

**KARADENİZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

ELEKTRİK-ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

**FOTOVOLTAİK SANTRALLER VE BATARYA ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMLERİ İÇİN GÜÇ
SİSTEMİ KARARLILIK ANALİZLERİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Elektrik-Elektronik Müh. Bora ÇAVDAR

**HAZİRAN 2021
TRABZON**



KARADENİZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

ELEKTRİK-ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

**FOTOVOLTAİK SANTRALLER VE BATARYA ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMLERİ İÇİN
GÜÇ SİSTEMİ KARARLILIK ANALİZLERİ**

Elektrik-Elektronik Müh. Bora ÇAVDAR

**Karadeniz Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsünce
"ELEKTRİK YÜKSEK MÜHENDİSİ"
Unvanı Verilmesi İçin Kabul Edilen Tezdir.**

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 01 / 06 / 2021

Tezin Savunma Tarihi : 21 / 06 / 2021

Tez Danışmanı : Dr. Öğr. Üyesi Fatih Mehmet NUROĞLU

Trabzon 2021

ÖNSÖZ

Karadeniz Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Elektrik Mühendisliği Bilim Dalı Yüksek Lisans Programı'nda hazırlanan bu tez güç sistemlerindeki dinamik olaylar sonucunda fotovoltaiik santrallerin ve batarya enerji depolama sistemlerinin güç sistemleri kararlılığı açısından analizlerini içermektedir.

Çalışmada modellemeler ve analizlerin yapılabilmesi için Powerfactory benzetim programının lisansını ücretsiz sağlayan DIGSILENT GmbH firması ve çalışanlarına teşekkür ederim.

Bu tez çalışması süresince bilgi ve birikimi ile bana yol gösteren, ilgi ve desteğini esirgemeyen değerli hocam Dr. Öğr. Üyesi Fatih Mehmet NUROĞLU'na teşekkürlerimi sunarım.

Çalıştığım kurum olan Karadeniz Teknik Üniversitesi Of Teknoloji Fakültesi'nde görev yapan Dr. Öğr. Üyesi Ömür AKYAZI, Dr. Öğr. Üyesi Erdinç ŞAHİN ve Dr. Öğr. Üyesi Cemaleddin ŞİMŞEK başta olmak üzere tüm öğretim üyesi/görevlisi hocalarıma kıymetli sohbetleri ve desteklerinden dolayı teşekkür ederim.

Tüm eğitim-öğretim hayatım boyunca her zaman beni destekleyen değerli annem Leyla ÇAVDAR'a, babam Fatih ÇAVDAR'a ve kardeşlerim Doğuş ÇAVDAR ile Aysu ÇAVDAR'a; hayatımın her anında beni destekleyip ve yanımda olan yol arkadaşım Ayça AKKAN'a tüm içtenliğimle sevgilerimi ve teşekkürlerimi sunarım.

Bora ÇAVDAR

Trabzon 2021

TEZ ETİK BEYANNAMESİ

Yüksek Lisans Tezi olarak sunduğum “Fotovoltaik Santraller ve Batarya Enerji Depolama Sistemleri için Güç Sistemi Kararlılık Analizleri” başlıklı bu çalışmayı baştan sona kadar danışmanım Dr. Öğr. Üyesi Fatih Mehmet NUROĞLU’nun sorumluluğunda tamamladığımı, verileri/örnekleri kendim topladığımı, deneyleri/analizleri ilgili laboratuvarlarda yaptığımı/yaptırdığımı, başka kaynaklardan aldığım bilgileri metinde ve kaynakçada eksiksiz olarak gösterdiğimi, çalışma sürecinde bilimsel araştırma ve etik kurallara uygun olarak davrandığımı ve aksinin ortaya çıkması durumunda her türlü yasal sonucu kabul ettiğimi beyan ederim. 21/06/2021

Bora ÇAVDAR

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa No</u>
ÖNSÖZ.....	III
TEZ ETİK BEYANNAMESİ.....	IV
İÇİNDEKİLER.....	V
ÖZET	VIII
SUMMARY	IX
ŞEKİLLER DİZİNİ	X
TABLolar DİZİNİ.....	XIV
KISALTMALAR DİZİNİ	XVII
1. GENEL BİLGİLER.....	1
1.1. Fotovoltaik ve Batarya Enerji Depolama Sistemlerinin Dünyadaki Yeri	1
1.2. Fotovoltaik Santraller ve Batarya Enerji Depolama Sistemleri için Şebeke Kodları.....	5
1.2.1. Aktif Güç Rampa Oranı ve FRT – PV	6
1.2.1.1. LVRT.....	7
1.2.1.2. HVRT	9
1.2.2. Gerilim, Frekans, Aktif Güç ve Reaktif Güç Sınırları – PV	10
1.2.3. Aktif Güç ve Frekans Desteği – PV	13
1.2.4. Reaktif Güç ve Gerilim Desteği – PV	14
1.2.5. Batarya Enerji Depolama Sistemleri	16
1.3. Literatür Taraması	17
1.4. Tezin Motivasyonu, Amacı, Konusu ve Özgünlüğü	22
1.5. Manyetik Devre Denklemleri	23
1.6. Senkron Makinelerin Dinamik Modeli.....	26
1.6.1. Manyetomotor Kuvveti	28
1.6.2. Matematiksel Model	30
1.6.3. Devre Denklemleri	31
1.6.4. $dq0$ Dönüşümleri	36
1.6.5. Senkron Makine Parametreleri	40
1.6.6. Kararlı Durum	43
1.6.7. Geçici Durum	47
1.6.8. Salınım Denklemleri.....	49

1.7.	Yük Modeli.....	52
1.8.	Fotovoltaik Santraller ve Batarya Enerji Depolama Sistemlerinin Dinamik Modelleri	54
1.8.1.	REGC_A Modülü	57
1.8.2.	REEC_B Modülü.....	58
1.8.3.	REEC_C Modülü.....	61
1.8.4.	REPC_A Modülü.....	62
1.8.5.	Aktif ve Reaktif Güç Kontrol Yöntemleri	64
1.9.	Güç Sistemlerinde Kontrol ve Kararlılık.....	67
1.9.1.	Güç Sistemlerinde Kontrol	67
1.9.1.1.	Aktif Güç – Frekans Kontrolü	68
1.9.1.2.	Reaktif Güç – Gerilim Kontrolü	73
1.9.2.	Güç Sistemlerinde Kararlılık	75
1.9.2.1.	Geçici Hal Kararlılığı	76
2.	YAPILAN ÇALIŞMALAR VE BULGULAR	84
2.1.	IEEE 9 Baralı Güç Sistemi için Kararlılık Analizleri.....	85
2.1.1.	Senaryo X	88
2.1.2.	Senaryo A	99
2.1.3.	Senaryo B	104
2.1.4.	Senaryo C	107
2.1.4.1.	Alt Senaryo B1	108
2.1.4.2.	Alt Senaryo C1	115
2.1.4.3.	Alt Senaryo C2	118
2.1.4.4.	Alt Senaryo C3	120
2.1.5.	Senaryo D	123
2.1.6.	Senaryo E.....	126
2.1.6.1.	Alt Senaryo E1	127
2.1.6.2.	Alt Senaryo E2	129
2.1.6.3.	Alt Senaryo E3	131
2.1.7.	Senaryo F.....	133
2.2.	IEEE 68 Bara 16 Makineli Güç Sistemi İçin Kararlılık Analizleri	136
2.2.1.	Senaryo H	140
2.2.2.	Senaryo I.....	146
2.2.3.	Senaryo J	149
2.2.4.	Senaryo K	151

2.2.5. Senaryo L.....	152
2.2.6. Senaryo M	154
2.2.7. Senaryo N	156
3. SONUÇLAR VE TARTIŞMA.....	159
4. ÖNERİLER	163
5. KAYNAKLAR.....	164
6. EKLER	172
ÖZGEÇMİŞ	



ÖZET

FOTOVOLTAİK SANTRALLER VE BATARYA ENERJİ DEPOLAMA SİSTEMLERİ
İÇİN GÜÇ SİSTEMİ KARARLILIK ANALİZLERİ

Bora ÇAVDAR
Karadeniz Teknik Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı
Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Fatih Mehmet NUROĞLU
2021, 171 Sayfa, 8 Sayfa Ek

Son yıllarda teknolojide yaşanan gelişmeler, ekonomik maliyetlerin düşmesi ve karbondioksit salınımındaki artış güç sistemlerinde yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimini ön plana çıkarmıştır. Yenilenebilir enerji kaynakları arasında ise fotovoltaik (PV) birimlerden oluşan üretim tipi kendini göstermektedir. Fotovoltaik birimlerin santraller halinde güç sistemine bağlantısının gerçekleştirilmesi (penetrasyon seviyelerinin artması) geleneksel üretim yapısında bazı farklılıklara (kesikli üretim, döner yapının olmaması vb.) ve olumsuzluklara (toplam atalet momentinin düşmesi, birincil frekans desteğinin azalması vb.) sebep olmaktadır. Ortaya çıkan bu durumların giderilmesi için güç sistemlerinde enerji depolama birimlerinin kullanımını da artmaktadır.

Bu çalışmada güç sistemlerinde yaşanan dinamik olaylarda PV santrallerin ve batarya enerji depolama sistemlerinin (BESS) tepkileri ve sistemde oluşturdukları etkileri güç sistemleri kararlılığı açısından analiz edilmiştir. Analizler DigSilent Powerfactory benzetim programı kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Detaylı olarak ele alınan çalışmada birçok açıdan analizin yapılabilmesi için farklı büyüklükte güç sistemlerinden faydalanılmıştır. PV santraller ve BESS birimlerinin özellikleri, kontrol seçenekleri, penetrasyon seviyeleri/boyutları, sayıları ve konumları çalışmada göz önüne alınmıştır. Sistemlerde geçici olay tipleri ve konumları ele alınan diğer durumlardır. Ayrıca yük tiplerinin özellikleri ve incelenen yapılarla etkileşimi de çalışmada yer almaktadır. Yapılan çalışmada geçici hal ve frekans kararlılığı analizi üzerinde durulmuş ayrıca gerilim kararlılığı da analiz edilmiştir.

Anahtar Kelimeler: Güç sistemleri, PV santraller, BESS, geçici hal kararlılığı, frekans kararlılığı, gerilim kararlılığı, güç sistemleri kararlılığı, Powerfactory

Master Thesis

SUMMARY

POWER SYSTEM STABILITY ANALYSIS FOR PHOTOVOLTAIC PLANTS AND BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS

Bora ÇAVDAR

Karadeniz Technical University

The Graduate School of Natural and Applied Sciences

Electrical-Electronics Engineering Graduate Program

Supervisor: Ass. Dr. Fatih Mehmet NUROĞLU

2021, 171 Pages, 8 Pages Appendix

Technological advances in recent years with the help of decreasing economic costs and increase in carbon dioxide emissions lead to power generation from renewable energy sources in power systems. Among the renewable energy sources, photovoltaic (PV) units are the most preferred for energy production type. The connection of photovoltaic units to the power system with high penetration causes some differences (intermittent generation, lack of rotor, etc.) and negativities (reduction of the total inertia and primary frequency support, etc.) to traditional generation. Therefore, the use of energy storage units in power systems is increasing in order to eliminate aforementioned effects.

In this study, the responses of PV plants and battery energy storage systems (BESS) in dynamic events to power systems and their effects on the system are analyzed for power system stability. The analyzes were performed using DigSilent Powerfactory simulation program. In the study, which is discussed in detail, power systems of different sizes are used to analyze from many aspects. The features, control options, penetration/sizes, numbers and locations of PV plants and BESS units are considered in the study. Transient event types and locations in systems are other cases considered. In addition, the characteristics of the load types and their interaction with the examined structures are also included in the study. In the study, transient and frequency stability analyzes were performed. The voltage stability was also analyzed.

Key Words: Power systems, PV plant, BESS, transient stability, frequency stability, voltage stability, power system stability, Powerfactory

ŞEKİLLER DİZİNİ

Sayfa No

Şekil 1.1. Yıllara göre dünyadaki PV birimlerin kurulu gücü [1].	1
Şekil 1.2. PV birimlerin (a) 2019 yılına kadarki kurulu güç (b) 2019 yılındaki kurulu güç [3].	2
Şekil 1.3. Elektrokimyasal (ve süper kapasitör) depolama sistemlerinin dünyadaki kurulu güç dağılımı [5].	4
Şekil 1.4. LVRT için gerilim zaman grafiği [7].	7
Şekil 1.5. Ülkelerin şebeke kodlarına göre LVRT gereksinimleri [7].	8
Şekil 1.6. Ülkelerin şebeke kodlarına göre HVRT gereksinimleri [7].	9
Şekil 1.7. Genel (a) gerilim ile güç faktörü ve (b) aktif güç ile güç faktörü eğrileri [7].	11
Şekil 1.8. Şebeke kodlarına göre aktif ve reaktif güç arasındaki ilişki [13, 17, 22].	12
Şekil 1.9. Türkiye için PV santral aktif güç frekans eğrisi [13].	14
Şekil 1.10. (a) İspanya (b) Almanya reaktif akım gerilim eğrisi [7, 8, 18].	15
Şekil 1.11. Tek sargılı manyetik devre [74].	24
Şekil 1.12. Çift sargılı manyetik devre [74].	25
Şekil 1.13. Üç faz senkron makinenin şeması [74].	27
Şekil 1.14. Senkron makinenin rotor ve stator devreleri [74].	30
Şekil 1.15. Senkron makinenin (a) d ve (b) q eşdeğer devreleri [74].	42
Şekil 1.16. dq ekseninde gerilim akım ilişkisi [74].	46
Şekil 1.17. (a) DA akım ve (b) logaritmik ölçekte AA akım bileşeni [75].	48
Şekil 1.18. PV santral ve BESS biriminin güç sistemiyle bağlantı şeması [80].	55
Şekil 1.19. PV santral ve BESS biriminin dinamik kontrol şeması [81].	56
Şekil 1.20. REGC_A modülü blok şeması [81].	57
Şekil 1.21. REEC_B modülü blok şeması [81].	59
Şekil 1.22. REEC_E modülü blok şeması [79].	62
Şekil 1.23. REPC_A modülü blok şeması [81].	63
Şekil 1.24. Güç sistemlerinde kontrol yapıları, modüller ve koruma sistemlerinin tepki süresi [82].	66
Şekil 1.25. Basitleştirilmiş iki baralı iletim hattı yapısı [76].	67

Şekil 1.26. Governor kararlı durum hız karakteristiği [74, 76].	69
Şekil 1.27. İki bölge güç sistemi tek hat şeması [76].	71
Şekil 1.28. Senkron generatörde uç gerilim ile reaktif güç ilişkisi [75].	73
Şekil 1.29. Basit AVR kontrol şeması [76].	74
Şekil 1.30. Güç sistemleri kararlılığının sınıflandırılması [84].	75
Şekil 1.31. Tek makineli sonsuz baralı güç sistemi tek hat şeması [74].	78
Şekil 1.32. Mekanik güç artışı sonucu güç ile rotor açısı arasındaki ilişki [74].	79
Şekil 1.33. Üç faz kısa devre arızası sonucu güç ile rotor açısı arasındaki ilişki [74].	82
Şekil 2.1. IEEE 9 baralı güç sistemi	85
Şekil 2.2. Alt Senaryo X1 için G2 generatörünün (a) mekanik ve elektriksel tork, (b) mekanik ve elektriksel güç, (c) rotor hızı, (d) çıkış gücü	90
Şekil 2.3. Alt Senaryo X1 için (a) G1 ve G3 rotor hızı, Bara 1 ve Bara 3 frekans (b) birim değer, (c) hertz	91
Şekil 2.4. Alt Senaryo X1 için aktif güç çıkışları	92
Şekil 2.5. Alt Senaryo X1 için bara gerilimleri	93
Şekil 2.6. Alt Senaryo X1 için rotor açıları ve maksimum rotor açısı farkı	94
Şekil 2.7. Senaryo X için G2 rotor hızları	95
Şekil 2.8. Senaryo X için Yük A ve Yük B (a, c) aktif güç ve (b, d) reaktif güç değerleri	96
Şekil 2.9. Senaryo X için (a) Bara 5 ve (b) Bara 6 gerilim değerleri	97
Şekil 2.10. Senaryo X için maksimum rotor açısı farkı	98
Şekil 2.11. Senaryo A için Bara 3 gerilimleri	100
Şekil 2.12. Senaryo A için PV ve G3 aktif güç çıkışları	101
Şekil 2.13. Senaryo A için (a) G1 ve (b) G2 aktif güç çıkışları	101
Şekil 2.14. Senaryo A için G2 rotor hızları	102
Şekil 2.15. Senaryo B için Bara 3 gerilimleri	104
Şekil 2.16. Senaryo B için PV ve G3 aktif güç çıkışları	105
Şekil 2.17. Senaryo B için G2 rotor hızları	106
Şekil 2.18. Alt Senaryo B1-C1* ve B1-C1 için (a, b) aktif güç çıkışları, (c, d) elektriksel ve mekanik güçler	108
Şekil 2.19. Alt Senaryo B1-C1* ve B1-C1 için rotor hızları	109

Şekil 2.20. Alt Senaryo B1-C2* ve B1-C2 için (a, b) aktif güç çıkışları, (c, d) elektriksel ve mekanik güçler.....	110
Şekil 2.21. Alt Senaryo B1-C2* ve B1-C2 için rotor hızları.....	111
Şekil 2.22. Alt Senaryo B1 için Bara 3 gerilimleri.....	112
Şekil 2.23. Alt Senaryo B1 için (a, b) Bara 8 gerilimleri ve (c, d) Yük C aktif güçleri	114
Şekil 2.24. Alt Senaryo C1 için G2 rotor hızları	115
Şekil 2.25. Alt Senaryo (a) C1-1* ve (b) C1-1 için aktif güç çıkışları	116
Şekil 2.26. Alt Senaryo C1 için Bara 3 gerilimleri.....	117
Şekil 2.27. Alt Senaryo C2 için G2 rotor hızları	118
Şekil 2.28. Alt Senaryo (a) C2-1* ve (b) C2-1 için aktif güç çıkışları	119
Şekil 2.29. Alt Senaryo C2 için Bara 3 gerilimleri.....	120
Şekil 2.30. Alt Senaryo C3 için G2 rotor hızları	120
Şekil 2.31. Alt Senaryo (a) C3-1* ve (b) C3-1 için aktif güç çıkışları	121
Şekil 2.32. Alt Senaryo C3 için Bara 3 gerilimleri.....	122
Şekil 2.33. Senaryo D için G2 rotor hızları	123
Şekil 2.34. Senaryo D için PV aktif güç çıkışları	124
Şekil 2.35. Senaryo D için Bara 3 gerilimleri.....	125
Şekil 2.36. Alt Senaryo E1 için G2 rotor hızları	127
Şekil 2.37. Alt Senaryo E1 için PV ve G3 aktif güç çıkışları.....	128
Şekil 2.38. Alt Senaryo E1 için Bara 3 gerilimleri.....	129
Şekil 2.39. Alt Senaryo E2 için G2 rotor hızları	130
Şekil 2.40. Alt Senaryo E2 için PV ve G3 aktif güç çıkışları.....	131
Şekil 2.41. Alt Senaryo E3 için G2 rotor hızları	132
Şekil 2.42. Alt Senaryo E3 için PV ve G3 aktif güç çıkışları.....	132
Şekil 2.43. (a) Alt Senaryo F1, (b) Alt Senaryo F2, (c) Alt Senaryo F3, (d) Alt Senaryo F4 için G2 rotor hızları	134
Şekil 2.44. Senaryo F için BESS (a) aktif güç çıkışları, (b) SOC durumları	135
Şekil 2.45. IEEE 68 bara 16 makineli güç sistemi [92].....	137
Şekil 2.46. Alt Senaryo H1 ve H2 için (a, c) G9, (b, d) G11 rotor hızları.....	141
Şekil 2.47. Alt Senaryo H1 ve H2 için (a, d) G14, (b, e) G15, (c, f) G16 rotor hızları.....	142
Şekil 2.48. Senaryo H (a) Bara 43'te ve (b) Bara 64'te arıza için G9 Rotor hızları.....	143

Şekil 2.49. Alt Senaryo (a) H1, (b) H2, (c) H3 ve (d) H4 için PV ve G12 aktif güç çıkışları	144
Şekil 2.50. Alt Senaryo (a) H3 ve (b) H4 için G9 rotor hızları	145
Şekil 2.51. Alt Senaryo (a) I1, (b) I2, (c) I3 ve (d) I4 için G9 rotor hızları.....	147
Şekil 2.52. Alt Senaryo (a) J1 ve (b) J2 için G9 rotor hızları	150
Şekil 2.53. Alt Senaryo (a) K1 ve (b) K2 için G9 rotor hızları	151
Şekil 2.54. Senaryo L için G9 rotor hızları.....	153
Şekil 2.55. Senaryo M için (a) G9 ve (b) G11 rotor hızları.....	155
Şekil 2.56. Senaryo N için G9 rotor hızları	157



TABLolar DİZİNİ

Sayfa No

Tablo 1.1. PV birimlerin (a) 2019 yılına kadar ve (b) 2019 yılındaki toplam kurulu güç değerleri [3].	3
Tablo 1.2. Şebeke kodlarına göre LVRT gereksinimleri [7, 13, 18].	8
Tablo 1.3. Şebeke kodlarına göre HVRT gereksinimleri [7].	10
Tablo 1.4. Şebeke kodlarına göre güç faktörü sınırları [7, 13, 17].	11
Tablo 1.5. Ülkelerin şebeke kodlarına göre frekans sınırları [7, 18].	12
Tablo 1.6. Literatür taraması özeti.	20
Tablo 1.7. Yük tipleri ve bileşenleri [78].	53
Tablo 1.8. Aktif güç kontrol yöntemleri [81, 83].	64
Tablo 1.9. Reaktif güç kontrol yöntemleri [81, 83].	65
Tablo 2.1. IEEE 9 baralı güç sistemi verileri	86
Tablo 2.2. IEEE 9 baralı güç sistemindeki senaryoların amaçları.	87
Tablo 2.3. IEEE 9 baralı güç sistemindeki senaryoların değişkenleri.	87
Tablo 2.4. Senaryo X'te gerçekleştirilen alt senaryoların parametreleri [78].	88
Tablo 2.5. Senaryo X'te gerçekleştirilen alt senaryoların yük verileri.	89
Tablo 2.6. Alt Senaryo X1 için G1, G3 rotor hızları ve Bara 1, Bara 3 frekans değerleri	91
Tablo 2.7. Alt Senaryo X1 için generatör aktif güç çıkışları ve rotor hızları.	93
Tablo 2.8. Alt Senaryo X1 için baralardaki en düşük gerilim değerleri.	93
Tablo 2.9. Senaryo X için frekans kararlılığı verileri.	95
Tablo 2.10. Senaryo X için yüklerin arıza süresince ortalama değerleri.	97
Tablo 2.11. Senaryo X için Bara 5 ve Bara 6'da maksimum gerilim düşümü değerleri.	98
Tablo 2.12. Senaryo X için geçici hal kararlılığı verileri	99
Tablo 2.13. Senaryo A'da gerçekleştirilen alt senaryolar	99
Tablo 2.14. Senaryo A için maksimum gerilim düşümü değerleri.	100
Tablo 2.15. Senaryo A için frekans kararlılığı verileri.	102
Tablo 2.16. Senaryo A için geçici hal kararlılığı verileri	103
Tablo 2.17. Senaryo B'de gerçekleştirilen alt senaryolar.	104

Tablo 2.18. Senaryo B için maksimum gerilim düşümü ve arıza süresince maksimum gerilim değerleri.....	105
Tablo 2.19. Senaryo B için frekans kararlılığı verileri	106
Tablo 2.20. Senaryo B için geçici hal kararlılığı verileri	107
Tablo 2.21. Senaryo C’de gerçekleştirilen alt senaryolar.....	108
Tablo 2.22. Alt Senaryo B1 için aktif güç çıkışları ve rotor hızları	111
Tablo 2.23. Alt Senaryo B1 için frekans kararlılığı verileri.....	112
Tablo 2.24. Alt Senaryo B1 için maksimum gerilim düşümü değerleri.....	113
Tablo 2.25. Alt Senaryo B1 için Yük C aktif güç ve Bara 8’deki maksimum gerilim düşümü değerleri	114
Tablo 2.26. Alt Senaryo B1 için geçici hal kararlılığı verileri	115
Tablo 2.27. Alt Senaryo C1 için frekans kararlılığı verileri.....	116
Tablo 2.28. Alt Senaryo C1 için olay süresince ortalama aktif güç çıkışları	117
Tablo 2.29. Alt Senaryo C2 için frekans kararlılığı verileri.....	118
Tablo 2.30. Alt Senaryo C2 için olay süresince ortalama aktif güç çıkışları	119
Tablo 2.31. Alt Senaryo C3 için frekans kararlılığı verileri.....	121
Tablo 2.32. Alt Senaryo C3 için olay süresince ortalama aktif güç çıkışları	122
Tablo 2.33. Senaryo D’de gerçekleştirilen alt senaryolar	123
Tablo 2.34. Senaryo D için frekans kararlılığı verileri.....	124
Tablo 2.35. Senaryo D için arıza süresince PV minimum aktif güç çıkışı ve değişimi	124
Tablo 2.36. Senaryo D için maksimum gerilim düşümü değerleri.....	125
Tablo 2.37. Senaryo D için geçici hal kararlılığı verileri	126
Tablo 2.38. Senaryo E’de gerçekleştirilen alt senaryolar	126
Tablo 2.39. Alt Senaryo E1 için frekans kararlılığı verileri	127
Tablo 2.40. Alt Senaryo E1 için geçici hal kararlılığı verileri	129
Tablo 2.41. Alt Senaryo E2 için frekans kararlılığı verileri	130
Tablo 2.42. Alt Senaryo E3 için frekans kararlılığı verileri	132
Tablo 2.43. Alt Senaryo E3 için geçici hal kararlılığı verileri	133
Tablo 2.44. Senaryo F’de gerçekleştirilen alt senaryolar	133
Tablo 2.45. Senaryo F için frekans kararlılığı verileri	134
Tablo 2.46. Senaryo F için BESS minimum ve maksimum güç çıkışı	135
Tablo 2.47. Alt Senaryo F için geçici hal kararlılığı verileri.....	136

Tablo 2.48. IEEE 68 baralı 16 makineli güç sistemi için bölgelere göre generatör verileri.....	137
Tablo 2.49. IEEE 68 baralı 16 makineli güç sisteminde bölgeler arası güç akış değerleri	138
Tablo 2.50. IEEE 68 baralı 16 makineli güç sisteminin bölgelerindeki aktif güç üretim ve tüketim değerleri	138
Tablo 2.51. IEEE 68 baralı 16 makineli güç sisteminin kritik temizleme süresi için sınıflandırılması	138
Tablo 2.52. IEEE 68 bara 16 makineli güç sistemindeki senaryoların amaçları.....	139
Tablo 2.53. IEEE 68 bara 16 makineli güç sistemindeki senaryoların değişkenleri	140
Tablo 2.54. Senaryo H’de gerçekleştirilen alt senaryolar	141
Tablo 2.55. Senaryo H için frekans kararlılığı verileri.....	145
Tablo 2.56. Senaryo H için geçici hal kararlılığı verileri	146
Tablo 2.57. Senaryo I’da gerçekleştirilen alt senaryolar	147
Tablo 2.58. Senaryo I için frekans kararlılığı verileri	148
Tablo 2.59. Senaryo I için geçici hal kararlılığı verileri.....	149
Tablo 2.60. Senaryo J’de gerçekleştirilen alt senaryolar.....	150
Tablo 2.61. Senaryo J için frekans kararlılığı verileri	150
Tablo 2.62. Senaryo K’da gerçekleştirilen alt senaryolar	151
Tablo 2.63. Senaryo K için frekans kararlılığı verileri.....	152
Tablo 2.64. Senaryo K için geçici hal kararlılığı verileri	152
Tablo 2.65. Senaryo L’de gerçekleştirilen alt senaryolar	153
Tablo 2.66. Senaryo L için frekans kararlılığı verileri	154
Tablo 2.67. Senaryo L için geçici hal kararlılığı verileri.....	154
Tablo 2.68. Senaryo M’de gerçekleştirilen alt senaryolar.....	155
Tablo 2.69. Senaryo M için frekans kararlılığı verileri	156
Tablo 2.70. Senaryo M için geçici hal kararlılığı verileri	156
Tablo 2.71. Senaryo N’de gerçekleştirilen alt senaryolar	157
Tablo 2.72. Senaryo N için frekans kararlılığı verileri.....	158
Tablo 2.73. Senaryo N için geçici hal kararlılığı verileri	158

KISALTMALAR DİZİNİ

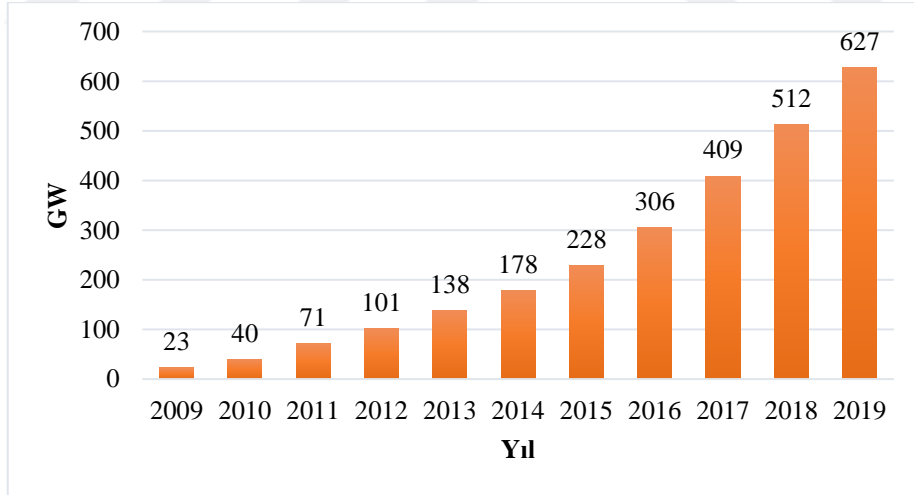
AA	: Alternatif akım
ACE	: Bölge kontrol hatası
AGC	: Otomatik üretim kontrolü
AVR	: Otomatik gerilim düzenleyicisi
BESS	: Batarya enerji depolama sistemi
CCT	: Kritik temizleme süresi
CLPFC	: Sabit yerel güç faktörü kontrol
CLQC	: Sabit yerel Q kontrol
DA	: Doğru akım
DVS	: Dinamik gerilim desteği
EFR	: Geliştirilmiş frekans cevabı
EPDK	: Enerji piyasaları denetleme kurumu
FACTS	: Esnek alternatif akım iletim sistemi
FRDR	: Sadece aşağı yönde düzenleyici olarak frekans tepkisi
FRT	: Arıza sırasında çalışma
FRUDR	: Hem aşağı hem yukarı yönde düzenleyici olarak frekans tepkisi
HVRT	: Yüksek gerilimde çalışma
IEEE	: Elektrik ve elektronik mühendisliği enstitüsü
LCQ/VC	: Yerel koordinasyonlu Q/V kontrol
LVC	: Yerel V kontrol
LVPL	: Düşük gerilim güç mantığı
LVRT	: Düşük gerilimde çalışma
MMK	: Manyeto motor kuvvet
NFR	: Frekans tepkisi yok
PCC	: Ortak bağlantı noktası
PV	: Fotovoltaik
PLVC	: Santral seviyesinde V kontrol
PLVC+LCQ/VC	: Santral seviyesinde V kontrol + Yerel koordinasyonlu Q/V kontrol
PLQC	: Santral seviyesinde Q kontrol

PLQC+LCQ/VC	: Santral seviyesinde Q kontrol + Yerel koordinasyonlu Q/V kontrol
PSS	: Güç sistemi dengeleyicisi
REEC_B	: Yenilenebilir enerji elektriksel kontrol B
REEC_C	: Yenilenebilir enerji elektriksel kontrol C
REGC_A	: Yenilenebilir enerji generatör konvertör A
REPC_A	: Yenilenebilir enerji santral seviyesinde kontrol A
RMS	: Ortalama karakök
SOC	: Batarya şarj durumu
STATCOM	: Statik senkron kompanzatör
POI	: Enterkonnekte bağlantı noktası
TRASI	: Geçici rotor açısı şiddet endeksi
TSO	: İletim şebekesi operatörü
WECC	: Batı elektrik koordinasyon konseyi

1. GENEL BİLGİLER

1.1. Fotovoltaik ve Batarya Enerji Depolama Sistemlerinin Dünyadaki Yeri

Dünyada son yıllarda teknolojik gelişmeler ve karbon salınımındaki artış yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimini oldukça öne çıkarmıştır. 2019 yılında dünya genelinde 200 GW değerinin üzerinde yeni yenilenebilir enerji üretim kapasitesi kurulu güç olarak eklendi [1]. Bu kurulu gücün %57'sini (115 GW) Fotovoltaik (PV) birimler oluştururken rüzgâr santralleri %30'unu (60 GW) ve hidroelektrik santraller %8'ini (16 GW) oluşturur [1]. PV birimlerin 2016 yılından itibaren güç sistemlerinde en çok yer alan yenilenebilir enerji kaynağı olduğu görülmektedir [1]. 2018 yılından itibaren ise PV birimler en yakın yenilenebilir enerji kaynağından neredeyse 2 kat daha fazla (kurulu güç bakımından) güç sistemlerine katılmıştır. [1]. Dünya genelinde 2019 yılına kadar güneş enerjisinden elektrik üretimi için toplam kurulu güç ise Şekil 1.1'de verilmiştir.

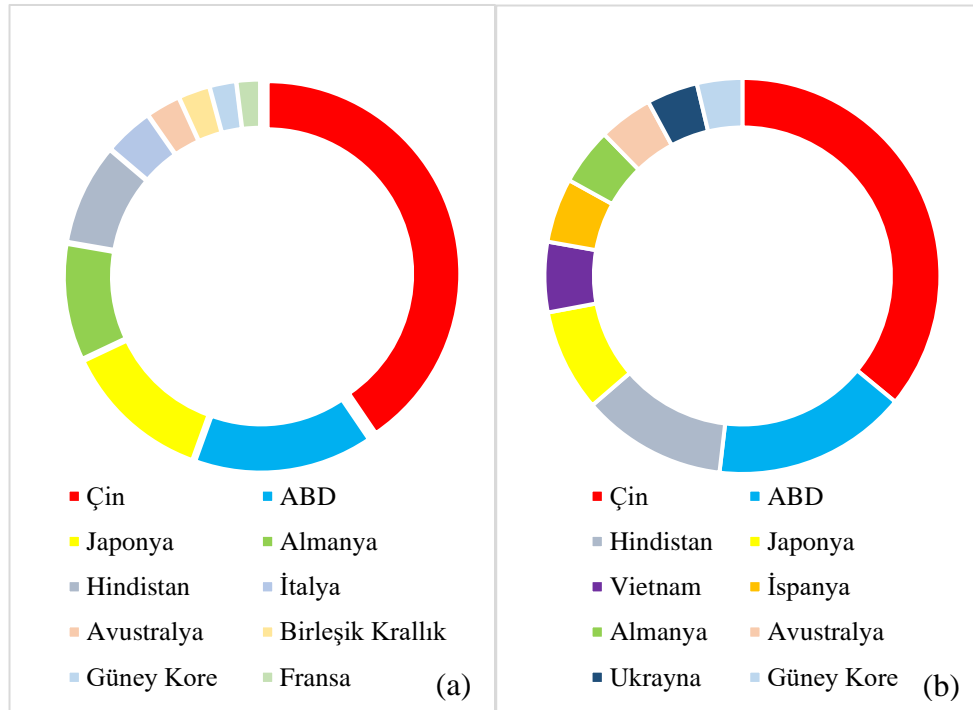


Şekil 1.1. Yıllara göre dünyadaki PV birimlerin kurulu gücü [1].

Şekil 1.1'de görüldüğü üzere dünyada son yıllarda PV birimlerinin kurulu güç değerleri oldukça hızlı yükselmiştir. Bu yükselişin teknolojik gelişmeler ve maliyetteki düşüşlerle ilerleyen yıllarda daha da hızlanacağı beklenmektedir.

Dünyada güneş enerjisinden elektrik üretimi için her bölge aynı potansiyele sahip değildir. Bazı bölgelerde kısa sürede güneş enerjisinden büyük miktarda elektrik üretimi gerçekleştirilebilirken bazı bölgeler buna imkân sağlamamaktadır. Güneş enerjisinden elektrik üretimi için dünyada yüksek potansiyele Şili, Bolivya ve Peru sınırlarının kesiştiği bölgeler; Meksika ve ABD'nin batı bölgeleri; Avustralya kıtası; Çin'in Hindistan, Nepal'e yakın bölgeleri; Akdenizin güneyinde bulunan ülkeler, Arap yarımadası; Güney Afrika, Namibya ve Botsvana; Madagaskar; İran; Afganistan ve Moğolistan'ın güney bölgeleri sahiptir [2].

Güneş enerjisi üretimi için yüksek potansiyele sahip ülkelerden ABD, Avustralya ve Çin haricinde daha düşük potansiyele sahip ülkelerin de son yıllarda güneş enerjisine yüksek oranda yöneldiği Şekil 1.2'deki grafikte görülmektedir. Bu durum ülkelerin ekonomik gelişmişlikleri ve PV panel teknolojisindeki çalışmaların sonucudur. Ayrıca güneş enerjisi potansiyeli düşük olan ülkelerin bu enerjiden elektrik üretiminin yüksek olması, potansiyeli yüksek olan ülkelerin ilerleyen zamanlarda şebekelerinde çok daha fazla güneş enerjisine yer vereceğini göstermektedir. Şekil 1.2'de ülkelerin 2019 yılına kadar ve bu yılda kurmuş oldukları PV birimlerin kurulu güç oranları gösterilmiştir.



Şekil 1.2. PV birimlerin (a) 2019 yılına kadarki kurulu güç (b) 2019 yılındaki kurulu güç [3].

Şekil 1.2’de verilen oranlar aktif güç değerleri bakımından Tablo 1.1’de verilmiştir. Tablo 1.1 (a)’da 2019 yılına kadar kurulan toplam PV birimlerin, (b)’de ise 2019 yılında kurulmuş toplam PV birimlerin aktif gücü verilmiştir.

Tablo 1.1. PV birimlerin (a) 2019 yılına kadar ve (b) 2019 yılındaki toplam kurulu güç değerleri [3].

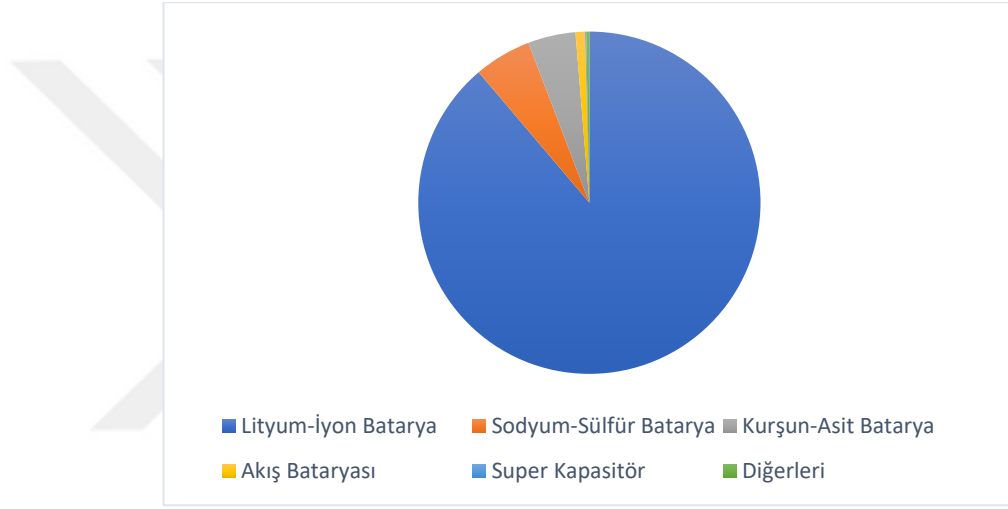
(a)	Ülke	GW	%	(b)	Ülke	GW	%
	Çin	204,7	32,65		Çin	30,1	26,20
	ABD	75,9	12,11		ABD	13,3	11,58
	Japonya	63	10,05		Hindistan	9,9	8,62
	Almanya	49,2	7,85		Japonya	7	6,09
	Hindistan	42,8	6,83		Vietnam	4,8	4,18
	İtalya	20,8	3,32		İspanya	4,4	3,83
	Avustralya	14,6	2,33		Almanya	3,9	3,39
	Birleşik Krallık	13,3	2,12		Avustralya	3,7	3,22
	Güney Kore	11,2	1,79		Ukrayna	3,5	3,05
	Fransa	9,9	1,58		Güney Kore	3,1	2,70
	Dünyanın Geri Kalanı	121,6	19,39		Dünyanın Geri Kalanı	31,2	27,15
	Toplam İlk 10	505,4	80,61		Toplam İlk 10	83,7	72,85
	Dünyanın Toplamı	627	100,00		Dünyanın Toplamı	114,9	100,00

Güney Kore, Almanya, Çin, Türkiye, İspanya ve birçok ülkede enerji santrallerinin kurulu güç hedeflerinde PV santrallerin yeri oldukça önemlidir. Bu hedefler çalışma [1]’de verilmiştir.

PV birimler gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının gün geçtikçe güç sistemlerinde penetrasyon seviyesinin artması bazı olumsuz sonuçlar doğurmaktadır. Bu olumsuz sonuçlardan biri döner yapıya sahip olmayan yenilenebilir enerji kaynaklarının güç sistemindeki toplam atalet momentini düşürücü etkide bulunmasıdır [4]. Bir diğer etki ise yenilenebilir enerji kaynaklarının doğası gereği kesikli üretimin meydana gelmesidir [4]. Örneğin bu kesikli üretim PV santrallerin bulutlu bir günde veya rüzgâr santrallerinin havanın rüzgârlı olmadığı bir zamanda elektrik üretimini düşürmesidir. Güç sisteminde bu gibi üretim birimlerinin frekansa tepki vermeyecek biçimde kullanılması geçici bir olay durumunda sistemin frekansındaki dalgalanmaları yükseltmektedir. Ayrıca bu gibi üretim birimlerinin güç sistemine yeterli gerilim desteği sağlayamaması da olumsuz etkileri arasındadır [4].

Güç sistemlerinde gün geçtikçe artan yenilenebilir enerji kaynaklarının oluşturdukları olumsuz etkilerin giderilmesi için depolama birimlerinin kullanımında artış yaşanmaktadır. Dünyada 2019 yılına kadar enerji depolamadaki kurulu güç 184,6 GW değerine ulaşmıştır

[5]. Bu enerji depolama birimlerinden çoğu pompaj depolamalı hidroelektrik (pumped hydro) biçiminde gerçekleştirilmektedir. Bu depolama yöntemi bütün enerji depolama birimleri arasında yaklaşık %92,6 (171,06 GW) ile en büyük yeri tutmaktadır [5]. Elektrokimyasal enerji depolama sistemleri ise dünya genelinde yaklaşık 9,52 GW (%5,2) değerindedir [5]. Bu oranın içerisinde elektrokimyasal yapıda olmayan süper kapasitörler de bulunmaktadır. Şekil 1.3'te elektrokimyasal depolama sistemlerinin dünya çapında kullanım oranı gösterilmiştir. Elektrokimyasal depolama sistemlerinde yaklaşık olarak 8,45 GW (%88,8) değeriyle en çok kullanılan Lityum-İyon bataryalardır [5].



Şekil 1.3. Elektrokimyasal (ve süper kapasitör) depolama sistemlerinin dünyadaki kurulu güç dağılımı [5].

Elektrokimyasal depolama sistemlerinde 2018'de toplam kurulu güç 2017'deki toplam kurulu gücünün yaklaşık iki katına (6,62 GW) erişmiştir [5]. 2019 yılında yaklaşık 2,90 GW daha elektrokimyasal depolama birimi güç sistemlerine entegre edilmiştir [5]. Güç sistemlerinde elektrokimyasal depolama birimlerinin en çok kullanıldığı Çin, ABD, İngiltere, Almanya, Avustralya ve Japonya gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının da güç sistemlerinde oldukça fazla yer aldığı ülkelerdir [5]. Çin ve ABD elektrokimyasal enerji depolama birimlerinin kurulu güç bakımından 2019 yılında en yüksek değerde (0,52 GW civarı) sisteme dahil edildiği ülkelerdir [1, 5]. Kurulu gücün ilk iki ülke harici 2019 yılında en yüksek olduğu (yaklaşık 0,3-0,4 GW arasında) diğer üç ülke sırasıyla Birleşik Krallık (United Kingdom), Almanya ve Avustralya'dır [5]. Son yıllarda elektrokimyasal depolama birimlerinin kullanımında yaşanan büyük artış, PV santraller gibi güç elektroniği ile sisteme

bağlanan santrallerin çoğalmasıyla ve teknolojiye yaşanan gelişmelerle daha da yükselmektedir. Bu artış elektrokimyasal depolama birimlerinin dinamik olaylara çok hızlı yanıt verebilme yeteneğinden ve teknolojiye gelişmelerin bu birimlerin maliyetini düşürmesinden kaynaklanmaktadır.

1.2. Fotovoltaik Santraller ve Batarya Enerji Depolama Sistemleri İçin Şebeke Kodları

Şebeke kodu, üretim birimlerinin güç sistemine bağlantısının gerekli sınırlandırmalarını tanımlayan teknik özellikleri ve genellikle iletim şebekesi operatörleri (Transmission System Operator – TSO) tarafından geçmişteki deneyimlerle gelecek için önlemleri barındıran kurallardır [6]. TSO'lar geçici olaylar sonucunda kararlılığın kaybolmasına neden olmayacak biçimde güç üretim kaynaklarının şebekeye bağlı kalmasını ister [6]. Bu sebeple her ülkenin şebeke kodu ülkede bulunan güç sistemi özelliklerine göre şebekeyi yüksek kararlılık seviyesinde tutmak için gerilim ve frekans düzenlemelerini kontrol etmeyi ve yönetmeyi hedefler [6].

Geçmişte güç sistemlerinde PV birimler çok az yer kaplayan üretim kaynaklarıydı ve dağıtım seviyesinden şebekeye katılırlardı. Bu sebeple güç sisteminde bir geçici olay meydana geldiğinde gerilimde oluşan değişiklik sonucu PV birimlerin bağlantısının kesilmesi uygun görülürdü [7]. Günümüzde PV birimlerin (santraller halinde) güç sistemlerinde penetrasyon seviyeleri oldukça yüksek düzeylere ulaşmıştır. Bu sebeple PV santrallerin güç sistemlerinin kararlılığını, güvenilirliğini ve kalitesini korumak için güç sistemlerine katkıda bulunması önemli hale gelmiştir [8].

Güç sistemlerine yüksek penetrasyon seviyesinde bağlı olan PV santrallerin herhangi bir gerilim düşümü sırasında şebekeden bağlantısının kesilmesi sistemin kararlılığında ciddi sorunlar oluşturabilir. Bu sebeple PV santrallerin gerilim düşümü sırasında güç sisteminden tamamen bağlantısının kesilmesi pek mümkün değildir. [9, 10]. TSO'lar tarafından, bahsedilen durum göz önüne alınarak PV santrallerin arıza sırasında çalışma (Fault Ride Through – FRT) yeteneği için şebeke kodları düzenlenmektedir. Ayrıca PV santraller sistemde geçici olaylardan sonra aktif (rampa oranı – ramp rate) ve reaktif güç üretimini yeterince hızlı bir şekilde geri kazanmalıdır. Bu durumların yanı sıra arıza sırasında PV santrallerin gerilimi düzeltmek için reaktif güç desteği sağlaması (Dynamic Voltage Support – DVS) da gereklidir ve bu şart bazı ülkelerin şebeke kodlarında bulunmaktadır [4, 11].

Şebeke kodları değerlendirilirken PV santrallerin yaygın olarak kullanıldığı yasal düzenlemelerini gerçekleştiren ülkeler ve ülkemiz göz önünde bulundurulmuştur. Bu sebeple belirlenen ülkeler (ABD, Almanya, Çin ve İspanya) için şebeke kodları genellikle tablo ve şekillerde detaylıca açıklanmış ve bu ülkelere örnekler üzerinde durulmuştur. Farklı örneklerin olduğu bazı ülkelere de metinde yer verilmiştir.

1.2.1. Aktif Güç Rampa Oranı ve FRT – PV

PV santraller arıza giderildikten sonra güç sistemine sağladıkları aktif güç değerlerini farklı hızlarda geri kazanabilirler. Bu aktif güçleri geri kazanma hızları rampa oranlarıyla ifade edilir.

ABD’de arıza sonrası yaygın olarak rampa oranı 10 %/s kullanılır. Almanya’da rampa oranı en düşük 20 %/s olarak belirlenmiştir. İngiltere’de arıza süresi 140 ms’den az ise rampa oranı 1000 %/s, fazla ise 100 %/s olarak düzenlenmiştir [12]. Türkiye’de iki farklı durum bulunmaktadır. Bu durumlardan ilki arızada gerilim 150 ms boyunca 0,45 pu değerinin üstünde kalmış, bu süre sonunda 0,70 pu (550 ms boyunca bu değerde kalabilir) değerine ulaşmışsa ve gerilim bu değerden yükselerek devam etmekteyse PV santralin rampa oranı en az 20 %/s olarak düzenlenmelidir. İkinci durumda ise ilk durum dışında ve arıza başlangıcından 150 ms sonra 1250 ms boyunca gerilimin en düşük 0 pu değerinden 0,9 pu değerine ulaşması halinde rampa oranı en az 5 %/s olmalıdır [13].

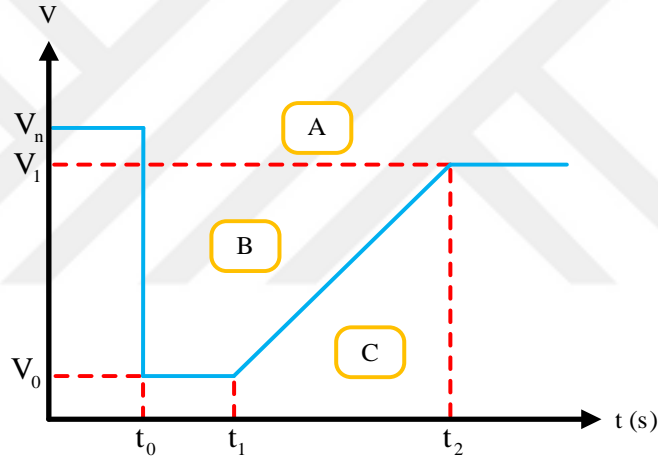
FRT yeteneği arızalardan veya bozulmalardan meydana gelen (izin verilen aralığın dışına çıkan) gerilim ve frekans değişikliğini tolere etmek için üretim biriminin güç sistemine bağlı kalma özelliğidir. [6, 14]. FRT özelliğinin amacı güç sisteminde teknik ve ekonomik olarak üretim kaybının önlenmesidir [6]. FRT için belirlenen şebeke kodlarında arızanın tipi ile genliği, güç sisteminin tasarımı, güç kontrol prosedürleri, sistem koruması, generatör tipi ile teknolojisi, kısa devre arıza temizleme süresi ve arıza empedansı göz önüne alınan etkenlerdir [6].

Evirici bulunan yapılarda FRT standartları için genellikle iki sorun göze çarpmaktadır. Bunlardan ilki eviricide DA tarafta aşırı gerilimin meydana gelmesiyle AA tarafta da aşırı akımın oluşmasıdır [15]. Diğer ise güç sisteminde gerilimin geri kazanımı için PV eviricinin şebekeye reaktif akım enjekte etmesidir [16]. Bu gibi durumları da göz önüne alan TSO’ların bazıları PV santralin FRT yeteneğini evirici yapısına göre çalıştırmasına izin vermektedir [7].

FRT yeteneğini ikiye ayırmak mümkündür. Bunlar düşük gerilimde çalışma (Low Voltage Ride Through – LVRT) ve yüksek gerilimde çalışma (High Voltage Ride Through – HVRT) yetenekleridir [7].

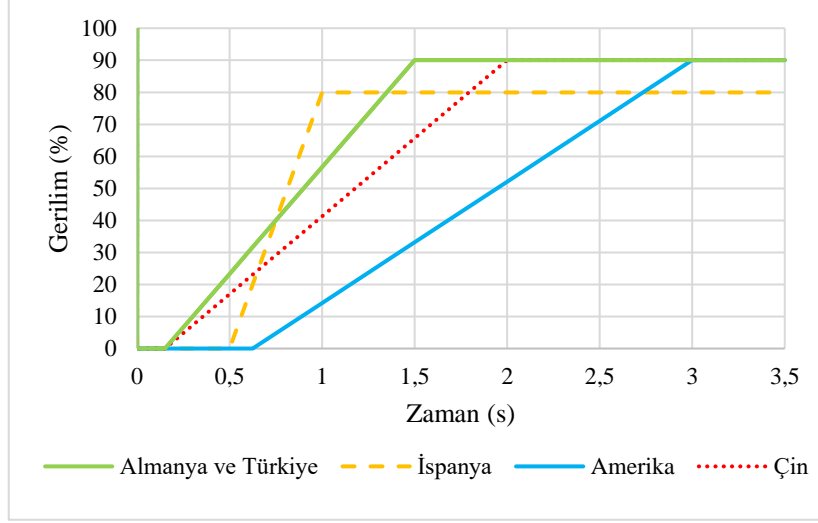
1.2.1.1. LVRT

PV santraller bağlı olduğu barada yaşanan gerilim düşümünde, izin verilen gerilim aralıkları içerisinde, belirli bir süre çalışmalarını sürdürmelidir. Bu durum LVRT yeteneğini tanımlamaktadır. LVRT gereksinimleri gerilim ve zaman grafiğiyle oluşturulur. LVRT yeteneğinin çalışma prensibi Şekil 1.4 verilerek açıklanmıştır.



