerini dengelemek için gerekli olan gücü, depolama aygıtları karşılamak zorundadır. Bu kaynaklar ani sistem değişiklikleri ile başa çıkmak için kontrol edilebilir ve AC gerilim kaynakları gibi hareket ederler. Gerilim kaynağı gibi hareket etmesine rağmen bu aygıtlar fiziksel sınırlamalara sahiptirler ve bu yüzden bu kaynakların depolayabilecekleri enerji miktarları sınırlıdır. Depolama aygıtı olarak kullanılan birçok yapı mevcuttur. Bunların öncelikli olanları ise bataryalar, volan ve ultra kapasitörlerdir [9].

Mikro şebekeler, düşük gerilim ve orta gerilim seviyelerinde dağıtım şebekelerine yerleştirilir. Dağıtım seviyesine bağlanacak olan çok sayıda mikro kaynak yeni birçok zorluğu beraberinde getirecektir. Bu zorluklardan bazıları şu şekilde sıralanabilir; sistem kararlılığı, güç kalitesi ve alçak gerilim/orta gerilim (AG/OG) seviyelerinde gelişmiş kontrol teknikleri uygulanarak çözülmesi gereken şebeke işletimi. Diğer bir deyişle, dağıtım şebekelerinde güç artık tek yönlü değil iki yönlü olacaktır ve sonuç olarak pasif bir rolden aktif bir role geçmelidir [8].

Günümüzde mikro şebekelere olan ilgi giderek artmaktadır. Konu ile ilgili birçok akademik araştırmalar yapılmaktadır. Ayrıca birçok ülke konu ile ilgili çeşitli projeleri

hayata geçirmektedir. Japonya’da 2004 yılında yeni enerji ve endüstriyel teknoloji geliştirme organizasyonu (NEDO), yerel güç sistem alanlarına yeni enerji entegrasyonu ile ilgili 3 proje başlatmıştır. Avrupa Birliği’nde uluslararası seviyede ilk önemli çalışma “Mikro Şebekeler: Düşük Gerilim Şebekelerine Mikro Üretimlerin Büyük Ölçekli Entegrasyonu” adını taşıyan 5. çalışma programı dâhilinde 1998-2002 yıllarında yapılmıştır. 2002-2006 yıllarında “Daha Fazla Mikro Şebekeler: Daha Fazla Mikro Şebekeler İçin Kontrol Konseptleri ve Geliştirilmiş Yapılar” isimli farklı bir proje yapılmıştır. Ayrıca Amerika Birleşik Devletleri’ndeki Elektrik Güvenilirlik Teknoloji Çözümleri Konsorsiyumu (CERTS) projesi [10], Kanada’da Kanada Mineral ve Enerji Teknolojisi Merkezi (CANMET) tarafından yapılan mikro şebeke çalışmaları örnek olarak gösterilebilir [11].

Son yıllarda mikro şebekeler ve mikro şebeke bağlantılı sistemlerin işletmeleri ve korumaları üzerine etkileri araştırılmaktadır. Literatürde yaygın olarak yenilenebilir enerji kaynaklarının güç sistemi kararlılığı üzerine etkilerini inceleyen yayınlar, geleneksel güç sistemlerinin kararlılığını inceleyen yayınlar ve mikro şebekelerin tek bir sistem olarak ele alınarak kararlılığının incelendiği yayınlar bulunmaktadır. Fakat mikro şebeke bağlantılı güç sistemlerinin kararlılığı üzerine yapılan çalışmalar çok azdır [12, 13]. Günümüzde oldukça yoğun bir ilgi alanına sahip olan mikro şebekelerin bağlı oldukları güç sisteminin kararlılığı üzerine etkilerini inceleyen çalışma sayısı literatürde oldukça sınırlı olduğundan bu çalışma gerçekleştirilmiştir.

1.1. Literatür Taraması ve Değerlendirmesi

Yenilenebilir enerji kaynakları çoğunlukla modern bir güç sisteminde alternatif üretim birimi olarak kullanılır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının artan penetrasyonu birçok avantaja sahiptir. Bununla birlikte, bu kaynakların geleneksel üretim birimleri ile beraber veya tek başına kullanıldıklarında, kararlı çalışıp çalışamayacakları gibi yeni problemler de doğmuştur. Yenilenebilir enerji kaynaklarının neden olduğu bazı teknik sorunlar; yenilenebilir enerji kaynaklarının hem şebeke bağlantısız hem de şebeke bağlantılı çalışması için uygun kontrol tasarımı, sistem gerilim ve frekansının düzenlenmesine yenilenebilir enerji kaynaklarının katkısı ve yenilenebilir enerji kaynaklarının korunması şeklinde sıralanabilir [7]. Bu kaynakların kullanımı birçok standartları beraberinde getirmiştir. Bunun sonucu olarak mikro şebeke fikri, ilk kez 1998

yılında CERTS tarafından ortaya atılmıştır. CERTS, hem güç hem de ısı sağlayan, tek bir sistem olarak çalışan, yük ve mikro kaynakların toplamı şeklinde bir mikro şebeke tanıtmıştır. Mikro kaynakların sayısının fazlalığı ve bu kaynakların birleştirilmiş tek bir sistem olarak çalışmasını sağlamak için, bu sistem elektronik tabanlı olmak zorundadır [8, 10, 14].

Mikro şebeke kavramının ortaya çıkması, geleneksel güç sistemlerinin karşılaştığı ekonomik ve çevresel sorunların artmasına dayanır. Yenilenebilir enerji kaynakları kullanan mikro şebekeler, küresel ısınmada azalma ve çevresel kısıtlamaları ortadan kaldırmadaki yetenekleri sayesinde güç endüstrisinde hızla yayılmaktadır [8].

Güç sisteminin kararlılığı, 1920’li yıllardan beri güvenli bir sistem çalışması için önemli bir sorun olarak tanınmaktadır [15, 16]. Güç sisteminin kararsızlığından kaynaklanan birçok büyük aksaklık, bu olgunun önemini güç sistemleri açısından göstermektedir [17]. Geçici kararsızlık birçok sistemde baskın kararlılık problemi olmuştur ve birçok endüstriyel sistemin kararlılığı ile ilgili odak noktası haline gelmiştir. Sürekli büyüyen elektrik şebeke yapısı, yeni teknolojilerin ve kontrollerin kullanımı ve yüksek çalışma yoğunluğu, farklı yapılarıdaki sistem kararsızlıklarının ortaya çıkmasına neden olmuştur [18]. Elektrik şebekelerinin varlığı ile nerede ise aynı yıllara dayanan güç sistemlerinin kararlılığı konusu günümüzde halen detaylı bir şekilde incelenen konuların başındadır.

Güç sistemlerinin kararlılığının sınıflandırılması üzerine birçok çalışma mevcut olup, bu konu hakkında ortak bir sınıflandırma için Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü (IEEE) ve CIGRE ortak çalışma grubu, 2004 yılında “Güç Sisteminin Kararlılığının Tanımlanması ve Sınıflandırılması” isimli çalışmayı gerçekleştirmişlerdir. Bu çalışmaya göre güç sistemleri kararlılığı genel olarak 3 grup altında ele alınmıştır. Bu gruplar rotor açısı kararlılığı, gerilim kararlılığı ve frekans kararlılığı olarak belirlenmiştir. Ayrıca bu gruplandırmada, rotor açısı kararlılığı genel olarak incelendiği zaman aralığı açısından kısa dönem bir olgu olarak ele alınırken, gerilim ve frekans kararlılığı incelendiği zaman aralığı açısından hem kısa dönem hem de uzun dönemli bir olgu olarak gruplandırılmıştır. Bu gruplandırmada ayrıca rotor açısı kararlılığı sistemin karşılaştığı bozucunun büyüklüğüne göre küçük bozucu açısı kararlılığı ve geçici kararlılık şeklinde iki alt gruba ayrılırken gerilim kararlılığı küçük bozucu gerilim kararlılığı ve büyük bozucu gerilim kararlılığı şeklinde iki gruba ayrılmıştır [18].

Rotor açısı kararlılığı, büyük veya küçük bir bozucudan sonra senkronizmada kalmak için şebekenin senkron makinelerinin yeteneğini ifade eder ve sistemde bulunan her bir senkron makinenin elektromanyetik torku ve mekaniksel torku arasındaki dengenin korunması veya yeniden düzenlenmesi ile doğrudan ilişkili olabilir [19]. Gerçek zamanlı olarak rotor açısı kararlılığının geniş bölge değerlendirme işleminin gerçekleştirilebilmesi için bir metot önerilmiştir [20]. Bu metot her bir generatörün yeterli kararlı durum elektromekaniksel tork üretme kabiliyetini değerlendirir. Ayrıca güç sistemlerinin küçük bozucu rotor açısı kararlılığı şebeke tabanlı analiz işlemi aracılığı ile gerçekleştirilmiştir [21]. Bu çalışmada güç sisteminin küçük bozucu rotor açısı kararlılığı güç şebeke topolojisinin rolüne vurgu yapılarak değerlendirilmiş ve aktif güç akış grafiği ve kritik hatlar konseptleri yardımı ile inceleme işlemi gerçekleştirilmiştir. Adaptif yapay sinir ağı kullanılarak generatör rotor açısı kararlılık tahmini için yeni bir yaklaşım sunulmuştur [22]. Bir çalışmada, bulanık çıkarım sistemi kullanarak güç sistemlerinde rotor açısı kararlılığının olasılıksal risk değerlendirmesi için yeni bir yöntem sunulmuştur [23]. Başka bir çalışmada güç sistemi rotor açısı kararlılığı değerlendirmesi için güç sistemi elektromekaniksel salınımlarının formülasyonu ve karakterizasyonu gerçekleştirilmiştir [24]. Bu çalışmada doğrusal olmayan durumları ele alan bir elektromekaniksel salınım modunun salınım frekansı analitik olarak formüle edilmiştir. Bu çalışmada frekans genlik eğrilerine dayanan bir kararlılık indeksi tanımlanmış ve online rotor açısı kararlılık analizi için kullanılmıştır.

Gerilim kararlılığı, normal işletme şartlarında ve bir bozucu ile karşılaştıktan sonra sistemdeki bütün baralarda kabul edilebilir gerilimi korumak için bir güç sisteminin yeteneği şeklinde tanımlanır [25]. [26]'da dinamik gerilim kararsızlığı ile doğrudan ilişkili olan büyük ölçekli bir güç sisteminin çatallaşma noktalarını tanımlamak ve analiz etmek için uygulanabilir bir algoritma önerilmiştir. [27]'de büyük güç sistemlerinde gerilim kararlılığı kritik enjeksiyon bölgeleri için yeni bir uyarlamalı tanımlama yöntemi önerilmiştir. Güç sisteminin gerilim kararlılığının iyileştirilmesi için sisteme statik kompanzator yerleştirilmesinde en uygun konumun belirlenmesi için çok amaçlı bir programlama modeli önerilmiştir [28]. Thevenin modelinden gerilim ölçümleri ve bazı varsayımlar kullanan basitleştirilmiş gerilim kararlılık indeksi (SVSI) olarak tanımlanan elektrik güç sistemlerinde gerilim kararlılık marjını tahmin etmek için geliştirilmiş bir gösterge önerilmiştir [29]. Gerilim kararlılığını geliştirmek ve güç sistemi kayıplarını en

aza indirmek için statik hat gerilim kararlılık endekslerine dayanan yeni bir gerilim kararlılığı kısıtlı optimal güç akış yaklaşımı sunulmuştur [30].

Frekans kararlılığı yük ve üretim arasında önemli bir dengesizliğe neden olan ciddi bir sistem bozulmasından sonra güç sisteminin sabit frekansını koruma yeteneğini ifade eder [18]. Avrupa birliği “e-Highway 2050” projesi çerçevesinde gelecekteki avrupa güç sisteminin frekans kararlılığı analiz işlemleri gerçekleştirilmiştir [31]. Sistem frekans kararlılığı için minimum atalet gereksiniminin değerlendirilmesi gerçekleştirilmiştir [32]. Bu değerlendirme işleminde senkron generatörün minimum güç penetrasyonu, senkron generatörün minimum nominal gücü ve pazar sevkıyat modelinde frekans kontrol kısıtlamaları olarak minimum senkron kinetik enerji göz önünde tutulmuştur. Güç sisteminin frekans kararlılığı göz önünde bulundurularak çevresel ve ekonomik sevkıyat işleminin gerçekleştirilmesi sağlanmıştır [33]. Bu işlemin gerçekleştirilmesi için bir optimizasyon problemi oluşturulmuş ve bu problemin çözümünde Baskın Olmayan Sınıflandırma Genetik Algoritma II (NSGA-II) kullanılmıştır.

Dağıtılmış üretim, elektrik enerjisinin bir bölümünün son kullanıcılara yakın yerleştirilmiş küçük üretim birimleri ile müşterilere üretildiği ve teslim edildiği bir yöntemi ifade eder [34]. Dağıtılmış üretim alanında günümüzde yoğun çalışmalar gerçekleştirilmektedir. Bu çalışmalar arasında dağıtılmış üretim kaynaklarının güç şebekesinin kararlılığı üzerine etkilerini inceleyen yayınlar geniş yer bulmaktadır.

Güç sistemleri rotor açısı kararlılığı üzerine Çift Beslemeli İndüksiyon Generatör (DFIG) rüzgar türbinin yüksek penetrasyonun etkileri incelenmiştir [35]. Bu çalışmada geleneksel senkron generatörler yerine rüzgar türbinlerinin güç sistemine eklenmesi sonucunda güç sistemi açısı kararlılığında meydana gelecek bozulmaları giderebilmek ve azaltabilmek için kontrol yöntemleri önerilmiştir. Değişken hızlı rüzgar türbinlerinin reaktif güç kontrolü ve geleneksel senkron generatörlerin rotor açısı kararlılığı arasındaki ilişki incelenmiştir [36]. Bu çalışmada sistemdeki generatörlerin reaktif güç yüklerinin hafifletilmesinde ve sistemdeki gerilimin ve reaktif gücün kontrol edilmesinde rüzgar enerjisi kullanımının sistemin rotor açısı kararlılığına olumlu etkilerde bulunacağı belirtilmiştir. Fakat geleneksel senkron generatörler ile rüzgar türbinlerinin yer değiştirmesi rotor açısı kararlılığı yönünden olumsuz sonuçlar doğurabilir. Statik Senkron Kompansatör (STATCOM) ile çalışan DFIG rüzgar türbinlerinin rotor açısı kararlılığı üzerine etkileri incelenmiştir [37]. Genel olarak DFIG rüzgar türbinlerinin yüksek

penetrasyonunun güç sisteminde kararlılık problemlerine neden olabileceği, önerilen metod STATCOM'un sistem üzerinde olumlu etkiler sağlayacağı bu çalışmada gösterilmiştir.

Geçici kararlılık çalışmaları için yeni bir basitleştirilmiş DFIG modeli önerilmiştir [38]. Bu modelin doğruluğu hem gerilim hem de rotor açısı geçici kararlılığı için gösterilmiştir. Rüzgar türbinlerinin dağıtık şekilde şebekeye yerleştirilmesinin güç şebekelerinin büyük bozucu rotor açısı ve gerilim kararlılığı üzerine etkileri incelenmiştir [39]. Çalışma sonuçlarında geleneksel ve rüzgar üretiminin her ikisinin de yüksek penetrasyonlara sahip olduğu durumlarda sistemin rotor açısı ve gerilim kararlılığında iyileşmeler sağlanmıştır. İndüksiyon generatör rüzgar türbinlerinin entegre edildiği bir güç sisteminin yapısal gerilim kararlılık analizi gerçekleştirilmiştir [40]. Bu çalışmada yaklaşım, genel aktif-reaktif güç denklemlerinin düzenlenmesi yerine bara tiplerine göre sistem yük akış matrisinin yeniden yapılandırılmasına dayanmaktadır. Yüksek rüzgar penetrasyonun güç sisteminin sürekli durum gerilim kararlılığı üzerine etkileri gösterilmiştir. Bu çalışmada güç sisteminin davranışını değerlendirmek için zaman serisi AC güç akış analiz tekniği kullanılmıştır [41].

Frekans kararlılığı üzerine büyük rüzgar güç üretimlerinin etkileri gösterilmiştir [42]. Bu çalışmada büyük bir güç dengesizliğinin ardından rüzgar enerjisi üretim tesislerinin sistem frekansının korunmasına katılmasına olanak tanıyan mevcut kontrol seçenekleri araştırılmıştır. Senkron kondensatörleri kullanarak düşük atalet sistemlerinin frekans kararlılığının iyileştirilmesi önerilmiştir [43]. Bu çalışmada yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar türbini generatörlerinin yoğun bir şekilde kullanılacağı yenilenebilir tabanlı bir sistemin frekans karakteristikleri ele alınmıştır. Güç sistemi frekans kararlılığı üzerine rüzgar hızı bozulmalarının etkileri incelenmiştir. Bu çalışmada farklı rüzgar tip generatörlerinin rüzgar bozulmaları yönünden sistemin frekans kararlılığına etkileri analiz edilmiştir [44].

Geniş ölçekli güneş penetrasyonun rotor açısı kararlılığı konusu dahilinde incelenen güç sisteminin osilasyonlu kararlılığı üzerine etkileri incelenmiştir. Bu çalışma sonucunda güç sisteminde güneş penetrasyonun artırılması sayesinde sistemin kritik özdeğerlerinde sönüm etkisi yaparak sistemin kararlılığının iyileştirildiği ve sistemi kararsız yapan kritik özdeğerin kompleks düzlemin sol tarafına geçerek sistemin kararlı hale geçtiği gösterilmiştir [45]. Geniş ölçekli bir güneş sisteminin sistemde var olan bir geleneksel üretim kaynağının yerine geçmesi durumunda güç sisteminin rotor açısı kararlılığı ve gerilim kararlılığı üzerine etkileri incelenmiştir. Yapılan çalışma sonucunda güç sisteminin

osilasyonlu kararlılık yüklenebilirlik marjına olumlu etkilere sahip olduğu fakat sistemin gerilim kararlılığı yüklenebilirlik marjına etki etmediği sonucuna ulaşılmıştır [46]. Artan PV penetrasyonun sistemin yerel elektromekanik modlarını nasıl etkileyeceği sunulmuştur. Çalışma sonucunda PV'nin kontrol parametrelerinin sistemin yerel modlarının sönümlenmesinde önemli etkilere sahip olduğu gösterilmiştir [47]. Yüksek PV penetrasyonlarının güç sistemi küçük sinyal kararlılığı üzerindeki etkisi, iki alanlı bir sistem için modal analiz ve zaman alanı simülasyonu ile değerlendirilmiştir. Bu çalışmadan, PV sisteminin boyut, konum ve penetrasyon seviyelerine bağlı olarak güç sisteminin küçük sinyal kararlılığı üzerine hem faydalı hem de zararlı etkilere sahip olabileceği sonucuna ulaşılmıştır [48].

Merkezi PV ve dağıtık PV ile Ontario şehri güç sisteminin statik gerilim kararlılığı üzerindeki büyük ölçekli PV'nin etkisi analiz edilmiştir. Analiz 2000 MW'a kadar çeşitli penetrasyon seviyeleri göz önüne alınarak yapılmıştır. Bu çalışmada, Ontario sisteminde dağıtık PV'nin sistemin statik gerilim kararlılığını olumlu yönde etkileyebileceği ve merkezi durumda bu etkinin daha az olacağı sonucuna varılmıştır [49]. Alt-iletim sistemlerinde büyük ölçekli PV'nin güç sistemi gerilim kararlılığı üzerindeki etkileri incelenmiştir. Bu çalışmada, merkezileştirilmiş ve dağıtılan PV'nin hem güç faktörü hem de gerilim kontrol modu çalışması dikkate alınmıştır. Bu çalışma, PV boyutunun, konumlarının ve çalışma şeklinin, alt iletim sistemlerinin statik gerilim performansı üzerinde güçlü bir etkisi olduğu sonucuna ulaşılmıştır [50]. PV'nin ortak bağlantı noktasında geçici aşırı gerilim davranışı incelemiştir. Bu çalışmada, geçici aşırı gerilim olgusunun bir PV sisteminin boyutuna, statik var kompanzatörün (SVC) yerleştirilmesine ve bir PV sisteminin yakınında yeterli senkron generatörün olmamasına bağlı olduğu sonucuna ulaşılmıştır [51].

PV penetrasyonunun sistemin frekans kararlılığına etkisinin gösterildiği bir çalışmada üç farklı penetrasyon seviyesi (%5, %10 ve %20) düşünülmüş, bununla birlikte, geleneksel üretim birimleri PV ile değiştirilmemiştir. Analiz, ısıtım şiddetinin değişimi, sıcaklık ve şebekeye bağlantı konverter çıkışında açma gibi çeşitli faktörlerin yol açtığı güç enjeksiyonundaki hızlı değişim göz önüne alınarak yapılmıştır. Çalışma sonucunda, %20 PV penetrasyon seviyesinde, sistem frekans kararsızlığı problemi yaşanmıştır [52]. Büyük ölçekli PV (200 MW) entegrasyonu, gerçek zamanlı simülasyon modeli ile iki alanlı bir sistemin frekans kararlılık analizi sunulmuştur [53]. Analizde PV'nin maksimum penetrasyonuna izin vermek ve senkron generatör çıkışlarını ayarlamak için otomatik

Üretim kontrol Şeması kullanılmıştır. Gerçek zaman simülasyonundan, artan PV penetrasyonunun frekans kararlılığı üzerinde pozitif bir etkiye sahip olduğu sonucuna varılmıştır [54].

STATCOM olarak bir yakıt hücresi kullanımı sayesinde gç sisteminin geçici kararlılık analizi gerçekleştirildiği çalışmada, yakıt hücresi bir STATCOM olarak modellenmiştir. Bir arıza durumundan sonra sistemin gerilim kararlılığı ve geçici kararlılık analiz işlemleri gerçekleştirilmiş çalışma sonucunda önerilen yöntemin gerilim kararlılığında %30, geçici kararlılıkta ise %15 iyileştirme sağladığı sonucuna ulaşılmıştır [55]. Güç sistemine bağlı bir yakıt hücresinin geçici kararlılık analizinin gerçekleştirildiği bir çalışmada inverter kontrol stratejisi önerilmiş ve strateji ile gç sisteminin geçici kararlılığı iyileştirilmeye çalışılmıştır [56].

Yükler, dağıtılmış üretim, enerji depolamayı içeren ve tek bir bağlantı noktası vasıtasıyla şebeke ile enerji alışverişi yapmak için tek bir birim olarak yönetilen gç sistemleri olarak tanımlanan mikro şebekeler bütün Dünyada, yenilenebilir enerji kaynaklarını şebekeye entegre etme, maliyetleri düşürme ve daha iyi şebeke kalitesi sağlama yolları haline gelmektedirler [57]. Günümüz elektrik güç sistemlerinde mikro şebekeler üzerine yoğun bir ilgi vardır. Genel olarak bu ilgi mikro şebekelerin kararlılığı, kontrolü, modellenmesi, ekonomik, teknik, politik, çevresel ve sosyal avantajları, dezavantajları ve kısıtlamaları alanında görülmektedir.

Mikro şebekeler genel olarak 3 seviyeli kontrol hiyerarşisine sahiptir [58, 59]. Çoklu iki yönlü gç dönüştürücüleri için geliştirilmiş bir kontrol yöntemi, paralel dönüştürücülerin güvenliğini artıracıecek olan hibrit AC/DC mikro şebeke adalama modunda çalıştırıldığında, dönüştürücüler arasında dolaşım akımı ve güç paylaşım sapmasını azaltmak için önerilmiştir [60]. Adalanmış mikro şebekeler için küresel konumlama sistemi (GPS) tabanlı merkezi olmayan bir kontrol yöntemi önerilmiştir [61]. Adalanmış mikro şebekelerin güç kalitesini arttırmak için, GPS zamanlama teknolojisi, dağıtılmış üretim kaynaklarını nominal bir frekansta dönen ortak bir referans çerçevesine senkronize etmek için kullanılır. Buna ek olarak, GPS sinyali kesintileri sırasında sistemin kararlı bir şekilde çalışmasını sağlamak için adaptif bir Q-F düşüş denetleyicisi yedek olarak tanıtılmıştır. Negatif dizi düşüş kontrol kullanılarak şebeke etkileşimli mikro şebekelerde gç konverterlerinin alçak gerilimde şebekede kalabilme operasyonu gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmada iki katmanlı hiyerarşik bir kontrol stratejisi önerilmiştir. Birincil kontrolör geleneksel bir düşüş kontrolü ve bir sanal empedans döngüsünden oluşan

gerilim ve akım iç döngülerinden oluşur iken, ikincil kontrolör gerilim sarkmaları sırasında güç enjeksiyonunu koordine edebilen bir pozitif / negatif dizi düşüş şemasından oluşmuştur [62]. Bir adalanmış mikro şebekenin dağıtık tahmini ve ikincil seviye kontrol işlemi gerçekleştirilmiştir. Bunu sağlamak için, üretim ve tüketim arasındaki güç farkını tahmin etmek için dağıtılmış bir algoritma tasarlanmış, daha sonra sonsuz zamanlı ortak bir protokol zamanında ve işbirliği içerisinde bütün PV çıkışlarını düzenlemek için tanıtılmıştır ve aktif güç dengesizliğine neden olan frekans sapması da telafi edilmiştir [63].

Mikro şebekelerin kararlılık problemleri genel olarak ikiye ayrılarak incelenmektedir. Bunlar şebeke bağlı durum ve adalanmış durum şeklindedir. Her iki durum için de küçük bozucu ve geçici kararlılık şeklinde iki ana grup altında mikro şebekelerin kararlılık incelemeleri gerçekleştirilmektedir [64]. İnverter temelli mikro şebekelerin adalama işletimlerinin modellenmesi ve küçük sinyal kararlılık analizleri gerçekleştirilmiştir. Sistemdeki her alt sistem durum uzay formunda modellenmiş ve tüm alt sistemler ortak bir referans çerçevede birleştirilmiştir. Ayrıca çalışmada sistem kararlılığını geliştirmek amacıyla kontrolörlerin dizaynı için olası geribildirim sinyallerinin tanımlanmasında ve her modun kökenin tanımlanmasına yardımcı olmak için duyarlılık analizi de gerçekleştirilmiştir [65]. Mikro şebekenin dinamik kararlılığının araştırılması amacıyla asenkron generatör tabanlı rüzgar türbini, senkron dizel generatör, güç elektroniği tabanlı depolama ve güç şebekesi içeren bir mikro şebekenin küçük sinyal modeli oluşturulmuştur. Belirli sabit çalışma durumu altındaki mikro şebeke sisteminin özdeğer dağılımları, titreşim terimlerinin sönümlenmesini ve sistem kararlılığı marjı üzerindeki etkisini belirtmek için tanımlanmıştır [66]. Orta gerilim izoleli mikro şebekenin çoklu zaman ölçek frekans kararlılık kontrol stratejisi incelenmiştir. Çoklu zaman ölçeğinde frekans kararlılığını korumak için hiyerarşik bir kontrol stratejisi sunulmuş ve sistem frekansı 3 bölgeye ayrılmıştır. Bu oluşturulan bölgeler için uygun kontrol stratejileri gerçekleştirilmiş, kontrol parametrelerinin belirlenmesinde frekans bölgelerine uygun yöntemlerden yararlanılmış, bu bölgelerden ihtiyati bölge için kontrol parametrelerinin üretilmesinde sistemin küçük kararlılık durum uzay modeli üzerinden özdeğer ve duyarlılık analiz işlemleri gerçekleştirilmiştir [67]. Değişken yük altındaki adalanmış bir mikro şebekenin geçici kararlılık analizinin gerçekleştirildiği bir çalışmada, mikro şebekede bulunan sabit ve dinamik yüklere karşı mikro şebekenin kararlılık analiz işlemleri gerçekleştirilmiştir [68].

Literatürde mikro şebekelerin tek başına kararlılığını inceleyen yayın sayısı oldukça fazladır. Fakat mikro şebekelerin güç sisteminin kararlılığı üzerine etkilerini inceleyen çalışma sayısı çok azdır [13]. İletim sistemi, elektrik pazarı ve mikro şebekelerin dinamik bağlantılarını analiz etmek için bir model önerilen çalışmada mikro şebekelerin sistemin geçici tepkisi ve özellikle de frekans değişimleri üzerindeki etkileri incelenmiştir. Çalışmada monte karlo simülasyonları, IEEE 39 baralı güç sistemine uygulanmış ve mikro şebekenin boyutu ve sayısına bağlı olarak iletim sistemlerinin dinamik davranışları incelenmiştir. Çalışma sonucunda frekans değişimleri ve bu yüzden de iletim sisteminin bütün dinamik tepkisinin mikro şebekelerin sayısına, boyutuna ve depolama ünitelerinin boyutuna göre sürekli olarak etkilendiği sonucuna ulaşılmıştır [13]. Mikro şebekelerin penetrasyon oranlarının güç sisteminin güç açısı ve gerilim kararlılığı üzerine etkilerinin analiz edildiği bir çalışmada, Elektrik Güç Araştırma Enstitüsü (EPRI) 36 baralı güç sistemi üzerinde gerçekleştirilmiştir ve penetrasyon oranlarının kararlılık üzerinde büyük etkilere sahip olduğu sonucuna ulaşılmıştır [12]. Yapılan araştırmalar sonucunda mikro şebekelerin güç sisteminin kararlılığı üzerine etkilerini inceleyen yayın ve çalışma konusunda literatürde bir eksiklik olduğu görülmüştür.

1.2. Tezin Amacı ve Kapsamı

Bu çalışmanın amacı, mikro şebekelerin bağlı bulundukları güç sistemlerinin kararlılığı üzerine etkilerini analiz etmektir. Bu amaçla ilk olarak mikro şebekelerin çalışması ve mikro şebekeyi meydana getiren alt birimler hakkında bilgiler verilmiştir. Daha sonra güç sistemlerinde meydana gelen kararlılık problemleri ve bu problemlerin sınıflandırmaları yapılmıştır. Güç sistemleri kararlılık problemlerinin açıklanmasından sonra mikro şebekeli güç sisteminde kararlılık analizi için kullanılan teknikler açıklanmıştır. Mikro şebekenin güç sisteminin kararlılığını etkileyen özellikleri ve bu özelliklerin güç sisteminde meydana getirdiği etkiler açıklanmaya çalışılmıştır.

Bu çalışma ile bir mikro şebekenin modellenmesi, güç sistemine entegre edilmesi ve bu entegre işlemi sonrası güç sisteminin kararlılığında meydana getireceği değişimlerin ortaya çıkarılması hedeflenmiştir.

1.3. Tezin Yapısı

Bu çalışma giriş, sonuç, kaynakça ve ekler hariç 4 bölümden meydana gelmiştir. 2. bölümde ilk olarak dağıtılmış üretim, aktif şebeke ve mikro şebeke kavramları ifade edilmiştir. Bölümün devamında mikro şebekenin temel yapısı gösterilmiş ve mikro şebekelerin kontrol yapısı hakkında temel bilgiler verilmiştir. Bölümün son kısmında ise mikro şebekelerin sağlamış oldukları ekonomik, teknik, çevresel ve sosyal faydalar ifade edilmeye çalışılmıştır.

3. bölümde güç sistemi kararlılığı konusu açıklanmıştır. Burada ilk olarak güç sistemi kararlılığı ile ilgili genel bilgiler verilmiş devamında güç sistemi kararlılık sınıfları hakkında açıklayıcı bilgilere yer verilmiştir. Ayrıca kararlılık çalışmalarında genel olarak verilen sınıfların açıklamaları gerçekleştirilmiştir.

4. bölümde güç sistemi kararlılık analizlerinin gerçekleştirildiği yöntemlere yer verilmiştir. Bu bölümde güç sistemi kararlılığında yaygın şekilde kullanılan yöntemler ve bunların alt başlıkları altında kullanılan metotlar hakkında gerekli bilgiler verilmiştir. Ayrıca bu bölümde Güç Sistemi Analizleri Aracı (PSAT) programının bu metotlar için kullanmış olduğu denklemler ve modeller açıklanmıştır.

5. bölümde analizlerin gerçekleştirilmiş olduğu test sistemi açıklanmıştır. Daha sonra mikro şebekelerin güç sistemi kararlılığı üzerine etkilerini göstermek için gerekli analiz çalışmaları ve bu çalışmaların sonuçlarına yer verilmiştir.

6. Bölüm sonuçlar ve öneriler bölümü olup, bu bölümde bu çalışmadan elde edilen sonuçlar belirlenmiş ve daha sonraki çalışmalar için öneriler verilmiştir.

2. MİKROŞEBEKELER

2.1. Giriş

Dağıtılmış üretim enerji sistemleri son yıllarda elektrik güç sistemlerinin genişletilmesi ve uzak bölgelerin elektrifikasyonunun sürdürülebilir bir yolu olması ve yukarıda bahsedilen problemlere bir çözüm yolu oluşturması nedeniyle popülerlik kazanmıştır. Bu popülerlik artan talep, geleneksel fosil yakıtların tükenmesi, yakıt fiyatının istikrarsızlığı ve çevresel emisyon miktarının azaltılması konularındaki farkındalığın artması ile ortaya çıkmıştır. Genel olarak dağıtılmış üretim sistemi doğrudan dağıtım şebekesine yerleştirilen veya enerji tüketim noktalarına yakın bir yerde bulunan daha küçük kapasitelerde (geleneksel merkezi güç santrallerine kıyasla) daha düşük güç üreten bir merkezileştirilmiş enerji üretim sistemi şeklinde tanımlanabilir [69, 70].

Güneş enerjisi gibi çevre dostu yenilenebilir enerji kaynakları ve mikro türbin ve yakıt hücresi gibi temiz ve verimli fosil yakıt teknolojileri elektriğin dağıtılmış üretimi için talepleri karşılayacak yeni üretim sistemleri arasındadır. Eğer konut, endüstriyel tesisler veya ticari binalarda ısı ve güç birleşimi başarılabılırsa verimlilik geleneksel merkezi üretim tesislerine göre çok daha yüksek olabilecektir. Bu yeni dağıtılmış üretimin küçüklüğü, dağıtılmış kaynakların yönetilmesi ve işletilmesi için yenilikçi yaklaşımlar gerektiren problemlerin bir sınıfını ortaya çıkaracaktır. Bu kavram da mikro şebekedir. Mikro şebeke kavramı yukarıda tartışılan sorunların üstesinden gelmek için hem şebekeye hem de müşteriye değer katacak bir yol olarak sunulmuştur. Mikro şebeke merkezi kontrol sinyallerine yanıt verebilen tek bir varlık gibi şebekeye kendini gösteren mikro kaynaklar, depolama sistemleri ve yüklerin bir kümesidir. Mikro şebeke konseptinin kalbi mikro şebeke ve geniş güç sistemi arasında esnek ama kontrol edilebilen bir ara yüz kavramıdır. Bu ara yüz aslında iki kenarı elektriksel olarak izole eder ve sadece onları ekonomik olarak bağlar. İçeride, servisin şartlarına ve kalitesine mikro şebeke tarafından karar verilir, ancak ara hattı boyunca akışlar iletim sisteminin ihtiyaçlarını hâkim kılacak şekilde harekete geçirilir. Tüketici tarafından bakıldığı zaman mikro şebeke tüketicinin ihtiyaçlarını karşılamak için en uygun şekilde işleyen bir özerk güç sistemi gibi görünmelidir. Lokal gerilim, güvenilirlik, kayıplar ve güç kalitesi gibi konular tüketicinin amaçlarını destekleyecek şekilde olmalıdır [71].

Geleneksel elektrik hizmetlerinin düzenleyici ve işletimsel iklimindeki evrimsel değişiklikler ve mikro türbinler gibi daha küçük üretim sistemlerinin ortaya çıkışı, elektrik kullanıcıları tarafından yerinde elektrik üretimi için yeni fırsatlar yaratmıştır. Bu bağlamda, dağıtılmış enerji kaynakları, (ürettikleri enerjinin (hem elektrik hem de termal) üretildiği yerlerdeki kullanıcının sitelerinde bulunan küçük generatörler) güvenilirlik ve güç kalitesi üzerinde durarak elektrik enerjisi için müşterinin artan ihtiyaçlarını karşılamak için umut verici bir seçenek olarak ortaya çıkmıştır. CERTS, mikro şebeke konseptini hem güç hem de ısı sağlayan tek bir sistem olarak çalışan yüklerin ve mikro kaynakların bir araya toplanması olarak ifade etmiştir. Mikro kaynakların çoğu, tek bir birleştirilmiş sistem olarak çalışmayı garantiye almak için gerekli esnekliği sağlamak adına güç elektroniği temelinde olmalıdır. Bu kontrol esnekliği, güvenilirlik ve güvenlik için yerel ihtiyaçları karşılayan tek bir kontrol edilebilen birim olarak toplu güç sistemine kendi kendini sunmalıdır [14].

En genel anlamda kabul gören mikro şebeke kavramı tanımı, kendisini ana şebekeye tek, esnek ve kontrol edilebilir bir varlık olarak sunan küçük kaynaklar, depolama sistemleri ve yükler kümesi şeklindedir [71]. Yerinde üretim, depolama ve çift yönlü güç akışını getiren mikro şebeke, şebeke için değerli bir kaynak olarak görülebilirken, aynı zamanda şebekeden bağımsız durumda da olabilirler. Mikro şebekeler, belirli bir altyapı, kaynak koordinasyonu, bilgi akışı, ek koruma ve güç kalite güvencesi gerektiren karmaşık enerji sistemleridir [72].

Mikro şebekenin dağıtım sistemine sağlayabileceği faydalardan bazıları; tıkanıklığın azaltılması, yeni üretim veya tedarik kapasitesinin ertelenmesi, yük değişikliklerine yanıt verilebilmesi ve yerel gerilim desteği şeklinde sıralanabilir. Şebeke yönüyle bakıldığında, bir mikro şebekenin en önemli avantajı, tek bir toplu yük olarak çalıştırılabilmesi ve güç sistemi içinde kontrol edilebilen bir varlık olmasıdır. Bu durum güç sisteminin güvenilirliğini ve güvenliğini engellemeden şebeke kuralları ve düzenlemeleri ile onun kolaylıkla kontrol edilebilir ve uyumlu olduğunu belirtir. Tüketici bakış açısından bakıldığında, mikro şebekeler yerel olarak onların elektrik / ısı ihtiyaçlarını karşılamak için yararlıdır. Onlar, kesintisiz güç sağlayabilir, yerel güvenilirliği artırabilir, fider kayıplarını azaltabilir ve yerel gerilim desteği sağlayabilirler. Bu sayılan özellikler sayesinde müşteriler mikro şebekelerden yararlanabilirler. Çevre bakış açısından

bakıldığında, mikro şebekeler düşük karbon teknolojisi kullanımı ile çevre kirliliği ve küresel ısınmayı azaltırlar [7, 14].

Bir mikro şebeke ve geleneksel enerji santrali arasındaki en önemli farklar aşağıdaki gibidir [7]:

- Mikro kaynaklar geleneksel güç tesislerindeki büyük generatörlere göre çok daha küçük bir kapasiteye sahiptir.
- Dağıtım geriliminde üretilen güç, doğrudan doğruya ana dağıtım şebekesini besleyebilir.
- Elektrik / ısı yükleri verimli şekilde tatmin edici gerilim ve frekans profili ve ihmal edilebilir hat kayıpları ile temin edilebilir diye mikro kaynaklar müşteri tesislerine yakın monte edilebilir.

2.2. Dağıtılmış Üretim

Geleneksel güç sistemleri; fosil yakıt kaynaklarının giderek azalması, kötü enerji verimlilikleri ve çevresel kirlilik problemleri ile karşı karşıyadır. Bu problemler doğal gaz, biyogaz, rüzgar, solar PV hücreler, yakıt hücreleri, birleşik ısı ve güç sistemleri (CHP), mikro türbinler ve stirling motorlar gibi geleneksel olmayan/yenilenebilir enerji kaynakları kullanılarak dağıtım gerilimi seviyesinde bölgesel güç üretiminin yeni bir trendine ve ana dağıtım şebekesine bu kaynakların entegre edilmesine yol açmıştır. Güç üretiminin bu tipi dağıtılmış üretim olarak isimlendirilir ve enerji kaynakları da dağıtılmış üretim kaynakları olarak isimlendirilir. Dağıtım şebekeleri de dağıtılmış üretimlerin entegrasyonu ile aktif rol alacakları için aktif dağıtım şebekeleri olarak isimlendirilirler [7].

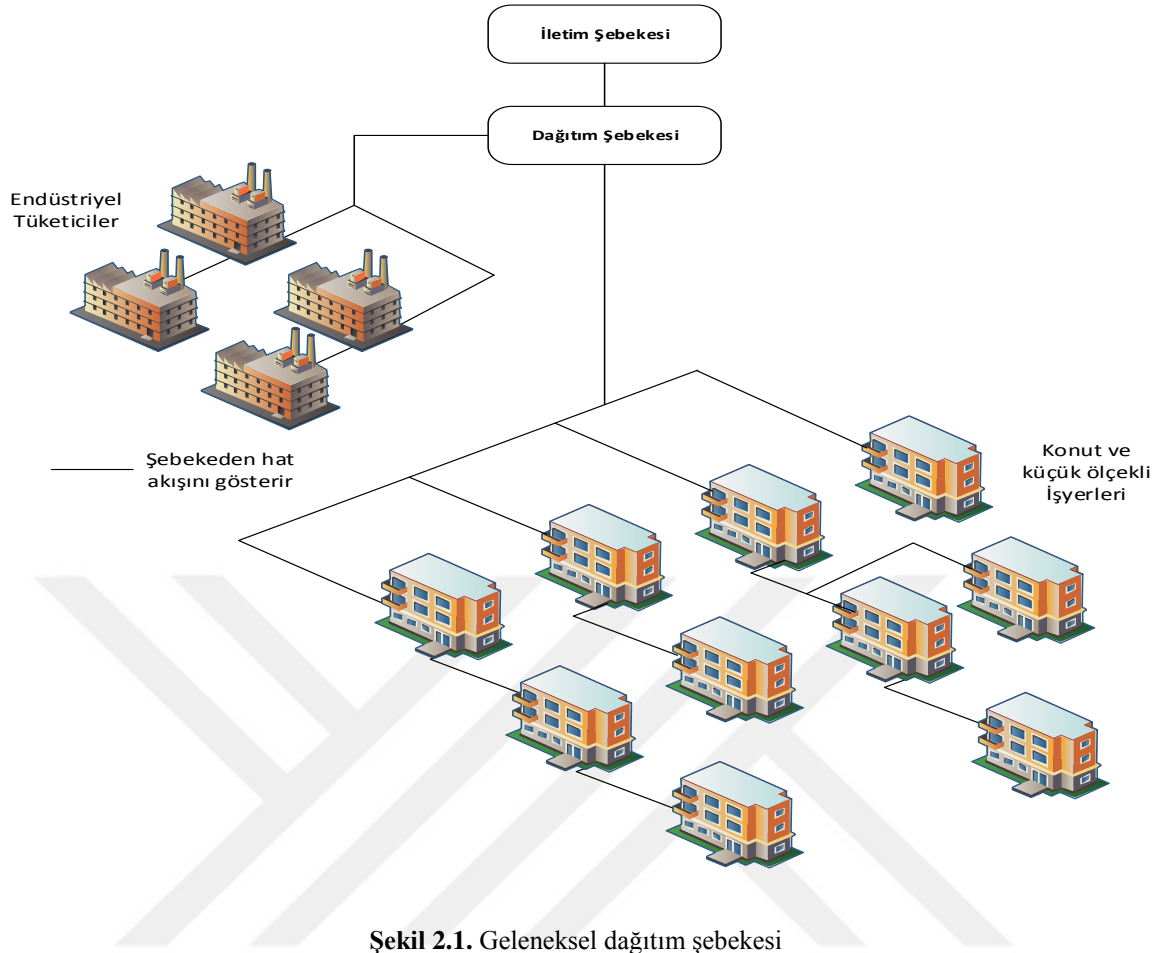
Dağıtılmış üretim genel olarak; “Tüketim noktasında veya yakınında bulunan bir elektrik güç kaynağı” olarak tanımlanmaktadır [73]. Genel anlamda dağıtılmış üretim, tüketim noktasına yakın bir yerde bulunan bağımsız veya şebekeye bağlı küçük, modüler elektrik üretim cihazlarının kullanımını ifade etmektedir [74]. Dağıtılmış üretim teknolojilerinin özelliklerini belirleyen kilit özellik, teknolojinin güç üretiminin boyutu ve cihazın konumu ve uygulamasıdır. Dağıtılmış üretim sistemleri, iletim şebekesinden daha ziyade, talebin yakınında, sayacın müşteri tarafında veya dağıtım şebekesinde bulunurlar. Sistemler çoğunlukla 1 kW ile 5 MW arasında güç kaynağı sağlamaktadırlar [75].

Bazı kaynaklarda dağıtılmış üretim, “müşterinin ihtiyaçlarına yakın olan küçük ölçekli elektrik enerjisi üretimi” olarak ifade edilmektedir [76, 77]. Bazı kaynaklar ise

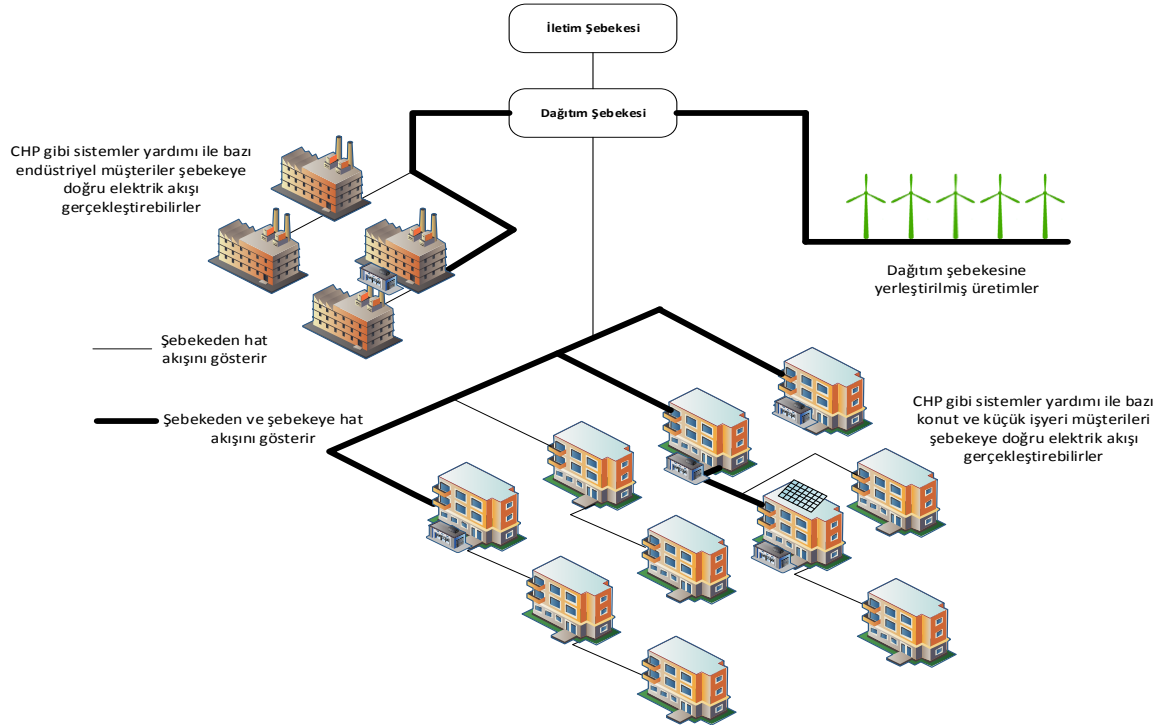
dağıtılmış üretimi “yüksek gerilim iletim şebekesinden ziyade dağıtım şebekesine bağlı elektrik üretimi” olarak tanımlamaktadır [78]. Elektrik dağıtımını üzerine uluslararası konferans ve sergi (CIRED) tarafından yapılan ankete dayalı gerçekleştirilen uluslararası bir çalışmada [79], bazı ülkelerdeki katılımcılar dağıtılmış üretim tanımının sistem gerilim seviyesine bağlı olduğunu ifade ederken diğer ülkelerdeki katılımcılar ise sınıflandırmanın sistemin yalnız başına olup olmadığına bağlı olduğunu ifade etmişlerdir. Bir sistemin dağıtılmış üretim olup olmadığı;

- Aygıtın konumuna bağlıdır. (Bir dağıtılmış üretim cihazı dağıtım şebekesine yakın olmalı veya şebekenin müşteri tarafında olmalıdır.)
- Sistem tarafından sağlanan hizmetin tipine bağlıdır. (Bir cihazın dağıtılmış üretim olarak tanımlanması için aktif güç kaynağı olması gereklidir; reaktif güç kaynağı olması gerekli değildir.)
- Üretim kapasitesine bağlıdır. (5 kW'dan küçük olanlar mikro dağıtılmış üretim, 5 kW'dan büyük ve 50 MW'dan küçük olanlar küçük ile orta dağıtılmış üretim, 50 MW'dan büyük ve yaklaşık 300 MW'dan daha düşük olanlar geniş dağıtılmış üretim olarak kabul edilir.)

Dağıtılmış üretim için çeşitli ülkelere özgü sıkı tanımlamalar üretim oranları, üretim gerilim seviyeleri, vb. durumlara bağlı olarak, tüm Dünya’da farklı şekillerde kullanılmaktadır. Ancak, güç sistemi üzerine dağıtılmış üretimin etkisi bu farklı tanımlara bakılmaksızın normal olarak her yerde aynıdır. Şekil 2.1. ve 2.2.’de geleneksel dağıtım şebekesi ile dağıtılmış üretimli dağıtım şebekesi gösterilmiştir [80].



Şekil 2.1. Geleneksel dağıtım şebekesi



Şekil 2.2. Dağıtılmış üretim ile dağıtım şebekesi

2.3. Aktif Şebeke

Elektrik şebekeleri, tek yönlü elektrik taşıması ile kararlı pasif dağıtım şebekelerinden çift yönlü elektrik taşımacılığı ile aktif dağıtım şebekelerine doğru büyük bir geçiş döneminde bulunmaktadır. Elektrik gücü dağıtım şebekelerinde gömülü olan müşterilere ulusal şebeke sistemi tarafından sağlandığı için herhangi bir dağıtılmış üretim birimlerinin yokluğunda dağıtım şebekeleri pasiftir. Dağıtılmış üretim birimleri dağıtım sistemine eklendiğinde şebekelerde iki yönlü güç akışlarına neden olarak dağıtım şebekelerinin aktif olmalarını sağlarlar. Gelişmiş ülkelerin dağıtım şebekelerinin dönüşümü için teknik ve ekonomik sorunları çözmeye başlaması gerekirken, bu geçişi etkili bir şekilde gerçekleştirmek için gelişmekte olan ülkeler, sürdürülebilir elektrik altyapısının geliştirilmesi üzerine yoğunlaşmaları gerekmektedir. Birleşik krallık sanayi düzenleyicisi, Gaz ve Elektrik Piyasaları Ofisi (OFGEM), “İngiltere’yi yeniden kablolama” olarak bu sorunu isimlendirmiştir [7].

Güç kaynağı güvenilirliğinde gelişme ve sera gazı emisyonunda azalma sözü vermesine rağmen, aktif dağıtım şebekelerinin uygulanması, dikkatle değerlendirilmesi gereken çok sayıda teknik ve düzenleyici konuyu beraberinde getirmektedir. Esas olarak yenilenebilir enerji kaynaklarına dayanan dağınık üretimin varlığı, birincil enerji kaynaklarının aralıklı olmasından ve esnek işletme politikalarından dolayı yüksek bir belirsizliğe sahiptir [81]. Yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonu, dağıtım şebekesi işletmecileri ve geliştiricileri için önemli teknik ve ekonomik zorluklar yaratmaktadır. Kayıpların azaltılması veya yatırım erteleme gibi potansiyel faydalara rağmen, planlama sorunları, düzenleyici çerçeve ve kaynakların kullanılabilirliği gibi konular nedeniyle dağıtılmış üretimi yerleştirme yetenekleri bakımından dağıtım şebekesi işletmecilerini ve geliştiricilerini sınırlamıştır. Bu güçlüklerin birçoğu, dağıtılmış üretimin şebeke konfigürasyonuna bakılmaksızın tam kapasite çıkış yapabiliyor olduğu “katı” bağlantı zorunluluğundaki “uydur ve unut” politikalarıyla ilgilidir. Dağıtılmış üretimin çalıştırıldığı mevcut “uydurmak ve unutmak” stratejisi aktif şebeke yönetiminde değiştirilmesi gereken bir konudur. Katı bağlantıda, daha yüksek enerji üretimi imkânı olmasına rağmen dağıtılmış üretimin kapasitesinin kısıtlanması gerekecektir. Bu sorunun alternatif bir yolu, dağıtım şebekesi işletmecilerinin düşük talep üzerine yenilenebilir üretim çıktısını azaltabileceği “sağlam olmayan” bir bağlantıdır [82].

Aktif dağıtım şebekeleri dağıtılmış akıllı sistemler ile esnek ve akıllı kontrolün birleştirilmesine ihtiyaç duyarlar. Yenilenebilir dağıtılmış enerji kaynaklarının temiz doğal enerjisinden faydalanmak için aktif dağıtım şebekeleri akıllı şebeke veya mikro şebekelere yol açan gelecek şebeke teknolojilerini aynı zamanda kullanmalıdırlar [7]. Ayrıca aktif dağıtım şebekeleri, günümüzde akıllı şebeke olarak adlandırılmalarına yol açan çağdaş elektronik cihazlar ve iletişim teknolojileri kullanmalıdırlar. Şebekeye eklenen akıllı cihazlar, talep tarafı yönetim şemaları aracılığı ile arz-talep dengesini eski haline getirme gibi üretim yetersizliği veya bozulmalar sırasında sistemin kontrol edilebilirliğini artırır. Aktif dağıtım şebekelerinde dağıtım sistemi işletmecileri, dağıtılmış üretim ile etkileşim kurabilir ve aktif ve reaktif güç üretimini kontrol edebilirler. Buna ek olarak, yük tepki programları, kritik talep dönemlerinde elektrik kapasitesi sağlamak için bir yöntem olarak teşvik edilebilir. Yük tepki programlarında kayıtlı müşteriler, kısıtlama olayları sırasında gerçekte sağlanması gereken kapasite için bir ödeme alırlar. Bu nedenle, ekonomik fayda, yük tepkilerine bağlı kalmak için müşterileri teşvik edebilir ve onların yüklerini tedarik etmek için özel küçük kapasiteli kaynak kullanmalarını sağlayabilir. Tüm bu özellikler, sistem planlaması için dikkate alınması gereken talep üzerinde muazzam miktarda belirsizlik kazandırmaktadır [81].

Aktif dağıtım şebekeleri, kalite ve güvenilirlik kısıtlamalarını karşılarken, dağıtılmış üretim entegrasyonu ve yük tepkisini düzgün bir şekilde kullanmak için esnek ve zeki planlama metodolojilerine ihtiyaç duyarlar. Üretim ve yük için belirsizliklerin gösterilmesi emniyetli ve güvenilir bir sistem planlamasında bu metodolojiler için bir zorunluluktur. Günümüzde birçok faktör aktif dağıtım şebekelerinin gelişimini desteklemektedir. Bunlardan bazıları şunlardır:

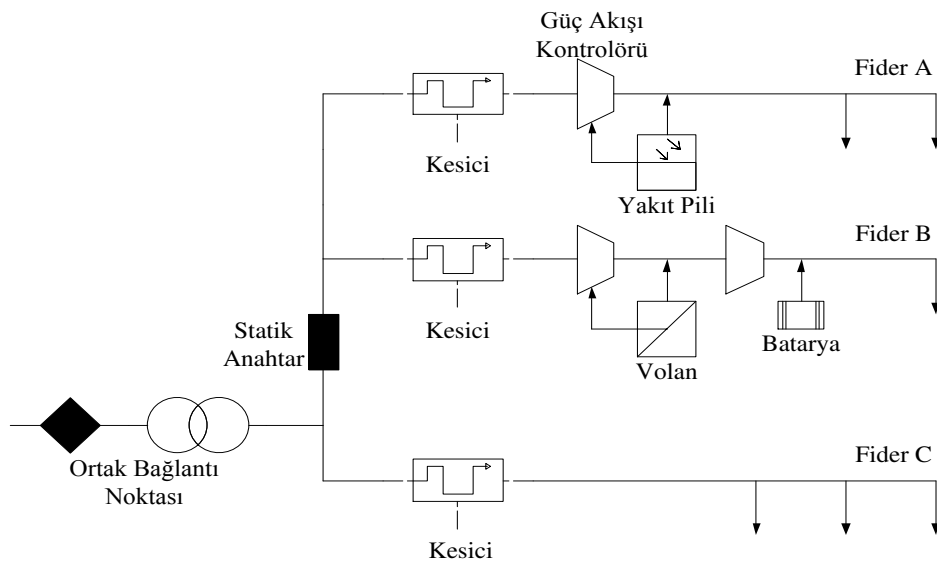
- (i) Yüksek kaliteli, güvenilir güç dağıtımı ile müşteri beklentilerini karşılaması,
- (ii) Enerji depolama aygıtları ile yenilenebilir dağıtılmış üretim kaynaklarının yerleştirilmesi için politika yapımcıların arzusunu artırması,
- (iii) 2050 yılına kadar % 50 oranında emisyonların azaltılmasında sunduğu karbon taahhüdü,
- (iv) Asırlık varlıkların, değiştirilmesini erteleyerek dağıtım şebeke işletmecilerini daha iyi varlık kullanımı ve yönetimi konusunda motive etmesi.

Esnek ve akıllı işletme ve kontrol için evrimsel olarak aktif dağıtım şebekelerinde, kapsamlı araştırmalar gereklidir. Bu araştırmaların odak noktaları aşağıdaki sıralanmıştır:

- (i) Geniş alan aktif kontrol,
- (ii) Adaptif koruma ve kontrol,
- (iii) Şebeke yönetim cihazları,
- (iv) Gerçek zamanlı şebeke simülasyonu,
- (v) İleri sensörler ve ölçümler,
- (vi) Dağıtılmış yaygın iletişim,
- (vii) Akıllı yöntemlerle bilgi çekme,
- (viii) İletim ve dağıtım sistemlerinin yeni tasarımı [7].

2.4. Mikro Şebeke Temel Yapısı

Temel bir mikro şebeke yapısı Şekil 2.3’de gösterilmiştir. Ana hatları ile bir AC mikro şebekesi; mikro türbinler, rüzgar türbinleri, PV’ler ve depolama aygıtları gibi alçak gerilim dağıtılmış enerji kaynakları ve lokal dağıtılmış yüklerden oluşur. Mikro şebeke dağıtım sistemlerinin bir parçasıdır. Bunlar fiderler ve yüklerin toplamı ile radyal fiderlerin bir grubunu içerir. Mikro şebekelerdeki yükler hassas/kritik olan ve hassas/kritik olmayan olarak farklı fiderlerden beslenirler. Mikro şebekede, hassas olmayan yüklerin beslendiği fiderler acil bir durumda veya ciddi problem durumunda kapatılabilirken, hassas yüklerin beslendiği fiderler daima bir veya birden fazla mikro kaynak tarafından enerji sağlayacak şekilde dizayn edilirler.



Şekil 2.3. Basit mikro şebeke yapısı

Bu radyal sistem bir ayırıcı aygıt aracılığı ile dağıtım sistemine bağlanır. Bu ayırıcı aygıt genellikle ortak bağlantı noktası (PCC) olarak adlandırılan bir statik anahtardır (SS). Statik anahtar bakım, arıza ya da bir acil durum meydana geldiği zaman mikro şebekeyi şebekeden ayırma, yani adalama (islanding) yeteneğine sahiptir. Fiderlerin her birisinde bir kesici ve güç akış kontrolörü bulunmaktadır. Devre kesicisi, mikro şebeke gerilimi ve frekansında meydana gelen bozulmaların etkilerini önlemek için bağlı bulunduğu fiderin enerjisini kesmek için kullanılır.

Geleneksel güç sistemlerinde olduğu gibi mikro şebekelerde de hiyerarşik kontrol yapısı mevcuttur. Bu yapının tepesinde mikro şebeke merkezi kontrol birimi (MGCC) bulunur. MGCC, ekonomik ve teknik fonksiyonlar aracılığıyla mikro şebekenin işletilmesini etkin bir şekilde sağlamaktadır. İkinci kontrol düzeyinde yük kontrolörler (LC) ve mikro kaynak kontrolörleri (MC), mikro şebeke işletimini yöneten MGCC ile bilgi alışverişi yapar. MC mikro kaynakları ve enerji depolama sistemlerini kontrol eder. Son olarak, kontrol edilebilen yükler, LC tarafından kontrol edilir. Hassas yükleri bir süre besleyebilecek şekilde yeterince enerji depolama kapasitesine sahip enerji kondansatör depolama sistemleri (ECSS) ya da dizel generatörler gibi yerel güç kaynakları, hassas yüklerin bulunduğu besleyiciler için elektrik kesintilerini önlemede gereklidir.

Farklı modlarda mikro şebekelerin işletilmesi ve yönetilmesi yerel MC ve merkezi kontrolör MGCC ile kontrol ve koordine edilir:

Mikro kaynak kontrolörü (MC) – MC'nin ana işlevi herhangi bir arıza ve yük değişimine tepki olarak mikro kaynağın güç akışını ve yük sonu gerilim profilini bağımsız olarak kontrol etmektir. Burada “bağımsız olarak” ifadesi MGCC'den herhangi bir iletişim olmamasını ifade eder. MC aynı zamanda depolama aygıtlarını kontrol ederek ekonomik üretim planlaması, yük takibi/yönetimi ve talep tarafı yönetimine de katılır. MC aynı zamanda, her bir mikro kaynağın adalama modunda hızla payına düşen yükü tedarik etmesi için onun üretiminin toparlanmasını ve otomatik olarak MGCC yardımı ile şebekeye bağlı moda geri getirilmesini sağlamak zorundadır. MC'nin en önemli özelliği komşu MC'lerden gelen verilere bakmaksızın yerel olarak izlenen gerilim ve akımlara yanıt vermedeki çabukluğudur. Bu kontrol özelliği tak-çalıştır cihazlar olarak hareket etmesi için mikro kaynaklara izin verir ve mevcut birimlerin kontrol ve korumalarını etkilemeden mikro şebekenin herhangi bir noktasında yeni bir mikro kaynak eklenmesini kolaylaştırır. Diğer iki önemli özellikleri de şunlardır; MC, mikro şebekedeki diğer MC'ler

ile bağımsız olarak etkileşime girmeyecek ve onun mikro kaynakları için tehlikeli görünebilecek MGCC direktiflerini geçersiz kılacaktır.