Şekil 1.4. LVRT için gerilim zaman grafiği [7].

Şekil 1.4'teki harfler PV santrallerin ortak bağlantı noktasında (Point of Common Coupling – PCC) oluşan gerilimin hangi bölgede olduğunu temsil eder. Burada belirlenen V_1 değerinden, üstte olan gerilim bölgesinde (A) PV santral normal işletme durumundadır. PCC'deki gerilim büyüklüğü B bölgesindeyse PV santral belirli bir süre sistemde bağlı kalmalıdır. Gerilimin B bölgesinde bulunabilmesi için PCC'deki gerilim değeri t_0 ile t_1 arasında V_0 'dan aşağıda olmamalı ve t_1 ile t_2 arasında maviyle çizilen hattın üzerinde kalmalıdır. PCC'deki gerilim eğer C bölgesindeyse PV santralin şebekeyle bağlantısının ayrılmasına izin verilir [6, 17]. Ülkelerin güç sistemlerindeki dinamik yapılar farklı olduğundan LVRT gereksinimleri de şebeke kodlarında farklılıklar gösterir. Ülkelerin şebeke kodlarına göre LVRT gereksinimleri Şekil 1.5'te ve Tablo 1.2'de verilmiştir.



Şekil 1.5. Ülkelerin şebeke kodlarına göre LVRT gereksinimleri [7].

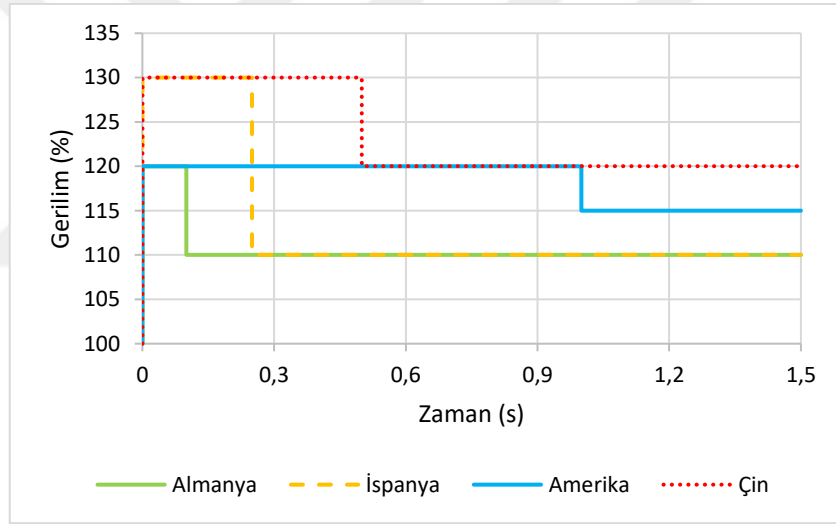
İspanya geçici bir olay durumunda diğer ülkeler içinde en kısa sürede PV santralin güç sisteminden ayrılmasını talep ederken, ABD için durum tam tersidir. Bu farklılıkların sebebi hem PV santrallerin güç sistemindeki penetrasyon seviyesinden hem de sistemin kararlılık bakımından dayanıklılığıyla alakalıdır. Türkiye ve Almanya'nın şebeke kodlarında LVRT gereksinimleri aynı tanımlanmıştır. Şekil 1.5'te verilen LVRT gereksinimlerinden daha farklı gereksinimleri tanımlayan ülkeler de bulunmaktadır. Örneğin Japonya PV santrallerin bağlantı noktasındaki gerilim düşümüne (V_0) %20'ye kadar izin verirken Romanya %15'e kadar izin vermektedir [7]. Şekil 1.5'te gösterilen ülkelerin LVRT yetenekleri için kullanılan sınır değerleri Tablo 1.2'de sayısal olarak verilmiştir.

Tablo 1.2. Şebeke kodlarına göre LVRT gereksinimleri [7, 13, 18].

Ülke	Arıza Anında		Arıza Sonrasında	
	V ₀ (%)	t ₁ (s)	V ₁ (%)	t ₂ (s)
Almanya	0	0,15	90	1,5
İspanya	20	0,5	80	1
Amerika (NERC)	15	0,625	90	3
Çin	0	0,15	90	2
Türkiye	0	0,15	90	1,5

1.2.1.2. HVRT

Güç sistemlerinde tek faz toprak arızası veya güç faktörünü düzenleyen kapasitör bankalarının anahtarlanması gerilimin yükselmesine sebebiyet verebilir [19]. Bu sebeple güç sistemlerinde oluşan aşırı gerilimlerde, bazı ülkelerin şebeke kodlarında PV santrallerin izin verilen gerilim aralığı için belirli bir süre sisteme bağlı kalması istenir. Bu durum yüksek gerilimde çalışma olarak bilinir. Fakat güç sistemlerinde aşırı gerilim durumu pek sık görülmediğinden LVRT için şebeke kodlarını düzenleyen ülke sayısı kadar HVRT için düzenleme yapılmamıştır [20]. Güç sistemlerinin özelliklerine göre LVRT gereksinimlerinde olduğu gibi HVRT gereksinimleri de ülkeler için farklılık göstermektedir. Şekil 1.6'da bazı ülkelerin şebeke kodlarına göre HVRT gereksinimleri gösterilmiştir.



Şekil 1.6. Ülkelerin şebeke kodlarına göre HVRT gereksinimleri [7].

Şekil 1.6'da görüldüğü üzere PV santralin en hızlı biçimde güç sisteminden ayrılması Alman şebeke kodunda istenmektedir. Çin şebeke kodunda ise PV santral daha yüksek gerilimde daha uzun süre boyunca güç sistemine bağlı kalmalıdır. Şekil 1.6'da gösterilen HVRT gereksinimleri Tablo 1.3'te sayısal olarak ifade verilmiştir.

Tablo 1.3. Şebeke kodlarına göre HVRT gereksinimleri [7].

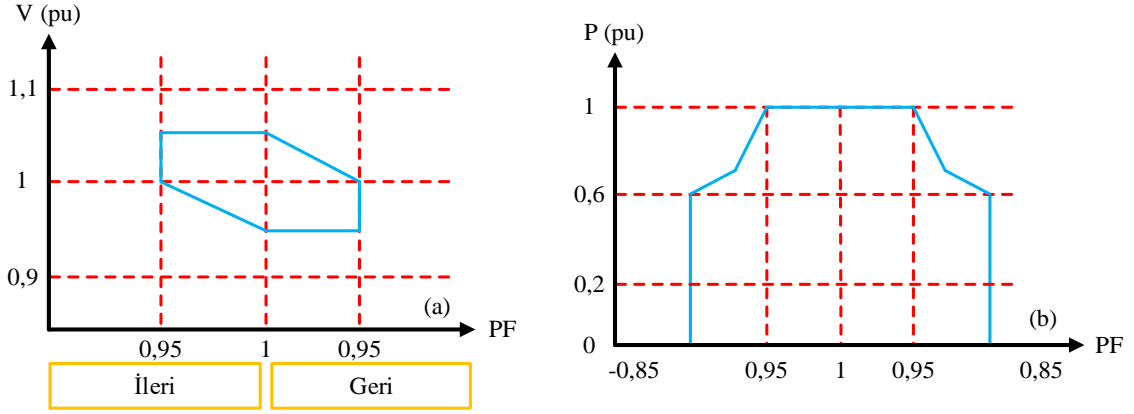
Ülke	Gerilim Artışı Anında	
	V_o (%)	t (s)
Almanya	120	0,1
İspanya	130	0,25
Amerika (NERC)	120	1
Çin	130	0,5
Türkiye	-	-

1.2.2. Gerilim, Frekans, Aktif Güç ve Reaktif Güç Sınırları – PV

PV santrallerin güç sistemlerine bağlantısı yapılırken gerilim, frekans, aktif güç ve reaktif güç sınırları ülkelerin şebeke kodlarına göre düzenlenir. Bu bölümde şebeke kodlarındaki sınırlamalar ele alınmıştır.

Güç sistemlerinde genellikle gerilim genliğinin 0,9 pu ile 1,1 pu değerleri arasında olması istenir ve bu izin verilen aralık olarak tanımlanır. Türkiye, Almanya, Japonya, G. Afrika, İtalya, Çin, Romanya gibi ülkeler bu aralıktaki gerilim değerlerine izin verirler [7, 13, 18]. Bazı ülkelerde farklı gerilim seviyeleri için farklı uygulamalar bulunmaktadır. Örneğin Malezya’da gerilimin tutulması gereken aralık 500 kV seviyesinde $\pm\%5$ değişirken 275 kV seviyesinde $\pm\%10$ değişir [7]. Çin’de 35 kV değerinden yüksek gerilim seviyelerinde $\pm\%10$ aralığında gerilimin kalmasına izin verilirken daha düşük gerilim seviyelerinde bu değer $\pm\%7$ aralığındadır [7]. Porto Riko’da ise gerilim genliğinin 0,85 pu ile 1,15 pu değerleri arasında hareket etmesine izin verilir [17].

PV santrallerin eviricileri genellikle terminal gerilimlerinin 0,9 pu ile 1,1 pu aralığında çalışması için tasarlanır [21]. Terminal gerilimindeki sınırlamalar, PV santralin reaktif güç kapasitesini etkiler [22]. Bu sebeple PV santraldeki gerilim kontrolünde reaktif güç çıkışının, gerilim genliğinin belirli sınırları içerisinde olması istenir [22]. PV santralin gerilim kontrolünde düzenlemeler güç faktörü ile gerçekleştirilebilir [7]. Buna bağlı olarak gerilim ile güç faktörü ve aktif güç ile güç faktörü arasında sınırları ortaya koyan eğriler düzenlenmektedir. Ülkelerin gereksinimlerine göre şebeke kodlarında bu eğriler farklılık gösterebilir. Şekil 1.7’de genel olarak gerilim ile güç faktörü ve aktif güç ile güç faktörü arasındaki ilişkinin nasıl olduğu verilmiştir.



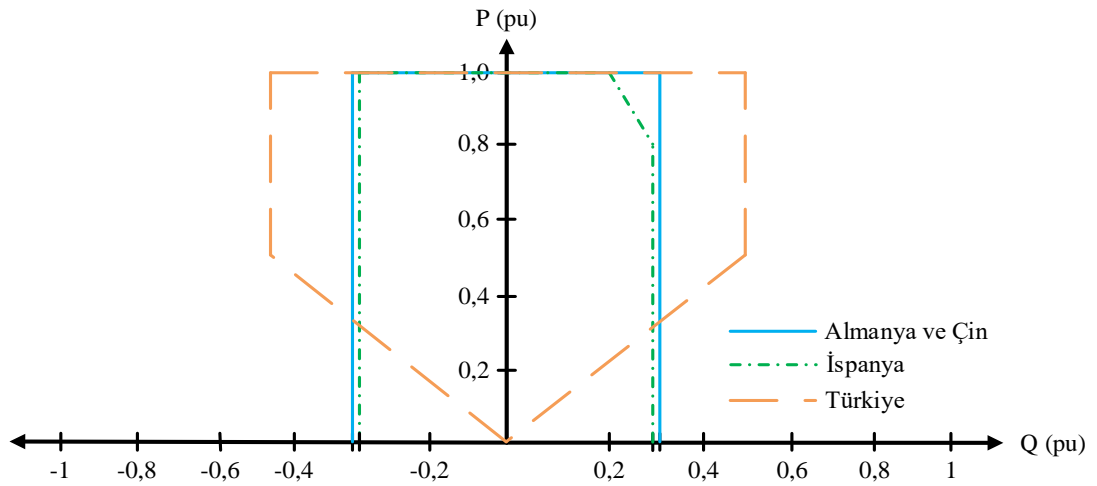
Şekil 1.7. Genel (a) gerilim ile güç faktörü ve (b) aktif güç ile güç faktörü eğrileri [7].

Şekil 1.7 (a)'da görüldüğü üzere gerilimin genliği arttıkça ve azaldıkça güç faktörü, bir değerinden uzaklaşmaktadır. Bu durum santralin reaktif güç değerini arttırmasına olanak sağlar. Şekil 1.7 (b)'de reaktif gücün artmasına sağlanan olanakla ilişkili durum göze çarpmaktadır. Güç faktörü değeri azaldıkça santralin aktif güç çıkışı azalır. Tablo 1.4'te ise ülkelerdeki PV santraller için kullanılan güç faktörü sınırları verilmiştir.

Tablo 1.4. Şebeke kodlarına göre güç faktörü sınırları [7, 13, 17].

Ülke	Güç Faktörü Sınırları	
	İleri Güç Faktörü (Kapasitif) (pu)	Geri Güç Faktörü (İndüktif) (pu)
Almanya	0,95	0,95
İspanya	0,85	0,85
Çin	0,95	0,95
Türkiye	0,718	0,718

Tablo 1.4'te verilen ülkelerin dışında farklı uygulamalar da bulunmaktadır. Örneğin Porto Riko'da statik durumlarda güç faktörü sınırlarının $\pm 0,85$ pu (ileri ve geri) değerleri arasında olmasına izin verilirken dinamik durumlarda $\pm 0,95$ pu (ileri ve geri) değer aralığına izin verilir [17]. Statik durum için Porto Riko'da geniş bir reaktif güç aralığı sunulduğundan evirici kapasitesi yetmeyebilir ve ekstra ekipman kullanımına ihtiyaç doğabilir [17]. Güney Afrika'da ise PV santralin güç değerine göre bu sınırlar iki gruba ayrılmıştır. Birinci grup 1 ile 20 MVA arasında bulunan PV santralleri kapsar ve sınırları $\pm 0,975$ pu (geri ve ileri) değerleri olarak tanımlanır. İkinci grup olan 20 MVA'den büyük santraller içindir ve sınırlar $\pm 0,95$ pu (geri ve ileri) değerleri olarak tanımlanır [17].



Şekil 1.8. Şebeke kodlarına göre aktif ve reaktif güç arasındaki ilişki [13, 17, 22].

Şekil 1.7’de PV santralin aktif güç ile güç faktörü arasındaki genel durum gösterilmiş ve bu durumun gerilim kontrolü için reaktif güce yansımından bahsedilmiştir. Şekil 1.8’de ise ülkelerin şebeke kodlarına göre aktif güç ile reaktif güç üretimi arasındaki ilişki verilmiştir. Şekil 1.8’de görüldüğü üzere Almanya ve Çin benzer bir yöntem kullanırken İspanya reaktif güç üretimini aktif gücün 0,8 pu üzerinde olduğu durumda sınırlamıştır. Türkiye de ise kullanılan yöntem oldukça farklıdır.

Tablo 1.5. Ülkelerin şebeke kodlarına göre frekans sınırları [7, 18].

Ülke	Nominal Frekans (Hz)	Frekans Sınırları (Hz)	Şebeke Kod Özellikleri
Almanya	50	$f > 51,5$	Ani kesinti
		$47,5 < f < 51,5$	Sürekli
		$f < 47,5$	Ani kesinti
İspanya	50	$f > 51,5$	Ani kesinti
		$48 < f < 51,5$	Sürekli
		$47,5 < f < 48$	3 saniye
		$f < 47,5$	Ani kesinti
Amerika (NERC)	60	$f > 61,5$	0,16 saniye
		$61 < f \leq 61,5$	5 dakika
		$58,5 < f \leq 61$	Sürekli
		$57 < f \leq 58,5$	5 dakika
		$f \leq 57$	0,16 saniye
Çin	50	$f > 52$	Ani kesinti
		$50,2 < f < 52$	2 dakika
		$49,5 < f < 50,2$	Sürekli
		$48 < f < 49,5$	10 dakika
		$f < 48$	İnvertörün Yapısına Bağlı

Tablo 1.5'in devamı

Türkiye	50	$51,5 \geq f$	Ani kesinti
		$50,5 \leq f < 51,5$	1 saat
		$49 \leq f < 50,5$	Sürekli
		$48,5 \leq f < 49$	1 saat
		$48 \leq f < 48,5$	20 dakika
		$47,5 \leq f < 48$	10 dakika
		$47,5 < f$	Ani kesinti

Ülkelerin güç sistemi yapılarına göre şebeke kodlarında oluşan farklılıklar PV santraller ile frekans sınırları arasındaki ilişkiye de yansımıştır. Ülkelere göre PV santrallerin hangi frekans aralığında güç sistemine ne kadar süre bağlı kalacağı Tablo 1.5'te verilmiştir.

1.2.3. Aktif Güç ve Frekans Desteği – PV

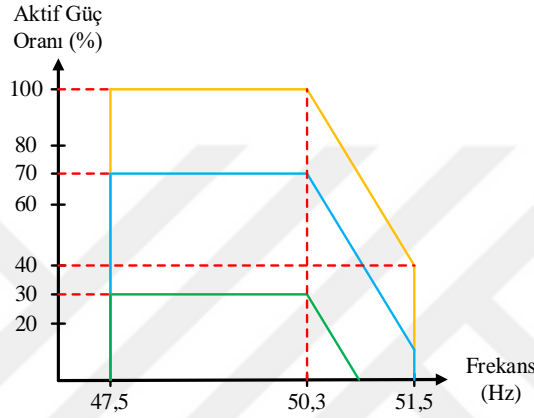
Güç sistemlerinde aktif güçte dengesizlik olması durumunda frekans nominal değerden sapar. Bu sapmayı engellemek için güç sistemlerinde senkron makineler governor yapısıyla donatılır ve sisteme birincil (primer) frekans desteği sağlanır. Frekans desteği vermeyen PV santraller gibi güç elektroniği elemanlarıyla güç sistemine bağlanan yapıların sistemdeki penetrasyon seviyesi arttıkça frekansta sapmaların da arttığı bilinmektedir. Frekans sapmalarının artışını engellemek için PV santrallerin frekans desteği sağlamasına yönelik bazı ülkelerin şebeke kodlarında zorunluluklar getirilmiştir.

PV santrallerin frekans değişikliğine aktif güç yanıtı vermesi için Güney Afrika şebeke kodunda üç temel gereklilik tanımlanmıştır. Bu gereklilikler PV santrallerdeki aktif güç frekans arasındaki yapının nasıl olabileceği durumunu özetler niteliktedir. Tanımlanan gereklilikler mutlak üretim, delta üretimi ve güç gradyanıdır [17]. Mutlak üretim PV santralin TSO tarafından tanımlanan aktif güç üretim değeridir. Delta üretimi PV santralin aktif güç rezervidir. Frekansın düşmesine müdahale bu şekilde sağlanabilir. Güç gradyanı ise PV santralin aktif gücünü dakika başına MW cinsinden arttırması ve azaltması gereken değerdir ayrıca rampa oranı olarak da bilinir [17].

Malezya'da güç sisteminde frekans 50,5 Hz'i aşarsa PV santrallerin Hertz başına %40'lık bir gradyanla aktif gücünü azaltması şart koşulmuştur [7]. Çin'de ise frekansın artışında herhangi bir aktif güç kontrolü için zorunluluk yoktur. Sadece belirlenen frekans değerleri aralığında PV santrallerin sistemde kalması ya da çıkması durumu söz konusudur [7]. Güney Afrika şebeke kodunda PV santralin en az %3'lük bir aktif güç rezervi bırakması istenir. PV santralin aktif güç rezervi bırakması istenilen bir diğer ülke de Porto Riko'dur

[17]. Almanya, Çin, Türkiye gibi bazı ülkelerin şebeke kodlarında PV santralin aktif güç rezervi bırakması istenilmemekte frekansın yükselmesi durumunda santralin ürettiği aktif gücünü azaltması talep edilmektedir [13, 17].

Şekil 1.9'da Türkiye şebeke kodunda (EPDK şebeke yönetmeliğinde) PV santrallerin aktif güç frekans ilişkisinin nasıl olduğu gösterilmiştir. Örneğin Türkiye'de PV santral %100 aktif güçte çalışırken frekans 50,3 Hz'i aştığında ve 51,5 Hz'e kadar ilerlediğinde PV santral aktif gücünü %40'ına kadar düşürmüş olmalıdır [13].



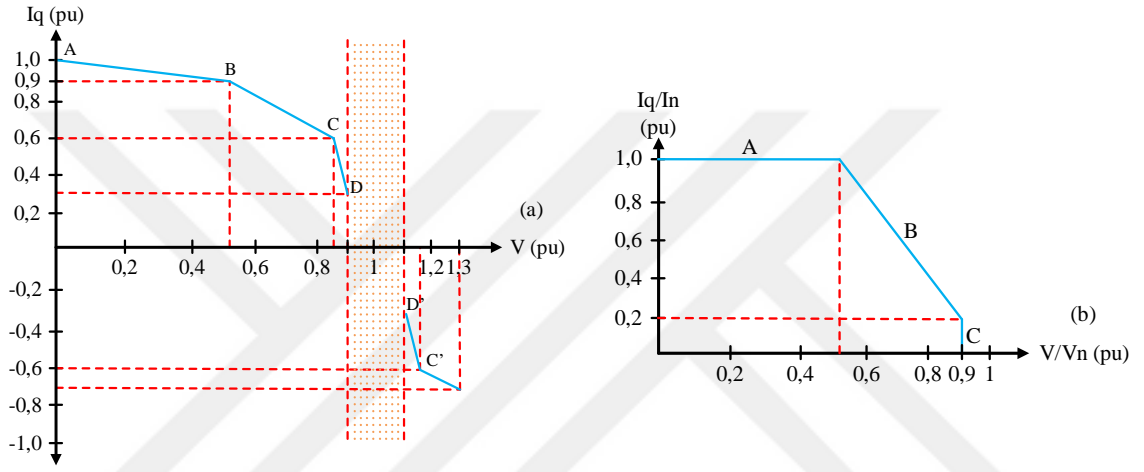
Şekil 1.9. Türkiye için PV santral aktif güç frekans eğrisi [13].

1.2.4. Reaktif Güç ve Gerilim Desteği – PV

Güç sistemlerinde gerilim düşmesi en sık yaşanan geçici olay durumudur [6]. Bu sebeple gerilim desteği güç sistemlerinde oldukça önemli bir yer kaplar. Güç sistemlerinde gerilim değişikliği üzerinde reaktif gücün etkisi, aktif güce oranla daha fazla olduğu bilinmektedir. Bu sebeple sistemde meydana gelen geçici olaylarda gerilim düşümü ya da yükselişinde reaktif güç ile sistem desteklenir ve gerilimin nominal değer aralığına geri dönmesi sağlanır. Güç sistemlerinde PV santrallerin artan penetrasyon seviyesinden dolayı Türkiye, Çin, Almanya, Güney Afrika, İspanya, Avustralya gibi bazı ülkelerin şebeke kodlarında bu santrallerin arıza anında ve sonrasında gerilim desteği sağlamaları yani sisteme reaktif güç desteği vermeleri istenir. [7, 13, 17, 18].

Avustralya'da her %1'lik gerilim düşümü için nominal akımın %4'ünün şebekeye reaktif akım olarak aktarılması gerekir [7]. Çin şebeke kodunda gerilim 0,2 pu ile 0,9 pu değerleri arasındaysa PV santrallerin %1,5 eğimle reaktif akım enjeksiyonu sağlaması şartı bulunmaktadır. 0,2 pu değerinden daha alt seviyeye gerilim düştüğünde ise reaktif akım

enjeksiyonu nominal akımın %105'i oranında sağlanmalıdır. Ayrıca gerilim 0,9 pu değerinden yukardaysa (aşırı gerilim durumları da dahil) PV santral tarafından reaktif akım emilmesine izin verilmeyerek yüksek gerilimde destek sağlanmamaktadır [17]. Türkiye'de gerilim değerinde $\pm\%10$ oranında dalgalanma gerçekleştiğinde evirici nominal akımının %100'üne kadar reaktif güç desteği sağlayacak biçimde ayarlanır. Ayrıca evirici, desteğini 1,5 s boyunca sağlayabilmelidir [13]. Almanya [8] ve İspanya [7, 18] şebekelerinde reaktif akım ve gerilim arasındaki ilişki ise Şekil 1.10'da verilmiştir.



Şekil 1.10. (a) İspanya (b) Almanya reaktif akım gerilim eğrisi [7, 8, 18].

Şekil 1.10 (a)'da İspanya şebeke kodu için reaktif akım ile gerilim arasındaki ilişki görülmektedir. Burada düşük ve yüksek gerilim durumlarında sırasıyla sisteme reaktif güç (akım) verme ve sistemden reaktif güç alma olayı gerçekleşmektedir. Gerilim değerleri nominal değerden düşük durumda sisteme en çok reaktif güç A ile B noktası arasında verilir. Gerilimde nominale yaklaşma oldukça reaktif güç desteği azalır ve santral nominal üretim değerlerine yaklaşır. Nominal gerilim değerinin aşıldığı durumlarda yaşanan ise gerilim düşümündekin tam tersidir. Gerilim ne kadar artarsa destek o kadar artar ve gerilimde izin verilen değer dışına çıkılmasıyla PV santraller sistemden çıkartılır. Ayrıca gerilimin 0,9 ile 1,1 pu değerleri arasında bulunduğu bölgede herhangi bir destek sağlanamamaktadır ve burası ölü bölge (dead band) olarak adlandırılabilir. Şekil 1.10 (b)'de ise Almanya şebeke kodundaki durum verilmiştir. Burada göze çarpan, gerilimin 0,9 pu değerinden daha fazla olduğunda PV santrallerin sisteme ne reaktif güç sağlaması ne de sistemden reaktif güç çekmesidir. Bu noktaya bakıldığında Almanya şebeke kodunda PV santrallerin gerilim yükselmesine reaktif güç desteği vermediği açıkça görülmektedir.

PV santrallerin güç sistemlerine reaktif güç sağlanması için üç farklı kontrol yöntemi genel olarak tanımlanabilir. Bunlar reaktif güç, gerilim ve güç faktörü kontrol yöntemleridir. Bu kontrol yöntemleri isimlerinde belirtilen özellikleri sabit tutmaya yönelik hareket ederler. Ülkelerin şebeke kodlarında PV santrallerin reaktif güç sağlanması için bu kontrol yöntemleri farklılık göstermektedir. Örneğin Almanya ve Güney Afrika üç kontrol yönteminin de PV santrallerde kullanılmasına izin verirken Çin reaktif güç kontrolü, Romanya gerilim ve güç faktörü kontrolüne izin verir [17]. Kontrol yöntemlerinin yanı sıra PV santraller belirli bir güç kapasite eğrisinin içerisinde olmalıdır. Burada bahsedilen güç kapasitesi sınırlamaları belirlenen ülkeler için Tablo 1.4'te verilmişti.

1.2.5. Batarya Enerji Depolama Sistemleri

BESS birimleri güç kalitesinin ve güvenilirliğinin artırılması, yenilenebilir enerji kaynaklarının olumsuz etkilerinin (üretimde kesinti, zayıf gerilim desteği, frekans desteğinin sağlanmaması vs.) azaltılması için güç sistemine frekans ve gerilim desteği sağlayabilir [23]. Güç sistemine BESS birimlerinin sağladığı destek birincil frekans kontrolü ve yüksek frekans durumları için çok kısa sürede (milisaniye-saniye) gerçekleştirilirken, ikincil (sekonder) frekans kontrolü için bu destek uzun süreler (dakikalar) boyunca olabilir. Ayrıca güç akışı düzenlemesi, gerilim kontrolü gibi yan hizmetlerde de BESS birimi etkin rol oynayabilir. Bu sebeple, güç sistemlerinde BESS birimlerinin kullanımı arttıkça ülkeler şebeke kodlarını buna göre oluşturmaya başlamışlardır.

Almanya şebeke koduna göre BESS birimi birincil frekans desteğini geçici olaydan hemen sonra, 30 saniye içinde aktif gücünün %100'ünü verebilmeli ve 15 dakika destek sağlayabilecek şekilde olmalıdır. Birleşik Krallık şebeke koduna göre frekans düşüşünden sonra BESS biriminin 10 ile 30 saniye içinde çıkışını arttırarak destek sağlanması beklenilmektedir [23]. BESS biriminin ikincil frekans desteğine bu iki ülke şebeke kodları için bakacak olursak; Almanya şebeke kodunda 5 dakika içinde %100 güçle destek verilmesi istenirken Birleşik Krallık şebeke kodunda frekans düşüşünden sonra 30 saniye içinde çıkış gücü artırılarak 30 dakika boyunca destek verilmesi beklenir [23].

Birleşik Krallık'ta frekans sapmalarına 1 saniye içinde 1-50 MW güç ile yanıt vermek ve nominal gücü 30 dakika boyunca devam ettirmek için BESS ve diğer depolama sistemlerinin kullanımı yapılmaktadır [23]. Bu yan hizmet geliştirilmiş frekans cevabı (Enhanced Frequency Response-EFR) olarak bilinmektedir [23].

BESS birimleri bir yenilenebilir enerji kaynağından üretim yapan birimin (PV, Rüzgâr Santrali) FRT özelliğini arttırmak için kullanılabileceği gibi tek başına da güç sisteminde kullanılabilir [23]. Eğer BESS birimi doğrudan güç sistemine bağlı olarak yani bir üretim biriminden bağımsız olarak kullanılıyorsa o şebeke kodunun FRT gereksinimlerine uyumlu çalışmalıdır [23].

BESS birimleri LVRT, gerilim kontrolü ve şebekede oluşan dalgalanmayı bastırma gibi farklı yan hizmetlerde de kullanılabilir [23]. Bunlar da milisaniyeler mertebesinde BESS biriminin yanıt vermesi gereken hizmetlerdir. Bu durum kullanılacak BESS biriminin ve evirici yapısının dikkate alınmasını gerektirir.

1.3. Literatür Taraması

Literatürde PV santraller ve BESS birimlerinin güç sistemleri iletim seviyesinde olan etkileri farklı açılardan ele alınmıştır. Bunlardan olay tipleri; PV santral ile BESS birimlerinin kontrol seçenekleri, konumları, penetrasyon seviyeleri ve güç sistemlerinin yapıları ön plana çıkmaktadır. Ele alınan bu farklı durumlar için güç sistemlerinde farklı kararlılık analizleri gerçekleştirilmiştir. PV santraller ve BESS birimleri için literatürde yapılan çalışmalarda kararlılık analizlerinin hangi açılardan ele alındığı aşağıda detaylandırılmıştır. PV santraller ve BESS birimlerinin incelenmesi için farklı tip olayların ve güç sisteminde yapılan farklı kararlılık analizlerinin çalışmalardaki sayısı fazla olduğundan bu veriler metin yerine Tablo 1.6'da verilmiştir.

PV santrallerin güç sistemlerinde farklı penetrasyon seviyelerinin göz önüne alındığı ve frekans desteği vermediği çalışmalar literatürde sıkça yer almaktadır. Bu çalışmalar sayılarının fazlalığından Tablo 1.6'da gösterilmiştir. Frekans desteği veren PV santrallerin kararlılık üzerindeki etkisi ise literatürde yapılan çalışmalarda daha az ele alınmıştır [24-31].

Frekans desteği veren PV santraller farklı açılardan literatürde incelenmiştir. Örneğin, PV santrallerin frekans desteği verdiği durumda farklı penetrasyon seviyeleri için inceleme gerçekleştirilmiştir [24]. PV santrallerin güç sisteminde frekans düzenlemesi için merkezi [25, 26] ve yerel [27] kontrol durumlarını ele alan çalışmalar bulunmaktadır. PV santrallerin frekans desteği vermesi için kontrol yöntemleri önerilmiş ve sistemde bu kontrol yöntemlerinin analizleri gerçekleştirilmiştir [28, 29]. Ayrıca, PV santrallerin frekans desteği vermesi için iki farklı kontrol yönteminin de birlikte önerilip karşılaştırıldığı çalışmalar

bulunmaktadır [30, 31]. PV santrallerin frekans desteğinde farklı parametrelerin rolünün incelenmesi de literatürde ele alınan çalışmalar arasındadır [26].

PV santrallerin LVRT yetenekleri ve rampa oranlarının güç sistemi kararlılığı üzerindeki etkisi bazı çalışmalarda analiz edilmiştir [12, 32]. DVS yeteneğinin de kararlılık üzerindeki etkisinin analiz edildiği çalışmalar bulunmaktadır [12, 32-35]. Ayrıca PV santrallerde yeni bir DVS yeteneğinin önerildiği ve diğer yöntemlerle karşılaştırıldığı çalışma da yapılmıştır [34].

PV santraller güç sistemlerinde frekans ve gerilim konusunda destek verebilirken çatı tipinde kullanılan PV birimleri bu desteği veremez. PV birimlerin hem çatı tipi hem de santral olarak kullanılmasının güç sistemi kararlılığı üzerindeki etkisi bazı çalışmalarda analiz edilmiştir [36-38].

PV santrallerin gerilim ve güç faktörü kontrollü biçimde kararlılık üzerindeki karşılaştırması da incelenmiştir [39]. Farklı reaktif güç kontrol yöntemlerinin güç sisteminde oluşturduğu etkilerin incelenmesi de yapılmıştır [40]. Ayrıca, farklı güç faktörleri açısından PV santrallerin kararlılık üzerindeki etkisi de literatürde yer bulmaktadır [38].

Bazı çalışmalarda bölgelere ayrılmış büyük güç sistemlerinde PV santraller kullanılmış, bölgesel etkilerin analizleri gerçekleştirilmiştir [41, 42]. PV santrallerin farklı kontrol seçenekleri ve parametrelerle bölgeler arası salınımdaki etkisi de analiz edilmiştir [42].

Geçici olay sonucu PV santrale yakın konumda ve sistemin genelinde oluşan etkinin karşılaştırılması yapılmıştır [40]. PV santralin geçici olay konumuna olan yakınlığı da kararlılık analizlerinde yer bulmuştur [43, 44]. Ayrıca geçici olay süresinin kararlılıktaki etkisi de literatürde incelenmiştir [44].

Literatürde farklı daha farklı açılardan PV santrallerinin etkisinin değerlendirildiği çalışmalarda vardır. Bunlardan bir tanesi PV santrallerin geçici olay sonucunda sistemdeki yük akış yönünü değiştirmesi durumunda kararlılık analizlerinin yapılmasıdır [45]. Bir diğeri PV santrallerin değişen güneş radyasyonu sonucunda çıkış gücünü değiştirmesinin güç sistemine etkisinin incelenmesidir [46]. Ayrıca PV santralin sistemde bulunan kritik öneme sahip olan ve olmayan generatörlerle yer değiştirmesi durumunda kararlılık üzerindeki etki de yapılan farklı çalışmalar arasındadır [38].

Literatürde BESS birimleriyle ilgili yapılan çalışmalarda bu birimlerin boyutlarındaki farklılığın incelenmesi ön planda bulunmaktadır [47-52]. Bu çalışmalardan bazısında güç sistemlerinde BESS birimleri boyutunun nasıl belirlenmesi gerektiği üzerinde durulmuş ve

öneriler sunulmuştur [48]. Bu çalışmalar arasında aşırı ve çok düşük frekans değerlerinde BESS birimlerinin değişik boyutlardaki etkisi değerlendirilerek farklı bir açıdan inceleme de yapılmıştır [52]. Farklı boyutlar test edilmeden BESS biriminin boyutlandırılması açısından yapılan çalışmada bulunmaktadır [53].

BESS birimlerinin konumlarıyla alakalı farklı çalışmalar literatürde yer bulmaktadır [48, 51, 54, 55]. BESS biriminin tek bir konumda ya da güç sistemine dağıtık olarak yerleştirilmesi durumlarının değerlendirilmesi yapılan çalışmalar arasındadır [54]. Farklı sayıda aynı boyutta BESS biriminin kararlılık üzerindeki etkisi bu konuda yapılan analizler arasında yer almaktadır [51]. BESS biriminin optimum olarak hangi konumlara yerleştirilmesi üzerine farklı açılardan değerlendirme yapan çalışmalar da literatürde bulunmaktadır [48, 55]. Ayrıca BESS biriminin geçici olayın konumuna bağlı olarak kararlılık üzerindeki etkileri de incelenmiştir [55].

BESS parametrelerinin kararlılık üzerindeki etkisini analiz eden çalışmalar bulunmaktadır [52, 56, 57]. Ayrıca BESS biriminin rampa oranı ve gecikme süresinin kararlılığa etkisi için çalışma da yapılmıştır [48].

Farklı güç sistemleri elemanlarının BESS birimleriyle kullanıldığı ve karşılaştırıldığı çalışmalar literatürde yer almaktadır. Bunlardan PSS (Power System Stabilizer) ile BESS birimlerini bir arada kullanan ve karşılaştırmasını yapan çalışmalar vardır [58-60]. Ayrıca STATCOM (Static Synchronous Compensator) ile BESS birimleri içinde benzer çalışmalar gerçekleştirilmiştir [61, 60].

Bazı çalışmalarda BESS birimleri için farklı kontrol yöntemleri geliştirilerek sistemin kararlılığı üzerine etkileri analiz edilmiştir. [50, 59, 62-64]. Özel olarak BESS birimlerinin belirli açılardan kontrol edildiği çalışmalar da bulunmaktadır. Bunlardan biri gerilime verilen destek bakımından kontrol yönteminin ele alınma durumudur [63]. Bir diğeri ise BESS biriminin kullanım ömrü ve maliyetinin azaltılması için kontrol yöntemi önerilerek sistemin kararlılığı üzerindeki etkisinin analiz edilmesidir [64]. BESS birimleri için önerilen kontrol yöntemlerinin analiz edildiği çalışmalardan bir diğeri ise yenilenebilir enerji üretim kaynaklarının olduğu ve olmadığı farklı güç sistemlerinde incelenen durumlardır [50].

BESS birimleri içinde PV santrallerde olduğu gibi bazı açılardan yapılan çalışmalarda sıkça literatürde yer alsa da farklı çalışmalar da bulunmaktadır. Bunlardan biri farklı BESS modellerinin kararlılık üzerindeki etkisinin karşılaştırıldığı çalışmadır [65]. Bir diğeri BESS birimlerinin farklı analiz programlarında aynı modellenmesi yapılarak kararlılık analizinde

verilen sonuçların değerlendirilmesidir [66]. Diğer bir çalışma ise büyük bir güç sisteminde, bölgelerdeki BESS birimlerinin etkisinin analiz edilmesidir [67].

PV santrallerin ve BESS birimlerinin birlikte bulunduğu çalışmalar da çok sık olmasa da literatürde vardır [48, 53, 68]. Bu çalışmalarda frekans desteği vermeyen PV santrallerin güç sistemleri üzerindeki olumsuz etkisinin giderilebilmesi için BESS biriminin kullanılması ele alınmıştır. Buradaki bazı çalışmalarda, farklı penetrasyon seviyesinde kullanılan PV santraller dikkate alınmıştır [48, 53].

Üstte bahsedilen yayınlarda PV santraller ile BESS birimleri için yapılan kararlılık analizleri, analiz yöntemleri, olay tipleri, sistem yapısı ve kullanılan program Tablo 1.6’da verilmiştir. Bu tabloda güç kaynağının farklı penetrasyon seviyesinde/boyutta kullanılıp kullanılmadığı, frekans desteğinin olup olmadığı da belirtilmiştir. Ayrıca güç sisteminin yapısı dokuz bara ve daha az ise sistem yapısı küçük daha fazla ise büyük olarak tanımlanmıştır. Tabloda literatürdeki çalışmalar özetlenmiş ve bu tez çalışmasında yapılan araştırma kapsamı gösterilmiştir.

Tablo 1.6. Literatür taraması özeti

Atıf Numarası	Güç Kay.		Kararlılık Analizleri			Analiz Yön.		Olay Tipi					Güç Sistemi Yapısı		Farklı Penetrasyon Seviyesi (PV) / Boyut (BESS)	Frekans Desteği	Benzetim Programı
	PV	BESS	Frekans	Gerilim	Geçici Hal	Zaman D. S.	Kritik T. S.	3 Faz Kısa D.	Diğ. Kısa D.	Generator	Yük	Hat	Büyük	Küçük			
12	✓		✓	✓	✓	✓		✓				✓					D
24	✓		✓			✓						✓			✓		D
25	✓		✓			✓						✓					D
26	✓		✓			✓						✓	✓				
27	✓		✓			✓						✓					D
28	✓		✓			✓						✓	✓				
29	✓		✓			✓						✓			✓		
30	✓		✓	✓		✓				✓		✓			✓		D
31	✓		✓			✓				✓		✓			✓		
32	✓			✓	✓	✓	✓	✓				✓	✓				
33	✓			✓		✓	✓	✓					✓				D
34	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓				✓	✓		✓		
35	✓		✓	✓		✓		✓		✓	✓	✓			✓		M
36	✓		✓	✓	✓	✓		✓		✓		✓			✓		PW

Tablo 1.6'nin devamı

37	✓		✓	✓	✓	✓		✓		✓		✓		✓		DT
38	✓		✓	✓		✓	✓	✓				✓		✓		
39	✓			✓	✓	✓	✓	✓					✓	✓		D
40	✓		✓	✓		✓				✓			✓		✓	P
41	✓		✓			✓				✓			✓		✓	
42	✓		✓			✓		✓					✓		✓	
43	✓				✓	✓	✓	✓					✓		✓	D
44	✓			✓	✓	✓			✓		✓		✓			E
45	✓			✓	✓	✓						✓		✓		PS
46	✓		✓	✓	✓	✓		✓						✓	✓	
69	✓		✓	✓		✓		✓		✓			✓		✓	S
70	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓						✓	✓	M
71	✓			✓	✓	✓		✓					✓		✓	N
47		✓	✓			✓					✓		✓		✓*	✓*
48	✓	✓	✓			✓				✓			✓		✓**	✓*
49		✓	✓			✓				✓			✓		✓*	✓* D
50		✓	✓			✓				✓	✓		✓		✓*	✓* D
51		✓	✓			✓							✓		✓*	✓*
52		✓	✓			✓				✓		✓	✓		✓*	✓* M
53	✓	✓	✓			✓				✓			✓		✓	✓* D
54		✓		✓	✓	✓	✓	✓					✓			✓*
55		✓		✓	✓	✓		✓					✓			✓* D
56		✓			✓	✓		✓		✓	✓	✓	✓			✓* P
57		✓	✓			✓				✓				✓		✓* D
58		✓	✓		✓	✓				✓				✓		✓* M
59		✓	✓	✓		✓			✓		✓	✓		✓		✓*
60		✓		✓	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓			✓* M
61		✓	✓	✓		✓		✓	✓		✓	✓	✓			✓*
62		✓		✓		✓				✓	✓	✓	✓			✓* P
63		✓		✓	✓	✓	✓	✓				✓	✓			✓*
64		✓	✓			✓				✓			✓			✓* M
65		✓	✓			✓		✓		✓				✓		✓* M
66		✓	✓			✓		✓		✓		✓	✓			✓* P*
67		✓	✓			✓				✓				✓		✓*
68	✓	✓	✓			✓				✓			✓			✓* P
72		✓	✓			✓				✓	✓		✓			✓* D
T	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓	✓	✓	✓**	✓** D

“DigSilent Powerfactory (D), MATLAB (M), PSS/E (P), PowerWorld (PW), PSASP (PS), PSS/E – PowerWorld – PSLF (P*), DSATools PSLF (DT)”, “Sadece PV için ✓, sadece BESS ✓*, BESS ve PV için aynı anda ✓***”, “Tez (T)”

Literatürde incelenen çalışmalarda kararlılık analizlerinden genellikle frekans kararlılığı üzerinde durulduğu görülmüştür. Analiz yöntemleri incelendiğinde zaman çözüm kümesinde analizin literatürde en çok yer bulan genellikle de tek başına kullanılan yöntem

olduğu görülmektedir. Olay tiplerinden literatürde en çok yer alan üç faz kısa devre arızasıdır. Ayrıca yük içinde gerçekleştirilen olaylar literatürde sıkça yer bulmaktadır. Güç sisteminin yapısına bakıldığında gerçekleştirilen analizler için küçük sistemler genellikle tercih edilmektedir. Literatürde yapılan analizler için kullanılan programlardan MATLAB, PSS/E ve DigSilent'in öne çıktığı görülmektedir. İletim ve dağıtım operatörleriyle yapılan ankette güç sistemleri kararlılığı analizi için en çok kullanılan iki programın PSS/E (%41) ve DigSilent (%13) olduğu belirtilmiştir [73].

1.4. Tezin Motivasyonu, Amacı, Konusu ve Özgünlüğü

Son yıllarda dünya genelinde yenilenebilir enerji kaynaklarının güç sistemlerine katılımı oldukça yüksek seviyelere ulaşmıştır. PV santraller ise tüm yenilenebilir enerji kaynakları arasında en popüler ve en çok kurulumu yapılan üretim kaynakları haline gelmiştir. Hem PV santrallerin hem de diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının güç sistemlerindeki artışı beraberinde BESS birimlerinin de güç sistemlerinde artışına sebep olmuştur. Bu sebeple PV santrallerin ve BESS birimlerinin güç sisteminde oluşturdukları etkilerin ve farklı koşullarda verdikleri tepkilerin analizi oldukça önemli hale gelmiştir. Literatür incelendiğinde PV santrallerin ve BESS birimlerinin güç sistemleri kararlılığında farklı durumlar için farklı açılardan ele alındığı fakat bir arada olarak karşılaştırmanın pek fazla yapılmadığı ve sonuçların değerlendirilmediği görülmüştür. Yukarıda bahsi geçen açıklamalar tezin motivasyonunu oluşturmaktadır.

Tezin amacı PV santraller ve BESS birimlerinin güç sistemlerinde farklı kararlılıklar ve dinamik durumlar için oluşturdukları etki ve tepkilerinin birlikte analiz edilmesidir.

Tezde iki farklı güç sistemi ele alınarak kararlılık analizleri gerçekleştirilmiştir. Analizlerin bu şekilde gerçekleştirilme amacı sistem yapılarının avantajlarını kullanarak incelenen durumların çeşitlendirilmesi ve bu durumlar için değerlendirmelerin farklı açılardan yapılabilmesidir.

Çalışmada iki farklı güç sistemi, DigSilent Powerfactory benzetim programı kullanılarak modellenmiştir. Daha sonra PV santraller ve BESS birimleri bu modellere dahil edilerek benzetim çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Birinci güç sisteminde (IEEE 9 baralı), PV santraller ve BESS birimlerindeki kontrol yapılarının kararlılıkta oluşturdukları etkilerin ve bu elemanların verdikleri tepkilerin üzerinde durulmuştur. Ayrıca bu sistemde farklı yük tiplerinin oluşturdukları etkiler de analiz edilmiştir. İkinci güç sisteminde (IEEE 68 bara 16

makinel) ise PV santrallerin ve BESS birimlerinin sistem üzerinde oluşturdıkları etki analiz edilmiştir. Bu sistemde de yük tiplerinin etkisi ayrıca ele alınmıştır.

Birinci güç sistemi için yapılan incelemeler aşağıda maddeler halinde verilmiştir.

- PV santrallerde rampa oranları, LVRT (Low Voltage Ride Through) ve DVS (Dynamic Voltage Support) yetenekleri üzerinde durularak kontrol parametrelerinin sistemdeki etkisi analiz edilmiştir.
- Farklı tip olayların, PV santraller ile BESS birimlerinin olduğu ve olmadığı durumlarda, sistemdeki etkisi ve bu olaylara elemanların tepkisi analiz edilmiştir.
- PV santrallerin penetrasyon seviyelerinin sistemdeki etkisi analiz edilmiştir.
- Frekans desteği veren PV santrallerin farklı olay tiplerinde sistemdeki etkisi analiz edilmiştir.

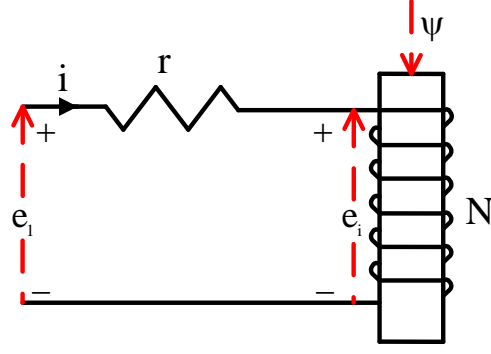
İkinci güç sistemi için yapılan incelemeler aşağıda maddeler halinde verilmiştir.

- PV santrallerin olduğu ve olmadığı durumlarda kararlılık açısından zayıf ve kuvvetli olarak tanımlanan bölgelerde farklı tip olayların sistemdeki etkisi analiz edilmiştir.
- Zayıf ve kuvvetli bölgelere bağlı PV santrallerin sistemdeki etkisi analiz edilmiştir.
- BESS birimlerinin sayı ve konumlarının sistemdeki etkisi analiz edilmiştir.
- Hem BESS birimlerinin hem de PV santrallerin bir arada kullanılıp kullanılmamasının sistemdeki etkisi analiz edilmiştir.

Tezin özgünlüğü PV santraller ve BESS birimleri için kuvvetli ve zayıf bölge olarak tanımlanabilecek iki farklı bölgede analizlerin karşılaştırılmasıdır. Bu tip bir karşılaştırmanın literatürde eksikliği görülmüştür. Ayrıca birçok açıdan PV santraller ve BESS birimlerinin güç sisteminde oluşturdıkları etkinin bir arada değerlendirilmesi de çalışmanın özgünlüğü arasındadır.

1.5. Manyetik Devre Denklemleri

Bir gerilim kaynağı sayesinde sargılar üzerinde oluşan gerilim senkron makinelerdeki dinamik olayları anlamak için oldukça önemlidir. Bu sebeple Şekil 1.11’de basit bir devre verilmiştir.



Şekil 1.11. Tek sargılı manyetik devre [74].

Bu devrede endüktans N sargı sayısına sahiptir. Bu sargılarda endüklenen gerilim (e_i) ve devrenin gerilimi (e_1) aşağıda verilmiştir.

$$e_i = \frac{d\psi}{dt}, \quad e_1 = ri + \frac{d\psi}{dt} \quad (1.1)$$

Bu eşitlikte,

ψ : Anlık akı değeridir.

Anlık akı devrenin endüktansı olarak ifade edilir ve aşağıdaki gibi yazılır.

$$\psi = Li \quad (1.2)$$

Endüktans birim akım başına akıdır. Buradan endüktans aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$L = N \frac{\phi}{i} = N^2 P \quad (1.3)$$

Bu eşitlikte,

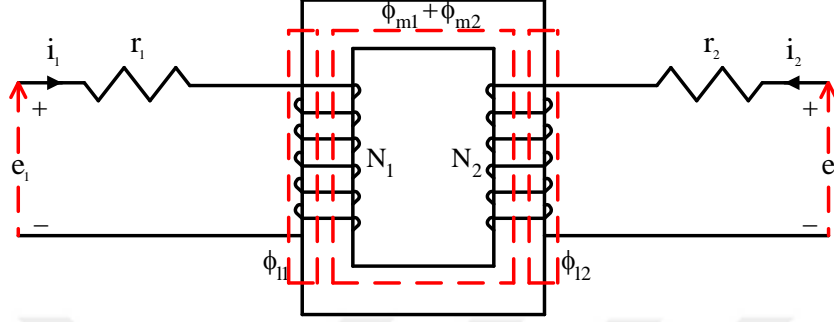
P : Yolun manyetik geçirgenliği,

ϕ : Akı,

N : Sargı sayısıdır.

$$(mmk)P = NiP \quad (1.4)$$

Senkron makinelerin dinamik davranışını daha iyi anlamak için manyetik devrelerin oluşturduğu karşılıklı etkilerinde analizini yapmak gerekir. Bu sebeple Şekil 1.12'deki devre burada ele alınmıştır.



Şekil 1.12. Çift sargılı manyetik devre [74].

Manyetik yol doğrusal şekilde akı-mmk ile ilişkili kabul edilir. Akımların yönü pozitifdir. Aşağıda gerilim denklemleri verilmiştir.

$$e_1 = r_1 i_1 + \frac{d\psi_1}{dt} \quad (1.5)$$

$$e_2 = r_2 i_2 + \frac{d\psi_2}{dt} \quad (1.6)$$

Sargılarda akımlar tarafından manyetik alan belirlendiği için ψ_1 ve ψ_2 aşağıdaki şekilde elde edilir.

$$\psi_1 = N_1(\phi_{m1} + \phi_{l1}) + N_1\phi_{m2} \quad (1.7)$$

$$\psi_2 = N_2(\phi_{m2} + \phi_{l2}) + N_2\phi_{m1} \quad (1.8)$$

Bu eşitliklerde,

ϕ_{m1}, ϕ_{m2} : Sırasıyla birinci ve ikinci sargıdaki akımın oluşturduğu ortak akı,

ϕ_{l1}, ϕ_{l2} : Sırasıyla birinci ve ikinci sargıda oluşan kaçak akıdır.

Öz ve karşılıklı endüktans akımlarla ifade edilebilir. Bu ifadeler aşağıda verilmiştir.

$$L_{11} = \frac{N_1(\phi_{m1} + \phi_{l1})}{i_1} = L_{m1} + L_{l1} \quad (1.9)$$

$$L_{22} = \frac{N_2(\phi_{m2} + \phi_{l2})}{i_2} = L_{m2} + L_{l2} \quad (1.10)$$

Bu eşitliklerde,

L_{11}, L_{22} : Sırasıyla birinci ve ikinci sargının öz endüktansı,

L_{m1}, L_{m2} : Sırasıyla birinci ve ikinci sargının mıknatıslayıcı endüktansı,

L_{l1}, L_{l2} : Sırasıyla birinci ve ikinci sargının kaçak endüktansıdır.

$$\phi_{m1} = N_1 i_1 P \quad (1.11)$$

$$\phi_{m2} = N_2 i_2 P \quad (1.12)$$

$$L_{12} = L_{21} = N_1 N_2 P \quad (1.13)$$

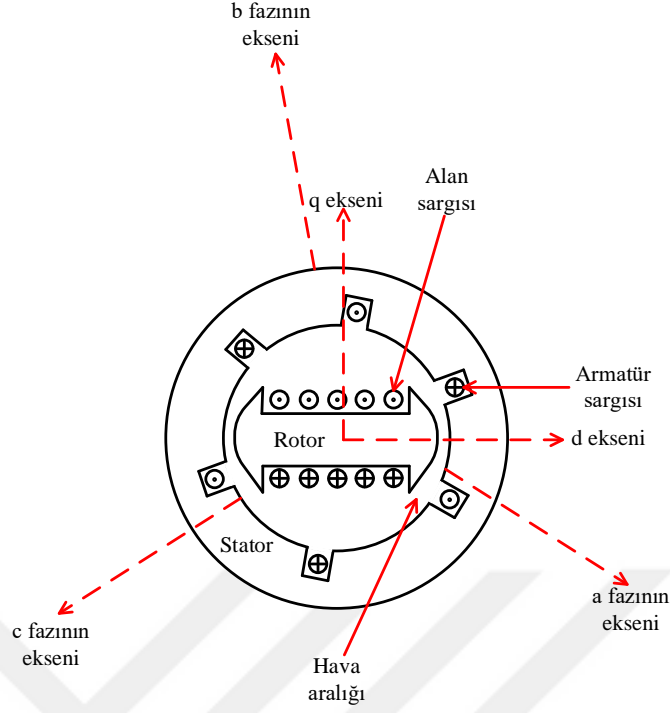
İki sargıda pozitif akımlar aynı yönde öz ve karşılıklı akılar üretirse karşılıklı endüktanslar pozitifdir.

$$\psi_1 = L_{11} i_1 + L_{12} i_2 \quad (1.14)$$

$$\psi_2 = L_{21} i_1 + L_{22} i_2 \quad (1.15)$$

1.6. Senkron Makinelerin Dinamik Modeli

Senkron makinelerde alan sargılarından doğru akım akıtılarak manyetik alan oluşturulması sağlanır. Daha sonra senkron makinenin rotoru itici bir güçle (su, gaz vb.) döndürülerek rotorun oluşturduğu manyetik alanın etkisiyle armatür sargılarında alternatif akım endüklenmesi gerçekleştirilir. Armatür sargılarında oluşan gerilimin yüksek olması ve yüksek geçici akımların burada meydana gelmesinden armatür statorda bulunur [74]. Armatür değişken manyetik alan etkisi altından olduğundan statorda girdap akımlarının azaltılması için stator ince laminasyonlardan yapılmıştır [74].



Şekil 1.13. Üç faz senkron makinenin şeması [74].

Armatürler senkron hızda hava aralığında döner manyetik alan üretecektir. Rotor sargısında doğru akımın ürettiği manyetik alan da rotorla birlikte dönmektedir. Sabit bir tork üretimi için stator ve rotor alanı aynı hızda olmalıdır [74]. Senkron hız aşağıdaki gibi verilir.

$$n = \frac{120f}{P_{no}} \quad (1.16)$$

Bu eşitlikte,

n : Hız (devir/dakika),

f : Frekans (Hz),

P_{no} : Kutup sayısıdır.

Güç sistemlerinde kullanılan santrallerin yapısına bağlı olarak kullanılan senkron generatörün tipi değişmektedir. Hidrolik santrallerde çıkık kutuplu senkron makine bulunurken, buhar ve gaz santrallerinde yuvarlak rotorlu senkron makineler bulunur. Kullanılan yapının farklı olması rotorun dönme hızıyla alakalıdır. Çıkık kutuplu senkron makinelerin hızı yuvarlak rotorlulara göre oldukça düşüktür. Güç sisteminde istenilen frekansı oluşturmak için düşük hızda bulunan çıkık kutuplu senkron generatörlerde kutup sayısı fazlayken yuvarlak rotorlu senkron generatörlerde bu durum terstir. Çıkık kutuplu

senkron makinenin yapısında alan sargıları kutup çekirdeğinin etrafına yerleştirilir [74]. Bu makinenin yapısında kutup yüzeylerine gömülü bakır veya pirinç çubuklar şeklinde sönümlenme sargıları ya da amortisörler bulunur [74]. Bu çubuklar kısa devre oluşturacak şekilde uç halkalara her kutup için ayrı ya da diğer kutuplarla bağlantılı şekilde bağlanır ve işlevleri hız salınımlarını sönümlemektir [74]. Yuvarlak rotorlu makinelerde rotordaki alan sargıları rotorda kesilmiş yuvalarda çelik takozlarla (wedge) yerinde tutulan dağıtılmış sargılardan oluşur. Yuvarlak rotorlu makinelerin bazılarında sönümlenme kafesi oluşturmak için metal takozları birbirine bağlayarak ya da takozların altına bakır çubuklar koyarak sönümlenme etkisi oluşturulur [74].

Normal şartlarda rotorda sadece doğru akım bulunurken dinamik şartlarda sönümlenme sargılarında ve rotor yüzeyindeki takozlarda girdap akımları meydana gelir [74].

1.6.1. Manyetomotor Kuvveti

Senkron generatörlerde üretilen manyetomotor kuvveti (mmk) ve akıların sinüzoidal formda olabilmesi için armatür ve alan sargılarının birçok yuvaya simetrik olacak şekilde dağıtılması gereklidir [74]. Bobin sayısı artırılarak harmonikler azaltılabilir ve sinüse yakın formda çıktılar elde edilebilir [74]. Harmonikler girdap akımı kayıplarını artırır ve armatür kaçak reaktasına katkıda bulunur [74]. Statorun üç fazında olan mmk aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$mmk_a = Ki_a \cos \gamma \quad (1.17)$$

$$mmk_b = Ki_b \cos \left(\gamma - \frac{2\pi}{3} \right) \quad (1.18)$$

$$mmk_c = Ki_c \cos \left(\gamma + \frac{2\pi}{3} \right) \quad (1.19)$$

Bu eşitliklerde,

γ : “a” fazının merkezine göre stator çevresi boyunca açı,

i_a, i_b, i_c : Anlık faz akımı değeri,

K : Sabit değerdir.

Her sargı akımının anlık değeri olarak değişen sabit bir mmk üretir. Mmk dalgaları üç fazın elektriksel olarak 120° açıyla yerleştirilmesinden dolayı her faz için bu açıyı yansıtır [74]. Burada bahsi geçen anlık faz akımları ise aşağıda verilmiştir.

$$i_a = I_m \cos \omega_s t \quad (1.20)$$

$$i_b = I_m \cos \left(\omega_s t - \frac{2\pi}{3} \right) \quad (1.21)$$

$$i_c = I_m \cos \left(\omega_s t + \frac{2\pi}{3} \right) \quad (1.22)$$

Bu eşitlikte,

I_m : Maksimum akımın genliği,

ω_s : Elektriksel stator açısal hızıdır (rad/s).

Üç fazda oluşan toplam mmk aşağıdaki gibi elde edilir.

$$mmk_{toplam} = mmk_a + mmk_b + mmk_c \quad (1.23)$$

$$mmk_{toplam} = KI_m \left[\cos(\omega_s t) \cos \gamma + \cos \left(\omega_s t - \frac{2\pi}{3} \right) \cos \left(\gamma - \frac{2\pi}{3} \right) + \cos \left(\omega_s t + \frac{2\pi}{3} \right) \cos \left(\gamma + \frac{2\pi}{3} \right) \right] = \frac{3}{2} KI_m [\cos(\gamma - \omega_s t)] \quad (1.24)$$

Denklem (1.23) yürüyen dalga (travelling wave) olarak isimlendirilir [74]. Tüm mmk dalgası elektriksel açısal hızla (ω_s) hareket eder.

$$\omega_{sm} = \frac{2}{P_{no}} \omega_s \quad (1.25)$$

$$n_s = \frac{60 \omega_{sm}}{2\pi} = \frac{120f}{P_{no}} \quad (1.26)$$

Bu eşitliklerde,

ω_{sm} : Mekanik açısal hız (rad/s),

n_s : Statorun hızıdır (devir/dakika).

Stator mmk dalgasının büyüklüğü rotor mmk dalgasına göre göreceli açısal konumu ve senkron makinenin yüküne bağlıdır [74]. Rotor üzerindeki elektromanyetik tork manyetik alanları hizaya getirecek şekilde davranır [74]. Rotor alanı armatür alanından öndeyse

senkron makine generatör tersi durumda ise motor olarak çalışır [74]. Bu duruma yükün varlığında (motor durumunda) rotoru yavaşlatıcı ve itici gücün varlığında (generatör durumunda) rotoru hızlandırıcı yönde etki neden olur [74].

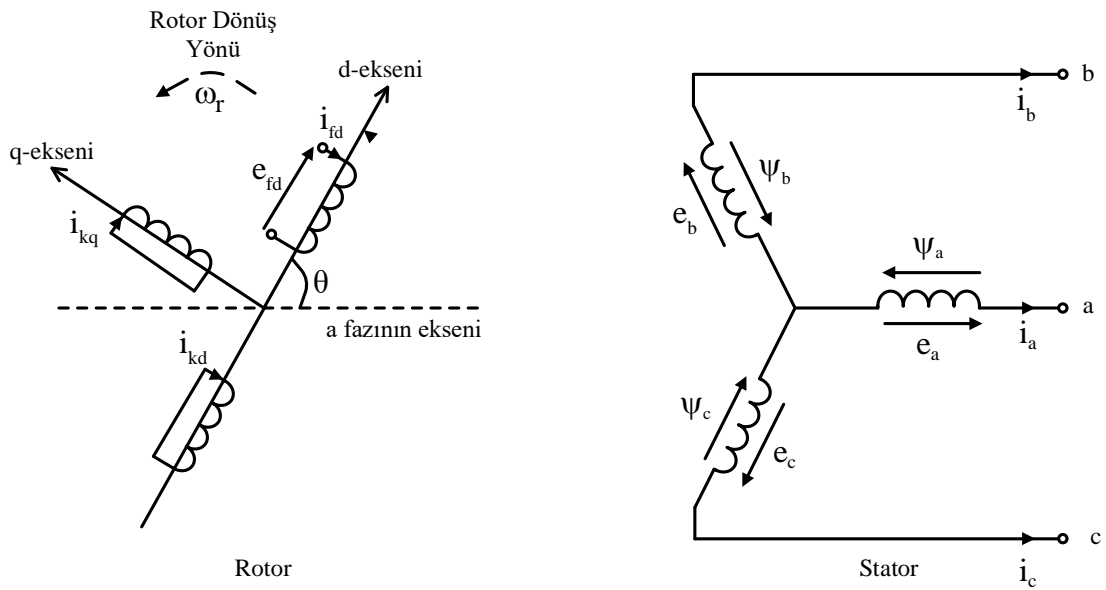
1.6.2. Matematiksel Model

Senkron makinenin yapısında bulunan devreler simetrik bir yapıda olduğundan senkron makinenin davranışı iki eksene indirgenerek modellenenir [74].

Senkron makinenin matematiksel modellemesi için ihmaller aşağıda verilmiştir [74].

- Stator sargıları, rotorla karşılıklı etkiler söz konusu olduğu sürece hava boşluğu boyunca sinüzoid olarak dağıtılır.
- Stator yuvaları, rotor konumu ile endüktanslarında önemli bir değişikliğe sebep olmamaktadır.
- Manyetik histerezis önemsizdir.
- Manyetik doygunluk etkileri önemsizdir.
- Basitlik açısından her ekseninde bir rotor devresi olduğu varsayılmaktadır. Ayrıca amortisör sargıları olan senkron generatörlerde d ve q yönünde birer kapalı akım devresi olduğu varsayılır.

Şekil 1.14'te senkron generatörün rotor ve stator devreleri gösterilmiştir.



Şekil 1.14. Senkron makinenin rotor ve stator devreleri [74].

Şekil 1.14'teki devrede dirençler gösterilmemiştir. Bu devrede,

- a, b, c : Stator faz sargıları,
 fd : Alan sargısı,
 kd : d eksenini amortisör devresi,
 kq : q eksenini amortisör devresi,
 k : 1, 2, ... n amortisör devre sayısı,
 θ : Stator "a" fazı sargısından d eksenini önde olduğu açı (rad-elektriksel),
 ω_r : Rotor açısal hızı (rad/s-elektriksel),
 e_a, e_b, e_c : Stator anlık faz nötr gerilimleri,
 e_{fd} : Alan gerilimi,
 i_{fd}, i_{kd}, i_{kq} : Rotor devresinin anlık akımları,
 R_{fd}, R_{kd}, R_{kq} : Rotor devresi dirençleri,
 l_{aa}, l_{bb}, l_{cc} : Stator sargılarının öz endüktansları,
 l_{ab}, l_{bc}, l_{ca} : Stator sargıları arasındaki karşılıklı endüktanslar,
 $l_{afd}, l_{akd}, l_{akq}$: Stator ve rotor sargıları arasındaki karşılıklı endüktanslar,
 $l_{ffd}, l_{kkd}, l_{kkq}$: Rotor devresi öz endüktansları,
 R_a, R_b, R_c : Stator dirençleri ($R_a = R_b = R_c$),
 p : Türev operatörüdür (d/dt).

Rotor dönmeye başladığında θ açısı değişecektir. Bu değişim aşağıdaki denklemle ifade edilir.

$$\theta = \omega_r t \quad (1.27)$$

1.6.3. Devre Denklemleri

Senkron makine devre denklemleri yazılırken stator sargı akımının yönü makinenin dışına, alan ve amortisör akımlarının yönü makinenin içine doğru olduğunda pozitif kabul edilir [74].

Stator devrelerinin öz ve karşılıklı endüktansları rotor konumuna göre değişir. Endüktanslardaki değişiklikler homojen olmayan hava boşluğundan dolayı manyetik akı yolunun geçirgenliğindeki değişiklikten meydana gelir [74]. Stator sargısı tarafından üretilen

akının izlediği yol göz önüne alındığında rotor konumunun bir fonksiyonu olarak yolun geçirgenliği aşağıdaki şekilde ifade edilebilir [74].

$$P = P_0 + P_2 \cos 2a \quad (1.28)$$

a : d eksenine göre rotorun açısal mesafesi

Stator devrelerinde üç faz için gerilim denklemleri aşağıda verilmiştir.

$$e_a = p\psi_a - R_a i_a \quad (1.29)$$

$$e_b = p\psi_b - R_b i_b \quad (1.30)$$

$$e_c = p\psi_c - R_c i_c \quad (1.31)$$

Akı bağlantısı formülü “a” fazı için aşağıdaki gibidir ve diğer fazlar içinde benzer şekilde yazılabilir.

$$\psi_a = -l_{aa}i_a - l_{ab}i_b - l_{ac}i_c + l_{afd}i_{fd} + l_{akd}i_{kd} + l_{akq}i_{kq} \quad (1.32)$$

Üstteki denklemde negatif ifadelerin bulunma sebebi stator sargılarında akımların yönünden kaynaklanmaktadır [74]. Denklem (1.32)’de öz endüktansın l_{aa} maksimum değeri $\theta = 0^\circ$ olduğunda elde edilirken $\theta = 90^\circ$ olduğunda minimum değeri elde edilir. Denklem (1.32)’de karşılıklı endüktans l_{ab} , maksimum değeri $\theta = -30^\circ$ olduğunda elde ederken $\theta = 60^\circ$ olduğunda minimum değeri elde eder [74].

Statorun “a” fazının mmk’sı sinüsoidal ilerlediği harmoniklerin ihmal edildiği durumda d ve q ekseninde bu mmk ifade edilirse aşağıdaki sonuç elde edilir. Bu mmk değerleri tepe değerini ifade eder.

$$mmk_{ad} = N_a i_a \cos \theta \quad (1.33)$$

$$mmk_{aq} = -N_a i_a \sin \theta \quad (1.34)$$

d ve q eksenlerine mmk’nın indirgenmesi (mmk_{ad}, mmk_{aq}) bu eksenler için tanımlanmış bir hava boşluğu yapısının bulunmasındandır [74]. d ve q eksenleri için hava boşluğu akısı (ϕ_{gad}, ϕ_{gaq}) aşağıda verilmiştir.

$$\phi_{gad} = (N_a i_a \cos\theta) P_d \quad (1.35)$$

$$\phi_{gaq} = (-N_a i_a \sin\theta) P_q \quad (1.36)$$

Bu eşitliklerde,

P_d, P_q : Sırasıyla d ve q eksenleri için geçirgenlik katsayısıdır.

“a” fazı için toplam hava boşluğu akısı aşağıda verilmiştir.

$$\phi_{gaa} = \phi_{gad} \cos\theta - \phi_{gaq} \sin\theta \quad (1.37)$$

Bu eşitlikte,

ϕ_{gaa} : “a” fazı için toplam hava aralığı akısıdır.

d ve q eksenleri için verilen denklem (1.35) ve (1.36), denklem (1.37)’de yerine koyulursa aşağıdaki denklem elde edilir.

$$\phi_{gaa} = N_a i_a \left(\frac{P_d + P_q}{2} + \frac{P_d - P_q}{2} \cos 2\theta \right) \quad (1.38)$$

“a” fazının hava boşluğu akısından kaynaklanan öz endüktans aşağıda verilmiştir.

$$l_{gaa} = \frac{N_a \phi_{gaa}}{i_a} \quad (1.39)$$

Bu eşitlikte,

l_{gaa} : “a” fazı için hava aralığı öz endüktansdır.

ϕ_{gaa} denklem (1.39)’da yerine koyulursa aşağıdaki ifade elde edilir.

$$l_{gaa} = N_a^2 \left(\frac{P_d + P_q}{2} + \frac{P_d - P_q}{2} \cos 2\theta \right) = L_{g0} + L_{aa2} \cos 2\theta \quad (1.40)$$

“a” fazının toplam öz endüktans (l_{aa}) değeri hava aralığı endüktans (l_{gaa}) değeri ile kaçak endüktans (L_{al}) değerinin toplamıyla elde edilir bu ifade aşağıda verilmiştir.

$$l_{aa} = L_{al} + l_{gaa} = L_{al} + L_{g0} + L_{aa2} \cos 2\theta = L_{aa0} + L_{aa2} \cos 2\theta \quad (1.41)$$

Diğer fazlar için toplam öz endüktans değerleri aşağıda verilmiştir.

$$l_{bb} = L_{aa0} + L_{aa2} \cos 2\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (1.42)$$

$$l_{cc} = L_{aa0} + L_{aa2} \cos 2\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (1.43)$$

İki stator fazının (“a” ve “b”) karşılıklı hava aralığı akısı (ϕ_{gba}) kullanılarak karşılıklı endüktans değeri hesaplanır. Bu değer aşağıda verilmiştir.

$$\phi_{gba} = \phi_{gad} \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) - \phi_{gaq} \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (1.44)$$

Denklem (1.35) ve (1.36)’daki ϕ_{gad} ve ϕ_{gaq} ifadeleri üstteki denklemde yerine koyulursa aşağıdaki denklem elde edilir.

$$\phi_{gba} = N_a i_a \left(-\frac{P_d + P_q}{4} + \frac{P_d - P_q}{2} \cos\left(2\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \right) \quad (1.45)$$

Buradan iki faz için hava aralığı endüktansı (l_{gba}) aşağıdaki şekilde elde edilir.

$$l_{gba} = \frac{N_a \phi_{gba}}{i_a} \quad (1.46)$$

ϕ_{gba} üstteki denklemde yerine koyulursa aşağıdaki ifade elde edilir.

$$l_{gba} = -\frac{1}{2} L_{g0} + L_{ab2} \cos\left(2\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (1.47)$$

İki faz için karşılıklı endüktans buradan yazılacak olursa aşağıdaki denklem elde edilir.

$$\begin{aligned} l_{ab} = l_{ba} &= -L_{ab0} + L_{ab2} \cos\left(2\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ &= -L_{ab0} - L_{ab2} \cos\left(2\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{aligned} \quad (1.48)$$

Diğer fazlar için karşılıklı endüktans değerleri benzer şekilde elde edilir ve aşağıda verilmiştir.

$$l_{bc} = l_{cb} = -L_{ab0} - L_{ab2} \cos(2\theta - \pi) \quad (1.49)$$

$$l_{ca} = l_{ac} = -L_{ab0} - L_{ab2} \cos\left(2\theta - \frac{\pi}{3}\right) \quad (1.50)$$

Geçirgenlikteki benzer durum aynı ikinci harmonikleri oluşturduğundan L_{ab2} ile L_{aa2} birbirine eşittir. Ayrıca $L_{ab0} \cong L_{aa0}/2$ 'dir.

Stator ve rotor sargılarında oluşan karşılıklı endüktans için stator yuvalarının etkisi ihmal edildiğinde rotor ve stator arasındaki göreceli hareket endüktans değerini belirler [74]. Stator ve rotor sargıları arasında açı 90° ise akı bağlantısı olmaz ve karşılıklı endüktans 0 olur. Sargılar aynı hizada olduğunda maksimum endüktans değeri oluşur [74]. Statorun “a” fazı için rotorla oluşan karşılıklı endüktans değerleri aşağıda verilmiştir.

$$l_{afd} = L_{afd} \cos\theta \quad (1.51)$$

$$l_{akd} = L_{akd} \cos\theta \quad (1.52)$$

$$l_{akq} = -L_{akq} \sin\theta \quad (1.53)$$

Diğer fazlar için θ açısı 120° derece farkla denklemlerde yer alır. Stator için tüm endüktanslar hesaplandıktan sonra denklem (1.32)'de bu endüktanslar yerine koyulursa her faz için akıları aşağıdaki biçimde elde edilir.

$$\begin{aligned} \psi_a = & -i_a(L_{aa0} + L_{aa2} \cos 2\theta) + i_b \left(L_{ab0} + L_{aa2} \cos \left(2\theta + \frac{\pi}{3} \right) \right) \\ & + i_c \left(L_{ab0} + L_{aa2} \cos \left(2\theta - \frac{\pi}{3} \right) \right) + i_{fd} L_{afd} \cos\theta + i_{kd} L_{akd} \cos\theta \\ & - i_{kq} L_{akq} \sin\theta \end{aligned} \quad (1.54)$$

$$\begin{aligned} \psi_b = & i_a \left(L_{ab0} + L_{aa2} \cos \left(2\theta + \frac{\pi}{3} \right) \right) - i_b \left(L_{aa0} + L_{aa2} \cos 2 \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \right) \\ & + i_c \left(L_{ab0} + L_{aa2} \cos (2\theta - \pi) \right) + i_{fd} L_{afd} \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ & + i_{kd} L_{akd} \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) - i_{kq} L_{akq} \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \end{aligned} \quad (1.55)$$

$$\begin{aligned}
\psi_c = & i_a \left(L_{ab0} + L_{aa2} \cos \left(2\theta - \frac{\pi}{3} \right) \right) + i_b \left(L_{ab0} + L_{aa2} \cos(2\theta - \pi) \right) \\
& - i_c \left(L_{aa0} + L_{aa2} \cos 2 \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \right) + i_{fd} L_{afd} \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \\
& + i_{kd} L_{akd} \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) - i_{kq} L_{akq} \sin \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right)
\end{aligned} \tag{1.56}$$

Rotor devresi gerilim denklemleri aşağıda verilmiştir.

$$e_{fd} = p\psi_{fd} + R_{fd}i_{fd} \tag{1.57}$$

$$0 = p\psi_{kd} + R_{kd}i_{kd} \tag{1.58}$$

$$0 = p\psi_{kq} + R_{kq}i_{kq} \tag{1.59}$$

Rotor devrelerinde öz ve karşılıklı endüktans değerleri sabittir [74]. Rotor ve stator karşılıklı endüktansları denklem (1.51), (1.52) ve (1.53)'te hesaplanmıştır. Rotor devrelerinin akısı aşağıda verilmiştir.

$$\begin{aligned}
\psi_{fd} = & L_{ffd}i_{fd} + L_{fkd}i_{kd} - L_{afd} \left(i_a \cos \theta + i_b \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \right) \\
& + i_c \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right)
\end{aligned} \tag{1.60}$$

$$\begin{aligned}
\psi_{kd} = & L_{fkd}i_{fd} + L_{kkd}i_{kd} - L_{akd} \left(i_a \cos \theta + i_b \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \right) \\
& + i_c \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right)
\end{aligned} \tag{1.61}$$

$$\psi_{kq} = L_{kkq}i_{kq} + L_{akq} \left(i_a \sin \theta + i_b \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) + i_c \sin \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \right) \tag{1.62}$$

1.6.4. $dq0$ Dönüşümleri

Senkron makinede zamanla değişen endüktans değerlerinin çözümünü kolaylaştırmak için bu dönüşüm yapılır [74]. Statordaki faz akımları kullanılarak d ve q eksenini için oluşturulan akımlar aşağıda verilmiştir.

$$i_d = k_d(i_a \cos\theta + i_b \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) + i_c \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right)) \quad (1.63)$$

$$i_q = -k_q(i_a \sin\theta + i_b \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) + i_c \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right)) \quad (1.64)$$

Bu eşitliklerde,

k_d, k_q : İsteğe bağlı seçilen katsayıdır ve genellikle $\sqrt{2/3}$ alınır.

Çözümleme yapılabilmesi için d ve q bileşenlerinin yanında üçüncü bir bileşen gereklidir. Üç faz akımları üç bileşenle temsil edilirse üçüncü bileşen aşağıdaki şekilde tanımlanır.

$$i_0 = \frac{1}{3}(i_a + i_b + i_c) \quad (1.65)$$

Stator akı bağlantıları $dq0$ bileşenleri cinsinden aşağıdaki şekilde yazılır.

$$\psi_d = -(L_{aa0} + L_{ab0} + \frac{3}{2}L_{aa2})i_d + L_{afd}i_{fd} + L_{akd}i_{kd} \quad (1.66)$$

$$\psi_q = -(L_{aa0} + L_{ab0} - \frac{3}{2}L_{aa2})i_q + L_{akd}i_{kd} \quad (1.67)$$

$$\psi_0 = -(L_{aa0} - 2L_{ab0})i_0 \quad (1.68)$$

$dq0$ bileşenleri olarak endüktanslar aşağıdaki gibi tanımlanır.

$$L_d = L_{aa0} + L_{ab0} + \frac{3}{2}L_{aa2} \quad (1.69)$$

$$L_q = L_{aa0} + L_{ab0} - \frac{3}{2}L_{aa2} \quad (1.70)$$

$$L_0 = L_{aa0} - 2L_{ab0} \quad (1.71)$$

Bu eşitliklerde,

L_d, L_q, L_0 : Sırasıyla d, q ve sıfır bileşen için öz endüktansdır.

Akı bağlantısı denklemleri yeniden yazılırsa aşağıdaki gibi elde edilir.

$$\psi_d = -L_d i_d + L_{afd} i_{fd} + L_{akd} i_{kd} \quad (1.72)$$

$$\psi_q = -L_q i_q + L_{akd} i_{kd} \quad (1.73)$$

$$\psi_0 = -L_0 i_0 \quad (1.74)$$

Rotor akı bağlantıları $dq0$ bileşenleri cinsinden aşağıdaki şekilde yazılır.

$$\psi_{fd} = L_{ffd} i_{fd} + L_{fkd} i_{kd} - \frac{3}{2} L_{afd} i_d \quad (1.75)$$

$$\psi_{kd} = L_{fkd} i_{fd} + L_{kkd} i_{kd} - \frac{3}{2} L_{akd} i_d \quad (1.76)$$

$$\psi_{kq} = L_{kkq} i_{kq} - \frac{3}{2} L_{akq} i_q \quad (1.77)$$

Bu denklemlerdeki endüktanslar rotorun pozisyonundan bağımsızdır [74]. Armatür sıfır bileşen akımını da rotor akı bağlantısı denklemleri içermemektedir. Bu durum belirtilen akımın hava boşluğu boyunca net mmk üretmemesindedir [74].

$dq0$ bileşenlerine göre stator gerilim bağlantıları aşağıda verilmiştir.

$$e_d = p\psi_d - \psi_q p\theta - R_a i_d \quad (1.78)$$

$$e_q = p\psi_q + \psi_d p\theta - R_a i_q \quad (1.79)$$

$$e_0 = p\psi_0 - R_a i_0 \quad (1.80)$$

Üstteki denklemlerde $\psi_q p\theta$ ve $\psi_d p\theta$ hız gerilimleri (speed voltages), $p\psi_d$ ve $p\psi_q$ dönüşüm gerilimleri (transformer voltages) olarak tanımlanır [74]. Stator geriliminde baskın bileşen hız gerilimleridir. Kararlı durumlarda dönüşüm gerilimleri sıfıra eşittir. Dönüşüm gerilimleri geçici durumlarda etkilidir [74].

Elektriksel güç ve tork $dq0$ bileşenleri ile tanımlanabilir. Stator çıkışındaki üç faz ani güç değeri faz bileşenleri cinsinden aşağıda verilmiştir.

$$P_t = e_a i_a + e_b i_b + e_c i_c \quad (1.81)$$

$dq0$ bileşenleriyle ani güç hesabı aşağıda verilmiştir.

$$P_t = \frac{3}{2} (e_d i_d + e_q i_q + 2e_0 i_0) \quad (1.82)$$

Dengeli durumda e_0 ve i_0 sifira eşit olduğundan bu bileşen formülden çıkarılır. Denklem (1.78), (1.79) ve (1.80)'de ki ifadeler denklem (1.82)'de yerine koyularsa anlık güç için aşağıdaki ifade elde edilir.

$$P_t = \frac{3}{2}((i_d p \psi_d + i_q p \psi_q + 2i_0 p \psi_0) + (\psi_d i_q - \psi_q i_d) \omega_r - (i_d^2 + i_q^2 + 2i_0^2) R_a) \quad (1.83)$$

Bu eşitlikte,

$i_d p \psi_d + i_q p \psi_q + 2i_0 p \psi_0$: Armatür manyetik enerjisinin dönüşüm oranı,

$(\psi_d i_q - \psi_q i_d) \omega_r$: Hava boşluğunda güç transferi,

$(i_d^2 + i_q^2 + 2i_0^2) R_a$: Armatür direnç kaybıdır.

Elektromanyetik tork hava boşluğu boyunca aktarılan güç ifadesi kullanılarak aşağıdaki şekilde yazılabilir.

$$T_e = \frac{3}{2} (\psi_d i_q - \psi_q i_d) \frac{\omega_r}{\omega_{sm}} = \frac{3}{2} (\psi_d i_q - \psi_q i_d) \frac{P_{no}}{2} \quad (1.84)$$

Bir sinüs fonksiyonu iki farklı sinüs fonksiyonunun toplamı şeklinde ifade edilebileceğinden dolayı, stator sargılarından kaynaklanan mmk, rotora göre sabit olarak dağıtılmış iki mmk olarak ifade edilebilir [74]. Bu ifadeler d ve q eksenleri üzerinde gerçekleştirilir. i_q ve i_d akımlarından kaynaklanan mmk rotora göre sabittir ve sabit geçirgenlik yolu üzerinden hareket ettiğinden L_q ve L_d sabittir.

Dengeli koşullardaki kararlı durumda fazlarda bulunan akımlar tekrar aşağıdaki şekilde yazılır.

$$i_a = I_m \sin(\omega_s t + \phi) \quad (1.85)$$

$$i_b = I_m \sin(\omega_s t + \phi - \frac{2\pi}{3}) \quad (1.86)$$

$$i_c = I_m \sin(\omega_s t + \phi + \frac{2\pi}{3}) \quad (1.87)$$

$dq0$ bileşenleri kullanılarak üstteki faz akımları dönüştürülürse aşağıdaki ifade elde edilir.

$$i_d = I_m \sin(\omega_s t + \phi - \theta) \quad (1.88)$$

$$i_q = -I_m \cos(\omega_s t + \phi - \theta) \quad (1.89)$$

$$i_0 = 0 \quad (1.90)$$

Senkron hızda $\omega_s = \omega_r$ olduğundan aşağıdaki ifade yazılır.

$$\theta = \omega_s t = \omega_r t \quad (1.91)$$

Üstteki denklemden yola çıkılarak dq eksenindeki akım denklemleri tekrar yazılır.

$$i_d = I_m \sin(\phi) \quad (1.92)$$

$$i_q = -I_m \cos(\phi) \quad (1.93)$$

Üstteki denklemden görüldüğü üzere dq eksenindeki akımlar dengeli çalışmada sabit akımlar olarak ifade edilir ve doğru akım biçimindedir [74]. Burada “a”, “b”, “c” fazlarındaki alternatif akım dq ekseninde doğru akım olarak temsil edilmektedir [74]. $dq0$ dönüşümüyle stator nicelikleri rotor tarafında ifade edilmektedir [74]. Ayrıca, ters dönüşümle rotor nicelikleride statorda ifade edilebilir. Faz niceliklerini $dq0$ bileşenleri daha basit halde ele almayı aşağıdaki sebeplerden dolayı sağlar [74].

- Dinamik performans denklemler sabit endüktanslarla ifade edilir.
- Dengeli şartlarda sıfır durum bileşenleri yok sayılabilir.
- Dengeli koşullarda stator nicelikleri sabit değerlere sahiptir.

1.6.5. Senkron Makine Parametreleri

Senkron makinelerde endüktanslar arasında belli kabuller ve aşağıdaki gibi tanımlamalar yapılabilir.

$$L_{afd} = L_{fda} = L_{akd} = L_{kda} = L_{ad} \quad (1.94)$$

$$L_{akq} = L_{kqa} = L_{aq} \quad (1.95)$$

$$L_{fkd} = L_{kdf} \quad (1.96)$$

$$L_q = L_l + L_{aq} \quad (1.97)$$

Bu eşitliklerde,

L_{ad} , L_{aq} : Sırasıyla d ve q eksenini için karşılıklı endüktans,

L_l : d ve q eksenini için kaçak endüktansdır.

Burada iki tane q ekseninde amortisör devresi (kq yerine $1q, 2q$) ve bir tane d ekseninde amortisör devresi (kd yerine $1d$) olduğu kabul edilir buna göre denklemler birim değer cinsinden düzenlenir ve aşağıdaki ifadeler elde edilir.

Stator gerilimleri birim değer cinsinden aşağıda verilmiştir.

$$e_d = p\psi_d - \psi_q\omega_r - R_a i_d \quad (1.98)$$

$$e_q = p\psi_q + \psi_d\omega_r - R_a i_q \quad (1.99)$$

$$e_0 = p\psi_0 - R_a i_0 \quad (1.100)$$

Rotor gerilimleri birim değer cinsinden aşağıda verilmiştir.

$$e_{fd} = p\psi_{fd} + R_{fd} i_{fd} \quad (1.101)$$

$$0 = p\psi_{1d} + R_{1d} i_{1d} \quad (1.102)$$

$$0 = p\psi_{1q} + R_{1q} i_{1q} \quad (1.103)$$

$$0 = p\psi_{2q} + R_{2q} i_{2q} \quad (1.104)$$

Stator akı bağlantısı birim değer cinsinden aşağıda verilmiştir.

$$\psi_d = -(L_{ad} + L_l)i_d + L_{ad}i_{fd} + L_{ad}i_{1d} \quad (1.105)$$

$$\psi_q = -(L_{aq} + L_l)i_q + L_{aq}i_{1q} + L_{aq}i_{2q} \quad (1.106)$$

$$\psi_0 = -L_0 i_d \quad (1.107)$$

Rotor akı bağlantısı birim değer cinsinden aşağıda verilmiştir.

$$\psi_{fd} = L_{ffd}i_{fd} + L_{fld}i_{1d} - L_{ad}i_d \quad (1.108)$$

$$\psi_{1d} = L_{fld}i_{fd} + L_{11d}i_{1d} - L_{ad}i_d \quad (1.109)$$

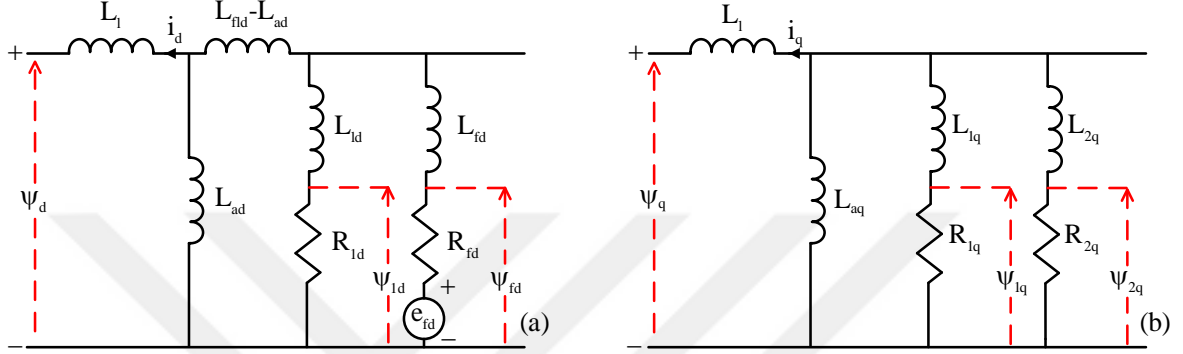
$$\psi_{1q} = L_{11q}i_{1q} + L_{aq}i_{2q} - L_{aq}i_q \quad (1.110)$$

$$\psi_{2q} = L_{aq}i_{1q} + L_{22q}i_{2q} - L_{aq}i_q \quad (1.111)$$

Hava aralığı torku birim değer cinsinden aşağıda verilmiştir.

$$T_e = \psi_d i_q - \psi_q i_d \quad (1.112)$$

Senkron makine d ve q eksenini eşdeğer devreleri için aşağıdaki şekilde verilir.



Şekil 1.15. Senkron makinenin (a) d ve (b) q eşdeğer devreleri [74].

Aşağıda senkron makinenin geçici ve alt geçici endüktans değerleri için denklemler verilmiştir. Bu denklemler elde edilirken $L_{fld} = L_{ad}$ kabul edilmiştir.

$$L'_d = L_l + \frac{L_{ad}L_{fd}}{L_{aq}L_{fq}} \quad (1.113)$$

$$L''_d = L_l + \frac{L_{aa}L_{fd}L_{1d}}{L_{ad}L_{fd} + L_{ad}L_{1d} + L_{fd}L_{1d}} \quad (1.114)$$

$$L'_q = L_l + \frac{L_{aq}L_{1q}}{L_{aq}L_{1q}} \quad (1.115)$$

$$L''_q = L_l + \frac{L_{aq}L_{1q}L_{2q}}{L_{aq}L_{1q} + L_{aq}L_{2q} + L_{1q}L_{2q}} \quad (1.116)$$

d ve q ekseninde geçici ve alt geçici kısa devre zaman sabitleri (T'_d, T''_d, T'_q ve T''_q) içinde Şekil 1.15'te verilen devredeki endüktanslar kullanılarak geçici ve alt geçici endüktanslar gibi denklemlerle ifade edilebilir.

Çıkık kutuplu senkron makinelerde amortisör sargısı q eksenindeki tek rotor devresidir. Bu sebeple tek q eksenli rotor devresi oluşturulur. Geçici ve kararlı durum

koşulları arasında ayırım yapılmaz yani L'_q, T'_q ifadeleri çıkık kutuplu senkron makinenin parametreleri arasında kullanılmaz [74].

Bir endüktans (L) için açısal hızdan (ω) yararlanarak reaktans (X) değeri aşağıdaki biçimde ifade edilir.

$$X = \omega L \quad (1.117)$$

Senkron makine parametrelerinin büyüklükleri reaktans ve kısa devre zaman sabitleri için aşağıdaki biçimde sıralanabilir [74].

$$X_d \geq X_q > X'_q \geq X'_d > X''_q \geq X''_d \quad (1.118)$$

$$T'_d > T''_d, T'_q > T''_q \quad (1.119)$$

Senkron makine parametrelerinin kararlı ve geçici durumlarda ne anlam ifade ettiği ilerleyen bölümlerde detaylı olarak açıklanmıştır.

1.6.6. Kararlı Durum

Kararlı durumda senkron makine denklemlerinde zamanın türevi ve sıfır bileşen elemanlar yok olur. Ayrıca $\omega_r = \omega_s = 1$ durumundadır. Stator akımlarından kaynaklanan dönen manyetik alan rotora göre sabit olduğundan amortisör akımları (i_{1d}, i_{1q}, i_{2q}) sıfırdır [74]. Amortisörler kapalı devreler olduğundan uygulanan gerilim bulunmamaktadır ve stator sargıları nedeniyle manyetik alan değiştiğinde burada akım endüklenir. Bahsi geçen durumlar göz önüne alındığında birim değer cinsinden senkron makine denklemleri aşağı duruma gelir.

$$e_d = -\psi_q \omega_r - R_a i_d \quad (1.120)$$

$$e_q = \psi_d \omega_r - R_a i_q \quad (1.121)$$

$$e_{fd} = R_{fd} i_{fd} \quad (1.122)$$

$$\psi_d = -L_d i_d + L_{ad} i_{fd} \quad (1.123)$$

$$\psi_q = -L_q i_q \quad (1.124)$$

$$\psi_{fd} = L_{ffd} i_{fd} - L_{ad} i_d \quad (1.125)$$

$$\psi_{1d} = L_{f1d}i_{fd} - L_{ad}i_d \quad (1.126)$$

$$\psi_{1q} = \psi_{2q} = -L_{aq}i_q \quad (1.127)$$

Fazör gösterim için dengeli şartlardaki stator gerilimleri aşağıdaki şekilde yazılabilir.

$$e_a = E_m \cos(\omega_s t + a) \quad (1.128)$$

$$e_b = E_m \cos\left(\omega_s t - \frac{2\pi}{3} + a\right) \quad (1.129)$$

$$e_c = E_m \cos\left(\omega_s t + \frac{2\pi}{3} + a\right) \quad (1.130)$$

Bu eşitliklerde,

a : Zaman eksene göre “ a ” faz açısıdır.

dq dönüşümü yapılırsa faz gerilimleri için aşağıdaki ifade elde edilir.

$$e_d = E_m \cos(\omega_s t + a - \theta) \quad (1.131)$$

$$e_q = E_m \sin(\omega_s t + a - \theta) \quad (1.132)$$

$$\theta = \omega_r t + \theta_0 \quad (1.133)$$

θ_0 : θ açısının $t = 0$ 'daki değeridir.

Senkron hızda kararlı durumda $\omega_r = \omega_s$ olduğundan dq ekseninde gerilim için denklemler RMS olarak aşağıdaki şekilde yazılır.

$$e_d = E_t \cos(a - \theta_0) \quad (1.134)$$

$$e_q = E_t \sin(a - \theta_0) \quad (1.135)$$

Bu eşitliklerde,

$a - \theta_0$: E_t ile d eksenindeki açıdır.

Buradan E_t ve dq eksenindeki gerilimler aşağıdaki şekilde ifade edilebilir.

$$\tilde{E}_t = e_d + je_q \quad (1.136)$$

$$e_d = E_t \sin \delta_i \quad (1.137)$$

$$e_q = E_t \cos \delta_i \quad (1.138)$$

Bu eşitliklerde,

δ_i : E_t ile q eksenini arasındaki açıdır.

Armatür terminalindeki akımın RMS ile dq ekseninde akımlar yazılırsa aşağıdaki denklem elde edilir.

$$\tilde{I}_t = i_d + ji_q \quad (1.139)$$

$$i_d = I_t \sin(\delta_i + \varphi) \quad (1.140)$$

$$i_q = I_t \cos(\delta_i + \varphi) \quad (1.141)$$

Bu eşitliklerde,

φ : E_t ile I_t arasındaki güç faktörü açısıdır.

Akım ve gerilim için yukarıda verilen denklemler dq eksenindeki akımlarla alternatif akım denklemleri arasındaki fazör bağlantısını sağlar [74].

dq eksenindeki gerilimler denklem (1.120), (1.121) ve (1.123) ve (1.124) kullanılarak aşağıdaki şekilde ifade edilir.

$$e_d = -\psi_q \omega_r - R_a i_d = L_q i_q \omega_r - R_a i_d = X_q i_q - R_a i_d \quad (1.142)$$

$$e_q = \psi_d \omega_r - R_a i_q = (L_d i_d + L_{ad} i_{fd}) \omega_r - R_a i_q = -X_d i_d + X_{ad} i_{fd} - R_a i_q \quad (1.143)$$

Bu eşitliklerde,

X_d, X_q : Sırasıyla d ve q eksenlerinin senkron reaktanslarıdır.

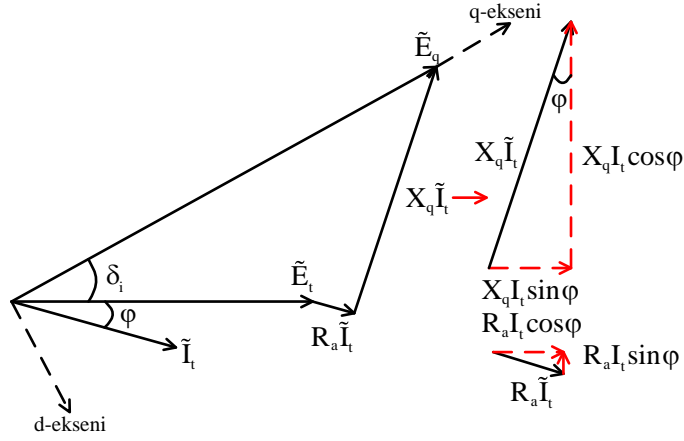
E_q gerilimi aşağıdaki gibi tanımlanarak fazör diyagram elde edilebilir.

$$\tilde{E}_q = \tilde{E}_t + (R_a + jX_q)I_t = (e_d + je_q) + (R_a + jX_q)(i_d + ji_q) \quad (1.144)$$

Denklem (1.142) ve (1.143) e_d, e_q denklem (1.144)'te yerine koyulursa aşağıdaki denklem elde edilir.

$$\tilde{E}_q = j(X_{ad} i_{fd} - (X_d + X_q) i_d) \quad (1.145)$$

Buradaki denklemlerden yararlanılarak fazör diyagram Şekil 1.16'daki gibi çizilir.



Şekil 1.16. dq ekseninde gerilim akım ilişkisi [74].

Fazör diyagramdan yararlanarak δ_i açısı aşağıda biçimde elde edilir.

$$\delta_i = \tan^{-1} \left(\frac{X_q I_t \cos \varphi - R_a I_t \sin \varphi}{E_t + R_a I_t \cos \varphi + X_q I_t \sin \varphi} \right) \quad (1.146)$$

Senkron makine yüksüz durumda çalışırsa i_d ve i_q sıfırdır. Bu durumda E_t gerilimi aşağıdaki şekilde olur.

$$\tilde{E}_t = jX_{ad} i_{fd} \quad (1.147)$$

E_t geriliminin d ekseninde birleşeni bu durumda olmaz ve δ_i sıfır olur. δ_i açısı makine yüklendikçe artar bu açığa rotor açısı, yük açısı ya da güç açısı denir [74]. δ_i rotor ve stator manyetik alanları arasındaki açığa bağlıdır.

$$\delta_i = 90^\circ - (a - \theta_0) \quad (1.148)$$

Senkron makinede çıkıklık ihmal edildiğinde d ve q eksenli reaktansları eşit kabul edilebilir ve aşağıdaki denklemler tanımlanabilir. Çıkık kutuplu senkron makinede d ve q reaktansları eşit değildir [74].

$$X_d = X_q = X_s \quad (1.149)$$

Bu eşitlikte,

X_s : Senkron reaktanstır.

E_q geriliminin büyüklüğü uyarma devresini temsil eder. E_q ve yuvarlak rotor senkron makinesinin devre denklemi aşağıdaki biçimde yazılır.

$$E_q = X_{ad}i_{fd} \quad (1.150)$$

$$\tilde{E}_q = \tilde{E}_t + (R_a + jX_s)\tilde{I}_t \quad (1.151)$$

Kararlı durumda aktif ve reaktif güç hesaplamaları aşağıda verilmiştir.

$$S = \tilde{E}_t \tilde{I}_t^* = (e_d + je_q)(i_d - ji_q) \quad (1.152)$$

$$S = (e_d i_d + e_q i_q) + j(e_q i_d - e_d i_q) = P_t + jQ_t \quad (1.153)$$

Kararlı durum torku aşağıdaki şekilde elde edilir.

$$T_e = \psi_d i_q - \psi_q i_d = (e_d i_d + e_q i_q) + R_a(i_d^2 + i_q^2) = P_t + R_a I_t^2 \quad (1.154)$$

Kararlı durumda terminal akımı (I_t) ve güç faktörü (φ) için güç ve gerilim değerleri kullanılarak yapılabilecek hesaplama aşağıda verilmiştir.

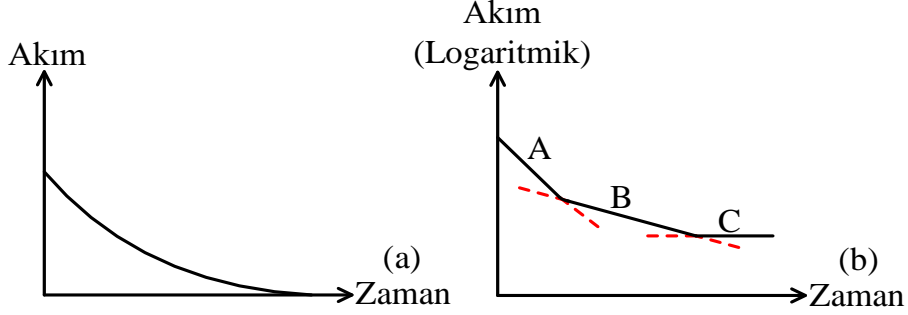
$$I_t = \frac{\sqrt{P_t^2 + Q_t^2}}{E_t} \quad (1.155)$$

$$\varphi = \cos^{-1}\left(\frac{P_t}{E_t I_t}\right) \quad (1.156)$$

1.6.7. Geçici Durum

Senkron makinenin geçici durumda sergilediği davranış, alternatif gerilim kaynağına bağlı seri RL empedansının kaynak ile arasında anahtar bulunduğu devreyle açıklanabilir. Burada etkili olan davranış L/R olarak tanımlanan zaman sabitiyle tek yönlü akımın değişiklik göstermesi ($e^{-t(R/L)}$) yani RL devresinde akımın çok ani biçimde

değişmemesidir. Bunun yanında kaynağın sağladığı alternatif akımlı bileşeninde olması senkron makinenin geçici durumda sergilediği davranışın anlaşılmasını sağlar [74].



Şekil 1.17. (a) DA akım ve (b) logaritmik ölçekte AA akım bileşeni [75].

Bir senkron makinede üç faz kısa devre arızası meydana gelirse Şekil 1.17’de oluşan akım zaman grafikleri meydana gelir. Burada RL devresinde olduğu gibi iki bileşen bulunur. Bunlar birkaç döngüde bozulan tek yönlü bileşen (unidirectional component) ve temel frekans bileşenidir (a fundamental frequency component) [74]. Bu bileşenler sırasıyla DA ve AA bileşen olarak da literatürde geçmektedir [75].

Şekil 1.17 (b)’de senkron makinenin tek fazındaki akım, DA bileşen çıkartılarak daha rahat anlaşılması için üç bölgeye ayrılmış ve logaritmik ölçekte verilmiştir. Bu bölgeler alt geçici (A), geçici (B) ve sürekli durum (C) olarak adlandırılır. Şekilde görüldüğü üzere senkron makinede oluşan akımlardan AA bileşenin genliği sürekli durum bölgesi dışında sabit değildir. Bunun sebebi, iç gerilimin rotor akı bağlantılarının fonksiyonu olmasından yani geçici durumda sabit olmayışındandır [74]. Alt geçici bölgede AA bileşenin hızlı bozulması alt geçici devreleri birbirine bağlayan akının hızlı azalmasından kaynaklanmaktadır [74]. Şekil 1.17 (a)’da verilen DA akım bileşeni de senkron makinenin tek fazı için gösterilmiştir. DA birleşenin bozulması armatür zaman sabitiyle gerçekleşir [74]. Bu zaman sabiti RL devresinde olduğu gibi efektif armatür endüktansının armatür direncine oranına eşittir [74].

Herhangi bir geçici durumda akımlar faz ya da $dq0$ bileşenleri kullanılarak hesaplanabilir [74]. Geçici durumu rahat analiz edebilmek için AA ve DA bileşenler ayrı ayrı ele alınabilir [74]. Bölüm 1.6.4’te verilen $dq0$ gerilimlerinden aşağıdaki denklemlerde DA kısmı ayırmak için dönüşüm gerilimi ($p\psi_d, p\psi_q$) çıkarılır. Burada geriye kalan ifade de bozucu bir etkiyle akının (ψ_d, ψ_q) değiştiği varsayılarak analiz kolaylaştırılır [74].

$$e_d = p\psi_d - \psi_q\omega_r - R_a i_d \quad (1.157)$$

$$e_q = p\psi_q + \psi_d\omega_r - R_a i_q \quad (1.158)$$

1.6.8. Salınım Denklemleri

Güç sistemlerinde kararlılık analizleri gerçekleştirmek ve analizin ne anlama geldiğini anlamak için salınım denklemleri çok önemlidir. Normal şartlarda rotor ekseninin göreceli pozisyonu ve elde edilen manyetik alan ekseninin pozisyonu sabittir. Burada olan pozisyonlar arasındaki açı önceden de bahsi geçtiği üzere güç açısıdır (δ). Bozucu bir etki meydana geldiğinde rotorda hızlanma ya da yavaşlama şeklinde bir göreceli hareket başlar. Bu hareket salınım denklemleriyle ifade edilir. Bozucu etki geçer ve sistem salınarak rotor senkronizasyon hızına geri dönerse kararlılık durumu sağlanır. Bozucu etki giderildikten sonra sistemde net güç değişikliği meydana gelmezse rotor önceki pozisyonuna geri döner fakat net güçte değişiklik olursa yeni bir rotor açısı meydana gelir [76].