Merkezi kontrolör (MGCC) - MGCC, MC'ler aracılığıyla mikro şebekenin işletme ve korumasının genel kontrolünü gerçekleştirir. MGCC'nin hedefleri iki tanedir. Bunlardan ilki güç frekans (P-F) ve gerilim kontrolü yoluyla yük ucunda belirtilen gerilim ve frekansı korumaktır. Diğer hedefi ise mikro şebeke için enerji optimizasyonunu sağlamaktır. MGCC aynı zamanda koruma koordinasyonu yapar ve tüm MC'ler için güç sevki ve gerilim ayar noktalarını sağlar. MGCC iki ana fonksiyonel modüle sahiptir. Bunlar enerji yönetim modülü (EMM) ve koruma koordinasyon modülüdür (PCM).

Enerji Yönetim Modülü (EMM) – Enerji yönetim modülü her bir MC'ye aktif ve reaktif güç çıkışı ile gerilim ve frekans ayar noktalarını temin eder. Bu işlev, en son teknolojik iletişim ve yapay zeka teknikleri ile koordine edilir. Ayar noktaları değerlerine mikro şebekenin işletimsel ihtiyaçlarına göre karar verilir.

Bir mikro şebekede EMM aşağıdaki özellikleri görmelidir:

- Mikro kaynaklar müşteriyi memnun edecek şekilde ısı ve elektrik yüklerini tedarik ederler.
- Mikro şebekeler ana şebeke ile işletimsel bir öncül sözleşme uyarınca tatmin edici şekilde çalışırlar.
- Mikro şebekeler sistem kayıpları ve sera gazı emisyonlarını en aza indirmede zorunlu sorumluluklarını karşılarlar.
- Mikro kaynaklar olabilecekleri en yüksek verimlilikte çalışırlar.

Koruma Koordinasyon Modülü (PCM) – PCM, mikro şebeke ve ana şebeke arızalarına ve şebeke kaybı durumlarına, mikro şebekenin doğru koruma koordinasyonunu sağlayacak şekilde yanıt verir. Ayrıca, şebekeye bağlı moddan adalama moduna geçiş sırasında arıza akım seviyesindeki değişikliğe adapte olur. Bunu başarmak için, PCM ile MC'ler ve ana şebeke denetleyicileri arasında uygun iletişim vardır. Ana şebeke arızası için, PCM, önemli ölçüde düşük bir artan maliyetle öncelikli yüklere güç sağlamak için mikro şebekeyi hemen adalama moduna geçirir. Bununla birlikte, bazı küçük arızalar için, PCM mikro şebekenin bir süre şebeke bağlantılı modda kalmasına izin verir ve geçici arıza uzaklaşırsa bu bağlantıya devam eder. Ayrıca, ana şebeke hatası mikro şebekenin kararlılığını tehlikeye atarsa PCM, mikro şebekenin tüm ana şebeke yüklerinden tamamen bağlantısını kesebilir. Ancak bu durumda, ana şebekeye güç ihracı gerçekleşmeyeceği için mikro şebekenin etkili bir şekilde kullanılması kayıplara neden olacaktır. Mikro şebeke

fiderinin bir bölümünde bir arıza meydana gelirse, fiderin sağlıklı parçalarına besleme sağlamak için mümkün olan en az fider bölgesi devre dışı bırakılır. Bara gerilim desteği ile düşük frekans ve düşük gerilim koruma şemaları normal olarak hassas yükleri korumak için kullanılır. PCM ayrıca, uygun yeniden kapama şemaları aracılığıyla şebeke bağlantılı çalışma moduna geçişi başlattıktan sonra mikro şebekenin ana şebekeye yeniden senkronize edilmesine yardımcı olur.

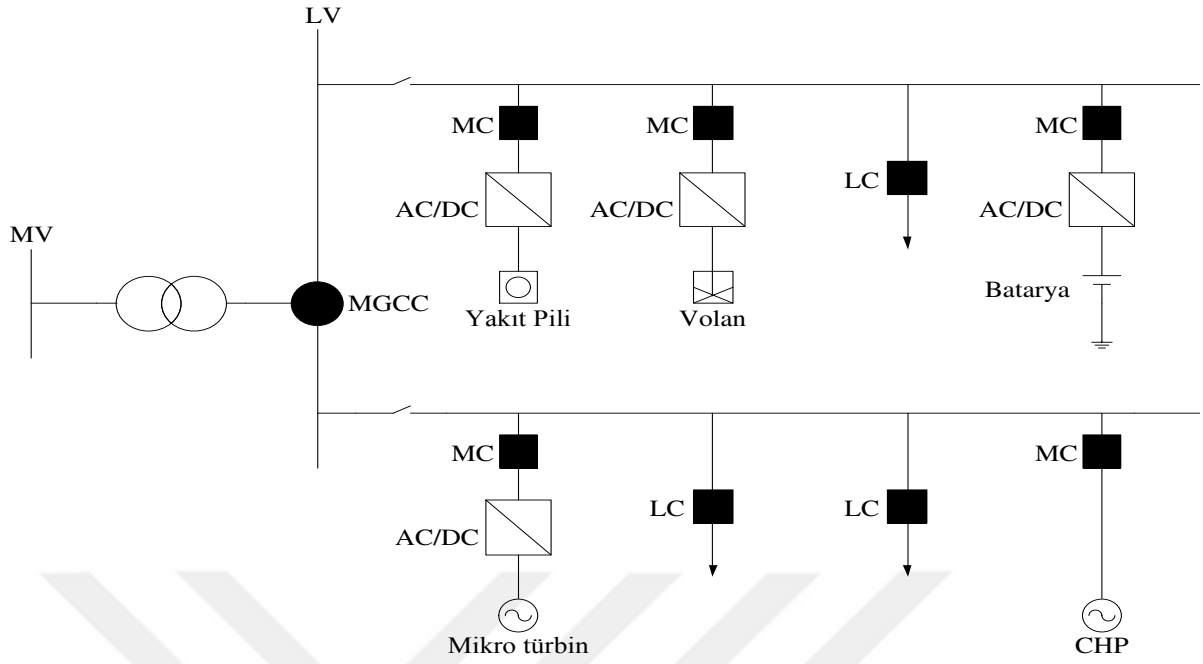
Şebekeye bağlı modda MGCC'nin fonksiyonları aşağıdaki gibidir:

- Mikro kaynaklardan ve yüklerden bilgi toplayarak sistem kontrolünü sağlamak.
- Durum tahmin ve güvenlik değerlendirme, ekonomik üretim çizelgeleme ve toplanan bilgileri kullanarak talep tarafı fonksiyonları ve mikro kaynakların aktif ve reaktif güç kontrolünü gerçekleştirmek.
- Öncelikli sözleşme noktalarında güç alışverişini koruyarak ana şebekeyle senkron çalışmayı sağlamak.

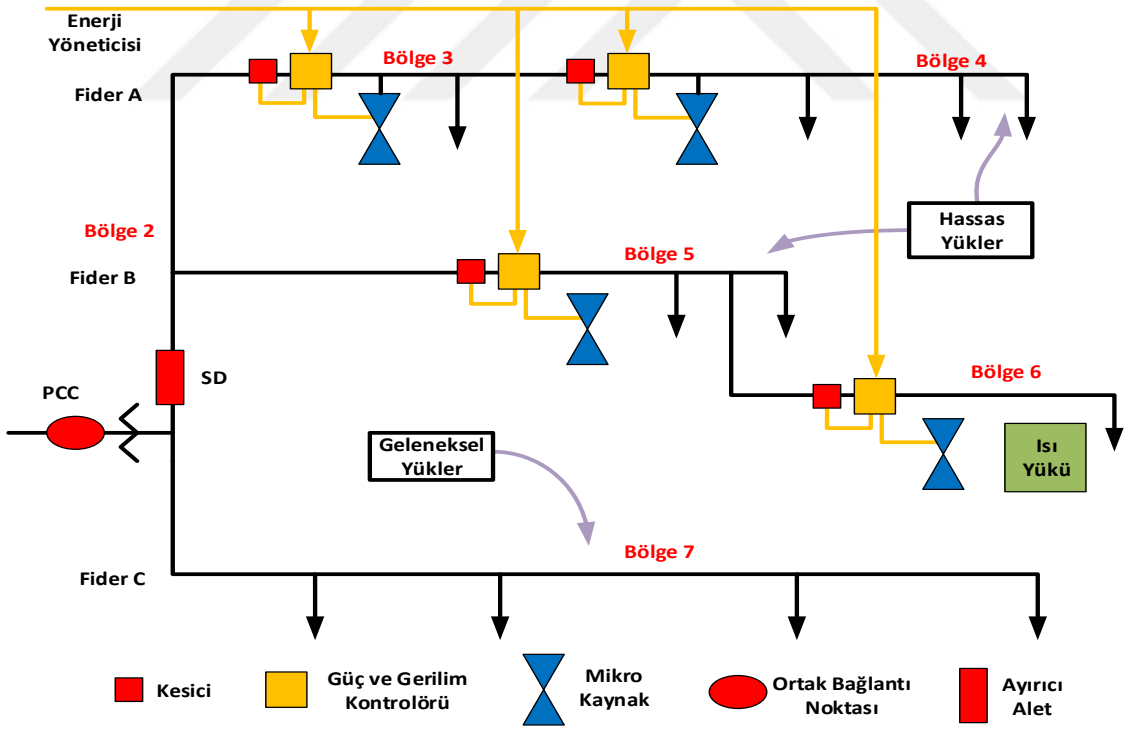
Bağımsız modda MGCC'nin işlevleri aşağıdaki gibidir:

- Yük uçlarında kararlı gerilim ve frekansı korumak için mikro kaynakların aktif ve reaktif güç kontrolünü gerçekleştirmek.
- Güç dengesini ve bara gerilimini korumak için depolama aygıtı desteğiyle talep yan yönetimini kullanarak yük kesme / yük atma stratejilerini benimsetmek.
- Hizmetin güvenilirliğini ve sürekliliğini sağlamak için yerel bir “black start” başlatma. “Black start” kaynakların geniş bir kısmının kaybına neden olan şebeke sisteminin tamamının veya bir kısmının sistem dışı kalmasını engellemek için kullanılan prosedürün adıdır [83].
- Ana şebeke beslemesi her iki şebekenin kararlılığına engel olmadan yeniden sağlandıktan sonra mikro şebekeyi şebeke bağlantılı moda geçirmek [7].

Şekil 2.4.'de Avrupa birliği AR-GE mikro şebeke kapsamında geliştirilen bir mikro şebeke yapısı gösterilmiştir. Mikro kaynakları ve depolama aygıtlarını AC mikro şebekeye bağlamak için güç elektroniği devreleri kullanılır. Bu devre tipleri kaynak ya da depolama birimine bağlı olarak AC/AC, DC/AC ve AC/DC/AC güç elektroniği dönüştürücüleri/inverterleri şeklindedir. Mikro şebeke elemanları ağırlıklı olarak güç elektroniği ara yüzüne sahip olduğundan, mikro şebeke kontrolü, inverter kontrolüne dayanır [8, 9].



Şekil 2.4. MGCC ile mikro şebeke yapısı



Şekil 2.5. CERTS mikro şebeke modeli

Mikro şebeke, “ana dağıtım şebekelerinden birbirine bağlı olabilen veya izole edilebilen çeşitli dağıtılmış üretim, depolama aygıtları ve kontrol edilebilir yükleri içeren

düşük gerilim dağıtım şebekesi” [84] olarak tanımlanmıştır. Bugüne kadar literatürde tanımlanan mikro şebekelerin ana mimarileri CERTS tarafından geliştirilen model (Şekil 2.5) ve Avrupa’da MICROGRIDS ve MOREMICROGRIDS projelerinde sunulan (şekil 2.4) modellerdir. İki model de izole edilmiş modda çalıştırılabilirler de, Avrupa mikro şebeke modeli yalnızca güç temin etmesine rağmen, CERTS mikro şebeke modelinde hem güç hem de ısı temin edildiği düşünülmüştür [85].

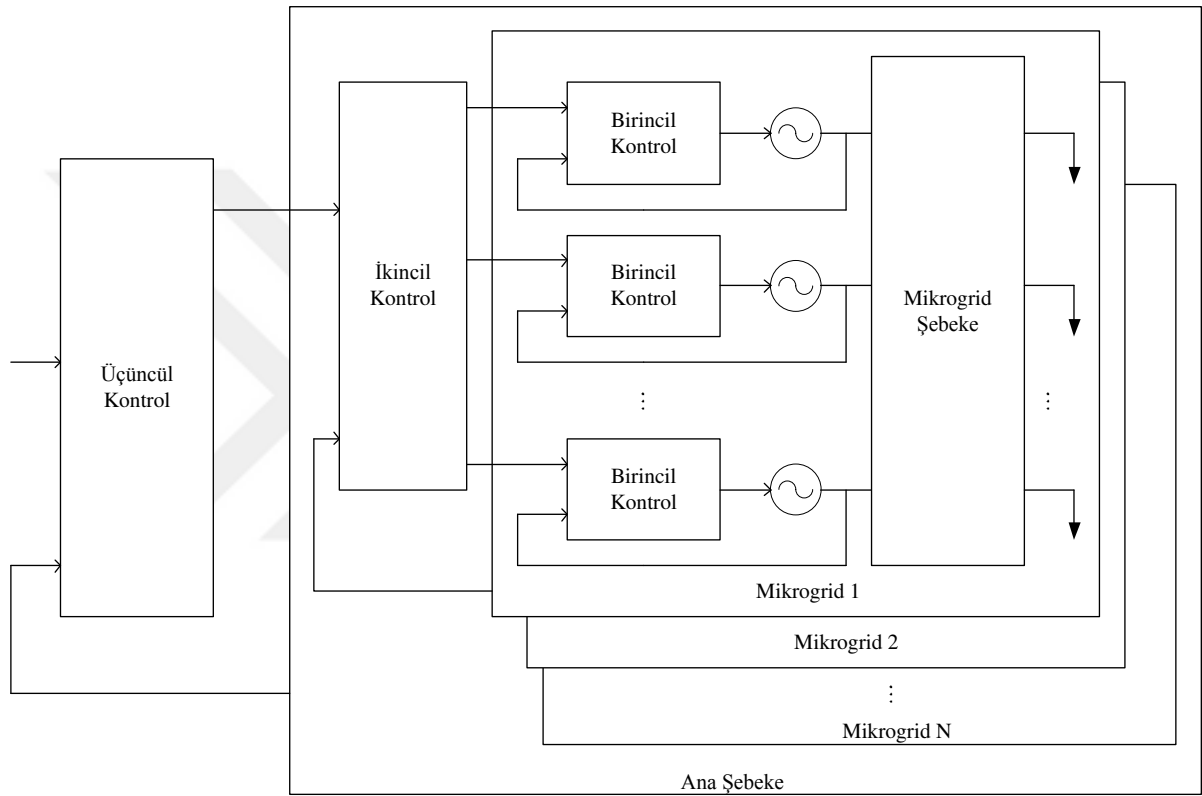
2.5. Mikro Şebekenin Kontrolü

Bir güç sisteminin kontrol mimarisi ile ilgili olarak iki farklı yaklaşım tanımlanabilir. Bunlar merkezi ve merkezi olmayan kontrol yöntemleridir. Tam merkezi kontrol yöntemi, bu işlem için tahsis edilmiş bir merkezi kontrolde verilerin toplanması fikrine dayanır. Bu merkezi kontrol gerekli olan tüm hesaplamaları yapar. Ayrıca tek bir noktada tüm üniteler için kontrol hareketlerine karar verir. Bu kontrol yönteminde kontrol edilebilen üniteler ve merkezi kontrolör arasında yoğun bir iletişim gereklidir. Merkezi olmayan kontrolde ise her birim kendine ait yerel kontrolör tarafından kontrol edilir. Bu yerel kontrolörler sadece yerel bilgiler alırlar. Bunlar sistemin diğer kontrol hareketleri ve sistemin genelini de değişkenleri hakkında bilgiye sahip değildir [58, 86, 87]. Tam merkezi ve tam merkezi olmayan kontrol yöntemleri arasındaki uyum üç kontrol seviyesinden oluşan hiyerarşik bir kontrol düzeni vasıtası ile elde edilebilir. Bunlar birincil seviye kontrol, ikincil seviye kontrol ve üçüncül seviye kontroldür [58].

Mikro şebekelerin genel olarak üç farklı kontrol yöntemi mevcuttur. Merkezi kontrol yönteminde, mikro şebeke sisteminin parametreleri ve yerel yükler, merkezi bir kontrol ünitesi tarafından kontrol edilir. Bu yöntemde, mikro şebekedeki dağıtılmış üretimler ve yükler hakkındaki tüm bilgiler merkezi bir birim tarafından toplanır ve yükler ve dağıtılmış üretimler için kararlar verilir. Bu yöntemdeki kontrol döngüsünde ölçme ve haberleşme nedeni ile bilgilerde bir zaman gecikmesi mevcuttur. Bu durum büyüklüğüne bağlı olarak önemli bir kısıtlamadır. Diğer bir yöntem tek temsilci yöntemidir. Bu yöntemde kontrol edilebilir büyük bir dağıtılmış üretim yardımı ile mikro şebeke sisteminin yerel yükleri ve sistem parametreleri kontrol edilir ve tüm kontrol eylemleri kontrol edilebilir dağıtılmış üretimlerin üzerine uygulanır. Bu yöntemin başlıca dezavantajı, kontrol edilebilir dağıtılmış üretimlerin yüksek maliyetidir. Merkezi olmayan

yöntemde, her dağıtılmış üretim yerel kontrolör ile donatılmıştır ve bu nedenle yerel geri besleme kontrol sinyaline ihtiyaç duyarlar [8].

Mikro şebekeler geleneksel güç sistemleri gibi, coğrafik olarak geniş olmak zorunda değildir. Yine de mikro şebekeler Şekil 2.6'da gösterilen kontrol hiyerarşisinden yararlanırlar. Bunun nedeni sıkı performans gereksinimleri ve çok sayıda kontrol edilebilir kaynak barındırmasıdır [88–91].



Şekil 2.6. Hiyerarşik kontrol seviyeleri: birincil kontrol, ikincil kontrol ve üçüncül kontrol

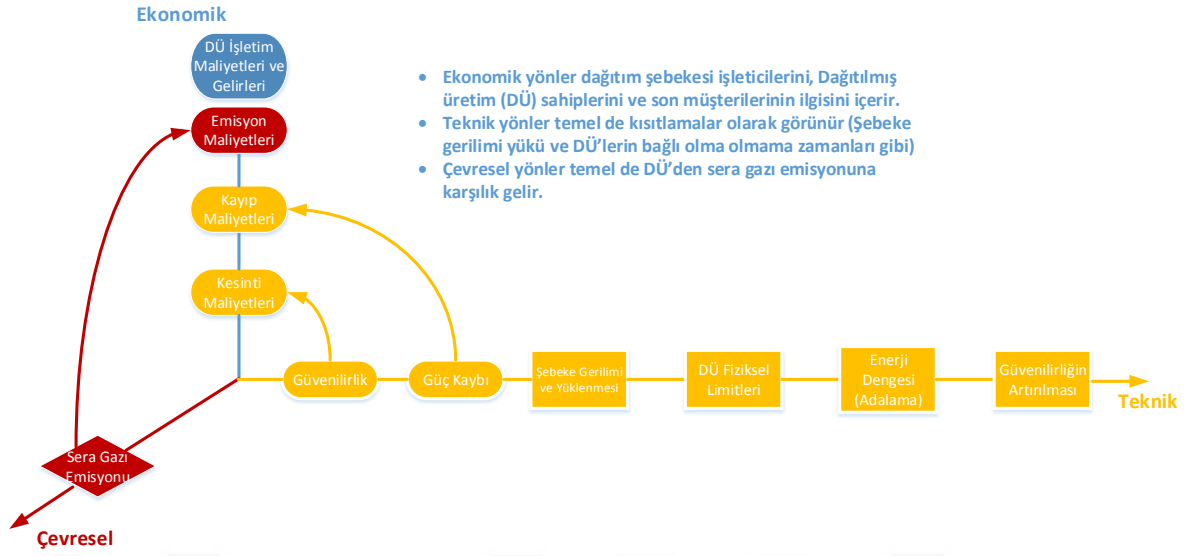
Yerel kontrol ya da iç kontrol olarak bilinen birincil kontrol, hızlı yanıtı sahip kontrol hiyerarşisinde ilk düzeydir. Bu kontrol, sadece yerel ölçümlere dayalıdır ve hiçbir iletişim gerektirmez. Yerel ölçümler, ada belirleme, çıkış kontrolü ve güç paylaşım (ve denge) kontrolü üzerine güven ve bunların hız gereksinimleri bu kategoriye dâhil edilir. Birincil kontrol yapısı iki ana kategoriye ayrılabilir: Bunlar; inverter çıkış kontrolü ve güç paylaşımı kontrolüdür. Güç paylaşımı kontrolü de iki kısma ayrılabilir. Bunlar da Düşüş (droop) Tabanlı metotlar ve Düşüş Tabanlı Olmayan metotlardır.

Ayrıca Mikro Şebeke Enerji Yönetim Sistemi olarak adlandırılan ikincil kontrol, ya şebekeye bağlı ya da tek başına çalışan mikro şebekelerde güvenilir ve ekonomik bir çalışma için gereklidir. Özellikle yüksek değişken enerji kaynaklarının varlığı nedeniyle izole mikro şebekelerde bunun sağlanması zordur. Burada birim gönderim komutunun güncelleme oranı, yük ve sevk edilebilir olmayan üretimlerin ani değişikliklerini takip etmek için yeterince yüksek olmalıdır. Birincil kontrol eylem tarafından üretilen kalıcı gerilim ve frekans saptmaları da ikincil kontrol tarafından restore edilmiştir. Mikro şebekenin gönderimi ve birim taahhüdünü belirlemek amacıyla, üç ana seçenek belirlenmiştir. Bunlar, gerçek zamanlı optimizasyon, uzman sistemler ve merkezi olmayan hiyerarşik kontroldür. İkincil kontrol yapısı merkezi yaklaşımlar ve merkezi olmayan yaklaşımlar olmak üzere iki ana kategoriye ayrılabilir. Merkezi yaklaşımlı kontrol de 6'ya ayrılabilir. Bunlar; Optimal Dağıtım, Teklif Verme, Model Tabanlı Olmayan Yaklaşım, Enerji Depolama Sistem Düşünceleri, Model Öngörülü Kontrol ve Haberleşmedir.

Üçüncül kontrol denetimi en üst düzeydir, uzun vadeli ve ana güç sisteminin gereksinimlerine bağlı olarak genellikle “optimal” ayar noktalarını belirler. Bu üçüncül kontrol sistemi de birbirleri ile etkileşen birden fazla mikro şebekenin çalışmasının koordinasyonundan ve ana şebekeden (gerilim desteği, frekans regülasyonu, vb.) ihtiyaç ve gereksinimlerinin iletilmesinden sorumludur [58].

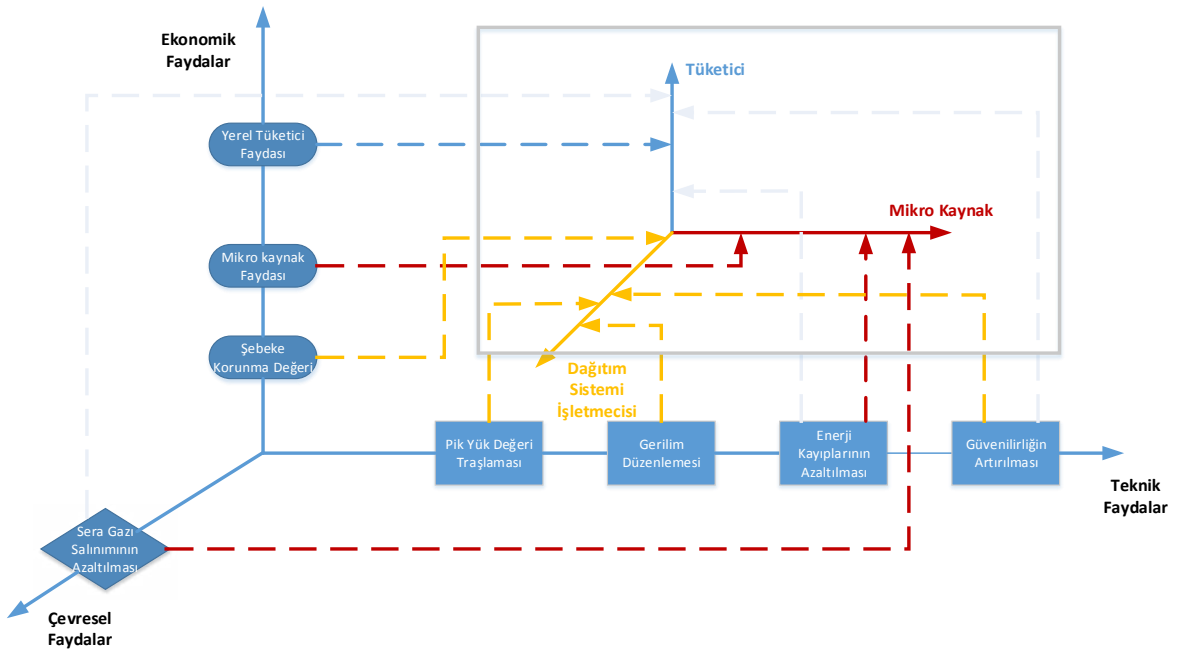
2.6. Mikro Şebekenin Faydaları

Bir işletme stratejisine bağlı olarak, bir mikro şebeke hem iç hem de dış paydaşlara çok çeşitli ekonomik, teknik, çevresel ve sosyal faydalar sağlayabilir. Şekil 2.7 işletme stratejilerine bağlı olarak mikro şebekenin sağlayacağı faydaları göstermektedir.



Şekil 2.7. Mikro şebekenin işletme stratejileri

Şekil 2.8 ise mikro şebekenin ekonomik, teknik ve çevresel faydalarına genel bir bakış sunmaktadır. Her bir fayda ögesi ilgili paydaşlara noktalı çizgilerle eşleştirilmiştir. Şekilde de görüleceği üzere, mikro şebekenin faydalarının tanımlanması, çok amaçlı ve çok paydaşlı bir konudur ve çok amaçlı ve çok paydaşlı bir ilgi koordinasyonu gerektirir [92].



Şekil 2.8. Mikro şebekenin faydalarına genel bir bakış

2.6.1. Mikro Şebekenin Ekonomik Faydaları

Bir mikro şebeke tarafından sağlanan ekonomik değerler kabaca yerel etkinlik faydası ve seçicilik faydası olarak sınıflandırılabilir. Yerel fayda, esas olarak, mikro kaynak birimlerinin tüm satış seviyesindeki fiyatlardan daha yüksek fiyatlarda satış yapabilmesi ve son tüketicilerin ise perakende satış fiyatından daha düşük fiyatlarla satın alma işlemi yapabileceği, mikro şebeke içerisinde dahili bir “şebeke üzeri” enerji pazarının oluşturulması anlamına gelir. Seçicilik faydası ise, teknik ve çevresel kısıtlamaları göz önünde bulundurarak, bütün mikro şebekenin uygun durum maliyetini minimuma indiren gerçek zamanlı sevkiyat kararlarının optimizasyonu ile ilgilidir.

Hem yerel hem de seçicilik faydaları, uygun bir pazar tasarımı/ilgi tahsis mekanizması ile hem tüketici hem de mikro kaynak sahipleri arasında her iki tarafın yararlarının makul bir şekilde bölünmesini sağlamak için ihtiyaç duyulan tüketici tarafı veya mikro kaynak tarafını ifade eder. Bir makroekonomik bakış açısından ise, bir mikro şebekenin yerel faydaları ikiye ayrılabilir:

- Mikro şebeke, yerel perakende ve hizmet pazarlarının başlatıcısı olarak hareket edebilir.
- Mikro şebeke, fiyat oynaklığı, kesinti, yük artışı vb. potansiyel risklere karşı bir engelleme aracı olarak hareket edebilir.

Bir mikro şebekenin seçicilik faydası ise aşağıdaki gibi iki açıdan kategorize edilebilir:

- Mikro şebeke hem arz taraflı hem de talep taraflı oyuncuların bir toplamı olarak hareket edebilir.
- Mikro şebeke, farklı paydaşlar (menfaat sahipleri) için bir hak artırıcı olarak hizmet edebilir [92].

Mikro şebekelerin sağlayacağı ekonomik faydalar, sağladığı maliyet tasarrufları ve pazar sorunlarına sağlayacağı çözümler şeklinde de sınıflandırılabilir. Bu sınıflamada bir mikro şebekenin sağlayacağı maliyet tasarruflarından bazıları şunlardır [7]:

- Önemli bir tasarruf, işletmenin birleşik ısı güç sisteminde atık ısınn kullanımından sağlanabilir. Bunun yanı sıra, birleşik ısı güç kaynakları, müşteri yüklerine yakın konumda yerleştirildiği zaman ısı iletimi için önemli bir altyapı gerekliliği ortadan kalkacaktır. Bu, geleneksel bir güç sistemi için elde edilebilecek maksimum% 40'a kıyasla % 80'den fazla toplam enerji verimliliği verir.

- Maliyet tasarrufu aynı zamanda birkaç mikro kaynak entegrasyonu ile gerçekleştirilir. Onlar yerel olarak tak ve çalıştır modunda yerleştirildiği zaman, iletim ve dağıtım maliyetleri önemli ölçüde azalır veya ortadan kalkar. Bir mikro şebeke içine kombine edildiğinde, üretilen elektrik tekrar uzun fiderler üzerinden ana şebekeye/şebekeden güç ithal/ihracat etme ihtiyacını azaltarak müşteriler arasında yerel olarak paylaşılabilir.

Mikro şebekenin pazar sorunlarına sağlayacağı çözümler ise şu şekilde sıralanabilir:

- Mikro şebekelerin pazar odaklı işletme prosedürlerinin gelişimi kurulan üretim şirketleri tarafından uygulanan piyasa gücünün önemli bir miktar azalmasına yol açacaktır.
- Mikro şebekeler yan hizmetleri sağlamak için kullanılabilir.
- Modüler tak ve çalıştır mikro kaynakların yaygın uygulaması güç piyasasındaki enerji fiyatlarında bir azalmaya katkıda bulunabilir.
- Şebeke yatırımı ve dağıtılmış üretim kullanımı arasındaki uygun ekonomik denge yaklaşık % 10 oranında uzun vadeli elektrik müşteri fiyatlarını muhtemelen azaltacaktır.

2.6.2. Mikro Şebekenin Teknik Faydaları

Mikro şebekeler, yerel dağıtım şebekesinin teknik performansını potansiyel olarak aşağıdaki yönlerden iyileştirebilirler [92]:

- Azaltılmış hat güç akışları nedeniyle enerji kaybı azalması,
- Koordine edilmiş reaktif güç kontrolü ve sınırlandırılmış aktif güç dağıtımı yoluyla gelişmiş gerilim kalitesi,
- Tıkanık şebekelerin ve cihazların rahatlatılmasının sağlanması, örneğin zirve yüklemesi sırasında mikro kaynak çıktılarının seçimli programlanması yoluyla bu işlemi gerçekleştirebilirler,
- Ana şebekenin herhangi bir nedenle kaybolması sırasında kısmi veya tam adalama yoluyla tedarik güvenilirliğinin artırılması. Toplam mikro şebekelerin sayısı, AG alt istasyonlarında yeterince yüksek bir paya ulaştığında, benzer teknik avantajlar çoklu mikro şebeke işletiminin bir sonucu olarak yukarı yönlü şebekelerden de beklenebilir.

Teknik faydaların gerçek seviyesi esasen iki faktöre bağlıdır: Bunlar mikro kaynak tahsisinin optimumluğu ve farklı oyuncular arasındaki koordinasyon derecesidir. Mikro kaynak boyutu ve yerinin etkili planlanması, zayıf şebekelerde büyük boyutlu mikro kaynakların rastgele ara bağlantılarını ve sistem performansına birim katkılarını en üst seviyeye çıkarabilir. Fakat bu durumda sağladığı faydalardan daha fazla teknik problemler yaratabilirler. Ayrıca, hedeflenen mikro şebeke teknik performansını her zaman korumak için merkezileştirilmiş veya merkezi olmayan biçimde gerçek zamanlı, çok birimli koordinasyon platformuna ihtiyaç duyulması da kritik önem taşımaktadır.

Mikro şebekelerin sağlayacağı teknik faydalar, ayrıca güç kalitesi konusunda ve işletme ve yatırım konularında faydalar şeklinde de sınıflandırılabilir. Güç kalitesi ve güvenilirliği ile ilgili aşağıdaki nedenlerden dolayı mikro şebekeler sayesinde iyileşmeler elde edilebilir [7]:

- Tedariğin merkezi yapıda olmaması.
- Arz ve talebin daha iyi eşleştirilmesi.
- Büyük ölçekli iletim ve üretim kesintilerinin etkisinin azaltılması.
- Mikro kaynakların black start işlemleri sayesinde iyileştirme sürecinin güçlendirilmesi ve aksama süresinin en aza indirilmesi.

İşletme ve yatırım konularıyla ilgili aşağıdaki nedenlerden dolayı mikro şebekeler sayesinde iyileşmeler elde edilebilir [7]:

- Bütün sisteme reaktif desteğin uygulanması ve bu sayede gerilim profilinin geliştirilmesi.
- İletim ve dağıtım fiderlerinde tıkanıklıkların azaltılması.
- Yaklaşık % 3 oranında iletim ve dağıtım kayıplarının azaltılması.
- Uygun varlık yönetimi sayesinde iletim ve üretim sistemleri genişleme yatırımlarının azaltılması/ertelenmesi.

2.6.3. Mikro Şebekenin Çevresel ve Sosyal Faydaları

Bir mikro şebekenin çevresel faydaları iki açıdan beklenebilir: Yenilenebilir veya düşük emisyonlu yakıtlara doğru kayma ve talep tarafı entegrasyonu da dahil olmak üzere daha verimli enerji kaynak çözümlerinin benimsenmesi. Dağıtılmış yenilenebilir kaynaklar için yaygın ulusal destek politikaları ile yenilenebilir enerji kaynaklarının maliyetlerinin yıllar boyunca düşmesine bağlı olarak mikro şebekenin yakıt değiştirme kredisinin

büyümesi beklenmektedir. Mikro şebekeler büyük konvansiyonel termik santrallere göre daha az çevresel etkiye sahiptir. Ancak, termik santraller için karbon yakalama ve depolama programlarının başarılı bir şekilde uygulanmasında büyük ölçüde çevresel etkileri azaltacaktır [7]. Mikro şebekelerin sosyal faydaları başlıca aşağıdakilerden beklenebilir [92]:

- Kamuoyunun bilinçlendirilmesi ve enerji tasarrufu ve sera gazı emisyonunun azaltılması için özendirmelerin teşvik edilmesi,
- Yeni araştırma ve iş fırsatlarının yaratılması,
- Uzak veya az gelişmiş alanların elektrifikasyonu.
- Yanma sürecinin kapalı kontrolünün sonucu olarak küresel ısınmayla mücadelede yardımcı olmasından dolayı gaz ve partikül emisyonundaki azalma.
- Mikro kaynaklar ile müşterilerin fiziksel yakınlığı, akıllı bir şekilde enerji kullanımına yönelik müşterinin farkındalığı artırmak için yardımcı olabilir.

Bu bölümde verilen faydalarla birlikte, listelenen bu etkilerin tümü, uzun vadeli etkiler olarak görülebilir ve nitel olarak anlaşılması kolay olsa da, bu etkileri nicelendirmek kolay değildir.

3. GÜÇ SİSTEMLERİNDE KARARLILIK

3.1. Giriş

Güç sistemlerinin kararlılığı, 1920'li yıllardan beri güvenli bir sistem çalışması için önemli bir sorun olarak tanınmaktadır [15, 16]. Güç sisteminin kararsızlığından kaynaklanan birçok büyük aksaklık, bu olgunun önemini güç sistemleri açısından göstermektedir [17]. Geçici kararsızlık birçok sistemde baskın kararlılık problemi olmuştur ve birçok endüstriyel sistemin kararlılığı ile ilgili odak noktası haline gelmiştir. Sürekli büyüyen elektrik şebeke yapısı, yeni teknolojilerin ve kontrollerin kullanımı ve yüksek çalışma yoğunluğu, farklı yapılarıdaki sistem kararsızlıklarının ortaya çıkmasına neden olmuştur [18]. Elektrik şebekelerinin varlığı ile nerede ise aynı yıllara dayanan güç sistemlerinin kararlılığı konusu günümüzde halen detaylı bir şekilde incelenen konuların başındadır.

Güç sistemlerinin kararlılığı 1920 yılında önemli bir problem olarak ilk kez tanınmıştır. Minyatür sistemlerin ilk laboratuvar testlerinin sonuçları 1924 yılında rapor edilmiştir. Pratik olarak güç sistemi kararlılığı üzerine ilk alan testleri 1925 yılında yürütülmüştür. İlk başlarda kararlılık problemleri uzun mesafeli iletimler üzerinden büyük şehirlerdeki yük merkezlerini besleyen uzak hidroelektrik üretim istasyonları ile ilişkilirdi. Ekonomik nedenlerle, bu sistemler sürekli durum kararlılık limitlerine yakın işletilirdi. Kararlılık problemi yetersiz senkronizasyon torkunun sonucunda kararsızlık oluşarak, büyük oranda iletim sistemlerinin uzunluğu tarafından etkilenirdi. Hata temizlenme süreleri 0.5 ile 2 saniye arasında hatta daha uzun sürelerde olacak şekilde yavaştı [25].

Kullanılan analizlerin ve modellerin metotları dinamik sistemlerin kararlılık teorileri ve hesaplama yapısındaki gelişmeler tarafından belirlendi. Hesap cetvelleri ve mekaniksel hesaplamalar kullanıldı. Bu nedenle analizlerin ve modellerin metotları basit olmak zorundaydı. Ayrıca eşit alan kriteri gibi grafiksel teknikler geliştirildi. Bu teknikler iki makineli sistemler olarak etkili bir şekilde işlem gören basit sistemlerin analizi için yeterliydi. Sürekli durum ve geçici kararlılık ayrı ayrı işlendi. Önceleri güç-açı eğrilerinin tepe ve eğimleri ile ilişkilirdi, bu şekilde sönümün pozitif olması garanti altına alınırdı. Güç sistemleri geliştikçe ve bağımsız sistemler arasında bağlantılar ekonomik olarak çekici bulundukça kararlılık problemlerinin karmaşıklığı arttı. Sistemler artık iki makine sistemi

olarak ele alınamıyordu. Kararlılık hesaplamalarının gelişmesi yönünde önemli bir adım 1930 yılında şebeke analizörünün gelişimidir. Bir şebeke analizörü aslında iletim hatları ve yükleri göstermek için ayarlanabilir direnç, indüktans ve kapasitör, generatörleri göstermek için genliği ve açısı ayarlanabilen gerilim kaynakları ve şebekenin herhangi bir yerindeki akım, gerilim ve gücü ölçmek için ölçü aletlerinden oluşan AC güç sisteminin ölçekli bir modelidir. Bu gelişme çok makineli sistemler için güç akış analizlerine izin vermiştir[25].

İlk dönemlerde güç sistemi kararlılığının bilgi ve asıl gelişmeleri senkron makine teorisinin bir genişlemesi olmasından ziyade, uzun mesafeli iletim hat çalışmalarının bir sonucu olarak meydana gelmiştir. Üzerinde durulan konular şebeke üzerineydi; generatörler sabit reaktansların arkasında basit gerilim kaynakları olarak görülüyordu ve yükler sabit empedanslar olarak göz önünde bulunduruluyordu. Bu dönemde mevcut sayısal araçlar cebirsel denklemlerin çözümüne uygun olduğu için bu bir pratik ihtiyaçtı. 1950'lerin başlarında elektronik analog bilgisayarlar senkron makineler, uyarım sistemleri ve hız regülatörlerinin detaylı modellenmesini gerektiren özel problemlerin analizi için kullanıldı. Bu simülasyonlar çok makineli sistemin davranışından ziyade ekipman karakteristiklerinin etkilerini detaylı çalışma için uygundu. Aynı zamanda 1950'lerde dijital bilgisayarların gelişimi görüldü. İlk kararlılık programlarında kullanılan modeller şebeke analizörü çalışmalarına benzerdi [25].

Güç sistemlerinin planlanmasında ve işletilmesindeki güncel eğilimler yeni kararlılık problemleri çeşitleri ile sonuçlanmıştır. Finansal ve düzenleyici koşullar geçici kararlılık sınırlarına yakın şekilde güç sistemlerinin işletilmesine ve daha az fazlalık ile güç sistemlerinin kurulmasına neden olmuştur. Ara bağlantılar çok terminalli HVDC iletim hatları gibi yeni teknolojilerin daha fazla kullanımı ile büyümeye devam etmektedir. Kararsızlığın modları sistem kararlılığının çeşitli yönlerinin kapsamlı bir değerlendirmesini gerektirmektedir. Özellikle de gerilim kararsızlığı ve düşük frekanslı bölgeler arası salınımlar geçmişe göre daha fazla büyüklükte bir endişe kaynağı oluşturmaktadır. Bu problemler, izole durumlarda ortaya çıkarken, artık daha sıradan hale geldiler [25].

Günümüz güç sistemleri, var olan tesislerden en iyi şekilde faydalanabilmek için mevcut eğilimlerden dolayı giderek zorlanan koşullar altında işletilmektedir. Artan rekabet, açık iletim erişimi ve yapısal ve çevresel kısıtlamalar, güvenli sistem çalışması için daha büyük zorluklar getiren yeni yollarla elektrik güç sistemlerinin çalışmasını şekillendirmektedir. Günümüz de güç sistemlerinin planlanması ve işletilmesi, her türlü

sistem kararsızlığının dikkatle incelenmesini gerektirmektedir. Son yıllarda güçlü araçlar ve teknikler sunma konusunda önemli gelişmeler yaşanmıştır [93].

3.2. Güç Sistemleri Kararlılığı

Güç sistemi kararlılığı, belirli bir başlangıç çalışma şartı için bir elektrik güç sisteminin fiziki bir bozukluğa maruz kaldıktan sonra bir işletim dengesini geri kazanma yeteneğini ifade eder. Arızalanan elemanların izolasyonu nedeniyle veya sistemin geri kalan kısmının işletme devamlılığını korumak için kasıtlı olarak sistemden çıkarılan kısımlar hariç, pratik olarak güç sisteminin tamamının bozulmadan kaldığı zaman sistemin bütünlüğü korunur. Kararlılık, karşıt güçler arasındaki denge koşuludur ve kararsızlık, bozucu karşıt güçlerin bir dizisi arasında sürekli bir dengesizliğe yol açtığında ortaya çıkar [94].

Güç sistemi sürekli değişen bir ortamda çalışan oldukça doğrusal olmayan bir sistemdir; Yükler, generatör çıkışları, topolojisi ve anahtar işletme parametreleri sürekli değişir. Sistemin kararlılığı bir geçici bozucuya maruz kaldığı zaman, bozukluğun niteliğine ve başlangıçtaki çalışma koşuluna bağlıdır. Bozucu etki küçük veya büyük olabilir. Yük değişimi şeklinde oluşan küçük bozukluklar sürekli olarak ortaya çıkar ve sistem değişen koşullara göre ayarlanır. Sistem, bu koşullar altında tatmin edici bir şekilde çalışabilmelidir ve yük talebini başarıyla karşılamalıdır. Aynı zamanda, bir iletim hattındaki kısa devre veya büyük bir generatörün kaybolması gibi ciddi nitelikteki birçok rahatsızlıktan kurtulabilmelidir [95].

Geçici bir bozulmadan sonra, eğer güç sistemi kararlıysa, pratik olarak tüm sistem bozulmadan yeni bir denge durumuna ulaşacaktır. Otomatik kontrollerin ve operatörlerin müdahaleleri sonunda sistem normal duruma dönecektir. Öte yandan, eğer sistem kararsız ise, eksik veya yıkık bir durumla sonuçlanacaktır. Mesela, generatör rotorlarının açısız ayırımında aşamalı bir artış veya bara gerilimlerinde aşamalı bir azalma vb. Şebeke koşullarına bağlı olarak, güç sisteminin bir bölümündeki kararsızlık, birbirini takip eden kesintilere ve güç sisteminin önemli bir bölümünün kapanmasına neden olabilir [94].

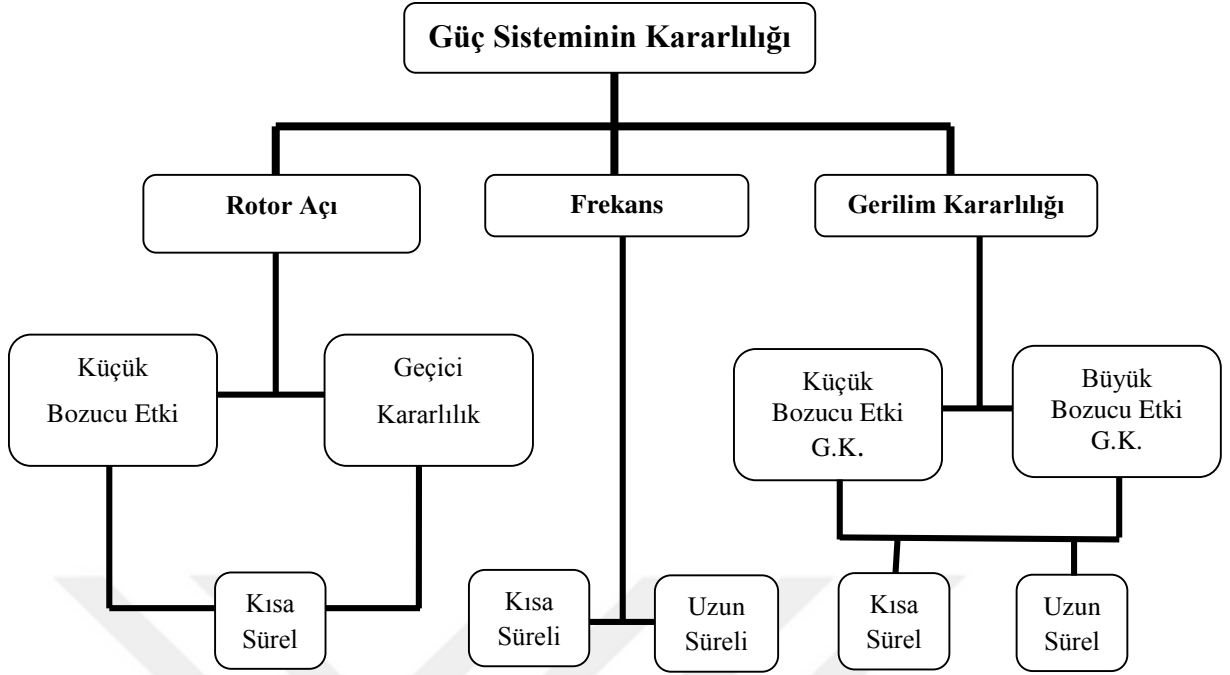
Geleneksel olarak kararlılık problemi senkron çalışmayı devam ettirmez. Güç sistemleri, büyük oranda elektrik enerjisi üretimi için senkron makinelere dayandığından, tatmin edici sistem çalışması için gerekli koşul, tüm senkron makinelerin senkronizmada kalmasıdır. Kararlılığın bu yönü, generatör rotor açılarının dinamikleri ve güç-açı ilişkileri

tarafından etkilenir. Senkronizma kaybı olmadan da kararsızlık ile karşılaşılabilir. Örneğin, bir indüksiyon motorunu besleyen bir generatörden oluşan bir sistem, yük geriliminin çökmesi nedeniyle kararsız hale gelebilir. Bu durumda, senkronizmanın korunmasından ziyade, konu gerilimin kararlılığı ve kontrolü noktasıdır. Bu tür bir kararsızlık, aynı zamanda büyük bir sistemde geniş bir alanı kaplayan yükler durumunda da ortaya çıkabilir [95].

3.3. Güç Sistemi Kararlılığının Sınıflandırılması

Güç sistemlerinin kararlılığının sınıflandırılması üzerine birçok çalışma mevcut olup, bu konu hakkında ortak bir sınıflandırma için IEEE ve CIGRE ortak çalışma grubu 2004 yılında “Güç Sisteminin Kararlılığının Tanımlanması ve Sınıflandırılması” isimli çalışmayı gerçekleştirmişlerdir. Bu çalışmaya göre güç sistemleri kararlılığı genel olarak üç grup altında ele alınmıştır. Bu gruplar rotor açısı kararlılığı, gerilim kararlılığı ve frekans kararlılığı olarak belirlenmiştir (Şekil 3.1). Ayrıca bu gruplandırmada rotor açısı kararlılığı genel olarak incelendiği zaman aralığı açısından kısa dönem bir olgu olarak ele alınırken gerilim ve frekans kararlılığı incelendiği zaman aralığı açısından hem kısa dönem hem de uzun dönemli bir olgu olarak gruplandırılmışlardır. Bu gruplandırmada ayrıca rotor açısı kararlılığı sistemin karşılaştığı bozucunun büyüklüğüne göre küçük bozucu açısı kararlılığı ve geçici kararlılık şeklinde iki alt gruba ayrılırken gerilimi kararlılığı küçük bozucu gerilim kararlılığı ve büyük bozucu gerilim kararlılığı şeklinde iki gruba ayrılmıştır [18].

Güç sistemlerinin çalışması için üç büyüklük oldukça önemlidir. Bunlar; Güç veya yük açısı olarak da adlandırılan düğüm gerilimleri açısı δ , frekans f ve düğüm gerilim büyüklükleri (V) dir. Bu büyüklükler aynı zamanda, güç sistemi kararlılığının tanımlaması ve sınıflandırması açısından özellikle önemlidir. Bu nedenle güç sistemleri kararlılığı; rotor (veya güç) açısı kararlılığı, frekans kararlılığı ve gerilim kararlılığı’na bölünebilir.



Şekil 3.1. Güç sistemi kararlılığının IEEE / CIGRE' ye göre sınıflandırılması

Güç sistemleri doğrusal olmadıkları için, kararlılık hem başlangıç şartlarına hem de bozucunun boyutuna bağlıdır. Buna bağlı olarak, rotor açısı ve gerilim kararlılığı, küçük ve büyük bozucu kararlılığına bölünmüştür. Güç sistemi kararlılığı esas olarak elektromekaniksel olgular ile bağlantılıdır. Bununla birlikte, aynı zamanda kararlılık hızlı elektromanyetik olgular ve yavaş termodinamik olgulardan da etkilenir. Dolayısıyla, olguların türüne bağlı olarak, güç sistemleri kararlılığı kısa dönemli kararlılık ve uzun dönemli kararlılık olarak da ifade edilebilir [96].

3.3.1. Rotor Açısı Kararlılığı

Rotor açısı kararlılığı, büyük veya küçük bozukluklardan sonra şebekenin senkron makinelerinin senkronizmada kalma yeteneğine işaret eder ve doğrudan sistemdeki her senkron makinadaki elektromanyetik tork ve mekanik tork arasındaki dengenin korunması veya yeniden sağlanmasıyla bağlantılı olabilir. Bu durumda, kararlılık problemleri, bazı generatörlerde senkronizasyon kaybı nedeniyle güç/frekans salınımları aracılığıyla belirgin olurlar [19].

Rotor açısı kararlılığı problemi güç sistemlerinin doğasında bulunan elektromekaniksel salınımların incelenmesini içerir. Bu sorunun temel bir faktörü, senkron

makinaların güç çıkışlarının rotor açıları değıştikçe değışmesidir. Sürekli durum koşulları altında, giriş mekanik torku ile her generatörün çıkış elektromanyetik torku arasında denge vardır ve hız sabit kalır. Eğer sistem bozulmuşsa, bu denge bozulmuş olup, dönen bir gövdenin hareket yasalarına göre makinelerin rotorlarının hızlanması veya yavaşlaması ile sonuçlanır. Bir generatör geçici olarak diğerinden daha hızlı çalışırsa yavaş giden makineye göre onun rotorunun açısal pozisyonu ileri olacaktır. Ortaya çıkan açısal fark, güç-açı ilişkisine bağlı olarak yükün bir kısmını yavaş makineden hızlı makineye aktarır. Bu, hız farkını ve dolayısıyla açısal ayırımı azaltma eğilimindedir. Güç-açı ilişkisi doğrusal değildir. Belirli bir sınırın ötesinde, açısal ayrılmadaki bir artış, güç aktarımında bir azalmaya eşlik eder ve böylece açısal ayrılma daha da arttırılır. Sistem, bu rotor hız farklarına karşılık gelen kinetik enerjiyi ememezse, kararsızlıkla sonuçlanır. Verilen herhangi bir durum için, sistemin kararlılığı, rotorların açısal konumlarındaki sapmalarını yeterli geri düzeltici torklar ile sonuçlandırıp sonuçlandıramadıklarına bağlıdır [18, 25].

Şekil 3.1’de gösterilen açı kararlılık sınıflandırması fiziksel olguların özellikleriyle ve ayrıca onların analizleri için kullanılan tekniklerin karakteristikleriyle ilgili olmak zorundadır. Bu nedenle küçük bozucu (aynı zamanda küçük sinyal veya salınımlı olarak adlandırılır) rotor açı kararlılığı generatörlerin küçük arızalardan sonra senkronizasyonlarını sürdürebilme kabiliyeti ile ilişkilidir.

Küçük bozulma kararlılığı, sistemin başlangıç çalışma durumuna bağlıdır. Meydana gelebilecek kararsızlık iki şekilde olabilir: Senkronize edici tork eksikliğinden dolayı salınımsız veya periyodik olmayan bir modda rotor açısında artış veya yeterli sönüm torkunun olmamasından dolayı artan genlikte rotor salınımları. Günümüzün güç sistemlerinde, küçük bozulma rotor açısı kararlılık problemi genellikle salınımların yetersiz sönümlenmesiyle ilişkilidir. Sürekli olarak hareket eden generatör gerilim regülatörleri kullanılarak periyodik olmayan kararsızlık sorunu büyük oranda ortadan kaldırılmıştır. Bununla birlikte, uyarıcı sınırlayıcılarının (alan akım sınırlayıcıları) eylemlerine maruz kaldıklarında generatörler sabit bir uyartım ile çalıştıklarında, bu problem hala oluşabilir [18, 25].

Genellikle geçici kararlılık olarak adlandırılan büyük bozulma rotor açısı kararlılığı, generatörlerin kısa devreler veya büyük iletim hatlarının kesilmesi gibi ciddi bozukluklara maruz kaldıklarında senkronizasyonu sürdürme kabiliyetine karşılık gelir. Bu durumda sistemin doğrusal olmayan yönleri sistem tepkisini yönetir; bu nedenle denklem doğrusallaştırmaları işe yaramaz ve ana doğrusal olmayan sistem karakteristikleri için tam

olarak açıklayan kısa dönem analiz araçları gerektirir. Doğrusal olmayan sistem teorisine dayanarak, bu analiz, “temizlenme” noktasındaki sistem hatası yörüngesinin, bozukluk sonrası kararlı denge noktası ile ilişkili kararlılık bölgesinin dışında veya içinde olup olmadığını belirlemek olarak görülebilir [19].

Geçici kararlılık, hem sistemin başlangıçtaki çalışma durumuna hem de bozulmanın şiddetine bağlıdır. Kararsızlık, genellikle, ilk salınım kararsızlığı olarak açığa çıkan yetersiz senkronizasyon torkundan dolayı, periyodik olmayan açısız ayrılma biçimindedir. Bununla birlikte, büyük güç sistemlerinde, tek bir modla ilişkili ilk salınım kararsızlığı olarak geçici kararsızlık her zaman ortaya çıkmayabilir, yavaş bir bölgeler arası salınım modunun ve birinci salınımın ötesinde rotor açısının geniş bir gezinmesine neden olan bir yerel tesis salınım modunun üst üste bindirilmesinin bir sonucu olabilir. Ayrıca, ilk salınımın ötesinde kararsızlığa neden olan tek bir modu etkileyen doğrusal olmayan etkilerin bir sonucu olabilir. Geçici kararlılık çalışmalarında ilgi zamanı, bozulmadan sonra genellikle 3 ila 5 saniye arasındadır. Bu süre bölgeler arası salınımların hakim olduğu çok büyük sistemler için 10-20 saniyeye kadar uzayabilir [18, 25].

3.3.2. Gerilim Kararlılığı

Gerilim kararlılığı, bir güç sisteminin normal çalışma koşulları altında ve bir bozulmaya maruz bırakıldıktan sonra sistemdeki tüm baralarında sabit gerilimleri muhafaza etme kabiliyeti ile ilgilidir. Meydana gelebilecek kararsızlık, bazı baraların gerilimlerinin aşamalı düşmesi veya yükselmesi şeklinde gerçekleşir. Gerilim kararsızlığının olası sonucu, gerilimlerin kabul edilemeyecek derecede düşük değerlere ulaştığı veya güç sisteminin bütünlüğünün kaybolduğu bölgede yükün kaybıdır. Bara gerilimlerindeki aşamalı düşüş, adım dışına çıkan rotor açılarıyla da ilişkilendirilebilir. Örneğin, iki makine grubu arasındaki rotor açıları 180^0 'ye yaklaştığı zaman veya bu değeri geçtiğinde makinelerin senkronizasyonu yavaş yavaş kaybedildiğinde, elektrik merkezine yakın şebekedeki orta noktalarda çok düşük gerilimler oluşacaktır [25]. Bunun aksine, gerilim kararsızlığına bağlı sürekli gerilim düşüşü tipi, rotor açısı kararlılığının önemli olmadığı durumlarda ortaya çıkar [94].

Gerilim kararsızlığı, iletim ve üretim sistem bileşiminin kapasitesinin ötesinde güç tüketimini yeniden oluşturmak için yük dinamiklerinin girişimlerinden kaynaklanır. Gerilim olgusu birçok şebeke barasında büyük şekillerde kontrol edilemeyen gerilim

düşüşleri şeklinde kendini gösterir. Maksimum ulaşılabilir güç sınırı aşıldığında, yük güç düzenleme mekanizması dengesiz hale gelir ve tüketilen güç azalabilir. Herhangi bir kararlılık problemi dinamikleri içerir ve bunlar ya diferansiyel denklemler (sürekli dinamikler) ile ya da fark denklemleri ile (ayrık dinamikler) modellenenir. Yükler; gerilim kararsızlığının itici gücüdür ve bu nedenle bu olguya aynı zamanda yük dengesizliği de denir [97]. Gerilim kararsızlığı ve gerilim çökmesi birbirinin yerine kısmen kullanılabilir. Gerilim kararlılığı veya gerilim çökmesi sıklıkla statik (güç akışı) analizler için bir sürekli durum “uygulanabilir” problemine uygun olarak ele alınmıştır. Sürekli işletme şartları sırasında üretim kaynaklarından tüketim noktalarına reaktif güç transfer etme yeteneği gerilim kararlılığının en önemli yönüdür. Şebeke maksimum güç transfer limiti mutlaka gerilim kararlılık limiti değildir. Gerilim kararsızlığı veya çökmesi dinamik bir süreçtir. Kararlılık kelimesi bir dinamik sistemi ima eder. Bir güç sistemi dinamik bir sistemdir. Gerilim kararlılığı yük kararlılığı olarak isimlendirilir [98].

Gerilim, güç sistemi tepkisinin ayrılmaz bir parçası olarak düşünülmüştür ve sistem kararlılığı ve güvenliğinin önemli bir parçasıdır. Böylece gerilim kararsızlığı ve çöküşü, sistem kararlılığı probleminden ayrılamaz. İletim hatlarındaki artan yük, reaktif güç kısıtlamaları, yük kademe değiştiricisi dinamikleri ve yük karakteristikleri gibi gerilim çökmesine katkıda bulunan çeşitli faktörler vardır. Gerilim kararlılığının aksine, kontrolsüz generatör rotor salınımlarından kaynaklanan senkronizasyon kaybı problemi, aç dengesi olarak adlandırılır. Senkronizasyon kaybına aynı zamanda gerilim kararsızlığı da eşlik edebilir. Bununla birlikte, mevcut bağlamda gerilim kararsızlığı, gerilim çökmesine yol açan bir bozulma tarafından tetiklenen gerilimde kontrolsüz bir düşüş anlamına gelir ve esas olarak yük ile bağlantılı dinamiklerden kaynaklanır. Gerilim çökmesi üzerine frekans artabilir, ancak generatörler normalde senkronizasyonda kalır [99].

Rotor açısı kararlılığında olduğu gibi, gerilim kararlılığı da aşağıdaki alt kategorilere ayrılabilir [94]:

1. Büyük arıza gerilim kararlılığı, bir sistemin sistem arızaları, generatör kaybı veya devre arızaları gibi büyük bozucuları takiben gerilimleri kontrol etme kabiliyeti ile ilgilidir. Bu yeteneği, sistem yük özellikleri ve sürekli ve ayrık kontrollerin ve korumaların etkileşimleri belirler. Büyük bozucu kararlılığın saptanması, bir sistemin doğrusal olmayan dinamik performansının, yük altında transformatör kademe değiştiricileri ve generatör alan akım sınırlayıcıları gibi cihazların etkileşimlerini yakalamak için yeterli bir süre boyunca

incelenmesini gerektirir. Çalışma süresi, birkaç saniyeden onlarca dakikaya kadar uzayabilir. Bu nedenle, analiz için uzun dönemli dinamik simülasyonlar gerekir.

2.Küçük bozulma gerilim kararlılığı, bir sistemin sistem yükündeki artma değişiklikleri gibi küçük dalgalanmaları takiben gerilimleri kontrol etme kabiliyeti ile ilgilidir. Bu kararlılık şekli yüklerin özellikleri, sürekli kontroller ve belirli bir zamanda ayırık kontroller tarafından belirlenir. Bu konsept, herhangi bir anda sistem geriliminin küçük sistem değişikliklerine nasıl tepki vereceğini belirlemede yararlıdır. Statik analizler, kararlılık marjlarını belirlemede, kararlılığı etkileyen faktörleri belirlemede, geniş bir sistem koşulları aralığını ve çok sayıda beklenmedik durum sonrası senaryoları incelemeye etkin bir şekilde kullanılabilir. Küçük bozulma gerilim kararlılığı için bir kriter, sistemdeki her bir bara için belirli bir çalışma koşulunda, aynı baradaki reaktif güç enjeksiyonu arttıkça bara gerilim büyüklüğünün artmasıdır. Sistemdeki en azından bir bara için, aynı baradaki reaktif güç enjeksiyonu (Q) arttıkça, bara gerilim büyüklüğü (V) düşerse, bu sistem gerilimi kararsızdır. Başka bir deyişle, bir sistem, V - Q duyarlılığı her bara için pozitifse gerilim kararlıdır ve en az bir bara için V - Q duyarlılığı negatifse kararsızdır.

Gerilim kararlılığı kısa veya uzun dönemli bir olgu olabilir. Oluşan olgunun süresi temel alınarak gerilim kararlılığını aşağıdaki gibi sınıflandırmak ve analiz etmek genellikle daha etkilidir [94]:

Kısa dönemli gerilim kararlılığı, indüksiyon motorları, elektronik olarak kontrol edilen yükler ve HVDC dönüştürücüler gibi hızlı hareket eden cihazların dinamiklerini içerir. Uzun süreli gerilim kararlılığı, kademe değiştiren transformatörler, termostatik olarak kontrol edilen yükler ve generatör alan akım sınırlayıcıları gibi yavaş çalışan cihazları içerir. Çalışma süresi birkaç dakikaya kadar uzayabilir.

3.3.3. Frekans Kararlılığı

Frekans kararlılığı, üretim ve yük arasında önemli bir dengesizliğe neden olan ciddi bir sistem bozulmasından sonra güç sisteminin sabit frekansta kalma yeteneğini ifade eder [18]. Üretim ve yük arasındaki herhangi bir dengesizlik, sistem frekansının nominal değere göre sapmasına ve dolayısıyla güç şebekesi açısal frekansında değişikliklere neden olur. Sistem frekansı ve açısal frekans, küresel miktarlar olduğundan, üretim ve yük arasındaki herhangi bir dengesizlik, güç sisteminin tüm senkron makinelerinin çalışmasını etkiler.

Açısal frekanstaki herhangi bir değişiklik, elektromanyetik torkta ve sonuçta elektromanyetik tork ile her senkron makinanın mekanik torku arasındaki dengesizlikle sonuçlanır [100].

Güç sistemleri, frekans kontrolü için kullanılan otomatik ve manuel kontrol sistemleri ile tasarlanmıştır. Avrupa'da frekans kontrolü üç düzeyde gerçekleştirilir. Birincil ve ikincil kontroller otomatik sistemlerdir ve frekans sapmalarına çok hızlı tepki verebilirler. Üçüncü kontrol seviyesi, sevkiyat merkezinin çağrısı üzerine güç rezervlerinin manuel olarak yerleştirilmesinden oluşur. Birincil kontrol bozulma oluşumundan sonra ilk saniyede frekans dengeye getirmek üzere tasarlanırken, ikincil kontrol otomatik olarak üretim ve yükü dengelemek ve sistem frekansını önceden tanımlanmış sınırlar içerisine getirmek üzere tasarlanmıştır. Üçüncü kontrol seviyesinin, ikincil rezervin yerini alması, böylelikle, istenmeyen güç dengesizliklerine ve frekans sapmalarına karşı koymak için sistemde yeterli otomatik aktif güç rezervinin korunması amaçlanmaktadır [100].

Bir iletim hattının veya bir trafo bağlantısının kesilmesi, diğer şebeke branşmanlarının aşırı yüklenmesine ve bazı şebeke koridorlarındaki kapasitenin zayıflamasına neden olabilir. Bu durum, uzun vadede, üretim ve yük arasında ciddi yerel dengesizlik yaratabilir. Büyük frekans gezintileri ile sonuçlanan şiddetli sistem bozulmaları aynı zamanda güç akışı değişikliklerine, büyük gerilim değişimlerine ve diğer sistem değişkenlerinde önemli değişikliğe neden olur. Frekans değişimlerine oranla yüzde olarak daha yüksek olabilen gerilim büyüklüğü değişiklikleri, aynı zamanda yük-üretim dengesini de etkiler. Yüksek gerilim, uyartım rölelerinin veya Volt / Hertz rölelerinin kötü şekilde tasarlanmasıyla veya koordinasyonun kaybolması nedeniyle istenmeyen generatör atmalarına neden olabilir. Aşırı yüklenmiş bir sistemde, düşük gerilim, empedans rölelerinin istenmeyen şekilde çalışmasına neden olabilir. Dolayısıyla, frekans kararsızlığının bağımsız bir olgu olmadığı söylenebilir. Büyük frekans sapmaları, sistem üretimi ve yük arasındaki dengeyi korumak / tekrardan kurmak için senkron generatörlerin yeteneksizliğinden kaynaklanmaktadır. Kararsızlık, üretim birimleri ve/veya yüklerin atılmasına yol açan sürekli salınım şeklinde ortaya çıkabilir. Bu nedenle, kesilen yük miktarını en aza indirmek için zamanında ve en uygun eylemler gerçekleştirilmelidir [100].

4. GÜÇ SİSTEMLERİ KARARLILIĞI ANALİZ YÖNTEMLERİ

4.1. Giriş

Bir güç sistemi, normal olarak çalıştığı zaman parametreleştirilmiş diferansiyel-cebirsal denklemlerin (DAE) bir sistemi ile modellenir. Geçici bir süreç oluştuğunda ise zaman-parçalı DAE'ler ile modellenir. Güç sistemlerinin normal çalışması statik kararlılık problemiyle ilgilidir. Geçici süreç ise dinamik kararlılık problemiyle ilgilidir. Güç sistemlerinde kararlılık problemleri statik ve dinamik olarak sınıflandırıldıktan sonra, matematiksel formülasyonlar önerilmekte ve bunlarla ilgili matematiksel problemler farklı matematiksel araçlar kullanılarak incelenmektedir. Statik durumda, geçerlilik bölgesinin belirlenmesi, cebirsal denklemlerin çözülmesi ile ilgili iken; dinamik durumda ise çekicilik alanını belirleme DAE'yi çözmeyle ilgilidir [101].

Statik kararlılık, küçük bir bozucuya maruz kaldıktan sonra sistemin tekrar bozucu etki öncesi çalışma koşullarına kendi kendine dönme yeteneğidir. Güç sistemlerinde küçük değişimler her zaman olabileceği için, statik hal kararlılığı ayrıca sistemin sürekli çalışabilme yeteneği anlamına gelir. Güç sistemine ait tüm durum değişkenleri çok küçükse, sistem başlangıç çalışma durumu civarında çalışıyor demektir. Sistemin bu durumdaki davranışı cebirsal ve birinci mertebeden diferansiyel denklemlerden oluşan matematiksel modellerle incelenir. Elektrik şebekesine ait cebirsal denklemler ve her bir makineye ait diferansiyel denklemler, sürekli çalışma noktası etrafında küçük değişimler için doğrusal hale getirilir ve bu doğrusal denklemler kontrol teorisinde kullanılan Lyapunov, Hurwitz, Routh, Bode, Mickaylov, Nyquist vb. yöntemler yardımıyla kararlılık analizleri yapılır [102].

Dinamik kararlılık, yani büyük bir bozucu sonrası, sistemin matematiksel modeli doğrusal olmayan diferansiyel denklemlerden oluşur. Bu tür denklemlerin çözülmesi ve dinamik kararlılık analizlerinin yapılabilmesi için sayısal simülasyon yöntemleri kullanılmaktadır. Sayısal simülasyon işleminde, ilk başta bozucu etki öncesi sistemin sürekli haldeki yük akışı gerçekleştirilir. Daha sonra, tüm çalışma koşullarını içerecek şekilde oluşturulan sistemin matematiksel modelinin bilgisayarla çözümü ile sistemin kararlılık analizi yapılır [102].

4.2. Güç Akış Analizi

Güç akışı (yük akışı) analizi belirli terminal veya bara koşulları için bir iletim şebekesinin güç akışlarının ve gerilimlerinin hesaplanmasını içerir. Bu hesaplamalar sürekli durum ve güç sisteminin dinamik performansı için gereklidir. Sistemin tek-faz gösterimine olanak sağlaması için varsayılır. Büyük güç sistemi çalışmaları için yaygın uygulama büyük güç dağıtım noktalarından bakılıyormuş gibi karmaşık (karma) yüklerin gösterimidir. Bu yüzden yüklerin üzerine dağıtım sistemi gerilim kontrol cihazlarının etkileri örtülü olarak gösterilir [25].

Güç akış çalışmalarında öncelikli olarak güç sisteminde bulunan baraların sınıflandırılması gerçekleştirilmektedir. Güç sisteminde her bir bara için 4 büyüklük vardır. Bunlar aktif güç P , reaktif güç Q , gerilim genliği V ve gerilim açısı θ 'dır. Güç akış çalışmalarında baralar (düğümler) aşağıdaki tipler ile temsil edilir ve her bir barada yukarıdaki 4 büyüklükten 2 tanesi belirlidir [25]:

- Gerilim kontrollü (PV) bara:** Aktif güç ve gerilim genliği belirlidir. Ayrıca, reaktif güç limitleri tek tek cihazların karakteristiklerine bağlı olarak belirlenir. Örnek olarak, generatörlere, senkron kondensörlere ve statik var kompensatörlerine sahip baralar bu tiptendir.

- Yük (PQ) barası:** Aktif ve reaktif güç belirlidir. Normal olarak yüklerin sabit güç katsayısına sahip olduğu varsayılır. Eğer yük altında kademe değiştirici (ULTC) dağıtım transformatörünün işletme etkisi ihmal edilirse, P ve Q yükünün bara geriliminin bir fonksiyonu olarak değiştiği varsayılır.

- Cihaz barası:** HVDC dönüştürücüler vb. cihazlarla ilişkili özel sınır koşulları verilir.

- Gevşek (Salınım) bara:** Gerilim genliği ve faz açısı belirlidir. Sistemdeki güç kayıpları önceden bilinmediği için en azından bir bara belirsiz P ve Q değerlerine sahip olmak zorundadır. Bu nedenle salınım barası gerilimi bilinen tek baradır.

Bazı uygulamalarda, kabul edilebilir sınırlar içerisinde salınım barasına ait Q değerinin tutulması istenir; aksi halde güç-akış çözümü gerçek dışı olabilir. Sınırlı bir değerdeki Q ile salınım bara geriliminin sadece açısı bilinir.

4.2.1. Şebeke Eşitlikleri

Şebekenin bara (düğüm) gerilimleri ve akımları arasındaki ilişkiler ya çevre eşitlikleri ya da düğüm denklemleri tarafından gösterilebilir. Normalde düğüm denklemleri tercih edilir, çünkü bağımsız düğüm denklemlerinin sayısı bağımsız çevre denklemlerinin sayısından daha azdır. Düğüm admitans matrisi vasıtasıyla şebeke denklemleri aşağıdaki gibi yazılabilir:

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_1 \\ \tilde{I}_2 \\ \vdots \\ \tilde{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_1 \\ \tilde{V}_2 \\ \vdots \\ \tilde{V}_n \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Burada;

n düğümlerin toplam sayısıdır.

Y_{ii} i düğümünün öz admitansıdır.

= i düğümünde sonlanan tüm admitansların toplamı

Y_{ij} i ve j düğümleri arasındaki ortak admitansdır.

= i ve j düğümleri arasındaki tüm admitansların toplamının ters işaretlisi

$\tilde{V}_i$ i düğümündeki toprağa göre fazör gerilimidir.

$\tilde{I}_i$ i düğümünden şebeke içine akan fazör akımıdır.

Şebeke düğümlerine bağlanan generatörlerin, doğrusal olmayan yüklerin ve diğer aletlerin (örneğin, dinamik reaktif kompanzatörler, HVDC dönüştürücüler) etkileri düğüm akımlarında yansıtılır. Sabit empedanslı (doğrusal) yükler düğüm admitans matrisinde yer alırlar.

Doğrusal olmayan güç akış denklemleri

Eğer $\tilde{I}$ akım girişleri biliniirse denklem (4.1) doğrusal olacaktır. Bunun yanında uygulamada düğüm girişleri çoğu düğüm için bilinmez. Herhangi bir k düğümündeki akım aşağıdaki gibi P , Q ve $\tilde{V}$ değerlerine bağlıdır.

$$\tilde{I}_k = \frac{P_k - jQ_k}{\tilde{V}_k^*} \quad (4.2)$$

PQ düğümleri için P ve Q değerleri belirlidir ve PV düğümleri içinde P ve $\tilde{V}$ 'nin genlik değerleri belirlidir. Diğer düğüm tipleri için P , Q , $\tilde{V}$ ve $\tilde{I}$ arasındaki ilişkiler düğümlere bağlanan cihazların karakteristikleri tarafından belirlenir. Açık bir şekilde, düğümlerin farklı tipleri tarafından dayatılan sınır koşulları bu problemi doğrusal olmayan

problem yapar ve bu yüzden güç akış denklemleri Gauss Seidel veya Newton Raphson metotları gibi teknikler kullanılarak tekrarlamalı bir şekilde çözülürler [25].

4.2.2. Gauss- Siedel Metodu

Bu metot 1874 yılında Seidel tarafından sunulan tekrarlamalı yaklaşıma dayanır. Güç akış problemlerine uygulamak için k . düğüm için denklem (4.1) ve (4.2)'den aşağıdaki ifade yazılabilir.

$$\frac{P_k - jQ_k}{\tilde{V}_k^*} = Y_{kk} \tilde{V}_k \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n Y_{ki} \tilde{V}_i \quad (4.3)$$

Denklem (4.3)'den $\tilde{V}_k$ gerilimi aşağıdaki gibi ifade edilebilir:

$$\tilde{V}_k = \frac{P_k - jQ_k}{Y_{kk} \tilde{V}_k^*} - \frac{1}{Y_{kk}} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n Y_{ki} \tilde{V}_i \quad (4.4)$$

Denklem (4.3) tekrarlamalı algoritmanın kalbidir. Tekrarlamalı adımlar bütün yük baralarındaki gerilimlerin genlik ve açılarının ve bütün generatör baralarındaki gerilim açılarının kabul edilebilir tahminleri ile başlar. Bir yük barası için P ve Q bilinir ve denklem (4.4) bütün baralar için mevcut olan en iyi gerilim değerleri kullanılarak $\tilde{V}_k$ gerilimini hesaplamak için kullanılır. Diğer bir deyişle, bir sonraki adıma geçirilmiş bara gerilimleri uygun olduklarında kullanılır. Örneğin, p . adım için k barasındaki V_k gerilimini hesaplamak için bara gerilimlerinin en iyi değerleri $V_1^p, V_2^p, \dots, V_{k-1}^p, V_k^{p-1}, V_{k+1}^{p-1}, \dots, V_n^{p-1}$, dir.

Eğer k . bara bir generatör barası ise aşağıdaki prosedür kullanılır.

a) (4.3) denklemi yeniden düzenlenerek aşağıdaki denklem elde edilir.

$$Q_k = -\text{Im} \left[\tilde{V}_k^* \sum_{i=1}^n Y_{ki} \tilde{V}_i \right] \quad (4.5)$$

Burada Q_k bara gerilimlerinin mevcut olan en iyi değerleri kullanılarak hesaplanır. Eğer Q_k değeri Q_{kmax} ve Q_{kmin} sınırları içinde ise o $\tilde{V}_k$ 'nın güncellenmiş değerini hesaplamak için denklem (4.3)'de kullanılır. $\tilde{V}_k$ 'nın reel ve imajiner bileşenleri, generatör gerilimi genliğinin belirlenmiş değerinin onun güncellenmiş değerlerinin genliğine bölümü ile çarpılır, bu nedenle genlik sınırlamalarına uyulmuş olunur. Diğer bir deyişle, gerilimin

genliği belirlenmiş değeri almaya zorlanır ve gerilimin açısının hesaplanması için denklem (4.4) ve (4.5) çözülür.

b) Eğer denklem (4.5) ile hesaplanan Q_k değeri ya maksimum ya da minimum sınırı aşarsa onun değeri aştığı sınır değerine ayarlanır. $\tilde{V}_k$ 'nin güncellenmiş değeri generatör barası bir PQ düğümü gibi göz önüne alınarak hesaplanır.

Tekrarlama adımları, art arda adımlar ile hesaplanan her bir baraya ait gerilimlerin reel ve imajiner bileşenleri belirli bir toleransa yaklaşıncaya kadar sürdürülür [25].

4.2.3. Newton-Raphson Metodu

Bu metot doğrusal olmayan denklemlerin bir kümesini çözmek için bir tekrarlamalı tekniktir.

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= b_1 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) &= b_2 \\ &\vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) &= b_n \end{aligned} \quad (4.6)$$

Eğer tekrarlama adımları n bilinmeyen için $x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0$ 'nin bir başlangıç tahmini ile başlarsa ve eğer denklemleri tam olarak karşılansın diye $\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n$ tahminler için gerekli düzeltmeler olursa aşağıdaki denklemleri elde ederiz.

$$\begin{aligned} f_1(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_n^0 + \Delta x_n) &= b_1 \\ f_2(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_n^0 + \Delta x_n) &= b_2 \\ &\vdots \\ f_n(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_n^0 + \Delta x_n) &= b_n \end{aligned} \quad (4.7)$$

Yukarıdaki denklemlerin her biri Taylor teoremi kullanılarak genişletilebilir. i . denklemin genişletilmiş formu aşağıdaki gibidir:

$$\begin{aligned} &f_i(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_n^0 + \Delta x_n) \\ &= f_i(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) + \left(\frac{\partial f_i}{\partial x_1}\right)_0 \Delta x_1 + \left(\frac{\partial f_i}{\partial x_2}\right)_0 \Delta x_2 + \dots + \left(\frac{\partial f_i}{\partial x_n}\right)_0 \Delta x_n \\ &+ \Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n \text{ 'nin daha yüksek güçlü terimleri} \\ &= b_i \end{aligned} \quad (4.8)$$

Eğer başlangıç değerleri doğru çözüme yakınsa daha yüksek güçlü terimler ihmal edilebilir. Ortaya çıkan matris formundaki denklemlerin doğrusal kümesi aşağıdaki gibidir.

$$\begin{bmatrix} b_1 - f_1(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \\ b_2 - f_2(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \\ \vdots \\ b_n - f_n(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)_0 & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_2}\right)_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)_0 \\ \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_1}\right)_0 & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_2}\right)_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_n}\right)_0 \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)_0 & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_2}\right)_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

$$\Delta f = J \Delta x \quad (4.10)$$

Burada J jakobyen olarak anılır. Eğer $x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0$ tahminleri doğruysa daha sonra Δf ve Δx sıfır olur. Dahası, $x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0$ yalnızca tahmin olduğundan, Δf hataları sonludur. Denklem (4.9), eşzamanlı denklemlerin Jakobiyei üzerinden Δf hataları ile Δx düzeltmeleri arasında doğrusal bir ilişki sağlar. Δx için bir çözüm doğrusal denklemlerin bir kümesinin çözümü için herhangi bir uygun metot uygulanarak elde edilebilir. x 'in güncellenen değerleri aşağıdaki denklemden hesaplanır.

$$x_i^1 = x_i^0 + \Delta x_i$$

Δf_i hataları belirlenen tolerans değerinden daha küçük olana kadar süreç tekrarlanır. Tekrarlama adımları kuadratik yakınsamaya sahiptir. Jakobiyei her adımda tekrardan hesaplanmak zorundadır. Bu metot bazen Newton Metodu olarak da anılır [25].

Güç akış çözümlerine Newton-Raphson yönteminin uygulanması

Newton-Raphson metodunu güç akış problemlerine uygulamak için, denklem (4.3) ile gösterilen kompleks eşitliklerin her biri, bir kompleks değişken yerine iki reel değişkenin kullanılmasıyla iki reel eşitlik olarak yeniden yazılmak zorundadır. Ticari özellikteki güç akış programlarının birçoğu burada kullanılan polar koordinatlı güç denklem formunu kullanır. Herhangi bir k düğümü için;

$$\tilde{S}_k = P_k + jQ_k = \tilde{V}_k \tilde{I}_k^* \quad (4.11)$$

Denklem (4.1)'den,

$$\tilde{I}_k = \sum_{m=1}^n \tilde{Y}_{km} \tilde{V}_m \quad (4.12)$$

Denklem (4.11)'de denklem (4.12) ile verilen $\tilde{I}_k$ ifadesi yerine yazılırsa;

$$P_k + jQ_k = \tilde{V}_k \sum_{m=1}^n (G_{km} - jB_{km}) \tilde{V}_m^* \quad (4.13)$$

$\tilde{V}_k$ ve $\tilde{V}_m^*$ fazörlerinin çarpımı aşağıdaki gibi ifade edilebilir:

$$\begin{aligned}\tilde{V}_k \tilde{V}_m^* &= (V_k e^{j\theta_k})(V_m e^{-j\theta_m}) = V_k V_m e^{j(\theta_k - \theta_m)} \\ &= V_k V_m (\cos \theta_{km} + j \sin \theta_{km}) \quad (\theta_{km} = \theta_k - \theta_m)\end{aligned}\quad (4.14)$$

Buna göre, P_k ve Q_k için ifadeler aşağıdaki gibi reel formda yazılabilir:

$$\begin{aligned}P_k &= V_k \sum_{m=1}^n (G_{km} V_m \cos \theta_{km} + B_{km} V_m \sin \theta_{km}) \\ Q_k &= V_k \sum_{m=1}^n (G_{km} V_m \sin \theta_{km} - B_{km} V_m \cos \theta_{km})\end{aligned}\quad (4.15)$$

Bu eşitliklere göre her bir baradaki P ve Q değerleri bütün baraların gerilim genliklerinin (V) ve açıların (θ) bir fonksiyonudur. Eğer her bir barada aktif güç ve reaktif güç belirli ise belirlenmiş değerleri göstermek için sp üst indisi kullanılarak güç akış denklemleri aşağıdaki gibi yazılabilir:

$$\begin{aligned}P_1(\theta_1, \dots, \theta_n, V_1, \dots, V_n) &= P_1^{sp} \\ &\vdots \\ P_n(\theta_1, \dots, \theta_n, V_1, \dots, V_n) &= P_n^{sp} \\ Q_1(\theta_1, \dots, \theta_n, V_1, \dots, V_n) &= Q_1^{sp} \\ &\vdots \\ Q_n(\theta_1, \dots, \theta_n, V_1, \dots, V_n) &= Q_n^{sp}\end{aligned}\quad (4.16)$$

Newton raphson metodunu (denklem 4.9) uygulamak için önceden tanımlanan genel süreç takip edilirse aşağıdaki ifadeler elde edilir:

$$\begin{bmatrix} P_1^{sp} - P_1(\theta_1^0, \dots, \theta_n^0, V_1^0, \dots, V_n^0) \\ \vdots \\ P_n^{sp} - P_n(\theta_1^0, \dots, \theta_n^0, V_1^0, \dots, V_n^0) \\ Q_1^{sp} - Q_1(\theta_1^0, \dots, \theta_n^0, V_1^0, \dots, V_n^0) \\ \vdots \\ Q_n^{sp} - Q_n(\theta_1^0, \dots, \theta_n^0, V_1^0, \dots, V_n^0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \vdots & & \vdots & & & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \vdots & & \vdots & & & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix}\quad (4.17)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}}_{\text{jakobyen}} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}\quad (4.18)$$

Jakobyenin her bir alt matrisinin seyrekliği düğüm admitans matrisinin ki ile aynıdır. Denklem (4.18) oluşturulurken bütün baraların PQ barası olduğu varsayılır. Bir PV barası için sadece P belirlidir ve V 'nin genliği sabittir. Dolayısıyla her bir PV barası için ΔQ ve ΔV 'ye karşılık gelen terimler ortadan kalkar. Bu nedenle, Jakobyen matrisi her bir PV barası için sadece bir satır ve bir sütuna sahiptir [25].

Kısmi PV ve QV eğrileri, güç akışı programlarını kullanarak kolayca hesaplanabilir. Bu durumda, generatör terminal gerilimleri, generatörlerin reaktif güç çıkışları sınırları içinde olduğu sürece nominal değerlerinde tutulurken yük merkezi baralarının talepleri sabit bir güç faktöründe artırılır. Eğer bir generatörün reaktif güç limiti aşılsa ilgili generatör barası başka bir yük barası olarak değerlendirilir. Daha sonra PV ilişkisi, yük merkezindeki bir “merkezi” yük bara gerilimine karşı MW talep seviyesi kaydedilerek çizilebilir. Güç akışı çözüm algoritmaları maksimum yüklenme noktasının ötesinde veya çok yakınında saptığına ve PV ilişkisinin kararsız bölgelerde üretilmediğine dikkat edilmelidir. Bununla birlikte QV ilişkisi yük merkezinde bir merkezi barada hayali bir senkron kondenser varsayımı ile tam olarak üretilebilir (Bu sürekli metotlarda aynı zamanda kullanılan bir “parametreleştirme” tekniğidir) [94].

4.2.4. PSAT Programı ve Güç Akışı Analizi

4.2.4.1. PSAT Programı

PSAT programı güç sistemlerinin kontrolü ile statik ve dinamik analizleri için kullanılan bir Matlab araç kutusudur. PSAT programı 2001 Eylül ayında Federico Milano tarafından yazılarak ilk versiyonu Kasım 2002 yılında yayınlanmıştır. PSAT programı güç akışı, optimal güç akışı, sürekli güç akışı, küçük sinyal kararlılığı analizi ve zaman bölgesi simülasyonu kısımlarını içerir. PSAT grafiksel kullanıcı arayüzü (GUI) aracılığıyla ve simulink tabanlı kütüphanesi ile yeni şebeke tasarlamada kolaylıklar sağlayan bir programdır.

PSAT temelde aynı zamanda başlangıç durum değişkenlerini dikkate alan güç akış rutinidir. PSAT güç akışını çözer çözmez devamında statik ve dinamik analizler yapabilir. Buradaki rutinler [103];

- Optimal güç akışı (OPF)
- Sürekli güç akışı (CPF)
- Küçük sinyal kararlılık analizi
- Zaman domen simülasyonu
- Fazör ölçüm birimi (PMU) yerleştirilmesi

PSAT’ın faydalı özelliklerini şu şekilde de sıralayabiliriz;

- Matematiksel modeller ve programlar

- Çok çeşitli araç kutuları
- Diğer programlara köprüler
- Veri formatı dönüştürme özelliği

Doğru güç sistemi analizi gerçekleştirmek için PSAT aşağıdaki çeşitli statik ve dinamik bileşenleri destekler;

- Güç akış verileri
- CPF ve OPF verileri
- Anahtarlama işlemleri
- Yükler
- Makinalar
- Kontrolörler
- Düzenleyici transformatörleri
- Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri (FACTS)
- Diğer metotlar

PSAT yardımcı programları ise şunlardır:

- Şebeke çizimleri için simulink kütüphaneleri
- Rutin parametreler ve sistem ayarlamaları için grafiksel kullanıcı ara yüzü;
- Kullanıcı tanımlı model kurma ve yükleme
- Çizim sonuçları için grafiksel kullanıcı ara yüzü;
- Diğer formatlara ve verilere dönüştürmek için filtreler
- Komut kayıtları

PSAT'ın diğer programlara olan bağlantıları ise;

- GAMS ve UWPFLOW programlarına bağlantılar içerir
- Bu bağlantılar OPF ve CPF analizi uygulamalarında PSAT'ın yeteneğini oldukça genişletir.

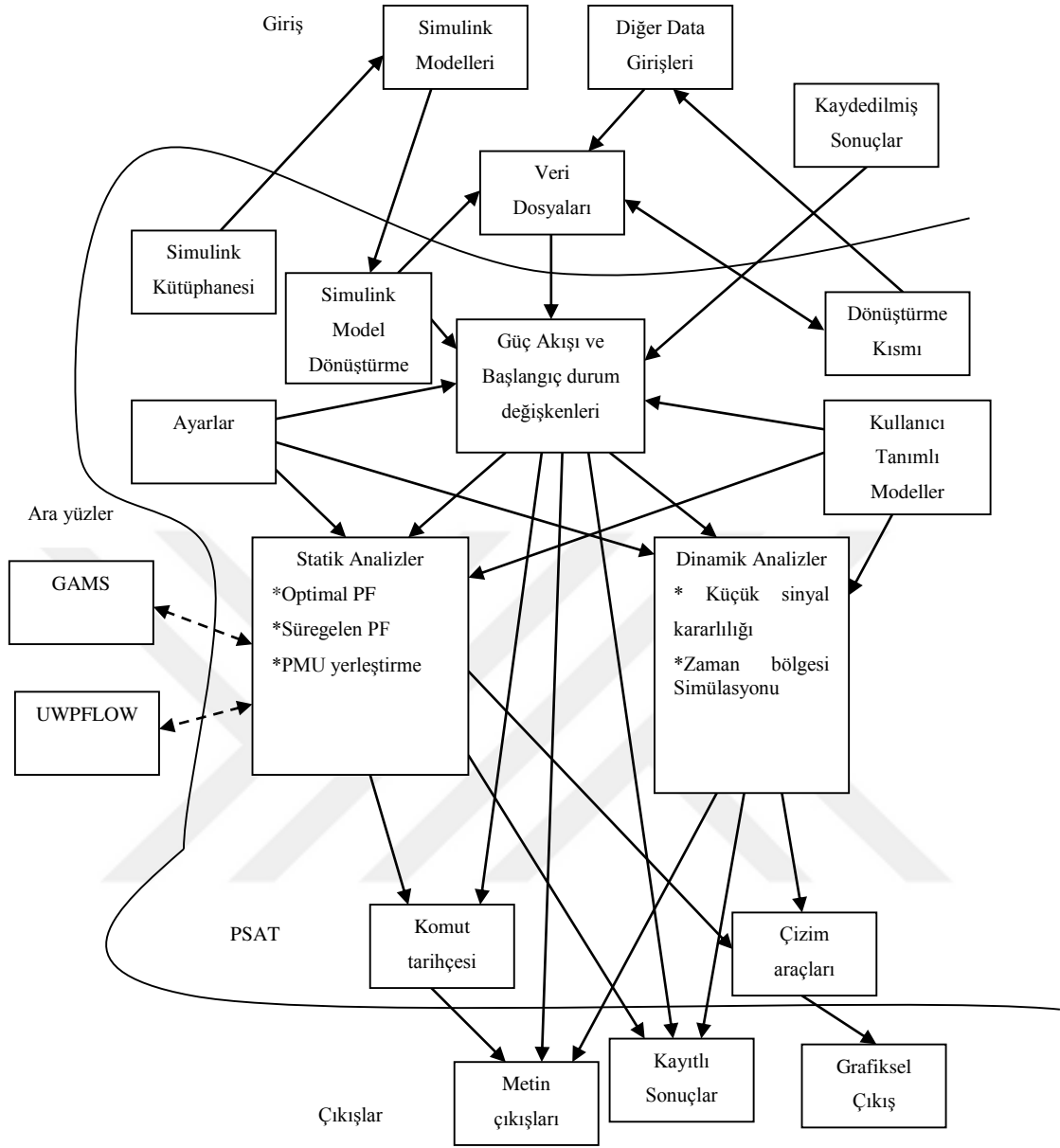
Tablo 4.1'de PSAT ile Matlab'daki diğer güç sistemi programları karşılaştırılmıştır.

Tablo 4.1. PSAT ile Matlab'daki diğer güç sistemi programlarının karşılaştırılması

PROGRAM	PF	CPF	OPF	SSA	TDS	EMT	GUI	GNE
EST	✓			✓	✓			✓
MatEMTP					✓	✓	✓	✓
Matpower	✓		✓					
PAT	✓	✓		✓	✓			✓
PSAT	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓
PST	✓			✓	✓			
SPS	✓			✓	✓	✓	✓	✓
VST	✓	✓		✓	✓		✓	

- PF : standart güç akışı
- CPF-VS : süregelen güç akışı ve gerilim kararlılığı analizi
- OPF: Optimal güç akışı
- SSA : Küçük sinyal kararlılık analizi
- TD : Zaman bölgesi Simülasyonu
- EMT : Elektromanyetik transient analizi
- GUI : Grafiksel kullanıcı ara yüzü
- GNE : Grafiksel şebeke kurulumu

Şekil 4.1'de PSAT'da kullanılan işlemler özet olarak gösterilmiştir.



Şekil 4.1. PSAT işlemler özet şeması

4.2.4.2. Güç Akış Çözücüler

Güç akış problemi (4.19) formundaki denklemlerin doğrusal olmayan kümesinin çözümü olarak formüle edilir [103]:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= 0 = f(x, y) \\ 0 &= g(x, y) \end{aligned} \quad (4.19)$$

Burada $y(y \in \mathbb{R}^m)$ cebirsel değişkenlerdir, yani şebeke baralarındaki gerilim genlikleri V , fazları θ ve diğer bütün cebirsel değişkenler (örneğin; generatör alan

gerilimleri, AVR referans gerilimi, vb.), $x(x \in \mathbb{R}^n)$ durum değişkenleridir. $g(g \in \mathbb{R}^m)$ cebirsel denklemlerdir ve $f(f \in \mathbb{R}^n)$ diferansiyel denklemlerdir. Cebirsel değişkenler ve denklemler şebekede tanımlanan baraların sayısının en az 2 katıdır. PSAT yük akış hesaplamaları esnasında bazı dinamik bileşenlerin (örneğin indüksiyon motorları ve yük kademe değiştiricileri) durum değişkenlerini başlattığı için diferansiyel denklemler denklem (4.19)'a dâhil edilir. Diğer durum değişkenleri ve kontrol parametreleri güç akışı çözüldükten sonra başlatılır (örneğin senkron makinalar ve regülatörler).

4.2.4.2.1. Newton Raphson Metodu

Güç akış problemini Newton-Raphson algoritmaları ile çözmek için her adımda, denklem (4.19)'un bir Jakobyen matrisi güncellenir ve aşağıdaki doğrusal sorun çözülür:

$$\begin{bmatrix} \Delta x^i \\ \Delta y^i \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} F_x^i & -F_y^i \\ G_x^i & G_y^i \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} f^i \\ g^i \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

$$\begin{bmatrix} x^{i+1} \\ y^{i+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x^i \\ y^i \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta x^i \\ \Delta y^i \end{bmatrix}$$

Burada $F_x = \nabla_x f$, $F_y = \nabla_y f$, $G_x = \nabla_x g$ ve $J_{LFV} = \nabla_y g$ 'dir. Eğer değişken artışları Δx ve Δy verilen bir tolerans ε 'den küçük ise veya verilen bir limit olan ($i > i_{max}$) adım sayısından büyük ise rutin durur. Standart güç akış matrisi J_{LFV} , G_y 'nin bir alt matrisidir. Ayrıca aşağıdaki şartlar uygulanır:

- Türevlerin sütunları referans açısına göre sıfıra ayarlanır.
- Türevlerin sütunları generatör gerilimlerine göre sıfıra ayarlanır.
- Salınım barası aktif güç dengesinin ($g_{P_{slack}}$) türevlerinin satırları sıfıra ayarlanır.
- Generatör reaktif güç dengesinin (g_Q) türevlerinin satırları sıfıra ayarlanır.
- Yukarıda açıklanan satırlar ve sütunların kesişim noktalarındaki diyagonal elemanlar bire ayarlanır.
- Generatör reaktif güçleri ve salınım barası aktif gücü ile ilişkili vektör g 'nin elemanları sıfır olarak ayarlanır.

Bu varsayımlar aşağıdaki denklemlere eşdeğerdir:

$$\theta_{slack} = \theta_{slack_0} \quad (4.21)$$

$$V_G = V_{G_0}$$

Burada θ_{slack} , referans baranın gerilim fazıdır ve V_G generatör gerilimlerinin vektörüdür. Her zaman maksimum olmak için G_y 'nin boyutlarının zorlanmasına rağmen, matlab seyrek matrislerin özelliklerini kullandığı için bu formülasyonun hesaplaması zor değildir.

4.2.4.2.2. Hızlı Ayrılmış Güç Akışı

Eğer cebirsel değişkenler sadece gerilim genlikleri ve açıları ise bu metot kullanılabilir. Bu durumda $G_y = J_{LFV}$ 'dir. Güç akış jakobyen matrisi J_{LFV} dört tane alt matrise bölünebilir.

$$J_{LFV} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

Burada $J_{P\theta} = \nabla_{\theta} g_P$, $J_{PV} = \nabla_V g_P$, $J_{Q\theta} = \nabla_{\theta} g_Q$ ve $J_{QV} = \nabla_V g_Q$ 'dir.

PSAT programı sadece PV generatörleri, PQ yükleri ve bir salınım barasını içeren sistemler için FDPF metotlarının kullanılmasına izin verir. Eğer diğer bileşenler şebekede sunulacaksa standart Newton Raphson rutini kullanılmalıdır.

4.2.4.2.3. Dağıtılmış Salınım Bara Modeli

Dağıtılmış salınım bara modeli geliştirilmiş güç merkezi konseptine dayandırılır ve tüm generatörler arasında kayıpların dağıtılmasından oluşmaktadır. Bu pratik olarak bir değişken k_G denklem (4.19)'a dahil edilerek ve aşağıdaki gibi sistem aktif güç dengesi yeniden yazılarak elde edilir.

$$\sum_i^{n_G} (1 + k_G \gamma_i) P_{G_i} - \sum_i^{n_P} P_{L_i} - P_{losses} = 0 \quad (4.23)$$

(4.20) denklemleri, salınım barası aktif güç dengesinin türevlerinin satırı ve k_G ile ilgili diferansiyel ve cebirsel denklemlerin türevleri için bir sütunu J_{LFV} Jakobyen matrise ilave edilerek modifiye edilir. İlave parametre γ aynı zamanda kayıplara her bir generatörün katılımının ağırlığını ayarlamaya izin vermek için dahil edilir (Tek Salınım bara modelinde, bir generatör hariç tüm generatörler için $\gamma = 0$ alınır). Dağıtılmış salınım barası seçeneği programda aktif olduğu zaman FDPF metotları otomatik olarak iptal edilir.

4.3. Çatallaşma Analizi

Güç sistemlerinde çatallaşma, bir sistemin parametrelerinin değişimleri yüzünden dinamik davranışındaki değişimdir. Çatallaşma noktası aşağıdaki denklemle bulunabilir.

$$f(x, \lambda) = \dot{x}$$

Burada x durum değişkeni ve λ sistemi bir denge noktasından diğer bir noktaya taşıyan bir sistem parametresidir. Güç sistemlerinde parametre değişimine bağlı olarak oldukça kompleks dinamikler meydana gelmektedir. Bu dinamiklerden en yaygın olanı yük artışının bir sonucu olarak denge noktalarının çatallaşmasıdır. Çatallaşma teorisi güç sistemlerindeki açısal kararlılık ve gerilim kararlılığı gibi değişik sorunların analizinde kullanılan en yaygın yöntemlerden biridir [1].

Gerilim kararlılığı analiz çalışmalarında elektrik güç sisteminin dinamik modeline ait denge noktalarının ortaya çıktığı veya gözden kaybolduğu sistem şartlarının belirlenmesi önemli bir yer oluşturmaktadır. Bu noktaların değişim dinamikleri, çatallaşma teorisinin esasları kullanılarak yorumlanıp nihayetinde çatallaşma noktaları ve gerilim kararlılığı arasında mevcut ilişkiler ortaya çıkarılabilir [104].

Belirli bir işletme noktası için gerilim çökmesine neden olacak yük artışının belirli bir modelinde ilave yükün miktarı gerilim çökmesine yükleme marjı şeklinde isimlendirilir. Yükleme marjı gerilim çökmesinin en temel ve en yaygın kabul edilen indeksidir. Gerilim çöküş indeksleri üzerine yapılan çalışmalarda, indeksin performansı grafiksel olarak gösterildiğinde, yatay ölçek olarak yükleme marjı kullanılır. Sistem yükü değişen parametre olarak seçilirse, bir sistemin PV eğrisi çizilebilir. Bu durumda, gerilim çökmesine kadar yükleme marjı, çalışma noktası ile eğrisinin burnu arasındaki yük değişimidir. Yükleme marjı güncel işletme noktasında başlatılarak, yüklenmede küçük artışlar yapılarak ve PV eğrilerinin uç(burun) noktasına ulaşana kadar her artış da yük akışları yeniden hesaplanabilir. Yükleme marjı daha sonra yüklenmedeki toplam artıştır. Pratikte, bu fikrin ayrıntısı direk metotlar veya sürekli metotlar olarak kullanılır [105].

4.3.1. Direkt Metotlar

PV eğrilerini hesaplamadan maksimum yüklenebilirlik noktasını (eyer düğüm veya limit kaynaklı çatallaşma) doğrudan hesaplamak için kullanılan yöntemler direkt yöntemler

olarak bilinir. Bu yöntemler, maksimum yüklenebilirlik sorununun genel olarak aşağıdaki gibi bir optimizasyon problemi olarak belirtilebilmesine dayanmaktadır [19]:

$$\text{Maksimum } \lambda \quad (4.24.)$$

$$G(z, p, \lambda) = 0$$

$$z_{min} \leq z \leq z_{max}$$

$$p_{min} \leq p \leq p_{max}$$

Burada, bu optimizasyon yaklaşımı sadece maksimum yükleme noktasını hesaplamayı değil, aynı zamanda eğer bu kontrol parametreleri optimizasyon değişkenleri olarak kabul edilirse onu maksimum etmeyi de mümkün kılmaktadır. Bu, optimizasyon yaklaşımının en önemli avantajlarından biridir. Eğer limitler denklem (4.24)'de ihmal edilirse, kontrol parametrelerinin ($p = p_0$) verilen değerleri için bu optimizasyon probleminin KKT (Karush-Kuhn-Tucker) şartları aşağıdaki denklemleri verir:

$$G(z, \lambda) = 0 \quad \rightarrow \text{güç akış denklemleri} \quad (4.25.)$$

$$D_z^T G(z, \lambda)w = 0 \quad \rightarrow \text{tekillik şartı}$$

$$D_z^T G(z, \lambda)w = -1 \quad \rightarrow w \neq 0 \text{ şartı}$$

Bu denklem bir $D_z G|_0$ tekil güç akış jakobyeninin sıfır-sol öz vektörüne doğrudan karşılık gelen w Lagrange çarpanları ile bir eyer düğüm çatallaşma noktasının temel karışıklık koşuludur. Bu doğrusal olmayan denklemler, eğer maksimum yüklenme noktası limit kaynaklı bir çatallaşma ise, (z, λ, w) için bir çözüm oluşturmaz. Çünkü tekillik şartı bu durumda karşılanmaz. Bu durumda, aşağıdaki optimizasyon problemi bir eyer düğümü veya bir limit kaynaklı çatallaşma ile ilişkili maksimum yükleme noktasını elde etmek için çözülebilir:

$$\text{Maksimum } \lambda \quad (4.26.)$$

$$F(z, p_0, \lambda) = 0$$

$$z_{min} \leq z \leq z_{max}$$

Denklem (4.26)'nın çözümü, bir sürekli güç akışı tekniği kullanılarak elde edilen maksimum yüklenebilirlik noktasına doğrudan karşılık gelmez. Çünkü generatörlerin reaktif güç sınırları ve terminal gerilimleri, bu optimizasyon modellerinde, sürekli güç akışından farklı olarak ele alınır. Bununla birlikte, bu optimizasyon problemleri çözülerek belirli bir işletim noktası için maksimum yüklenebilirlik marjı değil, yüklenebilirlik marjlarını maksimize eden optimum sistem koşulları ve kontrol ayarları bulunabilir. Başka bir deyişle, bir optimizasyon yaklaşımı, sürekli güç akışı tekniklerine göre önemli derecede çok yönlüdür.

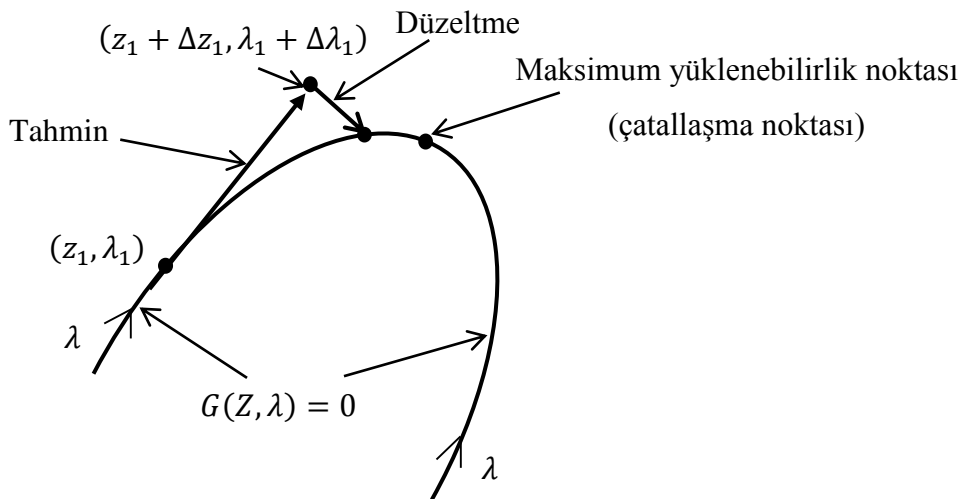
Optimizasyon problemleri (Denklem 4.25 ve 4.26) temelde yakınsak olmayan, doğrusal olmayan programlama (NLP) problemleridir; Bu nedenle, iç nokta yöntemleri gibi etkin NLP çözüm teknikleri bu sorunları çözmek için kullanılabilir. Bu yaklaşım, maksimum yükleme noktaları elde etmek için genellikle sürekli güç akışı yönteminden daha etkilidir; bununla birlikte, sürekli güç akışı, ara güç akışı çözüm bilgisini verir ve böylece, analiz ve planlama için çok yararlı olabilecek yük değişimleri açısından yük gerilim ve generatör reaktif güç profillerini verir [19, 105].

4.3.2. Sürekli Güç Akışları

PV eğrileri ve maksimum yüklenebilirlik noktaları gerilim kararlılığı problemlerinin incelenmesine ve tespit edilmesine izin verir. Bu eğrileri ve ilişkili maksimum yüklenebilirlikleri hesaplamak için kullanılan bir teknik sürekli güç akışıdır. Bu teknik güç akış denkleminin z_0 çözümlerini takip eder [19]:

$$G(z, \lambda) = 0 \quad (4.27)$$

Çatallaşma parametresi λ değiştikçe, burada z tipik olarak yük baralarındaki sürekli durum fazör gerilim büyüklüklerini ve açılarını içerir. Adımlar Şekil 4.2'de gösterilmiştir ve parametreleştirme teknikleri kullanıldığı zaman yakınsamayı garanti eder.



Şekil 4.2. Sürekli güç adımları

4.3.2.1. Tahmin

Bu adım λ değeri λ_1 'den $\lambda_1 + \Delta\lambda_1$ 'e değiştiği için bir başlangıç çözüm noktası z_1 'den güç akış çözümünün bir yaklaşık değeri $z_1 + \Delta z_1$ 'i hesaplamak için kullanılır. Diğer bir deyişle bu adım Δz_1 ve $\Delta\lambda_1$ 'i hesaplamak için kullanılır. Bu aşağıda verilen popüler tekniklerden biri aracılığı ile başarılabilir.

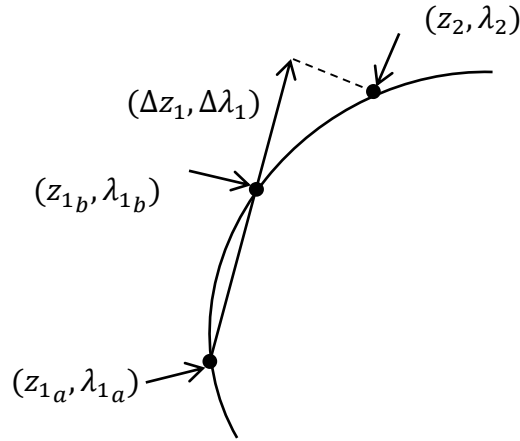
•**Teğet Vektör Yöntemi:** *PV* eğrilerini yakından izlediği için iyi bir yöntemdir, fakat nispeten yavaştır. Bu durumda temel fikir, başlangıç çözüm noktasında teğet vektörü $t = dz/d\lambda$ 'yı hesaplamaktır; teğet vektörü aşağıdaki denklemle tanımlanır:

$$D_z G|_1 \frac{dz}{d\lambda} = - \frac{\partial G}{\partial \lambda}|_1 \quad (4.28)$$

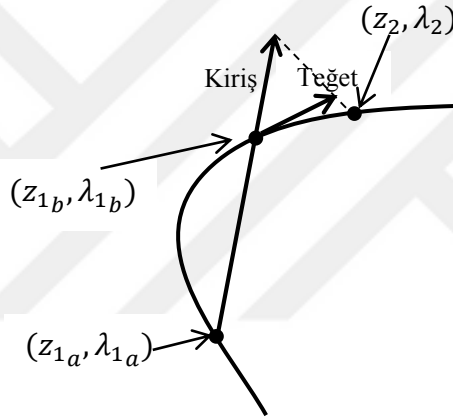
Temel olarak bir güç akışı çözümünün bir yan ürünü olan bu denklemden Δz_1 ve $\Delta\lambda_1$ değerleri şu şekilde kolayca elde edilebilir:

$$\Delta\lambda_1 = \frac{k}{\|t_1\|} \quad (4.29)$$
$$\Delta z_1 = \Delta\lambda_1 t_1$$

Burada k , adım boyutunu kontrol etmek için kullanılan keyfi bir sabittir ($k = 1$ genellikle iyi çalışır). $\lambda_1 \rightarrow \lambda_{max}$ olarak $t_1 \rightarrow \infty$ olduğu için, süreç maksimum yüklenebilirlik noktasına yaklaştıkça $\Delta\lambda_1$ değerinin düştüğü gözlenebilir; böylece, bu yöntemin istenen bir özelliği olan maksimum yükleme noktası etrafında daha fazla çözüm noktası elde edilir. Ayrıca teğet t , yük gerilimi büyüklüklerinin yük değişimlerine (yük gerilim büyüklükleri ile ilişkili t 'deki en büyük girdi tarafından tanımlanan) en duyarlı olduğu kritik yük baralarını tespit etmek için ve reaktif güç kompanzasyon cihazlarını (örneğin, kondansatörler) yerleştirmek için yararlı olan ilişkili güç akışı çözüm noktasındaki duyarlılıkları tanımlar. Bu vektörün normu, bir eyer düğümü çatallaşmasına yakınlığını öngörmek için bir indeks olarak kullanılabilir [105].



Şekil 4.3. Kiriş tahmini



Şekil 4.4. Kiriş tahmini problemi

•**Kiriş (Sekant) yöntemi:** Bu metot Şekil 4.3’de gösterilmiştir. Burada sırasıyla iki yüklenme seviyesi λ_{1a} ve λ_{1b} ’ye karşılık gelen iki güç akış çözümü z_{1a} ve z_{1b} aşağıdaki gibi Δz_1 ve $\Delta \lambda_1$ ’i hesaplamak için kullanılır:

$$\Delta z_1 = k(z_{1a} - z_{1b}) \quad (4.30)$$

$$\Delta \lambda_1 = k(\lambda_{1a} - \lambda_{1b})$$

Burada k , adım boyutunu kontrol etmek için kullanılan keyfi bir sabittir ($k = 1$ genellikle iyi çalışır). Bu yöntem teğet metodundan nispeten daha hızlıdır. Ancak Şekil 4.4’te gösterildiği gibi “keskin köşelerde” (örneğin, sınırlar) düzeltme adımı sırasında sayısal problemlere neden olabilir; bu teknik teğet vektör tekniğine göre istenen çözümünden (z_2, λ_2) daha uzak bir öngörücü tahmini verebilir.

4.3.2.2. Düzeltme

Bu adımdaki temel fikir, güç akışlarına ekstra bir denklem eklemektir,

$$G(z, \lambda) = 0 \quad (4.31)$$

$$\rho(z, \lambda) = 0$$

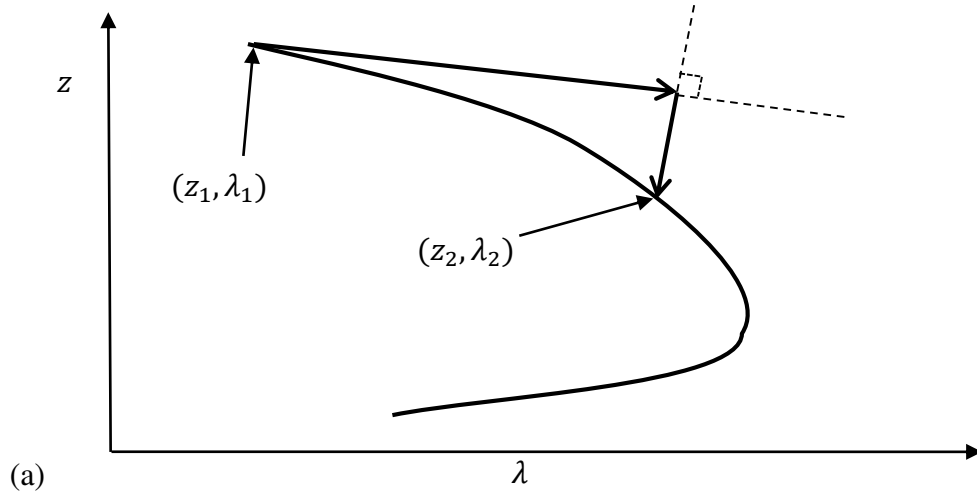
yani başlangıç tahmini olarak tahmin adımı sürecinden elde edilen $(z_1 + \Delta z_1, \lambda_1 + \Delta \lambda_1)$ kullanılarak (z_2, λ_2) elde etmek amacıyla (z, λ) için denklemler çözülür. Bu denklemler ile tipik olarak aşağıdaki gibi tanımlanan $\rho(\cdot)$ 'nin uygun seçimi için tekil olmadığı garanti edilebilir:

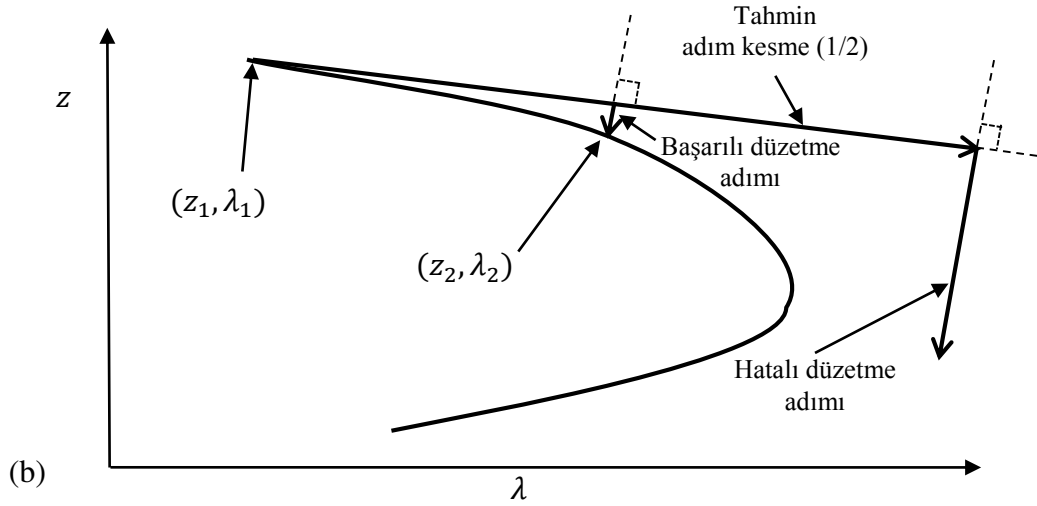
•**Dikey kesişme tekniği:** Bu durumda, $\rho(z, \lambda)$, Şekil 4.5.a'da gösterildiği gibi $(z_1 + \Delta z_1, \lambda_1 + \Delta \lambda_1)$ 'de dikey vektöre dayanılarak seçilir. Böylece, dikey durum aşağıdaki denklem setini verir:

$$G(z, \lambda) = 0 \quad (4.32)$$

$$(z_1 + \Delta z_1 - z)^T \Delta z_1 + (\lambda_1 + \Delta \lambda_1 - \lambda) \Delta \lambda_1 = 0$$

Bu yöntem, $\lambda_2 = \lambda_{max}$ 'ın, tekil bir Jakobyen $D_z G|_2$ 'i veren $G(\cdot)$ 'nin bir eyer düğüm çatallaşma noktasına karşılık geldiği durumda bile, tekil olmadığı garanti edilir. Bununla birlikte, Şekil 4.5.b'de büyük bir tahmin adımı için yöntemin yaklaşamayabileceği görülebilir. Bu durumda, yakınsama elde edilinceye kadar basit bir adım kesme tekniği kullanılabilir (Örneğin, Şekil 4.5.b'de gösterildiği gibi adımı yarıya indirme).





Şekil 4.5. Dikey kesişme tekniği: a) Prosedür b) Adım kesme

•**Parametreleştirme tekniği:** Basit bir parametreleştirme prosedürü, örneğin λ yük parametresinin sabitlenmesi veya yakınsaklık problemleri ile karşılaşılabilen maksimum yükleme noktasına yakın olduğu zaman, $z_i \in z$ (tipik olarak bir yük gerilimi büyüklüğü) sistem değişkenlerinden birinin sabitlenmesi, Şekil 4.6'da gösterildiği gibi bir düzeltici olarak kullanılabilir. Bu yaklaşım, lokal bir parametreleştirme tekniği olarak da ifade edilmektedir:

$$G(z, p, \lambda) = 0 \quad (4.33)$$

$$\lambda = \lambda_1 + \Delta\lambda_1 \text{ veya } z_i = z_{i_1} + \Delta z_{i_1}$$

4.3.2.3. Parametreleştirme

Bu prosedür, tahmin ve düzeltici adımlar sırasında tekilliklerden kaçınmak için gereklidir. En yaygın parametreleştirme yöntemleri şunlardır:

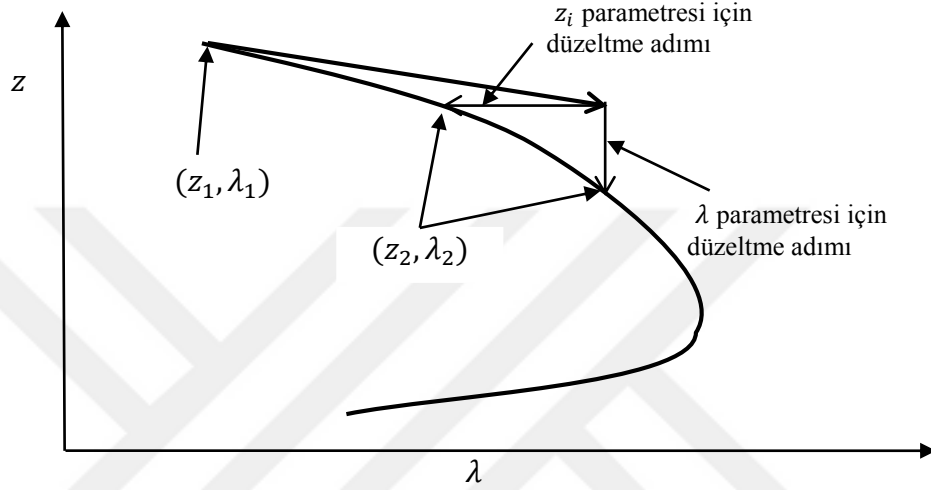
•**Yerel parametreleştirme:** Bu durumda, bir $z_i \in z$ (tipik olarak bir yük gerilimi genliği) değişkeni düzeltici adım esnasında çatallaşma parametresi λ ile değiştirilir, yani jakobyen tekilliklerini ortadan kaldırmak için PV eğrisi “döndürülür”. Bu prosedür şekil 4.6'da gösterilmektedir.

•**Yay uzunluğu:** Bu, alternatif bir tahmin prosedürüdür ve PV eğrisinin (çatallaşma manifoldu) temel olarak s uzunluğunun bir yayı olduğu varsayımına dayanmaktadır. Böylece, z ve λ aşağıdaki tahmin denklemlerinde s 'nin fonksiyonları olarak kabul edilir:

$$D_z G|_1 \Delta z_1 + \frac{\partial G}{\partial \lambda}|_1 \Delta \lambda_1 = 0 \quad (4.34)$$

$$\Delta z_1^T \Delta z_1 + \Delta \lambda_1^2 = k$$

Daha sonra, bu denklemler adım uzunluğunu kontrol etmek için bir kullanıcı tanımlı parametre olan k ($k = 1$ genellikle iyi çalışır) ile Δz_1 ve $\Delta \lambda_1$ için çözülür. Eğer yukarıda tarif edilen gibi bir kademeli kesme tekniği kullanılırsa pratikte parametreleştirme için gerçek ihtiyaç yoktur [19].



Şekil 4.6. Parametreleştirme tekniği

Aşağıdaki bölümde PSAT programında çatallaşma analizi rutininin kullandığı denklem ve yöntemler verilmiştir [103].

4.3.3. PSAT Programı Çatallaşma Analizi

Çatallaşma analizleri, güç sistem modellerinin sürekli durum denklemlerini gerektirir:

$$\dot{x} = 0 = f(x, y, \lambda) \quad (4.35)$$

$$0 = g(x, y, \lambda)$$

Burada x durum değişkenleri, y cebirsel değişkenler (gerilim genliği ve fazları) ve λ yüklenme parametresidir, yani generatör ve yük yönlerini aşağıdaki gibi çarpan skaler bir değişkendir.

$$P_G = P_{G_o} + (\lambda + \gamma k_G) P_{S_o} \quad (4.36)$$

$$P_L = P_{L_o} + \lambda P_{D_o}$$

$$Q_L = Q_{L_o} + \lambda Q_{D_o}$$

Denklem (4.36)'da P_{G_o} , P_{L_o} ve Q_{L_o} temel durum generatör ve yük güçleridir. P_{S_o} , P_{D_o} ve Q_{D_o} ise generatör ve yük güç yönleridir. Güç yönleri Supply ve Demand yapılarında tanımlanır. Eğer bu veriler tanımlanmazsa temel durum güçleri yük yönleri olarak kullanılır ve denklem (4.36) aşağıdaki gibi olur:

$$P_G = (\lambda + \gamma k_G) P_{G_o} \quad (4.37)$$

$$P_L = \lambda P_{L_o}$$

$$Q_L = \lambda Q_{L_o}$$

Dağıtılmış salınım barası değişkeni k_G ve generatör katılım katsayıları γ isteğe bağlıdır.

4.3.3.1. Direkt Metotlar

PSAT'da uygulanan direkt metotlar eyer-düğüm çatallaşması (SNB) ve Limit kaynaklı çatallaşma (LIB) noktaları için yüklenme parametresi λ değerini hesaplamaya izin verir. PSAT'da direkt metotlar sadece statik çatallaşma analizinde uygulanabilir, yani statik güç akışı modellerinin kullanımı ile yapılır. Herhangi bir direkt metot rutini çalıştırmadan önce cebirsel değişkenlerini başlatmak için ilk defasında güç akış analizi çalışmak zorundadır.

4.3.3.1.1. Eyer-Düğüm Çatallaşması

Bir SNB için şartlar aşağıdaki gibidir.

$$g(y, \lambda) = 0 \quad (4.38)$$

$$\nabla_y g(y, \lambda) v = 0$$

$$|v| = 1$$

veya

$$g(y, \lambda) = 0 \quad (4.39)$$

$$\nabla_y g(y, \lambda)^T w = 0$$

$$|w| = 1$$

Burada v ve w sırasıyla sağ ve sol özvektörlerdir ve öklit normu, $|\cdot|$ operatörü için kullanılır. Öklit normu jakobyen matrisin seyrekliğini azaltır, fakat yeniden çarpanlara

ayırmaya gerek kalmaz ve sayısal olarak 1-normuna göre çok daha kararlıdır. Denklem (4.38) ve (4.39) için çözüm Newton Raphson tekniği aracılığı ile elde edilir ve tam jakobyen matrisi açıkça hesaplanır.

$$\begin{bmatrix} \nabla_y g & 0 & \nabla_\lambda g \\ \nabla_{yy} g v & \nabla_y g & 0 \\ 0 & \nabla_v(|v|) & 0 \end{bmatrix} \quad (4.40)$$

Hessian matrisi $\nabla_{yy} g$ analitik olarak hesaplandığı için bu metod bileşenlerin sınırlı bir sayısına uygulanabilir. SNB rutuni özvektörler v ve w için iyi bir başlangıç tahmini araştırır. Fakat SNB rutunini başlatmak için en iyi yol ilk olarak bir sürekli güç akış analizi başlatmaktır.