Güç sisteminde kararlı durumda elektromanyetik (T_e) ve mekanik (T_m) tork eşittir. Sistemde torklar arasında dengesizlik meydana geldiğinde aşağıdaki denklem ortaya çıkar.

$$T_a = T_m - T_e \quad (1.159)$$

Bu eşitlikte,

T_a : İvmelenme torkudur (N.m).

Mekanik tork elektromanyetik torktan daha fazlaysa senkron makinede hızlanma meydana gelirken tersi durumda makinede yavaşlama meydana gelir.

$$J \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad (1.160)$$

Bu eşitlikte,

J : Generatör ve türbinin birleşik atalet momenti ($kg \cdot m^2$),

θ_m : Stator eksenindeki sabit referans eksenine göre rotorun açısal yer değişimidir.

Açısal yer değiştirme (θ_m) aşağıdaki şekilde tanımlanabilir.

$$\theta_m = \omega_{sm}t + \delta_m \quad (1.161)$$

Bu eşitlikte,

ω_{sm} : Sabit açısal hız,

δ_m : Bozucu etkiden önce $t = 0$ anındaki mekanik rotor pozisyonudur.

Denklem (1.161)'in türevi alınırsa rotor açısal hızı elde edilir.

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (1.162)$$

Denklem (1.162)'nin türevi tekrar alınarak rotor hızlanması aşağıdaki gibi elde edilir.

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (1.163)$$

Denklem (1.163), denklem (1.160)'da yerine koyulursa aşağıdaki denklem elde edilir.

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_m - T_e - K_D \frac{d\delta}{dt} \quad (1.164)$$

Bu eşitlikte,

K_D : Sönümlenme katsayısıdır (tork pu/hız sapması pu).

Bu denklemde sönümlenme torku ihmal edilirse aşağıdaki denklem elde edilir.

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad (1.165)$$

Üstteki denklemin iki tarafı da ω_m ile çarpılırsa güç farkı için aşağıdaki şekilde salınım denklemini elde edilir.

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \omega_m T_m - \omega_m T_e = P_m - P_e \quad (1.166)$$

Bu eşitlikte,

M : Atalet sabiti dönen kütleinin kinetik enerjisi ile bağlantılıdır.

Burada elde edilen denklem geçici etki boyunca rotor açısındaki salınımı temsil ettiğinden salınım denklemi (swing equation) olarak adlandırılır [74]. Bu denklemdeki atalet sabiti aşağıdaki şekilde elde edilir.

$$M = \frac{2W_k}{\omega_{sm}} \quad (1.167)$$

Bu eşitlikte,

W_k : Döner kütleinin kinetik enerjisidir.

Elektriksel açısal hız ile güç açısı ve mekanik açısal hız ile güç açısı arasındaki ilişki aşağıda verilmiştir.

$$\delta_e = \frac{P_{no}}{2} \delta_m, \omega_e = \frac{P_{no}}{2} \omega_m \quad (1.168)$$

Salınım denkleminin elektriksel güç açısından denklemi aşağıdaki şekilde yazılır.

$$\frac{2}{P_{no}} M \frac{d^2 \delta_e}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.169)$$

Kinetik enerji baz güç değere bölünerek birim değer cinsinden atalet sabiti (H) elde edilir.

$$H = \frac{W_k}{S_B} \quad (1.170)$$

Birim değer cinsinden salınım denklemi elektriksel güç açısı kullanılarak aşağıdaki şekilde yazılabilir. Alttaiki denklemde güçlerde birim değer cinsinden kabul edilir.

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta_e}{dt^2} = P_m - P_e \quad (1.171)$$

1.7. Yük Modeli

Güç sistemlerinde kararlılık çalışmaları için yükün karakteristiği önemli bir yere sahiptir. Yüklerin gösterdiği özellik herhangi bir konumda eşit olarak dağılmaz. Modelleme yapılırken bu durum basitleştirilerek yükler belirli noktalarda bir bütün olarak kabul edilir. Güç sistemlerinde yüklerin yapısıyla yük miktarı zamana, mevsime ve sıcaklığa göre değişiklik gösterir [74]. Yük modelleri genel olarak statik ve dinamik biçiminde ikiye ayrılabilir.

Dünyanın pek çok yerinde farklı iletim ve dağıtım operatörleri ile yapılan anket sonucunda güç sistemleri kararlılığı için statik yük modellerinin %70 civarında baskın olarak kullanıldığı görülmektedir [73]. Bu ankette statik yük modelinde aktif ve reaktif güçler için farklı ülkelerde farklı yük tiplerinin kullanıldığı göze çarpmaktadır. Akademik çalışmalarda da güç sistemleri kararlılığı için statik yük kullanımının yaygın olduğu görülmektedir. Bir yük modeli ile analizler yapılacağı zaman bu model fiziksel yorumlamaya izin verecek sadelikte ve yük tepkilerinin tanımlanabileceği biçimde olmalıdır [77]. Bu sebeple tezde statik yük modeli için analizlerin gerçekleştirilmesi tercih edilmiş ve bu bölümde statik yük modeli ele alınmıştır.

Statik yük modeli bağlı olduğu baradaki gerilim büyüklüğü ve frekansın cebirsel fonksiyonu olarak ifade edilir [74]. Aktif ve reaktif güç birleşenleri ayrı olarak ele alınabilir [74]. Statik yüklerin gerilim bağımlılığının matematiksel modeli aşağıda verilmiştir. Bu model üstel yük modeli olarak da ifade edilir.

$$P = P_0(\bar{V})^a, Q = Q_0(\bar{V})^b \quad (1.172)$$

$$\bar{V} = V/V_0 \quad (1.173)$$

a ve b parametreleri sabit güç, akım ya da empedans için sırasıyla 0, 1, 2 değerleriyle temsil edilir. Yük kompozit ise buradaki parametreler yükün özelliğine göre ara değerleri alabilir. a ve b parametreleri $V = V_0$ durumunda sırasıyla dP/dV ve dQ/dV eğimlerine neredeyse eşittir [74]. Kompozit modelde genellikle a parametresi 0.5 ile 1.8, b parametresi 1.5 ile 6 arasında seçilir [74]. Yük modeline frekansın etkisi ise aşağıda verildiği gibi yansıtılır.

$$P = P_0(\bar{V})^a(1 + K_{pf}\Delta f) \quad (1.174)$$

$$Q = Q_0(\bar{V})^b(1 + K_{qf}\Delta f) \quad (1.175)$$

Üstel yük modeline alternatif olarak bu çalışmada da kullanılan polinomial yük modelidir. Bu yük modeli aynı zamanda ZIP yük modeli olarak da bilinmektedir. Aşağıda bu yük modelinin matematiksel ifadesi verilmiştir.

$$P = P_0[Z_p\bar{V}^2 + I_p\bar{V} + P_p](1 + K_{pf}\Delta f) \quad (1.176)$$

$$Q = Q_0[Z_q\bar{V}^2 + I_q\bar{V} + P_q](1 + K_{qf}\Delta f) \quad (1.177)$$

ZIP yük modelinin denklemlerinde görüldüğü üzere bu şekilde modellenen yükler temel olarak üç yük tipinin birleşiminden oluşmaktadır. Bu yük tipleri modelin harflerinde de anlaşıldığı üzere sabit empedans (Z), sabit akım (I) ve sabit güç (P) yapısındadır. Bu modelde de yükün frekansa etkisi üstel yük modelindeki gibi temsil edilir ve genellikle ihmal edilir. Ayrıca modelde gerilimlerin katsayıları toplamı bir ($Z + I + P = 1$) değerindedir [78].

ZIP yük modelinde sabit empedans ile akkor telli ışık kaynakları ve rezistanstan oluşan ısıtıcılar; sabit akım ile indüksiyon motorları; sabit güç ile değişken frekanslı sürücü yükleri gibi elemanlar temsil edilebilir [78]. ZIP modelinin farklı yük tiplerini tanımlama yeteneği sayesinde yerleşim yeri, ticarethane ve endüstriyel yerlerdeki yükler modellenebilir. Yapılan [78] çalışmasında şebekeye bağlı yük tanımlamaları genel olarak kabul edilebilir ve bu tanımlamalar Tablo 1.7’de gösterilmiştir.

Tablo 1.7. Yük tipleri ve bileşenleri [78].

Yük Tipi	Yük Bileşenleri				
Endüstriyel	Motor	Aydınlatma	Otomasyon Sistemleri (OS)		
Ticari ve Diğerleri	Motor	Aydınlatma	Isıtma	Elektronik	Pişirme
Yerleşim	Isıtma	Aydınlatma	Elektronik	Cihazlar	
Tarım	Motor	Elektronik	Isıtma		

Ticari ve Diğerleri yük tipiyle Yerleşim yük tipinde Tablo 1.7’de belirtilmeyen farklı etkenler çok düşük oranda da olsa çalışma [78]’de göz önünde tutularak yük bileşenleri

modellenmiştir. Tablo 1.7’de görülen yük tipleri ve bileşenleri oransal olarak ülkeden ülkeye farklılık gösterse de genel sınıflandırma için uygundur.

Tablo 1.7’de verilen bir yük tipi için ZIP parametreleri, yük bileşenlerinin ZIP değerleri ve bileşen oranlarından hesaplanır. Aşağıda örnek için Endüstriyel yük tipi hesaplama yöntemi matematiksel olarak verilmiştir [78].

$$\begin{aligned} \text{Endüstriyel}(Z_p, I_p, P_p) &= \%Motor * (Z_p, I_p, P_p) \\ &+ \%Aydınlatma * (Z_p, I_p, P_p) + \%OS * (Z_p, I_p, P_p) \end{aligned} \quad (1.178)$$

$$\begin{aligned} Q_{0,\text{Endüstriyel}} &= \%Motor * Q_{0,\text{Motor}} + \%Aydınlatma * Q_{0,\text{Aydınlatma}} \\ &+ \%OS * Q_{0,\text{OS}} \end{aligned} \quad (1.179)$$

$$\begin{aligned} \text{Endüstriyel}(Z_q, I_q, P_q) &= \frac{1}{Q_{0,\text{Endüstriyel}}} [\%Motor * (Z_q, I_q, P_q) * Q_{0,\text{Motor}} \\ &+ \%Aydınlatma * (Z_q, I_q, P_q) * Q_{0,\text{Aydınlatma}} + \%OS * (Z_q, I_q, P_q) \\ &* Q_{0,\text{OS}}] \end{aligned} \quad (1.180)$$

Denklemden verilen %Motor, %Aydınlatma vb. ifadeler o bileşenin yük içindeki güç bakımından oranını temsil eder. Burada P_0 , değeri biliniyor ve sabit kabul edilirken Q_0 , aktif güç değeri (P_0) ve yükün tipine (güç faktörüne) göre belirlenir. Örneğin aktif güç P_0 ve güç faktörü $\cos(\varphi)$ ise reaktif güç $Q_0 = P_0 / \tan(\varphi)$ şeklinde hesaplanır.

1.8. Fotovoltaik Santraller ve Batarya Enerji Depolama Sistemlerinin Dinamik Modelleri

PV santrallerde birçok PV dizisi bulunur. PV dizilerine güneş radyasyonu çarptığında bu dizilerden elektron koparır bu durum doğru akım şeklinde elektrik üretimini meydana getirir. PV dizilerde meydana gelen güç üretimi ve akımın gerilimle ilişkisi doğrusal olmayan biçimde değişmektedir. PV diziden üretilen güç buraya çarpan güneş radyasyonu ve sıcaklığa bağlıdır. Bu iki etmenden güneş radyasyonu PV dizisinden üretilen güçte daha etkilidir [21].

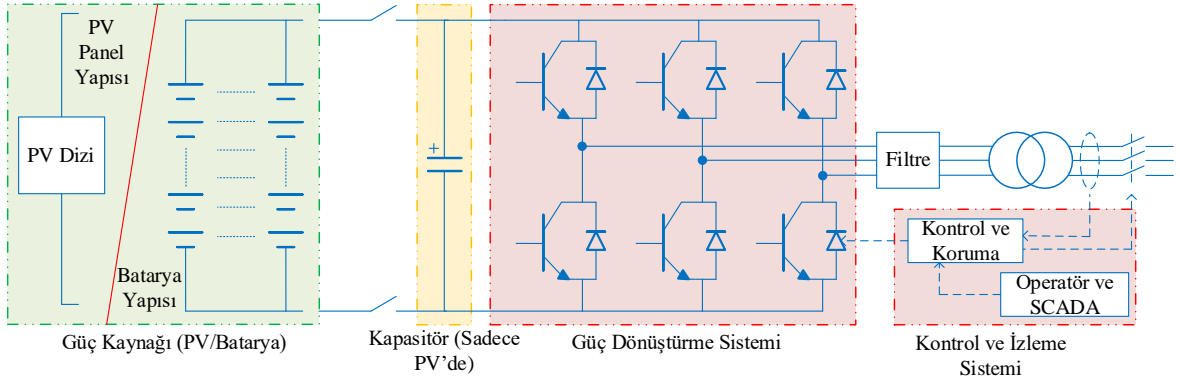
BESS yapılarında birçok batarya hücre dizisi bulunur. Bu diziler paralel ve seri bağlanarak kullanılır. Bu diziyeye batarya izleme devresi, batarya denge devresi, iletişim arayüzleri ve ısı yönetim cihazları bağlanır [79].

BESS biriminin şarj durumuna (SOC) göre aktif güç çıkışı ya da girişi düzenlenir. SOC bataryanın nominal kapasitesinin yüzdesi olarak ifade edilir ve enerji durumunu yansıtır. Büyük güç sistemlerinde BESS birimlerinin enerjisi MWh birimiyle ifade edilir. BESS biriminin ömrünün uzatılması ve optimizasyonunun sağlanması için SOC değerleri genellikle minimum %20 maksimum %80 olarak kullanılır [79].

BESS birimlerinin aktif ve reaktif güç işletmesi dört farklı biçimde gerçekleştirilebilir. Bu sayede hem otomatik üretim kontroline katılım sağlanırken hem de reaktif güç ile gerilim desteği farklı şekillerde sağlanabilir [79]. Bu işletme çeşitleri aşağıda verilmiştir.

$$\begin{array}{cccc} P > 0 & P < 0 & P < 0 & P > 0 \\ Q > 0' & Q > 0' & Q < 0' & Q < 0 \end{array} \quad (1.181)$$

PV santraller ve BESS birimlerinde üretilen doğru akım eviriciler aracılığıyla alternatif akıma çevrilir. Bu noktada PV santrallerin gerilim kontrolünün sağlanabilmesi için kondansatörle invertör bağlantıları gerçekleştirilebilir [80]. Daha sonra transformatör aracılığıyla güç sistemine bağlanır. Bu yapıların bağlantı ve kontrol şeması Şekil 1.18'de verilmiştir.



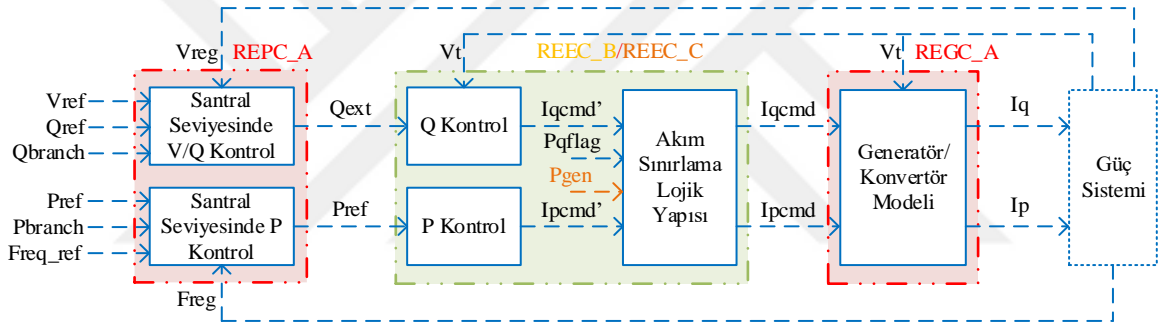
Şekil 1.18. PV santral ve BESS biriminin güç sistemiyle bağlantı şeması [80].

PV santrallerin ve BESS birimlerinin senkron makinelerden farklı olması yani evirici aracılığıyla güç sistemine bağlanması bazı farklılıkları ortaya çıkarır. Evirici bulunan üretim kaynaklarında atalet momenti eksikliği ve frekans tepkisinin olmaması gibi özelliklerin olumsuz etkiler oluşturduğundan başlangıçta bahsedilmiştir. Ayrıca evirici bulunan üretim kaynaklarında arıza anında ve hemen sonrasında kısa süreli gerilim artış yatkinliğinden da

söz edilmiştir. Olumsuz etkilerinin yanı sıra evirici bulunan yapıların çok hızlı tepki verebilmesi ve bu sayede farklı kontrol yöntemlerinin efektif olarak kullanılması sistem yapısına avantaj sağlamaktadır.

PV santraller ve BESS birimlerinin güç sistemlerine entegre edilirken farklı kontrol yapıları ve seçenekleri bulunur. Bu kontrol yapıları ile seçeneklerinin benzetim çalışmalarında kullanılabilmesi ve üretim kaynaklarının temsili için birçok özelliği barındıracak şekilde Western Electricity Coordinating Council (WECC) tarafından modüller tasarlanmıştır. Bu çalışmada WECC tarafından tasarlanan modüller kullanılarak PV santrallerin ve BESS yapılarının güç sistemine entegrasyonu gerçekleştirilmiştir.

PV santral ve BESS birimi için kullanılacak WECC modülleri ve bu modüllerin bağlantıları Şekil 1.19'da verilmiştir.



Şekil 1.19. PV santral ve BESS biriminin dinamik kontrol şeması [81].

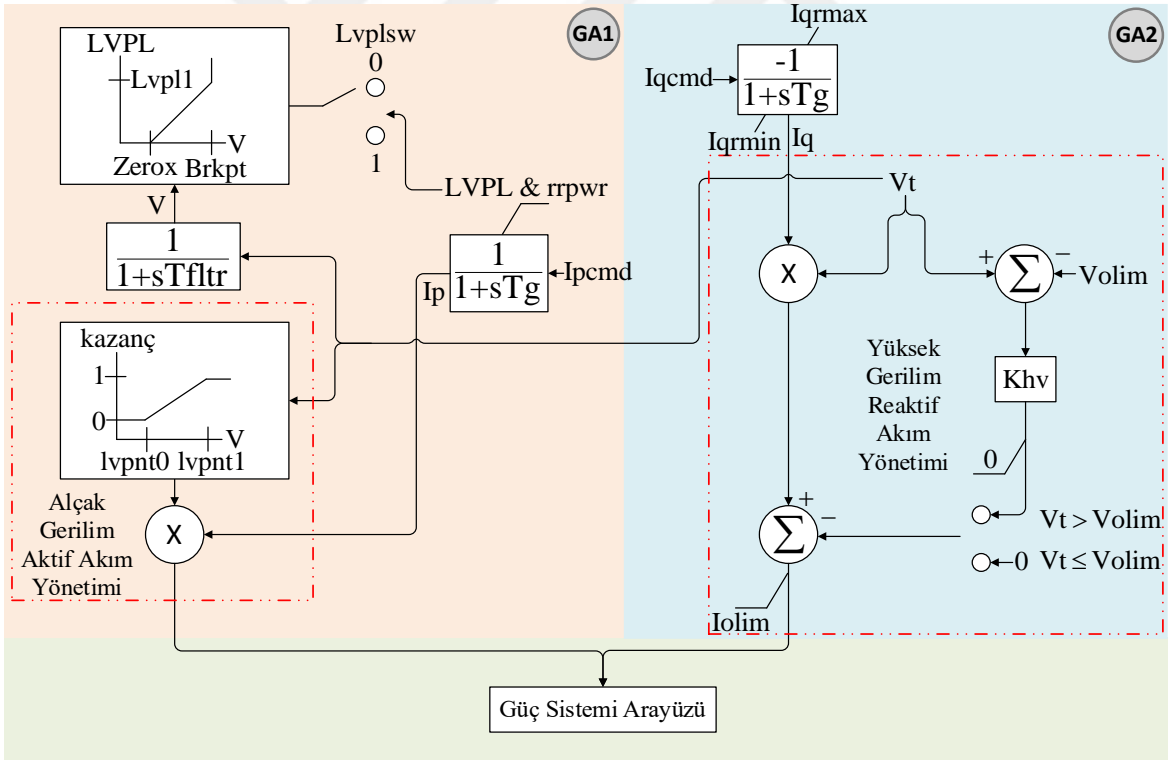
WECC tarafından tasarlanan modüller belirli özelliklere sahiptir ve bu özelliklerden bazıları aşağıda maddeler halinde verilmiştir [80].

- Modüller güneş ışınımının değişiklik durumunu değerlendirmek için değil güç sistemlerinde meydana gelen üç faz kısa devre arıza, üretim ve yük birimi kaybı gibi dinamik olayların incelenmesi mümkün kılmaktadır.
- Üretim kaynaklarında farklı biçimde aktif ve reaktif güç kontrolünün yapılabilmesi sağlanır.
- Gerilim düşümleri sırasında aktif güç rampa oranı ayarlanabilir ve dinamik gerilim desteği sağlanabilir.
- Gerilim düşümleri ve yükselişinde üretim kaynağının devrede kalıp kalmayacağı ayarlanabilir.

Şekil 1.19’da görülen REGC_A, REEC_B, REEC_C ve REPC_A modülleri aşağıda ayrıntılı olarak ele alınmış ve üstte verilen özelliklerin detaylı şekilde açıklaması yapılmıştır. Bu modüller açıklanırken kontrol yapıları bölgelere ayrılarak ele alınmıştır. Bölge isimlendirmesi modüllerin son üç harfinin aynı sıralı iki harfinden oluşmaktadır. Örneğin REGC_A modülünde bölge isimleri G ve A harflerinin birleşimiyle oluşturulur.

1.8.1. REGC_A Modülü

PV santrallerin ve BESS birimlerinin modellenmesinde REGC_A, Generatör/Konvertör arayüzünü temsil eder [81]. REEC_B modülünden aktif ve reaktif akım için komut olarak güç sistemine sırasıyla aktif ve reaktif güç iletimini gerçekleştirir [81]. Bu modülün yapısı Şekil 1.20’de verilmiştir.



Şekil 1.20. REGC_A modülü blok şeması [81].

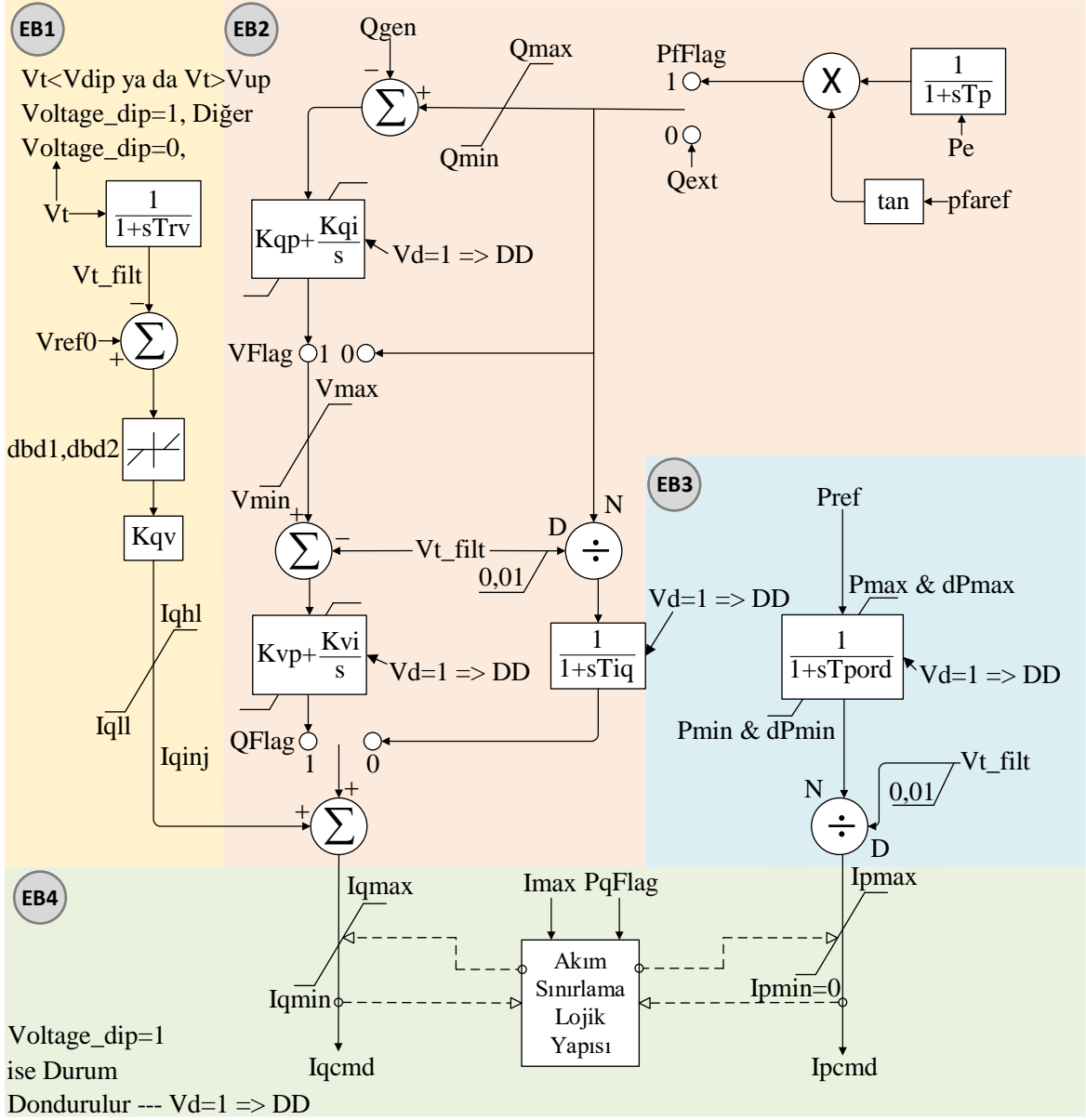
GA1 bölgesinde düşük gerilim sırasında aktif güç kontrolü gerçekleştirilir yani modülün bu bölgesi gerilim ile aktif güç üretimi arasındaki ilişkiyi barındırır. Bu bölgede düşük gerilim sırasında aktif güç üretimi, düşük gerilim güç mantığı (LVPL) ve alçak gerilim

aktif akım yönetimi bloğundaki parametrelerle düzenlenir. LVPL yapısının aktif olup olmaması *Lvplsw* bayrağıyla gerçekleştirilir. Bu bayrağa sıfır değeri atanırsa LVPL yapısı devre dışı kalır [81]. Burada LVPL yapısı devre dışı olsa da alçak gerilim aktif akım yönetimi bloğu aktif güç kontrolünü sağlar [81]. LVPL yapısında bulunan *Zerox* ve *Brkpt* parametreleri bu yapının devrede olduğu gerilim aralığını belirlerken *Lvpl1* parametresi akım ile gerilim arasındaki kazanç sınırının belirler [80]. Alçak gerilim aktif akım yönetimi bloğunun devrede olması için terminal geriliminin *lvplt0* ve *lvplt1* gerilim sınırlarını içinde olması gerekir [80]. Arıza giderildikten sonra aktif gücün nominal değere geri kazanım hızına yani rampa oranı *rrpwr* parametresiyle belirlenir. Ayrıca bu bölgede tekrar belirtmek gerekir ki bölüm 1.2.1.1’de ülkeler için belirtilen LVRT özelliği *Lvplsw* bayrağının aktif olmasıyla devreye girerken aynı bölüme belirtilen arıza sonrası aktif güç rampa oranı *rrpwr* parametresiyle ayarlanır.

GA2 bölgesi yüksek gerilim sırasında reaktif güç kontrolünün sağlanmasına izin verilen yerdir [81, 82]. Bu bölgede yüksek gerilimde belirlenen eşik aşıldığında ek reaktif güç enjeksiyonuna izin verilmez [81, 82]. Bu durum Şekil 1.20’de *Volim* ile *Vt* arasındaki ilişkiden görülmektedir. Ayrıca burada reaktif akım değişiminde sınırlama *Iqrmax* ve *Iqrmin* parametreleriyle sağlanır [80]. Yüksek gerilimde akım limiti ise *Iolim* parametresiyle ayarlanır [80].

1.8.2. REEC_B Modülü

PV santrallerde eviricilerin elektrik kontrol yapılarının temsili REEC_B modülüyle gerçekleştirilir [80]. Bu modül terminal gerilimi, santraldeki güç çıkışı geribildirimleri ve REPC_A modülünden gelen aktif güç ile reaktif güç referansına göre REGC_A modülüne akım komutu gönderir [80]. Modülün yapısı Şekil 1.21’de verilmiştir. Şekilde REEC_B modülü 4 bölgeye ayrılmıştır. Bu bölgelerin detaylı açıklaması şeklin altındaki metinde verilmiştir.



Şekil 1.21. REEC_B modülü blok şeması [81].

EB1 bölgesi, PV santralin dinamik durumlarda terminal gerilim değişikliğini kontrol etmek için dinamik gerilim desteğinin devreye sokulduğu kısımdır [82]. Bu bölgede gerilimdeki değişikliğe göre reaktif akım (reaktif güç) yanıtı sağlanarak gerilimin referans değerinde (V_{ref0}) tutulması için uğraşılır. Burada referans değer parametresi önceden belirlenir. Bu bölgede bulunan parametrelerden $dbd1$ ve $dbd2$ sırasıyla aşırı gerilimde (V_{up}) ve çok düşük gerilimde (V_{dip}) reaktif akım aktarımı için gerilim ölü bölgesinin belirlenmesini sağlar [80]. Bu bölgede bulunan K_{qv} parametresi reaktif akımın aktarım kazancısıdır [80]. Bu değerın sıfır yapılmasıyla DVS yeteneği devre dışı bırakılmış olur. DVS

yeteneğinin aktarabileceği reaktif güç akımının değerleri maksimum (I_{qhl}) ve minimum (I_{qll}) reaktif akım sınırlarını için kullanılan parametrelerle belirlenir [80]. DVS özelliğinin Bölüm 1.2.4'te ülkelerin şebeke kodlarına göre nasıl düzenlendiğiyle ilgili bilgi verilmiştir. Ayrıca EB1 bölgesinde arıza koşullarının algılandığı fonksiyon ($Voltage_dip$) bulunur. V_{up} ve V_{dip} parametreleri düzenlenerek arıza durumunda sırasıyla aşırı ve çok düşük gerilim koşullarının tetiklendiği değerler belirlenir [80]. Bu durumun oluşabilmesi için V_t değişkeni belirlenen alt ve üst gerilim değerini aşması gerekir [80].

EB2 bölgesi PV santrallerin farklı yerel reaktif güç kontrol yöntemlerinin ayarlanmasını sağlayan kısımdır. Bu reaktif güç kontrolleri $PfFlag$, $VFlag$ ve $QFlag$ bayraklarının farklı kombinasyonları sonucunda ayarlanır. Reaktif güç kontrol yöntemleri ve bu bayrakların kombinasyonları Bölüm 1.8.5 altında verilmiştir. EB2 bölgesinde V_{max} ve V_{min} parametreleri sırasıyla eviricinin maksimum ve minimum terminal gerilim değerlerinin belirlenmesi için kullanılır. Q_{min} ve Q_{max} parametreleri $VFlag$ bayrağının değeri bir olduğunda işlevseldir. Bu iki parametre sırasıyla minimum ve maksimum reaktif güç sınırlarını belirler. Bu bölgede bulunan ve diğer modüllerde de olan T ve K ile başlayan parametreler sırasıyla zaman ve kazanç sabitleridir.

EB3 bölgesinde aktif güç sinyali filtrelenerek referans gerilim sinyaline bölünür ve aktif akım komutu elde edilir [82]. Burada bulunan P_{max} ve P_{min} parametreleri aktif gücün sırasıyla maksimum ve minimum değerlerini verirken, dP_{max} ve dP_{min} parametreleri aktif gücün sırasıyla yukarıya ve aşağıya doğru hız sınırlarını belirtir.

EB4 bölgesinde akım sınırlarını belirleyen yapı bulunur. Ayrıca bu yapıda $PqFlag$ olarak tanımlanan bayrak ile hangi akıma öncelik verileceği belirlenir. Bu bayrağın değeri sıfır ise reaktif akım yani reaktif güce öncelik verilirken bir ise aktif akım yani aktif güce öncelik verilir [81]. I_{pmax} ve I_{qmax} sırasıyla aktif ve reaktif akımın maksimum değerlerini tanımlayan değişkenlerdir [81]. I_{pmin} ve I_{qmin} ise sırasıyla aktif ve reaktif akımın minimum değerlerini tanımlayan değişkenlerdir [81]. Bu değişkenlerin değerleri belirlenirken önemli nokta bölgede bulunan bayrakla hangi akımın öncelik aldığıdır. Öncelik alan akımın üst limitine erişildikten sonra diğer akım kalan kapasiteden faydalanır [81]. Burada bulunan I_{max} parametresi ise maksimum görünen akımı yani aktif ve reaktif akım değişkenleri için akım kapasitesini belirler [80]. Bahsedilen durum aşağıdaki denklemlerle matematiksel olarak ifade edilir [81].

$$P_{qflag} = 0, \quad \begin{cases} I_{pmax} = \sqrt{(I_{max}^2 - I_{cmd}^2)}, I_{pmin} = 0 \\ I_{qmax} = I_{max}, \quad I_{qmin} = -I_{qmax} \end{cases} \quad (1.182)$$

$$P_{qflag} = 1, \quad \begin{cases} I_{pmax} = I_{max}, \quad I_{pmin} = 0 \\ I_{qmax} = \sqrt{(I_{max}^2 - I_{cmd}^2)}, I_{qmin} = -I_{qmax} \end{cases} \quad (1.183)$$

1.8.3. REEC_C Modülü

BESS birimlerinde eviricilerin elektrik kontrol yapılarının temsili REEC_C modülüyle gerçekleştirilir [79]. Bu modülün yapısı Şekil 1.22'de verilmiştir. Şekilden de görüldüğü üzere REEC_C modülündeki birçok özellik REEC_B modülüyle aynıdır. Bu sebeple REEC_C modülünde farklı olan yapılar bu bölümde ele alınmıştır. Bu modülde REEC_B modülünden en büyük farklılık EC3 bölgesindedir. Bu bölgede BESS birimi tarafından üretilen mevcut gücün integrali alınarak BESS biriminin başlangıç SOC değeriyle karşılaştırılır ve bu sayede SOC değerindeki değişiklik elde edilir [79]. Bu durum matematiksel olarak aşağıdaki biçimde ifade edilebilir [79].

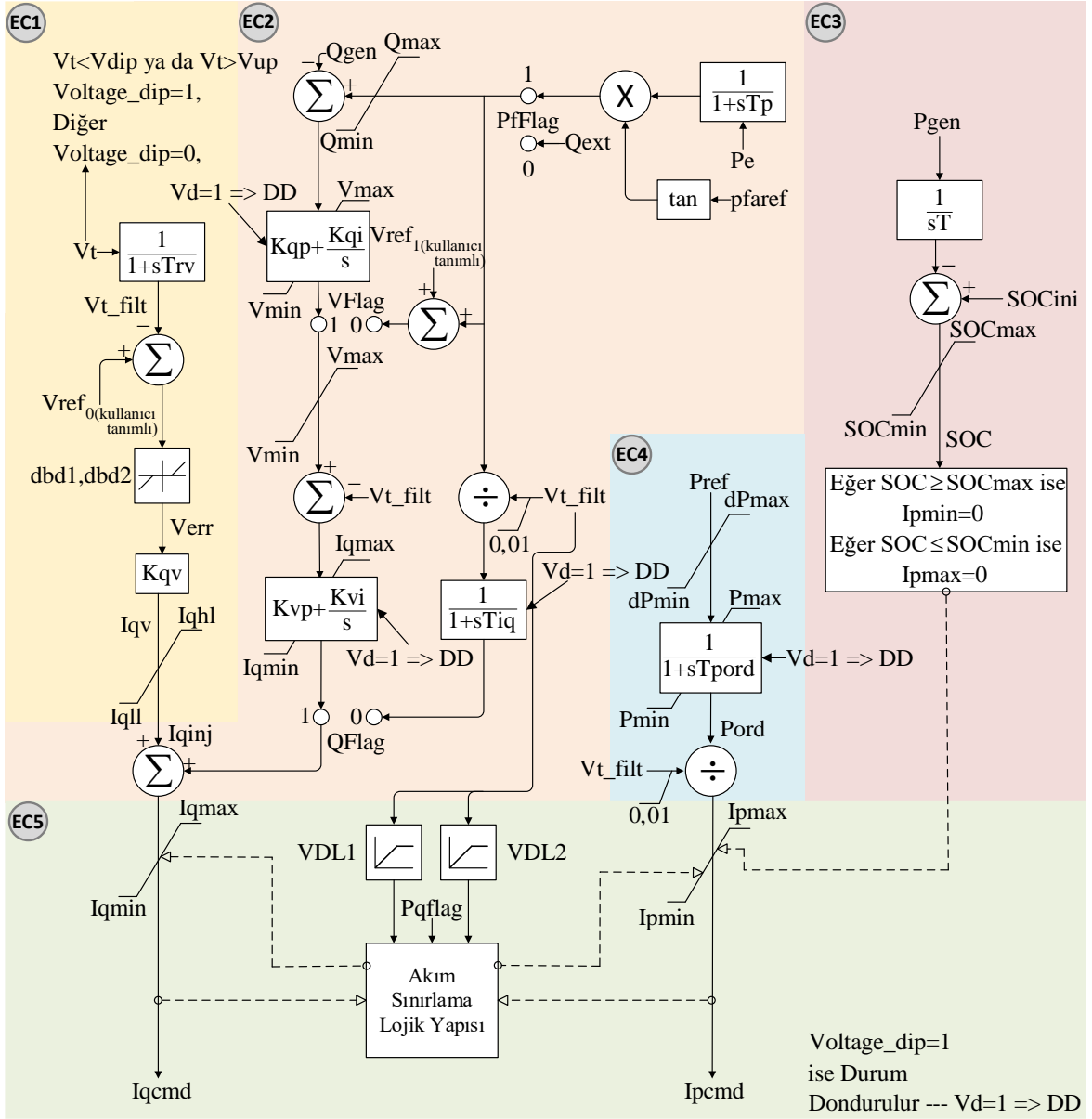
$$\Delta SOC = \frac{P_{gen}(t_0) \cdot \Delta t}{P_{nominal} \cdot T_{nominal \text{ şarj veya deşarj}}} \quad (1.184)$$

SOC durumuna göre maksimum (I_{pmax}) ve minimum (I_{pmin}) aktif akım sınırı ise aşağıdaki biçimde belirlenir [79].

$$SOC \geq SOC_{max} \Rightarrow I_{pmin} = 0 \quad (1.185)$$

$$SOC \leq SOC_{min} \Rightarrow I_{pmax} = 0 \quad (1.186)$$

SOC değeri denklemde ifade edilen limitlere geldiğinde BESS biriminin daha fazla şarj ve deşarj olmasına izin verilmez [79].



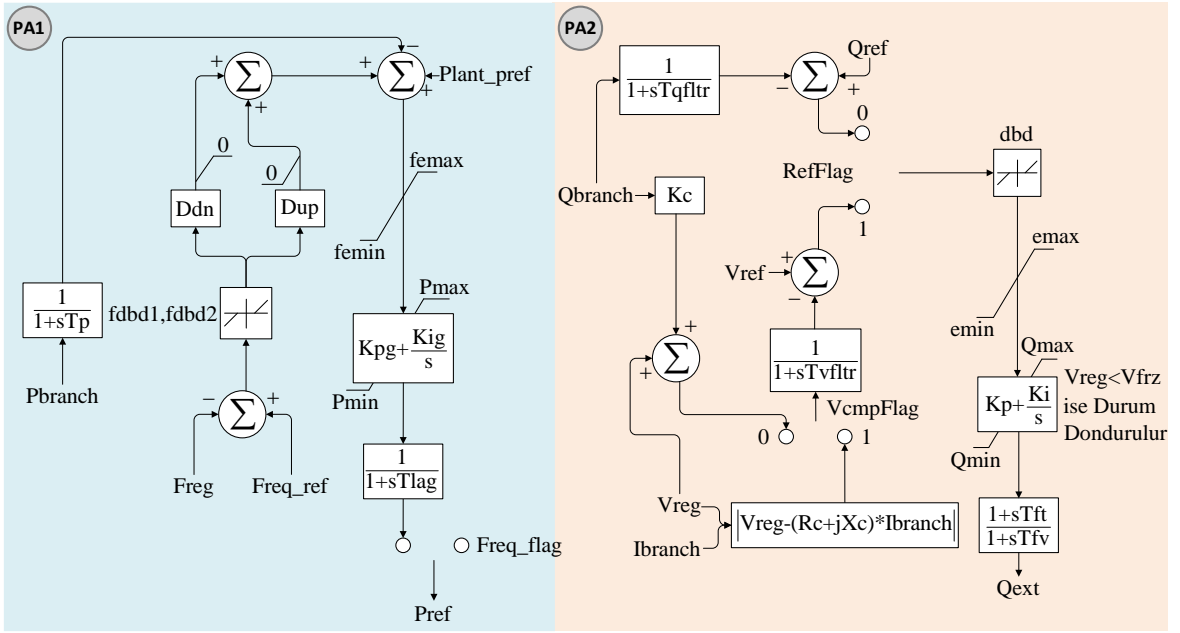
Şekil 1.22. REEC_E modülü blok şeması [79].

1.8.4. REPC_A Modülü

REPC_A modülü isteğe bağlı olarak kullanılır [83]. Modül santral seviyesinde aktif ve reaktif güç çıkışları için farklı kontrol yöntemlerinin kullanımını sağlar. Bu modülün yapısı Şekil 1.23'te verilmiştir. Bu modül iki bölgeye ayrılmıştır. PA1 bölgesi aktif güç kontrolünde bulunurken PA2 bölgesi reaktif güç kontrolünde bulunur.

PA1 bölgesinde *Freq_flag* bayrağı bir yapılarak *Ddn* ve *Dup* parametrelerinin de ayarlanmasıyla farklı aktif güç kontrol yöntemleri frekansla ilişkili olarak kullanılabilir. *Ddn*

ve Dup parametreleri sırasıyla frekansın nominal değerden yukarı ve aşağı sapması sonucunda aktif güç desteğinin sırasıyla aşağı ve yukarı yönde verilmesini sağlar [80]. Bu bölgede bulunan $Pmax$ ve $Pmin$ parametreleri sırasıyla aktif gücün maksimum ve minimum olabileceği değeri belirler. Burada eviricinin birincil frekans cevabı için aşırı ve çok düşük frekans ölü bölgesi sırasıyla $fdbd1$ ve $fdbd2$ parametreleriyle belirlenir. Burada bulunan bir diğer parametrelerden $femax$ ve $femin$ ise sırasıyla maksimum ve minimum frekans düşüş düzenlemesindeki güç hatalarını temsil eder [80, 81].



Şekil 1.23. REPC_A modülü blok şeması [81].

PA2 bölgesinde iki bayrak bulunur. Bu bayraklardan $RefFlag$ ve REEC_B modülündeki bayrakların kombinasyonu ile santral seviyesinde farklı reaktif güç kontrol yöntemlerinin oluşturulması sağlanır. REPC_A modülündeki bir diğer bayrak da $VcompFlag$ 'dır. $VcompFlag$ bayrağı $RefFlag$ bayrağı etkinken kullanılabilir [81]. $VcompFlag$ bayrağı gerilimin düşümünü düzeltmek için kullanılır [80]. Bu bölgede bulunan $Qmax$ ve $Qmin$ parametreleri sırasıyla reaktif gücün maksimum ve minimum olabileceği komutu belirler. PA2 bölgesinde dbd parametresi $RefFlag$ sıfır ise reaktif güç ölü bölgesini ifade ederken bayrak bir olduğunda gerilim ölü bölgesini ifade eder. Bu bölgede $emax$ ve $emin$ parametreleri sırasıyla maksimum ve minimum gerilim düşümünde reaktif güç hatalarını temsil eder [80].

Santral seviyesindeki aktif ve reaktif güç kontrol yöntemleriyle bu yöntemlerin nasıl oluşturuldukları bir sonraki bölümde açıklanmıştır.

1.8.5. Aktif ve Reaktif Güç Kontrol Yöntemleri

PV santrallerin ve BESS birimlerinin frekansa verdiği desteğin modellenmesi için WECC modüllerindeki aktif güç kontrol yöntemleri Tablo 1.8’de verilmiştir.

Tablo 1.8. Aktif güç kontrol yöntemleri [81, 83].

Aktif Güç Kontrol Yöntemi	Gerekli Modüller	<i>Freq_flag</i>	<i>Ddn</i>	<i>Dup</i>
Frekans Tepkisi Yok (NFR)	REEC_B/REEC_C	-	-	-
Sadece Aşağı Yönde Düzenleyici Olarak Frekans Tepkisi (FRDR)	REEC_B/REEC_C + REPC_A	1	>0	0
Hem Aşağı Hem Yukarı Yönde Düzenleyici Olarak Frekans Tepkisi (FRUDR)	REEC_B/REEC_C + REPC_A	1	>0	>0

Normalde evirici bulunan yapılar frekansa tepki vermezken farklı kontrol yöntemleri aracılığıyla frekans ile aktif güç arasında ilişki kurulabilir. Bu durum WECC modüllerinden REPC_A’da bulunan bayrak ve parametrelerle sağlanır. Tabloda verilen aktif güç kontrol yöntemleri aşağıda maddeler halinde açıklanmıştır

- *NFR* (No Frequency Response): Aktif gücün frekansla kontrol edilmediği yöntemdir. Bu sebeple REPC_A modülüne gerek yoktur bu modül varsa *Freq_flag* bayrağı sıfır alınmalıdır.

- *FRDR* (Frequency Response Down Regulation): Sadece frekansın yükselmesi durumunda aktif güç üretiminin düşürülerek tepki verilmesiyle frekansın düzenlenmesi için çalışan kontrol yöntemidir.

- *FRUDR* (Frequency Response Up and Down Regulation): Frekansın hem yükselmesi hem de düşmesi durumlarında aktif güç çıkışı değiştirilerek frekansın dengelenmesine destek sağlanan kontrol yöntemidir.

Gerilimin normal şartlar altında olduğu durumlarda yerel ve santral seviyesinde farklı reaktif güç kontrol yöntemleri ve bu yöntemler için gerekli olan bayrakların kombinasyonları Tablo 1.9’da verilmiştir.

Tablo 1.9. Reaktif güç kontrol yöntemleri [81, 83].

Reaktif Güç Kontrol Yöntemi	Gerekli Modüller	<i>PfFlag</i>	<i>VFlag</i>	<i>QFlag</i>	<i>RefFlag</i>
Sabit Yerel Güç Faktörü Kontrol (CLPFC)	REEC_B/REEC_C	1	1	0	-
Sabit Yerel Q Kontrol (CLQC)	REEC_B/REEC_C	0	1	0	-
Yerel V Kontrol (LVC)	REEC_B/REEC_C	0	0	1	-
Yerel Koordinasyonlu Q/V Kontrol (LCQ/VC)	REEC_B/REEC_C	0	1	1	-
Santral Seviyesinde Q Kontrol (PLQC)	REEC_B/REEC_C + REPC_A	0	1	0	0
Santral Seviyesinde V Kontrol (PLVC)	REEC_B/REEC_C + REPC_A	0	1	0	1
Santral Seviyesinde Q Kontrol + Yerel Koordinasyonlu Q/V Kontrol (PLQC+LCQ/VC)	REEC_B/REEC_C + REPC_A	0	1	1	0
Santral Seviyesinde V Kontrol + Yerel Koordinasyonlu Q/V Kontrol (PLVC+LCQ/VC)	REEC_B/REEC_C + REPC_A	0	1	1	1

Tablo 1.9’da görüldüğü üzere yerel reaktif güç kontrol yöntemlerinde REPC_A modülü kullanılmamaktadır. Bu sebeple tabloda görülen dört yerel kontrol yönteminde de REPC_A modülünde bulunan *RefFlag* bayrağının değeri önemsizdir. Tabloda verilen yerel ve santral seviyesinde reaktif güç kontrol yöntemleri aşağıda maddeler halinde açıklanmıştır [81, 82, 83].

- *CLPFC* (Constant Local PF Control): Belirlenen güç faktörüne göre aktif güç ve reaktif güç üretimi gerçekleştirilmeye çalışılır.

- *CLQC* (Constant Local Q Control): Reaktif güç başlangıçta belirlenen değerde tutulmaya çalışılır.

- *LVC* (Local V Control): Gerilim başlangıçta belirlenen değerde tutulmaya çalışılır.

- *LCQ/VC* (Local Coordinated V/Q Control): Arızadan sonra hızlı bir şekilde gerilim değeri geri kazanılırken, reaktif güç daha yavaş bir biçimde kontrol edilir.

- *PLQC* (Plant Level Q Control): Reaktif güç santral seviyesinde başlangıçta belirlenen değerde tutulmaya çalışılır.

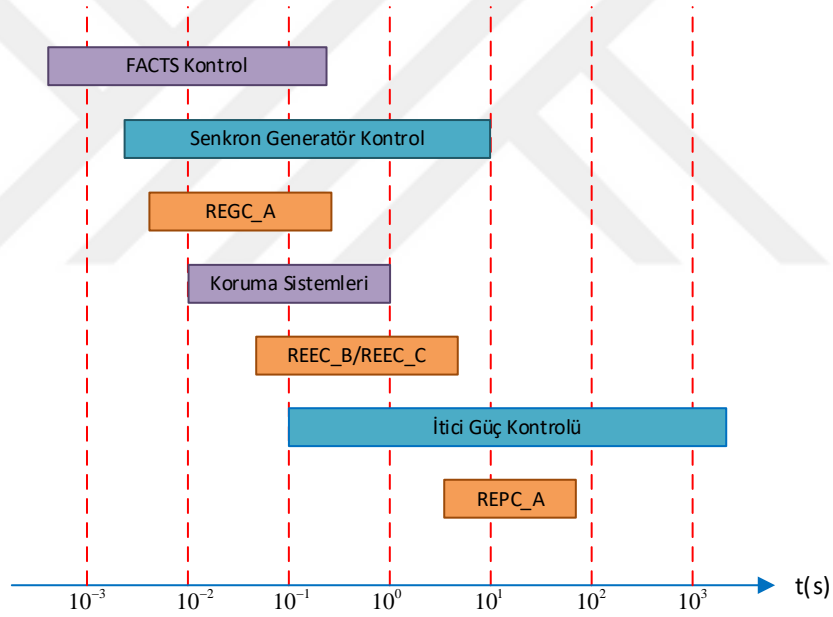
- *PLVC* (Plant Level V Control): Gerilim santral seviyesinde başlangıçta belirlenen değerde tutulmaya çalışılır.

- *PLQC+LCQ/VC* (Plant Level Q Control + Local Coordinated V/Q Control): Arızadan sonra yerel gerilim kontrolü hızlı ve santral düzeyinde reaktif güç kontrolü yavaş sağlanır.

• *PLVC+LCQ/V* (Plant Level V Control + Local Coordinated V/Q Control): Arızadan sonra yerel gerilim kontrolü hızlı ve santral düzeyinde gerilim kontrolü yavaş sağlanır.

Çok büyük ölçekli PV santrallerde enterkonnekte bağlantı noktasında (Point of Interconnection – POI) uygulanan kontrol yöntemi genellikle gerilim kontrolü şeklinde gerçekleştirilirken daha küçük ölçekli PV santraller için güç faktörü kontrolü gerçekleştirilebilir.

REEC_B/REEC_C modüllerinin olduğu yerel kontroller REPC_A modülünün bulunduğu santral seviyesindeki kontrolden hızlı tepki verdiği unutulmamalıdır. Hem PV santral ve BESS modüllerinin hem de diğer güç sistemi elemanlarının tepki süreleri aşağıda Şekil 1.24’te verilmiştir.



Şekil 1.24. Güç sistemlerinde kontrol yapıları, modüller ve koruma sistemlerinin tepki süresi [82].

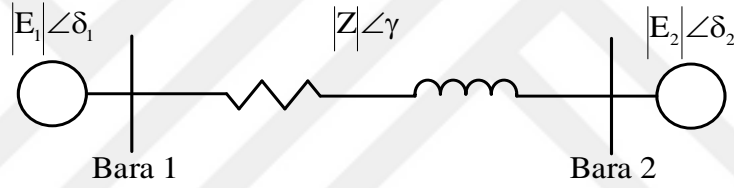
Şekil 1.24’te mavi renkte senkron generatörle ilgili birimler temsil edilmişken, turuncu renkle BESS birimlerinin ve PV santrallerin modülleri temsil edilmiştir. Bu çalışmada mavi ve turuncu renkle temsil edilen birimler ele alınmıştır.

1.9. Güç Sistemlerinde Kontrol ve Kararlılık

1.9.1. Güç Sistemlerinde Kontrol

Güç sistemlerindeki kontrolün amacı üretim ve tüketim arasındaki dengeyi gerilim ve frekans limitleri içerisinde hem ekonomik hem de güvenilir olarak tutabilmektir [76]. Güç sistemlerinde frekanstaki değişiklik aktif güçten daha çok etkilenirken, gerilimdeki değişiklik reaktif güçten daha çok etkilenir [76]. Bu durumda aktif güç ile frekans ve reaktif güç ile gerilim arasındaki ilişki ayrı ayrı ele alınabilir.