4.3.3.1.2. Limit Kaynaklı Çatallaşma

LIB noktaları aşağıdaki sistemin çözümleri olarak tanımlanır.

$$0 = g(y, \lambda) \quad (4.41)$$

$$0 = \rho(y)$$

Burada $\rho(y)$ aşağıdaki gibi olabilecek olan bir ilave kısıtdır:

$$Q_G = Q_{Glim} \quad (4.42)$$

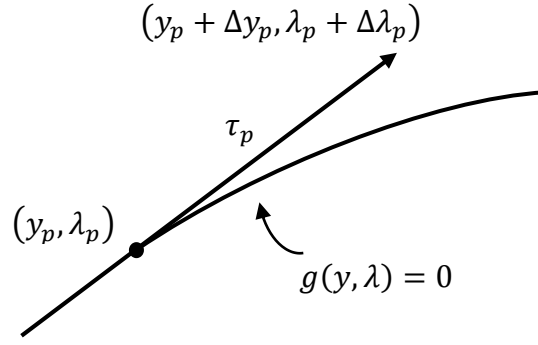
PV generatör veya salınım baraları için, veya

$$V_L = V_{Llim} \quad (4.43)$$

PQ baraları içindir. Generatör baralarının reaktif güç limitleri sadece bir maksimum yüklenme şartları ile ilişkili olan eğer limit kaynaklı çatallaşma (SLIB) noktalarına yol açabilir.

4.3.3.2. Sürekli Güç Akışı

PSAT'da uygulanan CPF metodu, teğet vektörünün hesaplanması tarafından gerçekleştirilen bir tahmin adımı ve bir yerel parametreleştirme veya bir dikey kesişim vasıtasıyla elde edilebilen bir doğrultucu adımından meydana gelir.



Şekil 4.7. CPF: Teğet vektörü vasıtasıyla elde edilen tahmin adımı

4.3.3.2.1. Tahmin Adımı

Genel bir denge noktasında aşağıdaki ilişki geçerlidir:

$$g(y_p, \lambda_p) = 0 \quad \left. \frac{dg}{d\lambda} \right|_p = 0 = \nabla_y g \Big|_p \frac{dy}{d\lambda} \Big|_p + \frac{\partial g}{\partial \lambda} \Big|_p \quad (4.44)$$

ve teğet vektörü yaklaşık olarak hesaplanabilir:

$$\tau_p = \left. \frac{dy}{d\lambda} \right|_p \approx \frac{\Delta y_p}{\Delta \lambda_p} \quad (4.45)$$

Denklem (4.44) ve (4.45)'den;

$$\tau_p = -\nabla_y g \Big|_p^{-1} \frac{\partial g}{\partial \lambda} \Big|_p \quad (4.46)$$

$$\Delta y_p = \tau_p \Delta \lambda_p$$

Bir adım boyut kontrol k , $|\tau_p|$ büyük olduğu zaman büyük adımlardan sakınmak için bir normalizasyon ile birlikte Δy_p ve $\Delta \lambda_p$ artışına karar vermek için seçilmek zorundadır.

$$\Delta \lambda_p \triangleq \frac{k}{|\tau_p|}, \Delta y_p \triangleq \frac{k \tau_p}{|\tau_p|} \quad (4.47)$$

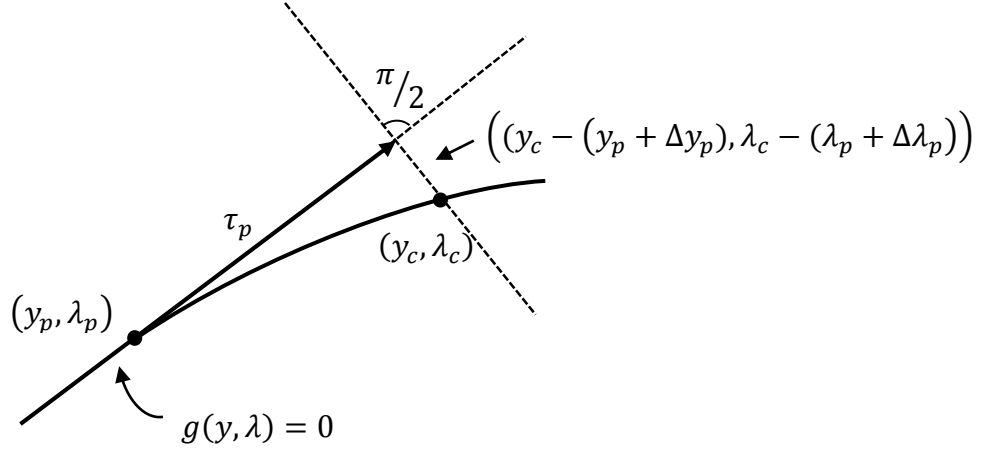
Burada $k = \pm 1$ 'dir, ve onun işareti λ 'nın artışı veya azalışına karar verir. Şekil 4.7'de teğet vektörü ile elde edilen tahmin adımı gösterilmiştir.

4.3.3.2.2. Doğrulama Adımı

Doğrulama adımında $n + 1$ denklemin bir kümesi aşağıdaki gibi çözülür;

$$g(y, \lambda) = 0 \quad (4.48)$$

$$\rho(y, \lambda) = 0$$



Şekil 4.8. CPF: Doğrulama adımının dikey kesişim aracılığıyla elde edilmesi

Burada g 'nin çözümü, çatallaşma manifoldunda olmak zorundadır ve ρ çatallaşma noktasında bir tekil olmayan kümeyi garanti etmek için ilave bir denklemdir. ρ 'nin seçiminde iki seçenek vardır: Bunlar; dik kesişme ve yerel parametre belirlemedir. Şekil 4.8'de temsil edilen dikey kesişme durumunda ρ 'nin ifadesi şöyle olur:

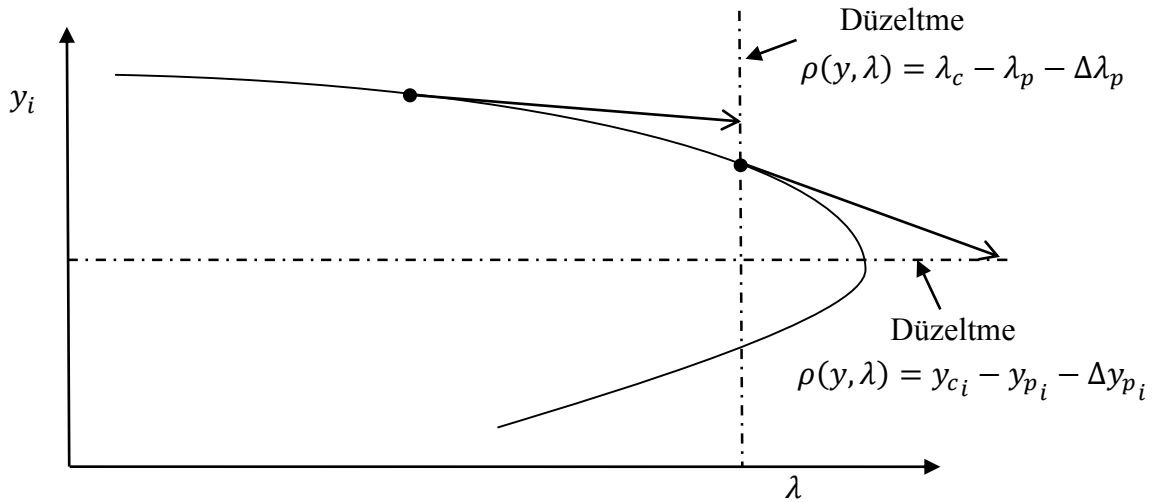
$$\rho(y, \lambda) = \begin{bmatrix} \Delta y_p \\ \Delta \lambda_p \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} y_c - (y_p + \Delta y_p) \\ \lambda_c - (\lambda_p + \Delta \lambda_p) \end{bmatrix} = 0 \quad (4.49)$$

Lokal parametre belirleme için ya λ parametresi ya da y_i değişkeni sabit değer olmaya zorlanır.

$$\rho(y, \lambda) = \lambda_c - \lambda_p - \Delta \lambda_p \quad (4.50)$$

veya

$$\rho(y, \lambda) = y_{c_i} - y_{p_i} - \Delta y_{p_i} \quad (4.51)$$



Şekil 4.9. CPF: Doğrulama adımının yerel parametre aracılığıyla elde edilmesi

Sabit tutulacak değişkenlerin seçimi Şekil 4.9 da gösterildiği gibi g 'nin çatallaşma manifolduna bağlıdır.

4.4. Küçük Sinyal Kararlılık Analizi

Küçük sinyal kararlılığı küçük bir bozucu ile karşılaşıldığında güç sisteminin senkronizmayı koruma yeteneğidir. Sistemin ortaya çıkardığı yanıtı tanımlayan denklemler analiz amacıyla doğrusallaştırılmışsa, bu bozulma küçük kabul edilir. Burada kararlılık problemi güç sisteminin elektromekaniksel salınımlı doğasının incelenmesinden oluşur. Burada kararlılık her bir senkron makinenin torkunun iki bileşeninin varlığına bağlıdır. Bunlar rotor açısı değişimleri ile ilişkili olan senkronizasyon torku ve hız değişimi ile ilişkili olan sönüm torkudur. Senkronizasyon torku eksikliği sistemde rotor açısında düzensiz kaymalara neden olurken, sönüm torku eksikliği de salınımlı kararsızlığa neden olur [25].

Günümüzde güç sistemlerinde küçük sinyal kararlılığı salınımların yetersiz sönümlenmesi problemidir ve bu problem yerel veya küresel olabilir. Yerel problemler güç sisteminin küçük bir kısmında meydana gelen rotor açısı salınımlarını ifade eder. Burada meydana gelen osilasyonlar şu şekilde sıralanabilir [25]:

- **Yerel Tesis Modları:** Tek bir generatörün veya bir üretim merkezinin güç sistemine karşı rotor salınımlarıdır. Bu osilasyonlar 0.7 ila 2.0 Hz arası frekanslara sahiptirler. Güç sistemlerinde karşılaşılan en yaygın küçük sinyal kararlılık problemidir.
- **Makine Arası veya Tesis Arası Modlar:** Birbirine yakın olan birkaç generatörün rotorları arasındaki salınımlardır. Bu osilasyonlar da 0.7 ila 2.0 Hz arası frekanslara sahiptirler.
- **Kontrol Modları:** Bu salınımlar üretim birimleri ve diğer kontrol birimleri ile ilgilidir. Bunlara örnek olarak generatör uyarım sistemi, HVDC konverterler, FACTS sürücüler gösterilebilir. Bu mod ile ilgili problemler kontrol sistemlerinin kötü ayarlamalarından kaynaklanır.
- **Torsiyonel modlar:** Türbin generatör şaft sisteminin dönen bileşenleri ile ilgilidir. Torsiyonel mod kararsızlığı uyarım kontrolleri, hız governörleri ve HVDC kontrolleri ile etkileşim kaynaklı olabilir.

Küçük sinyal kararlılık problemleri genellikle sistem ani bir değişiklikle karşılaştığı zaman, sol yarı düzlemde sağ yarı düzleme yönelen kompleks düzlemin imajiner eksenini kesen sistem denge noktasının (işletme noktası) kompleks öz değerlerinin bir çifti ile ilişkilidir [106]. Sistem denge noktasının öz değerlerinden belirlenen zayıf modlar küçük ve ani bozuculardan tetiklenebilir. Eğer bu mod üzerinde sönümlenme eksikse zayıf modlar genliklerinde artan salınım davranışları gösterir [45]. Sisteme ait bu modların belirlenmesi için sistemin öz değer analizinin gerçekleştirilmesi gerekir.

Öz değer analiz problemi için kullanılan sistem aşağıda verildiği gibi bir diferansiyel cebirsel denklem takımıdır:

$$\dot{x} = f(x, y, \lambda, p) \quad (4.52)$$

$$0 = g(x, y, \lambda, p)$$

Burada $x \in \mathbb{R}^n$ durum değişkenleri vektörü (mesela generatör başlangıç açıları ve dönme hızları vb.), $y \in \mathbb{R}^m$ cebirsel değişkenlerin vektörü (mesela yük gerilim büyüklükleri), $\lambda \in \mathbb{R}^l$ kontrol edilemeyen parametrelerin kümesi (örneğin aktif ve reaktif yük değişiklikleri) ve p kontrol edilebilen parametrelerin kümesidir (mesela AVR ayar noktası) [106].

Burada küçük bir bozucu altında kararlılık denge noktası civarında doğrusal olmayan sistem denklemleri doğrusallaştırılarak çalışılır. Denge noktasında DAE sistem denklemleri (denklem 4.52) doğrusallaştırılarak tanımlanan A_C Jakobien matrisi (denklem 4.53) manipule edilerek A_S durum matrisi (denklem 4.54) elde edilir [107]:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_x & f_y \\ g_x & g_y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} = [A_C] \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} \quad (4.53)$$

$$A_S = f_x - f_y g_y^{-1} g_x \quad (4.54)$$

Elde edilen öz değerlere bağlı olarak sistemin kararlılığı şu şekilde bulunur:

- Eğer bütün öz değerler negatif reel kısımlara sahipse sistem asimtotik olarak kararlıdır.
- Eğer öz değerlerden en az bir tanesi pozitif reel kısma sahip ise sistem kararsızdır.
- Eğer öz değerler negatif reel kısma sahip olup bir tanesi imajiner eksen üzerinde bulunursa sistem sürekli osilasyonlar gösterir ve bu sistem kritik kararlıdır [45].

Bir özdeğer λ_i 'ye ilişkin bir modun zamana bağlı karakteristiği $e^{\lambda_i t}$ tarafından verilir ve sistem yanıtı buna bağlı olarak şu şekilde ifade edilebilir [25]:

- Sadece reel kısımdan oluşan öz değer bir salınımsız mod ile ilişkilidir.
- Kompleks özdeğerler ise bir salınımlı mod ile ilişkilidir. Burada öz değerin reel bileşeni sönümlemeyi verir. İmajiner kısım ise salınımların frekansını verir. Negatif reel kısım bir sönümlü salınımı ifade ederken pozitif reel kısım ise genliği artan osilasyonları ifade eder. Öz değerin kompleks bir çifti için;

$$\lambda = \sigma \pm jw \quad (4.55)$$

Burada osilasyonların frekansı hertz cinsinden aşağıdaki gibidir;

$$f = \frac{w}{2\pi} \quad (4.56)$$

Sönüm oranı ise;

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + w^2}} \quad (4.57)$$

bağıntısı ile verilir ve sönüm oranı ζ salınının genliğinin sönüm oranını belirler. Genlik sönmesinin zaman sabiti $1/|\sigma|$ 'dur. Yani genlik $1/|\sigma|$ saniyede veya salınının $1/(2\pi\zeta)$ periyodunda başlangıç genliğinin $1/e$ veya 37%' sine düşer [25].

Bütün öz değerler hesaplandığı zaman aşağıdaki yolla değerlendirilen katılım faktörlerini elde etmek mümkündür. Katılım faktörleri modlar ve durum değişkenleri arasındaki ilişkinin bir ölçüsü olarak sunulur [65]. Öz değer analizi sistemde bulunan farklı frekans bileşenlerini ortaya çıkarır ve bu farklı frekans bileşenlerinin kaynağı hakkında daha fazla bilgi belirli bir modda farklı durum değişkenlerinin katılımları gözlemlenerek elde edilebilir [25]. v ve w sırasıyla sağ ve sol öz vektör matrisleri olsun, öyle ki $A = WA_S V$ ve $W = V^{-1}$, daha sonra j . öz değerine i . durum değişkeninin p_{ij} katılım faktörü aşağıdaki şekilde tanımlanır [107]:

$$p_{ij} = \frac{w_{ij}v_{ji}}{w_j^T v_j} \quad (4.58)$$

Kompleks öz değer durumunda, öz vektörlerin her bir elemanın genliğini bulmak için aşağıdaki denklem kullanılır:

$$p_{ij} = \frac{|w_{ij}||v_{ij}|}{\sum_{k=1}^n |w_{jk}||v_{kj}|} \quad (4.59)$$

Çoğu kararlılık uygulamasında sistem dengesinin bir çatallaşma noktası olup olmadığının, yani A_S 'nin bazı öz değerlerinin sıfır reel kısma sahip olup olmadığının belirlenmesi ile ilgilenilir. Pratik etkilere dikkate alınması gereken sadece iki durum vardır [107]:

1. Bir öz değer $\lambda_k = 0$ 'dır. Bu durum genellikle bir eyer düğümü çatallaşması oluşumunu ima etmektedir.
2. Sıfır reel kısım olarak bir çift kompleks çift vardır, yani, $\lambda_{h,k} = \pm j\beta$ 'dır. Bu şart genellikle bir Hopf çatallaşmasının varlığını ima eder.

Eyer düğüm çatallaşması için, determinant $\det(A_S) = 0$, doğrudan doğruya matrix özelliğinden türetilir:

$$\det(A_S) = \prod_{h=1}^{n_x} \lambda_h \quad (4.60)$$

Hopf çatallaşmaları için A_S 'nin belirlenmesi bilgilendirici değildir. Bununla birlikte, eğer $\alpha \pm j\beta$, ilişkili öz vektörler $v_r \pm jv_i$ ile A_S 'nin bir çift kompleks öz değerleri ise aşağıdaki ifade ile elde edilir:

$$\begin{aligned} (A_S - \alpha I_n)v_r + \beta v_i &= 0 \\ (A_S - \alpha I_n)v_i - \beta v_r &= 0 \end{aligned} \quad (4.61)$$

Daha sonra değiştirilmiş durum matrisi:

$$A_{MS} = \begin{bmatrix} A_S & +\beta I_{n_x} \\ -\beta I_{n_x} & A_S \end{bmatrix} \quad (4.62)$$

Bu matris çatallaşma noktasında tekildir. A_{MS} , hem eyer düğüm ($\beta = 0$) hem de Hopf çatallaşmaları ($\beta \neq 0$) için tekildir.

Aşağıdaki bölümde PSAT programında küçük sinyal kararlılık analizi rutininin kullandığı denklem ve yöntemler verilmiştir [103].

4.4.1. PSAT Programı Küçük Sinyal Kararlılığı

Güç akışı problemleri çözüldükten sonra, sistemin katılım faktörlerini ve öz değerlerini görselleştirmek ve hesaplamak mümkündür. Öz değerler, dinamik sistemlerin (küçük sinyal kararlılığı) durum matrisleri için ve güç akışı jakobyen matrisinin (QV duyarlılık analizi) üç farklı tipi için hesaplanabilir.

Küçük sinyal kararlılık analizi için kullanılan sistem, bir diferansiyel cebirsel denklem (DAE) takımıdır:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= f(x, y) \\ 0 &= g(x, y) \end{aligned} \quad (4.63)$$

Burada x durum değişkenleri vektörü ve y 'de PSAT'da sadece gerilim genlikleri V ve fazları θ olan cebirsel değişkenlerin vektörüdür.

A_S durum matrisi, DAE sistem denklemleri doğrusallaştırılarak tanımlanan A_C tam jakobyen matrisi işlenerek hesaplanabilir:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \nabla_x f & \nabla_y f \\ \nabla_x g & \nabla_y g \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} = [A_C] \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} \quad (4.64)$$

Bundan sonra, A_C matrisinden oluşan jakobyen matrisi, şu şekilde ifade edilecektir:

$$F_x \triangleq \nabla_x f \quad (4.65)$$

$$F_y \triangleq \nabla_y f$$

$$G_x \triangleq \nabla_x g$$

$$G_y = J_{FLV} \triangleq \nabla_y g$$

Burada G_y cebirsel denklemlerin tam gradyantıdır ve güç akış jakobyen matrisini içerir. Güç akış jakobyen matrisinin diğer iki tipi PSAT'da tanımlanır ve J_{FL} ve J_{FLD} olarak isimlendirilir.

Durum matrisi A_S cebirsel değişkenler elenerek basitçe elde edilir ve bu yüzden dolaylı olarak J_{LFV} 'nin tekil olmadığı varsayılır (yani, tekil kaynaklı çatallaşmalar yoktur.)

$$A_S = F_x - F_y G_y^{-1} G_x \quad (4.66)$$

Sistemin dinamik derecesi yüksek ise tüm öz değerlerin hesaplanması uzun bir süreç olabilir. Bu amaçla, belirli bir özelliği ile sadece birkaç öz değeri hesaplamak mümkündür. En büyük veya en küçük genliğe sahip öz değerler ya da en büyük veya en küçük reel veya imajiner kısma sahip öz değerler.

Bütün öz değerler hesaplandığı zaman aşağıdaki yolla değerlendirilen katılım faktörlerini elde etmek mümkündür. V ve W sırasıyla sağ ve sol öz vektör matrisleri olsun. Öyle ki $\Lambda = W A_S V$ ve $W = V^{-1}$, daha sonra da j . öz değere i . durum değişkeninin p_{ij} katılım faktörü aşağıdaki şekilde tanımlanır:

$$p_{ij} = \frac{w_{ij} v_{ji}}{w_j^f v_j} \quad (4.67)$$

Kompleks öz değer durumunda, öz vektörlerin her bir elemanın genliğini bulmak için aşağıdaki denklem kullanılır:

$$p_{ij} = \frac{|w_{ij}| |v_{ij}|}{\sum_{k=1}^n |w_{jk}| |v_{kj}|} \quad (4.68)$$

Katılım faktörleri normalizasyonu gerçekleştirilmemiştir. Denklem (4.66)'daki durum matrisi S -domeninde öz değerlerin hesaplanmasını sağlar. Yani sistem, öz değerlerin reel kısımları negatif ise sistem karardır. Z domeninde öz değerlerin hesaplanması faydalıdır. Ayrıca çok ağır sistemlerin görselleştirilmesi kolaylaştırabilir. Bu şekilde eğer sistem kararlı ise tüm öz değerler birim daire içerisindedir. Z domeni öz değerleri hesaplamak için çift doğrusal dönüşüm gerçekleştirilir:

$$A_Z = (A_S + \rho I_n)(A_S - \rho I_n)^{-1} \quad (4.69)$$

4.5. Güç Akış Modal Analizi

Küçük sinyal kararlılık analizinin yanında, öz değerler ve öz vektörler aynı zamanda duyarlılıkları değerlendirmek için de kullanılabilir. Modal analiz bir güç sisteminin çalışma noktası etrafındaki dinamik varlığını karakterize etmek için çok uygun bir araçtır [108]. Özellikle, ilginç bir yaklaşım güç akışı jakobyen matrisinin [109–111] modal analiz değerlendirmesidir [107].

Modal analiz şebekede Q-V ilişkilerini koruyan ve generatörlerin, yüklerin, reaktif güç dengeleme cihazlarının ve HVDC dönüştürücülerinin uygun karakterlerini içeren az sayıda özdeğerin hesaplanmasını ve azaltılmış Jakobyen matrisinin ilişkili özvektörlerini içerir. Bununla birlikte, sistem durum matrisi yerine azaltılmış Jakobyen kullanılarak, gerilim ve reaktif güç karakteristikleri üzerine yoğunlaşılır. Jakobyenin özdeğerleri, sistem geriliminin kararsız hale gelebileceği farklı modları tanımlar. Özdeğerlerin büyüklüğü, kararsızlığa yakınlığın göreceli bir ölçüsüdür. Öte yandan, özvektörler, gerilim kararlılığının kaybolma mekanizması ile ilgili bilgi sağlar. Belirli sayıda küçük özdeğer sayısının seçici olarak hesaplanması için hızlı analitik algoritmalar, büyük karmaşık güç sistemlerinin analizi için yaklaşımı uygun hale getirir. Buna ek olarak, sistem modellerinin uygun seçimi ile yöntem, büyük sistem bozukluklarının ardından farklı zaman aralıklarını temsil eden anlık güç akışlarını analiz etmek için kullanılabilir [109]. Gerilim kararlılığını değerlendirmek için modal analiz şu şekilde kullanılır.

Sisteme ait azalan jakobyen matrisi şu şekilde elde edilir:

Doğrusallaştırılmış sürekli durum sistem güç gerilim denklemleri aşağıdaki şekilde verilir:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (4.70)$$

Burada;

ΔP bara gerçek gücündeki artış miktarı

ΔQ bara reaktif güç enjeksiyonundaki artış miktarı

$\Delta \theta$ bara gerilim açısındaki artış miktarı

ΔV bara gerilim büyüklüğündeki artış miktarını gösterir.

Eğer geleneksel güç akış modeli gerilim kararlılığı analizi için kullanılıyorsa denklem 4.70'deki jakobiyen matris, güç akış denklemlerinin Newton-Raphson metodu ile çözümünde kullanılan jakobiyen matrisin aynısıdır. Sistem gerilim kararlılığı hem P hem de Q tarafından etkilenir. Fakat her bir işletme noktasında P sabit tutulur ve Q ve V arasındaki artan ilişki dikkate alınarak gerilim kararlılığı değerlendirilir. P deki artan değişiklikler formülde ihmal edilmesine rağmen güç transfer seviyeleri veya sistemdeki yük değişiminin etkileri farklı işletme noktalarında Q ve V arasındaki artan ilişki incelemesinde hesaba katılır. Denklem 4.70' i azaltmak için $\Delta P \approx 0$ alınır ve daha sonra

$$\Delta Q = [J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}] \Delta V = J_R \Delta V \quad (4.71)$$

ve

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (4.72)$$

burada

$$J_R = [J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}] \quad (4.73)$$

yazılır. Burada J_R sistemin azalan Jakobian matrisi olarak isimlendirilir. J_R bara reaktif güç enjeksiyonu ve bara gerilim büyüklüğünü direk olarak ilişkilendiren matrisdir. Sistem sürekli durum denklemlerinden gerçek güç ve açı kısımları elimine etmek, minimum hesaplama yapmanın yanı sıra sistemin reaktif talep ve kaynak problemleri üzerine çalışma yapmaya izin verir.

$$J_R = \xi \Lambda \eta \quad (4.74)$$

ξ : J_R 'nin sağ özvektör matrisi

η : J_R 'nin sol özvektör matrisi

Λ : J_R 'nin diagonal özdeğerleri

ve

$$J_R^{-1} = \xi \Lambda^{-1} \eta \quad (4.75)$$

Denklem 4.72 ve 4.75'den;

$$\Delta V = \xi \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad (4.76)$$

veya

$$\Delta V = \sum_i \frac{\xi_i \eta_i}{\lambda_i} \Delta Q \quad (4.77)$$

Burada ξ_i , J_R 'nin i . sütun sağ özvektörü ve η_i , J_R 'nin i . satır sol özvektörüdür. Doğrusal dinamik sistem analizi konseptine benzer şekilde her bir λ_i özdeğer ve ilişkili olan ξ_i ve η_i sağ ve sol özvektörleri sistemin i . modunu tanımlar. i . modal reaktif güç değişimi aşağıdadır.

$$\Delta Q_{mi} = K_i \xi_i \quad (4.78)$$

Burada;

$$K_i^2 \sum_j \xi_{ij}^2 = 1 \quad (4.79)$$

ξ_i 'nin j . elemanı ξ_{ij} ile i . modal ilişkili gerilim değişimi aşağıdadır:

$$\Delta V_{mi} = \frac{1}{\lambda_i} \Delta Q_{mi} \quad (4.80)$$

Reaktif güç değişimi ξ_i 'nin yönü boyunca olduğu zaman ilişkili olan gerilim değişimi aynı zamanda aynı yön boyuncadır ve büyüklüğü i . özdeğerin büyüklüğünün tersine eşit olan bir faktör ile güçlendirilmiştir. Bu anlamda her bir λ_i özdeğerinin büyüklüğü ilişkili modal geriliminin zayıflığına karar verir. Eğer $\lambda_i = 0$ ise i . modal gerilimi çökecektir, bunun nedeni ise modal reaktif güçteki herhangi bir değişiklik sonsuz modal gerilim değişimine neden olacaktır. Denklem 4.77'de $\Delta Q = e_k$ alırsak (burada e_k nin 1 olan k . eleman dışında bütün elemanları sıfırdır) daha sonra;

$$\Delta V = \sum_i \frac{\eta_{ik} \xi_i}{\lambda_i} \quad (4.81)$$

η_i 'nin k . elemanı η_{ik} ile birlikte.

Bara k 'daki V-Q hassasiyeti;

$$\frac{\partial V_k}{\partial Q_k} = \sum_i \frac{\eta_{ik} \xi_{ik}}{\lambda_i} = \sum_i \frac{P_{ki}}{\lambda_i} \quad (4.82)$$

Eğer jakobyenin öz değerlerinin tamamı pozitif ise sistem gerilim kararlıdır. Sistem streslendiği zaman J_R 'nin öz değerleri sistem gerilim kararlılığı kritik noktasına kadar küçülür. J_R 'nin öz değerlerinden en az bir tanesi sıfır olur.

Eğer J_R 'nin öz değerlerinden bazıları negatif ise sistem gerilim kararlılığı kritik noktasını geçmiştir, çünkü sistem streslenirken J_R 'nin öz değerleri pozitiften sıfıra ve devamında negatife geçer. Öz değerlerin büyüklükleri kararsızlığa yakınlığın göreceli bir ilişkisini sağlariken, onlar problemin doğrusal olmamasından dolayı bir tam ölçüm

sağlamaz. Bu, sönümün derecesini gösteren küçük sinyal kararlılık analizindeki sönüm faktörüne paraleldir, fakat kararlılık marjının tam bir ölçüsü değildir. Model analiz uygulamaları sistemin kararlılığına karar vermede, ekstra yük veya güç transferi seviyesinin ne kadar eklenebileceğine, sistem gerilim kararlılığı kritik değerine ne zaman ulaşacağına, gerilim kararlılığı kritik bölgelerine karar vermede ve her bir moda katılan elemanları tanımlayarak kararsızlığın mekanizmasını tanımlamada faydalıdır.

Aşağıdaki bölümde PSAT programında güç akış modal analizi rutininin kullandığı denklem ve yöntemler verilmiştir [103].

4.5.1. PSAT Programı Güç Akış Modal Analizi

Güç akış duyarlılık analizi veya QV analizi için üç adet matris tanımlanabilir;

1. J_{LF} : İletim hatları ve transformatörlerdeki güç akışlarının statik denklemlerinden elde edilir ve genel olarak standart güç akış jakobyen matrisi olarak tanımlanır.

2. J_{LFV} : Sistemin güç akış denklemlerinin tam jakobyen matrisidir.

3. J_{LFD} : Tam matris A_C 'den aşağıdaki gibi hesaplanır:

$$J_{LFD} = J_{LFV} - G_x F_x^{-1} F_y \quad (4.83)$$

Bu yüzden bir dinamik güç akış jakobyen matris düşünülebilir. Cebirsel değişkenler sadece bara gerilim genliği ve fazları olarak varsayılmıştır, yani $J_{LFV} = G_y$ 'dir. Eğer diğer cebirsel değişkenler varsa bunlar aşağıdaki gibi jakobyen matristen kaldırılabilir.

$$J_{LFV} = G_y^{(m_1, m_1)} - G_y^{(m_1, m_2)} [G_y^{(m_2, m_2)}]^{-1} G_y^{(m_2, m_1)} \quad (4.84)$$

Burada m_1 sistemin bara sayısının iki katıdır ve $m_2 = m - m_1$ 'dir. G_y 'nin ilk m_1 satırı aktif ve reaktif güç denklem gradyanlarına karşılık gelir. Bu yüzden G_y aşağıdaki gibidir;

$$G_y = \begin{bmatrix} G_y^{(m_1, m_1)} & G_y^{(m_1, m_2)} \\ G_y^{(m_2, m_1)} & G_y^{(m_2, m_2)} \end{bmatrix} \quad (4.85)$$

J_{LFD} matrisi denklem (4.84)'teki J_{LFV} 'ye benzer bir şekilde tarif edilebilir. Güç akış jakobyen matrisi bir kez seçilir ve hesaplanırsa, özdeğer analizi aşağıdaki gibi bir azalan matris üzerine uygulanır. Güç akış jakobyen matrisinin dört alt matrise ayrılmıştır.

$$J_{LF} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \quad (4.86)$$

Standart jakobyen matrisi J_{LF} durumunda, sabit güç enjeksiyonu ile güç akış denklemlerinin doğrusallaştırılmasıyla elde edilebilir.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix}$$

Daha sonra azalan matris aşağıdaki gibi tanımlanır;

$$J_{LFr} = J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \quad (4.87)$$

Bu bir QV duyarlılık analizi için kullanılabilir, eğer $\Delta P = 0$ ve alt matris $J_{P\theta}$ 'nin tekil olmadığı varsayılırsa.

$$\Delta Q = J_{LFr} \Delta V \quad (4.88)$$

4.6. Zaman Domeni Analizi

Kararlılık analizlerinin bir temel aracı başlangıç değer problemlerinin integrasyonudur [107].

$$\dot{x} = f(x, t), \quad x(t_0) = x_o \quad (4.89)$$

Burada $f(x, t)$ adi diferansiyel denklemlerin (ODE) bir kümesidir. Denklem (4.89)'un çözümü bir $\varphi(x_o, t)$ yörüngesi veya basitçe $x(t)$ 'dir. Geçici kararlılık analizleri için en uygun güç sistem modeli diferansiyel cebirsel denklemlerin (DAE) bir kümesidir. Bu nedenle denklem (4.89)'da ki başlangıç değer problemi aşağıdaki gibi olur:

$$\dot{x} = f(x, y, t), x(t_0) = x_o \quad (4.90)$$

$$0 = g(x, y, t), y(t_0) = y_o$$

Teoride eğer cebirsel değişkenler y, g denklemleri kullanılarak açıklanırse denklem (4.90), denklem (4.89) içinde dönüştürülebilir.

$$y = \check{g}(x, t) \quad (4.91)$$

Denklem (4.91) kullanılarak DAE sistem (4.92), aşağıdaki gibi yeniden yazılabilir:

$$\dot{x} = f(x, \check{g}(x, t), t), x(t_0) = x_o \quad (4.92)$$

Bu biçimsel olarak denklem (4.89) ile aynı problemidir.

Yukarıdaki tartışmada iki ilgili konu vardır:

1. Başlangıç değer problemleri (4.89) veya (4.92) f 'nin doğrusal olmaması nedeniyle genellikle açık bir çözüme sahip değildir. Başka bir deyişle, yörünge $\varphi(x_o, t)$ için analitik bir ifade bulmak genellikle imkansızdır.

2. Örtük fonksiyon teoremi, eğer g_y tekil değilse, $\tilde{g}$ 'nin varlığını garanti eder. Bununla birlikte, denklem (4.91) için analitik bir ifade bulmak, g 'nin doğrusal olmaması nedeniyle genellikle mümkün değildir.

Bu sorunların üstesinden gelmek için tek çözüm, sayısal integrasyon yöntemini kullanmaktır. Sayısal çözüm bağımsız değişken t 'nin ayrık değerleri t_i 'nin bir serisini kullanarak $x(t)$ 'ye yaklaşmadır:

$$x(t_0), x(t_1), x(t_2), \dots \quad (4.93)$$

veya kısa gösterimle

$$x_0, x_1, x_2, \dots \quad (4.94)$$

Sayısal integrasyon metotlarının çok çeşidi vardır. En sezgisel olanlarından biri de açık ileri euler metodudur. Bir genel zaman t_{i+1} 'de açık euler metodunun düzeni aşağıdaki gibidir:

$$x_{i+1} = x_i + \Delta t f(x_i, t) \quad (4.95)$$

Burada Δt , adımdan adıma sabitlenebilen veya değişebilen adım uzunluğudur.

Uygun sayısal integral metodunun kullanıldığı varsayılarak, güç sistemi analizi için zaman alanı simülasyonlarının önemi iki katmanlıdır:

1. Güç sistemi cihazlarının elektromanyetik davranışının değerlendirilmesi. İlgili çalışmalar, hat anahtarlama operasyonlarını, simetrik ve asimetrik arızaları veya dengesiz koşulları ve güç elektroniği dönüştürücülerini takiben transientlerdir [112]. Bu yaklaşıma elektromanyetik geçici analiz denir.
2. Hat kesintileri veya kısa devreler gibi büyük bir bozulmadan sonra güç sistemi şebekelerinin elektromekanik tepkisinin değerlendirilmesi. Bu yaklaşıma geçici kararlılık analizi denir.

Sayısal olarak (4.90)'nı integre etmek için çözülmesi zorunlu olan ilk konu cebirsel denklemler g 'nin nasıl ele alınacağıdır. Burada temel olarak 2 yaklaşım vardır.

1. *Bölünmüş çözüm yaklaşımı.* x ve y değişkenleri sıralı olarak güncellenir.
2. *Eşzamanlı çözüm yaklaşımı.* x ve y değişkenleri Newton metotları gibi bir çözücü kullanılarak tek bir adımda birlikte çözülür.

Her zaman olduğu gibi her iki yaklaşım da avantaj ve dezavantajlara sahiptir. Bölünmüş yaklaşımda x ve y bağımsız olarak güncellendiği için herhangi bir sayısal integrasyon metodu kullanılabilir. Bununla birlikte sıralı yaklaşım tipik olarak Jakobyen matrisi f_x 'i hesaplamayı ve çarpanlara ayırmayı gerektirmeyen açık sayısal yöntemlerle

(örneğin Runge-Kutta) birleştirilerek kullanılır. Öte yandan, bölünmüş yaklaşım x ve y arasında “gecikme” getirir. Nitekim, genel bir adım i için, $x^{(i+1)}$ hesaplanırken, cebirsel değişkenler eski değer olan $y^{(i)}$ olarak dondurulur. Dahası, $y^{(i+1)}$ hesaplanırken durum değişkenleri $x^{(i+1)}$ değiştirilmez. $x^{(i)}$ ve $y^{(i)}$ arasındaki gecikmeyi önlemek için, her zaman adımında $x^{(i)}$ ve $y^{(i)}$ üzerinde bir tekrarlama zorunludur. Bu süreç sayısal kararsızlıklara neden olabilir. Cebirsel değişkenlerin güncellenmesi için $g = 0$ 'ın çözülmesi doğrusal olmayan bir sistemin çözümünü gerektirir. Doğrusal olmayan bir sistem, genellikle jakobyen matrisi g_x 'in tekrarlamalı olarak hesaplamasını ve çarpanlara ayırmasını gerektirir.

Eşzamanlı yaklaşımın avantajı $x^{(i)}$ ve $y^{(i)}$ birlikte güncellenir. Böylece herhangi bir gecikme ortaya çıkmaz. Bu yaklaşım, her zaman adımında bir dizi doğrusal olmayan denklemin çözümünü gerektiren örtük sayısal yöntemlerle birlikte kullanılır. Bu çözüm genellikle bir Newton yöntemi ile elde edilir. Böylece eşzamanlı yaklaşım, $(n_x + n_y) \times (n_x + n_y)$ jakobyen matrisinin tekrarlamalı bir şekilde hesaplanmasını ve çarpanlara ayrılmasını gerektirir. Sonuç olarak, bölünmüş yaklaşım, eşzamanlı yaklaşımdan daha hızlı, ancak sayısal olarak daha az kararlı kabul edilebilir [107].

4.6.1. Açık Metotlar

Çok aşamalı açık yöntemler, aşağıdaki şekilde bir m -aşamalı formül kullanılarak ifade edilebilir [107, 113]:

$$x(t + \Delta t) = x(t) + \Delta t \sum_{k=0}^{m-1} c_k f^{\{k\}} \quad (4.96)$$

$$\hat{x}(t + \Delta t) = x(t) + \Delta t \sum_{k=0}^{m-1} \hat{c}_k f^{\{k\}}$$

Burada t , güncel integrasyon zamanı ve Δt adım uzunluğudur.

$$f^{\{0\}} = f(x(t), t_i) \quad (4.97)$$

$$f^{\{k\}} = f(x(t) + \Delta t \sum_{j=0}^{k-1} b_{kj} f^{\{j\}}, t_i + a_k \Delta t)$$

Hem $x(t + \Delta t)$ hem de $\hat{x}(t + \Delta t)$ kesin çözüme yaklaşır ve $\hat{x}(t + \Delta t)$, $x(t + \Delta t)$ 'den daha yüksek sıranın bir yaklaşımıdır. $x(t + \Delta t) - \hat{x}(t + \Delta t)$ farkı tam çözüme

göre hatanın tahmin edilmesine ve adım uzunluğu Δt 'nin ayarlanmasına olanak tanır. m aşamalı formül (4.96) t ve $t + \Delta t$ arasında uygun noktalardaki $\dot{x}$ 'in m değerlerinin bir ağırlıklı toplamını kullanarak durum değişkenleri $x(t + \Delta t)$ 'nin yeni değerini değerlendirir. Verilen bir yöntem için formül (4.96)'yı görselleştirmenin uygun bir yolu aşağıdaki gibi Butcher'ın çizelgesidir [114].

$$\begin{array}{c|cccc}
 0 & & & & \\
 a_1 & b_{10} & & & \\
 a_2 & b_{20} & b_{21} & & \\
 \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \\
 a_m & b_{m0} & b_{m1} & \dots & b_{m,m-1} \\
 \hline
 & c_0 & c_1 & \dots & c_{m-1} \\
 & \hat{c}_0 & \hat{c}_1 & \dots & \hat{c}_{m-1} & \hat{c}_m
 \end{array} \tag{4.98}$$

Çok adımlı veya tahmin-düzeltilici yöntemler, açık yöntemlerin başka bir sınıfıdır. Çok adımlı bir yöntemin genel formülü şöyledir:

$$x(t + \Delta t) = x(t) + \Delta t \sum_{k=0}^m c_k f(x(t - k\Delta t), t - k\Delta t) \tag{4.99}$$

Çok aşamalı yöntemlerin bir dezavantajı, kendiliğinden başlamamalarıdır, çünkü ilk m adımları, $t + \Delta t$ için genel adım (4.99)'u hesaplamak için bilinmelidir. İyi bilinen Adams-Bashforth yöntemi, Milne-Simpson yöntemi ve Hamming yöntemi, çok adımlı yöntem ailesine aittir [114]. Bununla birlikte, bu yöntemlerin, en azından güç sistemi uygulamaları için Runge-Kutta'nın formülüne göre daha az doğru ve etkili oldukları kanıtlanmıştır [25, 107].

4.6.2. Örtülü Metotlar

Geçici kararlılık analizinde olası sorunlardan biri, zaman sabitinin çeşitli zaman ölçeklerine yayılabilmesidir. Örneğin, geçici kararlılık ve uzun vadeli dinamikler birlikte düşünülürse, zaman sabitleri 10^{-2} ila 10^3 s arasında değişir. Benzer şekilde, eğer hem alt-senkron rezonans olgusu hem de geçici kararlılık bir olarak göz önüne alınırsa, zaman ölçeği aralığı 10^{-4} ila 10^1 saniye arasındadır. Bir ODE probleminin zaman ölçeği aralığı

“büyük” ise, ODE probleminin katı olduğu söylenir. Katı ODE problemleri üzerine sayısal metotların davranışı test denklemine bu metotların uygulanması ile analiz edilebilir:

$$\dot{x} = kx, k \in \mathbb{C} \quad (4.100)$$

Denklem (4.100)’ün çözümü $\Re\{k\} < 0$ olduğu zaman $t \rightarrow \infty$ olarak sifıra yaklaşan $x(t) = e^{kt}$ ’dir. Yani kompleks düzlemin sol yarısı test denklemi (4.100)’ün kararlılık bölgesidir. Sayısal metot da aynı zamanda bu davranışı gösteriyorsa, daha sonra metot Dahlquist’in tanımına göre mutlak kararlı veya A-kararlı olduğu söylenir [115]. Örneğin, Runge-Kutta’nın formülü test denklemine (4.100)’e uygulayalım:

$$x(t + \Delta t) = x(k\Delta t)x(t) = x^n(k\Delta t)x(t_0) \quad (4.101)$$

Burada n adım sayısıdır ve $x(t_0)$ başlangıç değeridir. $x(k\Delta t)$ fonksiyonu kararlılık fonksiyonu olarak isimlendirilir ve $n \rightarrow \infty$ için $x(t) \rightarrow 0$ ’ı karşılamak için $|x(k\Delta t)| < 1$ olmak zorundadır.

Dahlquist teoremlerinin ilginç bir sonucu, açık çok aşamalı bir metodun A-kararlı olamayacağı şeklindedir [115, 116]. Böylece, açık metotlardan katı ODE sorunları için kötü davranış sergilemesi beklenmektedir. Öte yandan, örtük metotlar A kararlı olabilir. Örtük metotlar DAE problemlerinde hem durum hem de cebirsel değişkenlerin eşzamanlı çözümüne izin verdiği için, güç sistemi analizi için özellikle önemlidir. Örtük metotlar kullanıldığı zaman, sayısal integrasyonun her basamağı bir dizi doğrusal olmayan denklemin çözümü olarak elde edilir. Cebirsel denklemler her iterasyonda çözülecek doğrusal olmayan sistem içerisine dahil edilebildiğinden, örtük metotlar özellikle doğrusal olmayan DAE sistemleri için uygundur. Genel bir süre t için ve bir adım uzunluğu Δt varsayıldığında, aşağıdaki problem çözülmelidir [117]:

$$0 = \hat{q}(x(t + \Delta t), y(t + \Delta t), f(t)) \quad (4.102)$$

$$0 = g(x(t + \Delta t), y(t + \Delta t))$$

Burada f ve g diferansiyel ve cebirsel denklemler ve $\hat{q}$ örtülü sayısal metoda dayanan bir fonksiyondur. Denklemler (4.102) doğrusal değildir ve onların çözümü, Newton metodu ile elde edilir; bu metot, durum ve cebirsel değişkenlerin $\Delta x^{(i)}$ ve $\Delta y^{(i)}$ artışlarının tekrarlamalı olarak hesaplanmasından ve gerçek değişkenlerin güncellenmesinden oluşur [107].

$$\begin{bmatrix} \Delta x^{(i)} \\ \Delta y^{(i)} \end{bmatrix} = -[A_c^{(i)}]^{-1} \begin{bmatrix} \hat{q}^{(i)} \\ g^{(i)} \end{bmatrix} \quad (4.103)$$

$$\begin{bmatrix} x^{(i+1)}(t + \Delta t) \\ y^{(i+1)}(t + \Delta t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x^{(i)}(t + \Delta t) \\ y^{(i)}(t + \Delta t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta x^{(i)} \\ \Delta y^{(i)} \end{bmatrix}$$

$A_c^{(i)}$, sistemin cebirsel ve durum jakobyen matrislerine bağılı bir matristir.

Aşağıdaki bölümde PSAT programında zaman domeni simülasyonu rutininin kullandığı denklem ve yöntemler verilmiştir [103].

4.6.3. PSAT Programı Zaman Domeni Benzetimi

4.6.3.1. İntegrasyon Metodu

İki integrasyon metodu kullanılabilir. Bunlar her adımda cebirsel ve durum değişken yönlerini değerlendirmek için tam bir jakobyen matrisi kullanan ve örtük A-kararlı algoritması olan ileri Euler ve yamuk kurallarıdır. Belirli bir t zamanı ve kabul edilen bir Δt zaman adımında aşağıdaki problem çözülmek zorundadır:

$$0 = f_n(t + \Delta t), y(t + \Delta t), f(t)) \quad (4.104)$$

$$0 = g(x(t + \Delta t), y(t + \Delta t))$$

Burada f ve g diferansiyel ve cebirsel denklemleri ifade eder ve f_n integrasyon metoduna bağılı olan bir fonksiyondur. Denklem (4.104) doğrusal değildir ve onların çözümü durum ve cebirsel değişkenlerin sırasıyla Δx^i ve Δy^i artışlarının adım adım hesaplanmasından ve gerçek değişkenlerin güncellenmesinden oluşan bir Newton-Raphson tekniği vasıtası ile elde edilir.

$$\begin{bmatrix} \Delta x^i \\ \Delta y^i \end{bmatrix} = -[A_c^i]^{-1} \begin{bmatrix} f_n^i \\ g^i \end{bmatrix} \quad (4.105)$$

$$\begin{bmatrix} x^{i+1} \\ y^{i+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x^i \\ y^i \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta x^i \\ \Delta y^i \end{bmatrix}$$

Burada A_c^i sistemin cebirsel ve durum jakobyen matrislerine bağılı bir matristir. Eğer değişken artışı belirli sabit bir tolerans (ϵ_0) altında olursa veya tekrarlamamanın maksimum sayısına ulaşırsa döngü durur. İkinci durumda zaman adımı Δt azalır ve Newton-Raphson tekniği tekrarlanır. Şekil 4.10'da zaman domeni integrasyonunun blok diyagramı gösterilmiştir.

4.6.3.1.1. İleri Euler Metodu

İleri euler integrasyon yöntemlerinden ilkidir. Bu yöntem genellikle daha hızlı ancak yamuk yöntemine göre daha az hassastır. Genel bir i . adımında A_c^i ve f_n^i aşağıdaki gibidir:

$$A_c^i = \begin{bmatrix} I_n - \Delta t F_x^i & -\Delta t F_y^i \\ G_x^i & J_{LFV}^i \end{bmatrix} \quad (4.106)$$

$$f_n^i = x^i - x(t) - \Delta t f^i$$

Burada I_n sistemin dinamik mertebesiyle aynı boyutta birim matristir ve diğer matrisler cebirsel diferansiyel denklemlerin jakobian matrisidir.

$$F_x = \nabla_x f \quad (4.107)$$

$$F_y = \nabla_y f$$

$$G_x = \nabla_x g$$

$$J_{FLV} = \nabla_y g$$

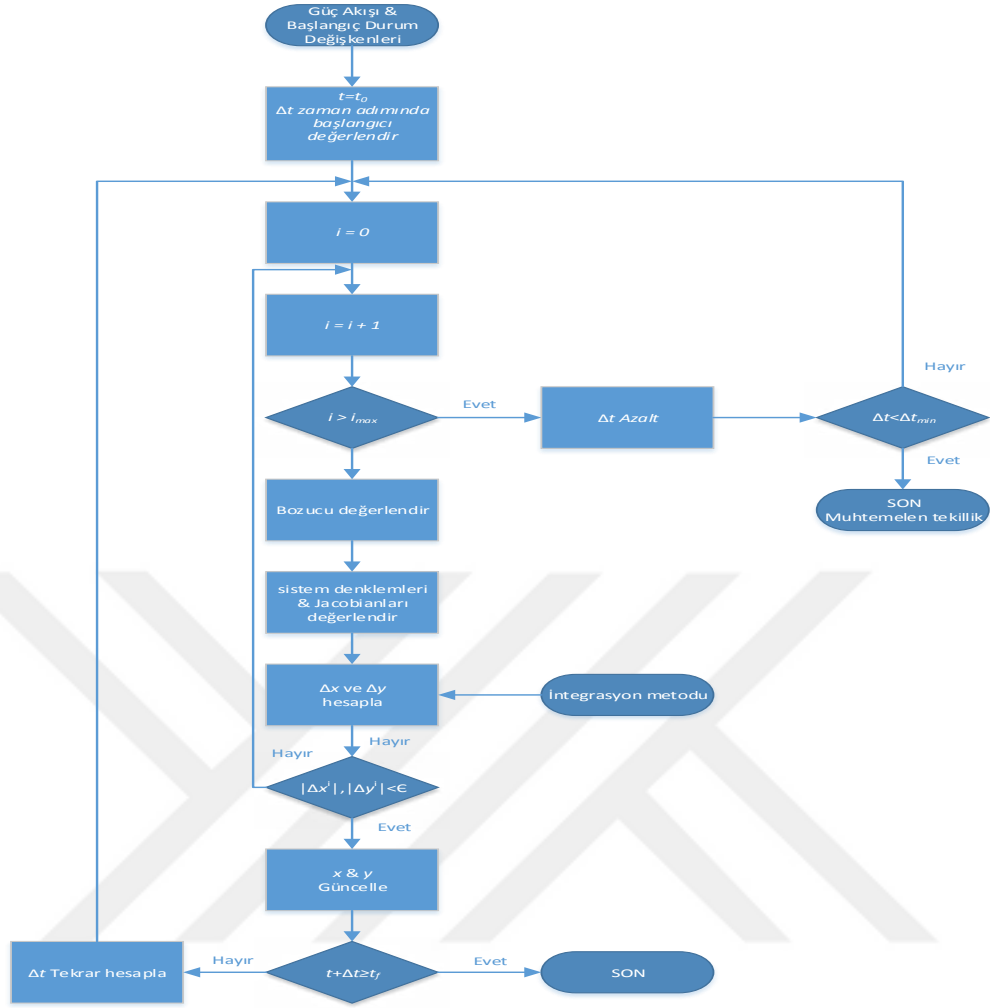
4.6.3.1.2. Yamuk Metodu

Yamuk yöntemi elektromekanik diferansiyel cebirsel denklemler için esas çözücüdür ve birçok güç sistemi yazılım paketlerinde yaygın olarak kullanılır. PSAT'da uygulanan versiyonu en basit olanıdır, ancak birkaç test durumu için çok sağlam ve güvenilir olduğu kanıtlanmıştır. Genel bir i . adımında A_c^i ve f_n^i aşağıdaki gibidir:

$$A_c^i = \begin{bmatrix} I_n - 0.5\Delta t F_x^i & -0.5\Delta t F_y^i \\ G_x^i & J_{LFV}^i \end{bmatrix} \quad (4.108)$$

$$f_n^i = x^i - x(t) - 0.5\Delta t(f^i + f(t))$$

Buradaki notasyonlar denklem (4.106) ile aynıdır.



Şekil 4.10. Zaman domeni integrasyonu blok diyagramı

5. MİKROŞEBEKELİ GÜÇ SİSTEMİNİN KARARLILIK ANALİZİ

5.1. Giriş

Mikro şebekelerin dağıtım sistemine bağlanması, doğal olarak dağıtım sisteminin planlama ve işletmesinin yeniden gözden geçirilmesi durumunu ortaya çıkaracaktır. Bu durumda dağıtım şebekesinin beslenmesi sadece iletim şebekesi tarafından olmayacak, dağıtılmış üretim kaynakları da buna katkıda bulunacak ve gerekli gücü yerel olarak sağlayacaktır [4]. Mikro şebekelerin çeşitli seviyelerde güç sistemlerine bağlantıları güç sisteminin kararlılığını birçok yönden etkileyecektir [66].

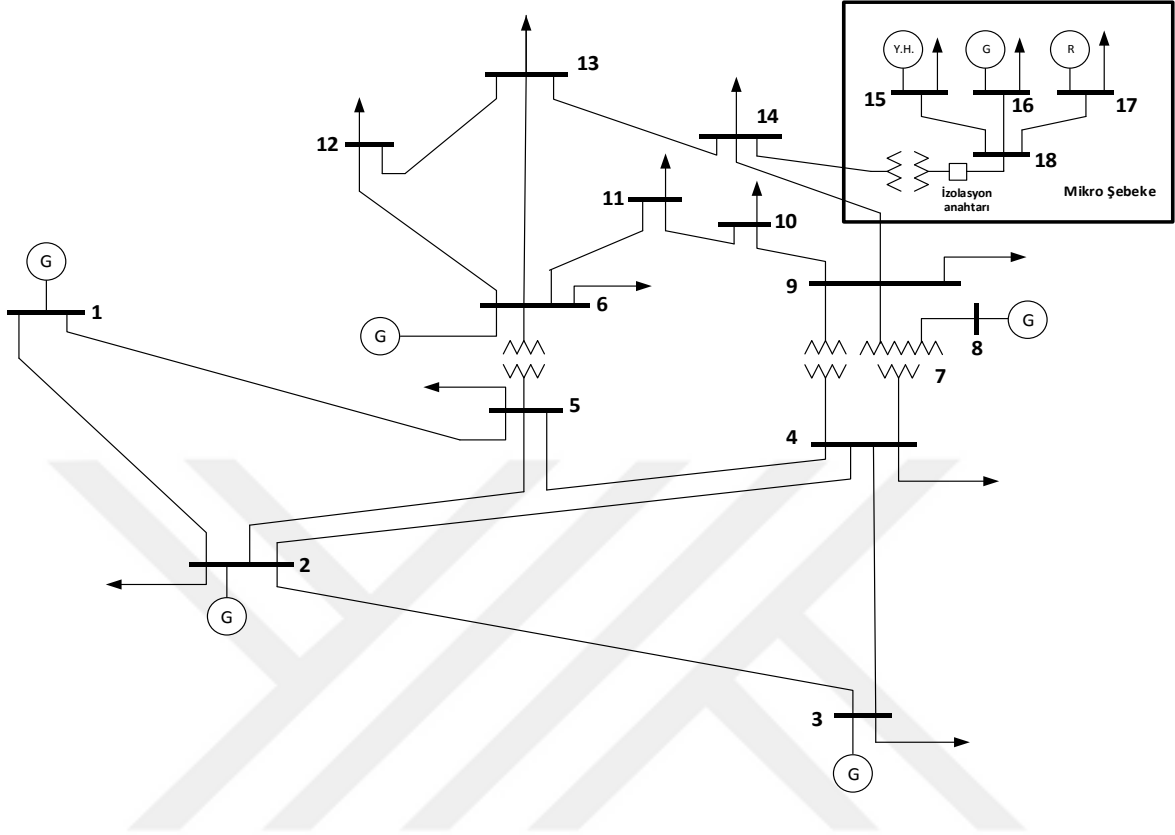
Bu bölümde mikro şebekelerin güç sistemleri kararlılığı üzerine olan etkileri incelenmiştir. Bölüm 5.2’de bu çalışmada kullanılan IEEE 14 baralı test sistemi hakkında bilgiler verilmiştir. Bu bölümün devamı tasarlanan mikro şebekeyi meydana getiren güneş, rüzgar ve yakıt hücresi modellerinin açıklanması ile oluşturulmuştur.

Bölüm 5.3’de tasarlanan mikro şebeke sisteminin güç sisteminde yerleştirileceği en uygun baranın tespiti çalışmasını içermektedir. Burada yapılan çalışma yardımı ile kullanılacak modelin son şekli oluşturulmuştur.

Bölüm 5.4’de mikro şebekenin güç sistemine entegrasyonu ile güç sisteminde meydana gelen iletim kayıplarındaki azalmayı göstermek amacı ile güç akışı çalışmaları gerçekleştirilmiş ve bunlara ait sonuçlar verilmiştir. Bölüm 5.5 mikro şebekenin güç sisteminin gerilim kararlılığında meydana getirdiği değişimleri göstermek amacı ile tasarlanmıştır. Bu amaçla literatürde yaygın şekilde gerilim kararlılık çalışmalarında kullanılan çatallaşma analizleri gerçekleştirilmiştir.

Bölüm 5.6’da mikro şebekenin güç sisteminin küçük sinyal kararlılığı üzerine etkileri gösterilmiştir. Bölüm 5.7 ise güç sistemleri kararlılığına mikro şebeke etkilerini göstermek amacıyla modal analiz çalışmalarını içermektedir. Bölüm 5.8’de ise mikro şebekelerin güç sisteminin geçici kararlılığına etkilerini göstermek amacıyla zaman domen analiz çalışmalarını içermektedir.

5.2. Mikro Şebekeli Test Sistemi Oluşturulması



Şekil 5.1. Mikro şebekeli IEEE 14 baralı güç sistemi

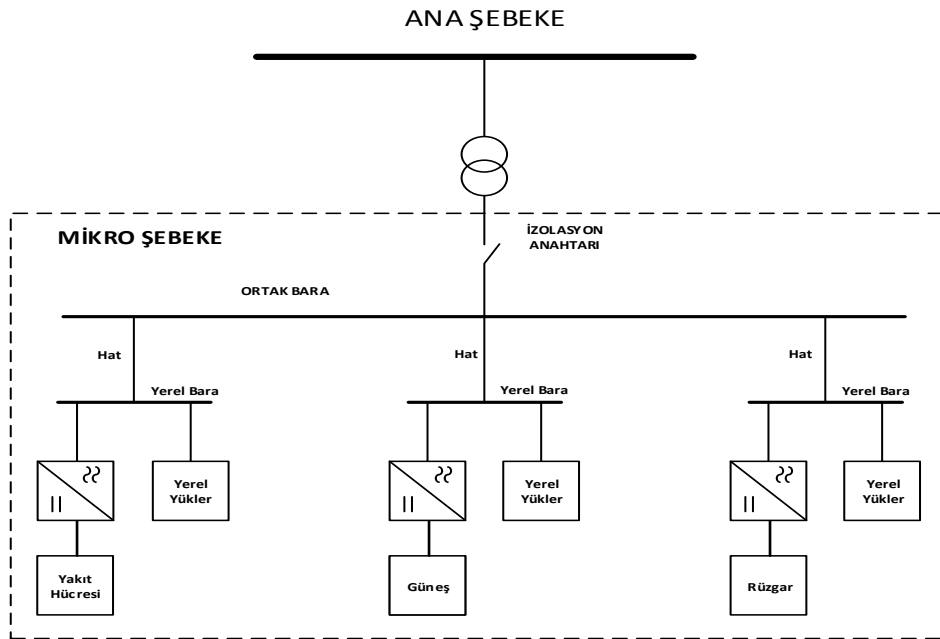
Bütün nümerik çalışmalar Matlab tabanlı bir açık kaynak araç kutusu olan PSAT programı [118] kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Şekil 5.1’de simülasyon çalışmalarında kullanılan IEEE 14 baralı güç sistemi [119] gösterilmiştir. IEEE 14 baralı güç sistemi 5 tane generatörden oluşmaktadır. Bara 2, 3, 6 ve 8 ‘de bulunan generatörlerin 6. derece modelleri kullanılırken, bara 1’de bulunan senkron generatör 5. derece modele sahiptir. Sistem ayrıca 20 adet bağlantı hattına, 14 adet baraya ve 11 adet yüke sahiptir. Sistemde bulunan yüklerin toplam değeri 362.6 MW ve 108.36 MVA değerine sahiptir. Bütün senkron generatörler IEEE model 1 otomatik gerilim regülatörüne sahiptir. Ayrıca bara 1 ve bara 2 de bulunan generatörler tip 1 turbin governere sahiptirler. Çalışmada kurulan mikro şebeke sistemi IEEE 14 baralı sistemde bara 14’e bağlanmıştır. Bara 14’ün seçilme nedeni bölüm 5.3’de açıklanmıştır. Mikro şebeke sistemini oluşturan birimlerin güç oranları şu şekilde seçilmiştir; 2 MW yakıt hücresi üretim tesisi (FC), 5 MW PV ve 10 MW rüzgar türbini değerlerine sahiptir. Konverter ve inverter ara yüzlerine sahip PV,

rüzgar ve yakıt hücresi üretim tesisi güç sistemine reaktif güç absorbe etme ve enjekte etme yeteneklerine sahiptirler [120].

Bu çalışmada gerçek bir güç sistemi yerine bir test sistemi (IEEE 14 baralı sistem) kullanılmasının nedenleri şunlardır:

- Gerçek güç sistemine ilişkin modeller çok iyi dokümente edilmemiştir ve ayrıca verilerin bazıları kısmen gizlidir. Bu da çalışma yapılacak olan konudan çok modelin iyileştirilmesi üzerine yoğunlaşmayı gerektirmektedir. Gerçek modelin aksine test sistemlerinde tüm değerler literatür çalışmalarında verilmiş olup çalışılmak istenen konu üzerine odaklanabilmektedir.
- Gerçek güç sistemleri çok büyük boyutlara sahiptir. Bu durum çeşitli senaryoların bu sistemlerde hesaplanmasını oldukça güç ve zaman alıcı hale getirir.
- Gerçek güç sisteminden elde edilecek sonuçlar test sistemi sonuçlarına göre daha özeldir. Fakat test sistemleri sonuçları genel bir yapıya sahiptir ve diğer yapılan araştırmaların sonuçları ile kıyaslama yapılarak çalışmanın başarısı gösterilebilir [121].

Güç sistemleri kararlılığı üzerine mikro şebekelerin etkisini göstermek amacı ile oluşturulan mikro şebeke modeli, Şekil 5.2’de gösterilen model referans alınarak oluşturulmuştur. Mikro şebekeyi oluşturan güneş, rüzgar ve yakıt hücresi modelleri de Şekil 5.3, 5.4, 5.5 ve 5.6’da gösterilmiştir.

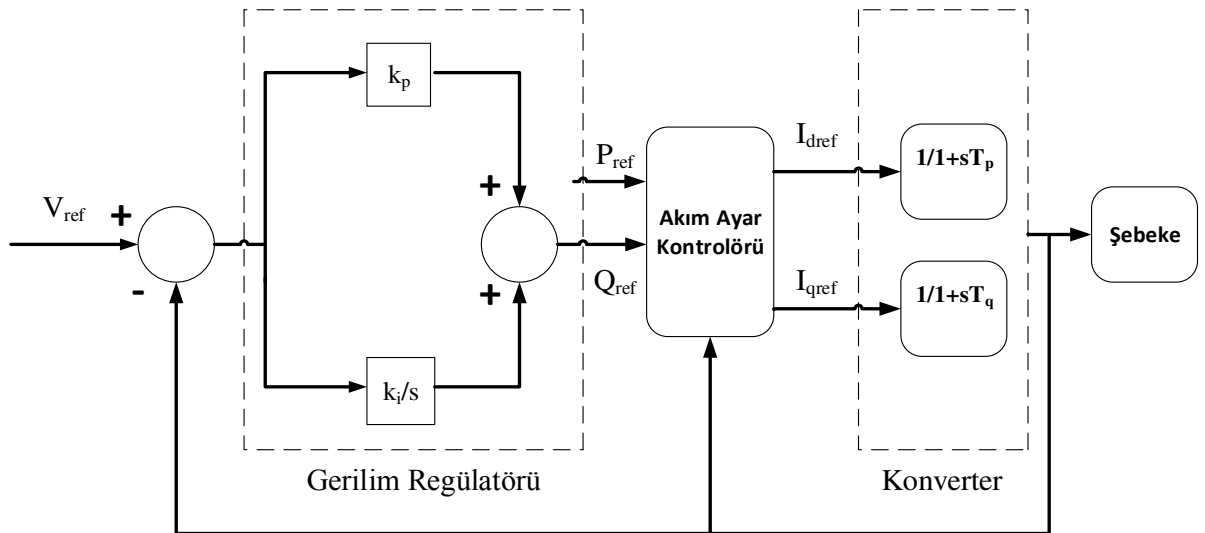


Şekil 5.2. İnverter tabanlı mikro şebeke modeli

5.2.1. Güneş Enerjisi Sistemi Modeli

Şebekeye bağlı bir PV generatörün tipik yapısına bakıldığında onun başlıca alt sistemleri PV dizi, DC/DC ve DC/AC dönüştürücüler ve ilgili kontrollerdir. PV’ de maksimum güç noktası izleme (MPPT) görevi, genellikle arzu edilen bir değere gerilimi düzenleyen dizi çıkışındaki bir DC/DC dönüştürücü tarafından gerçekleştirilir. Güneş enerjisi santrali 2 bölümden oluşur. Birinci kısım güneş dönüşüm kısmı, ikinci kısım ise DC/AC güç dönüşümüdür. Sistemde üretilen bütün güç şebeke ve generatör arasında bir tampon olarak hizmet gören güç konverteri aracılığı ile gerçekleşir. Konverter bağlantı noktasında güç ve/veya gerilimi kontrol eder. PV sistemi şebekeden gözlemlendiği için bu model şebeke tarafı modelidir. Bu nedenle ilgi ikinci bölgeyi modelleme üzerine harcanmak zorundadır. d-q gösterimi DC/AC güç dönüşümünü modellemek için kullanılır. Güç ve gerilim değerleri sabit P ve sabit V modelinde tanımlanır. Daha sonra reaktif güç referans değeri PI kontrolör kullanılarak Şekil 5.3’de gösterildiği gibi üretilir. Daha sonra referans akımlar i_d ve i_q aşağıdaki denklemler kullanılarak hesaplanır [46, 49]. PV’ye ait modellerin denklemlerine ilişkin detaylı bilgiler EK B.3. de verilmiştir.

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_d & V_q \\ V_q & -V_d \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix}$$



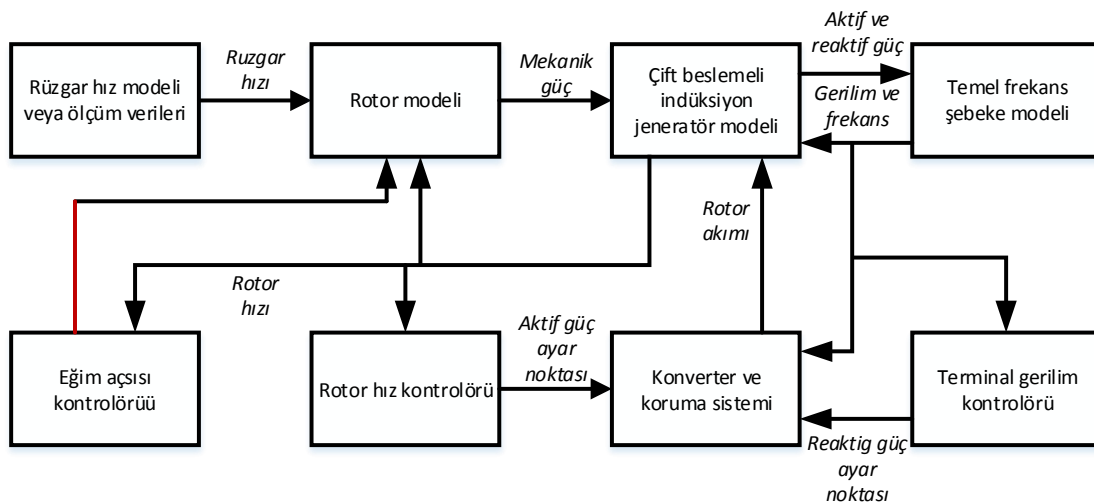
Şekil 5.3. PV modeli blok diyagramı

5.2.2. Rüzgar Enerjisi Sistemi Modeli

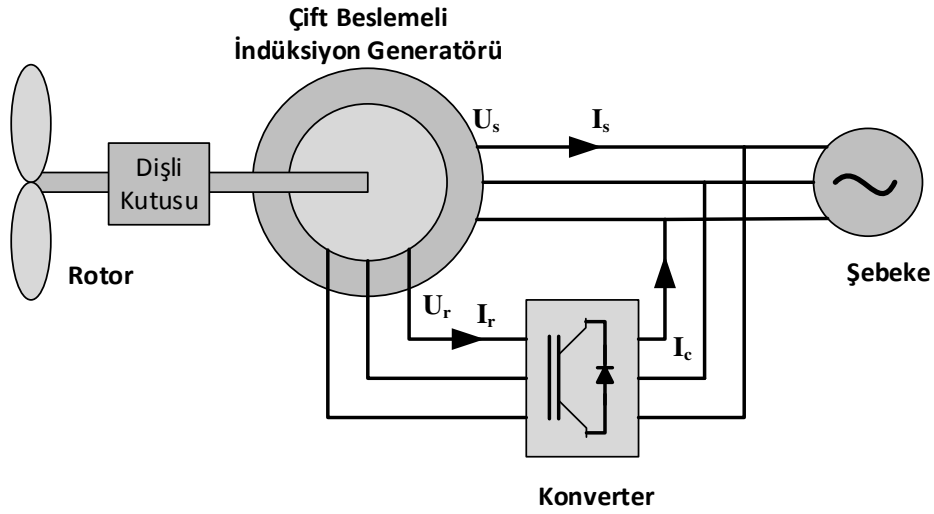
Şekil 5.4 ve 5.5’de çift beslemeli indüksiyon generatörlü, değişken hızlı bir rüzgâr türbini yapısı gösterilmiştir. Model girişi rüzgâr hızı dizisi olan bir bloktan oluşmaktadır. Bu blok ya bir rüzgâr hızı modeli ya da ölçülen bir rüzgâr hızı dizisini içerebilir. Daha sonra bu bloku bir rotor modeli, bir generatör modeli ve bir şebeke modeli takip eder. Onların girişleri sırasıyla rüzgâr hızı, mekanik rotor hızı ve eğim açısı, rotor tarafından uygulanan tork ve konverter akımı ile aktif ve reaktif güçtür.

Burada yapılan gösterimlerde DFIG modeline dahil olan hiçbir şaft temsili yoktur. Değişken hızlı rüzgar türbinleri etkileri en aza indirmek için, gelişmiş kontroller içerir. Bu denetleyiciler şaftın (milin) etkisini ihmal etmek için kullanılan mükemmel kontrolörlerdir. Bu nedenle, değişken hızlı rüzgar türbinlerinin elektrik ve mekanik davranışı ayrılmış büyük bir kısım içindir. Güç sistemi dinamikleri üzerine rüzgar türbininin etkisini incelemek için bir şaft modeli gerekli değildir.

Rüzgar türbinleri, güç akış hesaplamaları sonrası başlatılır. Güç akış çözümüne karar verilir verilmez, üretim barasında V_0 , θ_0 , P_0 ve Q_0 değerleri durum ve giriş değişkenlerini başlatmak için kullanılır. Son olarak rüzgar hız modelleri için ortalama rüzgar hızı, v_{wa} olarak kullanılan rüzgar hızı v_{w0} ’ı başlatmak için kullanılır. Kontroller ve konverter modelleri rüzgar türbin denklemlerine dahil edilir [107, 122]. DFIG’e ait modellerin denklemlerine ilişkin detaylı bilgiler EK B.1. de verilmiştir.



Şekil 5.4. Rüzgar türbini modeli blok diyagramı



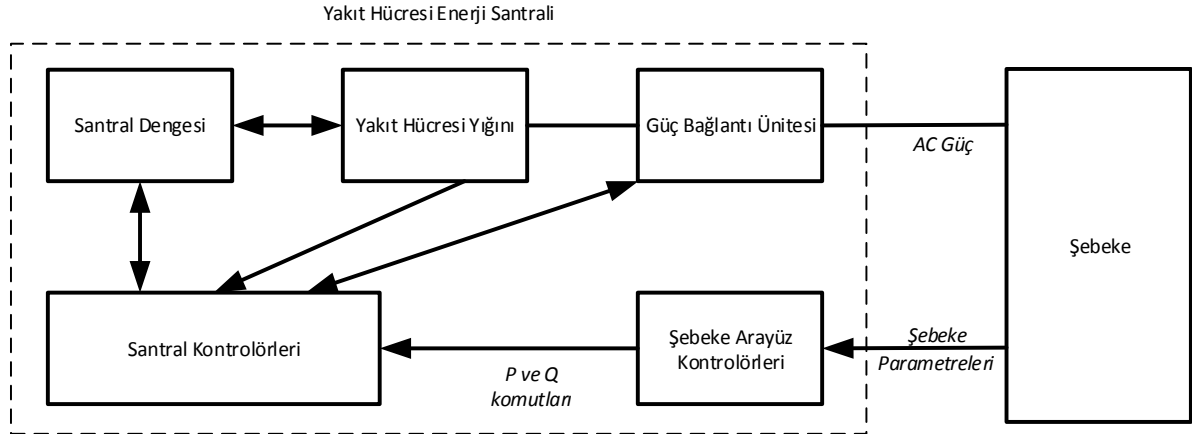
Şekil 5.5. DFIG modeli

5.2.3. Katı Oksit Yakıt Hücresi Modeli

Bir güç üretim yakıt hücresi sistemi üç ana kısma sahiptir:

- Yakıt işleyici: Yakıtları dönüştürür. Mesela doğal gazı hidrojene dönüştürür.
- Güç Bölümü: Elektrik üretir. Güç bölümünde çok sayıda bireysel elektrokimyasal yakıt hücreleri vardır.
- Güç bağlantı ünitesi: DC gücü AC çıkış gücüne dönüştürür ve akım, gerilim ve frekans kontrolünü içerir.

Şekil 5.6'da santral denge ekipmanı yığına yakıt ve oksidan beslenmesi ve işlenmesi ile ve ayrıca yığın gazının işlenmesi ile ilgilenir. Yakıt hücresi yığını yakıt oksidasyonunu gerçekleştirir ve DC güç sağlar. Bu modül gözlemlenebilir veya ölçülebilirken direkt olarak kontrol edilemeyebilir. Güç bağlantı ünitesi (PCU) şebekeye gerekli olan şartlara göre DC gücün AC güce dönüşümünden sorumludur. PCU kontrol edilebilir. Bu model konfigürasyonunda üretim santrali kontrolörünün fonksiyonları iki bloğa bölünmüştür. Bunlardan ilki şebeke ilişkileri ile ilgilenir ve şebekeye enjekte edilecek P ve Q miktarı hakkında bilgi gönderilmesiyle ilgilenir. Bu ilk blok şebeke arabirim denetleyici (NIC) olarak adlandırılır. Kontrolörün ikinci bölümü ise üretim santrali denge ekipmanı ve PCU'ya uygun talimatları göndererek bu komutları gerçekleştirir [123, 124]. Yakıt hücresine ait modellerin denklemlerine ilişkin detaylı bilgiler EK B.2. de bulunmaktadır.



Şekil 5.6. Yakıt hücresi modeli blok diyagramı

5.3. Mikro Şebekenin Yerleştirileceği Baranın Tespiti

İlk önce mikro şebekelerin güç sisteminde yerleştirileceği uygun yerler belirlenmiştir. Bu konuda literatürde çok sayıda yayın bulunmaktadır. Güç sistemine yerleştirilecek üç adet dağıtılmış üretim biriminin uygun yer ve boyut seçiminin yapılması için çok seviyeli bir amaç fonksiyonu eşliğinde parçacık sürü optimizasyon tekniği kullanılmıştır. Çok seviyeli amaç fonksiyonunda fonksiyonu oluşturan kısımlar gerçek ve reaktif güç kaybı indeksleri (ILP ve ILQ), gerilim profil indeksi (IVD), MVA kapasite indeksi (IC) ve Kısa devre seviyesi (ISC) indeksleridir. Bu indekslerin katılım ağırlıkları da Tablo 5.1'deki gibi seçilmiştir. Buradaki ağırlıklar güç sistemleri çalışmalarındaki önem sıralamaları dikkate alınarak belirlenmiştir [125].

Tablo 5.1'de ILP ve ILQ gerçek ve reaktif güç kayıplarını ifade etmek için kullanılmıştır. IVD gerilim profil indeksini, IC MVA kapasite indeksini ve ISC de kısa devre seviye indeksini oluşturmaktadır.

Tablo 5.1. Mikro şebekenin uygun yer tespiti için indeksler

İndeks	Katsayısı
ILP	0.3
ILQ	0.2
IC	0.25
IVD	0.1
ISC	0.15

Diğer bir çalışmada PV ve rüzgar içeren dağıtılmış üretimlerin dağıtım sisteminde yerleştirilmesi için çok amaçlı bir fonksiyon belirleyerek parçacık sürü optimizasyonu algoritması yardımı ile uygun yer tayini gerçekleştirilmiştir. Burada temel amaçları güç kayıplarını en aza indirmek ve gerilim kararlılığını iyileştirmektir [126].

Güç sisteminde mikro şebekelerin konumunu belirleyen çalışmalarda genel olarak gerçek ve reaktif güç kayıp indeksleri dikkate alındığı için mikro şebekenin konumunu belirlerken bu çalışmada gerçek güç ve reaktif güç kayıp faktörleri dikkate alınmıştır. Bu kayıp faktörlerini elde etmek için Denklem 5.1'den yararlanılmıştır.

$$AGKF = P_{LMG}/P_L \quad (5.1.)$$

$$RGKF = Q_{LMG}/Q_L$$

$$Toplam Kayıp Faktörü = AGKF * 0.6 + RGKF * 0.4$$

Burada P_{LMG} mikro şebeke bulunan durumda sistemin aktif güç kaybını ifade ederken P_L ise sistemde mikro şebeke bulunmadığı durumda aktif güç kaybını ifade eder. Aynı şekilde Q_{LMG} mikro şebeke bulunan durumda sistemin reaktif güç kaybını ifade ederken Q_L ise sistemde mikro şebeke bulunmadığı durumda reaktif güç kaybını ifade eder. AGKF, aktif güç kayıp faktörünü ifade etmek için kullanılırken RGKF ifadesi de reaktif güç kayıp faktörünü göstermek için kullanılmıştır. Tablo 5.2'de 14 baralı güç sistemi için mikro şebekenin yerleştirildiği baralara bağlı olarak AGKF ve RGKF değerleri verilmiştir. Burada AGKF değeri 0.6, RGKF değeri de 0.4 ile çarpılarak kayıp faktörleri hesaplanmış ve buradan mikro şebekenin yerleştirileceği bara belirlenmiştir. Mikro şebekelerin yük bulunan baralara yerleştirilmesi avantajı nedeni ile sistemde generatör bulunan baralar hesaba katılmamıştır. Denklem 5.1'den AGKF ve RGKF değerlerini hesaplamada

kullanılan P_L ve Q_L değerleri sırası ile 0.2935 ve 0.8991 olarak hesaplanmıştır. Bu değer 14 baralı temel güç sisteminin güç akış çalışmaları sonucunda elde edilmiştir.

Tablo 5.2. Mikro şebekenin yerleştirildiği baraya göre indeks sonuçları

Mikro şebekenin yerleştirildiği bara	P_{LMG} ve Q_{LMG} değerleri	AGKF	RGKF	Toplam Kayıp Faktörü
4 nolu bara	0.2731 - 0.841	0.9304	0.9353	0.9323
5 nolu bara	0.2773 - 0.8552	0.9448	0.9511	0.9473
9 nolu bara	0.2739 - 0.8111	0.9332	0.9021	0.9207
10 nolu bara	0.2738 - 0.81	0.9328	0.9009	0.92
11 nolu bara	0.2766 - 0.8182	0.9424	0.91	0.9294
12 nolu bara	0.2775 - 0.8186	0.9554	0.9104	0.9374
13 nolu bara	0.2746 - 0.8123	0.9356	0.9034	0.9227
14 nolu bara	0.2697 - 0.7978	0.9189	0.8873	0.9062

Tablo 5.2’de verilen indeks sonuçlarından mikro şebekenin 14 numaralı baraya yerleştirilmesine karar verilmiştir. Tablo 5.2’deki sonuçlardan görüleceği gibi, yapılan hesaplamalarda toplam kayıp faktörü değeri en uygun olan bara 14 numaralı baradır. Ayrıca tablo sonucunda hem AGKF açısından hem de RGKF açısından en uygun baranın 14 numaralı bara olduğu tespit edilmiştir. Bölüm 5.4’de yapılan güç akış analiz çalışmasında mikro şebeke sisteminin 9 veya 14 nolu barada bulunması durumu için analiz işlemleri gerçekleştirilmiştir. Bölüm 5’in devamında yapılan diğer bütün analiz çalışmalarında mikro şebekenin en uygun bara olarak belirlendiği bara 14’de bulunduğu durum göz önünde bulundurularak analiz işlemleri gerçekleştirilmiştir.

5.4. Güç Akış Analizi

Bölüm 5.3’de mikro şebekenin güç sisteminde yerleştirileceği baranın belirlenmesi işlemi gerçekleştirilmiştir. Bu bölümde ise mikro şebekenin sistemde yük akışlarında meydana gelen aktif ve reaktif güç kayıplarına etkilerini göstermek amacıyla güç akış çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Tablo 5.3’de mikro şebeke bulunmayan güç sistemine ait güç akış sonuçlarında baraların gerilim genlik değerleri ve açıları ile baralarda bulunan

üretim ve yük miktarları gösterilmiştir. Tablo 5.4’de ise mikro şebeke bulunmayan sisteme ait iletim hatlarındaki güç akış sonuçları bulunmaktadır. Tablo 5.4’ün sonuç bölümünde bu durumda sistemde meydana gelen toplam aktif güç ve reaktif güç kayıp değerleri gösterilmiştir. Tablo 5.5’de mikro şebekenin güç sistemine 9 nolu baradan dahil edilmesi ile Tablo 5.7’de mikro şebekenin güç sistemine 14 nolu baradan dahil edilmesi sonucunda elde edilen baralara ait güç akış sonuçları bulunmaktadır. Tablo 5.6’da ve 5.8’de ise 9 ve 14 nolu baralara mikro şebekenin ilave edildiği durumlar için iletim hatlarına ait güç akış sonuçları ve meydana gelen aktif ve reaktif güç kayıpları verilmiştir.

Tablo 5.3. Temel güç sistemine ait baraların güç akış sonuçları

Bara	V (pu)	θ (rad)	p_G (pu)	q_G (pu)	p_L (pu)	q_L (pu)
1	1.06	0	3.5195	-0.28832	0	0
2	1.045	-0.13558	0.4	0.92616	0.3038	0.1778
3	1.01	-0.33172	0	0.58325	1.3188	0.266
4	1.0001	-0.26481	0	0	0.6692	0
5	1.0044	-0.22715	0	0	0.1064	0.0224
6	1.07	-0.36942	0	0.43408	0.1568	0.105
7	1.0371	-0.33958	0	0	0	0
8	1.09	-0.33958	0	0.32751	0	0
9	1.0139	-0.37922	0	0	0.413	0.2324
10	1.013	-0.38455	0	0	0.126	0.0812
11	1.0361	-0.37982	0	0	0.049	0.0252
12	1.0462	-0.39045	0	0	0.0854	0.0224
13	1.0367	-0.39137	0	0	0.189	0.0812
14	0.99761	-0.41056	0	0	0.2086	0.07
Toplam			3.9195	1.9827	3.626	1.0836

Tablo 5.4. Temel güç sistemine ait iletim hatlarındaki güç akışları ve kayıpları

Bara'dan	Bara'ya	Line	P Akışı(pu)	Q Akışı(pu)	P Kaybı (pu)	Q Kaybı(pu)
Bara 02	Bara 05	1	0.5782	0.06161	0.01777	0.01854
Bara 06	Bara 12	2	0.11396	0.04564	0.00162	0.00337
Bara 12	Bara 13	3	0.02694	0.01987	0.00023	0.0002
Bara 06	Bara 13	4	0.25967	0.14335	0.00508	0.01001
Bara 06	Bara 11	5	0.11829	0.12629	0.00248	0.0052
Bara 11	Bara 10	6	0.06681	0.09589	0.00104	0.00244
Bara 09	Bara 10	7	0.06035	-0.01193	0.00012	0.00031
Bara 09	Bara 14	8	0.12026	0.00644	0.00179	0.00381
Bara 14	Bara 13	9	0.09013	-0.06738	0.00217	0.00443
Bara 07	Bara 09	10	0.37882	0.22587	0	0.0199
Bara 01	Bara 02	11	2.4156	-0.38032	0.10276	0.25526
Bara 03	Bara 02	12	-1.0007	0.13885	0.04733	0.15314
Bara 03	Bara 04	13	-0.31807	0.1784	0.00917	-0.01155
Bara 01	Bara 05	14	1.1039	0.092	0.05929	0.19229
Bara 05	Bara 04	15	0.84994	-0.1585	0.00987	0.01826
Bara 02	Bara 04	16	0.78277	0.03688	0.03278	0.06033
Bara 05	Bara 06	17	0.64873	0.07888	0	0.09268
Bara 04	Bara 09	18	0.2148	0.04613	0	0.0252
Bara 04	Bara 07	19	0.37882	-0.0564	0	0.02933
Bara 08	Bara 07	20	0	0.32751	0	0.0159
Toplam Kayıp (pu)					0.29351	0.89908

Tablo 5.5. 9 nolu barada mikro şebeke bulunması halinde güç akış sonuçları

Bara	V (pu)	θ (rad)	p_G (pu)	q_G (pu)	q_G (pu)	q_L (pu)
1	1.06	0	3.3387	-0.28011	0	0
2	1.045	-0.12867	0.4	0.85031	0.3038	0.1778
3	1.01	-0.31983	0	0.56035	1.3188	0.266
4	1.004	-0.250022	0	0	0.6692	0
5	1.0077	-0.21433	0	0	0.1064	0.0224
6	1.07	-0.34565	0	0.41148	0.1568	0.105
7	1.041	-0.31067	0	0	0	0
8	1.09	-0.31067	0	0.30333	0	0
9	1.0195	-0.34278	0	0	0.2702	0.1834
10	1.0178	-0.35038	0	0	0.126	0.0812
11	1.0387	-0.35089	0	0	0.049	0.0252
12	1.0465	-0.36576	0	0	0.0854	0.0224
13	1.0377	-0.36586	0	0	0.189	0.0812
14	1.0013	-0.37875	0	0	0.2086	0.007
15	1	-0.33769	0.01848	-0.02121	0.0168	0.0056
16	1	-0.32838	0.0462	0.00796	0.042	0.014
17	1	-0.32404	0.09	0.02306	0.084	0.0294
18	1.0125	-0.34077	0	0	0	0
Toplam			3.8934	1.8552	3.626	1.0836

Tablo 5.6. 9 nolu barada mikro şebeke bulunması halinde iletim hatlarındaki güç akışları ve kayıpları

Bara'dan	Bara'ya	Hat	P Akışı(pu)	Q Akışı(pu)	P kaybı(pu)	Q kaybı(pu)
Bara 02	Bara 05	1	0.54084	0.05078	0.01551	0.01151
Bara 06	Bara 12	2	0.11016	0.04607	0.00153	0.00319
Bara 12	Bara 13	3	0.02323	0.02049	0.00019	0.00018
Bara 06	Bara 13	4	0.2447	0.14257	0.00463	0.00913
Bara 06	Bara 11	5	0.08942	0.12588	0.00198	0.00414
Bara 11	Bara 10	6	0.03844	0.09653	0.00082	0.00192
Bara 09	Bara 10	7	0.08862	-0.01276	0.00025	0.00065
Bara 09	Bara 14	8	0.13856	0.00592	0.00235	0.005
Bara 14	Bara 13	9	-0.0724	-0.06908	0.00171	0.00348
Bara 18	Bara 15	10	-0.00162	0.02715	6e-05	0.00034
Bara 16	Bara 18	11	0.0042	-0.00604	2e-05	0.00013
Bara 07	Bara 09	12	0.30971	0.20853	0	0.01415
Bara 01	Bara 02	13	2.2946	-0.35776	0.09267	0.22445
Bara 17	Bara 18	14	0.006	-0.00634	3e-05	0.00018
Bara 03	Bara 02	15	-0.97725	0.12818	0.04504	0.14348
Bara 03	Bara 04	16	-0.34155	0.16617	0.00988	-0.00986
Bara 01	Bara 05	17	1.0441	0.07765	0.05295	0.16597
Bara 05	Bara 04	18	0.80899	-0.15905	0.00891	0.01516
Bara 02	Bara 04	19	0.73503	0.02422	0.02886	0.04828
Bara 18	Bara 09	20	0.01176	-0.03983	0	0.0003
Bara 05	Bara 06	21	0.60108	0.08759	0	0.07955
Bara 04	Bara 09	22	0.1759	0.03914	0	0.01683
Bara 04	Bara 07	23	0.30971	-0.06138	0	0.01978
Bara 08	Bara 07	24	0	0.30333	0	0.01364
Toplam Kayıp (pu)					0.2674	0.77158

Tablo 5.7. 14 nolu barada mikro şebeke bulunması halinde güç akış sonuçları

Bara	V (pu)	θ (rad)	p_G (pu)	q_G (pu)	q_G (pu)	q_L (pu)
1	1.06	0	3.3341	-0.28038	0	0
2	1.045	-0.12858	0.4	0.851	0.3038	0.1778
3	1.01	-0.31991	0	0.56202	1.3188	0.266
4	1.0037	-0.25012	0	0	0.6692	0
5	1.0078	-0.21365	0	0	0.1064	0.0224
6	1.07	-0.33919	0	0.38713	0.1568	0.105
7	1.0403	-0.31354	0	0	0	0
8	1.09	-0.31354	0	0.30751	0	0
9	1.0183	-0.34714	0	0	0.413	0.2324
10	1.0167	-0.3528	0	0	0.126	0.0812
11	1.038	-0.34887	0	0	0.049	0.0252
12	1.048	-0.35714	0	0	0.0854	0.0224
13	1.0415	-0.35566	0	0	0.189	0.0812
14	1.0163	-0.35484	0	0	0.0658	0.021
15	1	-0.35011	0.01848	-0.01685	0.0168	0.0056
16	1	-0.34077	0.0462	0.00883	0.042	0.014
17	1	-0.33643	0.09	0.02393	0.084	0.0294
18	1.0105	-0.35282	0	0	0	0
Toplam			3.8888	1.8432	3.626	1.0836

Tablo 5.8. 14 nolu barada mikro şebeke bulunması halinde iletim hatlarındaki güç akışları ve kayıpları

Bara'dan	Bara'ya	Hat	P Akışı(pu)	Q Akışı(pu)	P kaybı(pu)	Q kaybı(pu)
Bara 02	Bara 05	1	0.53732	0.05082	0.01531	0.01091
Bara 06	Bara 12	2	0.10008	0.04455	0.00129	0.00268
Bara 12	Bara 13	3	0.01339	0.01947	0.00011	0.0001
Bara 06	Bara 13	4	0.20696	0.13027	0.00346	0.0068
Bara 06	Bara 11	5	0.11105	0.11936	0.0022	0.00462
Bara 11	Bara 10	6	0.05984	0.08954	0.00088	0.00207
Bara 09	Bara 10	7	0.06718	-0.0059	0.00014	0.00037
Bara 09	Bara 14	8	0.02704	-0.00516	9e-05	0.0002
Bara 14	Bara 13	9	-0.02706	-0.06017	0.00072	0.00147
Bara 18	Bara 15	10	-0.00164	0.02269	4e-05	0.00024
Bara 16	Bara 18	11	0.0042	-0.00517	2e-05	0.0001
Bara 07	Bara 09	12	0.32353	0.21347	0	0.01527
Bara 01	Bara 02	13	2.2932	-0.35748	0.09256	0.22409
Bara 17	Bara 18	14	0.006	-0.00547	3e-05	0.00016
Bara 03	Bara 02	15	-0.97802	0.12852	0.04511	0.14379
Bara 03	Bara 04	16	-0.34078	0.16749	0.00988	-0.00986
Bara 01	Bara 05	17	1.0409	0.0771	0.05263	0.16463
Bara 05	Bara 04	18	0.829	-0.15484	0.00932	0.01646
Bara 02	Bara 04	19	0.73637	0.02554	0.02897	0.04863
Bara 18	Bara 14	20	0.01179	-0.03359	0	0.00022
Bara 05	Bara 06	21	0.57489	0.08483	0	0.07278
Bara 04	Bara 09	22	0.1837	0.04152	0	0.01839
Bara 04	Bara 07	23	0.32353	-0.05856	0	0.02146
Bara 08	Bara 07	24	0	0.30751	0	0.01402
Toplam Kayıp (pu)					0.26276	0.7596

Yapılan güç akış çalışmaları sonucunda, güç sistemine mikro şebeke eklenmesi ile yük bölgesine yakın bölgede yapılan üretimin sonucu olarak, uzun iletim hatları ile merkezi bölgelerden yük bölgelerine yapılan enerji transfer miktarında azalma meydana gelmiştir. Bu azalmaya bağlı olarak Tablo 5.4, 5.6 ve 5.8'in sonuçlarından da görüleceği

üzere; iletim hatlarında meydana gelen aktif güç kayıp miktarı 0.29351 p.u. değerinden 9 nolu barada mikro şebeke bulunması durumunda 0.2674 p.u. değerine, 14 nolu barada mikro şebeke bulunması durumunda ise 0.26276 p.u. değerine gerilemiş, aynı zamanda reaktif güç kayıp miktarı da 0.89908 p.u. değerinden sırasıyla 0.77158 p.u. ve 0.7596 p.u. değerlerine düşmüştür. Aynı zamanda bu iletim kayıp miktarındaki azalma miktarı tablo 5.3, 5.5 ve 5.7'nin sonuçlarından da görülebilmektedir. Sistemde toplam üretilen aktif güç miktarı 3.9195 p.u. değerinden 9 nolu bara için 3.8934 p.u. değerine, 14 nolu bara için 3.8888 p.u. değerine, reaktif güç miktarı da 1.9827 p.u. değerinden 9 nolu bara için 1.8552 p.u. değerine ve 14 nolu bara için 1.8432 p.u. değerine gerilemiştir.

Elde edilen sonuçlardan da görüleceği üzere güç sistemine mikro şebeke ilave edilmesi güç sisteminde meydana gelen iletim kayıplarında önemli miktarda azalmalar meydana getirmiştir. Mikro şebekenin 14 nolu barada bulunduğu durum için 0.03075 p.u. (3.075 MW) aktif güç ve 0.13948 p.u. (13.948 MVAR) reaktif güç miktarlarında güç kayıplarında azalma meydana gelmiştir.

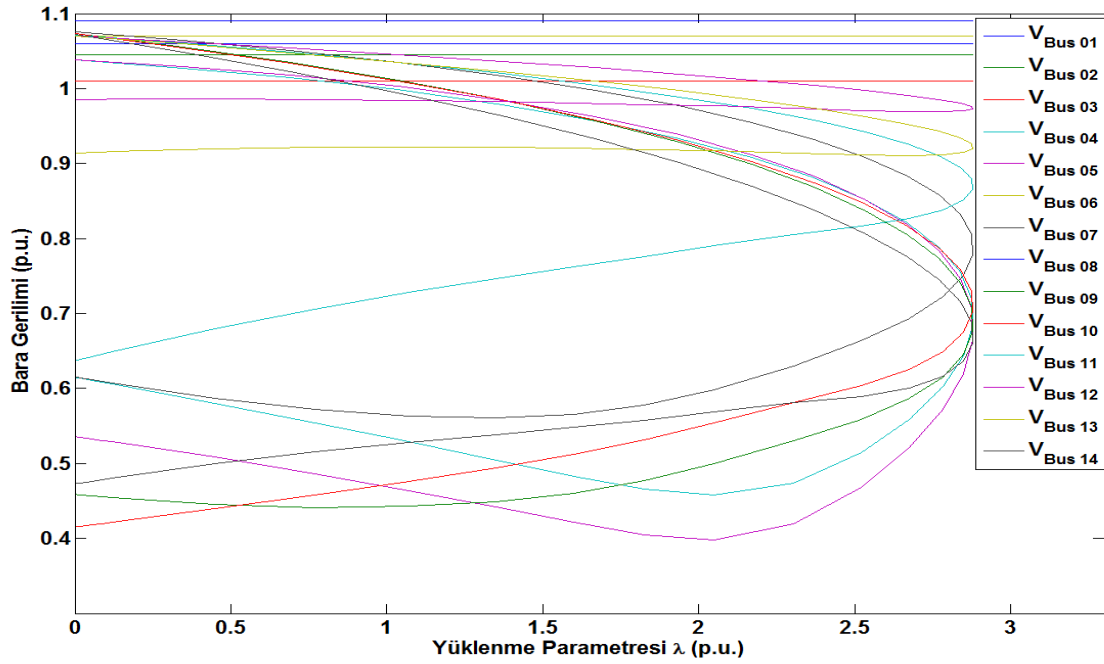
Düşük gerilim şebekelerine mikro şebekelerin entegrasyonu çalışmasının gerçekleştirildiği bir araştırmada, dağıtım sistemine mikro şebekelerin ilave edilmesinin güç sisteminde enerji üretim miktarında ve enerji iletim kayıplarında önemli azalmalar sağladığı sonucuna ulaşılmıştır [127]. Buradan da görüleceği üzere güç akış analizi için elde edilen sonuçlar literatürde yapılan diğer çalışmalarla da uygunluk göstermektedir.

5.5. Çatallaşma Analizi

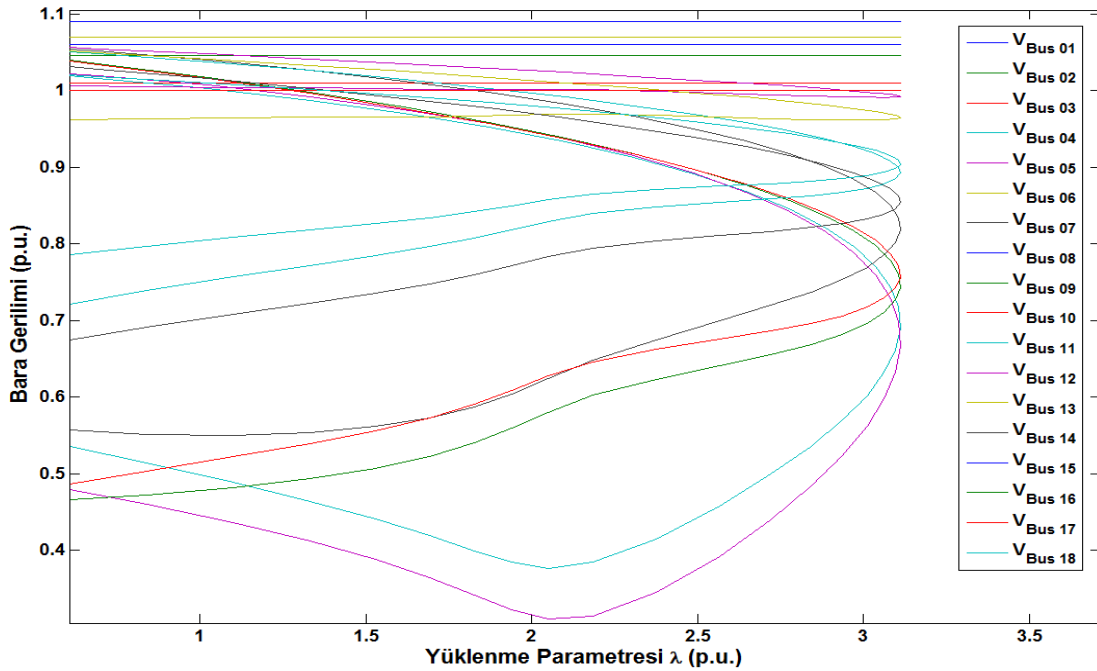
Bu bölümde mikro şebekenin güç sistemi üzerine yaptığı etkileri göstermek amacıyla çatallaşma analizi çalışmaları gerçekleştirilmiştir. İlk olarak mikro şebeke bulunmayan durum için çatallaşmaların meydana geldiği sistem değerleri elde edilmiş daha sonra sisteme mikro şebeke eklenmesi durumunda çatallaşmaların görüleceği değerler bulunmuş ve bu değerler yardımı ile mikro şebekelerin güç sisteminde meydana getirdikleri etkiler gösterilmiştir.

Analiz aşamasında sistemde bulunan generatörlere ait reaktif güç değerleri ile ilgili bazı ihmaller yapılarak sistemler üzerinde daha detaylı analiz çalışmaları yapılması hedeflenmiştir. Bu amaçla ilk olarak generatörlere ait reaktif güç limitleri ihmal edilerek çalışmalar yapılmış ve sadece eyer düğüm çatallaşması meydana gelmesi sağlanmıştır. İkinci olarak generatörlere ait reaktif güç limit değerlerinin var olduğu düşünülmüş ve bu

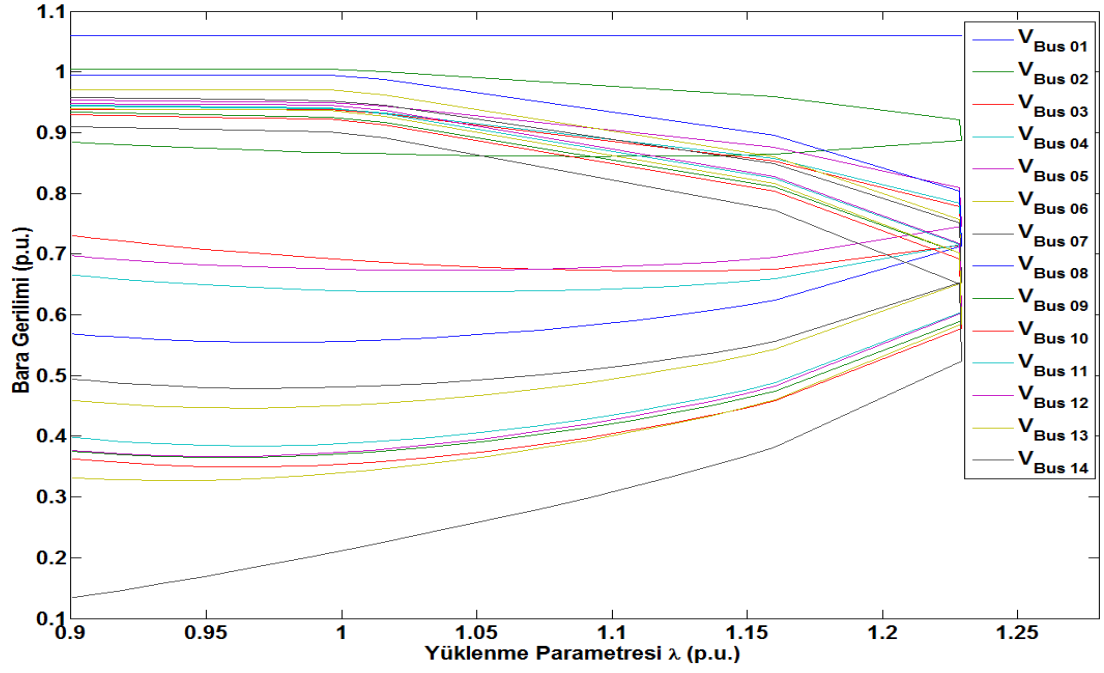
durum için meydana gelen eyer düğüm ve limit kaynaklı çatallaşma noktaları elde edilmiştir. İkinci çalışmada salınım barasının reaktif güç sınır değeri sınırsız kabul edilmiştir. Üçüncü olarak yapılan çalışmada ise salınım barası reaktif güç sınır değeri belirli bir değer seçilerek sistemde meydana gelen çatallaşma noktaları elde edilmiştir. Elde edilen sonuçlar Şekil 5.7-5.14’de verilmiştir



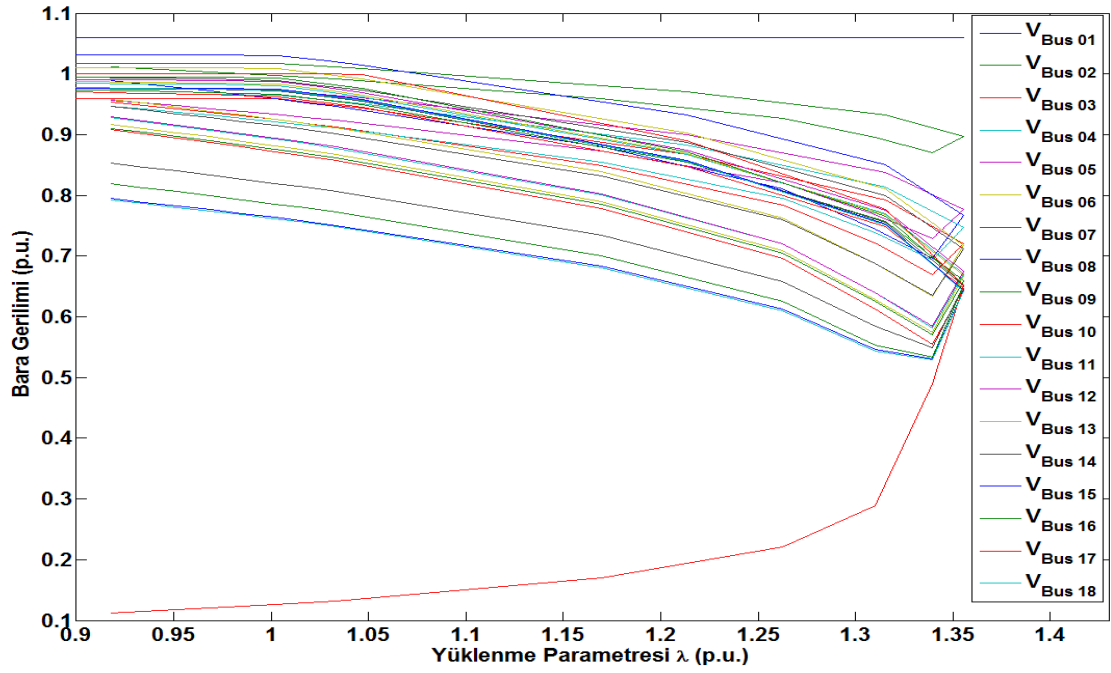
Şekil 5.7. Üretim birimleri reaktif güç limitleri olmadan temel sistem için sürekli güç akış analiz sonuçları



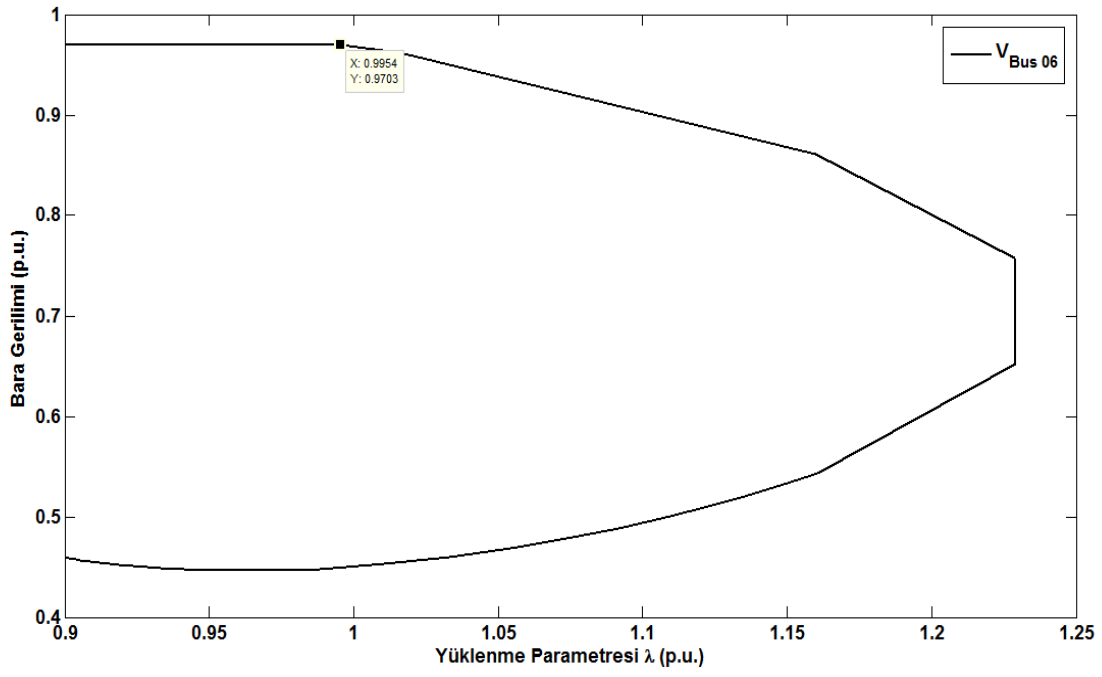
Şekil 5.8. Üretim birimleri reaktif güç limitleri olmadan mikro şebekeli sistem için sürekli güç akış analiz sonuçları



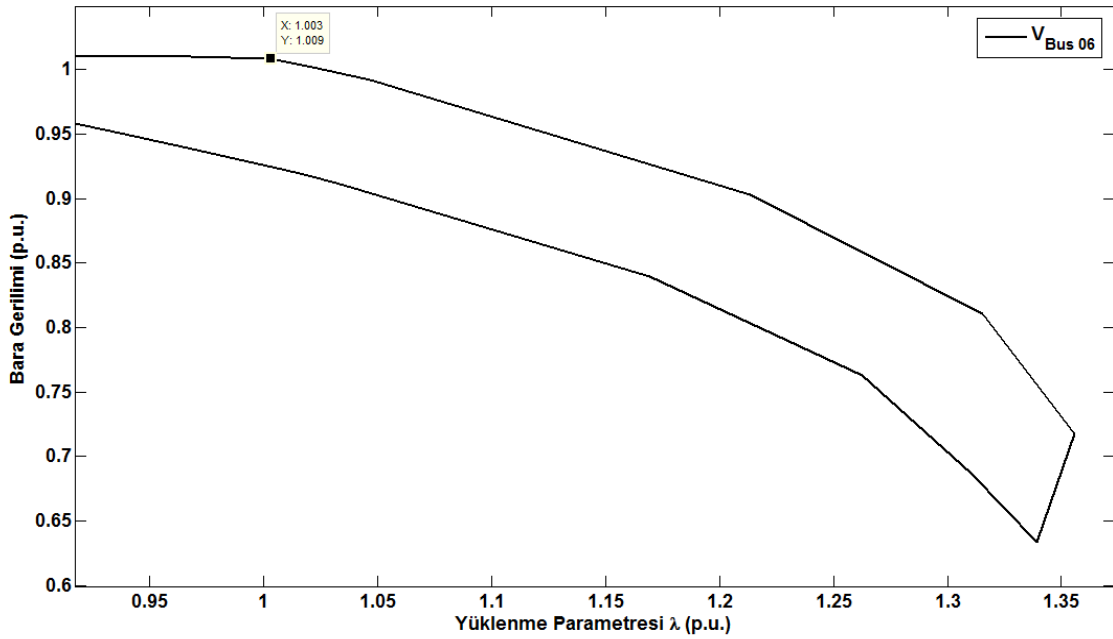
Şekil 5.9. Üretim birimleri reaktif güç limitleri ile temel sistem için sürekli güç akış analiz sonuçları



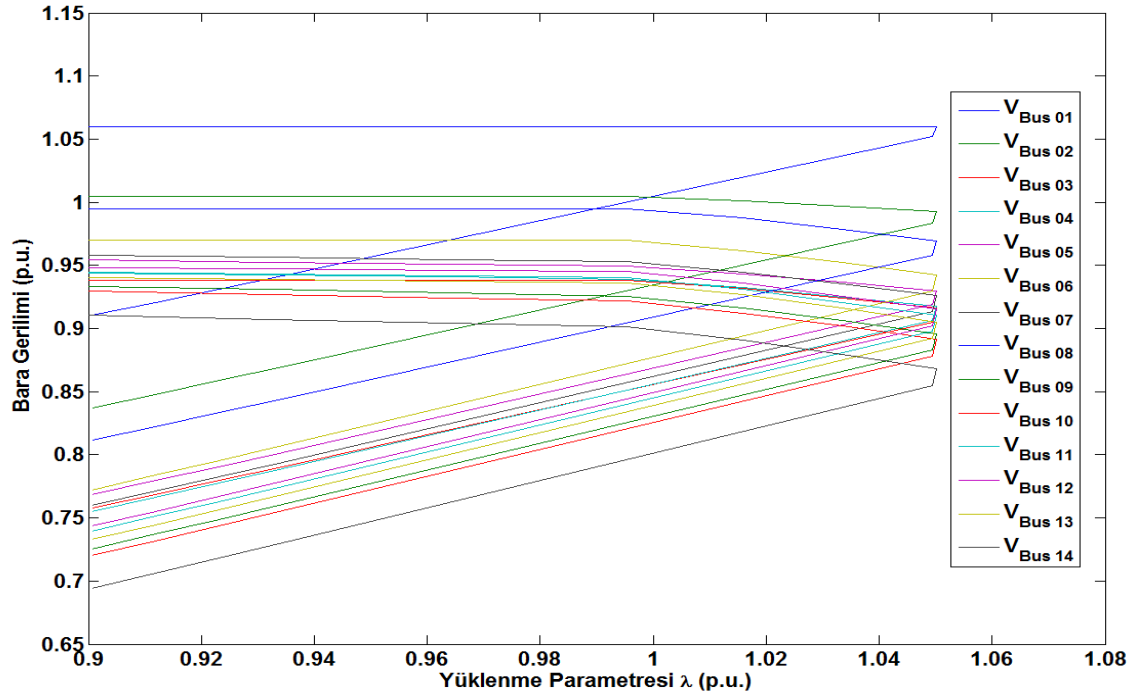
Şekil 5.10. Üretim birimleri reaktif güç limitleri ile mikro şebekeli sistem için sürekli güç akış analiz sonuçları



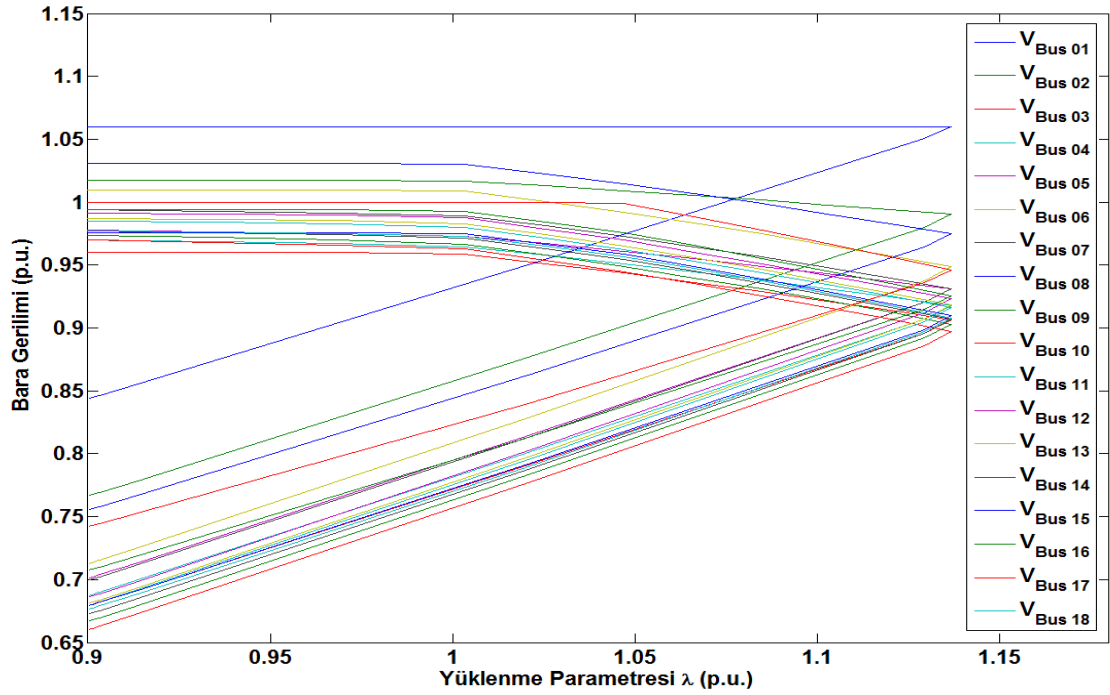
Şekil 5.11. Üretim birimleri reaktif güç limitleri ile mikro şebeke bulunmayan durum için bara 6 gerilimi



Şekil 5.12. Üretim birimleri reaktif güç limitleri ile mikro şebeke bulunan durum için bara 6 gerilimi



Şekil 5.13. Salınım barası ve üretim birimleri reaktif güç limitleri ile temel sistem için sürekli güç akış analiz sonuçları



Şekil 5.14. Salınım barası ve üretim birimleri reaktif güç limitleri ile mikro şebekeli sistem için sürekli güç akış analiz sonuçları

Şekil 5.7’de mikro şebeke bulunmayan durum için ve Şekil 5.8’de mikro şebeke bulunan durum için çatallaşma analizi işlemleri gerçekleştirilmiştir. Bu şekiller elde edilirken üretim birimlerinin reaktif güç limitleri ihmal edilmiştir. Bu durumda maksimum yüklenme şartı bir eyer düğüm çatallaşmasından kaynaklanmaktadır. Yapılan çalışma sonucunda mikro şebeke bulunmayan durum için maksimum yüklenme şartında yüklenme parametre değeri 2.878 p.u. olarak bulunmuş güç sistemine mikro şebeke ilavesi ile bu değer 3.111 p.u. olarak elde edilmiştir. Bu sonuçlardan da görüleceği gibi güç sistemine mikro şebeke ilavesi ile sistemin yüklenebilirlik sınır değerinde bir artış meydana gelerek sistemde kararlılık açısından bir iyileşme sağlanmıştır.

Şekil 5.9’da mikro şebeke bulunmayan durum için ve şekil 5.10’da mikro şebeke bulunan durum için üretim birimlerinin reaktif güç limitleri göz önünde tutularak çatallaşma analizi işlemleri gerçekleştirilmiştir. Aynı durum için bara 6’ya ait gerilim büyüklüğü sonuçları şekil 5.11 ve şekil 5.12 de verilmiştir. Şekil 5.9’da maksimum yüklenme şartında yüklenme parametresi değeri 1.229 p.u. iken bu değer mikro şebekeli durum için şekil 5.10’da 1.3394 p.u. olarak hesaplanmıştır. Şekil 5.11 ve şekil 5.12 incelenerek reaktif güç limitleri için çatallaşma noktalarının çeşitleri hakkında bilgiler verilmesi amaçlanmıştır. Şekil 5.11 ve şekil 5.12’de bara 6’da bulunan generatörün reaktif güç limitlerine kadar bu baranın gerilimi sabit kalmıştır. Yüklenme parametresi artışının devamında bara 6 da bulunan generatör reaktif güç limitlerine ulaştığı için, bara 6’nın gerilim değeri değişmeye başlamıştır. Bu noktanın meydana geldiği yüklenme parametresi değeri 0.9954 p.u. olarak hesaplanmıştır. Bara 6’da bulunan generatörün reaktif güç saturasyonundan dolayı burada limit kaynaklı bir çatallaşma meydana gelmiştir. Fakat bu çatallaşma kritik çatallaşma değildir. Bu çatallaşmanın kritik bir LIB olmamasının nedeni diğer baralarda bulunan generatörlerin uygun reaktif güç rezervlerine sahip olmasıdır. Burada maksimum yüklenme şartı bir eyer düğüm çatallaşmasından kaynaklanmaktadır. Çünkü salınım barasının limitsiz reaktif güç rezervine sahip olduğu düşünülmektedir. Bu durumda şekil 5.9’da ve şekil 5.10’da elde edilen LIB ve SNB değerleri şu şekilde bulunmuştur:

Tablo 5.9. Üretim birimleri reaktif güç limitleri ile temel sistem için LIB ve SNB değerleri

Çatallaşma Türü	Yüklenme Parametresi Değeri
LIB (Üretim birimi bara 2 reaktif güç limiti)	0.99541 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 3 reaktif güç limiti)	0.99541 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 6 reaktif güç limiti)	0.99541 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 8 reaktif güç limiti)	0.99541 p.u.
SNB	1.2291 p.u.

Tablo 5.10. Üretim birimleri reaktif güç limitleri ile mikro şebekeli sistem için LIB ve SNB değerleri

Çatallaşma Türü	Yüklenme Parametresi Değeri
LIB (Üretim birimi bara 15 reaktif güç limiti)	0.96826 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 16 reaktif güç limiti)	0.99557 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 2 reaktif güç limiti)	0.99557 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 3 reaktif güç limiti)	0.99557 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 6 reaktif güç limiti)	0.99557 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 8 reaktif güç limiti)	0.99557 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 17 reaktif güç limiti)	1.0254 p.u.
SNB	1.3394 p.u.

Tablo 5.9 ve 5.10'dan görüleceği üzere sisteme mikro şebeke ilave edilmesi sonucunda sistemin maksimum yüklenme şartı için yüklenme değeri 1.2291 p.u. değerinden 1.3394 p.u. değerine ulaşmıştır. Mikro şebekenin güç sistemine ilave edilmesi ile sistemin yüklenebilirlik sınırlarında iyileştirici etkiler olduğu ve sistemin kararlılığına olumlu yönde katkı sağlandığı sonucuna ulaşılmıştır.

Şekil 5.13'de mikro şebeke bulunmayan durum için ve şekil 5.14'de mikro şebeke bulunan durum için üretim birimlerinin ve salınım generatörünün (reaktif güç limiti olarak 1.0 p.u. alınmıştır) reaktif güç limitleri göz önünde tutularak çatallaşma analizi işlemleri gerçekleştirilmiştir. Bu durumda maksimum yüklenme şartı salınım generatörünün maksimum reaktif gücünden dolayı limit kaynaklı bir çatallaşmadır. Bir LIB maksimum yüklenme şartına yol açarsa statik LIB olarak isimlendirilir ve diğeride dinamik LIB'dir [128]. Sadece kritik LIB'ler LIB olarak isimlendirilir iken kritik olmayan LIB'ler kırılma noktaları olarak isimlendirilir [97]. Bu tanım kritik olmayan LIB'lerin

kararlılığı tehdit etmediği gerçeğine dayanır. Gerçekte yerel çatallaşmaların ortak bir tanımı bir parametre değişimi için bir denge noktasının kararlılığına neden olduğu zaman bir çatallaşma meydana geldiğini ifade eder. Sürekli sistemlerde, bu sıfırdan geçen bir dengeğin özdeğerinin gerçek kısmına tekabül eder. Bu tanıma göre kırılma noktaları çatallaşma değildir. Bununla birlikte, daha nitel bir tanıma göre, bir çatallaşma, doğrusal olmayan bir sistemin nitel olarak yeni davranış türlerini gösterdiği yerde bir dallanma veya çatallaşma noktasıdır. Bu bağlamda, doğrusal olmayan bir sistemin bir kararlılık değişikliği her zaman bir çatallaşmanın oluşmasını gerektirirken, bir çatallaşma oluşması mutlaka bir kararlılık değişikliği anlamına gelmez [107]. Bu durumda şekil 5.13’de ve şekil 5.14’de elde edilen LIB değerleri şu şekilde bulunmuştur:

Tablo 5.11. Salınım barası ve üretim birimleri reaktif güç limitleri ile temel sistem için LIB değerleri

Çatallaşma Türü	Yüklenme Parametresi Değeri
LIB (Üretim birimi bara 2 reaktif güç limiti)	0.99541 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 3 reaktif güç limiti)	0.99541 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 6 reaktif güç limiti)	0.99541 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 8 reaktif güç limiti)	0.99541 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 1 reaktif güç limiti)	1.0502 p.u.

Tablo 5.12. Salınım barası ve üretim birimleri reaktif güç limitleri ile mikro şebekeli sistem için LIB değerleri

Çatallaşma Türü	Yüklenme Parametresi Değeri
LIB (Üretim birimi bara 15 reaktif güç limiti)	0.96826 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 16 reaktif güç limiti)	0.96826 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 2 reaktif güç limiti)	0.96826 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 3 reaktif güç limiti)	0.96826 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 6 reaktif güç limiti)	0.96826 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 8 reaktif güç limiti)	0.96826 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 17 reaktif güç limiti)	1.0254 p.u.
LIB (Üretim birimi bara 1 reaktif güç limiti)	1.1367 p.u.