Güç sistemlerinde kontrolü daha iyi yorumlamak için güç akışının açıklanması önem arz etmektedir. Bu sebeple güç akışının hesaplanması için Şekil 1.25'te iki baralı iletim hattı yapısı verilmiştir.



Şekil 1.25. Basitleştirilmiş iki baralı iletim hattı yapısı [76].

Bara 1 ile Bara 2 arasında güç akışını hesaplaya bilmek için öncelikle iki bara arasındaki akımı hesaplamak gerekir. Akım hesabı matematiksel olarak aşağıda verilmiştir.

$$I_{12} = \frac{|E_1| \angle \delta_1 - |E_2| \angle \delta_2}{|Z| \angle \gamma} = \frac{|E_1|}{|Z|} \angle (\delta_1 - \gamma) - \frac{|E_2|}{|Z|} \angle (\delta_2 - \gamma) \quad (1.187)$$

Akımdan yararlanılarak kompleks güç akışı aşağıdaki gibi hesaplanır [76].

$$S_{12} = E_1 I_{12}^* = \frac{|E_1|^2}{|Z|} \angle \gamma - \frac{|E_1| |E_2|}{|Z|} \angle (\gamma + \delta_1 - \delta_2) \quad (1.188)$$

Üstteki denklemden yola çıkarak aktif ve reaktif güç akışlarının hesapları aşağıda verilmiştir.

$$P_{12} = \frac{|E_1|^2}{|Z|} \cos\gamma - \frac{|E_1||E_2|}{|Z|} \cos(\gamma + \delta_1 - \delta_2) \quad (1.189)$$

$$Q_{12} = \frac{|E_1|^2}{|Z|} \sin\gamma - \frac{|E_1||E_2|}{|Z|} \sin(\gamma + \delta_1 - \delta_2) \quad (1.190)$$

İletim hatlarındaki direnç değeri reaktans değeri yanında ihmal edilebilecek kadar küçüktür [76]. Eğer direnç ihmal edilirse güç akış denklemleri aşağıdaki hali alır.

$$P_{12} = \frac{|E_1||E_2|}{|X|} \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad (1.191)$$

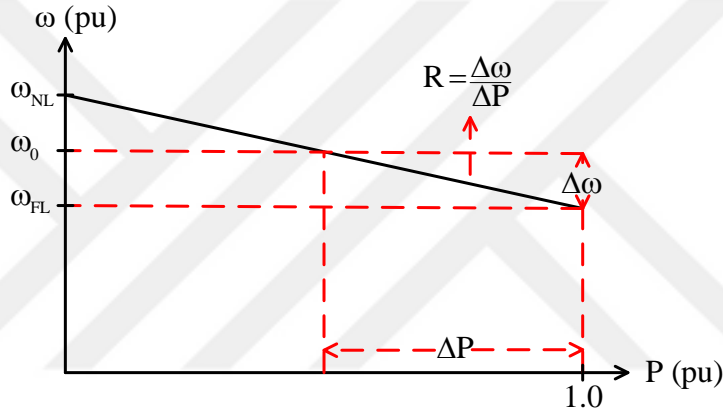
$$Q_{12} = \frac{|E_1|^2}{|X|} - \frac{|E_1||E_2|}{|X|} \cos(\delta_1 - \delta_2) \quad (1.192)$$

Üstteki denklemlerden de net bir biçimde anlaşılan aktif güç akışını en çok güç açısı (δ) etkilediği, reaktif güç akışını ise gerilimin büyüklüğünün ($|E|$) etkilediğidir. Aktif güç akışının yönü hangi güç açısının daha büyük olduğuna göre değişirken reaktif güç akışının yönü hangi gerilim büyüklüğünün daha büyük olduğuna göre değişir. Örneğin $|E_1| > |E_2|$ ise reaktif güç Bara 1'den Bara 2'ye akarken, $\delta_2 > \delta_1$ ise aktif güç Bara 2'den Bara 1'e akar. Güç açısı farkı 90° olduğunda aktif güç iletimi maksimum değere ulaşıyor olsa da güç açısı farkının küçük bir değerde tutulması istenir [76]. Bu durumun sebebi Bölüm 1.9.2.1'de bahsedilen güç açısının salınımdaki kararsızlığa etkisiyle açıklanmıştır.

1.9.1.1. Aktif Güç – Frekans Kontrolü

Aktif güçle frekans kontrolü için yük frekans kontrolü yapılır. Yükün generatörler arasında bölünmesi ve bağlantı hatlarında (tie-line) değişimin kontrol edilmesiyle yük frekans kontrolü gerçekleştirilir [76]. Frekansta ve bağlantı hattındaki aktif güçte olan değişiklik hesaplandıktan sonra rotor açısındaki değişiklik ölçülerek düzeltilecek hata bulunur [76]. Daha sonra frekansın dengelenmesi için torkta bir artış ya da azalış ihtiyacına göre generatörün itici gücündeki (prime mover) değişiklik ayarlanır [76]. Burada itici güç mekanik güç kaynağıdır. Örneğin su, hidroelektrik santralinde türbini döndürmek için kullanılan itici güçtür.

Senkron generatörlü santrallerde elektriksel gücün (talep edilen güç) bir anda artmasıyla, mekanik giriş gücü elektriksel gücü dengeleyemez hale gelir. Bu durumda generatörün rotorundaki kinetik enerji elektriksel güç ile mekanik güç arasındaki farkı kapatmak için harcanır ve rotor yavaşlamaya başlar [76]. Burada yaşanan durumun tersi de meydana gelebilir o zaman da rotor hızlanmaya başlar. Rotorun hızındaki bu değişiklik frekansı etkileyeceğinden generatörlerde bulunan governer yapısı devreye girerek itici gücün kontrolünü gerçekleştirir ve hızı yeni bir sabit duruma getirmeye çalışır [76]. Governerlar yük arttıkça rotor hızının düşmesine izin verilecek şekilde tasarlanır ve aşağıda kararlı durum için governerın hız karakteristiği verilmiştir [76].



Şekil 1.26. Governor kararlı durum hız karakteristiği [74, 76].

Şekil 1.26’da verilen,

R : Hız düzenleme parametresidir (speed regulation/droop).

Yukarıdaki şekilde verilen ifadeler birim değer cinsinden olduğundan hız düzenleme parametresi aşağıdaki biçimde yazılır. Hız düzenleme katsayısı ayrıca frekans (f) ya da açısal hız (ω) cinsinden daha açık şekilde ifade edilebilir [74, 75].

$$R = \frac{\Delta\omega}{\Delta P} = \frac{\omega_{NL} - \omega_{FL}}{\omega_0} 100\% \quad (1.193)$$

Bu eşitlikte,

ω_{NL}, ω_{FL} : Sırasıyla generatörün boşa çalışma ve tam yükte çalışma hızıdır.

Refereans güçteki değişimden (ΔP_{ref}) governor hız karakteristiği ($\frac{1}{R}\Delta\omega$) çıkarılarak çıkış gücü (ΔP_g) elde edilir [76]. Bu durum aşağıdaki denklemde verilmiştir.

$$\Delta P_g = \Delta P_{ref} - \frac{1}{R}\Delta\omega \quad (1.194)$$

Elde edilen çıkış gücü bir zaman sabitiyle komut olarak itici güçteki değişikliği ayarlar [76]. Bu durum s çözüm kümesinde aşağıdaki biçimde yazılabilir.

$$\Delta P_V(s) = \frac{1}{1 + sT_g}\Delta P_g(s) \quad (1.195)$$

Bu eşitlikte,

ΔP_V : İtici güçteki değişiklik miktarıdır.

Tek senkron generatör ve yükten oluşan bir sistem için generatörün yük değişikliğinde hızındaki değişim yük sönümlenme sabiti (D) ihmal edilirse aşağıdaki biçimde hesaplanır.

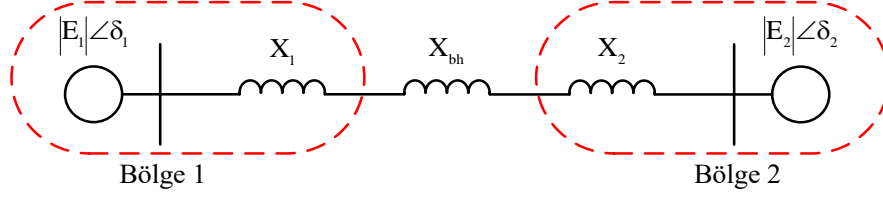
$$\Delta\omega = \frac{\Delta P}{R}, \omega_N = \omega_{NL} - \frac{\Delta P}{R} \quad (1.196)$$

Bu eşitlikte,

ω_N : Generatörün son hızıdır.

Governer sistemde üretim tüketim değişikliğine tepki vererek rotor hızını sabitlemeye çalışır. Tüketim değerleri değiştiyse yeni bir üretim tüketim dengesi oluşturulur. Bu durumda rotor hızı ve frekans önceki hızdan farklı bir değerde sabitlenir. Buraya kadar olan durum birincil frekans kontrolü olarak da isimlendirilir.

Frekansın nominal değere geri getirebilmesi için integral kontrolörü tarafından üretim otomatik olarak ayarlanır ve bu durum otomatik üretim kontrolü (Automatic Generation Control – AGC) olarak bilinir [76]. Büyük geçici olaylar ve acil durumlarda AGC devre dışı bırakılarak acil durum kontrolleri gerçekleştirilir [76]. Enterkonekte güç sistemleri birçok farklı bölgeyi barındırmaktadır. Enterkonnete güç sisteminde otomatik üretim kontrolünü anlamak için iki bölgeyi güç sisteminin bağlantı hattıyla oluşturulduğu örnek aşağıda Şekil 1.27’de verilmiştir [76].



Şekil 1.27. İki bölgeyi güç sistemi tek hat şeması [76].

Şekil 1.27’de verilen sistem için aşağıdaki denklemler tanımlanabilir.

$$X_{12} = X_1 + X_{bh} + X_2 \quad (1.198)$$

$$\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2 \quad (1.199)$$

$$P_{12} = \frac{|E_1||E_2|}{|X_{12}|} \sin \delta_{12} \quad (1.200)$$

Bağlantı hattındaki güç akışında küçük sapma doğrusallaştırılarak aşağıdaki güç farkı (ΔP_{12}) elde edilir [76].

$$\Delta P_{12} = P_s \Delta \delta_{12} = P_s (\Delta \delta_1 - \Delta \delta_2) \quad (1.201)$$

Bu eşitlikte,

P_s : Senkronizasyon katsayısı, güç-açı eğrisinin başlangıç çalışma açısı için eğimidir.

Birinci bölgede yük değişikliği olursa frekans sapması için iki bölgede de aşağıdaki denklemler oluşur [76].

$$\Delta \omega = \Delta \omega_1 = \Delta \omega_2 \quad (1.202)$$

$$\Delta P_{m1} - \Delta P_{12} - \Delta P_{L1} = \Delta \omega D_1 \quad (1.203)$$

$$\Delta P_{m2} + \Delta P_{12} = \Delta \omega D_2 \quad (1.204)$$

Bu eşitlikte,

D : Yükteki değişim ile frekanstaki değişimin bölünmesiyle yüzde olarak ifade edilir.

Açısal hızdaki değişiklik nominal frekans ile çarpılırsa frekanstaki değişiklik elde edilir [76].

$$\Delta f = f_n \Delta \omega \quad (1.205)$$

Bölgeler için mekanik güçteki değişiklik governorın hız karakteristiği tarafından belirlenir [76].

$$\Delta P_{m1} = \frac{-\Delta\omega}{R_1} \quad (1.206)$$

$$\Delta P_{m2} = \frac{-\Delta\omega}{R_2} \quad (1.207)$$

Denklem (1.206) ve (1.207), denklem (1.205)'te yerine koyulursa $\Delta\omega$ aşağıdaki gibi elde edilir [76].

$$\Delta\omega = \frac{-\Delta P_{L1}}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)} = \frac{-\Delta P_{L1}}{B_1 + B_2} \quad (1.208)$$

$$B_1 = \frac{1}{R_1} + D_1, B_2 = \frac{1}{R_2} + D_2 \quad (1.209)$$

Bu eşitlikte,

B_1, B_2 : Frekans sapma faktörüdür (MW/Hz).

Bağlantı hattında güç değişikliği aşağıdaki biçimde hesaplanır [76].

$$\Delta P_{12} = \frac{B_2}{B_1 + B_2} (-\Delta P_{L1}) \quad (1.210)$$

Güç sistemlerinde bağlantı hatlarında güç akışı planlandığı şekilde gerçekleştirilmeli, frekans nominal değerde tutulmalı ve her bölge yük değişikliğini absorbe etmelidir [76]. Bölge kontrol hatası (Area Control Error – ACE) frekans ve bağlantı hattı hatasının doğrusal birleşimiyle ifade edilir [76].

$$ACE_i = \sum_{j=1}^n \Delta P_{ij} + K_i \Delta\omega \quad (1.211)$$

Bu eşitlikte,

K_i : Bölge sapması, bölgeler arası etkileşim miktarını belirler.

İki bölgeli sistem için bu değer K_i frekans sapma faktörü (B_i) eşit seçilirse aşağıdaki şekilde yazılabilir [76].

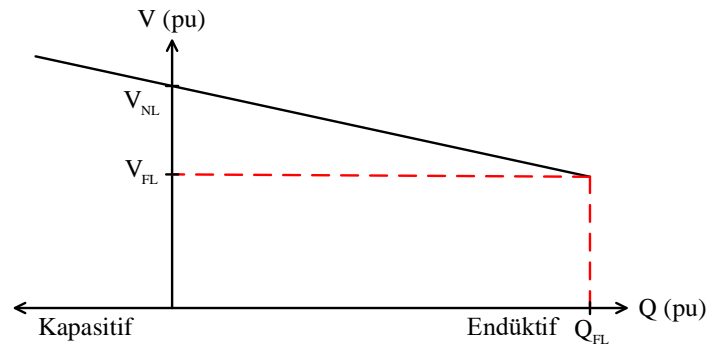
$$ACE_1 = \Delta P_{12} + B_1 \Delta \omega_1 \quad (1.212)$$

$$ACE_2 = \Delta P_{21} + B_2 \Delta \omega_2 \quad (1.213)$$

ΔP_{12} ve ΔP_{21} güç değerleri bölgeler arası planlanan güç akışından sapmayı ortaya koyar. ACE'ler referans güç ayar noktasındaki değişikliği etkinleştirmek için kullanılan sinyaldir [76]. Kararlı duruma gelindiğinde nominal değerden sapma olmayacağından ACE'ler sıfır olacaktır [76].

1.9.1.2. Reaktif Güç – Gerilim Kontrolü

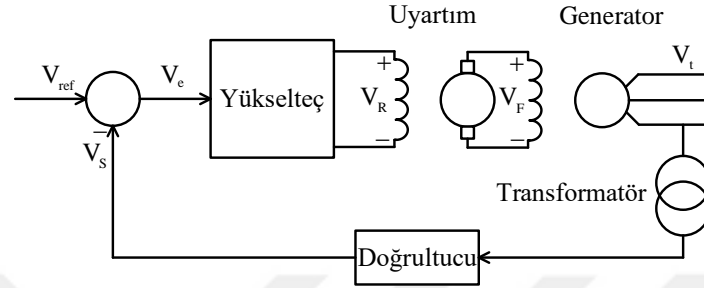
Generatörlerde uyarım devresi generatör gerilimini ayarlayarak reaktif güç üretimini kontrol eder [76]. Bu kontrol otomatik gerilim düzenleyicisi (Automatic Voltage Regulator – AVR) tarafından sağlanır [76]. Generatörlerden talep edilen reaktif güçte bir artış, generatörlerin terminallerindeki gerilim büyüklüğünde bir düşüş meydana getirir [76]. Generatörlerde reaktif güç ile gerilim arasındaki ilişki doğrusal olmasa da gerilim regülatörleri aracılığıyla bu ilişki doğrusal olarak ifade edilebilir [75]. Generatörde gerilim ile reaktif güç arasındaki ilişki Şekil 1.28'de verilmiştir.



Şekil 1.28. Senkron generatörde uç gerilim ile reaktif güç ilişkisi [75].

Gerilimde olan değişiklik için hata sinyali yükselteç devresine oradan da uyarım devresine iletilerek uyarımın terminal gerilimini arttırması sağlanır ve yeni bir denge

oluşturulur [76]. Şekil 1.29'da generatörlerde gerilim kontrolü için örnek bir şema verilmiştir [76]. Bu kontrol şemasındaki elemanlar laplace dönüşümü kullanılarak şeklin altında ifade edilmektedir. Buradaki tüm elemanlar için denklemlerde kazanç sabitleri (K_A, K_E, K_G, K_A) ve zaman sabitleri (T_A, T_E, T_G, T_A) bulunmaktadır.



Şekil 1.29. Basit AVR kontrol şeması [76].

Yükselteç devresinin denklemi aşağıdaki şekilde yazılabilir [76].

$$\frac{V_R(s)}{V_e(s)} = \frac{K_A}{1 + sT_A} \quad (1.214)$$

Bir uyartım devresinin basit biçimdeki denklemi aşağıdaki gibi yazılabilir [76].

$$\frac{V_F(s)}{V_R(s)} = \frac{K_E}{1 + sT_E} \quad (1.215)$$

Generatör terminal gerilimini alan gerilimiyle ilişkilendiren denklem aşağıdaki biçimde yazılabilir [76].

$$\frac{V_t(s)}{V_F(s)} = \frac{K_G}{1 + sT_G} \quad (1.216)$$

Gerilim transformatör aracılığıyla algılanarak köprü doğrultucu aracılığıyla düzeltilir. Bu durum aşağıdaki denklemle ifade edilebilir [76].

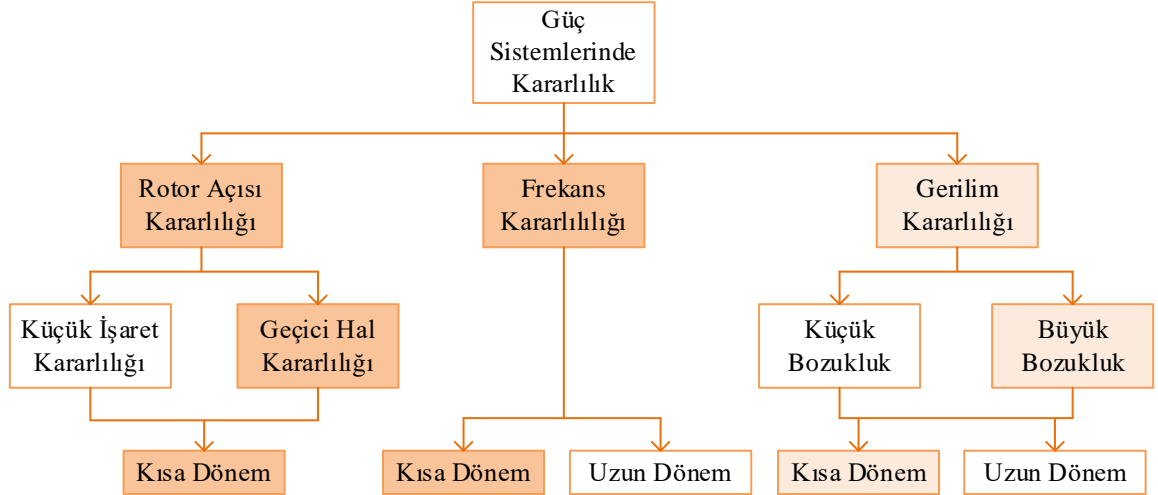
$$\frac{V_S(s)}{V_t(s)} = \frac{K_R}{1 + sT_R} \quad (1.217)$$

Şekilde görülen yapılar ve temsil edilen denklemler göz önüne alınarak generatör terminali (V_t) ile referans (V_{ref}) gerilimi arasındaki ilişki aşağıdaki biçimde yazılabilir [76]. Buradan generatör terminalindeki gerilim cevabı referans gerilime göre çizilebilir.

$$\frac{V_t(s)}{V_{ref}(s)} = \frac{K_A K_E K_G K_R (1 + sT_R)}{(1 + sT_A)(1 + sT_E)(1 + sT_G)(1 + sT_R) + K_A K_E K_G K_R} \quad (1.218)$$

1.9.2. Güç Sistemlerinde Kararlılık

Güç sistemlerinde kararlılıklar üç grupta analiz edilebilir. Bu gruplar rotor açısı, frekans ve gerilim kararlılığından oluşur [84]. Arızanın süresi ve boyutu kararlılık analizlerinin farklı açılardan yapılması ve farklı parametrelerin incelenmesini gerektirir. Bu durum kararlılıkların kendi içlerinde alt gruplara ayrılmasına sebep olur. Şekil 1.30'da kararlılıklar için yapılmış olan sınıflandırmalar verilmiştir.



Şekil 1.30. Güç sistemleri kararlılığının sınıflandırılması [84].

Şekil 1.30'da bu tez çalışmasında analiz edilen kararlılıklardan ön planda olanlar (Rotor Açısı-Geçici Hal, Frekans Kararlılığı) koyu renkle gösterilmiştir. Şekilde daha açık renkle verilen arızalar için kısa dönemdeki gerilim kararlılığı bazı senaryolarda analiz

edilmiştir. Aşağıda maddeler halinde analizleri gerçekleştirilen kararlılıklar tanımlanmıştır. [84].

- Rotor açısı kararlılığı güç sistemlerinde birbirine bağlı senkron makinelerin senkronizasyonu sürdürebilme yeteneği olarak bilinir. Bu kararlılık sistemdeki her makinenin elektromanyetik tork ile mekanik torku arasındaki dengeyi kurabilmesine bağlıdır.
- Frekans kararlılığı sistemde meydana gelen bir arızadan sonra sistemin sabit frekansını sürdürebilme yeteneğidir. Bu yetenek üretim ve tüketim arasındaki dengenin kurulmasına bağlıdır.
- Gerilim kararlılığı bir güç sisteminin başlangıç koşullarında bir arıza meydana geldiğinde sistemdeki tüm baralarda gerilimin sabit tutulabilmesi yeteneğidir.

Bölüm 1.9.1.1’de frekansın ve Bölüm 1.9.1.2’de gerilimin generatör ile ilişkisi verilmiştir. Bu sebeple tekrar matematiksel olarak frekans ve gerilim kararlılığının açıklanma gereği duyulmamıştır.

Bu çalışmada frekans kararlılığı rotor hızlarındaki değişim göz önüne alınarak analiz edilmiştir. Gerilim kararlılığı analizi için maksimum gerilim düşümü hesaplamaları göz önünde tutulmuştur. Bunun sebebi, baralardaki başlangıç gerilim değerlerinin farklılığıdır. Maksimum gerilim düşümü aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$V_{mgd} = \frac{V_{a\ddot{o}} - V_{aa}}{V_{a\ddot{o}}} \quad (1.219)$$

Bu eşitlikte,

$V_{a\ddot{o}}$: Arızadan önce nominal gerilim değeri,

V_{aa} : Arıza anında minimum gerilim değeridir.

1.9.2.1. Geçici Hal Kararlılığı

Senkron generatörlerde rotorda üretilen manyetik alan itici kuvvetin etkisiyle statorda gerilim endüklüyor ve burada manyetik alan oluşturuyordu. Rotorun dönen stator manyetik alanına göre konumu elektriksel olarak güç/rotor açısı ismini almaktaydı. Rotorun dönmesini sağlayan itici gücün artırılması ya da azaltılmasıyla rotor konumu stator manyetik alanına göre yeni bir pozisyona getiriliyor ve rotor açısı değişmiş oluyordu [74]. Rotor açısı ile

üretileen güç arasındaki ilişki Bölüm 1.9.1’de güç akışında ifade edilmiştir. Denklem (1.191) aşağıda tekrar yazılmış ve aktif güç ile rotor açısı arasındaki ilişki belirtilmiştir.

$$P_{12} = \frac{|E_1||E_2|}{|X|} \sin(\delta) \quad (1.220)$$

Bu eşitlikte,

δ : $\delta_1 - \delta_2$ açıları arasındaki farkla ifade edilir.

AVR etkisiyle ve daha detaylı makine modellemesiyle sinüzoidal yapıda olan güç ile rotor açısı arasındaki ilişkide sapmalar görülür fakat ilişki üstte verilen denklem (1.220)’ye benzedir [74]. Güç açısı sıfır olduğunda aktif güç aktarımı gerçekleşmez ve güç açısı 90° değerini geçtiğinde aktif güçte azalma görülür. Aktif güç gerilim genlikleriyle doğru orantılıken yük ile generatör arasındaki reaktansla ters orantılıdır.

Güç sisteminin kararlı durumunda senkron generatörlerin senkron olarak ürettikleri gerilim ve akım frekansı eşit olmalı yani elektriksel olarak aynı hızda bulunmalıdır. Sistemde yaşanan dengesizlik sonucunda bir senkron generatör diğerlerinden daha hızlı çalışıyorsa rotorunun açısal konumunda artış yaşanır ve yükün bir kısmı yavaş senkron generatörlerden hızlı olana aktarılır [74]. Bu durum hızlanan makinenin yavaşlamasına ve açısal farkın kapanmasına neden olur [74]. Eğer hızlanan generatörün gücü yüksekse yakınında bulunan generatörlerin de hızlamasına yol açabilir. Hızlanan generatörün güç açısında belirli bir eşiğin aşılması aktif güç üretiminde azalmaya sebep olur ve bu durumda güç açısının daha da artmasına sebebiyet vererek sistemi kararsızlığa götürebilir [74]. Senkron generatörlerde rotor açısında yaşanan sapmaların yeterli geri yükleme torku olup olmaması kararlı durumun devam edip etmemesini belirler [74].

Güç sistemlerinde yaşanan bozucu etkiden sonra generatörün torku aşağıdaki biçimde yazılabilir.

$$\Delta T_e = T_S \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (1.221)$$

Bu eşitlikte,

$T_S \Delta \delta$: Senkronizasyon tork bileşeni,

$\Delta \delta$: Rotor açısındaki sapma,

T_S : Senkronizasyon tork katsayısı,

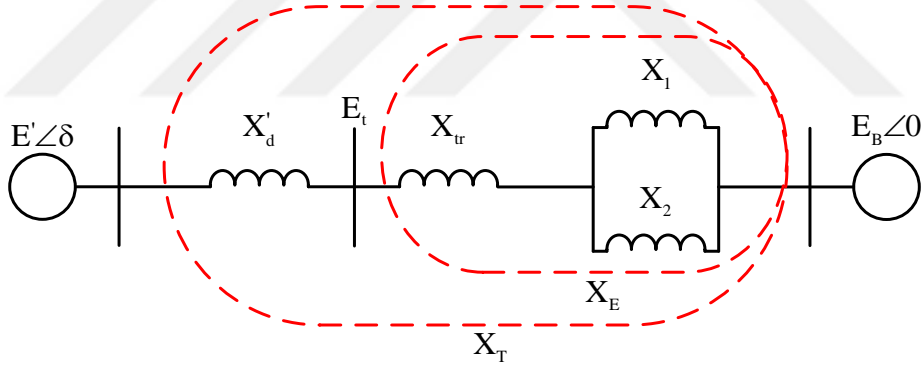
$T_D \Delta\omega$: Sönümlenme tork bileşeni,

$\Delta\omega$: Hızdaki sapma,

T_D : Sönümlenme tork katsayısıdır.

Denklem (1.221)'deki tork ifadelerinin ikisi de sistem kararlılığıyla ilgilidir [74]. Senkronizasyon torkunun az olması rotor açısında periyodik olmayan bir sapma meydana getirirken sönümlenme torkunun az olması salınımın artmasına neden olur [74].

Geçici hal kararlılığı güç sisteminde büyük bir bozulma (kısa devre arızası, yükün, generatörün ve hattın devreden çıkması vb.) meydana geldiğinde senkronizasyonun sağlanabilmesi durumudur [74]. Bu durum rotor açıları ve bara gerilimlerinde büyük sapmalar, güç sistemlerinde ise yük akış yönlerinin değişmesine sebebiyet verebilir [74]. Bozulma öncesi ile bozulma sonrası generatörlerin rotor açıları farklılık oluşabilir [74]. Geçici hal kararlılığı çalışmalarında olay anından itibaren 3 ile 5 saniye sonrası incelemek yeterliken bölgeler arası salınım durumları gerçekleşen sistemlerde bu süre daha uzun tutulabilir [74].



Şekil 1.31. Tek makineli sonsuz baralı güç sistemi tek hat şeması [74].

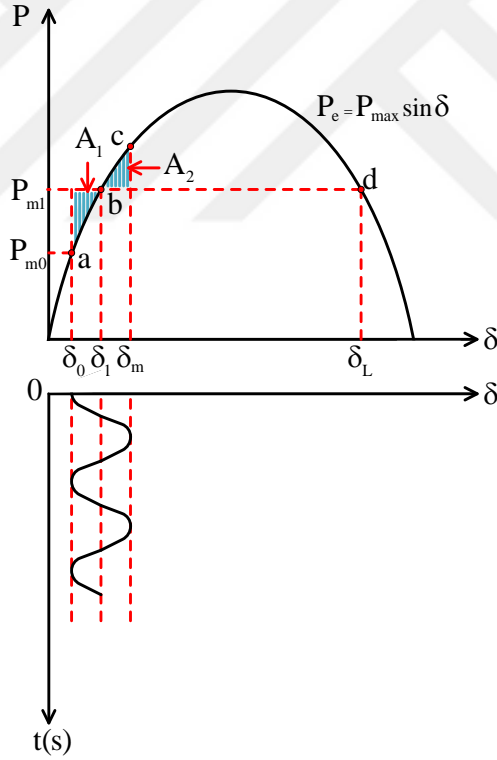
Geçici hal kararlılığını analiz etmek için Şekil 1.31'deki sonsuz bara ve generatör modelini kullandık. Burada kullandığımız modelde governor yapısı ihmal edilmiştir. Hava aralığı gücü terminal gücüne eşit kabul edilebilir. Ayrıca hava aralığı torkuyla hava aralığı gücü de birim değer cinsinden birbirine eşit kabul edilebilir [74]. Sistemde arıza meydana geldiğinde arıza sırasındaki gerilim (E') sonrasındaki gerilime eşit kabul edilmiştir. Arıza anında meydana gelen salınımda oluşan hız sapması ($\Delta\omega_r = d\delta/dt$) başlangıç hızına (ω_0) eklenmelidir fakat bu değer çok küçük olduğunda hız başlangıç hızıyla eşit kabul edilebilir [74]. Buradaki örnek için düzenlenerek rotor açısı kararlılığında verilen denklem (1.220) ve

salınım denklemi (1.166) aşağıda tekrar yazılmıştır. Bu iki denklem geçici hal kararlılığının yapı taşını oluşturmaktadır [74].

$$P_e = \frac{E'E_B}{X_T} \sin\delta_e = P_{maks} \sin\delta_e \quad (1.222)$$

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta_e}{dt^2} = P_m - P_e = P_m - P_{maks} \sin\delta_e \quad (1.223)$$

Burada senkron generatörün geçici hal kararlılığı, güç sisteminde büyük bir olay olan üç faz kısa devre arızası ve güç değişikliği için incelenmiştir. İlk incelenen, generatörde mekanik güç artışı meydana gelmesiyle rotor açısında oluşan salınım durumudur. Bu durum Şekil 1.32'de verilmektedir.



Şekil 1.32. Mekanik güç artışı sonucu güç ile rotor açısı arasındaki ilişki [74].

Şekil 1.32'de görüldüğü üzere senkron generatörde üretilen mekanik güç P_{m0} 'dan P_{m1} değerine yükselmiştir. Bu durumda generatörden talep edilen elektriksel güç mekanik gücün gerisinde kalmış ve rotor hızı ile açısı artmaya başlamıştır. Şekilde görüldüğü üzere mekanik

güç ile elektriksel güç “b” noktasında dengeye gelmesine rağmen rotorun açısı artmaya devam etmiştir. Daha sonra elektriksel güç “c” noktasına kadar ulaşmış ve “a” ile “c” noktaları arasında salınmıştır. Mekanik gücün elektriksel güçten fazla olduğu durumda rotor hızı senkron hızı geçer. Bu güçlerin dengeye geldiği ilk anda (b) rotor hızı senkron hızdan ilerdedir. Bu sebeple rotor açısı “b” noktasını geçer. Elektriksel gücün mekanik güçten daha fazla olduğu durumda ise rotor hızı yavaşlar. Elektriksel gücün “c” noktasında durmasının sebebi bu noktada rotor hızının senkron hıza eşit olmasıdır. Daha sonra “c” noktasında elektriksel gücün mekanik güçten fazla olmasıyla rotor hızı senkron hızdan daha yavaş duruma gelir ve elektriksel güç “a” noktasına doğru harekete eder. Rotor hızının senkron hızdan düşük ve yüksek olduğu duruma göre rotor açısı “a” ile “c” noktası arasında salınımını sürdürür. Burada dirençlerin ihmal edilmesi ve governor gibi bir yapının bulunmaması salınımın sönümlenmemesi durumunu ortaya çıkarır [74].

Rotor açısı ile hızlanma gücü arasındaki ilişki aşağıdaki biçimdedir.

$$\frac{d^2 \delta_e}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e) \quad (1.224)$$

Üstteki denklemin iki tarafı $(2d\delta/dt)$ ile çarpılarak aşağıdaki ifade elde edilir.

$$2 \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2 \delta_e}{dt^2} = \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) \frac{d\delta}{dt} \quad (1.225)$$

İki tarafın integrali alınırsa aşağıdaki ifade elde edilir.

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 = \int \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) d\delta \quad (1.226)$$

Kararlı çalışma durumunda açıda oluşan sapma maksimum değere yani c noktasına ulaşıyor ve açı yön değiştirmeden bu anda hızdaki sapma sıfır oluyor. Denklem (1.226) bu durumda aşağıdaki hale gelir.

$$\int_{\delta_0}^{\delta_m} \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (1.227)$$

Şekil 1.32’de başlangıçta mekanik hızın artması durumunda oluşan iki alan gözükmektedir. δ_0 ’dan δ_1 ’e rotor açısı ilerken depolanan kinetik enerji artmış δ_1 ’den δ_m ’ye bu kinetik enerji azalmıştır. İki alanda kinetik enerjinin eşit olması kararlılık durumunu ortaya çıkarmaktadır. Bu duruma eşit alan kriteri denir [74]. İki alandaki enerjinin nasıl hesaplandığı aşağıda verilmiştir.

$$A_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta \quad (1.228)$$

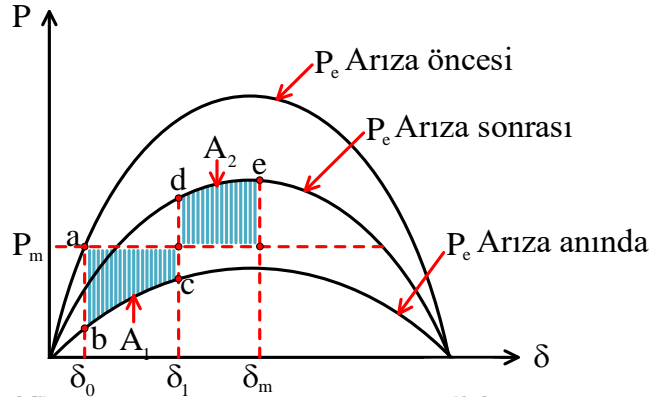
$$A_2 = \int_{\delta_1}^{\delta_m} (P_e - P_m) d\delta \quad (1.229)$$

Bu eşitliklerde,

A_1, A_2 : Sırasıyla 1. ve 2. alandaki kinetik enerjidir.

Şekil 1.32’de başlangıçta mekanik gücün artmasıyla güç açısı belirli bir eşiği aşacak şekilde ilerlerse A_1, A_2 ’den büyük olur ve sistem kararlı duruma gelemmez. Bu durum örneğin maksimum rotor açısı (δ_m), δ_L ’yi aştığında meydana gelir. Çünkü δ_L aşıldığında elektriksel güç (P_e), mekanik güçten (P_m) küçük durumda kalır ve rotor sürekli hızlanır. Bu durumda geçici hal kararsızlığı meydana gelir.

Geçici hal kararlılığı için incelenen ikinci durum üç faz kısa devre arızası meydana geldiğinde generatörün rotor açısında oluşan salınımdır. Şekil 1.31’de X_2 reaktansının bulunduğu hatta üç faz kısa devre arızası meydana gelmiş ve bu arıza hattın devreden çıkartılarak temizlenmesiyle giderilmiştir. Bu durum sonucunda güç ile rotor açısı arasındaki ilişki Şekil 1.33’te verilmiştir. Şekil 1.33’te üç farklı elektriksel güç eğrisi bulunmaktadır. İlk başta yani arıza öncesi generatörün çalışabileceği elektriksel güç eğrisi gözükmektedir. Daha sonra arıza giderilmesiyle generatör için elektriksel güç eğrisi verilmiştir. En son ise arıza meydana geldiğinde (arıza anında) generatörün takip edebileceği elektriksel güç eğrisi gösterilmiştir. Sistemde sadece reaktanslar var olup dirençler olmadığında aktif güç üretimi gerçekleşmeyecek ve elektriksel tork sıfır olacaktır [74]. Fakat güç sisteminde generatör, transformatör ve hattın bir direnç değeri olduğundan generatörden talep edilen aktif güç yani elektriksel güç az da olsa var olacaktır. Ayrıca, arıza generatörden uzakta ise sonsuz baraya aktif güç iletimi de az da olsa gerçekleşir [74].



Şekil 1.33. Üç faz kısa devre arızası sonucu güç ile rotor açısı arasındaki ilişki [74].

Arıza empedansında direnç olması durumu da aktif güç iletimine etki eder. Buradaki örnekte olduğu gibi arızadan sonra paralel hatlardan birinin devreden çıkarılması hattın reaktansını arttıracığından denklem (1.222)'de da görüldüğü gibi aktif güç iletimi azalır. Burada incelenen durumda elektriksel güç ile mekanik güç başlangıçta “a” noktasında denge konumundadır. Daha sonra Şekil 1.33'te, üç faz kısa devre arızası meydana gelmesiyle elektriksel güç oldukça düşmüş ve bu güç “a” noktasından “b” noktasına atlamıştır. Bunun sebebi üstte de bahsedildiği gibi dirençlerin oluşturduğu ve sonsuz baraya gidebilecek çok az miktarda aktif güç dışında arızayı besleyecek bir gücün generatörden talep edilmesidir. Bu güç büyük çoğunlukla reaktif güçten oluşur. Arıza süresince mekanik gücün elektriksel güçten fazla olmasıyla rotor hızlanmaya ve açı artmaya başlamıştır. Arıza süresince elektriksel güç “b” noktasından “c” noktasına tırmanmıştır. Arıza hattın devreden çıkarılmasıyla temizlenmiş ve bunun sonucunda talep edilen aktif güç artarak elektriksel güç “d” noktasına atlamıştır. Elektriksel güç “d” noktasındayken bu gücün mekanik güçten yüksek değerde olması rotor hızının yavaşlamasına sebep olmuştur. Rotor bir anda yavaşlayıp senkron hıza gelemeyeceğinden rotor açısının artması “e” noktasına kadar devam etmiştir. Rotor hızı ile senkron hız “e” noktasında dengeye ulaşmasına rağmen elektriksel güç mekanik güçten fazla olduğu için rotor hızının senkron hızdan daha düşük bir değere gelmesine sebep olur. Bu sebeple salınımı sönmeyecek bir yapı yoksa arıza sonrasında oluşan güç-açı eğrisinde elektriksel güç ve mekanik gücün dengede olduğu konuma göre salınım devam eder.

Bir önceki durumda anlatıldığı gibi buradaki durumda da eşit alan kriteri sağlanırsa yani A_1 'de kazanılan kinetik enerji A_2 'de harcanabilirse kararlı durum sağlanır. Kararlı

durumun sağlanabilmesi, tüm koşullar aynıysa arızanın temizlenme süresiyle alakalıdır. Eğer arıza kritik temizleme süresini (Critical Clearing Time-CCT) aşarsa $A_1 > A_2$ olur ve arıza temizlense bile rotor açısı kararsızlığı oluşur.

Geçici hal kararlılığını etkileyen faktörler aşağıda maddeler halinde verilmiştir. [74].

- Generatörün yüklenme oranı,
- Arızanın konumu ve türüne bağlı olarak generatörün arıza anında güç çıkışı,
- Arıza temizleme süresi,
- Arıza sonrası iletim sisteminin reaktansı,
- Generatörün reaktansı (reaktans düşükse aktarılabilecek aktif gücün tepe noktasını arttırırken başlangıçtaki rotor açısını azaltması),
- Generatörün ataleti (atalet ne kadar büyükse açı değişim hızının o kadar yavaş olması),
- Generatörün iç gerilim büyüklüğü,
- Generatörün bağlandığı iletim hattının sonunda bulunan baranın gerilim büyüklüğü etkiler.

Geçici hal kararlılığını değerlendirmek için hem CCT incelenebilir hem de zaman çözüm kümesinde analizler gerçekleştirilebilir. Zaman çözüm kümesinde gerçekleşen analizlerde, her makinenin rotor açısına bakılarak analiz yapmak pek mümkün değildir. Bu sebeple sistemdeki tüm makinelerin rotor açıları arasındaki fark karşılaştırılarak, maksimum rotor açısı farkı tespit edilir ve bu sayede analiz gerçekleştirilir [43]. Birçok farklı durumun karşılaştırılması yapıldığında maksimum rotor açısı farkı eğrilerinin değerlendirmesi zor olduğundan incelemelerde TRASİ (Transient Rotor Angle Severity Index) kullanılabilir [43, 85, 86]. TRASİ değerinin hesaplama yöntemi aşağıda verilmiştir.

$$TRASİ = \frac{360^0 - \max(\delta_{max}^{as})}{360^0 - \delta_{max}^{a0}} \quad (1.230)$$

Bu eşitlikte,

$\max(\delta_{max}^{as})$, δ_{max}^{a0} : Sırasıyla arızadan sonra ve arızadan önce sistemdeki tüm generatörler arasında olan maksimum rotor açısı farkıdır.

Hesaplanan indeks bir ile sıfır arasında değer alır. Bu değer bire ne kadar yakınsa sistemin o kadar kararlı olduğunu gösterir [85, 86].

2. YAPILAN ÇALIŞMALAR VE BULGULAR

Küçük bir sistemde çalışma yapmak çok sayıda değişken olmadığı için kullanılan yapılarda oluşan tepkilerin daha iyi analiz edilmesi ve yorumlanmasına olanak tanır. Fakat sistemin çok küçük olması farklı durumlar için analizlerin yapılabilmesini zorlaştırır. Örneğin tek generatörden oluşan bir sistemde generatörün devre dışına çıkarılması sistemdeki frekansın incelenmesini olanaksız kılar. Küçük bir güç sistemi bu sistemdeki elemanların tepkilerini analiz etmek için ne kadar önemliyse büyük bir sistemde bu elemanların etkilerini analiz etmek için o kadar önemlidir. Bu açıdan bakıldığında her iki sistemde de analizler gerçekleştirmek kullanılan elemanların sistemde oluşturabilecekleri etkilerin daha net anlaşılmasını sağlayacaktır. Bu etkiler iki tarafta çıkan sonuçların karşılaştırılmasıyla elde edilir. Bu sebeple yapılan çalışmada iki farklı güç sistemi ele alınmıştır. Bu güç sistemlerinden ilki IEEE 9 baralı güç sistemiyken diğeri IEEE 68 bara 16 makineli güç sistemidir.

Bölüm 2.1’de PV santraller ve BESS birimlerinin farklı parametreleri, kontrol yöntemleri, penetrasyon seviyeleri ve yük tipleri hem bu elemanların verdiği tepki hem de sistemde oluşturdukları etki için analiz edilmiştir. Ayrıca bu bölümde farklı yük tiplerinde senkron generatörlerin tepkileri de detaylıca incelenmiştir. Buradaki analizin asıl üstünde durduğu nokta PV santraller ve BESS birimlerinin verdikleri tepkiler ve olay süresince sistemde oluşturdukları etkilerdir. Sistem yapısının küçük ve çok kararlı olması bu sebeple de oturma zamanının kısa sürede gerçekleşmesi, oturma zamanlarına PV santrallerin ve BESS birimlerinin yaptığı etkinin analizini zayıflatmaktadır. Bölüm 2.2’deki senaryolarda oturma zamanlarının uzun olması ve sistem yapısının kararlılıktaki farklı karakteristiği, oturma zamanlarının değerlendirilmesi için daha net biçimde sonuçları ortaya koymuştur. Bu bölümde gerçekleştirilen kararlılık analizlerinde incelenen parametrelerin ve sistem yapısının anlaşılabilmesi için başlangıçta bulunan senaryolarda (X, A, B, C) daha detaylı incelemeler yapılmıştır. Sonraki senaryolarda ve Bölüm 2.2’de daha çok sonuca odaklı incelemeler gerçekleştirilmiştir.

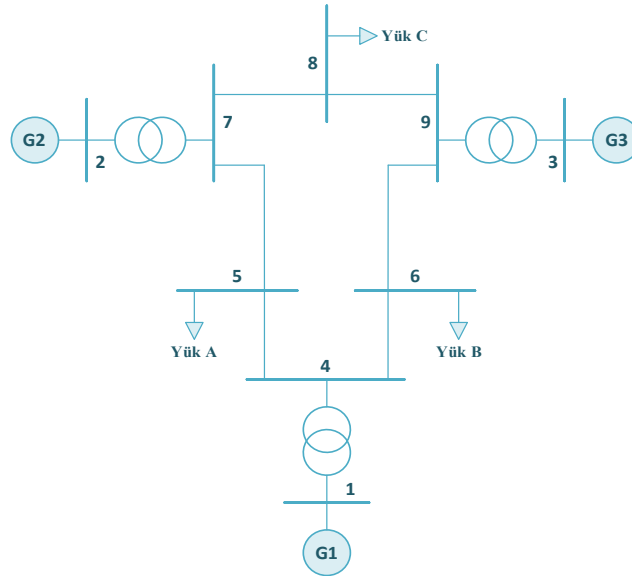
Bölüm 2.2’de güç sisteminin büyüklüğünden faydalanılarak farklı bölgeler ve sistem için kritik (kararlılık açısından zayıf ve kuvvetli) konumlarda PV santraller ile BESS birimlerinin sisteme etkisi üzerinde durulmuştur. Ayrıca bu bölümde Senaryo H üzerinde daha detaylı inceleme yapılarak sistemin yapısının da anlaşılması sağlanmıştır.

Güç sistemlerinde yüksek penetrasyon seviyelerinde bağlanan PV santrallerin bu sistemlere genellikle gerilim kontrollü olarak bağlanmasından Bölüm 1.2’de bahsedilmişti. Bu nedenle yapılan çalışmada da PV santraller bulunduğu bölgelerin gerilimini kontrol edecek biçimde kullanılmıştır. PV santrallerin gerilim kontrollü olarak çalıştırılması için hızlı gerilim desteği veren PLVC+LCQ/VC kontrol yöntemi tercih edilmiştir. Çalışmada gerilim kararlılığı ikinci planda ele alındığından PV santrallerin reaktif güç kontrol yöntemleri analiz edilmemiştir. Bu konuda detaylı bilgi çalışma [82]’ten elde edilebilir.

Güç sistemlerinde kullanılan senkron generatörlerin governer ve AVR yapıları ve parametreleri Ek 1’de verilmiştir [87]. Ek 2 ve Ek 3’te sırasıyla Bölüm 2.1 [88] ve Bölüm 2.2’de [89] kullanılan güç sistemlerinin parametreleri bulunmaktadır. Ek 4 ve Ek 5’te ise güç sistemlerinde sırasıyla PV santraller [82] ve BESS birimleri [90] için parametreler verilmiştir. Ayrıca ekte verilen parametre değerleri kararlılık analizler için senaryoların altında açıklanarak değiştirilmedikçe tüm senaryolarda aynı alınmıştır.

2.1. IEEE 9 Baralı Güç Sistemi İçin Kararlılık Analizleri

Bu bölümde güç sistemi kararlılık analizleri IEEE 9 baralı güç sistemi modellenerek gerçekleştirilmiştir. Şekil 2.1’de bu sistemin yapısı gösterilmiştir.



Şekil 2.1. IEEE 9 baralı güç sistemi

Bu bölümde gerçekleştirilen tüm senaryolarda sistemdeki yüklerin aktif güç değerleri aynıyken Senaryo X haricinde reaktif güç değerleri de aynıdır. Sistemde G1 generatörü salınım barasına bağlıdır ve bu barada gerilimin açısı sıfır derece olarak alınmıştır. Sistemde tüm senkron generatörlerde governor ve AVR bulunmaktadır. Sistemdeki generatör ve yükler için genel bilgi Tablo 2.1’de verilmiştir.

Tablo 2.1. IEEE 9 baralı güç sistemi verileri

Bara No	Bara Tipi	Aktif Güç	Reaktif Güç	Bara Gerilimi
1	SL	-	-	1,040
2	PV	100	-	1,025
3	PV	60/90	-	1,025
4	-	0	0	-
5	PQ	100	35	-
6	PQ	100	35	-
7	-	0	0	-
8	PQ	100	35	-
9	-	0	0	-

Atalet momenti yüksek senkron generatörlerin güç sisteminde bulunması kararlılık açısından oldukça önemlidir. Bu sebeple analizlerin gerçekleştirilmesi için atalet momenti en düşük olan G3 generatörü yerine PV santral bağlanmıştır. PV santral bağlandığı nokta da gerilim kontrolü olarak kullanılmış ve gerilim 1,000 pu değerinde alınmıştır. Sadece PV santralin ve sadece G3 generatörünün olduğu durumlar için analizler gerçekleştirilmiştir. Sistemde farklı durumlar için Bara 3’teki kaynağın değişmesi fakat G1 ve G2 generatörlerinin sabit kalması, atalet momenti düşük olan G2 generatörünün rotor hızının frekans kararlılığı için analiz edilmesini uygun kılmıştır. PV santral ile G3 generatörünün bağlı olduğu Bara 3’te gerilim kararlılığı analizi gerçekleştirilmiştir. Geçici hal kararlılığı analizi için ise maksimum rotor açıları farkı incelenmiş değerlendirmenin yapılmasını kolaylaştırdığından bu inceleme de TRASI kullanılmıştır.

Bu bölümde gerçekleştirilen tüm senaryolar ve senaryoların amaçları Tablo 2.2’de verilmiştir.

Tablo 2.2. IEEE 9 baralı güç sistemindeki senaryoların amaçları

Senaryonun Genel Adı	Senaryodaki Üretim Kaynakları	Kararlılık Analizi Yapılmasının Amacı
X	-	Yük Tipleri
A	PV	Rampa Oranları
B	PV	LVRT ve DVS Yetenekleri
C	PV	Olay Tipleri
D	PV	Penetrasyon Seviyeleri
E	PV	Frekans Desteği
F	BESS	Olay Tipleri

Tablo 2.2’de ilk olarak verilen senaryoda (X) sadece senkron generatörlü üretim kaynakları bulunmaktadır. PV santrallerin olduğu senaryolar için analizlerle ilgili daha detaylı bilgi alt senaryoları içerecek biçimde Tablo 2.3’te verilmektedir. Aynı durumları belirteceği için Tablo 2.3’te bütün alt senaryolar gösterilmemiştir. Örneğin D senaryosunda penetrasyon seviyeleri incelenmiş bu karşılaştırma için A1, B1 ve D1 alt senaryolarıyla analiz gerçekleştirilmiştir. Bu ve sonraki bölümde senaryo olarak kullanılan terim sadece harfin kendisini (A, B, C ...) ifade ederken alt senaryo olarak kullanılan terim harf ve yanında rakamı (A1, B1, C1, B1-C1, C1-1 ...) ifade etmektedir.

Tablo 2.3. IEEE 9 baralı güç sistemindeki senaryoların değişkenleri

Alt Senaryolar	PV Santral					BESS	Olay Tipi				Yük Tipi	
	LVRT	DVS	Rampa oranı (pu)	Frekans Desteği	Penetrasyon Seviyesi (%)	Penetrasyon Seviyesi (%)	Hat	Yük	Generatör	Üç Faz Kısa Devre	Sabit Empedans	Endüstriyel
A1	✓	✓	10	-	20	0	-	-	-	✓	✓	-
A2	✓	✓	1	-	20	0	-	-	-	✓	✓	-
A3	✓	✓	0,5	-	20	0	-	-	-	✓	✓	-
B1	✓	✓	10	-	30	0	-	-	-	✓	✓	-
B2	✓	-	10	-	30	0	-	-	-	✓	✓	-
B3	-	-	10	-	30	0	-	-	-	✓	✓	-
C1	✓	✓	10	-	30	0	-	-	✓	-	✓	-
C2	✓	✓	10	-	30	0	-	✓	-	-	✓	-
C3	✓	✓	10	-	30	0	✓	-	-	-	✓	-
D1	✓	✓	10	-	25	0	-	-	-	✓	✓	-
E1	✓	✓	10	✓	30	0	-	-	-	✓	✓	-

Tablo 2.3'ün devamı

E2	✓	✓	10	✓	30	0	-	-	✓	-	✓	-
E3	✓	✓	10	✓	30	0	-	✓	-	-	✓	-
F1	-	-	-	-	0	10	-	-	-	✓	✓	-
F2	-	-	-	-	0	10	-	-	✓	-	✓	-
F3	-	-	-	-	0	10	-	✓	-	-	✓	-
F4	-	-	-	-	0	10	✓	-	-	-	✓	-

Hem Tablo 2.2'de hem de Tablo 2.3'te senaryolar için kullanılan renkler aynı tutularak ve senaryolar arasında renk ayrımı yapılarak analiz edilen durumun anlaşılması kolaylaştırılmıştır. Tablo 2.3'te verilen alt senaryolarda PV santralli durum, senkron generatörün (G3) PV santral ile yer değiştirmedeği durumla karşılaştırılmıştır. Bu durumun olduğu alt senaryolar yıldız (*) sembolüyle temsil edilmiştir. Örneğin A1 alt senaryosunda PV santral yerine G3 generatörün olduğunda Alt Senaryo A1* olarak temsil edilir. Karşılaştırmalarda PV santral ve G3 generatörünün aktif güç çıkış değerleri eşittir. Bu durum analizlerde senkron generatörlü yapının bir referans olarak kullanılması açısından önemlidir.