Tablo 5.11 ve 5.12’den görüldüğü gibi sisteme mikro şebeke ilave edilmesi sonucunda sistemin maksimum yüklenme şartı için yüklenme değeri 1.0502 p.u. değerinden 1.1367 p.u. değerine ulaşmıştır. Böylece mikro şebekenin güç sistemine ilave edilmesi ile sistemin yüklenebilirlik sınırlarında iyileştirici etkilere sahip olduğu ve sistemin kararlılığına olumlu yönde katkı sağladığı sonucuna ulaşılmıştır.

Çatallaşma analizi kullanılarak dağıtım şebekelerinde dağıtılmış üretimlerin yerleştirilmesi çalışmasının gerçekleştirildiği bir araştırmada, dağıtılmış üretim birimlerinin güç sistemine ilave edilmesi ile güç iletim kapasitesinde, maksimum yüklenebilirlik seviyesinde ve gerilim kararlılık marjın değerinde bir artış meydana gelmiştir [129]. Buradan da görüleceği üzere çatallaşma analizi için elde edilen sonuçlar literatürde yapılan diğer çalışmalarla da uyumludur.

5.6. Küçük Sinyal Kararlılık Analizi

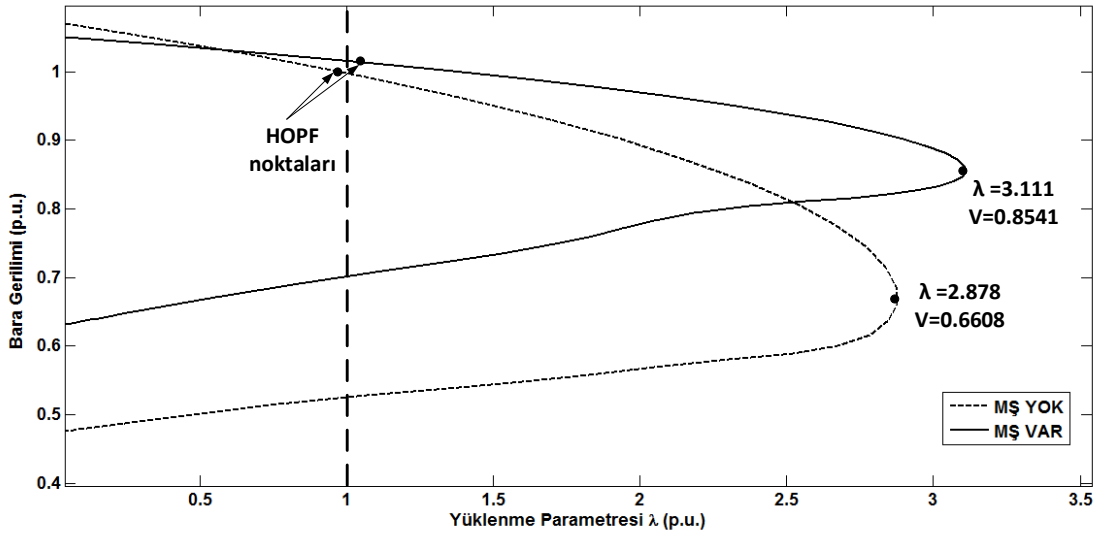
Bu bölümde mikro şebekenin güç sistemi üzerine yaptığı etkileri göstermek amacıyla küçük sinyal kararlılık analizi çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Bu bölümde ilk olarak mikro şebeke bulunmayan temel modelin ve mikro şebeke ekli modelin öz değer ve hassasiyet analizleri gerçekleştirilmiştir. Burada hassasiyet analizi yardımı ile modların tanımlamaları yapılmıştır. Yerel ve bölgelerarası modlar ve kararsız modlar belirlenmiştir. Bu modların her iki durum için değerlendirilmesi yapılarak mikro şebekenin güç sistemi üzerine etkileri incelenmiştir. Sistem yüklenme seviyesi arttığı zaman sistemin kararsız salınımlar göstermeye başlayacağı bir nokta vardır. Bu nokta literatürde Hopf noktası olarak isimlendirilir [46, 105]. Temel durumdaki sistemin kararsızlık noktasına geçiş durumunun görülmesi amacıyla aynı zamanda iki modelin Hopf geçiş noktaları da ayrı olarak elde edilmiştir. Burada da mikro şebekenin sistemin kararsız salınımlar göstermeye başladığı Hopf noktasına etkileri gösterilmiştir.

Şekil 5.15 iki modelin de Hopf çatallaşması gösterecekleri yüklenme seviyelerini göstermektedir. Şekil 5.15’de “MŞ YOK” ifadesi güç sisteminde mikro şebeke olmadığı durumu, “MŞ VAR” ise güç sisteminde mikro şebeke olduğu durumu göstermektedir. Tablo 5.13’de sistemlere ait kararsız salınımların başlayacağı (Hopf çatallaşma noktaları) yüklenme seviyeleri verilmiştir. Değerlerden de görüleceği üzere Hopf çatallaşması meydana geleceği yüklenme seviyesinde sağladığı artış nedeni ile mikro şebeke sistem kararlılığı üzerine pozitif bir etki sağlamıştır.

Geniş ölçekli bir güneş sisteminin sistemde var olan bir geleneksel üretim kaynağının yerine geçmesi durumunda, güç sisteminin rotor açısı kararlılığı ve gerilim kararlılığı üzerine etkilerinin incelendiği bir araştırmada, Hopf çatallaşmasının meydana geleceği yüklenme seviyesinde olumlu etkiler meydana geldiği tespit edilmiştir [46]. Buradan da görüleceği üzere Hopf çatallaşması noktası için elde edilen sonuçlar literatürde yapılan diğer çalışmalarla uyumludur.

Tablo 5.13. Salımlı kararlılık yüklenebilirlik marjinaleri

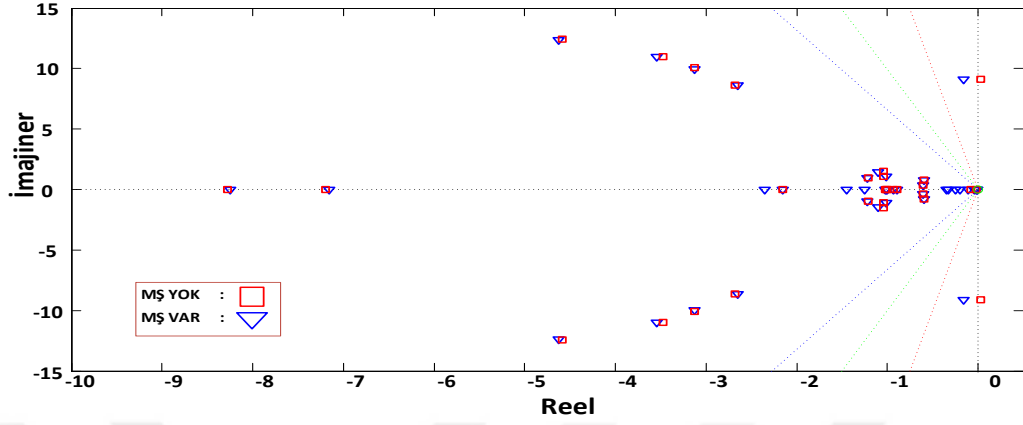
Temel Sistem	0.98 (p.u.) – 355.34 MW
Mikro Şebekeli Sistem	1.02 (p.u.) – 369.85 MW



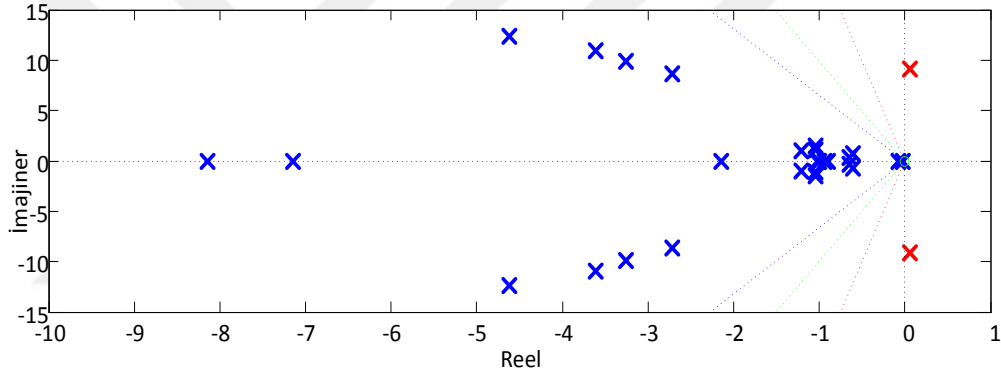
Şekil 5.15. Bara 14 için PV eğrisi

Şekil 5.16’da sistemlere ait öz değerler gösterilmiştir. Şekil 5.17 ve şekil 5.18’de de sistemlere ait özdeğerler ayrı ayrı şekillerde gösterilmiştir. Şekillerde reel kısmı -10’dan daha küçük olan özdeğerler gösterilmemiştir. İmajiner ve reel eksenin kesişim noktasında bir sıfır özdeğer vardır. Normalde bu sistem de bir eyer düğüm çatallaşma noktasını göstermektedir. Fakat bu durumda çatallaşma senkron makinenin modelinden dolayıdır. Çok makineli sistemlerin analizinde her bir generatörün rotor açısı ve hızı şebekeye fiziksel olarak bağlı olamayan hayali bir senkron makineye bağlıdır. Bunun bir sonucu olarak durum matrisi kararsızlığın bir bulgusu olmayan bir sıfır öz değer gösterir. Öz değer

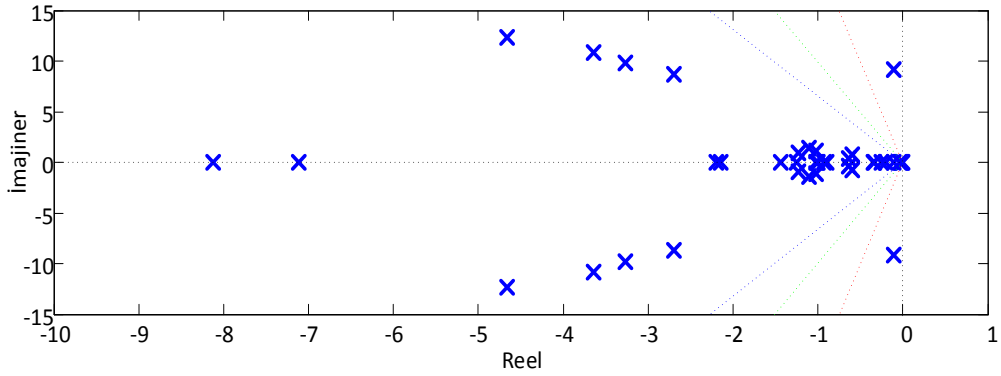
analizi için kullanılan programlarda genellikle bu bölgede bir veya iki öz değer görülmektedir [107].



Şekil 5.16. Mikro şebekeli sistem ile temel sistem için özdeğerler



Şekil 5.17. Temel sistem için özdeğerler



Şekil 5.18. Mikro şebekeli sistem için özdeğerler

Tablo 5.14. Temel güç sistemine ait özdeğer analiz sonuçları

Özdeğer λ_h	En çok ilişkili durum değişkeni	$\Re\{\lambda_h\}$	$\Im\{\lambda_h\}$	Sönüm Frekansı w_d	Frekans w_0
Eig As # 1	vm_Exc_1	-1000.0002	0	0	0
Eig As # 2	vm_Exc_4	-1000	0	0	0
Eig As # 3	vm_Exc_5	-1000	0	0	0
Eig As # 4	vm_Exc_3	-1000	0	0	0
Eig As # 5	vm_Exc_2	-1000	0	0	0
Eig As # 6	vr1_Exc_1, e2q_Syn_1	-43.8657	8.0447	1.2804	7.0979
Eig As # 7	vr1_Exc_1, e2q_Syn_1	-43.8657	-8.0447	1.2804	7.0979
Eig As # 8	vr1_Exc_4	-49.9253	0	0	0
Eig As # 9	vr1_Exc_5	-49.9415	0	0	0
Eig As #10	vr1_Exc_2	-49.9817	0	0	0
Eig As #11	vr1_Exc_3	-49.9695	0	0	0
Eig As #12	e2d_Syn_1	-37.6992	0	0	0
Eig As #13	e2q_Syn_3	-33.8404	0	0	0
Eig As #14	e2q_Syn_2	-30.8421	0	0	0
Eig As #15	e2q_Syn_5	-27.6532	0	0	0
Eig As #16	e2q_Syn_4	-23.5665	0	0	0
Eig As #17	e2d_Syn_3	-17.0945	0	0	0
Eig As #18	omega_Syn_5, delta_Syn_5	-4.6225	12.3658	1.9681	2.1011
Eig As #19	omega_Syn_5, delta_Syn_5	-4.6225	-12.3658	1.9681	2.1011
Eig As #20	e1q_Syn_1, vf_Exc_1	0.05893	9.1316	1.4533	1.4534
Eig As #21	e1q_Syn_1, vf_Exc_1	0.05893	-9.1316	1.4533	1.4534
Eig As #22	omega_Syn_4, delta_Syn_4	-3.6061	10.9181	1.7377	1.83
Eig As #23	omega_Syn_4, delta_Syn_4	-3.6061	-10.9181	1.7377	1.83
Eig As #24	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-3.2617	9.9162	1.5782	1.6614
Eig As #25	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-3.2617	-9.9162	1.5782	1.6614
Eig As #26	omega_Syn_2, delta_Syn_2	-2.72	8.6497	1.3766	1.4431
Eig As #27	omega_Syn_2, delta_Syn_2	-2.72	-8.6497	1.3766	1.4431
Eig As #28	e2d_Syn_2	-14.129	0	0	0
Eig As #29	e2d_Syn_5	-12.6738	0	0	0
Eig As #30	e2d_Syn_4, tg1_Tg_1	-10.3695	0.17768	0.02828	1.6506
Eig As #31	e2d_Syn_4, tg1_Tg_1	-10.3695	-0.17768	0.02828	1.6506
Eig As #32	tg1_Tg_2	-10.178	0	0	0
Eig As #33	e1d_Syn_3	-8.1458	0	0	0
Eig As #34	e1d_Syn_2	-7.145	0	0	0
Eig As #35	tg2_Tg_2	-2.1441	0	0	0
Eig As #36	e1q_Syn_4, vf_Exc_4	-1.0447	1.4828	0.236	0.28868
Eig As #37	e1q_Syn_4, vf_Exc_4	-1.0447	-1.4828	0.236	0.28868
Eig As #38	tg2_Tg_1, omega_Syn_1	-1.0388	1.0931	0.17398	0.24
Eig As #39	tg2_Tg_1, omega_Syn_1	-1.0388	-1.0931	0.17398	0.24
Eig As #40	e1q_Syn_5, vf_Exc_5	-1.2066	0.99442	0.15827	0.24885
Eig As #41	e1q_Syn_5, vf_Exc_5	-1.2066	-0.99442	0.15827	0.24885
Eig As #42	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0.60264	0.76079	0.12108	0.15447
Eig As #43	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0.60264	-0.76079	0.12108	0.15447
Eig As #44	delta_Syn_1	0	0	0	0
Eig As #45	tg3_Tg_2	-0.01998	0	0	0
Eig As #46	tg3_Tg_1	-0.07697	0	0	0
Eig As #47	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0.64616	0.35983	0.05727	0.11771
Eig As #48	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0.64616	-0.35983	0.05727	0.11771
Eig As #49	e1d_Syn_4	-0.89642	0	0	0
Eig As #50	e1d_Syn_5	-0.93448	0	0	0
Eig As #51	vr2_Exc_1	-1.0247	0	0	0
Eig As #52	vr2_Exc_2	-1.0075	0	0	0
Eig As #53	vr2_Exc_3	-1.0043	0	0	0
Eig As #54	vr2_Exc_4	-1.0026	0	0	0
Eig As #55	vr2_Exc_5	-1.0005	0	0	0

Tablo 5.15. Mikro Şebekeli güç sistemine ait öz değer analiz sonuçları

Özdeğer λ_h	En çok ilişkili durum değişkeni	$\Re\{\lambda_h\}$	$\Im\{\lambda_h\}$	Sönüm Frekans w_d	Frekans w_0
Eig As # 1	vm_Exc_1	-1000.0002	0	0	0
Eig As # 2	vm_Exc_4	-1000	0	0	0
Eig As # 3	vm_Exc_2	-1000	0	0	0
Eig As # 4	vm_Exc_3	-1000	0	0	0
Eig As # 5	vm_Exc_5	-1000	0	0	0
Eig As # 6	bt1_Spv_1, id_Spv_1	-44.2121	90.1052	14.3407	15.974
Eig As # 7	bt1_Spv_1, id_Spv_1	-44.2121	-90.1052	14.3407	15.974
Eig As # 8	iqr_Dfig_1	-105.2312	0	0	0
Eig As # 9	iq_Spv_1	-65.7327	0	0	0
Eig As #10	vr1_Exc_1, e2q_Syn_1	-43.8856	8.0655	1.2837	7.1016
Eig As #11	vr1_Exc_1, e2q_Syn_1	-43.8856	-8.0655	1.2837	7.1016
Eig As #12	vr1_Exc_2	-49.9817	0	0	0
Eig As #13	vr1_Exc_3	-49.9695	0	0	0
Eig As #14	vr1_Exc_4	-49.9261	0	0	0
Eig As #15	vr1_Exc_5	-49.9418	0	0	0
Eig As #16	e2d_Syn_1	-37.6703	0	0	0
Eig As #17	e2q_Syn_3	-33.8367	0	0	0
Eig As #18	e2q_Syn_2	-30.8584	0	0	0
Eig As #19	idr_Dfig_1, e2q_Syn_5	-27.4853	0.89184	0.14194	4.3767
Eig As #20	idr_Dfig_1, e2q_Syn_5	-27.4853	-0.89184	0.14194	4.3767
Eig As #21	e2q_Syn_4	-25.0002	0	0	0
Eig As #22	e2d_Syn_3	-17.0997	0	0	0
Eig As #23	omega_Syn_5, delta_Syn_5	-4.7861	12.1795	1.9384	2.0827
Eig As #24	omega_Syn_5, delta_Syn_5	-4.7861	-12.1795	1.9384	2.0827
Eig As #25	e1q_Syn_1, vf_Exc_1	-0.1485	9.1305	1.4532	1.4534
Eig As #26	e1q_Syn_1, vf_Exc_1	-0.1485	-9.1305	1.4532	1.4534
Eig As #27	omega_Syn_4, delta_Syn_4	-3.6883	10.8319	1.724	1.8212
Eig As #28	omega_Syn_4, delta_Syn_4	-3.6883	-10.8319	1.724	1.8212
Eig As #29	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-3.2819	9.7612	1.5536	1.639
Eig As #30	omega_Syn_3, delta_Syn_3	-3.2819	-9.7612	1.5536	1.639
Eig As #31	omega_Syn_2, delta_Syn_2	-2.6888	8.6489	1.3765	1.4415
Eig As #32	omega_Syn_2, delta_Syn_2	-2.6888	-8.6489	1.3765	1.4415
Eig As #33	e2d_Syn_2	-13.9774	0	0	0
Eig As #34	e2d_Syn_5	-12.4271	0	0	0
Eig As #35	e2d_Syn_4, tg1_Tg_1	-10.2949	0.19627	0.03124	1.6388
Eig As #36	e2d_Syn_4, tg1_Tg_1	-10.2949	-0.19627	0.03124	1.6388
Eig As #37	tg1_Tg_2	-10.1813	0	0	0
Eig As #38	e1d_Syn_3	-8.1178	0	0	0
Eig As #39	e1d_Syn_2	-7.0974	0	0	0
Eig As #40	omega_m_Dfig_1	-2.5058	0	0	0
Eig As #41	e1q_Syn_4, vf_Exc_4	-1.1036	1.4243	0.22668	0.28676
Eig As #42	e1q_Syn_4, vf_Exc_4	-1.1036	-1.4243	0.22668	0.28676
Eig As #43	tg2_Tg_2	-2.142	0	0	0
Eig As #44	tg2_Tg_1, omega_Syn_1	-0.99294	1.1038	0.17567	0.2363
Eig As #45	tg2_Tg_1, omega_Syn_1	-0.99294	-1.1038	0.17567	0.2363
Eig As #46	e1q_Syn_5, vf_Exc_5	-1.2212	0.98074	0.15609	0.24928
Eig As #47	e1q_Syn_5, vf_Exc_5	-1.2212	-0.98074	0.15609	0.24928
Eig As #48	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0.59803	0.75625	0.12036	0.15345
Eig As #49	e1q_Syn_2, vf_Exc_3	-0.59803	-0.75625	0.12036	0.15345
Eig As #50	tg3_Tg_1	-0.01162	0	0	0
Eig As #51	tg3_Tg_2	-0.01998	0	0	0
Eig As #52	delta_Syn_1	-0.1607	0	0	0
Eig As #53	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0.63999	0.35854	0.05706	0.11675
Eig As #54	e1q_Syn_3, vf_Exc_2	-0.63999	-0.35854	0.05706	0.11675
Eig As #55	m_Sofc_1	-1.4393	0	0	0
Eig As #56	e1d_Syn_4	-0.88889	0	0	0
Eig As #57	e1d_Syn_5	-0.92092	0	0	0
Eig As #58	vr2_Exc_1	-1.0245	0	0	0
Eig As #59	vr2_Exc_2	-1.0077	0	0	0
Eig As #60	vr2_Exc_3	-1.0044	0	0	0
Eig As #61	vr2_Exc_5	-1.0001	0	0	0
Eig As #62	vr2_Exc_4	-1.0021	0	0	0
Eig As #63	Vk_Sofc_1	-1000	0	0	0
Eig As #64	pH2_Sofc_1	-0.03832	0	0	0
Eig As #65	pH2O_Sofc_1	-0.01277	0	0	0
Eig As #66	pO2_Sofc_1	-0.34364	0	0	0
Eig As #67	qH2_Sofc_1	-0.2	0	0	0
Eig As #68	lk_Sofc_1	-1.25	0	0	0
Eig As #69	vw_Wind_1	-0.25	0	0	0
Eig As #70	theta_p_Dfig_1	-0.33333	0	0	0

Tablo 5.14 ve 5.15’de sistemlere ait öz değer sonuçları verilmiştir. Elde edilen sonuçlara bakıldığında zaman temel sistem için iki adet öz değer hariç diğer bütün öz değerler imajiner eksenin sol tarafındadır. Yapılan hassasiyet analizi sonucunda bu modlarla en yakın ilişkili durum değişkenlerinin 1 no’lu generatörün q eksenini iç gerilimi ($E_{q_syn_1}$) ve 1 nolu generatörün uyartım gerilim kontrolü ($V_{f_Exc_1}$) olduğu belirlenmiştir. Bu temel durum sistemini kararsız osilasyonlu yapar. Sisteme mikro şebeke eklenmesi sonucunda, imajiner eksenin sağ yarı düzleminde bulunan iki öz değer de imajiner eksenin sol yarı düzlemine geçtiği görülmüştür. Buna bağlı olarak sistem kararlı duruma geçmiştir. Tablo 5.16’da iki sisteme ait kritik öz değerlerin sonuçları verilmiştir. Bu sonuç yukarıda verilmiş olan Hopf çatallaşma analizi sonuçları ile de örtüşmektedir.

Tablo 5.16. IEEE 14 baralı test sistemleri için kritik modların karşılaştırılması

En yakın ilişkili durum değişkenleri	Temel Durum	Mikro Şebekeli Durum
V_f AVR 1, e'_{q_Syn} 1	0.05893±9.1316	-0.1485±9.1305

Eklenen mikro şebekenin sistemin elektromekaniksel modlarına ilişkin etkileri tablo 5.17’de verilmiştir. Tablo 5.17’de ki değerler yine öz değer analizi ve devamında hassasiyet analizi ile elde edilmiştir. Hassasiyet analizi ve öz değerlerin ilişkili olduğu durum değişkenleri yardımı ile elektromekaniksel modlar belirlenmiştir. Devamında bu modlara makinelerin rotor hızları ile ilgili bileşenlerinin etkilerinin incelenmesi yoluyla yerel ve bölgelerarası modlar belirlenmiştir. Sonuçlardan da görüleceği üzere mikro şebeke etkisi yerel modlara olumlu yönde etkisi olurken bölgeler arası moda etkisi olumsuz yöndedir. Bunun nedeni de mikro şebekenin üretime katkısı ile senkron generatörlerin üretime katkılarının azalacak olmasıdır. Buna bağlı olarak şebekenin empedansı ile orantılı olarak senkron generatörler daha küçük hale gelmekte ve bu şekilde yerel olarak salınımlara olumlu etki sağlamaktadır. Güç sistemlerinde büyük senkron generatör konsantrasyonları ve nispeten zayıf linkler sönümlenmemiş salınım riskine neden olurlar [25]. Eğer bu çalışmadaki test sistemin de olduğu gibi bir generatör genel olarak sistem ölçeğine göre büyükse ve sistemin geri kalanı ile zayıf bir şekilde eşleşmişse, sistemin geri kalanının sönümleyici torka katkısı azalacaktır. Burada da mikro şebeke etkisi ile diğer

generatörlerin üretime katkılarının büyük generatöre göre azalması bölgelerarası modda sistemin sönümleyici torkunda azalmaya neden olmuştur.

Tablo 5.17. IEEE 14 baralı test sistemleri için elektromekaniksel modların karşılaştırılması

Özdeğerler				
Sistem	Bölgelerarası mod	Yerel mod 1	Yerel Mod 2	Yerel Mod 3
Temel	-1.0388	-3.2617	-3.6061	-4.6225
Sistem	± 1.0931 $\zeta = 0.688$	± 9.9162 $\zeta = 0.312$	± 10.9181 $\zeta = 0.313$	± 12.3658 $\zeta = 0.350$
Mikro	-0.9929	-3.2819	-3.6883	-4.7861
Şebekeli	± 1.1038 $\zeta = 0.668$	± 9.7612 $\zeta = 0.318$	± 10.8319 $\zeta = 0.322$	± 12.1795 $\zeta = 0.365$

Güç sistemi osilasyonlu kararlılığı üzerine mikro şebeke etkilerinin sonuçlarına bakıldığı zaman, mikro şebeke entegrasyonunun sistemin kararsız salınımlar gösterebileceği yüklenebilirlik seviyesini artırarak sistem kararlılığına olumlu etkiler sağladığı görülür. Sistemlerde yapılan özdeğer analizleri ile sistemlerin kritik modları elde edilmiştir. Elde edilen sonuçlara bakıldığı zaman mikro şebeke entegrasyonunun sistemin kritik moduna eklediği sönüm ile sistem kararlılığına olumlu etkiler sağladığı gösterilmiştir. Ayrıca sistemin elektromekaniksel modlara etkileri incelenmiş, yerel modlardaki salınımlara sönümleyici etkiler sağlayarak kararlılığı iyileştirdiği, fakat bölgelerarası mod salınımlarına olumlu etkiler sağlamadığı sonuçlarına ulaşılmıştır.

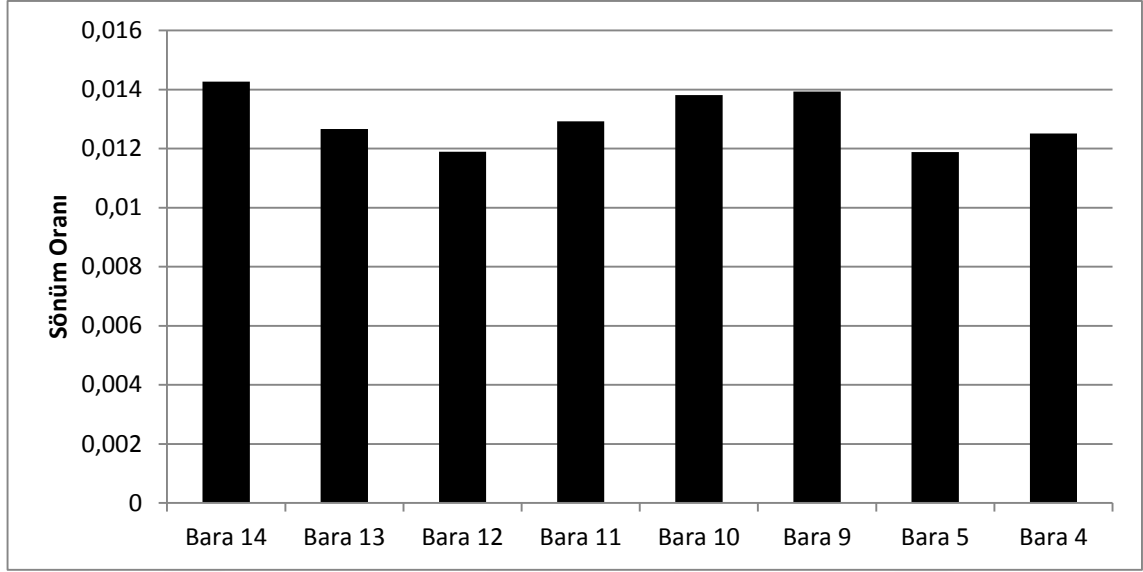
Geniş ölçekli güneş penetrasyonun rotor açısı kararlılığı konusu dahilinde incelenen güç sisteminin osilasyonlu kararlılığı üzerine etkilerinin incelendiği bir çalışmada, güç sisteminde güneş penetrasyonun artırılması sayesinde sistemin kritik özdeğerlerinde sönüm etkisi yaparak sistemin kararlılığının iyileştirildiği ve sistemi kararsız yapan kritik özdeğerin kompleks düzlemin sol tarafına geçerek sistemin kararlı hale geçtiği gösterilmiştir [45]. Buradan da görüleceği üzere özdeğer analizi için elde edilen sonuçlar literatürde yapılan diğer çalışmalarla da uyumludur.

5.6.1. Mikro Şebeke Lokasyonun Özdeğerlere Etkileri

Bu bölümde mikro şebekenin yerleştirildiği konumun kritik modlar üzerine etkileri gösterilmeye çalışılmıştır. Tablo 5.18 farklı konumlar için kritik değer sonuçlarını gösterirken şekil 5.19 ise bu sonuçlara ait sönüm oranlarının değerlerini göstermektedir. Tablo 5.18 ve şekil 5.19 dan da görüleceği üzere mikro şebeke konumu kritik değerler üzerinde önemli etkilere sahiptir. Sonuçlar göstermiştir ki mikro şebekenin en zayıf baraya yerleştirilmesi güç sistemleri osilasyonlu kararlılığı açısından büyük bir pozitif etkiye sahiptir. Şekil 5.19’da görüleceği üzere kritik modlar için en yüksek sönüm oranı en zayıf baraya mikro şebekenin yerleştirilmesi ile elde edilmiştir. Mikro şebekenin yerinin kritik değerlere etkileri hesaplanırken, mikro şebekenin bağlandığı baranın toplam yükünü beslediği düşünülmüştür.

Tablo 5.18. Mikro şebeke lokasyonunun kritik değerlere etkileri

Mikro Şebekenin Yerleştirildiği	Kritik Modlar
Bara	
Bara 14	-0.13031±9.1348
Bara 13	-0.1157±9.1315
Bara 12	-0.10861±9.1331
Bara 11	-0.11817±9.139
Bara 10	-0.1262±9.137
Bara 9	-0.12727±9.1374
Bara 5	-0.10835±9.1192
Bara 4	-0.11425±9.1284



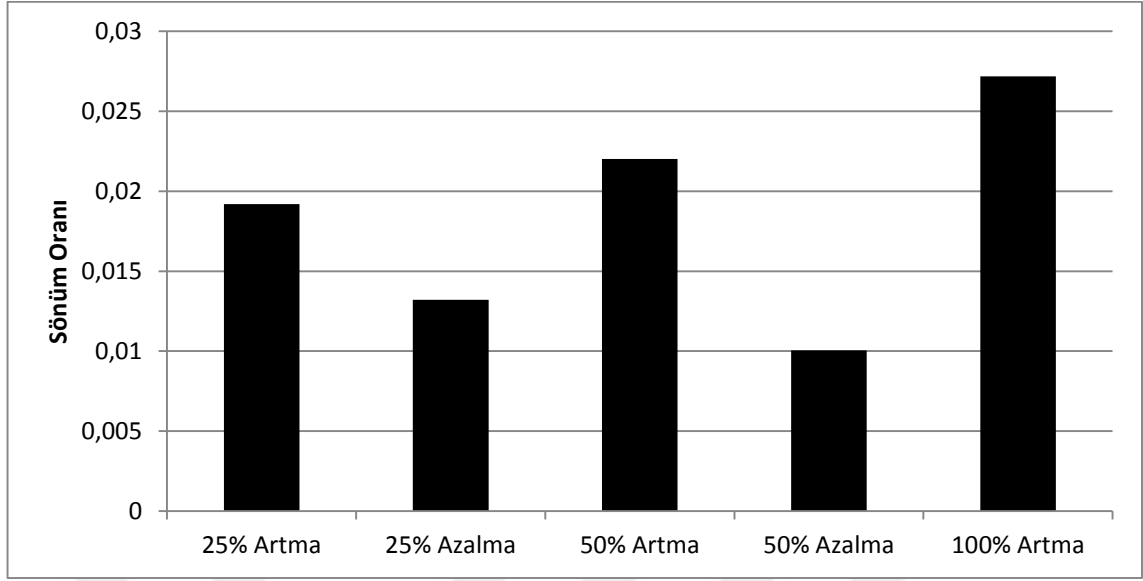
Şekil 5.19. Farklı bara lokasyonlarında mikro şebekeli sistem için kritik modların sönüm oranları

5.6.2. Mikro Şebekenin Penetrasyon Seviyelerinin Özdeğerlere Etkileri

Bu bölümde mikro şebeke penetrasyonu oranının kritik modlar üzerine etkileri gösterilmeye çalışılmıştır. Tablo 5.19 farklı penetrasyonu seviyeleri için kritik değer sonuçlarını gösterirken şekil 5.20 ise bu sonuçlara ait sönüm oranlarının değerlerini göstermektedir. Tablo 5.19 ve şekil 5.20 den de görüleceği üzere mikro şebeke penetrasyon seviyesi kritik değerler üzerinde önemli etkilere sahiptir. Sonuçlardan da görüldüğü gibi penetrasyon seviyesindeki artışa bağlı olarak kritik modların sönüm oranları artmıştır. Bunun sonucu olarak güç sisteminin osilasyonlu kararlılık yanıtı iyileşmiştir.

Tablo 5.19. Mikro şebeke penetrasyonunun seviyesinin kritik değerlere etkileri

Mikro Şebeke Penetrasyon Seviyesi	Kritik Modlar
Temel Durum (Toplam 17 MW)	-0.1485±9.1305
%25 artış oranı	-0.17542±9.1331
%25 azalış oranı	-0.12054±9.1279
%50 artış oranı	-0.20117±9.1361
%50 azalış oranı	-0.09161±9.1254
%100 artış oranı	-0.24871±9.1431



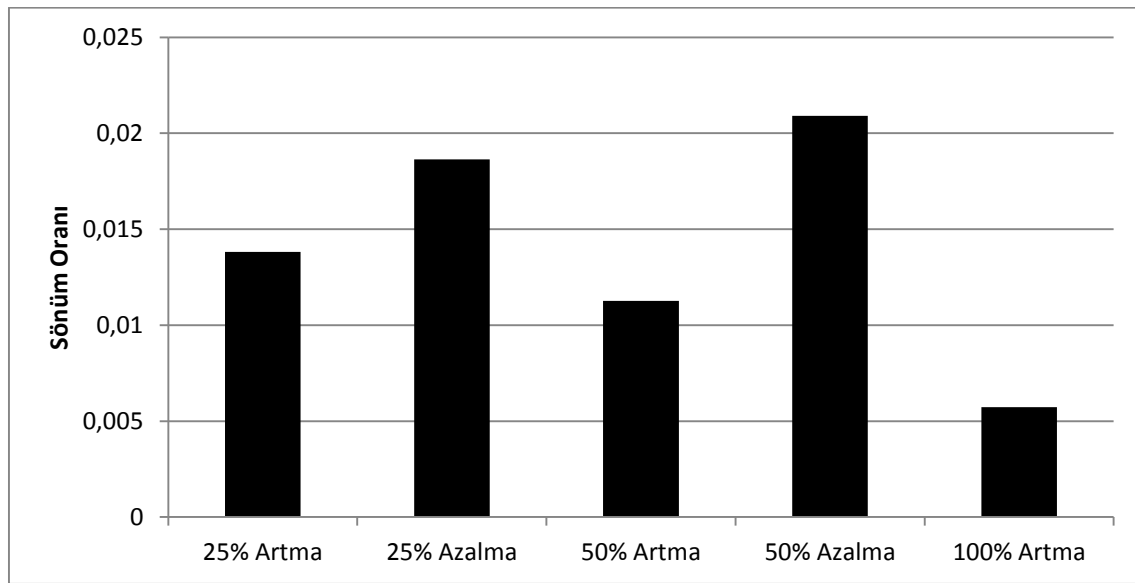
Şekil 5.20. Farklı penetrasyon seviyelerindeki mikro şebekeli sistem için kritik modların sönüm oranları

5.6.3. Mikro Şebeke Yük Değişimlerinin Özdeğerlere Etkileri

Bu bölümde mikro şebekede bulunan yerel yük oranlarının kritik modlar üzerine etkileri gösterilmeye çalışılmıştır. Tablo 5.20 farklı yük değerleri için kritik değer sonuçlarını gösterirken, şekil 5.21 ise bu sonuçlara ait sönüm oranlarını göstermektedir. Tablo 5.20 ve şekil 5.21 den de görüleceği üzere mikro şebeke yük seviyesi kritik değerler üzerinde önemli etkilere sahiptir. Sonuçlardan da görüldüğü gibi yük seviyesindeki azalmaya bağlı olarak kritik modların sönüm oranları artmıştır. Bunun sonucu olarak güç sisteminin osilasyonlu kararlılık yanıtı iyileşmiştir. Mikro şebeke sistemlerinde, yüklerinde kontrol edilebilir bir yapıya sahip oldukları düşünüldüğü zaman sistemde kararlılığı tehlikeye sokabilecek herhangi bir durumda mikro şebekede bulunan yüklerden bazıları sistem dışı bırakılarak sistemin kararlılığı korunabilecektir.

Tablo 5.20. Mikro şebeke yüklenme seviyesinin kritik değerlere etkileri

Mikro Şebeke Yük Seviyesi	Kritik Modlar
Temel Durum	-0.1485±9.1305
%25 artış oranı	-0.12608±9.1283
%25 azalış oranı	-0.17018±9.1327
%50 artış oranı	-0.10289±9.1262
%50 azalış oranı	-0.19111±9.135
%100 artış oranı	-0.05227±9.1217



Şekil 5.21. Farklı yüklenme seviyelerindeki mikro şebekeli sistem için kritik modların sönüm oranları

5.7. Güç Akış Modal Analizi

Bu bölümde mikro şebekenin güç sistemi üzerine yaptığı etkileri göstermek amacıyla modal analizi çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Yapılan analize ait sonuçlar tablo 5.21 ve 5.22’de gösterilmiştir. Tablo 5.21’de mikro şebeke olmayan durum için modal analiz sonuçları gösterilmiştir. IEEE 14 baralı güç sisteminde 5 barada (Bara 1, 2, 3, 6 ve 8) generatör bulunmaktadır ve gerilim sabit kaldığı için bu baralara ait öz değerler çok yüksek değere sahiptir. Burada bulunan öz değerlerin büyüklüğü gerilim kararlılığı açısından uygunluğu göstermektedir. Aynı şekilde mikro şebekeli güç sisteminde de 8 barada üretim birimi olduğu için bu baralara ait özdeğerler de oldukça yüksek

bulunmuştur. Bu baralara ait özdeğerler çok yüksek olduğu için bu baralara ait özdeğerler tablo 5.21 ve 5.22’de gösterilmemiştir.

Tablo 5.21. 14 baralı temel güç sistemine ait güç akış duyarlılık analiz sonuçları

Özdeğerler	Özdeğer ile en yakın ilişkili bara	Real ve imajiner kısımları
Eig Jlfr # 1	Bara 04	64.1837+0
Eig Jlfr # 2	Bara 09	38.5573+0
Eig Jlfr # 3	Bara 07	21.403+0
Eig Jlfr # 4	Bara 13	18.6371+0
Eig Jlfr # 5	Bara 05	15.9795+0
Eig Jlfr # 6	Bara 14	2.6083 +0
Eig Jlfr # 7	Bara 12	5.4317 +0
Eig Jlfr # 8	Bara 12	7.4821 +0
Eig Jlfr # 9	Bara 11	11.0446 +0

Tablo 5.22. Mikro şebekeli 14 baralı güç sistemine ait güç akış duyarlılık analiz sonuçları

Özdeğerler	Özdeğer ile en yakın ilişkili bara	Real ve imajiner kısımları
Eig Jlfr # 1	Bara 04	64.4236+0
Eig Jlfr # 2	Bara 09	38.7976+0
Eig Jlfr # 3	Bara 14	2.7308+0
Eig Jlfr # 4	Bara 18	4.8673+0
Eig Jlfr # 5	Bara 12	6. 5756+0
Eig Jlfr # 6	Bara 11	10.688 +0
Eig Jlfr # 7	Bara 07	21.492 +0
Eig Jlfr # 8	Bara 13	19.79 +0
Eig Jlfr # 9	Bara 05	16.2368 +0
Eig Jlfr # 10	Bara 14	15.1079+0

Tablo 5.21 ve 5.22 incelendiğinde kararlılık açısından en kritik baranın en küçük öz değere sahip olan bara 14 olduğu görülmektedir. Hem mikroşebekeli güç sistemi hem de mikro şebeke bulunmayan güç sisteminde tüm baralara ait öz değerler sıfırdan büyük bulunmuştur. Bu da bütün baralarda $\partial v / \partial q > 0$ olduğuna işaret etmektedir. Bu nedenle her iki sistem de kararlı sistemlerdir. Tablo 5.21’de görüleceği üzere 2.6083 değeri ile en kritik bara 14 numaralı baradır. Güç sistemine mikro şebeke ilave edilmesi ile bara 14 ‘e ait öz değer 2.7308 olarak bulunmuştur. Bu sonuçtan da görüleceği üzere kararlılık açısından mikro şebeke ilavesi güç sistemine olumlu etkide bulunmuş ve kritik baranın kararsızlığa olan mesafesinde iyileştirici etkiler sağlamıştır.

Büyük ölçekli PV penetrasyonun güç sistemi gerilim kararlılığı üzerine etkilerinin analiz edildiği bir çalışmada modal analiz yöntemi kullanılmış ve PV penetrasyonu sonrası

güç sisteminde kritik baranın özdeğerinde bir artış meydana geldiği ve buna bağlı olarak gerilim kararlılığının iyileştiği sonucuna ulaşılmıştır [130]. Buradan da görüleceği üzere modal analizi için elde edilen sonuçlar literatürde yapılan diğer çalışmalarla da uyumludur.

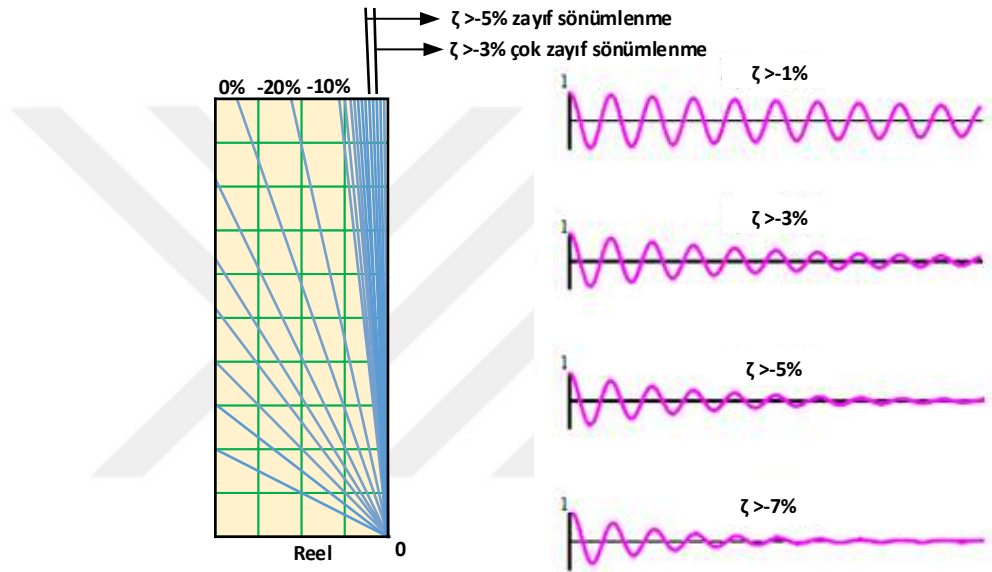
5.8. Zaman Domeni Analizi

Bu bölümde mikro şebekenin güç sistemi üzerine yaptığı etkileri göstermek amacıyla zaman domen analizi çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Mikro şebekenin güç sistemi geçici kararlılığına etkilerini değerlendirmek için 3 farklı bozucu, kurulan IEEE 14 baralı sisteme uygulanmıştır. Bu 3 farklı bozucu mikro şebeke içeren ve mikro şebeke içermeyen sisteme ayrı ayrı uygulanarak sistemlerin kararlılık analiz çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Geçici kararlılık analizlerinde güç sisteminde büyük etkiye sahip bozulmaların meydana geldiği durumlar incelenmektedir. Geçici kararlılık analizi hem gerilim kararlılığı hem de rotor açısı kararlılığını incelemek için kullanılmaktadır. Bozucu etki olarak kararlılık çalışmalarında yoğun bir şekilde kullanılan hat açması, hat açma kapaması ve 3 faz arızası kullanılmıştır. Arızalar $t=2$ sn.'de sisteme uygulanmıştır. Bu şekilde sistem değişkenlerinin arıza sonrası aldığı yeni kararlılık değerleri ve arıza öncesi kararlılık değerleri arasındaki farklar net bir şekilde gösterilebilmiştir.

Özdeğer analizi, güç sisteminin farklı karakteristik frekanslardaki (“modlar”) dinamik davranışını inceler. Bir güç sisteminde tüm modların kararlı olması gerekir. Dahası, tüm elektromekanik osilasyonların olabildiğince çabuk sönümlenmesi arzu edilmektedir. Daha iyi anlaşılabilmesi için, bir özdeğer analizinin sonuçları frekans ve her salınım modu için nispi sönüm olarak verilir. Sönüm oranı % 3'ün altında olması dikkatle kabul edilmelidir. Tüm elektromekanik modların sönüm oranının en az % 5 olması durumunda, sönümleme yeterlidir. Şekil 5.22, bir sistemin sönümlenmesinin nasıl kolayca analiz edilebileceğini göstermektedir [131]. Şekil 5.16-5.18'de mikro şebeke bulunan ve bulunmayan sistemlere ait özdeğerler gösterilmiştir. Bu şekillerde ilk noktalı çizgi şekil 5.22'de de gösterilen % -5 sönüm oranını göstermektedir. Mikro şebekenin güç sistemine ilave edilmesi ile sisteme ait kararsız durumdaki özdeğerler şekil 5.16 ve şekil 5.18'de de görüleceği üzere reel eksenin sol tarafına geçerek kararlı olmuşlardır. Bu özdeğerlerin sönüm oranları % -5 sönümlemeden daha küçüktür. Burada elde edilen sonuçlar ile zaman domen analizi sonuçlarında güç sisteminde mikro şebeke bulunmayan durumda sistem sinyallerinin sönümlenmemesi ve mikro şebeke bulunan durumda ise sistem sinyallerinin

zayıf bir şekilde sönümlenmesi sonuçlarına ulaşması gerekmektedir. Yapılan zaman domenli analizleri sonucunda elde edilen şekiller burada ifade edilen sonuçlar ile uyushmaktadır.

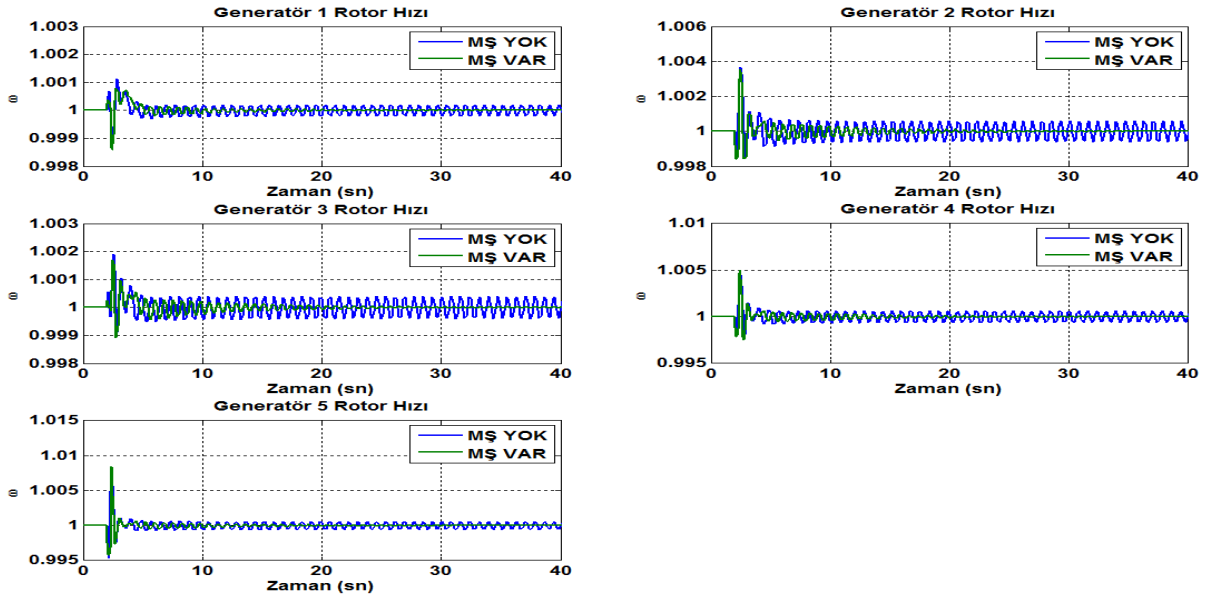
Geçici kararlılık analizi hem gerilim hemde rotor açısı kararlılığı incelemelerinde kullanılmaktadır. Bu nedenle aşğıdaki analiz çalışmalarında sistemlere ait rotor açılarındın hızı ve rotor açısı değışimleri ve baralara ait gerilim değışimlerine ait çalışmalar gerçekteştirilmiştir.



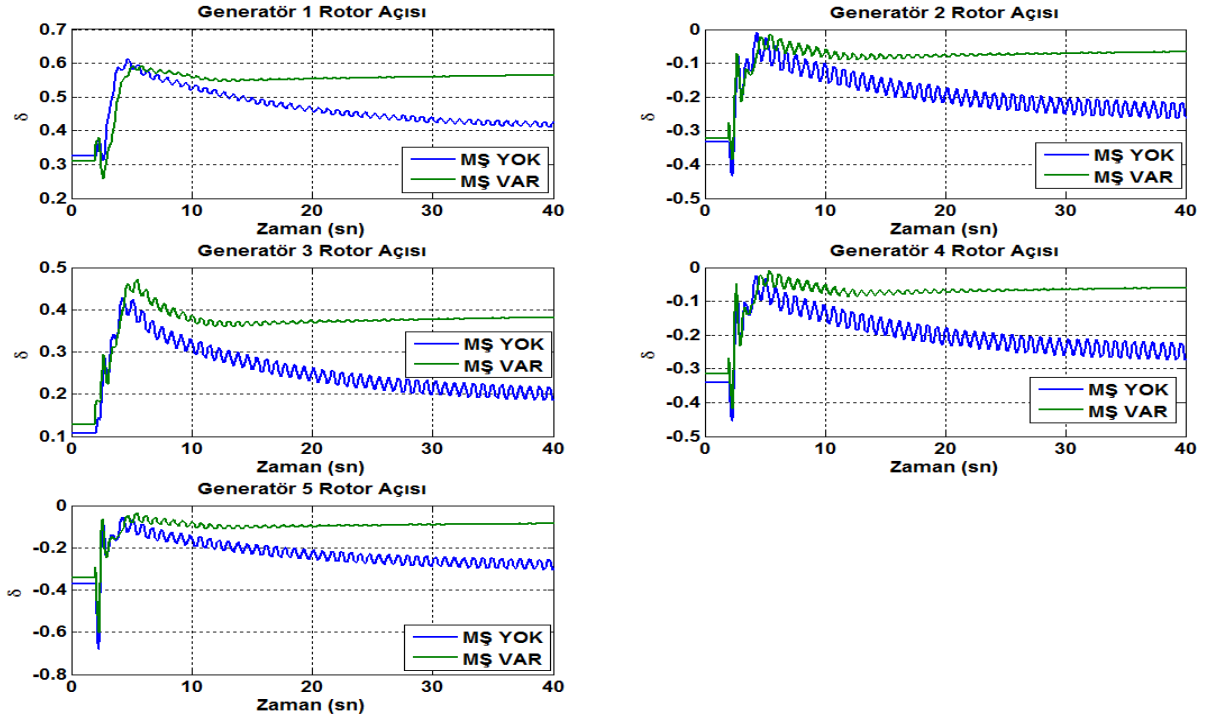
Şekil 5.22. Zayıf ve iyi sönümlenmiş sistemlerin kriteri

5.8.1. Üç Faz Kısa Devre Arızası

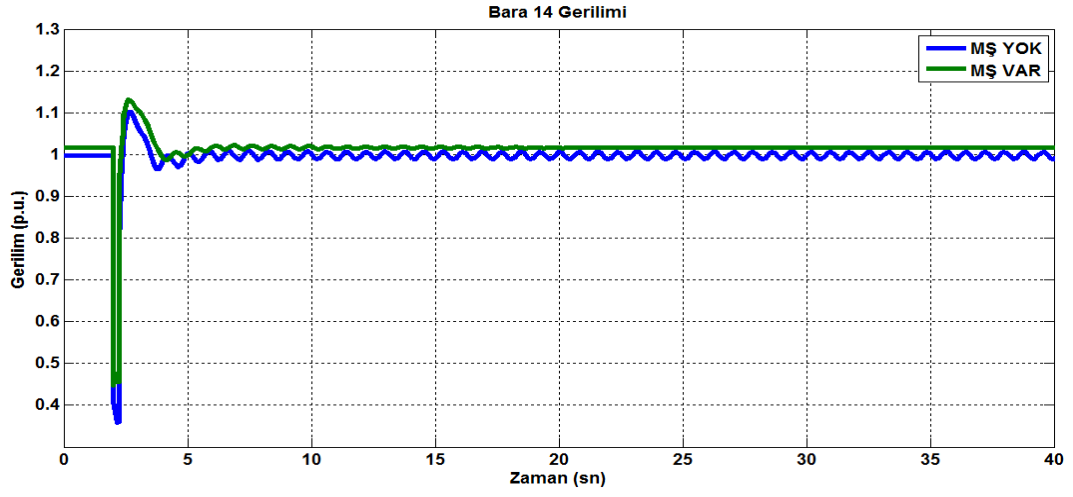
Mikro şebekenin güç sisteminin geçici rotor açısı kararlılığına ve geçici gerilim kararlılığına etkilerini göstermek için bara 13'e 3 faz kısa devre arızası uygulanmıştır. Arıza $t = 2$ sn.'de meydana gelmiş ve 0.25 saniye sonra sonlanmıştır. Mikro şebeke bulunmayan ve mikro şebeke bulunan sistemlerin geçici rotor açısı kararlılığını incelemek amacıyla senkron generatörlere ait rotor hızlarının zamana göre değışimi şekil 5.23'de ve rotor açılarındın zamana göre değışimi ise şekil 5.24'de gösterilmiştir. Ayrıca sistemlerin geçici gerilim kararlılığını analiz etmek amacıyla da şekil 5.25-30'da sistemlere ait baraların gerilimlerinin zamana bağlı değışimleri gösterilmiştir.



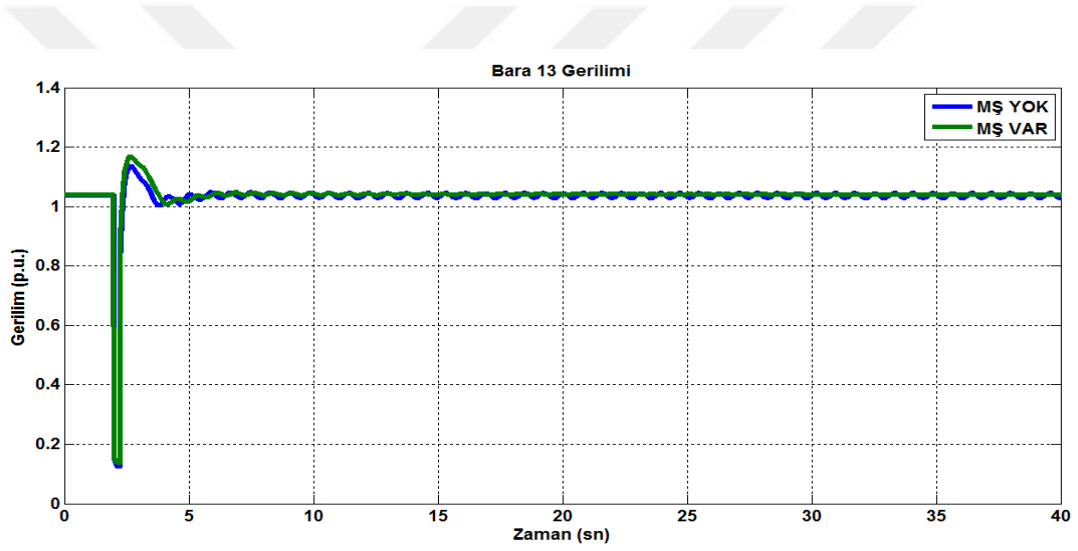
Şekil 5.23. Bara 13’de meydana gelen 3 faz arızası için generatörlerin rotor hızı değişimleri



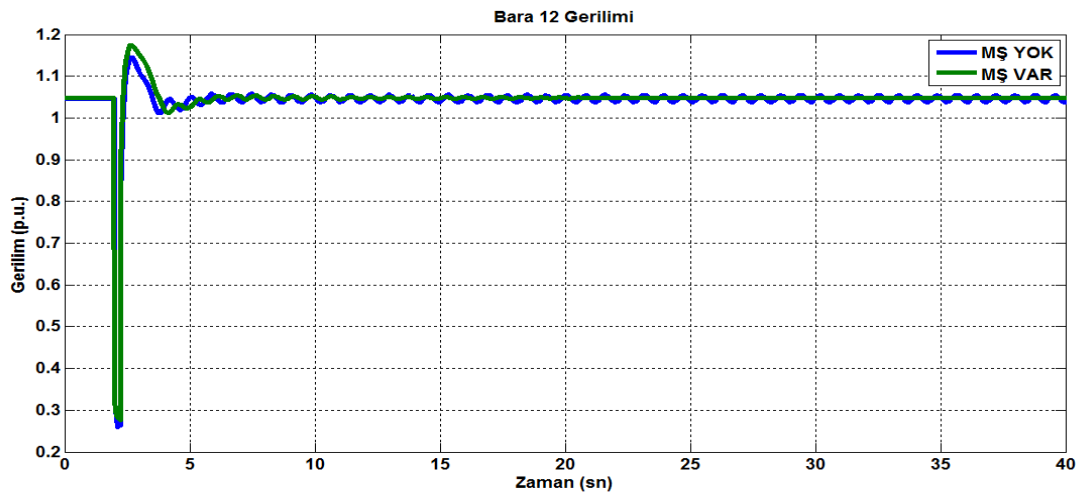
Şekil 5.24. Bara 13’de meydana gelen 3 faz arızası için generatörlerin rotor açısı değişimleri



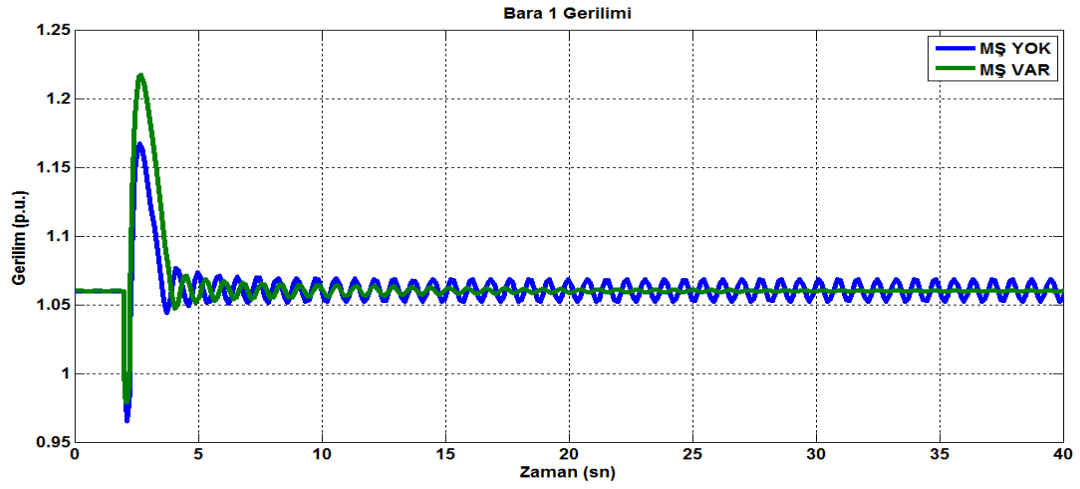
Şekil 5.25. Bara 13'de meydana gelen 3 faz kısa devre arızası için 14 nolu baranın gerilimi



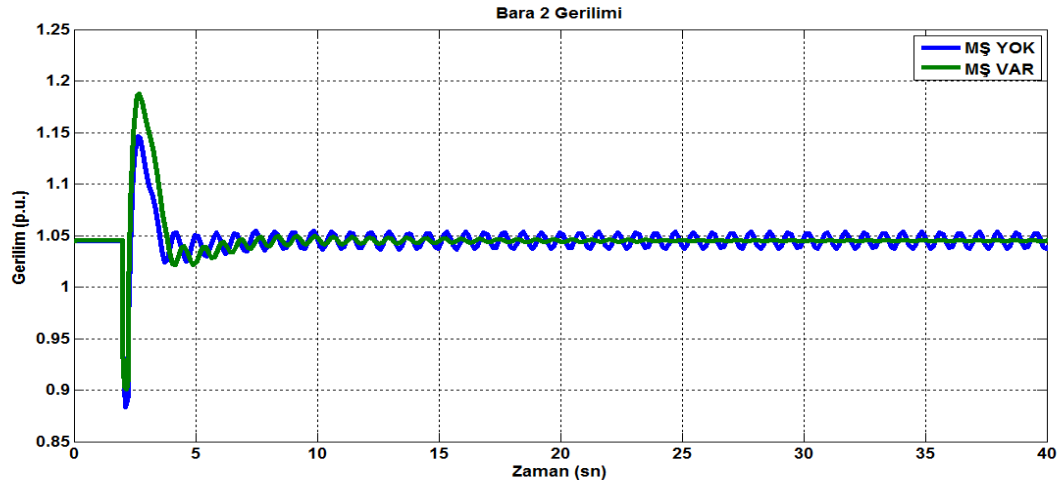
Şekil 5.26. Bara 13'de meydana gelen 3 faz kısa devre arızası için 13 nolu baranın gerilimi



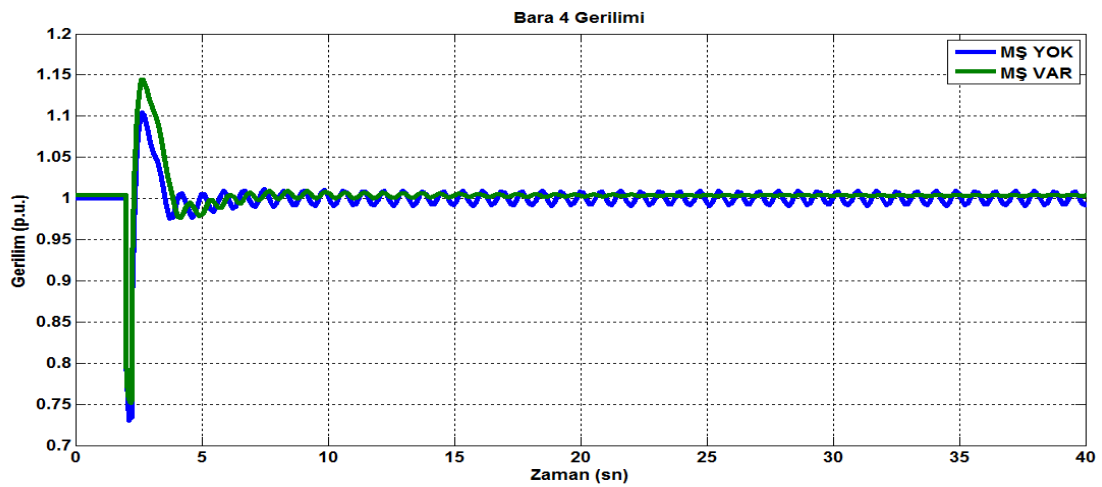
Şekil 5.27. Bara 13'de meydana gelen 3 faz kısa devre arızası için 12 nolu baranın gerilimi



Şekil 5.28. Bara 13’de meydana gelen 3 faz kısa devre arızası için 1 nolu baranın gerilimi



Şekil 5.29. Bara 13’de meydana gelen 3 faz kısa devre arızası için 2 nolu baranın gerilimi



Şekil 5.30. Bara 13’de meydana gelen 3 faz kısa devre arızası için 4 nolu baranın gerilimi

Şekil 5.23 ve 5.24’den görüleceği üzere arıza sonrası rotor hızlarında artma ve rotor açılarında artma yönünde bir tepki meydana gelmiştir. Arıza sonrası sistemin sürekli durum şartlarına dönmesine bağlı olarak rotor hızı referans hıza eşit olmaya çalışmıştır. Özdeğer analiz sonuçlarından da elde edilen sonuçlarla örtüşecek şekilde, sistemde mikro şebeke bulunması ile sistem kararlı bir duruma dönüşmüş ve buna bağlı olarak rotor hız salınımları mikro şebekeli sistemler için azalan bir genlik ile sönümlenmiş ve referans hız değerine ulaşmıştır. Fakat mikro şebeke bulunmayan durum için senkron makinelerle ait rotor hız değişimleri sürekli duruma erişememekte ve sürekli bir salınım göstermektedir. Geçici rotor açı kararlılık analiz çalışmalarında genellikle sistemin kararlı olup olmadığı senkron makinelerle ait rotor açısının zamana göre değişimine bakılarak karar verilir. Sistemlerin geçici rotor açı kararlılık analizlerinde rotor açı değişimleri incelenmekte ve rotor açılarının zamana bağlı olarak değişimlerinde sabit bir değer almaları beklenmektedir. Sistemler geçici kararlılık analizlerinde genel olarak arıza sonrası sürekli çalışmasını arıza öncesi durumdan farklı olarak değiştirmektedir [25]. Şekil 5.24 incelendiği zaman burada ifade edilen durum görülebilmektedir. Arıza sonrası ilk tepki olarak rotor açısında bir ilerleme meydana gelmiş ve devamında senkron makinelerin mekanik ve elektriksel güçleri birbirini dengeleyene kadar sistemin rotor açısında bir ilerleme olmuştur. Eğer sistemlerde rotor açı değişimleri zamana bağlı olarak sönümlü bir değer almıyorsa bu sistemlerin kararsız olduğu söylenmektedir. Şekil 5.24’de elde edilen sonuçlar incelendiği zaman mikro şebekeli güç sistemi için rotor açı değişimlerinin sönümlü olduğu ve sürekli durumda yeni bir denge noktasında sistemin çalışmasına devam ettiği görülmektedir. Ayrıca şekil 5.24 incelendiği zaman mikro şebeke bulunmayan durum için sistemde senkron makinelerle ait rotor açılarının sönümsüz olduğu ve sürekli bir salınım göstererek sabit bir değere ulaşmadığı görülmektedir. Bu sonuçlardan da görüleceği üzere mikro şebeke bulunmayan güç sistemi rotor açı kararlılığı açısından kararsız bir sistemdir.

Şekil 5.25-5.30’da 14, 13, 12, 1, 2 ve 4 nolu baralara ait gerilim değişimleri gösterilmiştir. Bu değişimler yardımı ile sistemlere ait geçici gerilim kararlılık analizleri gerçekleştirilebilir. Şekiller incelendiği zaman arıza noktasına yakın baralarda gerilim düşümü değerleri daha fazla iken arıza noktasına uzak noktalarda gerilim düşümleri daha az meydana gelmiştir. Bu arızada arıza sonrasında sistemin admitans matrisinde değişim meydana gelmediği için sistemlerin kararlı olması durumunda gerilim değerlerinin arıza

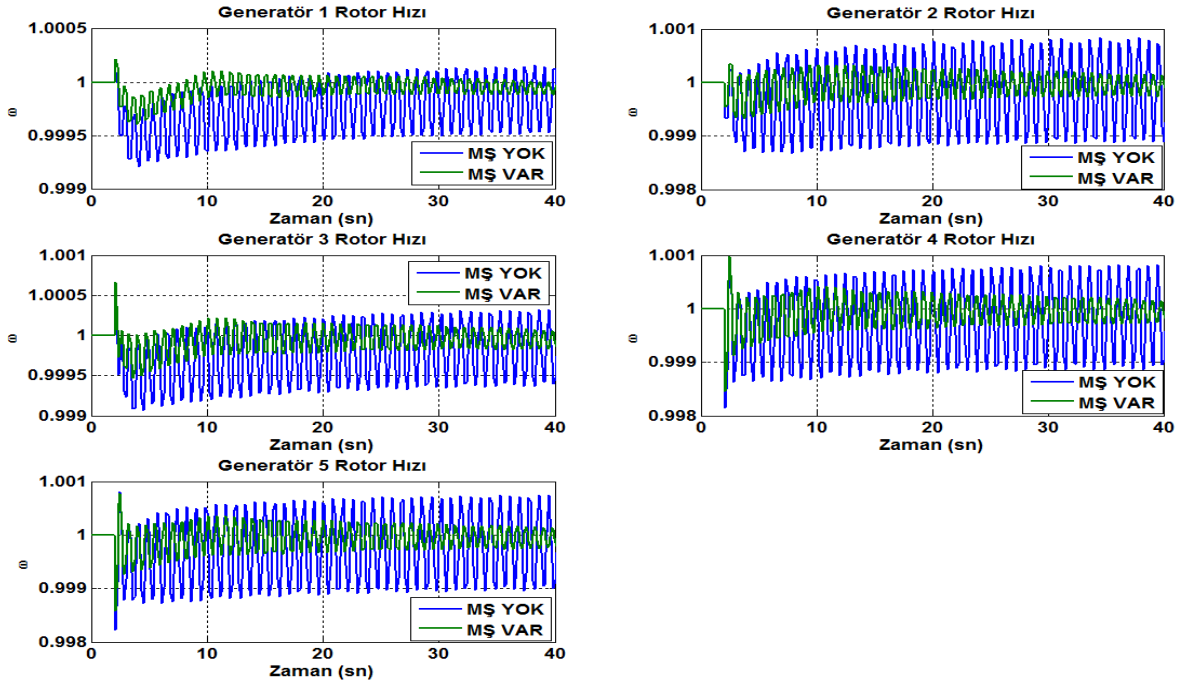
öncesi değerlerine geri dönmesi beklenecektir. Yapılan analiz sonucunda elde edilen şekiller incelendiği zaman mikro şebeke bulunan durum için sisteme ait bara gerilimleri arıza sonrası sönümlü salınımlar göstererek sürekli durumda sabit gerilim değerlerine ulaşmışlardır. Bu sonuçlardan da görüleceği üzere bara gerilimleri arıza sonrası sürekli durumda arıza öncesi bara gerilimi değerlerine geri dönmüşlerdir. Mikro şebeke bulunmayan sisteme ait şekiller incelenmesiyle baralara ait gerilim değerlerinin sürekli salınımlar gösterdiği sonucuna ulaşılmaktadır. Arıza sonrası ilk gerilim düşüş noktaları incelendiğinde ayrıca mikro şebekeli sistemde meydana gelen gerilim düşümlerinin mikro şebekesiz duruma göre daha düşük seviyelerde olduğu görülmektedir. Ayrıca mikro şebekeli sistemin zaman yanıtı daha hızlı olduğu için arıza sonrası çok daha hızlı bir şekilde gerilim seviyesi artmaktadır. Bu bölümde yapılan incelemeler sonucunda güç sistemine mikro şebeke ilave edilmesi, hem geçici rotor açısı kararlılığı açısından hem de geçici gerilim kararlılığı açısından güç sistemine olumlu etkiler sağlamıştır.

5.8.2.Kısmi Hat Açması

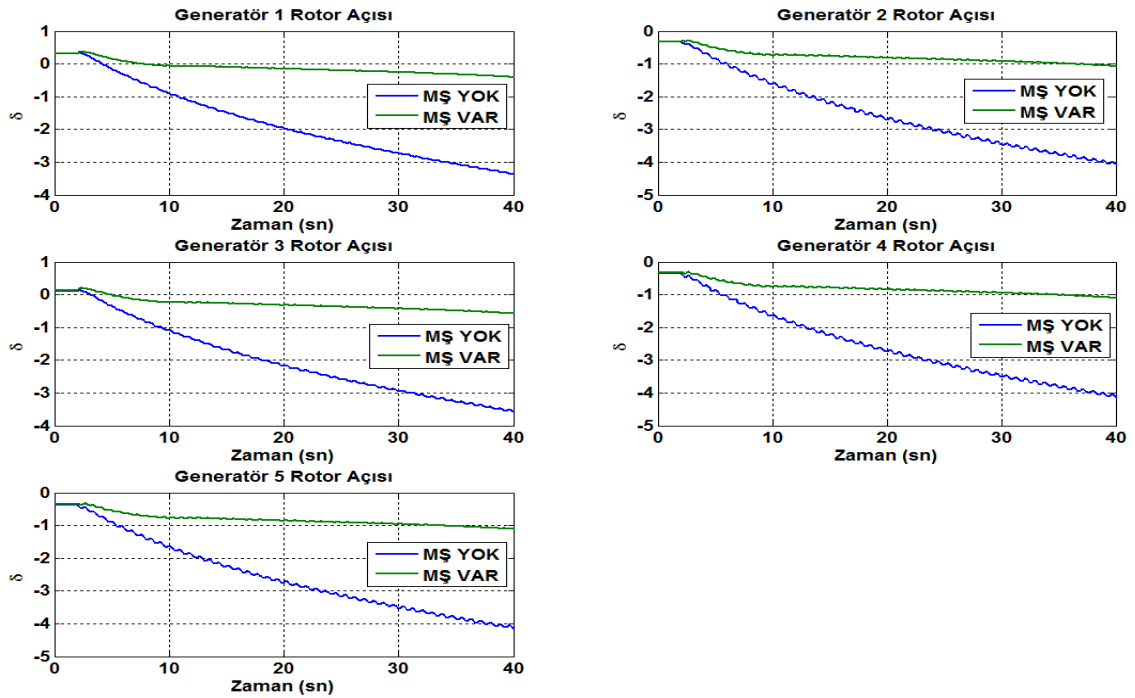
Mikro şebekenin güç sisteminin geçici rotor açısı kararlılığına ve geçici gerilim kararlılığına etkilerini göstermek için bu bölümde, 2 ile 4 nolu baralar arasında bir hat açması meydana getirilmiştir. Hat açması $t = 2$ sn.'de meydana gelmiştir. Mikro şebeke bulunmayan ve mikro şebeke bulunan sistemlerin geçici rotor açısı kararlılığını incelemek amacıyla generatörlere ait rotor hızlarının zamana göre değişimi şekil 5.31'de ve rotor açılarının zamana göre değişimi şekil 5.32'de gösterilmiştir. Ayrıca sistemlerin geçici gerilim kararlılığını analiz etmek amacıyla şekil 5.33-38'de sistemlere ait baraların gerilimlerinin zamana bağlı değişimleri gösterilmiştir.

Şekil 5.31 ve 5.32'de görüleceği üzere, hat açması sonrası rotor hızlarında ve aynı şekilde rotor açılarında azalma yönünde bir tepki meydana gelmiştir. Mikro şebeke bulunan durum için hem şekil 5.31 hem de şekil 5.32'de sistemdeki senkron makinelerin rotor hızlarının ve rotor açılarının zamana göre değişimi incelendiği zaman sinyallerin sönümlü bir yapısı olduğu görülmektedir. Bu şekillerden de görüleceği üzere mikro şebeke bulunan sistem geçici rotor açısı kararlılığı açısından kararlı bir yapıya sahiptir. Şekil 5.31 de mikro şebeke bulunan sistem kararlı olduğu için rotor hızı sönümlü bir şekilde salınım göstermektedir. Bölüm 5.8'de belirtildiği üzere sistemin sönüm oranı çok yüksek değere sahip olmadığı için sistemdeki salınımların sönümlenmesi simülasyon çalışmasının

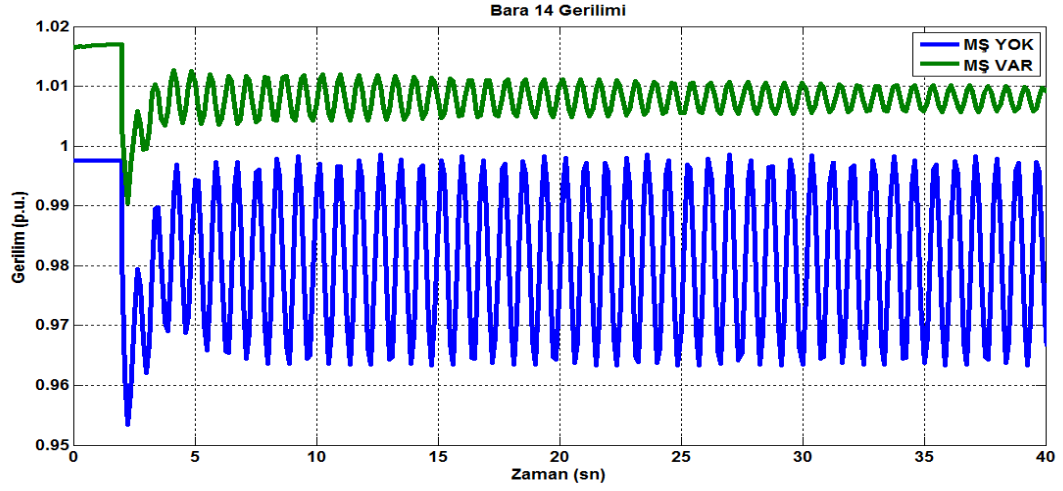
gerçekleştirildiği zaman aralığında sona ermemiştir. Fakat sinyalin salınımlarının azalan bir genliğe sahip olması bu sistemin kararlı olduğunu göstermektedir.



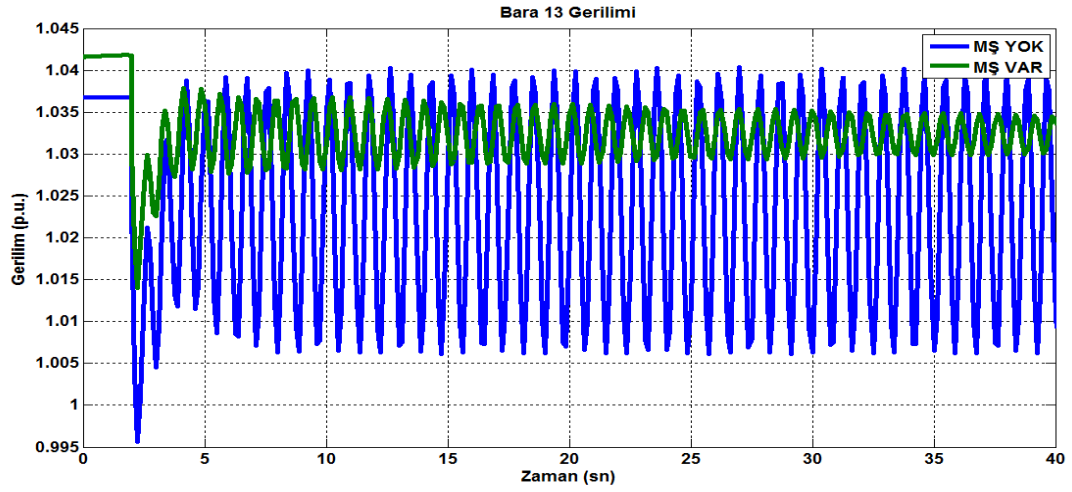
Şekil 5.31. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açması için generatörlerin rotor hız değişimleri



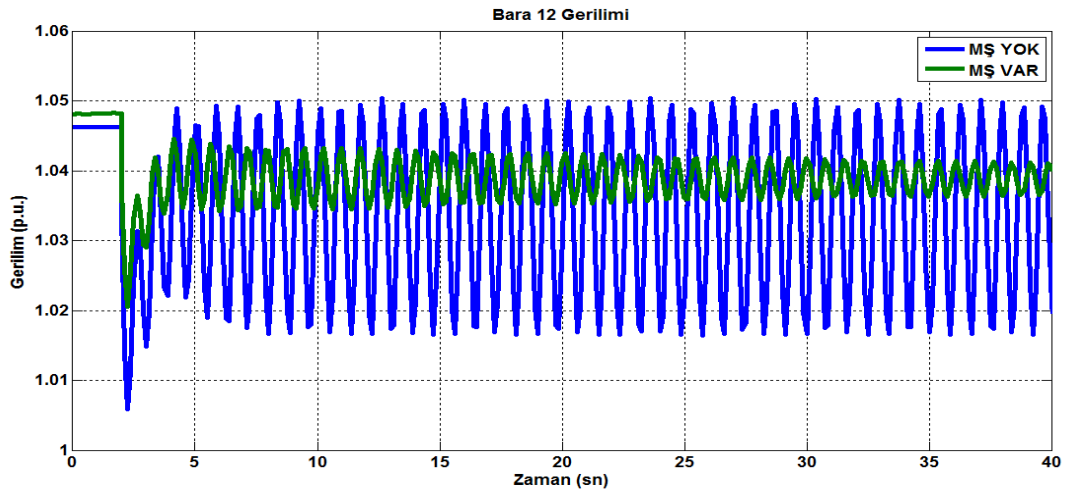
Şekil 5.32. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açması için generatörlerin rotor açı değişimleri



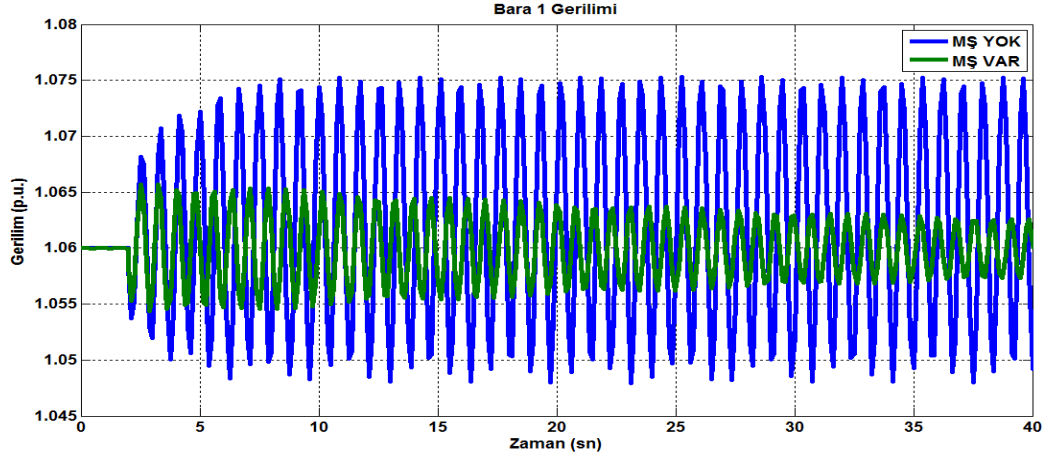
Şekil 5.33. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açması için 14 nolu baranın gerilimi



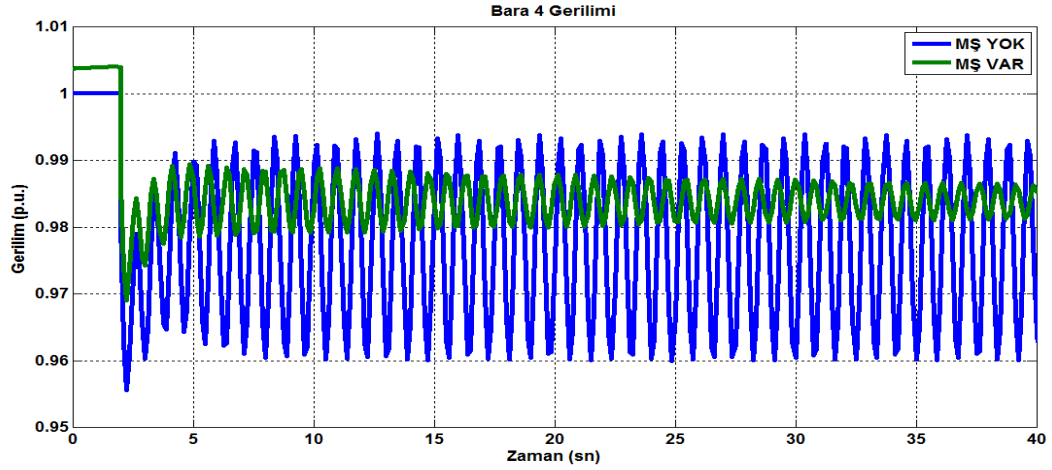
Şekil 5.34. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açması için 13 nolu baranın gerilimi



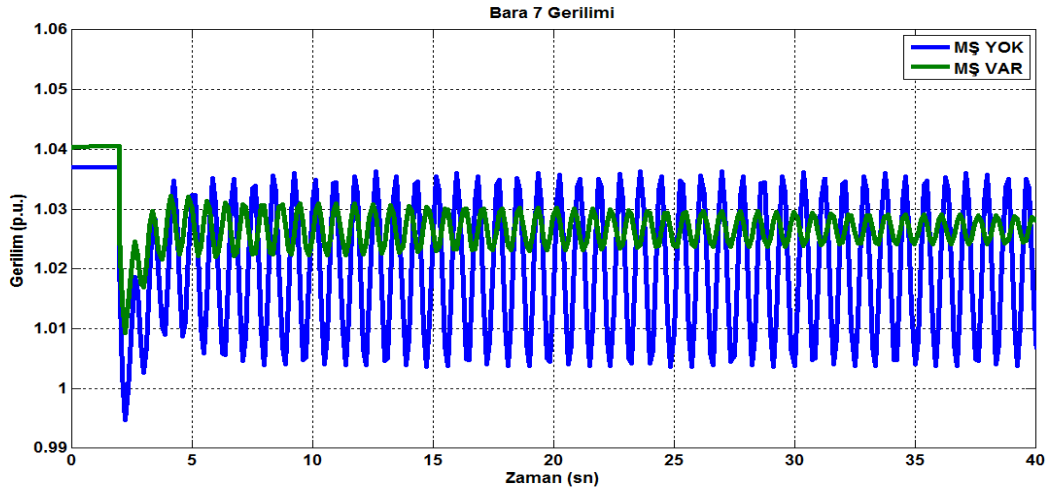
Şekil 5.35. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açması için 12 nolu baranın gerilimi



Şekil 5.36. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açması için 1 nolu baranın gerilimi



Şekil 5.37. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açması için 4 nolu baranın gerilimi



Şekil 5.38. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açması için 7 nolu baranın gerilimi

Kararlı sistemler için senkron makinelere ait rotor hızlarının referans hız değerine ulaşması beklenmektedir. Şekil 5.31’de da mikro şebeke bulunan sistem için generatörlerin rotor hızları referans hız değerine doğru sönümlü bir şekilde azalmaktadır. Ayrıca şekil 5.31 ve şekil 5.32’de mikro şebeke bulunmayan durum için sisteme ait senkron makinelerin rotor hız ve açı değişimleri sönümsüz bir yapıya sahiptir. Görüldüğü gibi mikro şebeke bulunmayan güç sistemi kararlı bir yapıya sahip değildir. Şekil 5.32’de rotor açı değişimleri hat açması arızasını takiben rotor hızındaki azalmaya bağlı olarak azalmaya başlamıştır. Mikro şebeke bulunan durum için rotor açı değişimi Şekil 5.31’de gösterilen rotor hız değişimine uygun olarak sürekli durumda sabit bir değere doğru yönelmektedir. Buradan da görüleceği üzere hat açması sonrasında senkron generatörlere ait rotor açıları yeni bir değerde sürekli durum şartlarına ulaşmaktadır. Mikro şebeke bulunmayan sistem için rotor açı değişimi incelendiği zaman sinyalin sürekli durum için bir değere ulaşmadığı ve buna bağlı olarak da bu sistemin kararsız olduğu görülmüştür

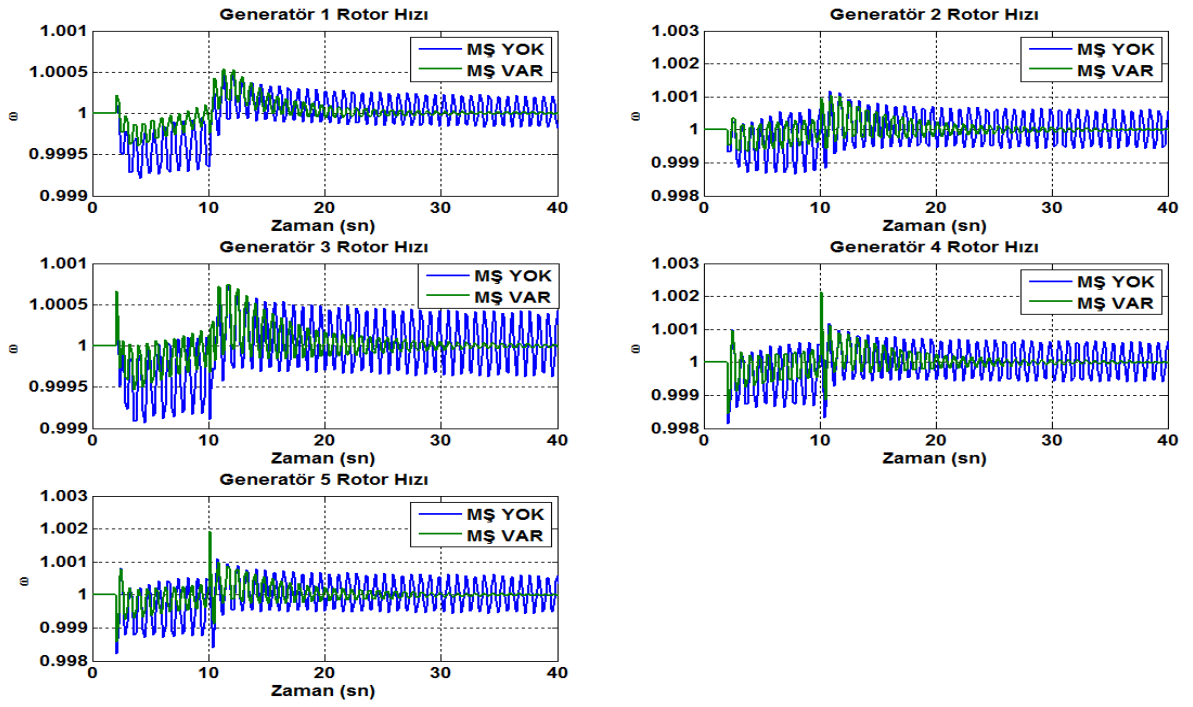
Şekil 5.33-5.38’de 14, 13, 12, 1, 4 ve 7 nolu baralara ait gerilim değişimleri gösterilmiştir. Bu değişimler yardımı ile sistemlere ait geçici gerilim kararlılığı analizleri gerçekleştirilebilir. Bu hat açma bozulması sonrasında sistemin admitans matrisinde değişim meydana gelmiştir. Sistem admitans matrisindeki değişim nedeniyle sistemin kararlı olması durumunda bara gerilimlerinin sürekli durumda yeni bir değer alması beklenecektir. Mikro şebeke bulunan durum için sisteme ait bara gerilimleri arıza sonrası sönümlü salınımlar göstererek sürekli durumda sabit bir gerilim değerlerine ulaşmıştır. Bu sonuçlardan da görüleceği üzere bara gerilimleri arıza sonrası sürekli durumda arıza öncesi bara gerilimi değerlerine geri dönmemiş ve yeni bir değerde sürekli durum şartlarına ulaşmıştır. Elde edilen şekillerden de görüleceği üzere mikro şebekeli güç sistemi geçici gerilim kararlılığı açısından kararlı bir yapıya sahiptir. Ayrıca güç sisteminde sönüm miktarının düşük olmasına bağlı olarak analiz yapılan zaman dilimi içinde gerilimlere ait değişimlerin sürekli durum değerine ulaşmadığı görülmektedir. Mikro şebeke bulunmayan sisteme ait şekiller incelendiğinde ise baralara ait gerilim değerleri sürekli salınımlar gösterdiği görülmektedir. Ayrıca mikro şebekeli sistemde meydana gelen gerilim düşüşleri mikro şebekesiz duruma göre daha düşük seviyelerdedir. Ayrıca hat açması sonrası sisteme ait bara gerilim değerlerinin daha düşük değerler aldığı görülmektedir. Güç sisteminde meydana gelen hat açması sonucu diğer iletim hatlarında taşınacak yük miktarının artmasına bağlı olarak hatlarda meydana gelecek gerilim düşüş değerlerinin artması burada elde edilen sonuçların anlamlı olduğunu göstermektedir. Bu bölümde yapılan incelemeler

sonucunda güç sistemine mikro şebeke ilave edilmesi hem geçici rotor açısı kararlılığı açısından hem de geçici gerilim kararlılığı açısından güç sistemine olumlu etkiler sağlamıştır.

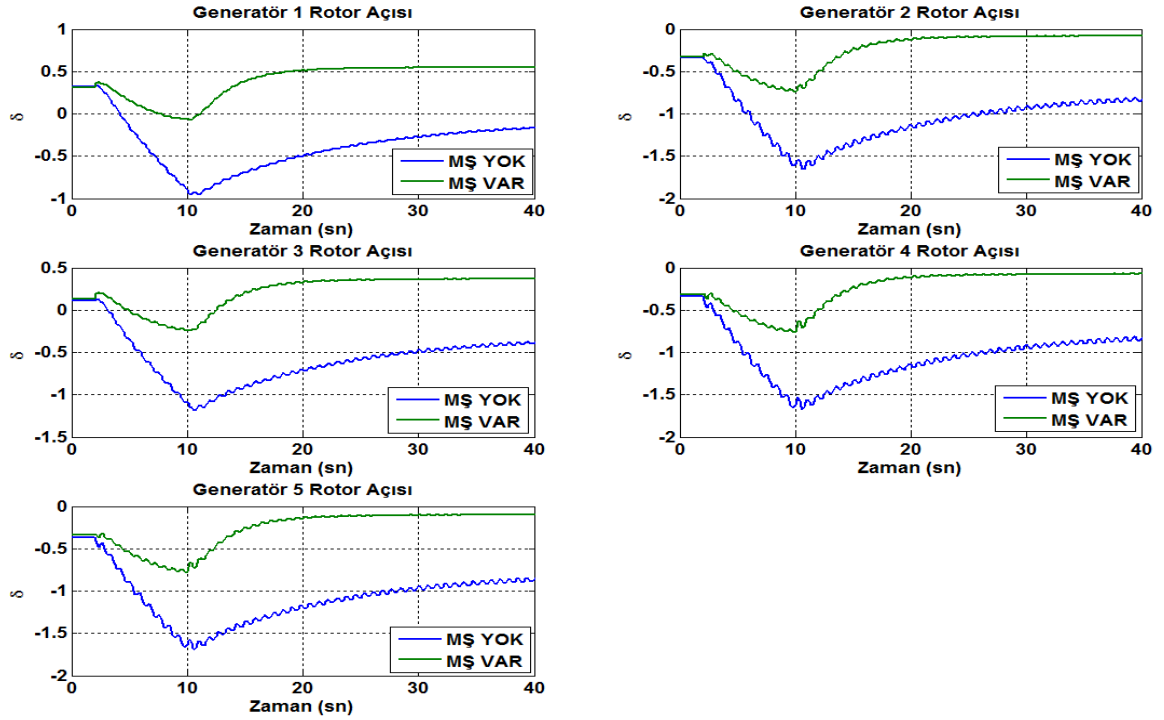
5.8.3.Kısmi Hat Açma Kapaması

Mikro şebekenin güç sisteminin geçici rotor açısı kararlılığına ve geçici gerilim kararlılığına etkilerini göstermek için bu bölümde, bir hat açma-kapama meydana getirilmiştir. Hat açma-kapama işlemi 2 ile 4 nolu baralar arasında gerçekleştirilmiştir. $t=2$ sn.'de açılan hat $t=10$. sn.'de tekrar kapatılmıştır. Mikro şebeke bulunmayan ve mikro şebeke bulunan sistemlerin geçici rotor açısı kararlılığını incelemek amacıyla generatörlerin rotor hızlarının zamana göre değişimi şekil 5.39'da ve rotor açılarının zamana göre değişimi şekil 5.40'da gösterilmiştir. Ayrıca sistemlerin geçici gerilim kararlılığını analiz etmek amacıyla da şekil 5.41-46'de sistemlere ait baraların gerilimlerinin zamana bağlı değişimleri gösterilmiştir.

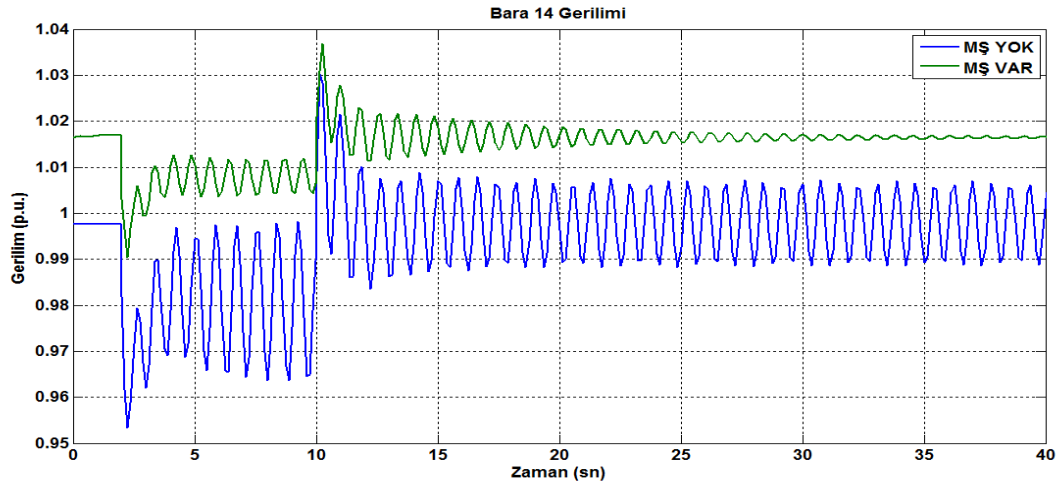
Şekil 5.39 ve 5.40'da görüleceği üzere hat açması sonrası rotor hızlarında azalma ve rotor açılarında azalma yönünde bir tepki meydana gelmiştir. Bunu takiben hat kapanması sonrasında ise rotor hızlarında rotor açılarında da bir artma tepkisi meydana gelmiştir. Mikro şebeke bulunan durum için hem şekil 5.39 hem de şekil 5.40'da sistemdeki senkron makinelerin rotor hızlarının ve rotor açılarının zamana göre değişimi incelendiği zaman sinyallerin sönümlü bir yapısı olduğu görülmektedir. Bu şekillerden de görüleceği üzere mikro şebeke bulunan sistem geçici rotor açısı kararlılığı açısından kararlı bir yapıya sahiptir. Kararlı sistemler için bekleneneği üzere, senkron makineler için rotor hızlarının referans hız değerine ulaşması beklenmektedir. Şekil 5.39'da generatörlerin rotor hızları referans hız değerine doğru hem hat açması hem de hat kapanması sonrası sönümlü bir şekilde azalmaktadır. Mikro şebeke bulunmayan durum için sisteme ait senkron makinelerin rotor hız ve açısı değişimleri sönümsüz bir yapıya sahiptir. Şekil 5.39 ve 5.40'dan görüldüğü gibi mikro şebeke bulunmayan güç sistemi kararlı bir yapıya sahip değildir.



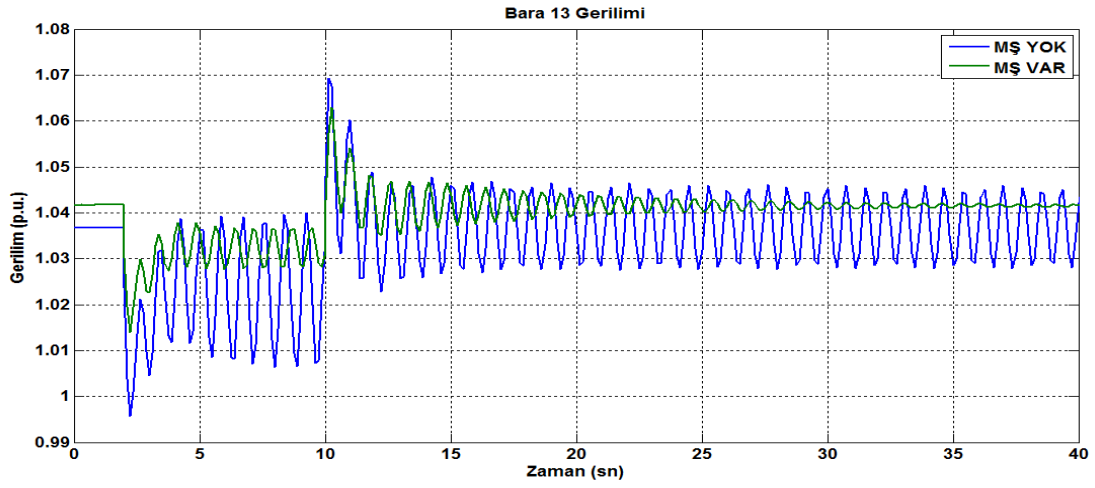
Şekil 5.39. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açma kapaması için generatör hız değişimleri



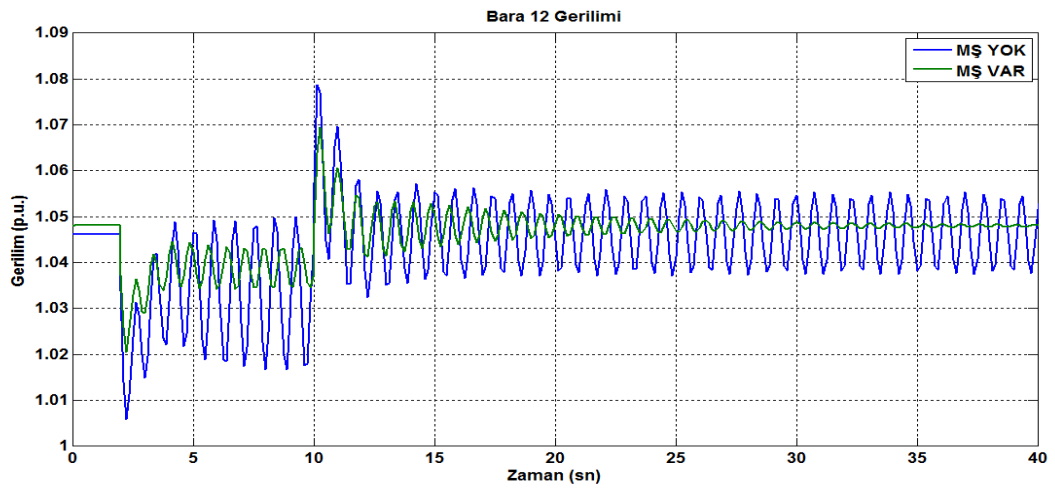
Şekil 5.40. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açma kapaması için generatör açısı değişimleri



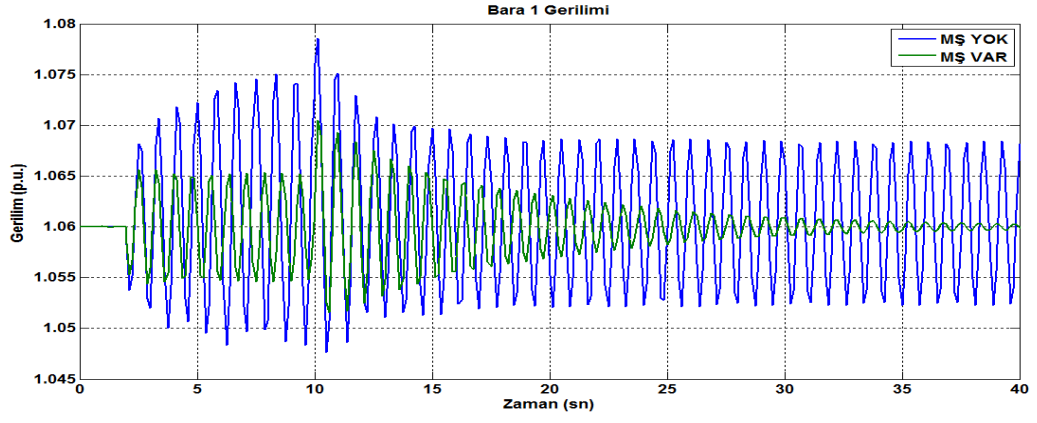
Şekil 5.41. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açma kapaması için 14 nolu baranın gerilimi



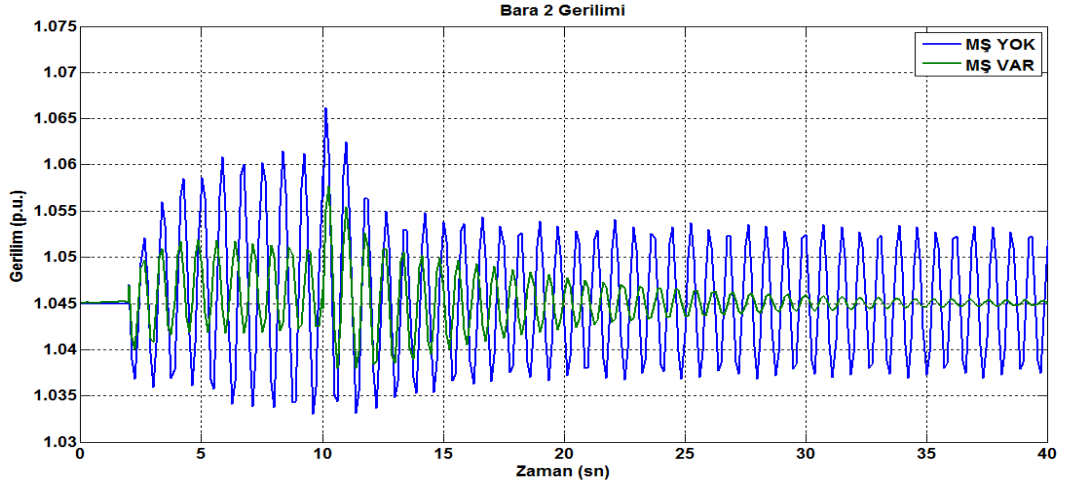
Şekil 5.42. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açma kapaması için 13 nolu baranın gerilimi



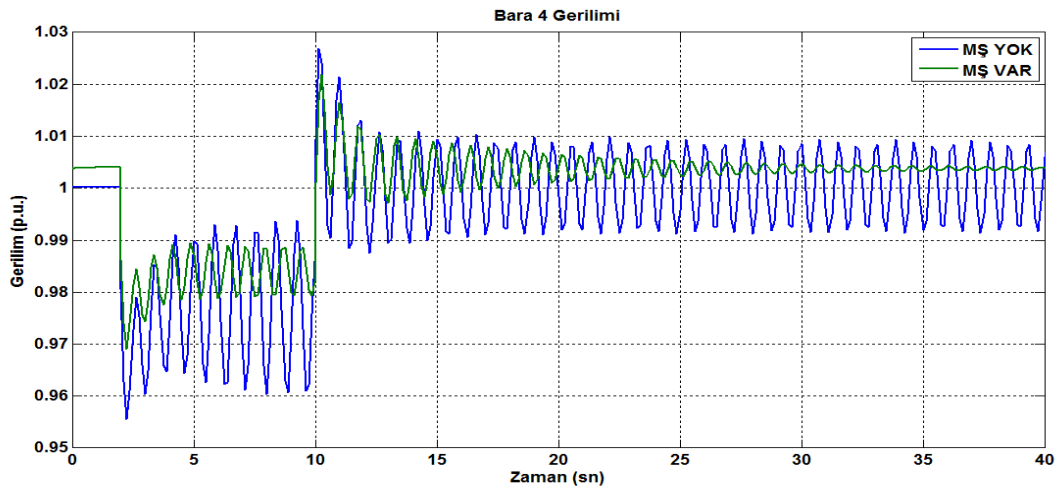
Şekil 5.43. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açma kapaması için 12 nolu baranın gerilimi



Şekil 5.44. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açma kapaması için 1 nolu baranın gerilimi



Şekil 5.45. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açma kapaması için 2 nolu baranın gerilimi



Şekil 5.46. 2 ve 4 nolu baralar arasındaki hat açma kapaması için 4 nolu baranın gerilimi

Şekil 5.40'da görüldüğü gibi rotor açısı değişimleri hat açması arızasını takiben rotor hızındaki azalmaya bağlı olarak azalmaya başlamış ve hat kapanmasından sonra rotor hızındaki artışa bağlı olarak artmaya başlamıştır. Şekil 5.40'da mikro şebeke bulunan durum için rotor açısı değişimi, gösterilen rotor hız değişimine uygun olarak sürekli durumda sabit bir değere doğru yönelmektedir. Buradan da görüleceği üzere hat açması ve kapanması sonrasında senkron generatörlere ait rotor açıları yeni bir değerde sürekli durum şartlarına ulaşmaktadır. Mikro şebeke bulunmayan sistem için rotor açısı değişimi incelendiği zaman sinyalin sürekli durum için bir değere ulaşmadığı ve buna bağlı olarak da bu sistemin kararsız olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Şekil 5.41-5.46'da 14, 13, 12, 1, 2 ve 4 nolu baralara ait gerilim değişimleri gösterilmiştir. Bu değişimler yardımı ile sistemlere ait geçici gerilim kararlılığı analizleri gerçekleştirilebilir. Bu hat açma ve kapama bozulması sonrasında sistemin admitans matrisinde değişimler meydana gelmiştir. Sistem admitans matrisindeki değişimlere bağlı olarak bara gerilimlerinin sürekli durum değerleri değişmektedir. Hat kapaması sonrası sistem admitans matrisi hat açması öncesi değerine döndüğü için analiz sonucunda bara gerilim değerleri hat açması öncesi ilk durum değerlerine ulaşmaktadır. Yapılan analiz sonucunda mikro şebeke bulunan durum için sisteme ait bara gerilimleri hat açması ve kapaması sonrası sönümlü salınımlar göstererek sürekli durumda sabit bir gerilim değerlerine ulaşmışlardır. Bu sonuçlardan da görüleceği üzere bara gerilimleri arıza sonrası sürekli durumda arıza öncesi bara gerilimi değerlerine geri dönmüştür. Elde edilen şekillerden de görüleceği üzere mikro şebekeli güç sistemi geçici gerilim kararlılığı açısından kararlı bir yapıya sahiptir. Mikro şebeke bulunmayan sisteme ait şekiller incelendiğinde ise baralara ait gerilim değerlerinin sürekli salınımlar gösterdiği görülmektedir. Arıza sonrası mikro şebekeli sistemde meydana gelen gerilim düşüşleri mikro şebekesiz duruma göre daha düşük seviyelerdedir. Ayrıca hat açması sonrası sisteme ait bara gerilim değerlerinin daha düşük değerler aldığı görülmektedir. Güç sisteminde meydana gelen hat açması sonucu diğer iletim hatlarında taşınacak yük miktarının artmasına bağlı olarak hatlarda meydana gelecek gerilim düşüş değerlerinin artması, burada elde edilen sonuçların anlamlı olduğunu göstermektedir. Hat kapanmasından sonra iletim hatlarında taşınacak güç miktarları eski değerlerine döneceği için baralara ait gerilim değerleri de eski değerlerine tekrardan dönmektedir. Bu bölümde yapılan çalışmalar sonucunda, güç sistemine mikro şebeke ilave edilmesi hem geçici rotor açısı kararlılığı

açısından hem de geçici gerilim kararlılığı açısından güç sistemine olumlu etkiler sağlamıştır.

Mikro şebekelerin penetrasyon oranlarının güç sisteminin güç açısı ve gerilim kararlılığı üzerine etkilerinin analiz edildiği bir çalışmada, Elektrik Güç Araştırma Enstitüsü (EPRI) 36 baralı güç sistemi üzerinde gerçekleştirilmiştir. Penetrasyon oranlarının hem geçici rotor açısı kararlılığı hemde geçici gerilim kararlılığı üzerinde olumlu yönde büyük etkilere sahip olduğu sonucuna ulaşılmıştır [12]. Buradan da görüleceği üzere zaman domen analizi için elde edilen sonuçlar literatürde yapılan diğer çalışmalarla da uyumludur.



6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

6.1. Sonuçlar

Bu çalışmada güç sistemlerine mikro şebeke ilave edilmesinin güç sistemlerinin kararlılığına iyileştirici yönde etkiler sağladığı görülmüştür.

Mikro şebekenin güç sistemine sağladığı iyileştirici etkiler şu şekilde özetlenebilir:

Güç sistemlerinde enerji iletimi sırasında iletim hatlarında meydana gelen aktif ve reaktif güç kayıplarının belirlenmesinde ve sistemde bulunan üretim birimlerinin sisteme sağlayacakları güç miktarlarının tespit edilmesinde güç akış analiz çalışmaları kullanılmaktadır. Yapılan güç akış analizi çalışmaları sonucunda mikro şebekelerin yük bölgelerine yakın bölgede yaptıkları üretimin sonucu olarak merkezi bölgelerden yük bölgelerine yapılan enerji transfer miktarında azalma meydana gelmiştir. Bu azalmaya bağlı olarak iletim sistemlerinde meydana gelen aktif ve reaktif güç kayıpları da azalmıştır. İletim hatlarında meydana gelen iletim kayıplarındaki azalmalara bağlı olarak güç sisteminde bulunan üretim sistemlerinin güç sistemine sağlamaları gereken aktif ve reaktif güç miktarları da azalacak ve bu durum güç sistemi ekonomisi açısından sisteme önemli katkılar sağlayacaktır.

Güç sistemlerinde yüklenebilirlik sınırlarının belirlenmesi kararlılık çalışmalarında oldukça önemlidir. Çatallaşma analizi güç sistemlerinin yüklenebilirlik değerlerini belirlenmesinde kullanılan en etkili yöntemlerden biridir. Yapılan çatallaşma analizlerinden yüklenebilirlik sınır değerlerinin hem eyer düğüm çatallaşması kaynaklı durumda hem de limit kaynaklı çatallaşma durumunda güç sistemine mikro şebeke eklenmesi halinde mikro şebeke bulunmayan hale göre sistemin yüklenebilirlik sınır değerinde bir artış meydana geldiği sonucu elde edilmiştir. Mikro şebekelerin güç sistemine ilavesi ile sistemin yüklenebilirlik sınır değerinde bir artış meydana gelecek bu da güç sistemlerinde kararlılık açısından bir iyileşme sağlayacaktır.

Güç sistemlerinin küçük sinyal kararlılık analizlerini gerçekleştirmek için öz değer analiz metodu kullanılır. Öz değer metodunda güç sistemine ait durum değişkenleri ile ilişkili özdeğerler, özvektörler ve katılım faktörleri değerleri hesaplanarak güç sisteminin kararlılığı açısından detaylı bilgiler elde edilir. Yapılan öz değer analiz çalışmalarında mikro şebeke bulunmayan durumda imajiner eksenin sağ tarafında bulunan ve sistemi

kararsız yapan iki kutbun güç sistemine mikro şebeke eklenmesi ile imajiner eksenin sol tarafına geçtiği ve mikro şebeke entegrasyonunun sistemi kararlı hale getirdiği sonucuna ulaşılmıştır. Aynı zamanda güç sisteminde sürekli salınımların oluşmaya başlayacağı ilk durumu ifade eden Hopf çatallaşmasının meydana geleceği yüklenme seviyeleri açısından güç sistemlerine mikro şebeke yerleştirilmesi bu seviyenin artmasını sağlayarak sistem kararlılığı üzerinde pozitif etki göstermiştir. Ayrıca yapılan çalışmalarda gerçekleştirilen hassasiyet analizleri ile güç sistemine ait elektromekaniksel modlar belirlenmiştir. Güç sistemine mikro şebeke ilave edilmesinin güç sisteminin yerel modlarına sönümleme etkisi yaparak güç sisteminin kararlılığına olumlu etkiler sağladığı görülmüştür. Fakat bu çalışmada aynı zamanda mikro şebeke ilavesinin güç sisteminin bölgelerarası moduna negatif yönlü sönümleme yaptığı ve bu modların salınımlarının sönümlemesine olumsuz etkiler sağladığı görülmüştür. Ayrıca güç sisteminde mikro şebekenin yerleştirileceği konumunun güç sistemi kararlılığına önemli etkiler yaptığı ve en zayıf baraya mikro şebeke sisteminin ilave edilmesinin sistemin kararlılığına daha fazla olumlu etkiler sağlayacağı sonucuna ulaşılmıştır. Son olarak da mikro şebekenin penetrasyon seviyesindeki artış ve yüklenme seviyesindeki azalış güç sistemlerinin küçük sinyal kararlılığına pozitif etkiler sağlamıştır.

Güç sistemlerinde gerilim kararlılığını analiz etmede kullanılan etkili yöntemlerden biri de modal analiz yöntemidir. Yapılan analiz çalışmalarında modal analiz açısından gerilim kararsızlığına en yakın olan baranın sisteme mikro şebeke ilave edilmesi ile gerilim kararsızlığına olan mesafesinin arttığı belirlenmiştir. Güç sistemlerine mikro şebeke ilave edilmesi baraların gerilim çökmesine olan mesafelerini artırmış ve güç sistemi kararlılığına olumlu etkiler sağlamıştır.

Güç sistemlerinin geçici rotor açısı kararlılık ve geçici gerilim kararlılık analizlerini gerçekleştirmek için zaman domenli analiz metodu kullanılır. Yapılan analiz çalışmalarında, mikro şebeke bulunmayan güç sisteminde senkron generatörlere ait rotor açılarının sürekli durum değerine ulaşmadığı ve rotor hızlarının sürekli salınımlar gösterdiği ve bu nedenle de bu sistemin geçici rotor açısı kararlılığı açısından kararsız olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Bu güç sistemine mikro şebeke ilave edilmesi ile sisteme ait makinelerin rotor açılarının referans hız değerine geri döndüğü ve rotor açılarının yeni bir denge noktasında sürekli durumda sabit bir değer aldığı sonucuna ulaşılmıştır. Bu sonuçlardan da görüleceği üzere sisteme mikro şebeke ilavesi geçici rotor açısı kararlılığı açısından sisteme olumlu etkiler sağlamıştır. Yapılan analiz çalışmalarında ayrıca mikro

şebeke bulunmayan durumda sisteme ait baraların gerilim değerlerinin sürekli salınım yaptığı, bu salınımların sönümsüz olduğu görülmüştür. Bu güç sistemine mikro şebeke ilave edilmesi ile baralara ait gerilim değerlerinin sürekli durumda sabit bir değere ulaştığı tespit edilmiştir. Böylece mikro şebeke ilavesinin geçici gerilim kararlılığı açısından sisteme pozitif etkiler sağladığı sonucuna ulaşılmıştır. Yapılan zaman domeni analiz çalışmalarında bazı durumlarda sönüm miktarı değeri düşük olduğu zaman kararlı sistemin sürekli duruma erişme süresinin arttığı görülmüştür. Elde edilen sonuçlardan da görüldüğü gibi güç sistemlerine mikro şebeke ilave edilmesi güç sistemi kararlılığına olumlu etkiler sağlamıştır.

6.2. Öneriler

Gelecek çalışmalar için bazı öneriler aşağıda sıralanmıştır.

- Bu çalışmada güç sisteminde meydana gelen arıza durumlarında güç sisteminde mikro şebeke bulunmasının güç sistemi kararlılığı üzerine gerçekleştireceği etkiler gösterilmiştir. Güç sistemine ilave edilen mikro şebekede meydana gelebilecek arızaların güç sisteminin kararlılığı üzerine etkileri ise ilerleyen çalışmalarda incelenebilir.
- Ülkemizde elektrik enerjisi üretiminde birincil kaynak olarak büyük oranda doğalgaz kullanılmaktadır. Ülkemizin güneş ve rüzgar enerjisi potansiyeli göz önünde bulundurulduğunda ve mikro şebekelerin bu yenilenebilir enerji kaynaklarının güç sistemine entegre edilmesinde sağlayacağı avantajlar da düşünülerek mikro şebekelerin ülkemize sağlayabileceği ekonomik katkılar oldukça fazla düzeyde olacaktır. Bu nedenle mikro şebekelerin maliyet analizleri gerçekleştirilerek ülkemiz ekonomisine sağlayacakları kısa ve uzun vadeli ekonomik değerler ilerleyen çalışmalarda incelenebilir.
- Mevcut güç sistemleri kararlılık limitlerine yakın noktalarda çalışmaktadır. Ülkemizin mevcut duruma göre artan elektrik kullanımı, artan nüfusu ve yeni yapılan yerleşim bölgeleri göz önünde bulundurularak yeni dağıtım hatları, iletim hatları ve güç üretim tesisleri yatırımları yapılmaya devam edilmektedir. Bu yatırımların planlanması aşamasında bir seçenek olarak mikro şebekelerin de göz önünde bulundurulması ve hem mevcut şebekelerde hem de yeni yapılacak şebekelerde sağlayacağı avantajların

planma aşamalarına dahil edilmesi ülke ekonomisi açısından artı katkılar sağlayacaktır.

- Mevcut elektrik şebekesine mikro şebekelerin entegre edilmesinde karşılaşılan teknik, ekonomik, alt yapı ve idari engellerin belirlenmesi ve bu engellerin çözümlenmesi için gerekli şartların oluşturulması, elektrik şebekelerinin mevcut sorunlarının çözümünde en önemli fırsatlardan biri olan mikro şebeke konusunda, ülkemizin Dünya'nın öncü ülkelerinden biri olmasını sağlayacaktır.



KAYNAKLAR

1. Abacı K., 2007. Gerilim Kararlılığı İyileştiricilerinin Çatallaşma ve Kaotik Analizleri, *Doktora Tezi*, Sakarya Üniversitesi, Sakarya.
2. Thomson M. and Infield D.G., 2007. Network power-flow analysis for a high penetration of distributed generation, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 3, pp. 1157–1162.
3. Ackermann T., Andersson G. and Söder L., 2001. Distributed generation: a definition, *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204.
4. Walling R.A., Saint R., Dugan R.C., Burke J. and Kojovic L.A., 2008. Summary of distributed resources impact on power delivery systems, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 3, pp. 1636–1644.
5. Majumder R., 2010. Modeling , Stability Analysis and Control of Microgrid, *PhD Thesis*, Queensland University of Technology, Queensland, Australia.
6. Parhizi S., Lotfi H., Khodaei A. and Bahramirad S., 2015. State of the art in research on microgrids: A review, *IEEE Access*, vol. 3, pp. 890–925.
7. Chowdhury S. and Crossley P., 2009. Microgrids and active distribution networks. The Institution of Engineering and Technology.
8. Bevrani H., Habibi F., Babahajyani P., Watanabe M. and Mitani Y., 2012. Intelligent frequency control in an AC microgrid: Online PSO-based fuzzy tuning approach, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1935–1944.
9. Jiayi H., Chuanwen J. and Rong X., 2008. A review on distributed energy resources and MicroGrid, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 9. pp. 2465–2476.
10. Lasseter R.H. *et al.*, 2011. CERTS microgrid laboratory test bed, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 1, pp. 325–332.
11. Hatziaargyriou N., Asano H., Iravani R. and Marnay C., 2007. Microgrids, *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 5, no. 4, pp. 78–94.
12. Zhang J., Su S., Chen J. and Hong F., 2009. Stability analysis of the power system with the large penetration ratios of microgrids, *1st International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, SUPERGEN '09*, pp. 1–5.
13. Ferraro P., Crisostomi E., Raugi M., and Milano F., 2017. Analysis of the Impact of Microgrid Penetration on Power System Dynamics, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. PP, no. 99, pp. 1–9.
14. Lasseter R., *et al.*, 2002. The CERTS MicroGrid Concept, White Paper on Integration of Distributed Energy Resources, U.S. Dept. Energy, California.
15. Steinmetz C.P., 1920. Power Control and Stability of Electric Generating Stations, *Trans. Am. Inst. Electr. Eng.*, vol. XXXIX, no. 2, pp. 1215–1287.
16. Evans R.D., 1937. First Report of Power System Stability, *Trans. Am. Inst. Electr. Eng.*, vol. 56, no. 2, pp. 261–282.
17. Vassell G. S., 1991. Northeast blackout of 1965, *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 11, no. 1, pp. 4–8.
18. Kundur P. *et al.*, 2004. Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401.
19. Gomez-Exposito A., Coneho A. J., and Canizares C., 2009. Electric Energy Systems Analysis and Operation. CRC Pres Taylor@Francis Group.
20. Jóhannsson H., Nielsen A.H. and Østergaard J., 2013. Wide-area assessment of aperiodic small signal rotor angle stability in real-time, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4545–4557.