2.1.1. Senaryo X

PV santraller ve BESS birimleri için gerçekleştirilen senaryolara geçmeden önce bu senaryoda sistemde kullanılan yük tiplerinin ve senkron generatörlerin oluşturdukları etkiler detaylı olarak incelenmiştir. Burada Bara 8'de 3 faz kısa devre arızası oluşturulmuş ve bu durum için karalılık analizleri yapılmıştır. Analiz edilen yükler ve parametrelerinin değerleri alt senaryolar biçiminde Tablo 2.4'te verilmiştir [78].

Tablo 2.4. Senaryo X'te gerçekleştirilen alt senaryoların parametreleri [78].

Alt Senaryo	Yük Tipi	Q_0	Z_p	I_p	P_p	Z_q	I_q	P_q
X1	Sabit Empedans	0,45	1	0	0	1	0	0
X2	Endüstriyel	0,36	0	0,08	0,92	1,97	-2,53	1,56
X3	Ticari ve Diğerleri	0,50	0,28	0,02	0,70	1,58	-1,98	1,40
X4	Yerleşim	0,50	0,38	-0,02	0,65	1,29	-0,84	0,55
X5	Tarım	0,17	0,46	0,11	0,43	1,55	-1,70	1,15
X6	Birleşik α	0,45	0,27	0,03	0,70	1,54	-1,64	1,10

Tabloda verilen Birleşik yük tipi %21 Endüstriyel, %38 Ticari ve Diğerleri, %33 Yerleşim ve %8 Tarım yük değerlerinin birleşimiyle oluşturulmuştur [78]. Tabloda kullanılan yüklerin parametreleri İsveç güç sistemine göre ortaya koyulmuştur [78]. Farklı ülkeler için yüklerin parametre değerleri ve birleşik yükteki oranları değişiklik gösterse de genel olarak bir yapıyı temsil etmesi açısından kullanılabilir. Tablo 2.4'te verilen yükler için parametreler ve nasıl oluşturuldukları [78] çalışmasında detaylıca verilmiştir.

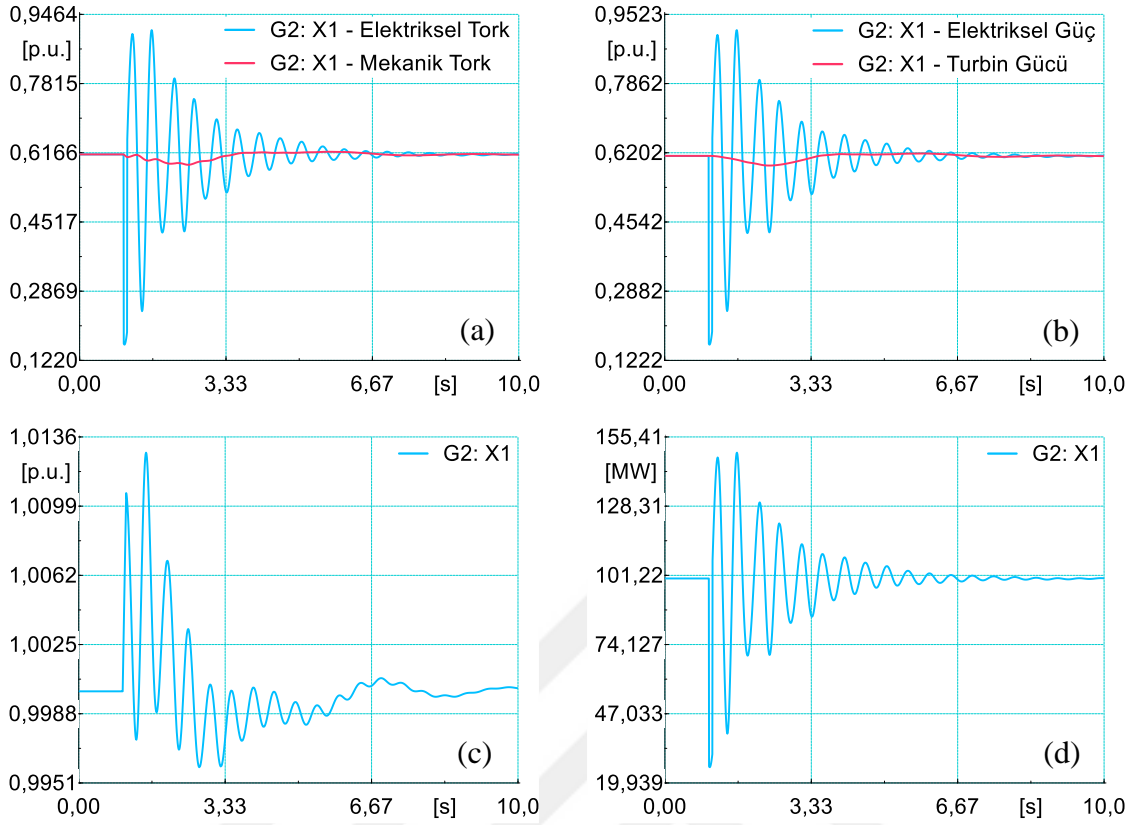
Tablo 2.4'teki Q_0 değerleri Bölüm 1.7'de anlatıldığı üzere yük yapılarında bulunan reaktif güç talebine göre değişiklik göstermektedir. Bu sebeple IEEE 9 baralı güç sisteminde yapılan analizler için Yük A, Yük B ve Yük C değerlerinde aktif güçler sabit ve hepsinde 100 MW alınmışken reaktif güçler Q_0 oranına göre düzenlenmiştir. Örneğin Q_0 değeri 0,5 ise reaktif gücün değeri $0,5 * 100 = 50$ MVar alınmıştır. Analizde sistemdeki tüm yükler hem ZIP parametreleri hem de güç değerleri bakımından özdeştir. Tablo 2.5'te yük tiplerine göre oluşturulan alt senaryolarda sistemdeki yüklerin aktif ve reaktif güç değerleri verilmiştir. Senaryo X1'de sabit empedansın Q_0 değeri 0,45 alınmıştır. Bu durum birleşik yük tipiyle karşılaştırmak için gerçekleştirilmiştir. Tabloda verilen aktif güç değerleri MW birimindeyken reaktif güç değerleri MVar birimindedir.

Tablo 2.5. Senaryo X'te gerçekleştirilen alt senaryoların yük verileri

Alt Senaryo	Yük Tipi	Q_0	Yük A		Yük B		Yük C	
		-	P	Q	P	Q	P	Q
X1	Sabit Empedans	0,45	100	45	100	45	100	45
X2	Endüstriyel	0,36	100	36	100	36	100	36
X3	Ticari ve Diğerleri	0,50	100	50	100	50	100	50
X4	Yerleşim	0,50	100	50	100	50	100	50
X5	Tarım	0,17	100	17	100	17	100	17
X6	Birleşik α	0,45	100	45	100	45	100	45

Öncelikle Senaryo X'te ve diğer senaryolarda oluşan durumların daha rahat anlaşılabilmesi için X1 alt senaryosunda bazı parametrelerin incelemeleri detaylıca yapılmıştır.

Şekil 2.2'de G2 generatörü için mekanik ve elektromanyetik tork; elektriksel ve mekanik güç; aktif güç çıkışı ve rotor hızı sonuçları gösterilmiştir. Diğer generatörler içinde verilen parametrelerdeki durumlar benzer olduğundan tek bir generatör üzerinden bu incelemeler yapılmıştır.



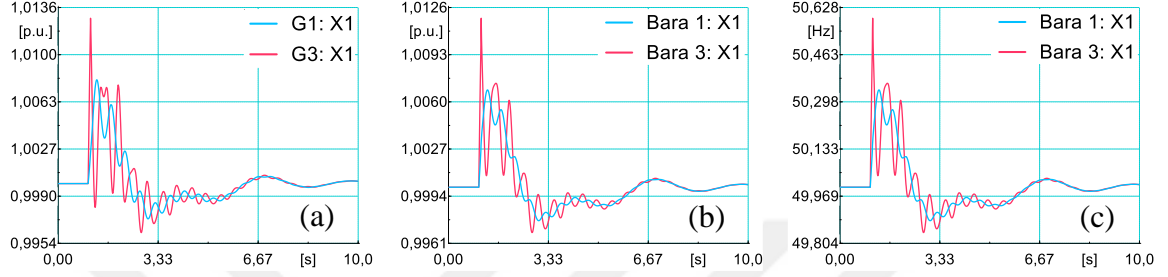
Şekil 2.2. Alt Senaryo X1 için G2 generatörünün (a) mekanik ve elektriksel tork, (b) mekanik ve elektriksel güç, (c) rotor hızı, (d) çıkış gücü

Şekil 2.2 (a) ile (b)'de Bölüm 1.9.2.1'de bahsedilen durum görülmektedir yani mekanik ve elektromanyetik tork birim değer cinsinden mekanik ve elektriksel güç ile benzerdir. Şekil 2.2 (b)'de görüldüğü üzere üç faz kısa devre arızası meydana geldiğinde arıza sonlanana kadar elektriksel güç (talep edilen güç) mekanik güçten (türbin gücünden) daha düşük bir değerdedir. Bu sebeple Bölüm 1.9.2.1'de bahsedildiği üzere rotor hızı arıza süresince artış göstermiştir.

Rotor hızındaki yavaşlama ve hızlanma olayı senkron generatörden talep edilen gücün anlık olarak karşılanabilmesi için rotorda (dönen kısımda) kinetik enerjinin depolanması veya boşalması durumudur. Rotor hızı sistemdeki frekanstan yüksek olduğunda generatörden talep edilen aktif güç (elektriksel güç) artacağından yavaşlar daha sonra bu salınım governor aracılığıyla sönümlenerek hız sabit bir değere getirilir. Bahsedilen durum Şekil 2.2 (b)'de elektriksel ile mekanik güç arasında farkın Şekil 2.2 (c)'deki rotor hızıyla karşılaştırılması sonucunda açıkça görülmektedir. Ayrıca Şekil 2.2 (d)'de verilen MW

cinsinden aktif gücün (çıkış gücü) birim değer cinsinden elektriksel güç ile farklı ölçeklerde aynı davranış sergilediği de gösterilmiştir.

Şekil 2.3'te X1 alt senaryosunda gerçekleşen arızada, frekansta meydana gelen tepkiyi analiz etmek için atalet momenti en yüksek (G1) ve en düşük olan (G3) generatörlerin rotor hızları ve onların bağlı olduğu baralardan alınan frekans eğrileri gösterilmiştir.



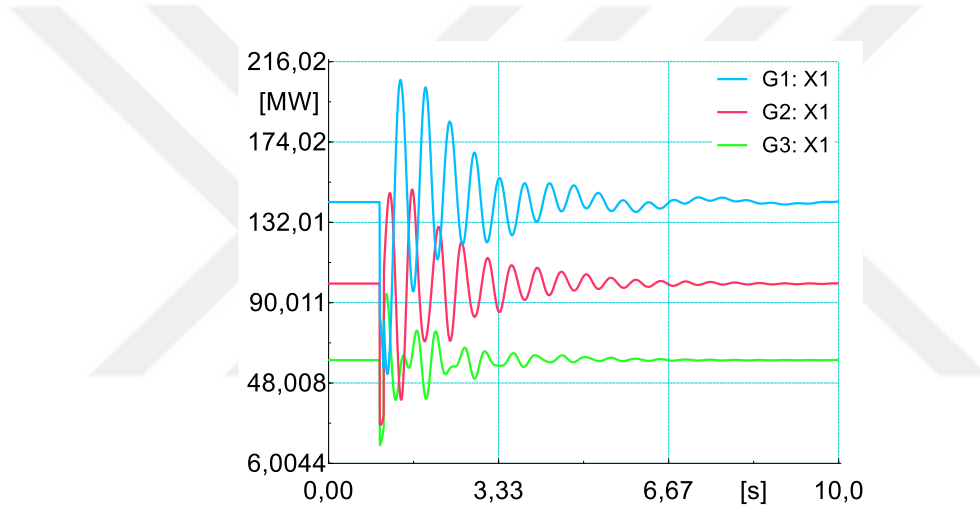
Şekil 2.3. Alt Senaryo X1 için (a) G1 ve G3 rotor hızı, Bara 1 ve Bara 3 frekans (b) birim değer, (c) hertz

Şekilde görüldüğü üzere generatörlerin bağlı olduğu baralardan alınan frekans ölçümleri ile rotor hızları benzer davranış sergilemektedir. Baralardan birim ve hertz cinsinden alınan frekans değerlerine bakıldığında frekanstaki birim değer virgülden sonraki 4. haneye kadar incelenmesi gerekli ve uygun görülmüştür. Ayrıca generatörlerin rotor hızları da beklenildiği üzere baralardaki birim değer cinsinden frekansa çok yakın olması frekansın rotor hızları üzerinden değerlendirilebileceğini göstermektedir. Frekans verilerini farklı konumlardaki baralara bakarak incelemek yerine generatörlerin rotor hızları üzerinden değerlendirmek daha anlaşılabilir sonuç sağlayacaktır. Bu sebeple çalışma boyunca seçilen generatörlerin rotor hızları frekans kararlılığı için analiz edilmiştir. Tablo 2.6'da buradaki generatör ve bara parametrelerinin maksimum değerleri ve bu değerlerin süreleri verilmiştir.

Tablo 2.6. Alt Senaryo X1 için G1, G3 rotor hızları ve Bara 1, Bara 3 frekans değerleri

Birim	Zaman (s)	Rotor Hızı (pu)	Frekans (Hz)	Frekans (pu)
G1	1,2917	1,0080	-	-
G3	1,0800	1,0128	-	-
Bara 1	1,3017	-	50,3400	1,0068
Bara 3	1,0917	-	50,5904	1,0118

Tablo 2.6’da birim değer cinsinden verilen frekansın ve rotor hızlarının 4. haneye kadar alınması Hz cinsinden frekansta virgülden sonra 2. haneye kadar net sonrasında ortalama bir değer oluşmasına (Örnek $50 * 1,0118 = 50,5900 \cong 50,5904$ Hz) sebep olmaktadır. Baralardaki frekansın Tablo 2.6 ve Şekil 2.3’te rotor hızlarının ulaştığı tepe değerinden yaklaşık 0,01 s sonra tepe değerine ulaştığı görülmektedir. Ayrıca Şekil 2.3’te görüldüğü ve Tablo 2.6’da verildiği üzere G1 ve G3 generatörlerinin rotor hızlarında farklılıklar oluşmuştur. Bu durumun sebebi generatörlerden talep edilen aktif güç ve generatörlerin atalet momentlerindeki farklılıklardır. Şekil 2.4’te sistemdeki tüm generatörlerin aktif güç eğrileri gösterilmiştir.



Şekil 2.4. Alt Senaryo X1 için aktif güç çıkışları

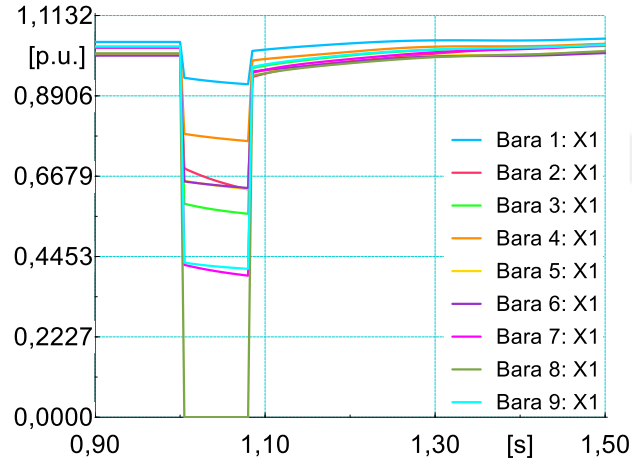
Şekilde görüldüğü üzere arıza sırasında tüm generatörlerde elektriksel güç düşmüş bu durum rotor hızlanmalarına yol açmıştır. Arıza süresince arızadan önceki çıkış gücüne göre G1 generatörünün güç çıkışı ortalama olarak en az düşmüşken (%51,1) en çok düşen (%26,75) G2 generatörü olmuştur. Sistemdeki tüm generatörlerin arıza süresince ortalama aktif güç çıkışı ($t=1,04$ s) ve generatörlerin arıza bitine kadar ($t=1,08$ s) rotor hızları Tablo 2.7’de verilmektedir. Arıza süresinin yarısına göre ortalama aktif güç değerinin verilme sebebi güç çıkışlarının arıza süresince neredeyse doğrusal olarak davranmasıdır.

Tablo 2.7. Alt Senaryo X1 için generatör aktif güç çıkışları ve rotor hızları

Değişken	G1	G2	G3
Aktif Güç (MW) (t=1,04 s)	72,871	26,753	18,134
Rotor Hızı (pu) (t=1,08 s)	1,0024	1,0106	1,0128

G1 generatörünün atalet momentinin oldukça yüksek olması rotor hızında arıza bitine kadar artışın epey az olmasına sebep olmuştur. G3 generatörünün atalet momentinin G2 generatöründen düşük olması, G2 generatöründe aktif güç değişikliğinin fazla olmasına rağmen G3 generatöründe hızlanmanın daha çok olmasıyla sonuçlanmıştır.

X1 alt senaryosu için üç faz kısa devre arızası meydana geldiğinde tüm baralar da oluşan gerilim tepkileri Şekil 2.5'te gösterilmiştir.



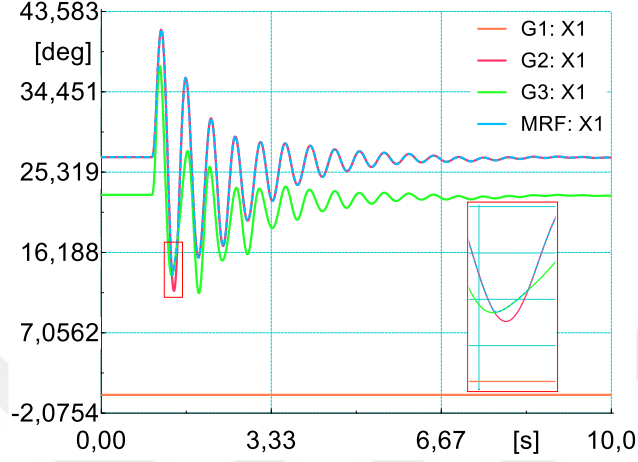
Şekil 2.5. Alt Senaryo X1 için bara gerilimleri

Şekil 2.5'te görüldüğü üzere arızanın olduğu yerde bara gerilimi sıfır değerine ulaşmış ve arızaya yakın olan baralarda (Bara 7, Bara 9) uzak olan baralara (Bara 1, Bara 4) göre gerilim düşümleri daha fazla yaşanmıştır. Tablo 2.8'de baralardaki en düşük gerilim değerleri gösterilmiştir.

Tablo 2.8. Alt Senaryo X1 için baralardaki en düşük gerilim değerleri

Bara No	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Gerilim (pu)	0,923	0,631	0,562	0,765	0,631	0,635	0,392	0	0,410

X1 alt senaryosunda TRASI değerlendirilmesi için oluşturulan grafik Şekil 2.6'da gösterilmiştir. Bu grafik Bölüm 1.9.2.1'de anlatıldığı gibi anlık olarak sistemdeki bütün generatörlerin rotor açıları arasındaki maksimum fark alınarak oluşturulmaktadır.



Şekil 2.6. Alt Senaryo X1 için rotor açıları ve maksimum rotor açısı farkı

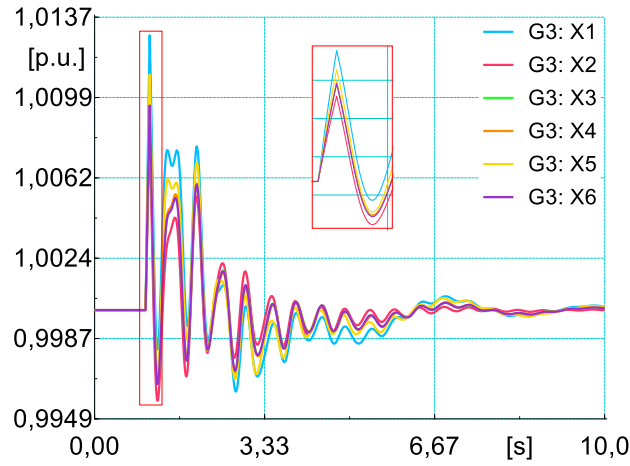
Şekil 2.6'da görüldüğü üzere G1 generatörü bu sistemde referans kabul edilmiştir. Bu referansa göre G2 ve G3 generatörlerinin rotor açılarındaki salınımlar referansın üzerinde gerçekleşmiştir. Şekilde görüldüğü üzere G3 generatörü ile G1 generatörü arasındaki açı farkı çoğunlukla maksimum açı farkını oluşturmuştur. Sadece şekilde yakınlaştırılmış bölgede gösterilen iki noktada eğri boyunca G2 ile G1 generatörü arasındaki fark maksimum açı farkını oluşturmuştur. Bu eğrilerden yararlanılarak X1 alt senaryosunun TRASI değeri aşağıdaki gibi hesaplanır.

Arızadan önce rotor açısı $\max=27,023^\circ$

Arızadan sonra rotor açısı $\max=41,507^\circ$

$$\frac{360^\circ - 41,507^\circ}{360^\circ - 27,023^\circ} = 0,9565 \quad (2.1)$$

Alt senaryo X1 için detaylı inceleme yapıldıktan sonra Senaryo X'te tüm alt senaryolar incelenerek birbiriyle karşılaştırılmıştır. Burada en düşük atalet momentine sahip G3 generatörü üzerinden frekans kararlılığı analizi gerçekleştirilmiştir.



Şekil 2.7. Senaryo X için G2 rotor hızları

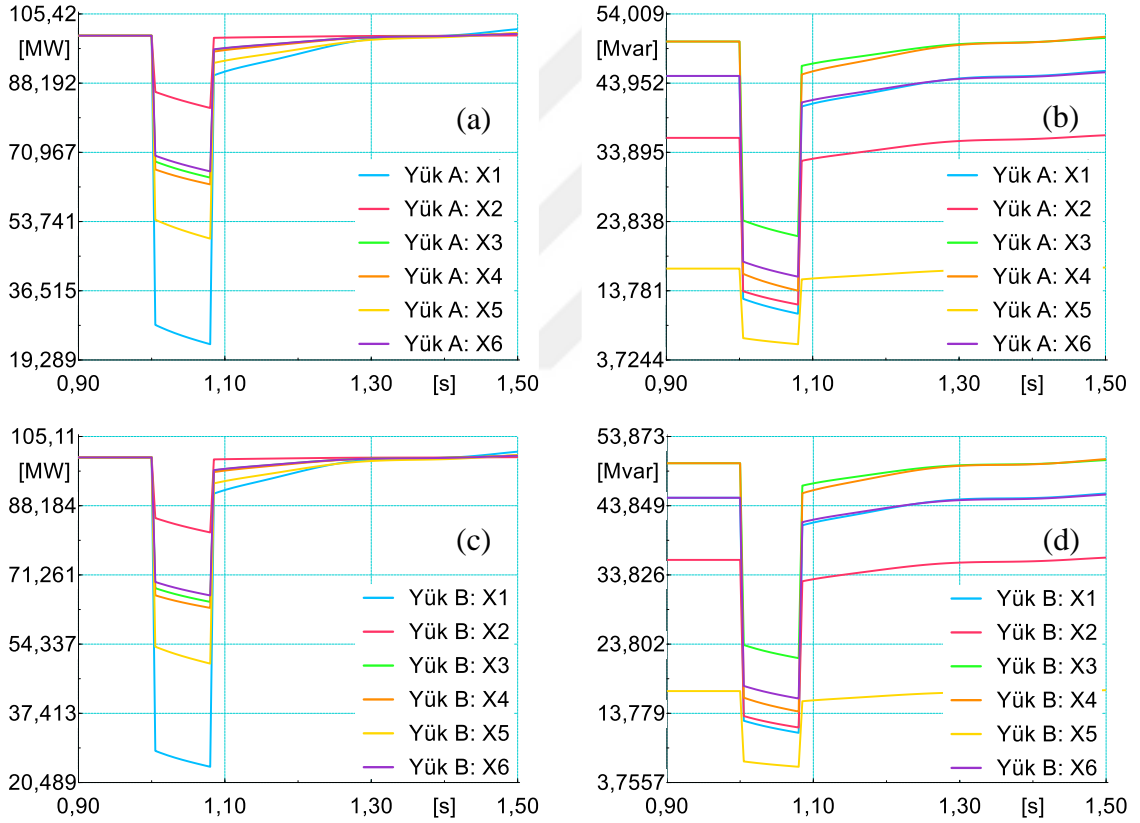
Şekil 2.7’de görüldüğü üzere sabit empedans yük tipinde (X1) rotor hızı maksimum değere ulaşmışken endüstriyel yük tipinde (X2) minimum değere ulaşmıştır. Sabit empedans yük tipindeki parametrelerden en uzak olan endüstriyel yük tipinde (X2) rotor hızının maksimum değerinin diğer alt senaryolara göre daha az olduğu da görülmektedir. Alt senaryolardan X1 ile reaktif güç değerlerinin de eşit olduğu birleşik yüklü alt senaryo X6 karşılaştırıldığında birleşik yükün olduğu durumdaki tepkinin sabit empedans yük tipinden çok endüstriyel yük tipine daha yakın hareket ettiği görülmektedir. Ticari ve diğerleri (X3) ile yerleşim (X4) yüklerinin parametrelerinin yakın olmasıyla da rotor hızı tepkilerinin Şekil 2.7’de benzer hareket ettiği ortadadır. Ayrıca burada birleşik yükün (X6) %71 ile büyük kısmını oluşturan bu iki yükteki (X3 ve X4) rotor hızı tepkisi birleşik yükle oldukça yakın seyretmiştir. Tarımsal yük ise (X5) sabit empedans ve birleşik yükün oluşturduğu tepkilerin ortasında yer almıştır. Burada incelenen alt senaryolarda frekans kararlılığı için rotor hızındaki maksimum, minimum değerler ve oturma zamanları Tablo 2.9’da verilmiştir. Rotor hızının 0,9995-1,0005 pu değerleri arası için oturma zamanları belirlenmiştir.

Tablo 2.9. Senaryo X için frekans kararlılığı verileri

Alt Senaryo	X1	X2	X3	X4	X5	X6
Minimum D. (pu)	0,9962	0,9958	0,9967	0,9967	0,9968	0,9966
Maksimum D. (pu)	1,0128	1,0083	1,0097	1,0097	1,0110	1,0095
Oturma Zamanı (s)	7,03	5,67	5,77	5,76	6,91	5,75

Tablo 2.9’da görülen oturma zamanı bakımından en iyi sonucu endüstriyel yük tipinin (X2) vermiştir. En kötü sonucun ise sabit empedans yük tipine (X1) ait olduğu görülmektedir.

Rotor hızının farklı yük tiplerinde farklı tepkiler verme sebebini anlamak için yüklerde arıza sırasında meydana gelen durumun incelenmesi önem arz etmektedir. Arızanın olduğu yerde Yük C’nin aktif ve reaktif güç talebi sıfır olmaktadır. Bu sebeple arızanın meydana geldiği yer haricinde (Yük A ve Yük B’de) yaşanan durumu incelemek doğru sonuçların elde edilmesine imkân verecektir. Şekil 2.8’de Yük A ve Yük B için arıza sırasında aktif ve reaktif güç durumu gösterilmiştir.



Şekil 2.8. Senaryo X için Yük A ve Yük B (a, c) aktif güç ve (b, d) reaktif güç değerleri

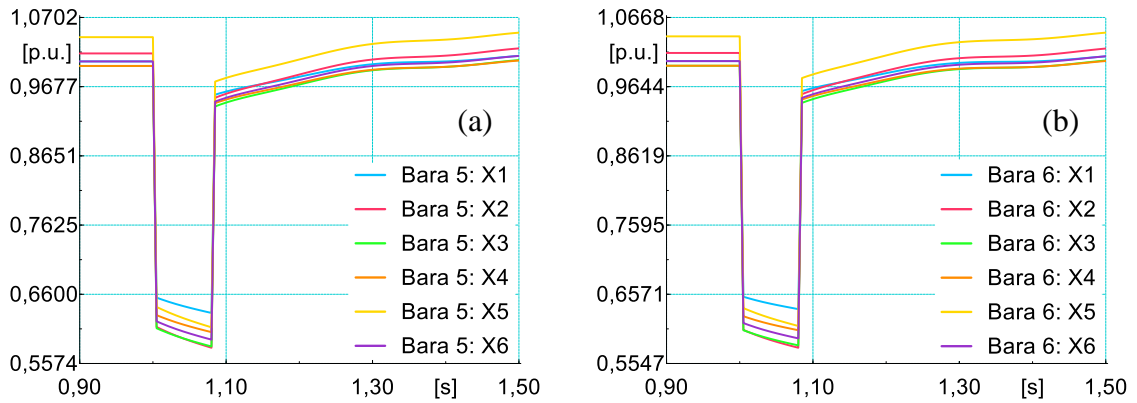
Şekil 2.8’de görüldüğü üzere arıza sırasında aktif ve reaktif güç taleplerinde değişiklik yaşanmıştır. X1 alt senaryosunda sabit empedans ile modellenen yükler için aktif güç talebi oldukça fazla düşmüştür. X2 alt senaryosunda endüstriyel yük tipiyle modellenen yükler için ise aktif güç talebi oldukça az düşmüştür. Burada yaşanan durum rotor hızına yansımıştır.

Tablo 2.10’da X senaryosu için arıza süresince yüklerin ortalama aktif güç ve reaktif güç değerleri verilmiştir.

Tablo 2.10. Senaryo X için yüklerin arıza süresince ortalama değerleri

Güçler	Yük	Alt Senaryolar					
		X1	X2	X3	X4	X5	X6
Aktif Güç (MW) (t=1,04 s)	A	25,430	83,940	66,566	64,731	51,710	68,068
	B	26,112	83,297	66,196	64,596	51,497	67,755
	C	0	0	0	0	0	0
Reaktif Güç (MVA _r) (t=1,04 s)	A	11,443	12,670	22,768	14,917	6,424	16,834
	B	11,750	12,474	22,630	14,937	6,394	16,745
	C	0	0	0	0	0	0

Arıza süresince oluşan aktif güç ve reaktif güç düşümü baralarda oluşan gerilime tepki olarak ve yükün karakteristiğine bağlı olarak ortaya çıkmaktadır. Gerilim kararlılığını incelerken gerilimin en düşük değerine bakıldığında reaktif güç değerlerinin eşit olduğu alt senaryolara bakmak daha doğru bir yaklaşım olacaktır. Çünkü reaktif güç değerlerinin eşit olduğu durumda gerilimlerin başlangıç değerleri de eşittir. Ayrıca tüm alt senaryoların birbirleriyle karşılaştırılması için maksimum gerilim düşümü oranlarına bakmak en doğrusu olacaktır. X senaryosu için Bara 5 ve Bara 6’dan alınan gerilim değerleri Şekil 2.9’da gösterilmiştir.



Şekil 2.9. Senaryo X için (a) Bara 5 ve (b) Bara 6 gerilim değerleri

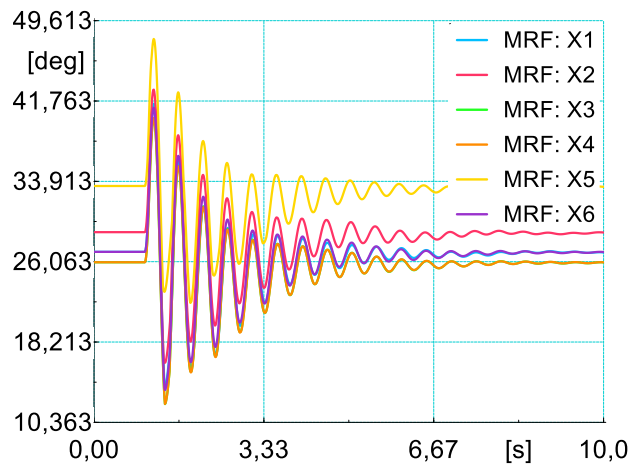
Şekil 2.9’daki gerilim değerleri incelendiğinde alt senaryolardan X1’de oluşan gerilim düşümü aynı güç değerine sahip X6’dan daha az olmuştur. Ayrıca yerleşim yükünden oluşan X4’te gerilim düşümü aynı güç değerlerine sahip X3’ten daha azdır. Her barada arızanın

konumuna göre gerilim düşümü değerlerinin değişeceği unutulmamalıdır. Diğer baralarda gerilimler incelendiğinde X1, X3, X4 ve X6 alt senaryoları için Bara 5 ve Bara 6'da gözükten durum geçerlidir. Bara 5 ve Bara 6'daki maksimum gerilim düşümü değerleri Tablo 2.11'de verilmiştir.

Tablo 2.11. Senaryo X için Bara 5 ve Bara 6'da maksimum gerilim düşümü değerleri

Bara No	Alt Senaryolar					
	X1	X2	X3	X4	X5	X6
Bara 5 (pu/pu)	0,3710	0,4290	0,4166	0,3953	0,4132	0,4104
Bara 6 (pu/pu)	0,3666	0,4305	0,4162	0,3937	0,4126	0,4099

Tabloda görüldüğü üzere maksimum gerilim düşümü en çok X2 alt senaryosunda gerçekleşmişken en az X1 alt senaryosunda gerçekleşmiştir. Bu sonucun ortaya çıkmasına rağmen yük tipindeki farklılık sebebiyle rotor hızındaki artışın X1 alt senaryosunda X2 alt senaryosundan daha fazla olduğu tekrar belirtilmelidir. Ayrıca tabloda ortaya çıkan sonuçlar hem Bara 5 hem de Bara 6 için oldukça benzerdir. Bu benzerliğin sebebi sistemin yapısal olarak küçük ve arıza konumuna göre gerilim değerleri incelenen baraların simetriğe yakın yerlerde bulunmasıdır. Atalet momenti yüksek G1 generatörü arıza konumuna göre ortadayken atalet momentleri düşük G2 ve G3 generatörlerinin karşılıklı olması ve yüklerin eşit dağılması bu simetriyi ortaya koymaktadır.



Şekil 2.10. Senaryo X için maksimum rotor açısı farkı

Geçici hal kararlılığının analiz edilebilmesi için farklı yük tiplerinde oluşan maksimum rotor açıları farkı Şekil 2.10'da gösterilmiştir. Rotor açılarının başlangıcı sistemdeki yüklerin değişmesiyle değiştiğinden aynı rotor açısı başlangıcına sahip olan alt senaryoların birbirleriyle kıyaslaması grafik üzerinden yapılabilirken (X1 ve X6 gibi) tüm alt senaryoların incelenmesinde TRASI değerleri daha doğru bir yol göstermektedir. Şekil 2.10'da görüldüğü üzere maksimum rotor açıları farkı güçlerin eşit olduğu senaryolarda birbirine yakın hareket etmiş fakat az da olsa farklı minimum, maksimum değerler ve salınım şekli göstermiştir. X senaryosunda gerçekleştirilen tüm alt senaryolar için TRASI değerleri Tablo 2.12'de verilmiştir.

Tablo 2.12. Senaryo X için geçici hal kararlılığı verileri

Alt Senaryo	X1	X2	X3	X4	X5	X6
TRASI	0,9565	0,9579	0,9578	0,9578	0,9560	0,9577

Tablo 2.12'de çıkan sonuçlar değerlendirildiğinde X5 alt senaryosu TRASI değeri bakımından en kötü sonuç olurken X2 alt senaryosu en iyi sonucu vermiştir.

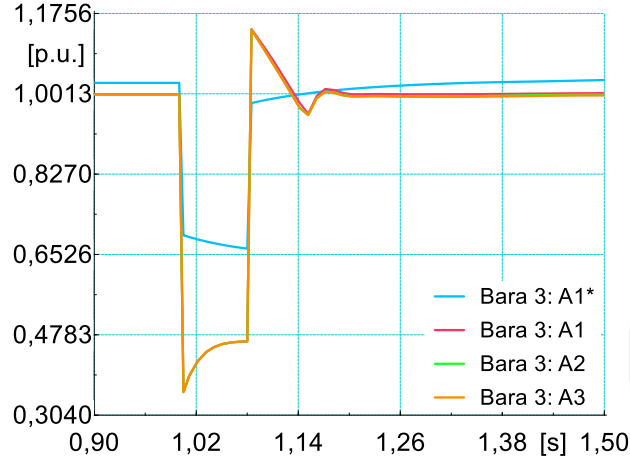
2.1.2. Senaryo A

Bu senaryoda PV santralin arıza sonrası aktif gücünü sisteme geri kazandırma özelliği (rampa oranı) Bara 6'da üç faz kısa devre arızası oluşturularak analiz edilmiştir. Sistemde PV santralin penetrasyon seviyesi %20 (60 MW) oranındadır. Ayrıca rampa oranı etkisinin daha rahat analiz edilebilmesi için LVRT yeteneği gerilim bakımından 0,5 pu ile 0,9 pu değerleri arasında sınırlandırılmıştır. Burada gerçekleştirilen alt senaryolar Tablo 2.13'te verilmiştir.

Tablo 2.13. Senaryo A'da gerçekleştirilen alt senaryolar

Alt Senaryolar		Rampa Oranı (pu)
A1	A1-1*	-
	A1-1	10
A2		1
A3		0,5

PV santralin aktif güç çıkışının gerilimden etkilenmesi Bara 3'teki gerilime bakılarak değerlendirilebilir. Şekil 2.11'de gerçekleştirilen alt senaryolar sonucunda Bara 3'teki gerilim değerleri gösterilmiştir.



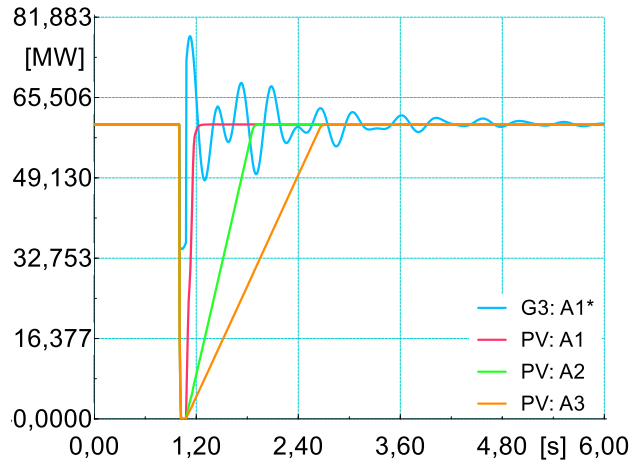
Şekil 2.11. Senaryo A için Bara 3 gerilimleri

Şekil 2.11'de PV santralli durum ile G3 generatörlü durum arasında başlangıçta gerilim farkı olduğu görülmektedir. Bu durum önceden de bahsedildiği üzere üretim kaynaklarının (PV santral ve G3 generatörü) nominal gerilim değerlerindedir. Ayrıca Şekil 2.11'de gerilim düşümünün PV santralli alt senaryolarda daha fazla yaşandığı görülmektedir. Bara 3'te ortaya çıkan maksimum gerilim düşümü değerleri Tablo 2.14'te verilmiştir.

Tablo 2.14. Senaryo A için maksimum gerilim düşümü değerleri

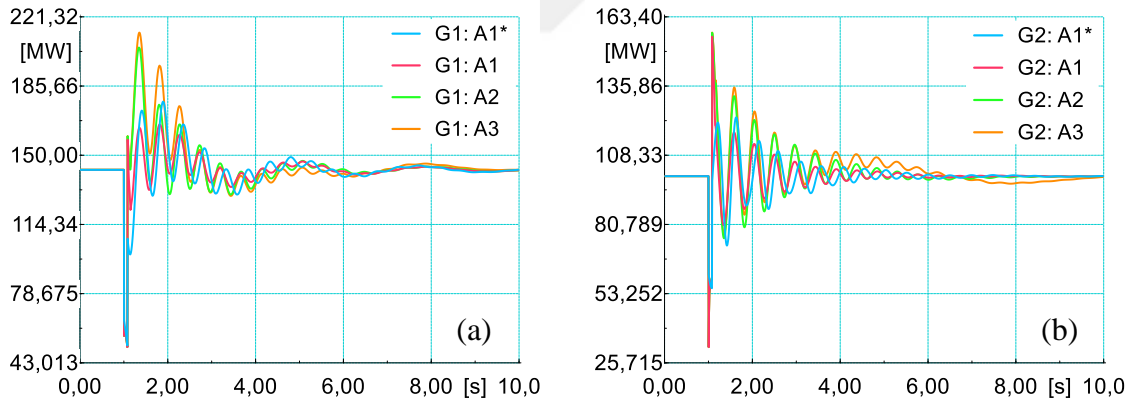
Alt Senaryo	A1*	A1	A2	A3
Gerilim D. (pu/pu)	0,3523	0,6521	0,6521	0,6521

Şekil 2.11'e bakıldığında PV santralin olduğu alt senaryolarda Bara 3'te oluşan gerilim 0,5 pu değerinin altındadır. Bu durum gerilimin LVRT alt sınırını aşması, PV santralin aktif güç çıkışı vermemesi anlamına gelir. Şekil 2.12'de PV santral ve G3 generatörünün aktif güç değerleri gösterilmiştir.



Şekil 2.12. Senaryo A için PV ve G3 aktif güç çıkışları

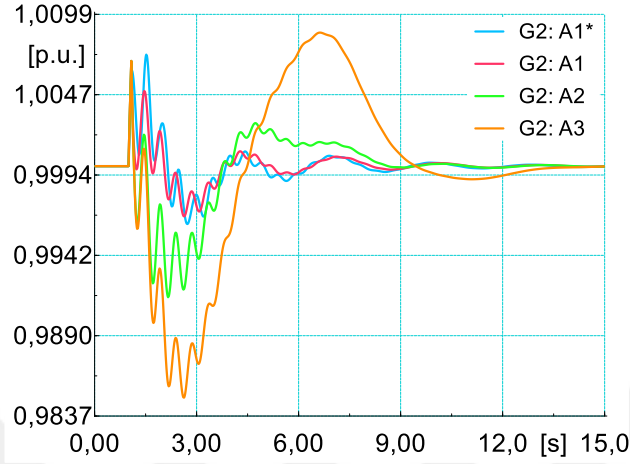
Şekil 2.12’de görüldüğü üzere PV santral aktif güç çıkışını sıfıra düşürmüşken G3 generatörü arıza süresince ortalama olarak ($t=1,04$ s) aktif gücünü 35 MW değerinde tutmuştur. Arıza süresince sistemde bulunan diğer generatörlerin aktif güç çıkışları ise Şekil 2.13’te gösterilmiştir.



Şekil 2.13. Senaryo A için (a) G1 ve (b) G2 aktif güç çıkışları

Şekil 2.13’te görüldüğü üzere arıza süresince G1 ve G2 generatörünün aktif güç çıkışları PV santrali olan alt senaryolarda tamamen aynıdır. G3 generatörünün olduğu alt senaryoda G1 generatörünün aktif gücündeki değişim diğer alt senaryolarla oldukça yakındır. PV santralli alt senaryolar ile A1* alt senaryosu karşılaştırıldığında G2 generatörünün aktif gücünde ise arıza başlangıcında daha fazla düşüş meydana gelmiştir. Generatörlerden talep edilen aktif güçlerin değişmesi hıza yansımaktadır. Burada meydana

gelen durumlar sonucunda frekans kararlılığının değerlendirilmesi için G2 generatörünün rotor hızı Şekil 2.14’te gösterilmiştir.



Şekil 2.14. Senaryo A için G2 rotor hızları

Şekil 2.14’te görüldüğü üzere arızanın bitişine kadar ($t=1,08$ s) PV santralli alt senaryolarda rotor hızı tamamen aynı değere (1,0069 pu) ulaşmışken A1* alt senaryosunda bu hız daha düşük bir değere (1,0062 pu) ulaşmıştır. Şekil 2.14’te görülen bir diğer durum da arızadan sonra rampa oranı değerinin az olduğu alt senaryolarda (A2 ve A3) rotor hızında sapmaların fazla olmasıdır. Rampa oranı değerinin 10 pu olması (A1) diğer alt senaryolara göre PV santralin G2 rotor hızında oluşturduğu etkiyi G3 generatörünün oluşturduğu etkiye daha fazla yaklaştırmıştır. A senaryosunda frekans kararlılığı için rotor hızında maksimum, minimum değerler ve oturma zamanları Tablo 2.15’te verilmiştir.

Tablo 2.15. Senaryo A için frekans kararlılığı verileri

Alt Senaryo	A1*	A1	A2	A3
Minimum D. (pu)	0,9962	0,9967	0,9915	0,9849
Maksimum D. (pu)	1,0073	1,0069	1,0069	1,0087
Oturma Zamanı (s)	7,40	7,53	8,08	12,24

Tablo 2.15’e bakıldığında oturma zamanı en kısa olan G3 generatörlü alt senaryo (A1*) olurken PV santralin rampa oranı değerinin düşük olması (A3) diğer rampa oranlarına göre oturma zamanı üzerinde ciddi bir etki oluşturmuştur. Ayrıca rotor hızının A1 ve A2 alt senaryolarında maksimum değeri aynıken rampa oranı biraz daha düştüğünde (A3)

maksimum değer yükselmiştir. Rotor hızında minimum değere bakıldığında ise A1 ile A2 alt senaryoları arasında bariz bir fark yaşanmış aktif güç değerinin sisteme verilme hızının önemli olduğu burada da ortaya çıkmıştır.

Bir önceki senaryoda maksimum rotor açıları için eğriler verilmişti. Bu eğrilerden sonucun değerlendirilmesinin hem sistemdeki değişikliklerin etkisi hem de senaryo sayısı arttıkça mümkün olmadığı görülmüştü. Bu sebeple bu ve sonraki senaryolarda geçici hal kararlılığının analizi için sadece TRASI değerleri verilmiştir. Bu senaryo için TRASI değerleri Tablo 2.16’da verilmiştir.

Tablo 2.16. Senaryo A için geçici hal kararlılığı verileri

Alt Senaryo	A1*	A1	A2	A3
TRASI	0,9814	0,9855	0,9858	0,9858

G3 generatörünün devreden çıkarılması onun yerine PV santralin eklenmesi G3 generatörünün etkisinde sistemden çıkarılması anlamına gelmektedir. G3 generatörünün kararlılık açısından sistemdeki diğer generatörlerden daha zayıf olması bu zayıflığın çıkarılan PV santral sayesinde sisteme yansımamasına sebep olurken PV santralin getirdiği zayıflıklar sisteme yansır. G2 rotor hızında olumsuz sonuç ortaya çıkararak PV santralli alt senaryolar TRASI değerleri incelendiğinde olumlu bir sonuç ortaya koymaktadır. Kısa devre arızası sırasında aktif güç talebinin azalması PV santralin aktif güç çıkışını azaltmasıyla oluşan dengesizliğe olumlu etki yapmaktadır. TRASI değerleri incelendiğinde PV santralli alt senaryolar PV santralin çıkış gücünü sıfıra düşürmesiyle geçici hal kararlılığı üzerinde A1* alt senaryosundan olumlu etki oluşturmuştur. Burada G3 generatörünün zayıf yapısı yerine daha güçlü generatörlerin devre de kalması etkilidir. Sistemin küçük yapıda olması bu durumları göz önüne almayı önemli kılmaktadır.

Tablo 2.16’da PV santralli alt senaryolarda sonuçlar oldukça yakın hatta A2 ve A3 alt senaryolarında aynı çıkmıştır. Bu durumda A1, A2 ve A3 alt senaryoları karşılaştırıldığında A3 alt senaryosunda rotor hızındaki yüksek hareketlilik tek bir kararlılığa bakıp değerlendirme yapılmaması gerektiğini gözler önüne sermektedir.

2.1.3. Senaryo B

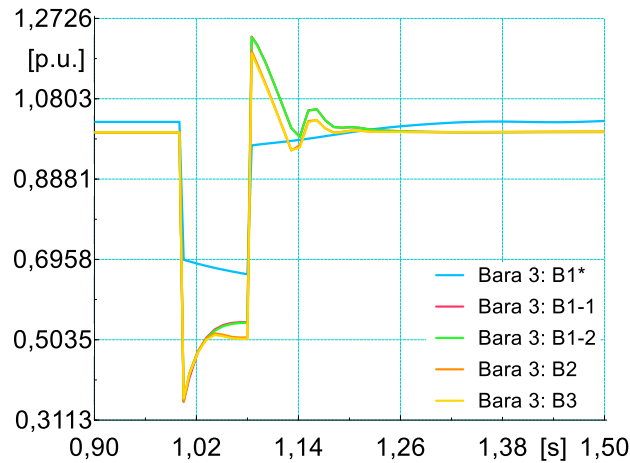
Bu senaryoda düşük gerilimde PV santralin sisteme bağlı kalma yeteneği olan LVRT ve arıza sırasında dinamik gerilim desteği için Bara 6'da üç faz kısa devre arızası gerçekleştirilerek kararlılık analizleri yapılmıştır. Tablo 2.17'de gerçekleştirilen alt senaryolar gösterilmiştir.

Tablo 2.17. Senaryo B'de gerçekleştirilen alt senaryolar

Alt Senaryolar	LVRT Tipi	DVS
B1	B1-1*	-
	B1-1	LVRT-1
	B1-2	LVRT-2
B2	LVRT-2	-
B3	-	-

Tablo 2.17'de LVRT 1 durumunda LVRT yeteneğinin alt sınırı 0 pu olarak belirlenmişken LVRT 2 durumunda alt sınır 0,45 pu olarak belirlenmiştir. İki LVRT yeteneği içinde üst sınır 0,9 pu seçilmiştir. DVS yeteneğinde K_{qv} parametresi 2 alınmıştır.

Buradaki alt senaryolarda Bara 3'te meydana gelen gerilim değişikliği Şekil 2.15'te verilmiştir.



Şekil 2.15. Senaryo B için Bara 3 gerilimleri

Şekil 2.15'te görüldüğü üzere LVRT yeteneği aynı olan (B1-2 ve B2) ve DVS yeteneği var olan alt senaryoda (B1-2) arıza süresince gerilim daha yüksek bir seviyede kalmıştır.

Ayrıca DVS yeteneğinin var olması arıza sonlandığında gerilim artışının daha yüksek değere ulaşmasını da sağlamıştır. DVS yeteneği arıza sırasında gerilimi yükseltmesi açısından olumlu etki sağlarken arıza sonrası gerilimde aşmayı arttırarak olumsuz bir etki yaratmaktadır. Arıza süresince yaşanan maksimum gerilim düşümleri ve arıza süresince gerilimlerin maksimum olduğu değerler Tablo 2.18’de verilmiştir.

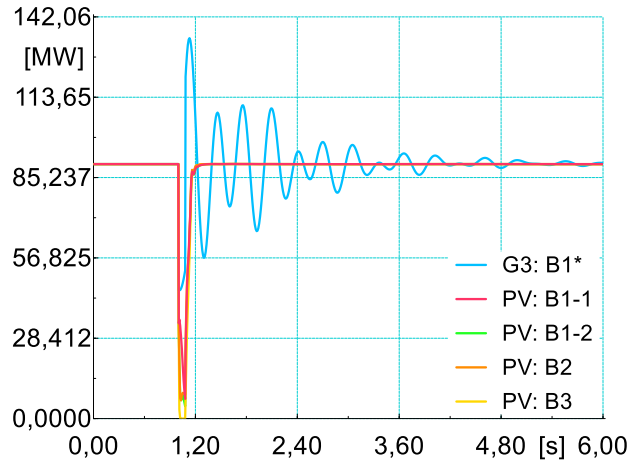
Tablo 2.18. Senaryo B için maksimum gerilim düşümü ve arıza süresince maksimum gerilim değerleri

Alt Senaryo	B1*	B1-1	B1-2	B2	B3
Gerilim D. (pu/pu)	0,3569	0,6450	0,6441	0,6441	0,6370
A. Maks* (pu)	0,6951	0,5456	0,5443	0,5090	0,5059

* $t=1,005$ s G3 olan alt senaryoda, $t=1,080$ s PV olan alt senaryolarda.

Tablo 2.18’de da görüldüğü üzere DVS yeteneği gerilimin arıza süresince daha yüksek değerde kalmasını sağlamıştır.

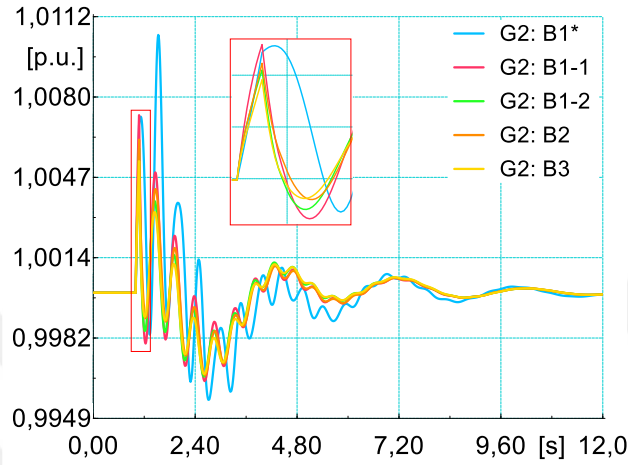
Şekil 2.16’da PV santralin ve G3 generatörünün alt senaryolardaki aktif güç çıkışları gösterilmiştir.