21. Song Y., Member S., Hill D.J. and Liu T., 2017. Network-Based Analysis of Small-Disturbance Angle Stability of Power Systems, *IEEE Trans. Control Netw. Syst.*, no. c, pp. 1–11.
22. Al-masri A. N., Kadir M.Z.A.A., Hizam H. and Mariun N., 2013. A Novel Implementation for Generator Rotor Angle Stability Prediction Using an Adaptive Artificial Neural Network Application for Dynamic Security Assessment, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2516–2525.
23. Preece R. and Milanović J.V., 2015. Probabilistic Risk Assessment of Rotor Angle Instability Using Fuzzy Inference Systems, *IEEE Trans. POWER Syst.*, vol. 30, no. 4, pp. 1747–1757.
24. Wang B. and Sun K., 2016. Formulation and Characterization of Power System Electromechanical Oscillations, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 6, pp. 5082–5093.
25. Kundur P., 1994. Power system stability and control. New York: McGraw-hill.
26. Stanković A.M. and Sarić A.T., 2016. Dynamic Voltage Stability Assessment in Large Power Systems With Topology Control Actions, *IEEE Trans. POWER Syst.*, vol. 31, no. 4, pp. 2892–2902.
27. Jiang T., Bai L., Jia H., Yuan H. and Li F., 2016. Identification of voltage stability critical injection region in bulk power systems based on the relative gain of voltage coupling, *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 7, pp. 1495–1503.
28. Xu Y., Dong Z.Y., Xiao C., Zhang R. and Wong K.P., 2015. Optimal placement of static compensators for multi-objective voltage stability enhancement of power systems, *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, no. 15, pp. 2144–2151.
29. Pérez-Londoño S., Rodríguez L.F. and Olivar G., 2014. A simplified voltage stability index (SVSI), *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 806–813.
30. Zabaïou T., Dessaint L.A. and Kamwa I., 2014. Preventive control approach for voltage stability improvement using voltage stability constrained optimal power flow based on static line voltage stability indices, *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 5, pp. 924–934.
31. Kasembe A., Maslo K., Moroni S. and Pestana R., 2016. Frequency stability of the future continental Europe power system, in *Proceedings of the 18th Mediterranean Electrotechnical Conference: Intelligent and Efficient Technologies and Services for the Citizen, MELECON 2016*, pp. 1–6.
32. Ahmadyar A.S., Riaz S., Verbić G., Riesz J. and Chapman A., 2016. Assessment of Minimum Inertia Requirement for System Frequency Stability, *2016 IEEE Int. Conf. Power Syst. Technol.*, pp. 1–6.
33. Nguyen N., Johnson V. and Mitra J., 2016. Environmental-economic Dispatch of Power System based on Frequency Stability Constraint, in *North American Power Symposium (NAPS) 2016*, pp. 1–6.
34. Pesaran M.H.A., Huy P.D. and Ramachandaramurthy V.K., 2016. A review of the optimal allocation of distributed generation: Objectives, constraints, methods, and algorithms, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, no. October, pp. 1–20.
35. Edrah M., Lo K. L. and Anaya-Lara O., 2015. Impacts of high penetration of DFIG wind turbines on rotor angle stability of power systems, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 759–766.
36. Vittal E., O'Malley M. and Keane A., 2012. Rotor angle stability with high penetrations of wind generation, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 1, pp. 353–362.

37. Tamilarasi T. and Elango M. K., 2016. Analysis of impact on rotor angle stability of DFIG wind turbines employing STATCOM, *ICACCS 2016 - 3rd Int. Conf. Adv. Comput. Commun. Syst.*, pp. 1–7.
38. Kim D., Moon Y. and Nam H., 2015. A New Simplified Doubly Fed Induction Generator Model for Transient Stability Studies, *IEEE Trans. ENERGY CONVERSION*, vol. 30, no. 3, pp. 1030–1042.
39. Meegahapola L. and Littler T., 2015. Characterisation of large disturbance rotor angle and voltage stability in interconnected power networks with distributed wind generation, *IET Renew. Power Gener.*, vol. 9, no. 3, pp. 272–283.
40. Ben-Kilani K. and Elleuch M., 2013. Structural analysis of voltage stability in power systems integrating wind power, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 3785–3794.
41. Vittal E., O'Malley M. and Keane A., 2010. A steady-state voltage stability analysis of power systems with high penetrations of wind, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 433–442.
42. Erlich I., Rensch K. and Shewarega F., 2006. Impact of large wind power generation on frequency stability, *2006 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–8.
43. Nguyen H.T., Yang G., Nielsen A.H. and Jensen P.H., 2016. Frequency stability improvement of low inertia systems using synchronous condensers, in *2016 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, pp. 650–655.
44. Wang Z., Wu K., Guo L., Liu W. and Cui W., 2014. Impact of wind speed disturbance on power system frequency stability, *2014 IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asia (ISGT ASIA)*, pp. 349–353.
45. Shah R., Mithulananthan N., Sode-Yome A. and Lee K.Y., 2010. Impact of large-scale PV penetration on power system oscillatory stability, in *IEEE PES General Meeting*, pp. 1–7.
46. Tamimi B., Cañizares C. and Bhattacharya K., 2011. Modeling and Performance Analysis of Large Solar Photo-Voltaic Generation on Voltage Stability and Inter-area Oscillations, *Power Energy Soc. Gen. Meet. 2011 IEEE*, pp. 1–6.
47. Golshani A., Bathaee S.M.T. and Moghaddas-Tafreshi S.M., 2012. Small signal stability analysis of photovoltaic array based on averaged switch modeling technique, *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 4, p. 14.
48. Liu H., Jin L., Le D. and Chowdhury A.A., Impact of high penetration of solar photovoltaic generation on power system small signal stability, in *International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 2010, pp. 1–7.
49. Tamimi B., Cañizares C., and Bhattacharya K., 2016. System stability impact of large-scale and distributed solar photovoltaic generation: The case of Ontario, Canada, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 680–688.
50. Shah R., Mithulananathan N., Bansal R., Lee K.Y. and Lomi A., 2012. Influence of large-scale PV on voltage stability of sub-transmission system, *Int. J. Electr. Eng. Informatics*, vol. 4, no. 1, pp. 148–161.
51. Zhang Y., Mensah-Bonsu C., Walke P., Arora S. and Pierce J., 2010. Transient over-voltages in high voltage grid-connected PV solar interconnection, in *IEEE PES General Meeting, PES 2010*, pp. 1–6.
52. Alquthami T. S., Ravindra H., Faruque M.O., Steurer M. and Baldwin T., 2010. Study of photovoltaic integration impact on system stability using custom model of PV arrays integrated with PSS/E, in *North American Power Symposium 2010, NAPS 2010*, pp. 1–8.

53. Abdllrahem A., Venayagamoorthy G.K. and Corzine K.A., 2013. Frequency stability and control of a power system with large PV plants using PMU information, *45th North Am. Power Symp. NAPS 2013*.
54. Shah R., Mithulanathan N., Bansal R.C. and Ramachandaramurthy V.K., 2015. A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 1423–1436.
55. Bhaskar M.A., Sarathkumar D. and Anand M., 2014. Transient stability enhancement by using fuel cell as STATCOM, *2014 Int. Conf. Electron. Commun. Syst.*, pp. 1–5.
56. Rahman A., Shawon M.H., Rahman M. and Hossain S., 2013. Transient Stability Analysis of Grid Connected Fuel Cell System, *Eur. Sci. J.*, vol. 9, no. 18, pp. 259–269.
57. Rajesh K.S., Dash S.S., Rajagopal R. and Sridhar R., 2017. A review on control of ac microgrid, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 71, no. January, pp. 814–819.
58. Olivares D.E. *et al.*, 2014. Trends in microgrid control, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919.
59. Guerrero J.M., Chandorkar M., Lee T.L. and Loh P.C., 2013. Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids; Part I: Decentralized and Hierarchical Control, *Ind. Electron. IEEE Trans.*, vol. 60, no. 4, pp. 1254–1262.
60. Xiao H., Luo A., Shuai Z., Jin G. and Huang Y., 2016. An Improved Control Method for Multiple Bidirectional Power Converters in Hybrid AC/DC Microgrid, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 340–347.
61. Golsorkhi M.S., Lu D.D.C. and Guerrero J.M., 2017. A GPS-based decentralized control method for islanded microgrids, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 32, no. 2, pp. 1615–1625.
62. Zhao X., Guerrero J.M., Savaghebi M., Vasquez J.C., Wu X. and Sun K., 2017. Low Voltage Ride-Through Operation of Power Converters in Grid-Interactive Microgrids by Using Negative-Sequence Droop Control, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 32, no. 4, pp. 3128–3142.
63. Zhang G., Li C., Qi D. and Xin H., 2017. Distributed Estimation and Secondary Control of Autonomous Microgrid, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 2, pp. 989–998.
64. Shuai Z. *et al.*, 2016. Microgrid stability: Classification and a review, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 167–179.
65. Pogaku N., Prodanović M. and Green T.C., 2007. Modeling, analysis and testing of autonomous operation of an inverter-based microgrid, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 22, no. 2, pp. 613–625.
66. Tang X., Deng W. and Qi Z., 2014. Investigation of the dynamic stability of microgrid, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 2, pp. 698–706.
67. Zhao Z., Yang P., Guerrero J.M., Xu Z. and Green T.C., 2016. Multiple-time-scales hierarchical frequency stability control strategy of medium-voltage isolated microgrid, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 8, pp. 5974–5991.
68. Rasheed M.B., Awais M., Javaid N., Nazar W., Qasim U. and Khan Z.A., 2016. Transient stability analysis of an islanded microgrid under variable load, *19th International Conference on Network-Based Information Systems Transient*, pp. 196–203.
69. Theo W.L., Lim J.S., Ho W.S., Hashim H. and Lee C.T., 2017. Review of distributed generation (DG) system planning and optimisation techniques: Comparison of numerical and mathematical modelling methods, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 531–573.

70. Keyhani A., 2011. Design of Smart Power Grid Renewable Energy Systems. John Wiley & Sons.
71. Lasseter B., 2001. Microgrids [distributed power generation], *Power Eng. Soc. Winter Meet. 2001. IEEE*, vol. 1, no. C, pp. 146–149.
72. Stadler M., *et al.*, 2016. Value streams in microgrids: A literature review, *Appl. Energy*, vol. 162, pp. 980–989.
73. “Word of the Day: Distributed Generation,” *National Renewable Energy Laboratory (NREL), U.S. Department of Energy*, 2014. https://www.nrel.gov/tech_deployment/state_local_governments/blog/word-of-the-day-distributed-generation, 13 Şubat 2017.
74. Little A. D., 1999. Distributed Generation: Understanding the Economics, *White Pap.* pp.1-35.
75. Carley S., 2009. Distributed generation: An empirical analysis of primary motivators, *Energy Policy*, vol. 37, no. 5, pp. 1648–1659.
76. Dondi P., Bayoumi D., Haederli C., Julian D. and Suter M., 2002. Network integration of distributed power generation, in *Journal of Power Sources*, vol. 106, no. 1–2, pp. 1–9.
77. Chambers A., Schnoor B. and Hamilton S., 2001. Distributed generation : a nontechnical guide. Oklahoma: PennWell Corporation.
78. “Distributed Generation ‘The way forward,’” *Office of Gas and Electricity Markets*, 2002. [Online]. <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/43821/315-26march02fs.pdf>, 15 Şubat 2017.
79. CIRED - Working Group, 1999. Dispersed Generation; Preliminary Report of CIRED (International Conference on Electricity Distribution), in *International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*.
80. Allan G., Eromenko I., Gilmartin M., Kockar I. and McGregor P., 2015. The economics of distributed energy generation: A literature review, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, pp. 543–556.
81. Martins V.F. and Borges C.L.T., 2011. Active distribution network integrated planning incorporating distributed generation and load response uncertainties, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 2164–2172.
82. Ochoa L.F., Dent C.J. and Harrison G.P., 2010. Distribution Network Capacity Assessment: Variable DG and Active Networks, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 87–95.
83. Lond N., 2012. Black Start, Nationalgrid, <http://www2.nationalgrid.com/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=7056>, 22 Şubat 2017.
84. Dimeas A.L. and Hatziargyriou N.D., 2005. Operation of a multiagent system for microgrid control, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1447–1455.
85. Martin-Martinez F., Sanchez-Miralles A. and Rivier M., 2016. A literature review of Microgrids: A functional layer based classification, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 1133–1153.
86. Ilic M. and Liu S., 1996. Hierarchical power systems control: its value in a changing industry. London: Springer Science & Business Media.
87. Ilic'Spong M., Christensen J. and Eichorn K.L., 1988. Secondary voltage control using pilot point information, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, no. 2, pp. 660–668.

88. Guerrero J.M., Vasquez J.C., Matas J., De Vicuña L.G. and Castilla M., 2011. Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids - A general approach toward standardization, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172.
89. Mohamed Y.A.R.I. and Radwan A.A., 2011. Hierarchical control system for robust microgrid operation and seamless mode transfer in active distribution systems, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 2, pp. 352–362.
90. Mehrizi-Sani A. and Iravani R., 2010. Potential-function based control of a microgrid in islanded and grid-connected modes, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 4, pp. 1883–1891.
91. Lopes J.A.P. *et al.*, 2009. Advanced Architectures and Control Concepts for more Microgrids: Definition of Ancillary Services and Short-Term Energy Markets, <http://www.microgrids.eu/documents/686.pdf>, 8 Kasım 2016.
92. Hatziargyriou N., 2014. Microgrids Architectures and Control. United Kingdom: John Wiley & Sons Ltd.
93. Grigsby L.L., Ed., 2007. Power System Stability and Control. Florida: CRC Press Taylor@Francis Group.
94. Grigsby L.L., Ed., 2012. Power System Stability and Control. Florida: CRC Press Taylor@Francis Group.
95. Grigsby L.L., Ed., 2001. The electric power engineering handbook. Florida: CRC Press Taylor@Francis Group.
96. Machowski J., Bialek J.W. and Bumby J.R., 2008. Power System Dynamics: Stability and Control. John Wiley & Sons, Ltd..
97. Van Cutsem T. and Vournas C., 1998. Voltage Stability of Electric Power Systems. Springer Science & Business Media.
98. Taylor C.W., 1994. Power System Voltage Stability. Singapore: McGraw-hill, 1994.
99. Padiyar K.R., 2008. Power system dynamics: stability and control. BS Publications.
100. Eremia M. and Shahidehpour M., Eds., 2013. Handbook of electrical power system dynamics, Modeling, Stability, and Control. New Jersey: Wiley.
101. Liao H. and Tang Y., 2004. Mathematical aspects of static and dynamic stability problems in power systems, *J. Franklin Inst.*, vol. 341, no. 5, pp. 443–463.
102. Şerifoğlu N. and Erdoğan D., 2006. Enerji Sistemlerinin Kararlılığı. Ankara, Türkiye: Nobel Yayın Dağıtım.
103. Milano F., 2008. PSAT Power System Analysis Toolbox.
104. Varan M., 2012. Elektrik güç sistemlerinde gerilim çökmeleri ve çataallaşma noktalarının dinamik olarak tespit edilmesi, *Doktora Tezi*, Sakarya Üniversitesi, Sakarya.
105. Cañizares C.A., 2002. Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools.
106. Cañizares C.A., Mithulananthan N., Milano F. and Reeve J., 2004. Linear performance indices to predict oscillatory stability problems in power systems, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 1104–1114.
107. Milano F., 2010. Power System Modelling and Scripting. Springer London Dordrecht Heidelberg New York.
108. Dussaud F., 2015. An application of modal analysis in electric power systems to study inter-area oscillations, *Master Thesis*, KTH Royal Institute of Technology.
109. Gao B., Morison G.K. and Kundur P., 1992. Voltage stability evaluation using modal analysis, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 4, pp. 1529–1542.
110. Morison G. K., Gao B. and Kundur P., 1993. Voltage stability analysis using static and dynamic approaches, *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 8, no. 3, pp. 1159–1171.

111. Xu W. and Mansour Y., 1994. Voltage stability analysis using generic dynamic load models, *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 9, no. 1, pp. 479–493.
112. Watson N. and Arrillaga J., 2003. Power Systems Electromagnetic Transients Simulation, *IEE Power & Energy Series*, vol. 39, p. 449.
113. Seydel R., 1994. Practical bifurcation and stability analysis: from equilibrium to chaos. New York: Springer.
114. Butcher J.C., 2003. Numerical methods for ordinary differential equations. New York: John Wiley & Sons.
115. Dahlquist G.G., 1963. A special stability problem for linear multistep methods, *BIT*, vol. 3, no. 1, pp. 27–43.
116. Tripathy S.C. and Rao N.D., 1977. A-stable numerical integration method for transmission system transients, vol. 96, no. 4, pp. 1399–1407.
117. Brenan K.E., Campbell S.L.V. and Petzold L.R., 1995. Numerical solution of initial-value problems in differential-algebraic equations, Society for Industrial and Applied Mathematics.
118. Milano F., 2005. An open source power system analysis toolbox, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1199–1206.
119. Kodsi S.K.M. and Cañizares C.A., 2003. Modeling and Simulation of IEEE 14 Bus System with FACTS Controllers, Waterloo.
120. Ellis A., Walling R., Zavadil B., Jacobson D. and Piwko R., 2012. Special Assessment: Interconnection Requirements for Variable Generation, Atlanta, USA, .
121. Ackermann T., 2005. Wind power in power systems, vol. 140. Wiley Online Library.
122. Slootweg J.G., 2003. Wind Power: Modelling and Impact on Power System Dynamics, *PhD Thesis*, Delft University of Technology, Delft, Netherlands.
123. Padullés J., Ault G.W. and McDonald J.R., 2000. An integrated SOFC plant dynamic model for power systems simulation, *J. Power Sources*, vol. 86, no. 1, pp. 495–500.
124. Zhu Y. and Tomsovic K., 2002. Development of models for analyzing the load-following performance of microturbines and fuel cells, *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 62, no. 1, pp. 1–11.
125. El-Zonkoly A. M., 2011. Optimal placement of multi-distributed generation units including different load models using particle swarm optimization, *Swarm Evol. Comput.*, vol. 1, no. 1, pp. 50–59.
126. Kayal P. and Chanda C.K., 2013. Placement of wind and solar based DGs in distribution system for power loss minimization and voltage stability improvement, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 53, pp. 795–809.
127. Hatziaargyriou N. *et al.*, 2006. Microgrids - Large Scale Integration of Microgeneration to Low Voltage Grids, CIGRE.
128. Venkatasubramanian V., Schättler H. and Zaborszky J., 1995. Dynamics of Large Constrained Nonlinear Systems-A Taxonomy Theory, *Proc. IEEE*, vol. 83, no. 11, pp. 1530–1561.
129. Rao M.N., 2016. Placement of DG Units in Distribution Networks by using Bifurcation Analysis, *IJAREEIE*, vol. 5, no. 7, pp. 6195–6205.
130. Shah R., Mithulanathan N., Bansal R.C., Lee K.Y., and Lomi A., 2011. Power system voltage stability as affected by large-scale PV penetration, *Proceedings of the 2011 International Conference on Electrical Engineering and Informatics, ICEEI 2011*, pp. 1–6.
131. Ruhle O., 2006. Eigenvalue Analysis – All Information on Power System Oscillation Behavior Rapidly Analyzed, 2006.

132. Hatziadoniu C.J., Lobo A.A., Pourboghraat F. and Daneshdoost M., 2002. A simplified dynamic model of grid-connected fuel-cell generators, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 17, no. 2, pp. 467–473.
133. Knyazkin V., Söder L. and Canizares C., 2003. Control challenges of fuel cell-driven distributed generation, in *2003 IEEE Bologna PowerTech - Conference Proceedings*.
134. Hatziargyriou N. *et al.*, 2000. CIGRE technical brochure on modeling new forms of generation and storage.
135. Ueda Y., Suzuki S., and Ito T., 2008. Grid stabilization by use of an energy storage system for a large-Scale PV generation plant, *ECS Trans.*, vol. 16, no. 34, pp. 17–25.
136. North American Electric Reliability Corporation, 2010. Standard Models for Variable Generation.
137. Fernandez-Bernal F., Rouco L., Centeno P., Gonzalez M. and Alonso M., 2002. Modelling of photovoltaic plants for power system dynamic studies, in *Power System Management and Control*, vol. 1, no. 488, pp. 17–19.



EKLER

A. IEEE 14 Baralı Güç Sistemi Verileri

%Bara güç değerleri

Bus.con = [...

```
1 69 1 0 4 1;  
2 69 1 0 4 1;  
3 69 1 0 4 1;  
4 69 1 0 4 1;  
5 69 1 0 4 1;  
6 13.8 1 0 2 1;  
7 13.8 1 0 2 1;  
8 18 1 0 3 1;  
9 13.8 1 0 2 1;  
10 13.8 1 0 2 1;  
11 13.8 1 0 2 1;  
12 13.8 1 0 2 1;  
13 13.8 1 0 2 1;  
14 13.8 1 0 2 1;];
```

% Hat parametreleri

Line.con = [...

```
2 5 100 69 60 0 0 0.05695 0.17388 0.034 0 0 0 0 0 1;  
6 12 100 13.8 60 0 0 0.12291 0.25581 0 0 0 0 0 0 1;  
12 13 100 13.8 60 0 0 0.22092 0.19988 0 0 0 0 0 0 1;  
6 13 100 13.8 60 0 0 0.06615 0.13027 0 0 0 0 0 0 1;  
6 11 100 13.8 60 0 0 0.09498 0.1989 0 0 0 0 0 0 1;  
11 10 100 13.8 60 0 0 0.08205 0.19207 0 0 0 0 0 0 1;  
9 10 100 13.8 60 0 0 0.03181 0.0845 0 0 0 0 0 0 1;  
9 14 100 13.8 60 0 0 0.12711 0.27038 0 0 0 0 0 0 1;  
14 13 100 13.8 60 0 0 0.17093 0.34802 0 0 0 0 0 0 1;  
7 9 100 13.8 60 0 0 0 0.11001 0 0 0 0 0 0 1;  
1 2 100 69 60 0 0 0.01938 0.05917 0.0528 0 0 0 0 0 1;  
3 2 100 69 60 0 0 0.04699 0.19797 0.0438 0 0 0 0 0 1;  
3 4 100 69 60 0 0 0.06701 0.17103 0.0346 0 0 0 0 0 1;  
1 5 100 69 60 0 0 0.05403 0.22304 0.0492 0 0 0 0 0 1;  
5 4 100 69 60 0 0 0.01335 0.04211 0.0128 0 0 0 0 0 1;  
2 4 100 69 60 0 0 0.05811 0.17632 0.0374 0 0 0 0 0 1;  
5 6 100 69 60 0 5 0 0.25202 0 0.932 0 0 0 0 1;  
4 9 100 69 60 0 5 0 0.55618 0 0.969 0 0 0 0 1;  
4 7 100 69 60 0 5 0 0.20912 0 0.978 0 0 0 0 1;  
8 7 100 18 60 0 1.304348 0 0.17615 0 0 0 0 0 0 1;];
```

% Kesici verileri

Breaker.con = [...

```
19 2 100 69 60 1 2 200];
```

% Salınım barası verileri

SW.con = [...

1 100 69 1.06 0 9.9 -9.9 1.2 0.8 2.324 1 1 1];

%PV Generatör verileri

PV.con = [...

2 100 69 0.4 1.045 0.5 -0.4 1.2 0.8 1 1;

6 100 13.8 0 1.07 0.24 -0.06 1.2 0.8 1 1;

3 100 69 0 1.01 0.4 0 1.2 0.8 1 1;

8 100 18 0 1.09 0.24 -0.06 1.2 0.8 1 1];

%Yük verileri

PQ.con = [...

11 100 13.8 0.049 0.0252 1.2 0.8 0 1;

13 100 13.8 0.189 0.0812 1.2 0.8 0 1;

3 100 69 1.3188 0.266 1.2 0.8 0 1;

5 100 69 0.1064 0.0224 1.2 0.8 0 1;

2 100 69 0.3038 0.1778 1.2 0.8 0 1;

6 100 13.8 0.1568 0.105 1.2 0.8 0 1;

4 100 69 0.6692 0 1.2 0.8 0 1;

14 100 13.8 0.2086 0.07 1.2 0.8 0 1;

12 100 13.8 0.0854 0.0224 1.2 0.8 0 1;

10 100 13.8 0.126 0.0812 1.2 0.8 0 1;

9 100 13.8 0.413 0.2324 1.2 0.8 0 1];

%Generatör verileri

Syn.con = [...

1 615 69 60 5.2 0.2396 0 0.8979 0.2995 0.23 7.4 0.03 0.646 0.646 0.4 0 0.033
10.296 2 0 0 1 1 0 0 0 1 1;

3 60 69 60 6 0 0.0031 1.05 0.185 0.13 6.1 0.04 0.98 0.36 0.13 0.3 0.099 13.08
2 0 0 1 1 0 0 0 1 1;

2 60 69 60 6 0 0.0031 1.05 0.185 0.13 6.1 0.04 0.98 0.36 0.13 0.3 0.099 13.08
2 0 0 1 1 0 0 0 1 1;

8 25 18 60 6 0.134 0.0041 1.25 0.232 0.12 4.75 0.06 1.22 0.715 0.12 1.5 0.21
10.12 2 0 0 1 1 0 0 0 1 1;

6 25 13.8 60 6 0.134 0.0041 1.25 0.232 0.12 4.75 0.06 1.22 0.715 0.12 1.5 0.21
10.12 2 0 0 1 1 0 0 0 1 1];

%Türbin governör verileri

Tg.con = [...

1 1 1 0.02 1.2 0.3 0.1 0.45 0 12 50 1;

3 1 1 0.02 1.2 0.3 0.1 0.45 0 12 50 1];

%Otomatik gerilim regülatörleri verileri

Exc.con = [...

1 2 7.32 0 200 0.02 0.002 1 1 0.2 0.001 0.0006 0.9 1;

3 2 4.38 0 20 0.02 0.001 1 1 1.98 0.001 0.0006 0.9 1;

2 2 4.38 0 20 0.02 0.001 1 1 1.98 0.001 0.0006 0.9 1;

4 2 6.81 1.395 20 0.02 0.001 1 1 0.7 0.001 0.0006 0.9 1;

5 2 6.81 1.395 20 0.02 0.001 1 1 0.7 0.001 0.0006 0.9 1];

B. Mikroşebekeyi Oluşturan Dağıtılmış Üretim Kaynak Modelleri

B.1. DFIG Modeli

Stator ve rotor akı dinamikleri temel olarak şebekeden generatörü ayırıştıran konverter kontrolörleri ve şebeke dinamikleri ile karşılaştırıldığında hızlı olduğu için çift beslemeli indüksiyon generatörünün sürekli durum elektrik denklemleri kabul edilir. Bu varsayımlar sonucunda [103, 122]:

$$v_{ds} = -r_s i_{ds} + ((x_s + x_m) i_{qs} + x_m i_{qr}) \quad (\text{B.1.1.})$$

$$v_{qs} = -r_s i_{qs} - ((x_s + x_m) i_{ds} + x_m i_{dr})$$

$$v_{dr} = -r_r i_{dr} + (1 - \omega_m)((x_r + x_m) i_{qr} + x_m i_{qs})$$

$$v_{ds} = -r_r i_{qr} + (1 - \omega_m)((x_r + x_m) i_{dr} + x_m i_{ds})$$

Burada stator gerilimleri şebeke gerilim genliği ve fazının fonksiyonlarıdır.

$$v_{ds} = V \sin(-\theta) \quad (\text{B.1.2.})$$

$$v_{qs} = V \cos(\theta)$$

Generatör aktif ve reaktif güçleri aşağıdaki gibi stator ve konverter akımlarına bağlıdır.

$$P = v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} + v_{dc} i_{dc} + v_{qc} i_{qc} \quad (\text{B.1.3.})$$

$$Q = v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs} + v_{qc} i_{dc} - v_{dc} i_{qc}$$

Konverter işletme modundan dolayı şebeke içine enjekte edilen güç stator ve rotor akımlarının bir fonksiyonu olarak yazılabilir. Şebeke tarafı üzerine konverter güçleri aşağıdadır:

$$P_c = v_{dc} i_{dc} + v_{qc} i_{qc} \quad (\text{B.1.4.})$$

$$Q_c = v_{qc} i_{dc} - v_{dc} i_{qc}$$

Rotor tarafı üzerine konverter güçleri aşağıdadır:

$$P_r = v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr} \quad (\text{B.1.5.})$$

$$Q_r = v_{qr} i_{dr} - v_{dr} i_{qr}$$

Bir kayıpsız konverter modeli varsayarsak, konverter aktif gücü, rotor aktif gücü ile örtüşmektedir ve böylece $P_c = P_r$ 'dir. Şebeke içine enjekte edilen reaktif güç, stator direnci ihmal edilerek ve d -ekseni stator akısının maksimu ile denk düştüğünü varsayarak yaklaşık olarak hesaplanabilir. Bu yüzden, şebeke içine enjekte edilen güçler sonuçda:

$$P = v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} + v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr} \quad (\text{B.1.6.})$$

$$Q = -\frac{x_m V i_{dr}}{x_s + x_m} - \frac{V^2}{x_m}$$

Konverter kontrolleri şaft dinamiklerini filtrelemek için uygun olduğu varsayıldığı için generatör hareket denklemi, tek bir şaft olarak modellenmiştir. Aynı nedenle kule gölge etkisi bu modelde hesaba katılmaz. Böylece:

$$\dot{\omega}_m = (T_m - T_e)/2H_m \quad (\text{B.1.7.})$$

$$T_e = \psi_{ds} i_{qs} - \psi_{qs} i_{ds}$$

Burada stator akıları ve generatör akımları arasındaki bağlantı aşağıdaki gibidir:

$$\psi_{ds} = -((x_s + x_m) i_{ds} + x_m i_{dr}) \quad (\text{B.1.8.})$$

$$\psi_{qs} = -((x_s + x_m) i_{qs} + x_m i_{qr})$$

Böylece elektriksel tork T_e sonuçda:

$$T_e = x_m (i_{qr} i_{ds} - i_{dr} i_{qs}) \quad (\text{B.1.9.})$$

Hesaplamaları basitleştirmek için, elektriksel tork T_e yaklaşık olarak aşağıdaki gibidir:

$$T_e \approx -\frac{x_m V i_{qr}}{\omega_b (x_s + x_m)} \quad (\text{B.1.10.})$$

Burada ω_b rad / s'de sistem frekans oranıdır. Mekanik tork:

$$T_m = \frac{P_w}{\omega_m} \quad (\text{B.1.11.})$$

P_w rüzgardan çıkarılan mekaniksel güçtür. İkinci olarak v_w rüzgar hızının, w_m rotor hızının ve θ_p eğim açısının bir fonksiyonudur. P_w aşağıdaki gibi yaklaşık olarak hesaplanabilir.

$$P_w = \frac{\rho}{2} c_p(\lambda, \theta_p) A_r v_w^3 \quad (\text{B.1.12.})$$

$c_p(\lambda, \theta_p)$ eğrisi yaklaşık olarak aşağıdaki gibidir:

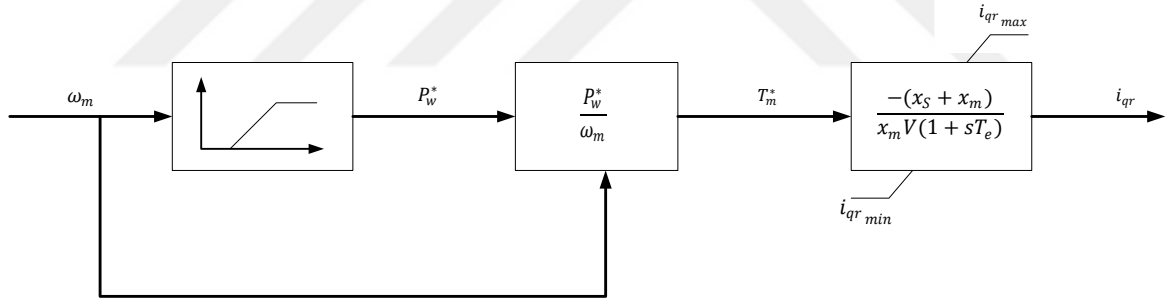
$$c_p = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\theta_p - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda_i}} \quad (\text{B.1.13.})$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\theta_p} - \frac{0.035}{\theta_p^3 + 1} \quad (\text{B.1.13.})$$

Onlar elektromekaniksel transienler açısından hızlı olduğu için konverter dinamikleri büyük ölçüde, basitleştirilir. Bu nedenle konverter bir ideal akım kaynağı gibi modellenir, burada i_{qr} ve i_{dr} durum değişkenleridir ve şekil B.1. ve B.2. de gösterilen sırasıyla rotor hız kontrolü ve gerilim kontrolü için kullanılır. Konverter akımları için diferansiyel denklemler aşağıdaki gibidir:

$$\dot{i}_{qr} = \left(-\frac{x_s + x_m}{x_m V} P_w^*(\omega_m) / \omega_m - i_{qr} \right) \frac{1}{T_e} \quad (\text{B.1.14.})$$

$$\dot{i}_{dr} = K_V (V - V_{ref}) - V / x_m - i_{dr}$$



Ek Şekil B.1. Rotor hız kontrol şeması

Burada $P_w^*(w_m)$ yakalanan rüzgar enerjisini kabaca optimize eden güç-hız karakteristiğidir ve mevcut rüzgar hızı kullanılarak hesaplanır (şekil B.3.'e bakınız). O varsayılır ki $w_m < 0.5$ p.u. ise $P_w^* = 0$ sayılır, $w_m > 0.5$ p.u. ise $P_w^* = 1$ sayılır. Bu yüzden rotor hız kontrolü sadece alt senkron hızlar için etkiye sahiptir. Hem hız hemde gerilim kontroller, konverter aşırı akımlarını önlemek için yığılma önleyici sınırlayıcılara tabi tutulur. Rotor akımı sınırları aktif ve reaktif sınırlara dayanarak hesaplanır ve aşağıdaki gibi bara gerilimi $V \approx 1$ varsayarak:

$$i_{qr_{max}} \approx -\frac{x_s + x_m}{x_m} P_{min} \quad (\text{B.1.15.})$$

$$i_{qr_{min}} \approx -\frac{x_s + x_m}{x_m} P_{max}$$

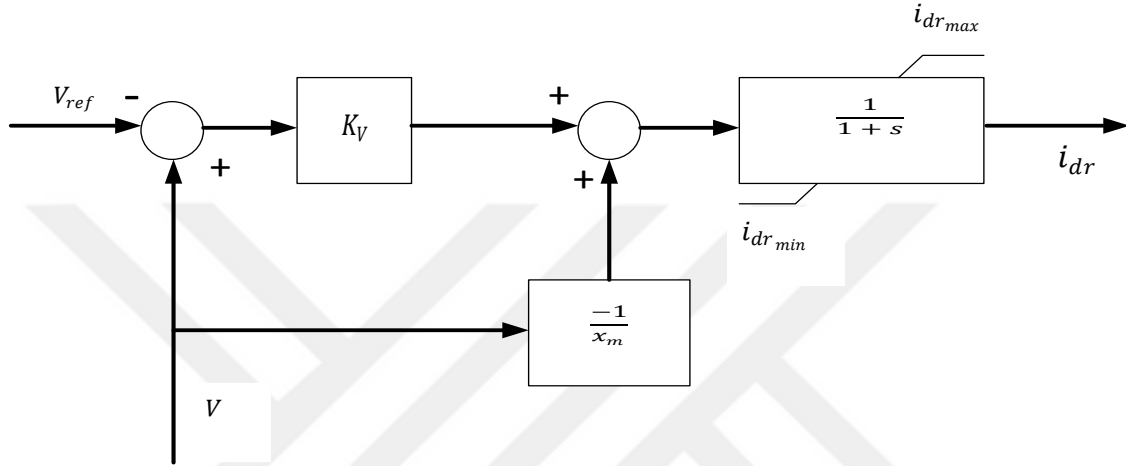
$$i_{dr_{max}} \approx -\frac{x_s + x_m}{x_m} Q_{min} - \frac{x_s + x_m}{x_m^2}$$

$$i_{dr_{min}} \approx -\frac{x_s + x_m}{x_m} Q_{max} - \frac{x_s + x_m}{x_m^2}$$

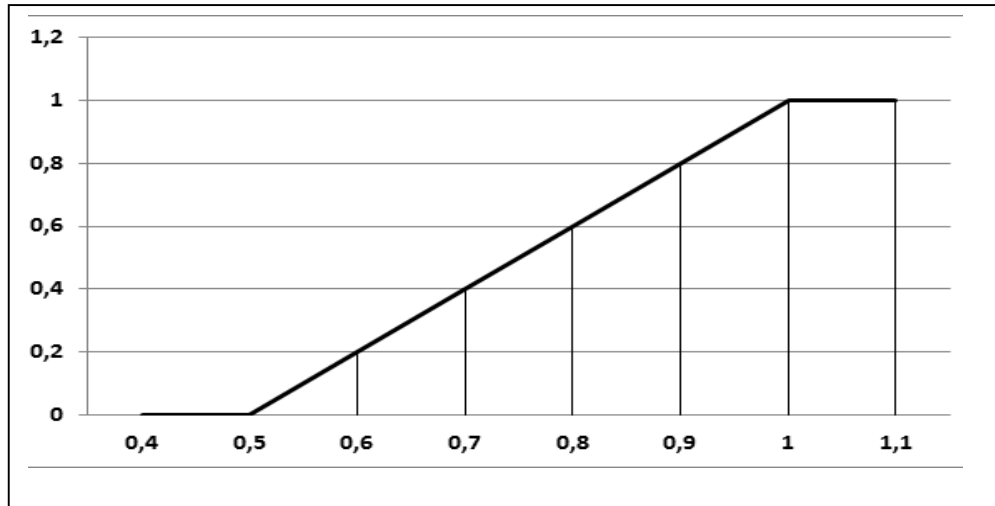
Son olarak adım açısı kontrolü Şekil B.4’de gösterilmiştir ve diferansiyel denklem ile tanımlanır:

$$\dot{\theta}_p = (K_p \phi(\omega_m - \omega_{ref}) - \theta_p) / T_p \quad (\text{B.1.16.})$$

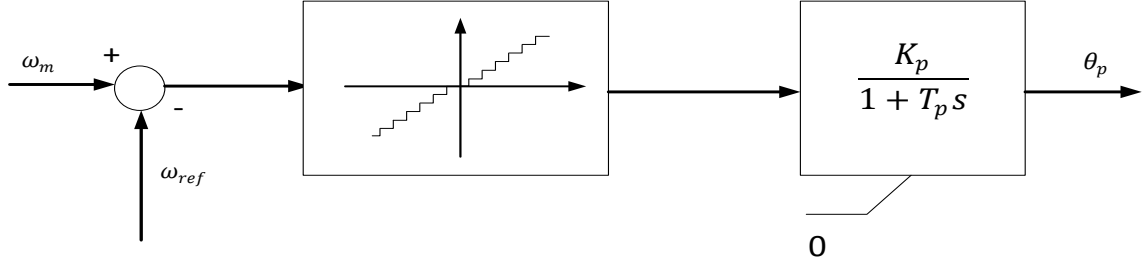
Burada ϕ , $(\omega_m - \omega_{ref})$ farkı önceden belirlenen bir $\pm\Delta$ değerini aştığı zaman eğim açısı ayar noktası değişimine izin veren bir fonksiyondur. Eğim kontrol sadece süper-senkron hızları için çalışır. Bir yığılma önleme sınırlayıcı alt senkron hızlar için $\theta_p = 0$ ’a eğim açısını kilitler.



Ek Şekil B.2. Gerilim kontrol şeması



Ek Şekil B.3. Güç-hız karakteristiği



Ek Şekil B.4. Pitch açısı kontrol şeması

B.2. Yakıt Hücresi Modeli

Bir katı oksit yakıt hücresi (SOFC) modeli kaynak [123, 124, 132, 133]'de sunulan makalelere dayalı olarak elde edilmiştir. Şekil B.7'de aşağıdaki denklemlere dayanan yakıt hücresi şemasını gösterilmiştir.

$$\dot{p}_{H_2} = ((q_{H_2} - 2K_r I_k) / K_{H_2} - p_{H_2}) / \tau_{H_2} \quad (B.2.1)$$

$$\dot{p}_{H_2O} = (2K_r I_k / K_{H_2O} - p_{H_2O}) / \tau_{H_2O}$$

$$\dot{p}_{O_2} = ((q_{H_2} / r_{HO} - K_r I_k) / k_{O_2} - p_{O_2}) / \tau_{O_2}$$

$$\dot{q}_{H_2} = (2K_r I_k / U_{opt} - q_{H_2}) / T_f$$

$$\dot{V}_k = (-V_k - r I_k + N_o (E_o + \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{p_{H_2} \sqrt{p_{O_2}}}{p_{H_2O}} \right))) / T_e$$

Burada R gaz sabitidir ($R = 8.314 [J/(mol K)]$), F faraday sabitidir ($F = 96487 [C/mol]$), T kesin gaz sıcaklığı ve T_e yakıt hücresi dinamiklerini etkilemeyen küçük bir zaman sabitidir. Yakıt hücresi akımı I_k , sabit bir güç kontrolüne tabi tutulabilir:

$$\dot{I}_k = (\frac{P_{ref}}{V_k} - I_k) / T_e \quad (B.2.2)$$

veya sabit bir akım kontrolüne:

$$\dot{I}_k = (\frac{P_{ref}}{V_{(k_o)}} - I_k) / T_e \quad (B.2.3)$$

Burada $V_{(k_o)}$, yakıt hücresi başlangıç DC gerilimidir. Giriş sinyali yakıt akışı ile orantılı dinamik sınırlarını aşarsa aşağıdaki denklem kullanılır:

$$\dot{I}_k = (\frac{U_{lim} q_{H_2}}{2K_r} - I_k) / T_e \quad (B.2.4)$$

Burada U_{lim} , maksimum veya minimum yakıt kullanımıdır (U_{max}, U_{min}). Şebeke bağlantısı şekil B.5'de gösterildiği gibi ideal bir inverter ve x_T reaktanslı bir transformatör vasıtası ile gerçekleştirildiği varsayılır. AC gerilim aşağıdaki gibi inverter modülasyon genliği m vasıtası ile düzenlenir:

$$\dot{m} = (K_m (V_{ref} - V_s) - m) / T_m \quad (B.2.5)$$

Genlik kontrolü yığılma önleme sınırlayıcılara sahiptir ve bu şekil B.6.'da gösterilmiştir. Yakıt hücresinin DC gücü ($P_k = V_k I_k$) şebekeye enjekte edilen gerçek güç olarak hesaba katılır ($P_s = P_k$). Bu yüzden AC şebeke ile bağlantı aşağıdaki gibidir:

$$P_s = \frac{V_t V_s}{x_T} \sin(\theta_t - \theta_s) = V_k I_k \quad (B.2.6)$$

$$Q_s = \frac{V_t V_s}{x_T} \cos(\theta_t - \theta_s) - \frac{V_s^2}{x_T}$$

Burada $V_t = km V_k$, $k = \sqrt{3/8}$ 'dir. Bu yüzden:

$$\theta_t = \theta_s + \text{asin}(\frac{x_T I_k}{km V_s}) \quad (B.2.7)$$

ve sonuç olarak:

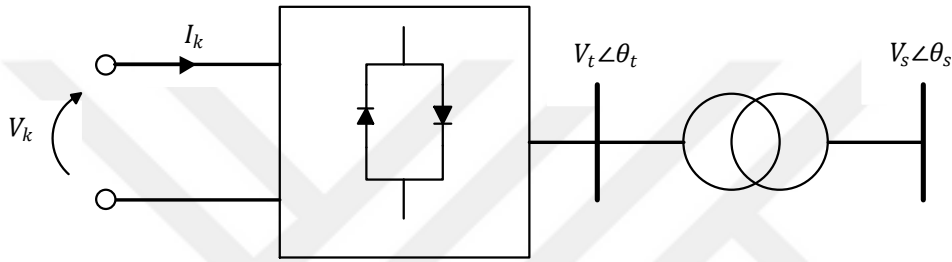
$$Q_s = -\frac{V_s^2}{x_T} + \frac{V_s k m V_k}{x_T} \sqrt{1 - \left(\frac{x_T I_k}{k m V_s}\right)^2} \quad (\text{B.2.8})$$

Referans gerilimi V_{ref} ve inverter genliği m_0 'ın başlangıç değeri aşağıdaki gibi güç akış çözümüne dayanarak hesaplanır:

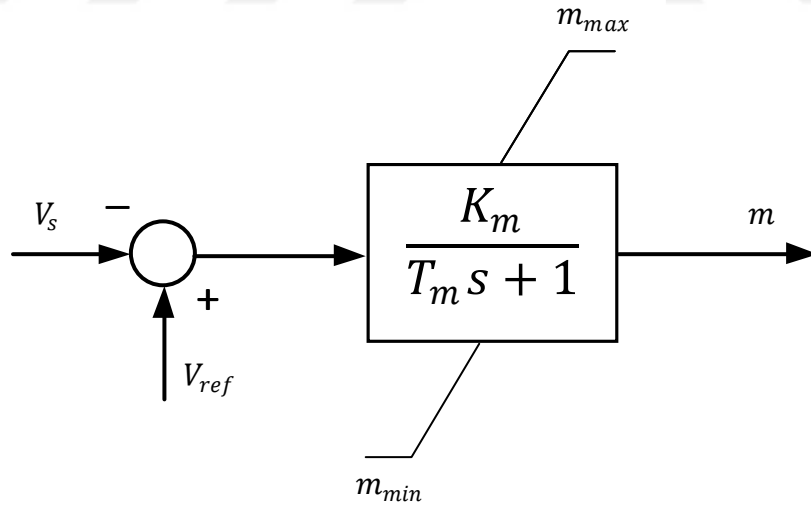
$$m_0 = \frac{x_T}{V_s k V_k} \sqrt{P_g^2 + \left(Q_g + \frac{V_g^2}{x_T}\right)^2} \quad (\text{B.2.9})$$

$$V_{ref} = V_g + m/K_m$$

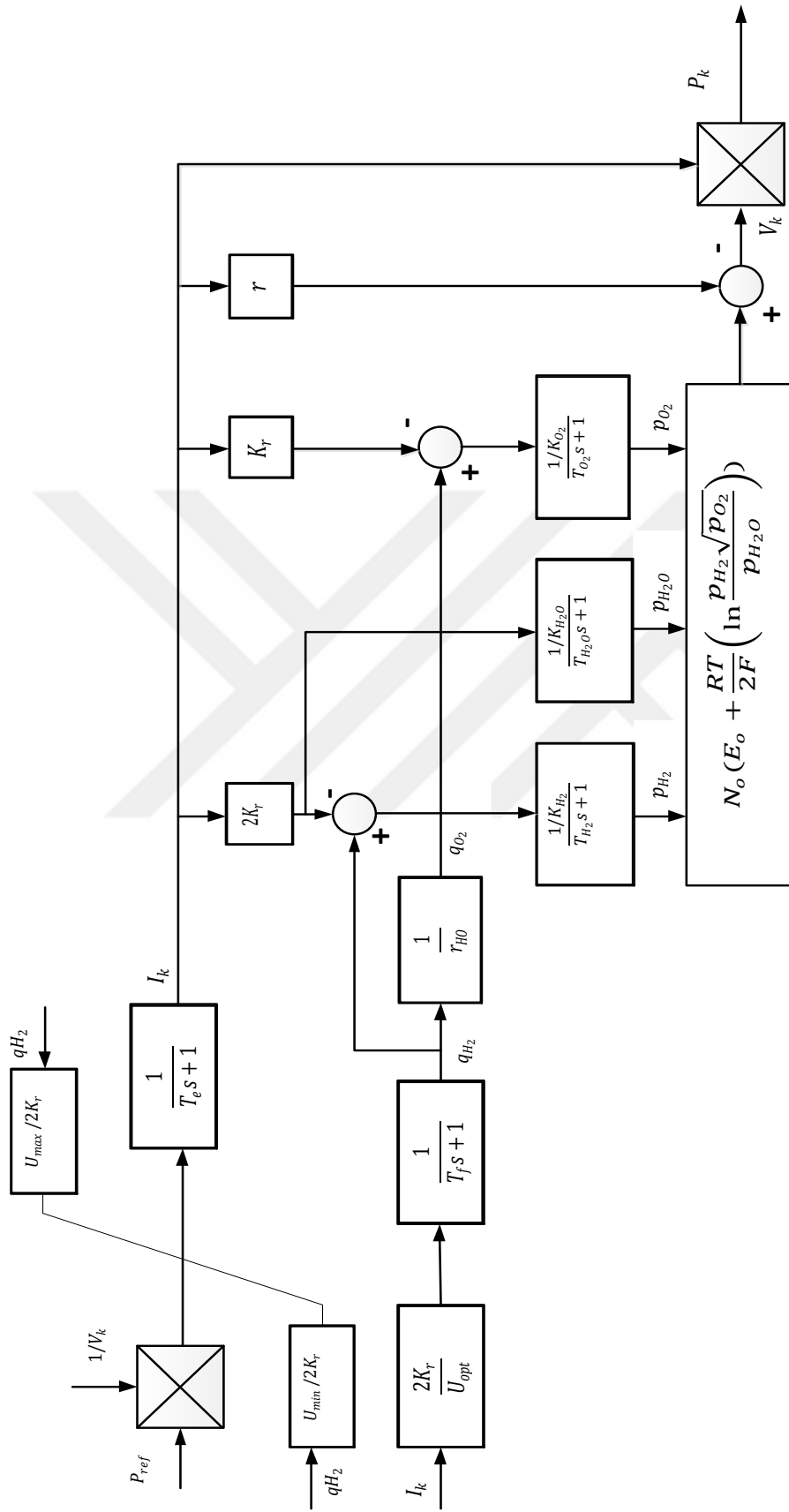
Burada V_g, P_g ve Q_g PV generatör gerilimi, aktif gücü ve reaktif güçtür. Tam olarak başlatabilmek için, yakıt hücresi aynı baraya bağlanan bir PV generatörüne ihtiyaç duyar (salınım generatörüne bağlanmasına izin verilmez).



Ek Şekil B.5. Katı oksit yakıt hücresi şebeke bağlantısı



Ek Şekil B.6. Katı oksit yakıt hücresi için alternatif akım gerilim kontrolü



Ek Şekil B.7. Katı oksit yakıt hücresi şeması

B.3. PV Modeli

- **Temel Yapısı**

Şebekeye bağlı bir PV generatörün tipik yapısı şekil B.8'de gösterilmiştir. Onun başlıca alt sistemleri foto-voltaik dizi, DC / DC ve DC / AC dönüştürücüler ve ilgili kontrollerdir (dönüştürücü ve genel sisteme ait kontrolörler) [134]. Bir depolama sistemi, çalıştırma kontrolleri gibi tesisin küçük kritik yükleri hariç, büyük şebekeye bağlı Güneş Fotovoltaik Üretimi (SPVG) kurulumlarında genel olarak yoktur. Ancak, dikkate değer bir depolamanın büyük ölçekli SPVG'lere entegre edildiği bazı örnekler vardır [135].

SPVG'lerde maksimum güç noktası (MPPT) izleme görevi, genellikle arzu edilen bir değere gerilimi düzenleyen dizinin çıkışındaki bir DC / DC dönüştürücü tarafından gerçekleştirilir. Hareketli parça, bu işlemde kullanılmadığı için, MPPT'nin tepkisi sistem kararlılık çalışmaları için anlık olarak dikkate alınabilir. Sistem bileşenlerinin geriye kalanları (DC bara, invertör ve şebeke bağlantı cihazları) diğer bazı dağıtılmış generatörler (örneğin değişken hızlı rüzgar türbinleri) ile benzer yapıda ve özelliklerdedir ve modelleme gereksinimleri dolayısıyla benzerdir [134].

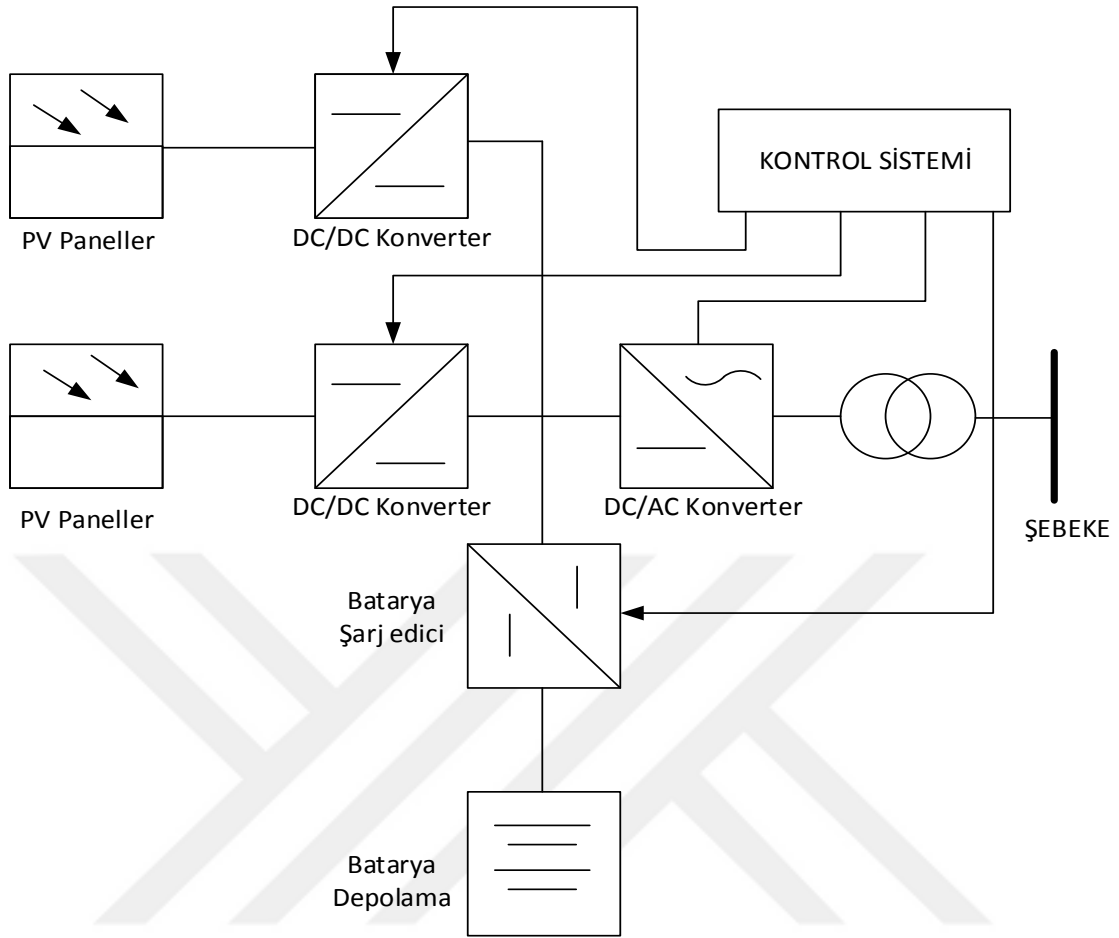
Değişken üretim için standart modeller üzerine NERC'in (North American Electric Reliability Corporation) özel raporlarına göre [136], SPVG tipik olarak tip 4 Rüzgar Türbin Generatörü (WTG) gibi bir çevirici üzerinden şebekeye bağlandığı için, SPVG modeli benzer bir arayüz yapısına (tip 4 WTG) sahip olan rüzgar türbin generatörünün bazı türlerinin şebeke tarafı modeline dayalı olabilir. Bu modeller SPVG'leri [137] modellemek için bir temel-prensip yaklaşımı kullanılarak geliştirilen onlara benzerdir. Şekil B.9, üretilen tüm güçlerin, generatör ve şebeke arasında bir tampon görevi gören ve reaktif güç çıkışını ve/veya PCC'deki gerilimi kontrol eden güç dönüştürücüsü aracılığıyla işlendiği tip 4 WTG batı elektrik koordinasyon konseyi (WECC) genel modelini göstermektedir.

- **Şebeke Tarafı Modeli**

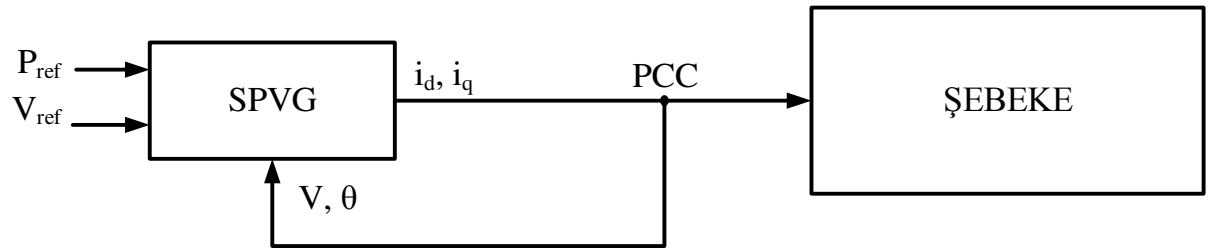
Kontrol modları ve onların yeteneklerine göre geliştirilen SPVG modellerinin tek hat diyagramları, şekil B.10'de gösterilmiştir. İnverter transfer fonksiyonları için çeşitli olasılıklar vardır; Ancak, aşağıdaki iki tanesi muhtemelen en uygun olanlarıdır [137]: a) tek sürekli durum kazancı ile birinci dereceden fonksiyonlar ve b) kapalı çevrim kontrolör transfer fonksiyonları. Her ikisi de çok benzer sonuçlar verir ve bu yüzden ilki burada benimsenmiştir; ayrıca, birinci dereceden bir model, geçici kararlılıkla ilgili ana inverter özelliklerini (yani, çok hızlı geçişler göz ardı edilir) yakalar ve gerilim kaynak invertörler modellendiği zaman çalışmaların bu tiplerinde (STATCOM invertör modelleri gibi) kullanılan tipik bir yaklaşımdır. Şekil B.11 geliştirilmiş modelin blok diyagramını göstermektedir. Bu modellerde, akım ayar noktaları, istenen aktif ve reaktif güçlere ve dq referans çerçevesinde terminal geriliminin güncel ölçümüne dayalı olarak aşağıdaki gibi elde edilebilir.

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_d & V_q \\ V_q & -V_d \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} \quad (\text{B.3.1})$$

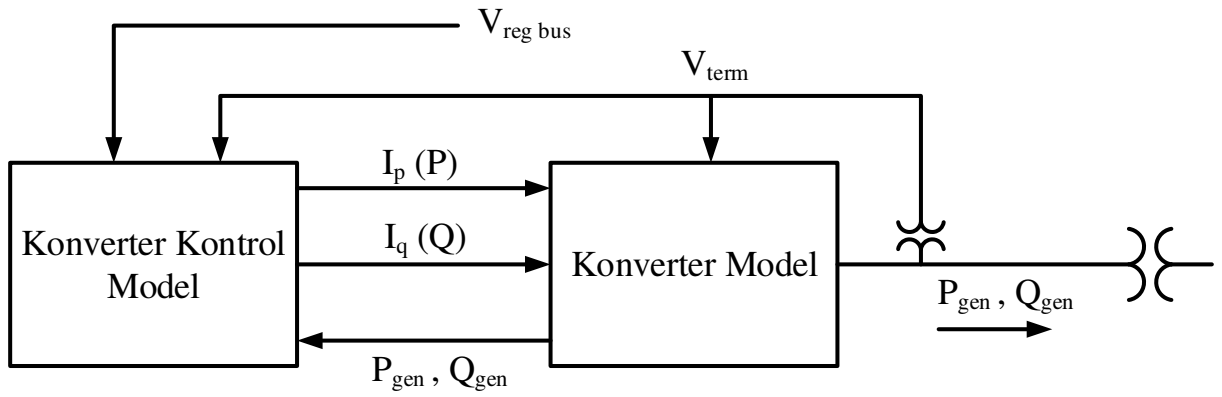
Şekil B.11'de reaktif güç için referans değer bir PI kontrolör vasıtası ile gerçek gerilim değerleri ve ayar noktasına dayalı elde edilir [46, 49].



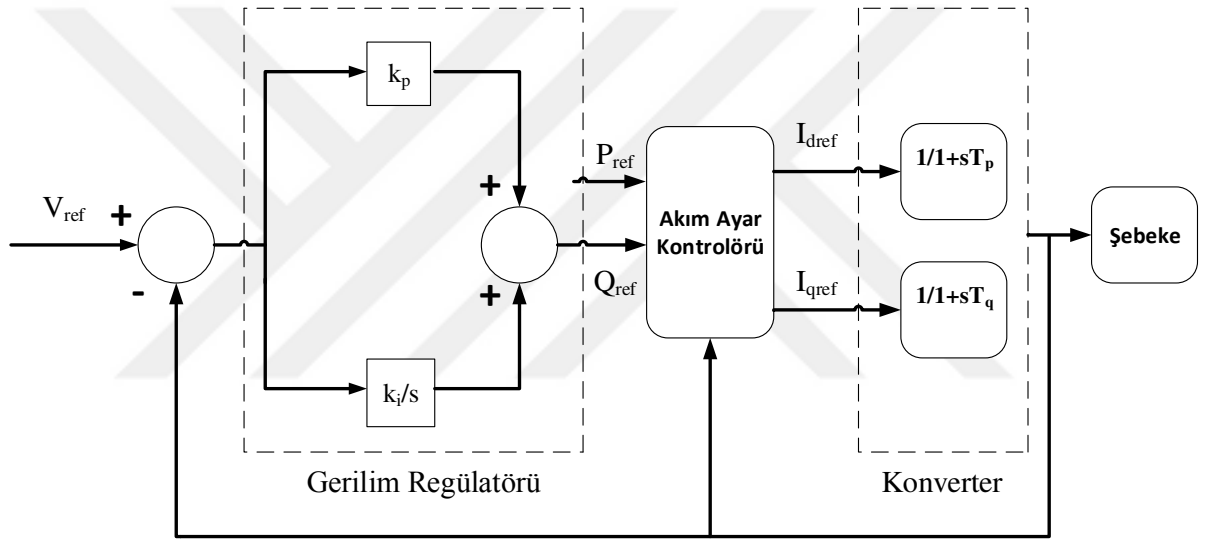
Ek Şekil B.8. Şebeke bağlantılı PV sistemin tipik yapısı



Ek Şekil B.9. SPVG modeli



Ek Şekil B.10. Tip 4 WTG blok diyagramı



Ek Şekil B.11. SPVG model blok diyagramı

ÖZGEÇMİŞ

Burak YILDIRIM, 1985 yılında Elazığ'da doğdu. İlk-Orta ve Lise eğitimlerini burada tamamladıktan sonra 2002 yılında Fırat Üniversitesi Elektrik Elektronik Mühendisliği bölümüne girdi. 2006 yılında bu bölümden mezun oldu. Askerlik görevini kısa dönem er olarak tamamladıktan sonra çeşitli özel kuruluşlarda görev yaptı. 2010 yılında Tunceli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik- Elektronik Mühendisliği Anabilim dalında yüksek lisans çalışmalarına başladı. 2013 yılında bu bölümden mezun olarak aynı yıl Fırat Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim dalı Elektrik Tesisleri programında doktora çalışmalarına başladı. Şubat 2011 tarihinden itibaren Bingöl Üniversitesi Teknik Bilimler Meslek Yüksekokulunda Öğretim görevlisi olarak çalışmakta olan Burak YILDIRIM, evli ve iki çocuk babasıdır.