Şekil 2.16. Senaryo B için PV ve G3 aktif güç çıkışları

Şekil 2.16’da görüldüğü üzere LVRT yeteneğinin olmaması PV santralin aktif güç çıkışının arıza sırasında sıfır değerine düşmesine sebep olmuştur. DVS yeteneğinin aynı olduğu LVRT yeteneğinin farklı olduğu B1-1 ve B1-2 alt senaryoları karşılaştırıldığında arıza süresince LVRT yeteneği yüksek olan alt senaryoda (B1-1) aktif güç çıkışının daha

fazla olduğu görülmektedir. LVRT yetenekleri aynı olan fakat DVS yeteneğinin var olduğu ve olmadığı sırasıyla B1-2 ve B2 alt senaryolarında arıza sırasında B1-2 alt senaryosunda PV santral aktif güç çıkışını azaltmış ve gerilim desteğini arttırmıştır. Buradaki alt senaryoların G2 rotor hızında oluşturdukları etki Şekil 2.17’de gösterilmiştir.



Şekil 2.17. Senaryo B için G2 rotor hızları

Şekil 2.17’de G2 generatörünün rotor hızı arıza sonlanana kadar ($t=1,08$ s) LVRT ve DVS yeteneğinin olmadığı B3 alt senaryosunda en düşük hıza ulaşmışken B1-1 alt senaryosunda en yüksek değere ulaşmıştır. Göze çarpan noktalardan biri de arızadan sonra B1* alt senaryosunda G2 generatörünün rotor hızının tüm alt senaryolardaki hızdan daha yüksek bir değere ulaştığıdır. PV santral alt senaryolarda, B1* alt senaryosunda arıza bitiminden sonra oluşan büyük dalgalanmaya ve arızadan hemen sonra salınım genliğinin düşürülmesine olumlu etki yapmıştır. PV santralin aktif güç çıkışını neredeyse salınımsız olarak sisteme vermesi bu durumda rol oynamaktadır. Rotor hızları B1* alt senaryosu (1,0068 pu) haricindeki alt senaryolarda arıza sonlanana kadar maksimum değerlere ulaşmıştır. Tablo 2.19’da frekans kararlılığı analizi için rotor hızındaki maksimum, minimum değerler ve oturma zamanları verilmiştir.

Tablo 2.19. Senaryo B için frekans kararlılığı verileri

Alt Senaryo	B1*	B1-1	B1-2	B2	B3
Minimum D. (pu)	0,9956	0,9964	0,9966	0,9966	0,9967
Maksimum D. (pu)	1,0105	1,0072	1,0059	1,0062	1,0054
Oturma Zamanı (s)	7,47	7,48	7,53	7,51	7,56

Tablo 2.19’da çıkan sonuçlar ve PV santral aktif güçleri incelendiğinde PV santralli alt senaryolarda arıza süresince sisteme daha fazla aktif güç sağlanması G2 rotor hızında artış oluşturmuştur. Ayrıca DVS yeteneğinin olmadığı B2 alt senaryosunda rotor hızı B1-2 alt senaryosuna göre daha yüksek değere ulaşmıştır. Bu durum aktif güç çıkışının DVS yeteneğiyle kısıtlanmasındandır. Oturma zamanları göz önüne alındığında B1* alt senaryosu en olumlu sonucu vermiştir. En kötü sonucu ise LVRT ve DVS yeteneğinin olmadığı alt senaryo (B3) vermiştir.

Tablo 2.20’de geçici hal kararlılığın analizi için TRASI değerleri verilmiştir.

Tablo 2.20. Senaryo B için geçici hal kararlılığı verileri

Alt Senaryo	B1*	B1-1	B1-2	B2	B3
TRASI	0,9531	0,9806	0,9863	0,9847	0,9885

Tablo 2.20’ye bakıldığında geçici hal kararlılığı için en olumlu sonucu B3 alt senaryosu vermişken en olumsuz B1* alt senaryosu vermiştir. Burada PV santralli tüm alt senaryolar B1* alt senaryosundan daha iyi sonuç vermiştir. Bu durum bir önceki senaryo da detaylı olarak açıklanmıştır.

2.1.4. Senaryo C

Önceki iki senaryoda PV santralin parametreleri üzerinden sisteme verdiği tepki ve sistemdeki etki analiz edilmişti. Bu senaryoda PV santrale göre farklı konumlarda üç faz kısa devre arızası gerçekleştirilmiş ve farklı olay tipleri için analizler yapılmıştır. Üç faz kısa devre arızası yakınında olduğu bölgenin gerilimini fazla etkilediğinden iki ayrı konumda incelenmiştir. Diğer olay tipleri üç faz kısa devre arızasındaki gibi gerilim üzerinde kuvvetli bir etki oluşmayacağından ve sistemin yapısından tek bir konum için analiz edilmiştir.

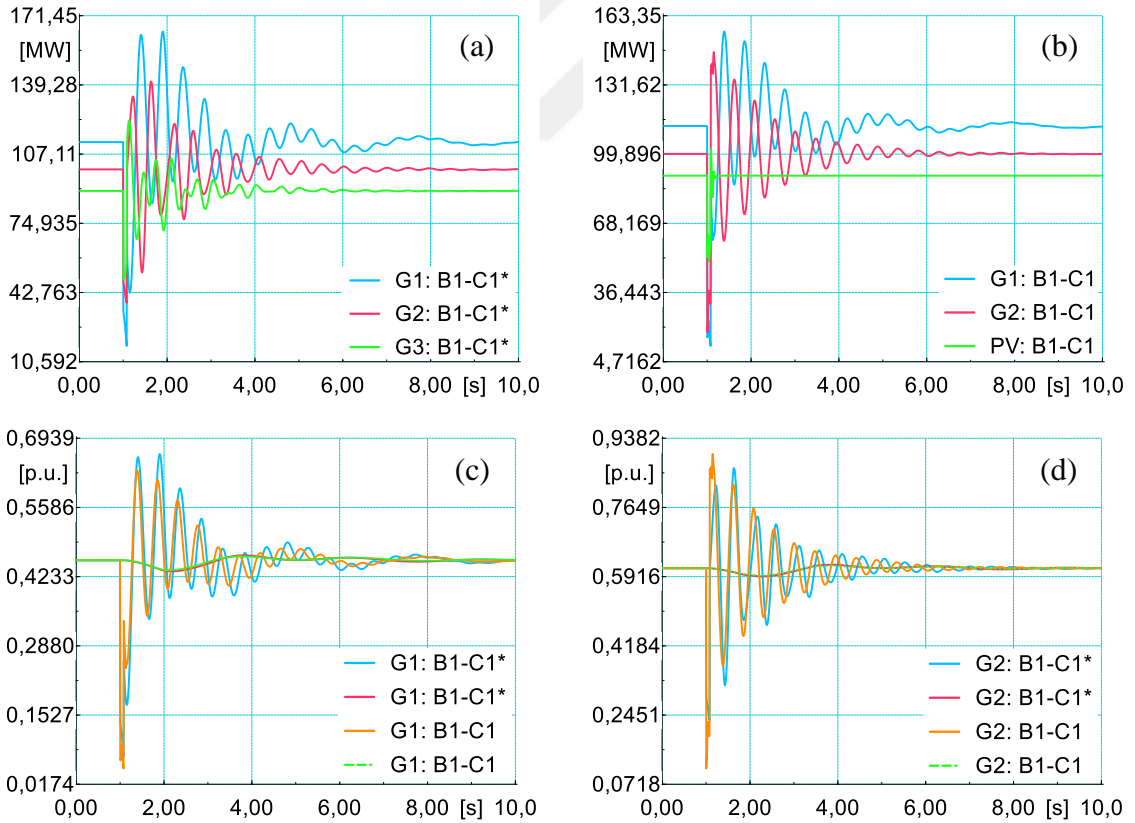
Bu senaryo PV santralin farklı olaylar için etkisinin değerlendirildiği ilk senaryodur ve bu sebeple analizler daha detaylı olarak ele alınmıştır. Burada analizi gerçekleştirilen alt senaryolar Tablo 2.21’de verilmiştir.

Tablo 2.21. Senaryo C’de gerçekleştirilen alt senaryolar

Alt Senaryolar	Olay Tipi	Olayın Konumu
B1	B1-C1*	3 Faz Kısa Devre
	B1-C1	3 Faz Kısa Devre
	B1-C2*	3 Faz Kısa Devre
	B1-C2	3 Faz Kısa Devre
C1	C1-1*	Generatör
	C1-1	Generatör
C2	C2-1*	Yük
	C2-1	Yük
C3	C3-1*	Hat
	C3-1	Hat

2.1.4.1. Alt Senaryo B1

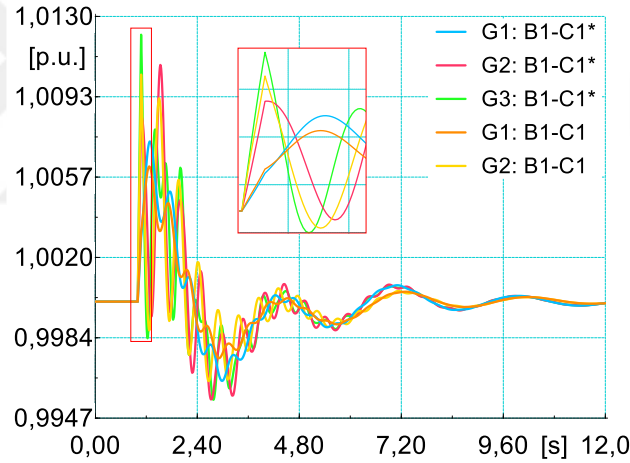
Bu senaryoda Bara 5 ve Bara 6’da üç faz kısa devre arızası gerçekleştirilmiştir.



Şekil 2.18. Alt Senaryo B1-C1* ve B1-C1 için (a, b) aktif güç çıkışları, (c, d) elektriksel ve mekanik güçler

Bara 5'te gerçekleştirilen kısa devre arızası için B1-C1* ve B1-C1 alt senaryolarındaki generatörlerin aktif güç değerleri Şekil 2.18'de gösterilmiştir. Şekil 2.18'de G1 ve G2 generatörlerinin aktif güç değerleri hem MW hem de pu cinsinden verilmiştir. Ayrıca burada elektriksel güç (pu) ile mekanik güç (pu) arasındaki ilişkide gösterilmiştir. Şekil 2.18 (c) ve (d)'de G1 ve G2 generatörlerinde elektriksel gücün mekanik güçten az olması rotorlarının hızlanmasıyla sonuçlanmaktadır. Başlangıçta elektriksel üretimi en yüksek olan G1 generatörü her iki alt senaryoda da arıza süresince çıkış gücü en fazla düşen generatör olmuştur. Başlangıç üretimi en düşük olan G3 generatörü veya PV santral ise çıkış gücü en az düşen üretim kaynaklarıdır. B1-C1 alt senaryosunda G1 ve G2 generatörlerinde mekanik ile elektriksel güç arasındaki fark B1-C1* alt senaryosundan daha fazla açıldığı da Şekil 2.18 (c) ve (d)'de görülmektedir.

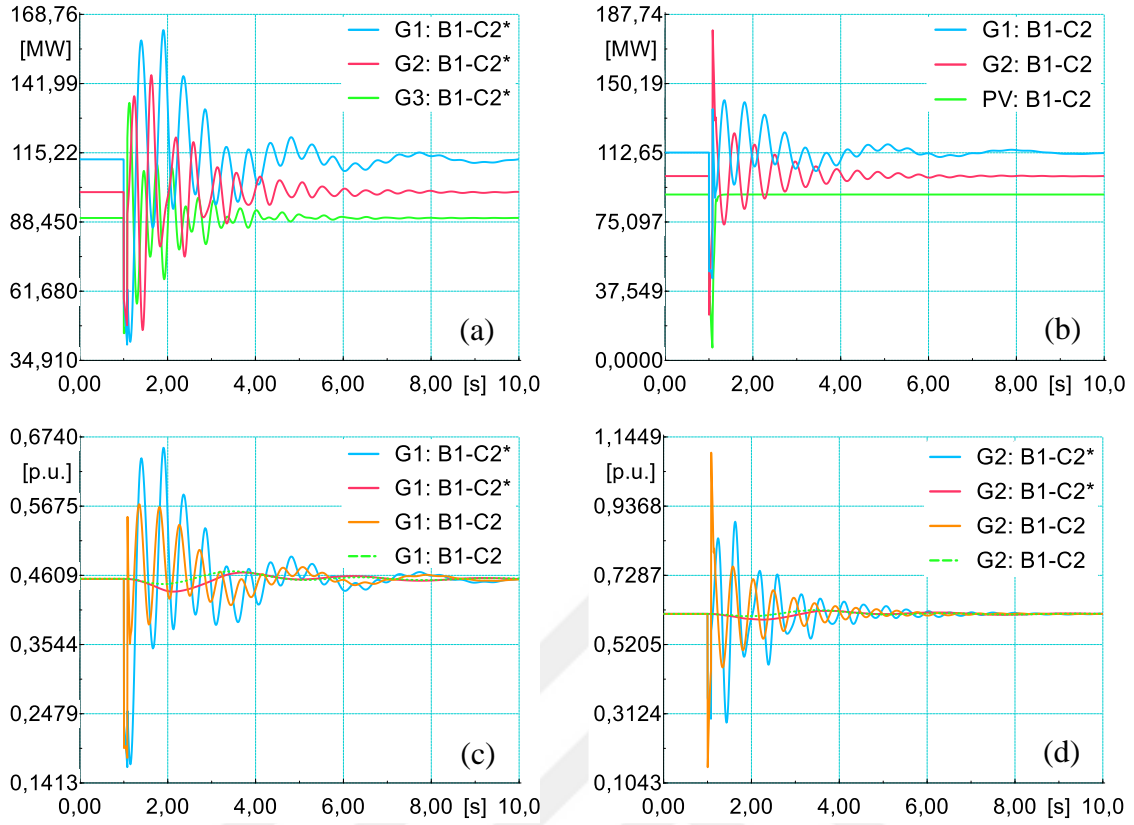
Şekil 2.19'da B1 alt senaryolarındaki rotor hızları gösterilmiştir.



Şekil 2.19. Alt Senaryo B1-C1* ve B1-C1 için rotor hızları

Şekil 2.19'da görüldüğü üzere arıza sonlanana kadar ($t=1,08$ s) tüm generatörlerin rotor hızları artış göstermektedir. Atalet momenti büyük olan G1 generatöründe hızlanma G2 ve G3 generatörüne göre daha az olmuştur. Arıza sonlanana kadar B1-C1 alt senaryosunda G1 ve G2 rotoru B1-C1* alt senaryolarından daha fazla hızlanmıştır.

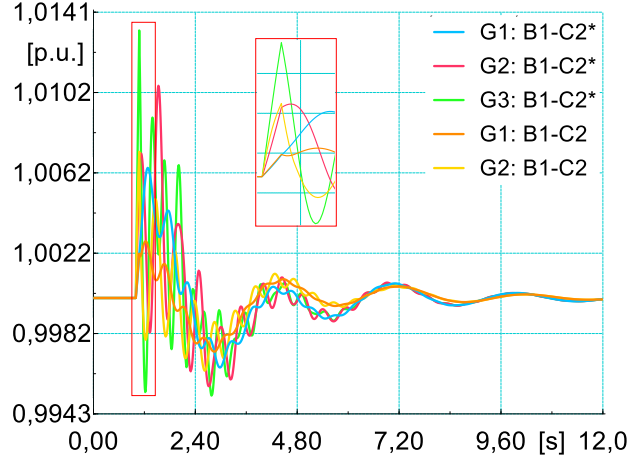
B1-C2* ve B1-C2 alt senaryolarında da gerçekleşen arızanın konumu Bara 6'dır. Bu alt senaryolar için aktif güç değerleri Şekil 2.20'de gösterilmiştir.



Şekil 2.20. Alt Senaryo B1-C2* ve B1-C2 için (a, b) aktif güç çıkışları, (c, d) elektriksel ve mekanik güçler

Şekil 2.20’de B1-C2* alt senaryosunda arıza süresince G3 generatörünün sağladığı aktif güç değerinin düştüğü en alt nokta 45,340 MW olmuşken B1-C2 alt senaryosunda PV santral için bu 6,94 MW değeridir. Bu durum sistemde kalan diğer generatörlerin rotor hızlarında oldukça etkili olmuştur.

Şekil 2.21’de B1-C2* ve B1-C2 alt senaryolarındaki rotor hızları gösterilmiştir. B1-C2* ve B1-C2 alt senaryoları incelendiğinde B1-C1* ve B1-C1 alt senaryolarına benzer davranışların olduğu fakat G3 generatörünün arızaya olan yakınlığından dolayı rotor hızında artışın oldukça fazla yaşandığı görülmektedir.



Şekil 2.21. Alt Senaryo B1-C2* ve B1-C2 için rotor hızları

B1'deki alt senaryolarda generatörlerden talep edilen aktif güç değerleri Tablo 2.22'de arızanın hemen başlangıcından sonra ($t=1,005$ s) ve arıza süresince ortalama ($t=1,04$ s) olarak verilmiştir. Ayrıca aynı tabloda arızanın bitişinde ($t=1,08$ s) generatörlerin rotor hızlarının ulaştığı değerler de verilmiştir.

Tablo 2.22. Alt Senaryo B1 için aktif güç çıkışları ve rotor hızları

Güçler	Generatör	Alt Senaryolar			
		B1-C1*	B1-C1	B1-C2*	B1-C2
Aktif Güç (MW) ($t=1,005$ s)	G1	33,978	16,014	56,882	48,252
	G2	47,856	18,147	58,770	24,735
	G3/PV	48,764	52,790	45,424	33,700
Aktif Güç (MW) ($t=1,04$ s)	G1	27,800	23,079	50,501	48,777
	G2	42,626	36,617	53,382	52,448
	G3/PV	50,074	51,606	46,660	25,226
Rotor Hızı (pu) ($t=1,08$ s)	G1	1,0029	1,0032	1,0021	1,0022
	G2	1,0084	1,0103	1,0068	1,0072
	G3	1,0121	-	1,0132	-

Tablo 2.22'de ve verilen Şekil 2.20 ve Şekil 2.21'de görüldüğü üzere B1-C2* ile B1-C2 alt senaryosunda G1 ve G2 generatörleri arasında açılan mekanik ve elektriksel güç farkı B1-C1* ile B1-C1 alt senaryosundan daha azdır. Bahsedilen alt senaryolar arasındaki güç farkının daha az olması B1-C2* alt senaryosunda arızanın G3 generatörüne oldukça yakın olmasıyla bu generatörün üzerindeki etkisinin artması diğer generatörlerdeki etkisinin azalmasındandır. B1-C2 alt senaryosunda ise bu durum PV santrale arızanın yakın olmasıyla PV santralin çıkış gücünü oldukça azaltmasındandır. Bu sebeple B1-C1* ile B1-C1 alt

senaryosunda G1 ve G2 rotor hızlarının sırasıyla B1-C2* ile B1-C2 alt senaryosuna göre daha fazla artmasına sebep olmuştur.

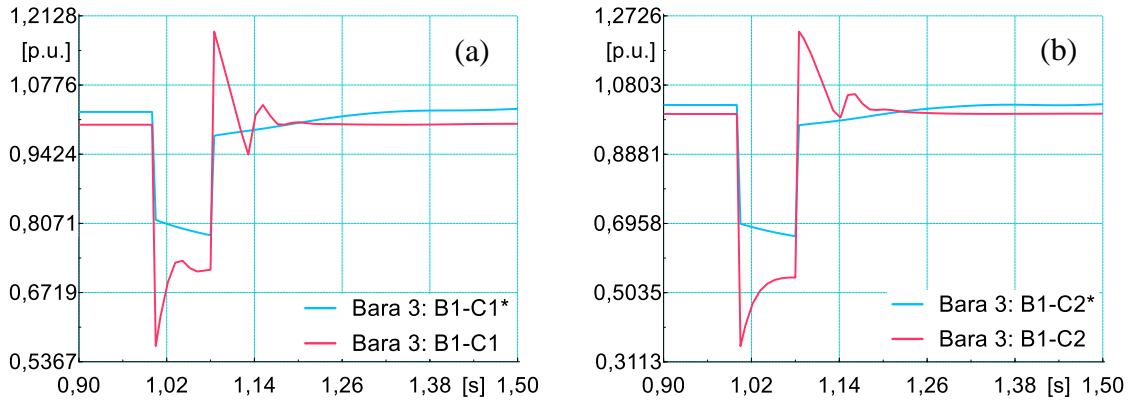
Frekans kararlılığı analizi için G2 rotor hızının maksimum, minimum değerleri ve oturma zamanları Tablo 2.23'te verilmiştir.

Tablo 2.23. Alt Senaryo B1 için frekans kararlılığı verileri

Alt Senaryo	B1-C1*	B1-C1	B1-C2*	B1-C2
Minimum D. (pu)	0,9955	0,9964	0,9956	0,9964
Maksimum D. (pu)	1,0108	1,0103	1,0105	1,0072
Oturma Zamanı (s)	7,48	6,15	7,47	7,48

Tablo 2.23'te oturma zamanları değerlendirildiğinde kısa devre arızasının Bara 3' yakın olması B1-C2 alt senaryosunda oturma zamanının B1-C2* alt senaryosuna göre çok az da olsa daha kötü çıkmasıyla sonuçlanmıştır. Sistem yapısının kararlılık bakımından kuvvetli olması arızanın Bara 3' uzak olduğu durumda B1-C1* alt senaryosunun B1-C1 alt senaryosundan daha kötü bir sonuç vermesine sebep olmuştur. PV santralin oturma zamanlarında oluşturduğu etkinin sistem yapısına göre (zayıf ya da kuvvetli sistem için) farklılık oluşturması Bölüm 2.2'de daha net olarak ortaya çıkmıştır.

Şekil 2.22'de B1'deki alt senaryolarda Bara 3 oluşan gerilim değerleri gösterilmiştir.



Şekil 2.22. Alt Senaryo B1 için Bara 3 gerilimleri

Şekil 2.22'de görüldüğü üzere PV santrale yakın yerde yani Bara 6'da arızanın meydana gelmesi B1-C2* ve B1-C2 alt senaryolarında sırasıyla B1-C1* ve B1-C1 alt

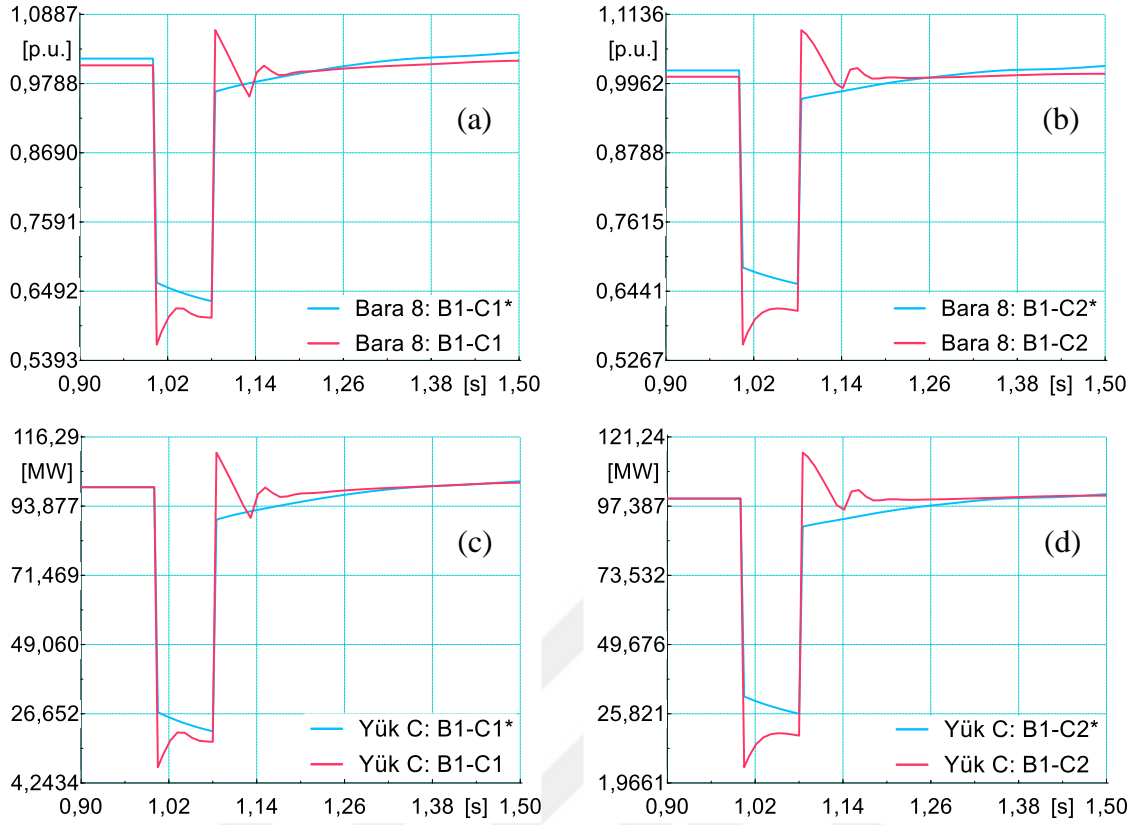
senaryolarına göre gerilimin daha çok düşmesine sebep olmuştur. Maksimum gerilim düşümü değerleri Tablo 2.24'te verilmiştir.

Tablo 2.24. Alt Senaryo B1 için maksimum gerilim düşümü değerleri

Alt Senaryo	B1-C1*	B1-C1	B1-C2*	B1-C2
Gerilim D. (pu/pu)	0,2359	0,4326	0,3569	0,6450

Tablo 2.24'e bakıldığında B1-C1 alt senaryosunda yaşanan maksimum gerilim düşümü B1-C1* alt senaryosundan 0,1967 pu/pu daha az iken B1-C2 alt senaryosunda yaşanan maksimum gerilim düşümü B1-C2* alt senaryosundan 0,2881 pu/pu daha azdır. Arızanın PV santrale yaklaşması gerilim düşümü arasındaki farkın da açılmasına sebep olmuştur. Ayrıca Tablo 2.24'te Bara 3'te oluşan gerilim değişimleri göz önüne alındığında PV santralli alt senaryolarda G3 generatörlü alt senaryolara göre gerilim düşümü daha fazla olmuştur. Bu durum G3 generatörünün baradaki gerilimi nominal değere yakın tutma yeteneğinin PV santrale göre daha fazla olduğunu ortaya koymaktadır. Bu sebeple, PV santralli alt senaryolar G3 generatörlü alt senaryolara göre diğer generatörlerden talep edilen aktif gücün daha da azalmasına sebep olmaktadır.

Şekil 2.23'te Bara 5 ve Bara 6'da olan arıza için Bara 8'deki gerilim ve yük talebindeki (Yük C) değişimler gösterilmiştir. Şekil 2.23'te görülen durum Senaryo X'te detaylı olarak anlatılmıştı. Arızanın Bara 3'e daha yakın olduğu alt senaryolar arasında (B1-C2* ile B1-C2), arıza süresince Yük C'nin aktif güç talebindeki azalma uzaktakilerin (B1-C1* ile B1-C1) arasındaki farka göre daha fazla olmuştur. Bu durumun sebebi üstteki metinde değinildiği üzere PV santralin G3 generatöründen gerilimi koruma yeteneğinin daha zayıf olmasındandır. Arıza konumu Bara 3'e yaklaştıkça PV santralin gerilim korumadaki zayıflığı daha belirgin hale gelmektedir. Bu durum gerilime bağlı yüke ve sistemin kararlılığına etki etmektedir.



Şekil 2.23. Alt Senaryo B1 için (a, b) Bara 8 gerilimleri ve (c, d) Yük C aktif güçleri

Arıza başlangıcındaki frekans sapmasında yük gerilim ilişkisi ve sistemin toplam atalet momenti önemli etkenlerdendir. Frekansın arızadan sonra kararlı duruma gelme noktasında ise generatörlerde governer yapısı, PV santrallerde frekansa destek verebilme yapıları etkilidir.

Şekil 2.23'te gösterilen arıza anında Yük C'deki aktif güç talep değerleri (ortalama) gösterilmiş ve Bara 8'deki maksimum gerilim düşümü Tablo 2.25'te verilmiştir.

Tablo 2.25. Alt Senaryo B1 için Yük C aktif güç ve Bara 8'deki maksimum gerilim düşümü değerleri

Değişken	Birim	Alt Senaryo			
		B1-C1*	B1-C1	B1-C2*	B1-C2
Aktif Güç (MW) (t=1,04 s)	Yük C	23,690	20,488	28,511	18,611
Gerilim D. (pu/pu) (t=1,04 s)	Bara 8	0,3653	0,3832	0,3430	0,3924

Geçici hal kararlılığı analizi için TRASI değerleri Tablo 2.26'da verilmiştir.

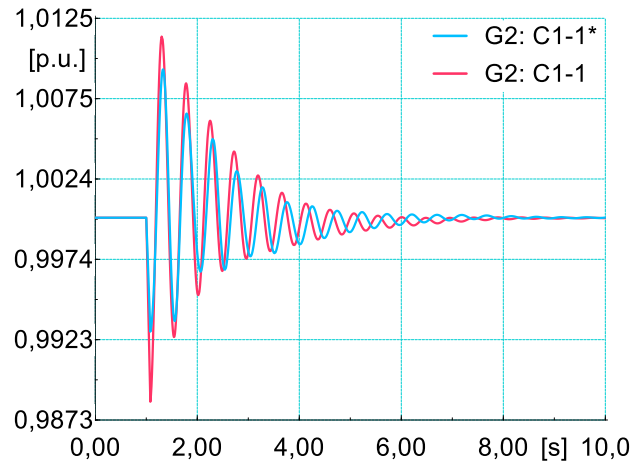
Tablo 2.26. Alt Senaryo B1 için geçici hal kararlılığı verileri

Alt Senaryo	B1-C1*	B1-C1	B1-C2*	B1-C2
TRASI	0,9591	0,9684	0,9531	0,9806

B1-C1 ve B1-C2 alt senaryoları sırasıyla B1-C1* ve B1-C2* alt senaryolarından geçici hal kararlılığı için daha olumlu sonuç vermiştir. Bu durum senaryo B’de açıklanmıştı. Ayrıca Tablo 2.26’daki değerler incelendiğinde arızanın yerinin Bara 3’e yakın olması (B1-C2) PV santralin geçici hal kararlılığında arızanın Bara 3’ten uzak olması (B1-C1) durumuna göre daha fazla olumlu etki yapmasına neden olmuştur. Bara 3’e yakın olan arıza sonucunda PV santralin olumlu etkisinin daha fazla olması PV santralin aktif gücünü oldukça fazla düşürerek diğer santrallerin elektriksel ve mekanik güç değişimleri arasındaki farkı azaltmasındandır. Bu senaryoda PV santralin üç faz kısa devre arızasında geçici hal kararlılığına etkisi olumlu gözükse de daha zayıf (toplam atalet momentleri daha düşük) bir sistemde PV santralin olması ya da arıza süresinin artmasıyla gerilim değerlerinin daha fazla düşmesi sistemi kararsızlığa götürebilir. Ayrıca ani olarak yüksek penetrasyon seviyesinde aktif güç çıkışı da sistemi çökertebilir. PV santralin oluşturduğu olumlu ve olumsuz etkiler Bölüm 2.2 daha farklı açılardan detaylıca analiz edilmiştir.

2.1.4.2. Alt Senaryo C1

C1’deki alt senaryolarda G1 generatörünün devreden çıkması analiz edilmiştir.



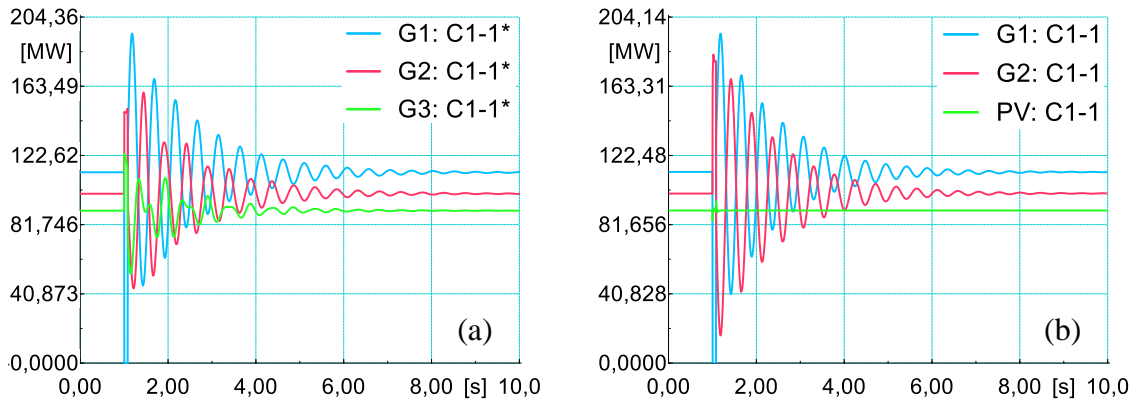
Şekil 2.24. Alt Senaryo C1 için G2 rotor hızları

C1'deki alt senaryolarda frekans kararlılığı için Şekil 2.24 verilmiştir. Şekil 2.24'te iki alt senaryoda da başlangıçta hızlar G1 generatörünün devreden çıkmasıyla beklenildiği üzere düşmüştür. Olay süresince G3 generatörünün olduğu alt senaryoda (C1-1*) hız düşüşü PV santralin olduğu alt senaryodan (C1-1) daha az yaşanmıştır. Ayrıca C1-1* alt senaryosunda hızın oturma zamanı C1-1 alt senaryosundan daha erken olmuştur. C1'in alt senaryolarında frekans kararlılığı için rotor hızındaki maksimum, minimum değerler ve oturma zamanları Tablo 2.27'de verilmiştir.

Tablo 2.27. Alt Senaryo C1 için frekans kararlılığı verileri

Alt Senaryo	C1-1*	C1-1
Minimum D. (pu)	0,9929	0,9885
Maksimum D. (pu)	1,0093	1,0114
Oturma Zamanı (s)	5,53	5,84

Olay süresince C1-1 alt senaryosunda C1-1* alt senaryosuna göre rotor hızının daha düşük bir değerde olmasının nedeni PV santralin sisteme eklenip G3 generatörünün çıkarılmasıyla artan aktif güç talebine PV santralin bir yanıt vermemesidir. Bu sebeple geride kalan G2 generatöründen talep edilen aktif güç artmıştır. Artan aktif güç talebi G2 rotor hızının daha çok azalmasına sebep olmuştur. Şekil 2.25'te verilen generatörlerin çıkış güçleri incelendiğinde bahsedilen durum açıkça görülmektedir.



Şekil 2.25. Alt Senaryo (a) C1-1* ve (b) C1-1 için aktif güç çıkışları

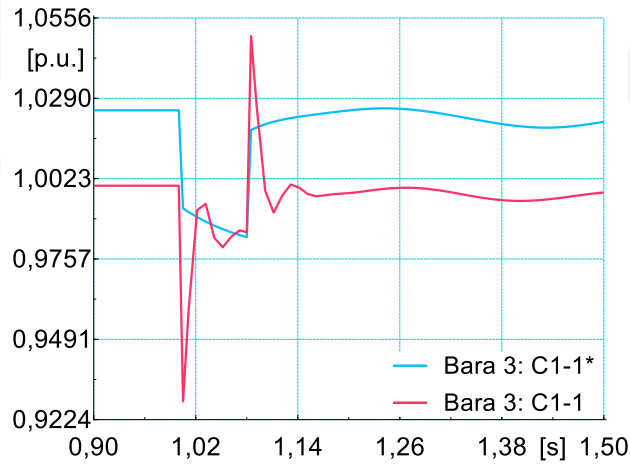
Şekil 2.25'te görüldüğü üzere iki alt senaryoda da olay süresince olayın olduğu generatör (G1) de aktif güç çıkışı olmamaktadır. C1-1 alt senaryosunda PV santral aktif güç

çıkışını neredeyse hiç değiştirmemiş ve talep edilen aktif güç G2 generatörü üzerinde artmıştır. Tablo 2.28’de ortalama olarak ($t=1,04$ s) olay süresince generatörlerin aktif güç çıkışları (MW) verilmiştir.

Tablo 2.28. Alt Senaryo C1 için olay süresince ortalama aktif güç çıkışları

Generatör	Alt Senaryo	
	C1-1*	C1-1
G1 (MW)	0	0
G2 (MW)	147,879	179,464
G3/PV (MW)	120,575	90,248

G1 generatörünün devreden çıkmasıyla iki alt senaryo için Bara 3’te oluşan gerilim değerleri Şekil 2.26’da gösterilmiştir.



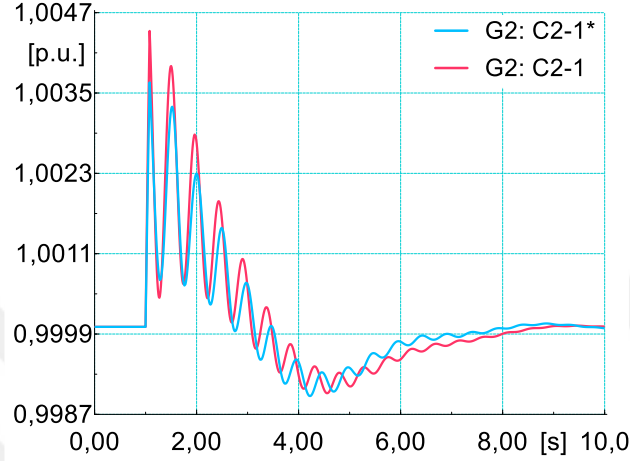
Şekil 2.26. Alt Senaryo C1 için Bara 3 gerilimleri

Şekil 2.26’da görüldüğü üzere olay süresince C1-1* alt senaryosunda (0,0414 pu/pu) C1-1 alt senaryosundan (0,0715 pu/pu) daha az bir maksimum gerilim düşümü gerçekleşmiştir. Bara 3’te olay süresince iki alt senaryo içinde gerilim değerleri oldukça az değişmiştir. Bara 3’teki gerilim değişikliğinin çok az olması olay süresince PV santralin aktif güç çıkışında neredeyse değişiklik olmamasına neden olmuştur.

Bu senaryoda maksimum rotor açısı farkı generatörün devreden çıkmasından dolayı incelenmemiştir.

2.1.4.3. Alt Senaryo C2

C2'deki alt senaryolarda yüklerin devreden çıkma durumu analiz edilmiştir. Şekil 2.27'de C2 alt senaryosu için rotor hızı değerleri gösterilmiştir.



Şekil 2.27. Alt Senaryo C2 için G2 rotor hızları

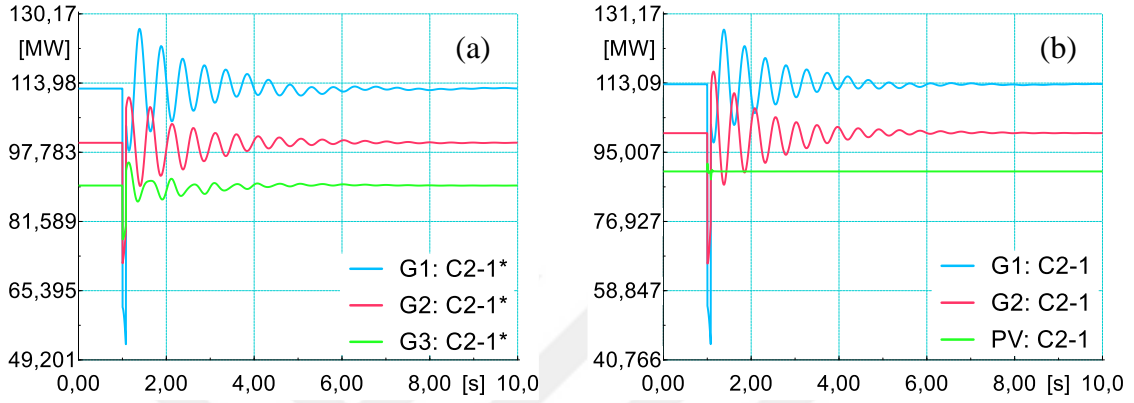
Şekil 2.27'de iki alt senaryoda da başlangıçta hızlar Yük A'nın devreden çıkmasıyla beklenildiği üzere yükselmiştir. Rotor hızı olay süresince G3 generatörünün olduğu alt senaryoda (C1-2*) PV santralin olduğu alt senaryodan (C1-2) daha az artmıştır. Yük A'nın devreden çıkmasıyla C2-1* alt senaryosunda oturma süresinin C2-1 alt senaryosuna göre daha iyi olduğu sonucu ortaya çıkmıştır. C2'deki alt senaryolarda frekans kararlılığı için rotor hızındaki maksimum, minimum değerler ve oturma zamanları Tablo 2.29'da verilmiştir.

Tablo 2.29. Alt Senaryo C2 için frekans kararlılığı verileri

Alt Senaryo	C2-1*	C2-1
Minimum D. (pu)	0,9990	0,9990
Maksimum D. (pu)	1,0037	1,0045
Oturma Zamanı (s)	5,35	5,98

Bu senaryoda da PV santralin sisteme eklenip G3 generatörünün çıkarılmasıyla sistemde geride kalan generatörler devreden çıkan yükü karşılamak için güç çıkışlarını daha fazla azaltmıştır. Bunun sebebi PV santralin aktif güç çıkışını yük devreden çıktığında

neredeysse hiç değiştirmemesidir. Bu durum Tablo 2.29’da da görüldüğü gibi rotor hızlarındaki yükselmenin PV santralli alt senaryoda (C2-1) daha fazla olmasıyla sonuçlanmıştır. C2’deki alt senaryolarda generatörlerin aktif güç ıkışları Şekil 2.28’de gösterilmiştir.



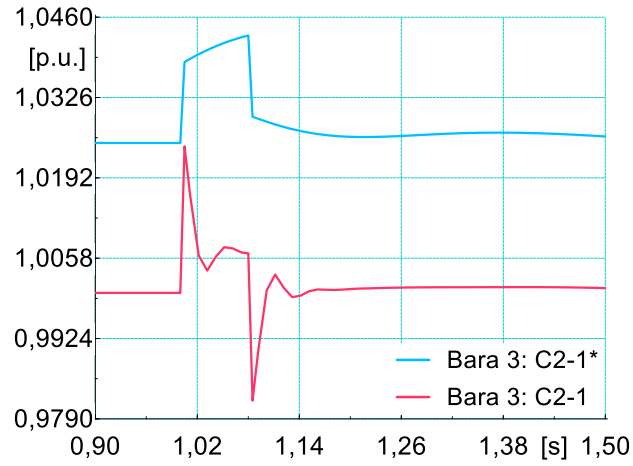
Şekil 2.28. Alt Senaryo (a) C2-1* ve (b) C2-1 için aktif güç ıkışları

C2’deki alt senaryolar için olay süresince üretim kaynaklarının ortalama ($t=1,04$ s) aktif güç ıkışları (MW) Tablo 2.30’da verilmiştir.

Tablo 2.30. Alt Senaryo C2 için olay süresince ortalama aktif güç ıkışları

Generatör	Alt Senaryo	
	C2-1*	C2-1
G1	59,078	51,639
G2	74,477	68,749
G3/PV	78,264	89,822

Bara 3’te, yükün devreden çıkmasıyla oluşan gerilim değişikliği Şekil 2.29’da gösterilmiştir. Şekil 2.29’a bakıldığında gerilim yükselmesi olay başlangıcında C2-1 alt senaryosunda (0,0244 pu/pu) C2-1* alt senaryosundan (0,0176 pu/pu) daha fazla olmuştur. Generatörün devreden çıkması alt senaryosundaki gibi bu alt senaryoda da gerilim değişikliği oldukça azdır. Gerilim değişikliğinin az olması PV santralin aktif güç çıkışını neredeyse hiç değiştirmemesine sebep olmuştur.

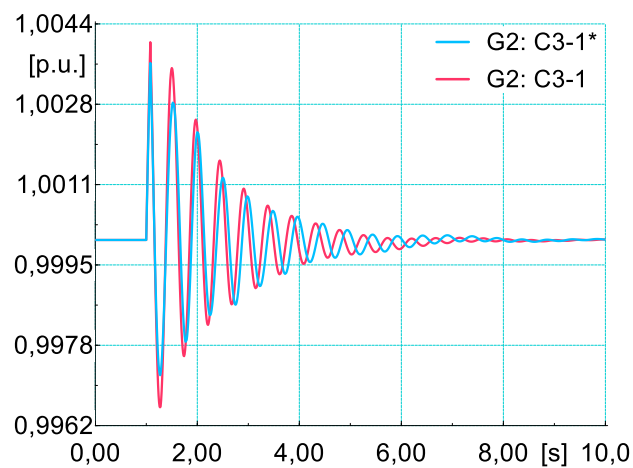


Şekil 2.29. Alt Senaryo C2 için Bara 3 gerilimleri

TRASI değerleri incelendiğinde C2-1* alt senaryosunda (0,9916) çıkan sonuç C2-1 alt senaryosundan (0,9889 pu) daha olumludur.

2.1.4.4. Alt Senaryo C3

Bu senaryoda Hat 5-7'nin devreden çıkması üzerine analiz gerçekleştirilmiştir. Bir hattın devreden çıkmasıyla frekansta farklı durumlar gözlenebilir. C3'teki alt senaryolarda oluşan rotor hızları frekans kararlılığı için Şekil 2.30'da gösterilmiştir.



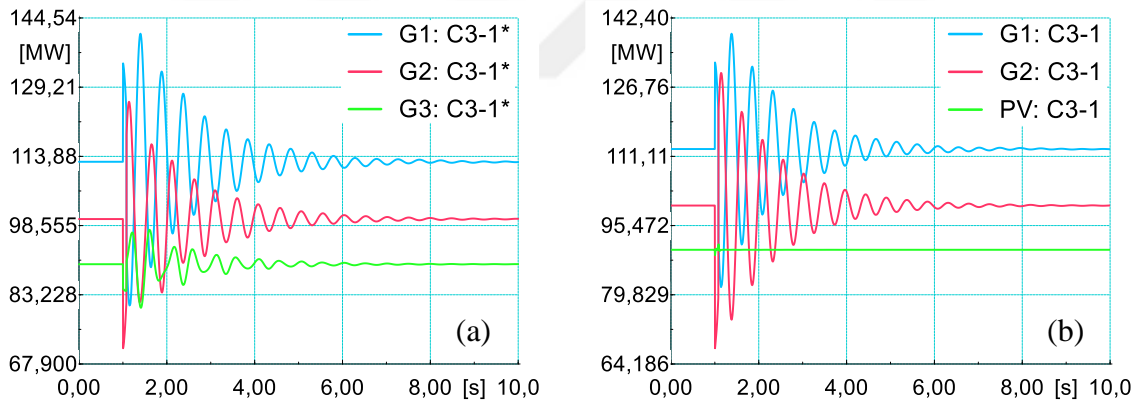
Şekil 2.30. Alt Senaryo C3 için G2 rotor hızları

Şekil 2.30'da görüldüğü üzere olay başlangıcında iki alt senaryoda da rotor hızında artış yaşanmıştır. C3-1* alt senaryosunda rotor hızında olay başlangıcındaki artış C3-1 alt senaryosuna göre daha az olmuştur. Tablo 2.31'de rotor hızları için minimum, maksimum değerler ve oturma zamanları verilmiştir.

Tablo 2.31. Alt Senaryo C3 için frekans kararlılığı verileri

Alt Senaryo	C3-1*	C3-1
Minimum D. (pu)	0,9972	0,9966
Maksimum D. (pu)	1,0036	1,0041
Oturma Zamanı (s)	3,78	3,68

Şekil 2.30'da başlangıçta rotor hızında yaşanan artışın anlaşılabilmesi için olay süresince generatörlerden talep edilen aktif güçlerin analiz edilmesi ve olay öncesi güç akışının değerlendirilmesi gerekir. Bu sebeple C3'teki alt senaryolar için olay süresince üretim kaynaklarının aktif güç değerleri Şekil 2.31'de gösterilmiştir.



Şekil 2.31. Alt Senaryo (a) C3-1* ve (b) C3-1 için aktif güç çıkışları

Şekil 2.31'e bakıldığında olay süresince iki alt senaryoda da G2 generatöründen talep edilen güç azalmışken G1 generatöründe tam tersi yaşanmıştır. Güç akışları incelendiğinde Hat 5-7 devreden çıkmadan önce Yük A'nın aktif güç talebinin yaklaşık %43'ü G2 generatörü tarafından karşılanırken %57'si G1 generatörü tarafından karşılanıyordu. Burada hattın devreden çıkması, G2 generatöründen talep edilen aktif gücü azaltmışken G1 generatöründen talep edilen aktif gücü arttırmıştır. Ayrıca olay süresince C3-1* alt senaryosunda G3 generatörünün çıkış gücü azalmışken C3-1 alt senaryosunda PV santralin

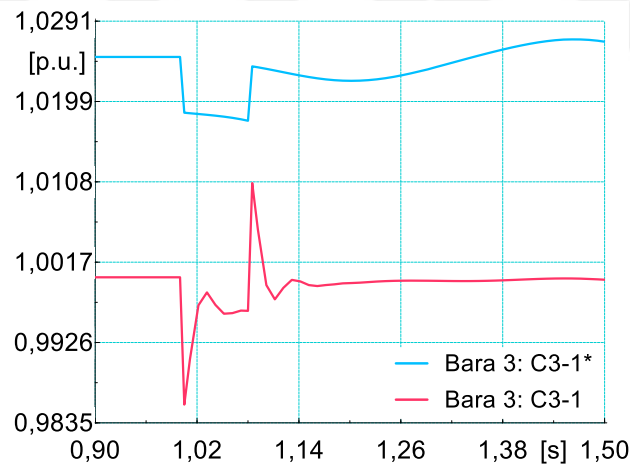
çıkış gücünde neredeyse hiç değişiklik olmamıştır. Olay süresince üretim kaynaklarının sağladıkları aktif güç değerleri (MW) ortalama olarak ($t=1,04$ s) Tablo 2.32’de verilmiştir.

Tablo 2.32. Alt Senaryo C3 için olay süresince ortalama aktif güç çıkışları

Generatör	Alt Senaryo	
	C3-1*	C3-1
G1	131,161	129,144
G2	74,645	71,778
G3/PV	84,199	90,120

Tablo 2.32’de verilen değerler incelendiğinde G2 rotor hızının C3-1 alt senaryosunda daha fazla artmasının sebebi görülmektedir.

Şekil 2.32’de Bara 3’teki gerilim değişikliği C3’teki iki alt senaryo için de gösterilmiştir.



Şekil 2.32. Alt Senaryo C3 için Bara 3 gerilimleri

Şekil 2.32’de görüldüğü gibi hattın devreden çıkmasıyla başlangıçta C3-1* (0,0071 pu/pu) ve C3-1 (0,0144 pu/pu) alt senaryolarında gerilim düşümleri meydana gelmiştir. Yaşanan gerilim düşümlerinin çok az olması PV santralin aktif güç çıkışını neredeyse değiştirmemesiyle sonuçlanmıştır.

TRASI değerlerine bakıldığında C3-1* (0,9865) alt senaryosu C3-1 (0,9792) alt senaryosundan daha olumlu sonuç vermiştir.

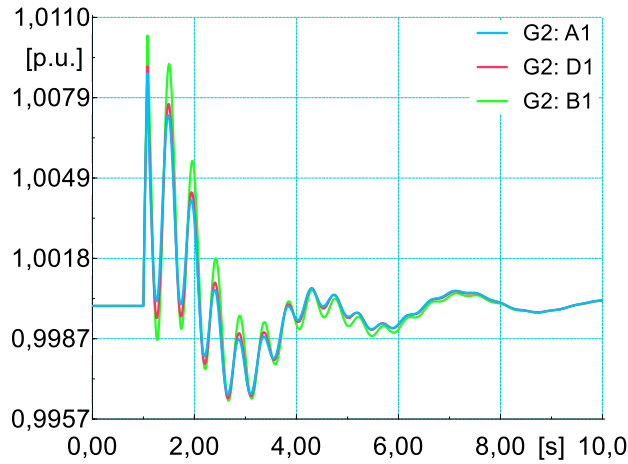
2.1.5. Senaryo D

Bu senaryoda PV santralin penetrasyon seviyesinin oluşturduğu etki, Bara 5’te üç faz kısa devre arızası gerçekleştirilerek analiz edilmiştir. Daha önce incelenen senaryolarda analizlerin yöntem ve parametreleri detaylıca verildiğinden bu ve sonraki senaryolarda daha sonuca odaklı veriler paylaşılmıştır. Tablo 2.33’te bu senaryoda gerçekleştirilen alt senaryolar verilmiştir.

Tablo 2.33. Senaryo D’de gerçekleştirilen alt senaryolar

Alt Senaryolar	Penetrasyon Sev.
A1	%20
D1	%25
B1	%30

Şekil 2.33’te frekans kararlılığı analizi için alt senaryolarda gerçekleşen G2 rotor hızları gösterilmiştir.



Şekil 2.33. Senaryo D için G2 rotor hızları

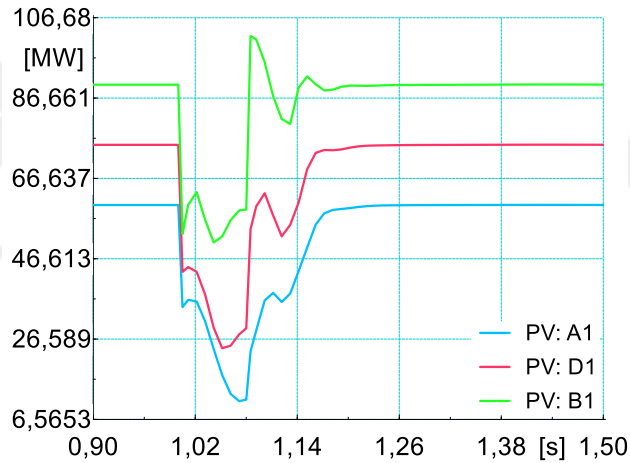
Şekil 2.33’te görüldüğü üzere penetrasyon seviyesi arttıkça arıza süresince rotor hızında ve arıza sonrası salınımda artış gerçekleşmiştir. B1 alt senaryosunda rotor hızı en yüksek ve en düşük değerlere ulaşmıştır. Tablo 2.34’te rotor hızlarında minimum, maksimum değerler ve oturma zamanları verilmiştir.

Tablo 2.34. Senaryo D için frekans kararlılığı verileri

Alt Senaryo	A1	D1	B1
Minimum D. (pu)	0,9966	0,9965	0,9964
Maksimum D. (pu)	1,0089	1,0091	1,0103
Oturma Zamanı (s)	7,50	7,27	6,15

Tablo 2.34'te görüldüğü üzere oturma zamanlarında en olumlu sonucu PV penetrasyon seviyesinin en yüksek olduğu B1 alt senaryosu vermiştir. Sistem yapısının kararlılık açısından güçlü olması ve PV santral çıkışının salınımsız olarak yüksek aktif güç verebilmesi bu etkiyi oluşturmaktadır.

PV penetrasyon seviyesi arttıkça arıza süresince rotor hızında yaşanan artışın değerlendirilebilmesi için Şekil 2.34'te PV santralin aktif güç değerleri gösterilmiştir.



Şekil 2.34. Senaryo D için PV aktif güç çıkışları

Şekil 2.34'te arıza süresince PV santralin en düşük aktif güç çıkışı ve arıza öncesine göre bu güç çıkışının oranı Tablo 2.35'te verilmiştir.

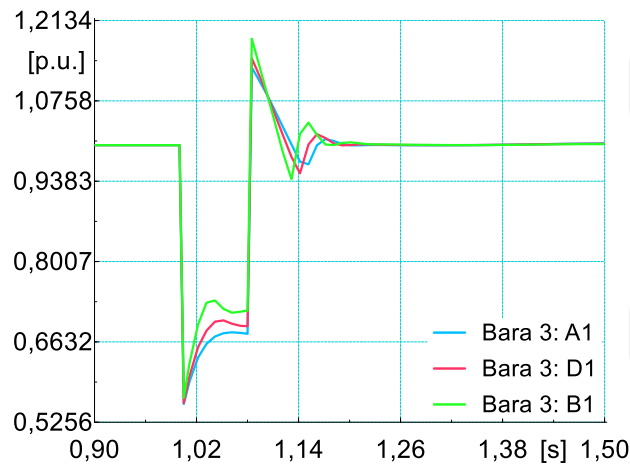
Tablo 2.35. Senaryo D için arıza süresince PV minimum aktif güç çıkışı ve değişimi

Alt Senaryo	A1	D1	B1
A. Min.* (MW)	11,116	24,308	50,674
Aktif Güç Çıkış Oranı (%)	18,53	32,41	56,30

*Arıza süresince minimum aktif güç 100 * A. Min / Nominal

Hem Şekil 2.34'te hem de Tablo 2.35'te görüldüğü üzere PV santralin penetrasyon seviyesi arttıkça arıza süresince aktif güç değerlerindeki oransal olarak düşüş daha az yaşanmıştır. Örneğin yüksek penetrasyon seviyesinde (B1) gerçekleşen arızada PV santral çıkış gücünü en fazla %56,30'una indirmişken diğer penetrasyon seviyelerinde bu rakam daha düşük olmuştur. PV santralin penetrasyon seviyesi arttıkça aktif güç çıkış değerini daha az düşürmesi diğer generatörlerin mekanik ve elektriksel güç arasındaki farkın daha fazla açılmasına sebep olmuştur.

Alt senaryolarda oluşan Bara 3'teki gerilim eğrileri Şekil 2.35'te gösterilmiştir.



Şekil 2.35. Senaryo D için Bara 3 gerilimleri

Arıza süresince gerilim düşümleri oldukça yakınsa penetrasyon seviyesi arttıkça PV santralde aktif güç çıkışındaki değişim oranları arasında fark epey açılmıştır. Tablo 2.36'da maksimum gerilim düşümü değerleri verilmiştir.

Tablo 2.36. Senaryo D için maksimum gerilim düşümü değerleri

Alt Senaryo	A1	D1	B1
Gerilim D. (pu/pu)	0,4431	0,4414	0,4326

Geçici hal kararlılığı açısından inceleme yapmak için TRASİ değerleri Tablo 2.37'de verilmiştir.

Tablo 2.37. Senaryo D için geçici hal kararlılığı verileri

Alt Senaryo	A1	D1	B1
TRASI	0,9791	0,9758	0,9684

Tablo 2.37’de TRASI değerlerine göre penetrasyon seviyesinin en düşük olduğu A1 alt senaryosu en iyi sonucu vermişken penetrasyon seviyesinin en yüksek olduğu B1 alt senaryosu en kötü sonucu vermiştir.

2.1.6. Senaryo E

Bu senaryoda PV santralin farklı olaylarda frekans desteği vermesi analiz edilmiştir. Burada gerçekleştirilen alt senaryolar Tablo 2.38’de verilmiştir.

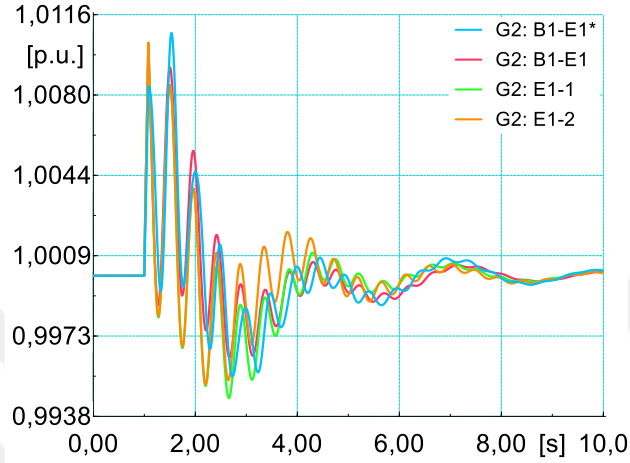
Tablo 2.38. Senaryo E’de gerçekleştirilen alt senaryolar

Alt Senaryolar	Aktif Güç Kont. Yön.	Olay Tipi	Olay Konumu	
B1	B1-E1*	-	3 Faz Kısa Devre	Bara 5
	B1-E1	NFR	3 Faz Kısa Devre	Bara 5
E1	E1-1	FRDR	3 Faz Kısa Devre	Bara 5
	E1-2	FRUDR	3 Faz Kısa Devre	Bara 5
C1	C1-E2*	-	Generatör	G1
	C1-E2	NFR	Generatör	G1
E2	E2-1	FRDR	Generatör	G1
	E2-2	FRUDR	Generatör	G1
C2	C2-E3*	-	Yük	Yük A
	C2-E3	NFR	Yük	Yük A
E3	E3-1	FRDR	Yük	Yük A
	E3-2	FRUDR	Yük	Yük A

Tablo 2.38’deki PV santral aktif güç kontrol yöntemlerinden FRDR ve FRUDR için Bölüm 1.8.4’te anlatıldığı gibi REPC_A modülündeki frekans destek bayrağı (*Freq_flag*) bir olarak ayarlanmıştır. FRDR kontrol yönteminde parametre değerleri $Ddn = 30, Dup = 0$ olarak ayarlanmışken FRUDR kontrol yönteminde aynı parametreler $Ddn = 30, Dup = 30$ olarak ayarlanmıştır. Frekans desteği olmayan NFR kontrol yönteminde frekans desteği için kullanılan bayrak (*Freq_flag*) sıfırdır. Bu senaryodan daha önceki senaryolarda kullanılan PV santrallerde NFR kontrol yöntemi kullanılmıştır.

2.1.6.1. Alt Senaryo E1

Üç faz kısa devre arızasında PV santralin farklı aktif güç kontrol yöntemleri sonucu frekans kararlılığı analizi için Şekil 2.36'da G2 rotor hızları gösterilmiştir.



Şekil 2.36. Alt Senaryo E1 için G2 rotor hızları

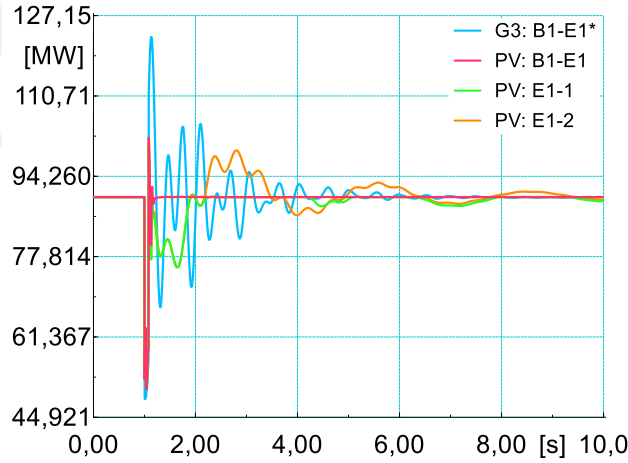
Şekil 2.36'da görüldüğü üzere arıza bitene kadar tüm PV santralli alt senaryolarda G2 rotor hızındaki tepki aynıdır. Arıza giderildikten sonra frekans desteği vermeyen PV santralli alt senaryoda (B1-E1) G2 rotor hızı frekansın yükselmesine tepki veren iki alt senaryodan (E1-1, E1-2) daha fazla artmıştır. Sadece frekansın yükselmesine tepki veren alt senaryoda (E1-1) G2 rotor hızı arıza sonrası E1-2 alt senaryosundan daha düşük değerlere ulaşmıştır. Bunun sebebi E1-2 alt senaryosunda frekans düştüğünde PV santralin aktif gücünü yükseltmesidir yani rotor hızının azaldığı duruma PV santral tepki vererek hızdaki düşüşü frenlemiştir. Tablo 2.39'da frekans kararlılığı için rotor hızındaki maksimum, minimum değerler ve oturma zamanları verilmiştir.

Tablo 2.39. Alt Senaryo E1 için frekans kararlılığı verileri

Alt Senaryo	B1-E1*	B1-E1	E1-1	E1-2
Minimum D. (pu)	0,9955	0,9964	0,9946	0,9952
Maksimum D. (pu)	1,0108	1,0103	1,0103	1,0103
Oturma Zamanı (s)	7,48	6,15	7,15	7,05

Tablo 2.39’da oturma zamanları açısından B1-E1 alt senaryosu en olumlu sonucu vermiştir. Bu durum frekans desteği veren PV santralli alt senaryoların (E1-1 ve E1-2) rotor hızındaki tepe değerlerini arızadan sonra sınırlaması sonucunda rotor hızında düşüşlerin daha fazla yaşanmasındadır. Şekil 3.36’da görüldüğü üzere frekans düşüşüne tepki vermeyen E1-1 alt senaryosunda rotor hızı E1-2 alt senaryosuna göre daha da düşmüştür. Bu durum da E1-2 alt senaryosunun oturma süresinin E1-1 alt senaryosundan daha iyi olmasına sebep olmuştur. Salınımın yüksek olduğu daha kararsız güç sistemi için PV santralin frekans desteği vermesinin oturma zamanına olumlu etkisi Bölüm 2.2’de gösterilmiştir. Buradaki sistem yapısının güçlü bir kararlılığa sahip olması oturma zamana frekans destekli PV santralin etkisinin olumsuz olduğunu gösterse de arıza süresince tepe değerlerini sınırladığı açıkça ortadadır.

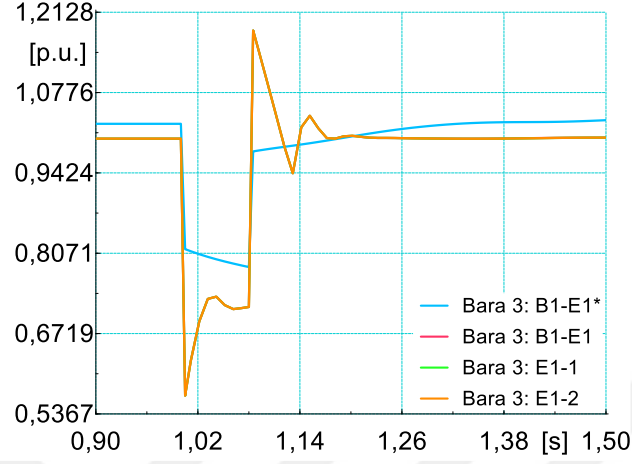
Rotor hızında değişikliğe neden olan PV santralin aktif güç çıkışları Şekil 2.37’de gösterilmiştir.



Şekil 2.37. Alt Senaryo E1 için PV ve G3 aktif güç çıkışları

Arıza süresince PV santralin aktif güç çıkışı tüm aktif güç kontrol yöntemlerinde aynı olmuştur. Bu durum PV santralli alt senaryolarda G2 rotor hızındaki davranışı açıklamaktadır. Arıza giderildikten sonra B1-E1 alt senaryosunda PV santral çıkış gücünü nominal değerde tutmuştur. PV santral E1-1 alt senaryosunda kontrol yöntemi gereği aktif güç değerini frekansın yükseldiği durumlarda azaltmıştır. E1-2 alt senaryosunda ise PV santral aktif güç çıkışını frekans durumuna göre hem azaltmış hem yükseltmiştir.

Şekil 2.38’de E1’deki alt senaryolar için Bara 3’te ortaya çıkan gerilim değişikliği gösterilmiştir.



Şekil 2.38. Alt Senaryo E1 için Bara 3 gerilimleri

Arıza süresince PV santralli alt senaryolarda aktif güç kontrol yöntemlerine göre tepkiler değişmediğinden Bara 3’te ortaya çıkan gerilim eğrisinde de farklılık olmamıştır. Senaryo C’de aynı durum için maksimum gerilim düşümü değerleri paylaşıldığından tekrar burada verilmemiştir.

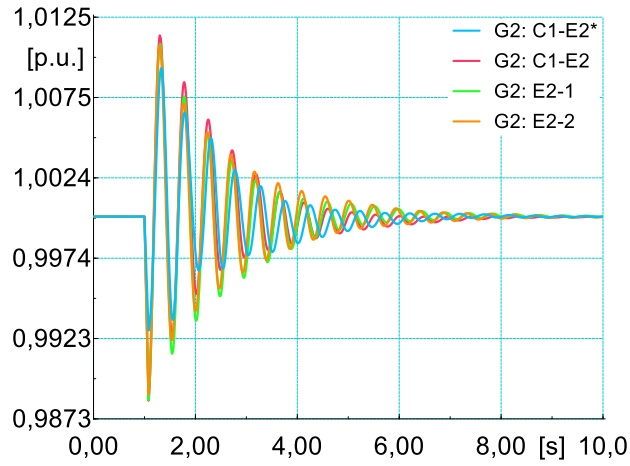
Geçici hal kararlılığının değerlendirilmesi için TRASI değerleri Tablo 2.40’ta verilmiştir. Burada göze çarpan PV santralli alt senaryoların neredeyse aynı sonucu verdiğidir. Bu durum arıza süresince PV santralli alt senaryolarda hızda yaşanan değişikliklerle paralellik göstermektedir.

Tablo 2.40. Alt Senaryo E1 için geçici hal kararlılığı verileri

Alt Senaryo	B1-E1*	B1-E1	E1-1	E1-2
TRASI	0,9591	0,9684	0,9686	0,9686

2.1.6.2. Alt Senaryo E2

Bu alt senaryoda G1 generatörünün devreden çıkması ele alınmıştır. PV santralin farklı aktif güç kontrol yöntemlerinde gerçekleştirilen frekans kararlılığı analizi için Şekil 2.39’da rotor hızları gösterilmiştir.



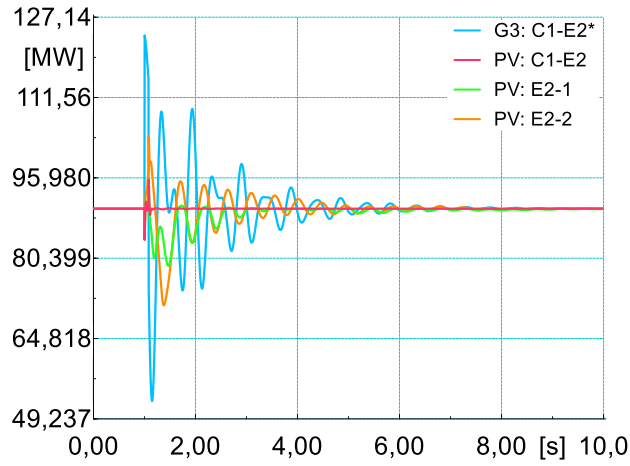
Şekil 2.39. Alt Senaryo E2 için G2 rotor hızları

Şekil 2.39’da görüldüğü üzere G1 generatörünün devreden çıkmasıyla frekansta yaşanan düşüşe tepki veren E2-2 alt senaryosunda G2 generatörünün rotor hızı E2-1 ve C1-E2 alt senaryolarına göre daha az düşmüştür. Olay giderildikten sonra frekans artışına PV santralin tepkide bulunduğu E2-1 alt senaryosunda G2 generatörünün rotor hızı diğer alt senaryolara göre daha düşük değerlerde kalmıştır. E2-1 alt senaryosunda gözükten durum PV santralin hız yükselişine frenleyerek olumlu etki yaparken hız düşüşüne olumsuz etki yapmasıdır. Tablo 2.41’de frekans kararlılığı için rotor hızındaki maksimum, minimum değerler ve oturma zamanları verilmiştir.

Tablo 2.41. Alt Senaryo E2 için frekans kararlılığı verileri

Alt Senaryo	C1-E2*	C1-E2	E2-1	E2-2
Minimum D. (pu)	0,9929	0,9885	0,9885	0,9889
Maksimum D. (pu)	1,0093	1,0114	1,0108	1,0108
Oturma Zamanı (s)	5,53	5,84	5,58	5,96

G1 generatörünün devreden çıkmasına PV santralin verdiği tepki Şekil 2.40’ta gösterilmiştir. Şekil 2.40’ta olay süresince E2-2 alt senaryosu çıkış gücünü arttırmış fakat G3 generatörünün yanında bu durum zayıf kalmıştır. PV santral aktif güç çıkışlarında göze çarpan bir nokta da E2-1 alt senaryosunda çıkış gücünün salınımını E2-2 alt senaryosundan önce durdurmasıdır. Bu noktaya bakılarak da G2 rotor hızının oturma zamanının E2-1 alt senaryosunda E2-2 alt senaryosuna göre daha önce olduğu tespit edilebilir.



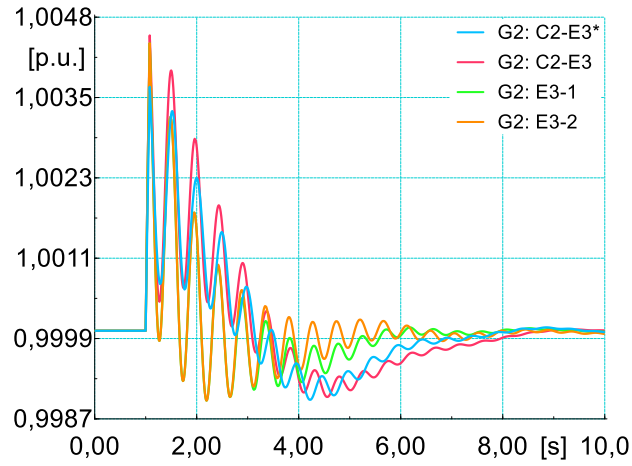
Şekil 2.40. Alt Senaryo E2 için PV ve G3 aktif güç çıkışları

Olay süresince Bara 3'te yaşanan durum için generatörün devreden çıkmasının çok az bir etki oluşturduğu C1-1 alt senaryosunda verilmişti. Burada gerçekleşen alt senaryolarda da gerilim değişikliği neredeyse aynı çıktığından Bara 3'teki gerilim için şekil verilmemiştir. Bu durum E3 alt senaryosu içinde aynıdır.

Senaryo C'de de bahsedildiği gibi generatörün devreden çıkması durumu için TRASI değerleri incelenmemiştir.

2.1.6.3. Alt Senaryo E3

Bu alt senaryoda Yük A'nın devreden çıkması ele alınmıştır. PV santralin farklı aktif güç kontrol yöntemleri için gerçekleşen olay sonucunda Şekil 2.41'de rotor hızları gösterilmiştir. Şekil 2.41'e bakıldığında olay başlangıcında yükün devreden çıkmasıyla rotorda hızlanma meydana gelmiştir. Bu duruma arıza süresince E3-1 ve E3-2 alt senaryolarında PV santralin tepki vermesiyle rotor hızı bu süre sonunda C2-E3 alt senaryosundan az miktarda da olsa daha düşük bir değerde durmuştur. Frekansın nominal değerden aşağıya doğru gelmesiyle E3-1 ve E3-2 alt senaryolarındaki kontrol yöntemi farkı G2 rotor hızına yansımıştır. C2-E3 ve E3-1 alt senaryolarında ise rotor hızında düşüşün belirli bir noktadan sonra (4s ile 6s arası) daha fazla olması oturma zamanına yansımıştır.



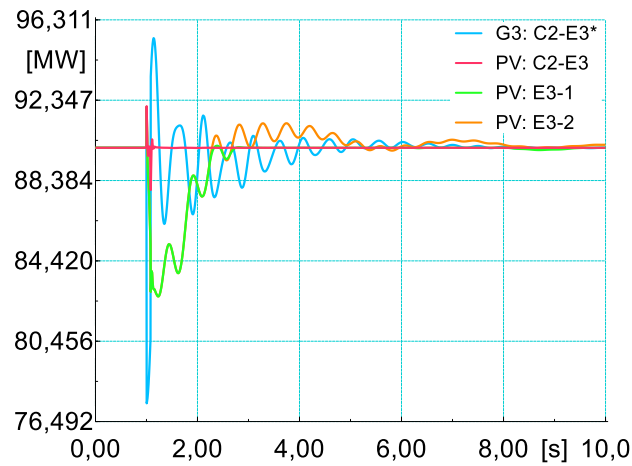
Şekil 2.41. Alt Senaryo E3 için G2 rotor hızları

Tablo 2.42’de frekans kararlılığı analizi için rotor hızındaki maksimum, minimum değerler ve oturma zamanları verilmiştir.

Tablo 2.42. Alt Senaryo E3 için frekans kararlılığı verileri

Alt Senaryo	C2-E3*	C2-E3	E3-1	E3-2
Minimum D. (pu)	0,9990	0,9990	0,9989	0,9989
Maksimum D. (pu)	1,0037	1,0045	1,0044	1,0044
Oturma Zamanı (s)	5,35	5,98	4,62	4,09

Şekil 2.42’de alt senaryolarda yaşanan G3 generatörünün/PV santralin aktif güç çıkışları gösterilmiştir.



Şekil 2.42. Alt Senaryo E3 için PV ve G3 aktif güç çıkışları

Yükün devreden çıkmasıyla frekans yükselmesine aynı tepkiyi veren E3-1 ve E3-2 alt senaryolarında aktif güç çıkışı Şekil 2.42’de görüldüğü gibi frekans yükselene kadar birlikte hareket etmiştir.

Geçici hal kararlılığının değerlendirilmesi için TRASI değerleri Tablo 2.43’te verilmiştir.

Tablo 2.43. Alt Senaryo E3 için geçici hal kararlılığı verileri

Alt Senaryo	C2-E3*	C2-E3	E3-1	E3-2
TRASI	0,9916	0,9889	0,9897	0,9897

Geçici hal kararlılığı açısından PV santralli alt senaryolar arasında fark çok fazla olmamış ve C2-E3* alt senaryosu en iyi sonucu vermiştir.

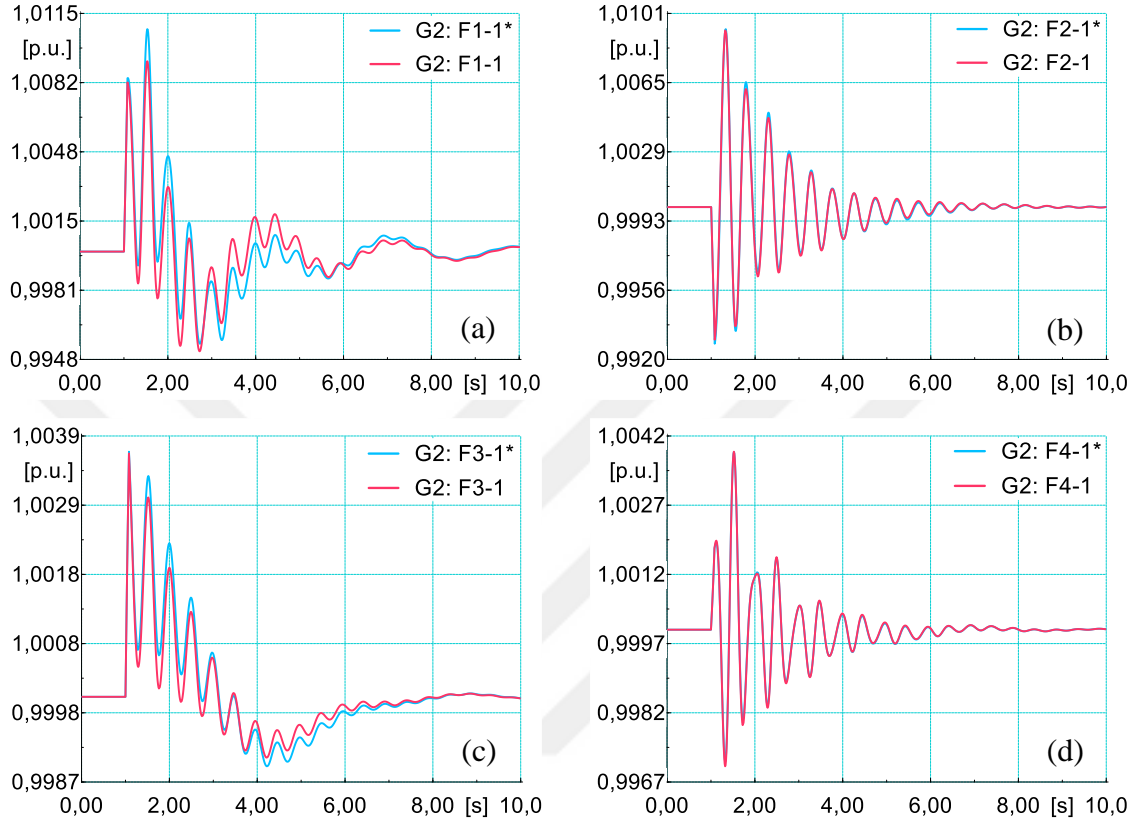
2.1.7. Senaryo F

Bu senaryoda BESS biriminin tepkisi ve güç sistemine etkisi farklı olaylar için analiz edilmiştir. Senaryo F için Tablo 2.44’te gerçekleştirilen alt senaryolar verilmiştir. Tüm alt senaryolarda G1, G2 ve G3 generatörleri bulunmaktadır. Burada gerçekleştirilen analizde G2 rotor hızı üzerinden incelemelerin yapılmasına ve G3 generatör çıkışının 90 MW olarak kullanılmasına devam edilmiştir. Bu durum, buradaki senaryonun çalışmada gerçekleştirilen diğer senaryolarla karşılaştırılabilmesi içindir.

Tablo 2.44. Senaryo F’de gerçekleştirilen alt senaryolar

Alt Senaryolar	Olay Tipi	Olay Konumu
F1	F1-1*	3 Faz Kısa Devre
	F1-1	3 Faz Kısa Devre
F2	F2-1*	Generatör
	F2-1	Generatör
F3	F3-1*	Yük
	F3-1	Yük
F4	F4-1*	Hat
	F4-1	Hat

Şekil 2.43'te F1, F2, F3 ve F4 alt senaryolarında frekans kararlılığı analizi için G2 rotor hızları gösterilmiştir.



Şekil 2.43. (a) Alt Senaryo F1, (b) Alt Senaryo F2, (c) Alt Senaryo F3, (d) Alt Senaryo F4 için G2 rotor hızları

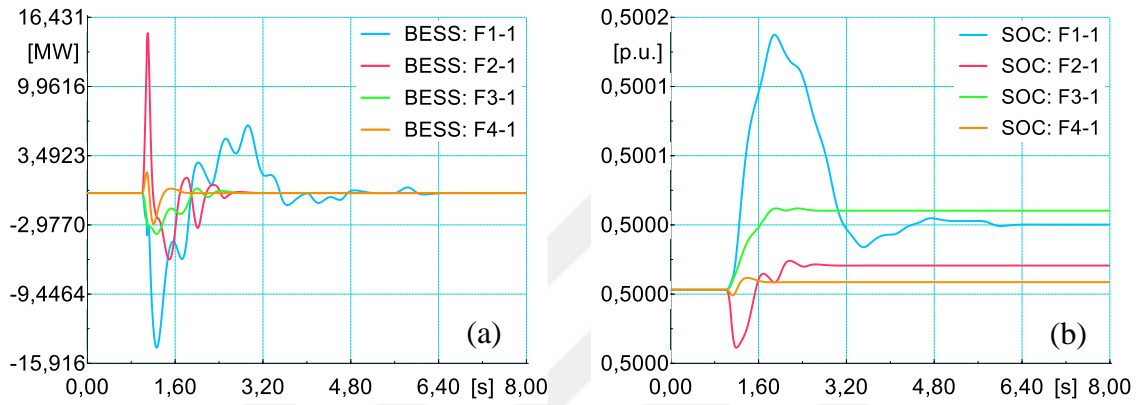
Şekil 2.43 (a), (b) ve (c)'de görüldüğü üzere BESS biriminin olması G2 generatörünün rotor hızındaki aşımaların azalmasına etki etmiştir. Şekil 2.43 (b) ve (d)'de görüldüğü üzere BESS biriminin etkisi neredeyse olmamıştır. Sistem küçük olduğundan BESS birimine en yakın hattın anlık olarak devreden çıkmasına rağmen, BESS biriminin etkili olmadığı gösterilmiştir. Şekil 2.43'te verilen rotor hızlarının maksimum, minimum değerleri ve oturma zamanları Tablo 2.45'te verilmiştir.

Tablo 2.45. Senaryo F için frekans kararlılığı verileri

Alt Senaryo	F1-1*	F1-1	F2-1*	F2-1	F3-1*	F3-1	F4-1*	F4-1
Minimum D. (pu)	0,9955	0,9956	0,9929	0,9931	0,9990	0,9992	0,9971	0,9970
Maksimum D. (pu)	1,0108	1,0093	1,0093	1,0092	1,0037	1,0037	1,0039	1,0039
Oturma Zamanı (s)	7,48	6,26	5,53	5,54	5,32	5,26	3,74	3,75

Güç sisteminde BESS biriminin olması hızdaki oturma zamanını düşürdüğü (F1-1 ve F3-1) Tablo 2.45'ten ortaya çıkmaktadır. Sisteme BESS biriminin desteğinin neredeyse yok denecek kadar az olduğu alt senaryolarda (F2-1 ve F4-1) oturma zamanında da etki neredeyse yok denilebilir.

Şekil 2.44'te alt senaryolardaki rotor hızı değişikliğine etki eden BESS biriminin aktif güç çıkışları ve SOC değerleri gösterilmiştir.



Şekil 2.44. Senaryo F için BESS (a) aktif güç çıkışları, (b) SOC durumları

Şekil 2.44 (a)'da görüldüğü üzere F1-1 ve F3-1 alt senaryolarında BESS biriminin aktif güç çıkışları daha uzun süre aynı tip davranışı sergilemiştir. F2-1 ve F4-1 alt senaryolarında salınımlar daha ani iniş ve çıkışlar biçiminde yaşanmıştır. Sisteme verilen aktif güç desteği F2-1 ve F4-1 alt senaryolarında F1-1 ve F3-1 alt senaryolarına göre çok daha azdır. Bu durum Şekil 2.44 (b)'de BESS biriminin SOC değerine bakıldığında açıkça görülmektedir. Alt senaryolardaki BESS biriminin aktif güç çıkışı için minimum ve maksimum değeri Tablo 2.46'da verilmiştir.

Tablo 2.46. Senaryo F için BESS minimum ve maksimum güç çıkışı

Alt Senaryo	F1-1	F2-1	F3-1	F4-1
Minimum D. (MW)	-14,393	-6,155	-3,873	-2,925
Maksimum D. (MW)	5,460	14,956	0,288	1,955

Gerçekleştirilen alt senaryolarda geçici hal kararlılığı için TRASİ değerleri Tablo 2.47'de verilmiştir.

Tablo 2.47. Alt Senaryo F için geçici hal kararlılığı verileri

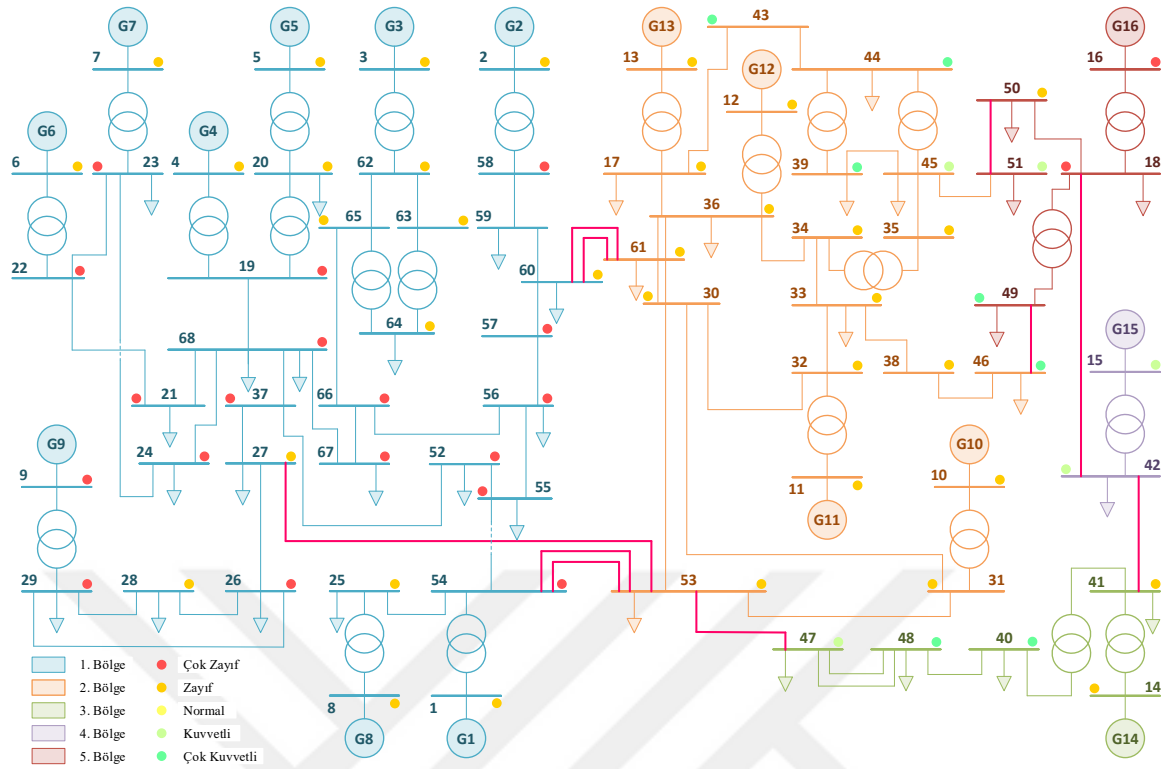
Alt Senaryo	F1-1*	F1-1	F2-1*	F2-1	F3-1*	F3-1	F4-1*	F4-1
TRASI	0,9591	0,9627	-	-	0,9916	0,9919	0,9736	0,9736

TRASI değerlerine bakıldığında BESS biriminin etkisinin çok az olduğu F4-1 alt senaryosunda, F4-1* alt senaryosundan farklı bir sonuç ortaya çıkmamıştır. F1-1* alt senaryosuna göre F1-1 alt senaryosunda ise BESS biriminin etkisi açıkça ortadadır.

2.2. IEEE 68 Bara 16 Makineli Güç Sistemi İçin Kararlılık Analizleri

IEEE 68 bara 16 makineli güç sisteminde sistemin büyüklüğünden yararlanılarak çeşitli açılardan analizler gerçekleştirilmiştir. Bu analizler farklı konumlarda olayların oluşturulması, PV santrallerin ve BESS birimlerinin farklı konumlara yerleştirilmesi vb. durumlar için gerçekleştirilmiştir. Ayrıca burada analizlerin gerçekleştirilmesi küçük ve güçlü kararlılığa sahip bir sistemde etkili olarak analiz edilemeyen oturma zamanın sonuçlarını daha net biçimde ortaya koymaktadır.

IEEE 68 bara ve 16 makineli sistemin tek hat şeması Şekil 2.45'te gösterilmiştir. Şekilde verilen tek hat şemasında güç sistemi 5 bölgeden oluşmaktadır [91]. Bölgelerin belirli olabilmesi için kullanılan elemanlar farklı renklerle temsil edilmiştir. Bölgeler arası iletim hatları kalın ve farklı bir renkle belirtilmiştir. Bu bölümde de Şekil 2.45'te hangi baraya senkron generatör, PV santral, BESS, yük ya da hat bağlıysa o baranın numarasıyla ifade edilmiştir. Örneğin 51 numaralı barada (Bara 51) bulunan yük için Yük 51 ifadesi kullanılır. Burada kullanılan güç sisteminde 1. Bölge'de dokuz senkron generatör bulunmaktayken 2. Bölge'de dört diğer bölgelerde birer senkron generatör bulunmaktadır. Sistemdeki tüm senkron generatörlerde governer ve AVR yapıları vardır.



Şekil 2.45. IEEE 68 bara 16 makineli güç sistemi [92].

Bölgelerde bulunan ve frekans kararlılığı açısından değerlendirmek üzere rotor hızları incelenen generatörler Tablo 2.48’de verilmiştir.

Tablo 2.48. IEEE 68 baralı 16 makineli güç sistemi için bölgelere göre generatör verileri

Bölge Numarası	1.	2.	3.	4.	5.
Generatör Numarası	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9	10, 11, 12, 13	14	15	16
Seçilen Generatör	G9	G11	G14	G15	G16

Tabloda 1. ve 2. Bölge’de frekans kararlılığı için atalet momentleri düşük olan generatörler tercih edilmiştir. Burada yapılan seçim Senaryo H’de değerlendirilmiştir. Sistem yapısının analiz edilmesi ve Senaryo H’de çıkan sonuçlar diğer senaryolarda frekans kararlılığı için G9 generatörünün değerlendirilmesinin yeterli olacağını ortaya koymuştur.

Sistemin daha iyi anlaşılabilmesi için bölgeler arası hatlarda gerçekleşen güç akışı Tablo 2.49’da verilmiştir.

Tablo 2.49. IEEE 68 baralı 16 makineli güç sisteminde bölgeler arası güç akış değerleri

Bağlı Bölge Numarası	1. – 2.		2. – 3.	2. – 5.		3. – 4.	4. – 5.	
Hat Numarası	27-53	54-53	60-61	53-47	46-49	51-50	41-42	42-18
Aktif Güç (MW)	16,4	340,4	356,2	-50,2	-191	-1077,9	195,8	44,2
Reaktif Güç (MVar)	-21,6	-29,6	-84	-38,4	91,9	136,3	-118,5	-96,5

Tablo 2.49'daki bağlı bölge numaralarında verilen rakamlar ilk bölgeden diğer bölgeye güç akışlarını belirtmektedir. Örneğin 1. Bölge ile 2. Bölge arasındaki bağlantılardan biri Hat 60-61'dir. Aktif güç akışı Bara 60'tan Bara 61'e doğru gerçekleşirken reaktif güç akışı ters yöndedir. Tabloda belirtilen pozitif ve negatif işaretler örnekte de anlatıldığı gibi ilk bölgeden diğer bölgeye olan akışı temsil edecek biçimde oluşturulmuştur. Tablo 2.49'da görüldüğü üzere 1. Bölge ile 2. Bölge ve 2. Bölge ile 5. Bölge dışında diğer bölgelerin arasında güç akışları daha düşük rakamlardadır. Ayrıca bu tabloda tüm bölgelerden 2. Bölgeye aktif güç akışı da olduğu görülmektedir.

Bölgelerde gerçekleşen aktif güç üretim ve tüketim değerleri Tablo 2.50'de verilmiştir. Tabloda verilen üretim değerleri generatör çıkışlarını ifade ederken tüketim değerleri yükleri ifade eder kayıplar tabloda verilmemiştir.

Tablo 2.50. IEEE 68 baralı 16 makineli güç sisteminin bölgelerindeki aktif güç üretim ve tüketim değerleri

Bölge Numarası	1	2	3	4	5
Aktif Güç Üretimi	5172,2	5695,6	1785	1000	4000
Aktif Güç Tüketimi	4425,8	7800,9	1509,9	1150	2734

Şekil 2.45'te göze çarpan noktalardan biri de CCT için baraların sınıflandırılmasıdır. CCT analiziyle tespit edilen baralarda yapılan üç faz kısa devre arızaya sistemin ne kadar uzun süre kararsızlığa gitmeden dayandığı süre açısından Tablo 2.51'de verilmiştir.

Tablo 2.51. IEEE 68 baralı 16 makineli güç sisteminin kritik temizleme süresi için sınıflandırılması

Bara Tipi	CCT (s)	Bara Numarası
Çok Zayıf	<0,100	9, 16, 18, 19, 21, 22, 23, 24, 26, 29, 37, 52, 54, 55, 56, 57, 58, 66, 67, 68
Zayıf	0,100-0,300	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 13, 14, 17, 20, 25, 27, 28, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 41, 50, 53, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65
Normal	0,300-0,500	-
Kuvvetli	0,500-0,700	15, 38, 42, 45, 47, 51
Çok Kuvvetli	0,700>	39, 40, 43, 44, 46, 48, 49

Hem Şekil 2.45'ten hem de Tablo 2.51'den yararlanarak 1. Bölgenin zayıf bir bölge olduğu 2. Bölgenin iste kuvvetli bir bölge olduğu söylenebilir. Arızaya dayanma süresi bakımından Tablo 2.51'deki sınıflandırmalar çalışmaya özgü olarak analizlerin anlaşılabilirliğini arttırmak için yapılmıştır.

Üstte bahsedilen analizler ve tespitler ışığında bu bölümde PV santralin ve BESS biriminin sistemde oluşturdukları etkiler için Tablo 2.52'de analiz edilen senaryolar ve analizlerin amaçları verilmiştir.

Tablo 2.52. IEEE 68 bara 16 makineli güç sistemindeki senaryoların amaçları

Senaryo	Üretim Kaynakları	Kararlılık Analizi Yapılmasının Amacı
H	PV	Zayıf ve Kuvvetli Baralarda Üç Faz Arıza ve Yük Tipleri
I	PV	Zayıf ve Kuvvetli Bölgelerde PV Santral Bağlantısı
J	PV	Zayıf ve Kuvvetli Bölgede Generatörün Devreden Çıkması
K	PV	Zayıf ve Kuvvetli Bölgede Yükün Devreden Çıkması
L	BESS	BESS Sayısı
M	BESS	Bölgeler Arası Hatta Arıza
N	PV + BESS	Zayıf Bölge BESS, Kuvvetli Bölge PV Santral Etkisi

Bu bölümde gerçekleştirilen senaryolarda da sistem kararlılığını olumsuz olarak en az etkileyecek biçimde senkron generatörler yerine PV santraller eklenmiştir. Bu durum sistemde düşük atalet momentine sahip senkron generatörlerin seçilmesiyle sağlanmıştır.

Tablo 2.52'de amaçları verilen senaryolar için daha detaylı bilgi Tablo 2.53'te verilmiştir. Tablo 2.53'te verilen senaryolardan Senaryo H'de sistemin yapısının ve PV santral etkilerinin daha iyi anlaşılabilmesi için detaylı bilgi verilmiştir. Tabloda verilen birleşik yük (Birleşik β) %80 sabit empedans ve %20 endüstriyel yük tipinden oluşmaktadır.

Tablo 2.53. IEEE 68 bara 16 makineli güç sistemindeki senaryoların değişkenleri

Alt Senaryolar	PV	BESS		Olay Tipi ve Konumu				Yük Tipi		
	Konum	Sayı	Konum	Hat	Yük	Generatör	3-Faz Kısa Devre	Konum	Sabit Empedans	Birleşik β
H1	12	0	-	-	-	-	✓	43	✓	-
H2	12	0	-	-	-	-	✓	64	✓	-
H3	12	0	-	-	-	-	✓	43	-	✓
H4	12	0	-	-	-	-	✓	64	-	✓
I1	5	0	-	-	-	-	✓	43	✓	-
I2	10	0	-	-	-	-	✓	43	✓	-
I3	5	0	-	-	-	-	✓	64	✓	-
I4	10	0	-	-	-	-	✓	64	✓	-
J1	12	0	-	-	-	✓	-	5	✓	-
J2	12	0	-	-	-	✓	-	10	✓	-
K1	12	0	-	-	✓	-	-	55	✓	-
K2	12	0	-	-	✓	-	-	51	✓	-
L1	-	1	68	-	-	-	✓	64	✓	-
L2	-	6	a*	-	-	-	✓	64	✓	-
L3	-	11	b*	-	-	-	✓	64	✓	-
M1	-	1	60	✓	-	-	-	64	✓	-
M2	-	1	61	✓	-	-	-	64	✓	-
M3	-	2	60, 61	✓	-	-	-	64	✓	-
N1	12	1	68	-	-	-	✓	64	✓	-

a* 21, 24, 26, 55, 57, 66 – b* 21, 24, 26, 27, 52, 55, 56, 57, 66, 67, 68

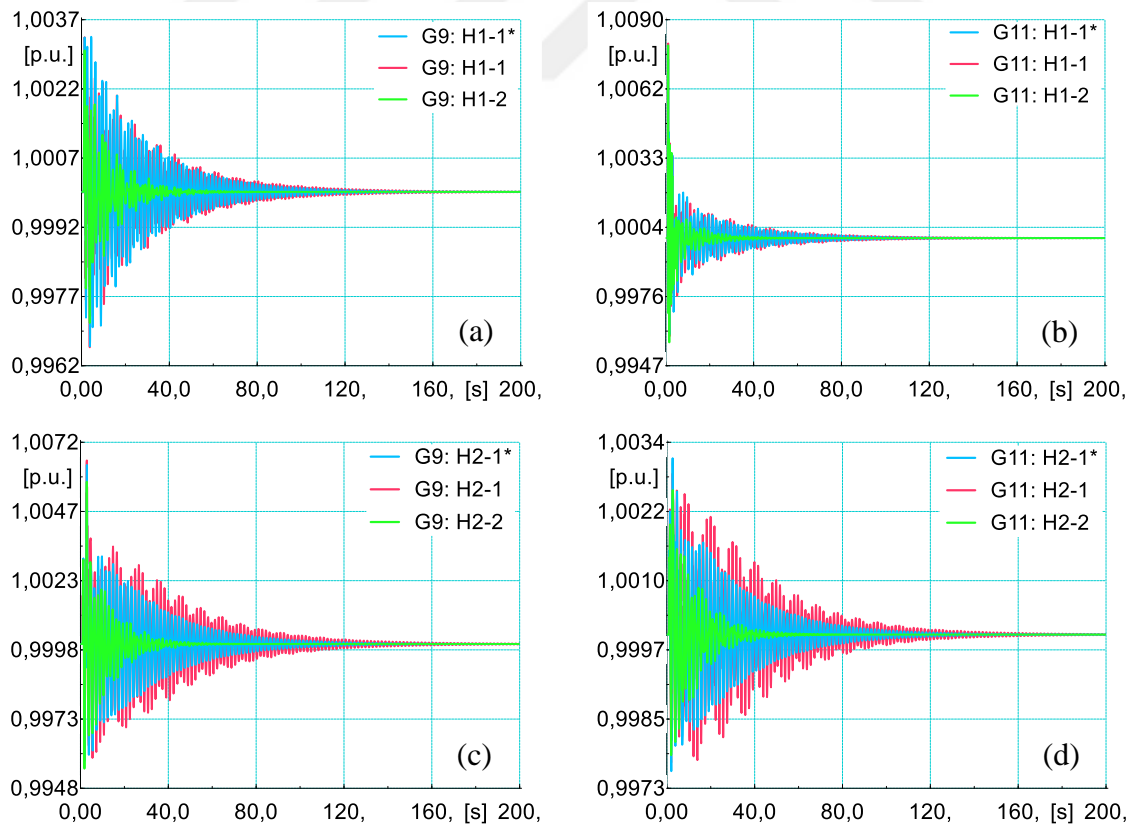
2.2.1. Senaryo H

Bu senaryoda verilen alt senaryolar haricinde birkaç durum ayrıca analiz edilmiştir. Bu durumlardan biri sistemde gerçekleşen arızada her bölgeden seçilen senkron makinenin rotor hızındaki değişikliğin incelenmesidir. Analiz edilen durumlardan bir diğeri sadece senkron makinelerden oluşan farklı yük tipindeki alt senaryoların kendi arasında karşılaştırılmasını içermektedir. Ayrıca gerçekleştirilen alt senaryolarda PV santralin verdiği aktif güç çıkış tepkisi de incelenmiştir. Bu senaryoda PV santral (PV12) güçlü bölge olan 2. Bölge’de G12 generatörü ile yer değiştirilmiştir. PV santralin çıkış gücü yer değiştirildiği G12 generatörü ile aynıdır. Bara 43 ve Bara 64’te ayrı durumlar için 100 ms (5 cycle) boyunca üç faz kısa devre arızası meydana geldikten sonra arıza temizlenmiştir. Tablo 2.54’te gerçekleştirilen alt senaryo bilgileri verilmiştir.

Tablo 2.54. Senaryo H’de gerçekleştirilen alt senaryolar

Alt Senaryolar	Aktif Güç Kont. Yön.	Yük Tipi	Arıza Konumu
H1	H1-1*	-	Sabit Empedans
	H1-1	NFR	Sabit Empedans
	H1-2	FRDR	Sabit Empedans
H2	H2-1*	-	Sabit Empedans
	H2-1	NFR	Sabit Empedans
	H2-2	FRDR	Sabit Empedans
H3	H3-1*	-	Birleşik
	H3-1	NFR	Birleşik
	H3-2	FRDR	Birleşik
H4	H4-1*	-	Birleşik
	H4-1	NFR	Birleşik
	H4-2	FRDR	Birleşik

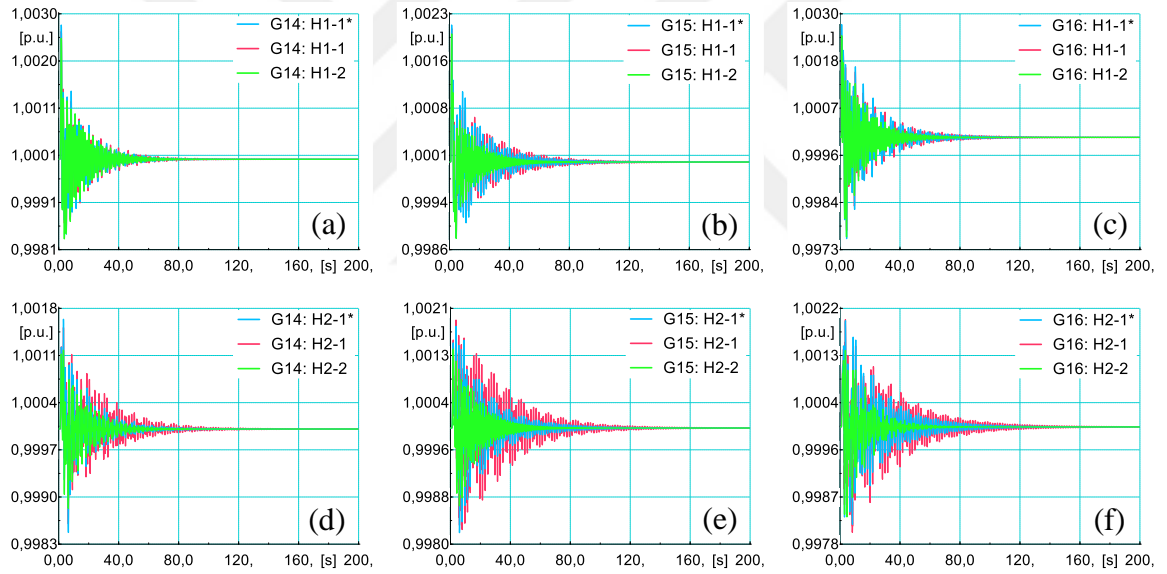
Sistemin daha iyi anlaşılması için H1 ve H2 alt senaryosunda sırasıyla Bara 43 ve Bara 64’te gerçekleşen üç faz kısa devre arızalarının etkileri, bu arızaların meydana geldiği 1. Bölge ve 2. Bölge’de seçilen generatörlerin rotor hızlarına bakılarak incelenmiştir.



Şekil 2.46. Alt Senaryo H1 ve H2 için (a, c) G9, (b, d) G11 rotor hızları

Şekil 2.46’da görüldüğü üzere iki generatörde de tepkiler alt durumlar için benzer ve açık biçimde gerçekleşmiştir. PV santralin frekans desteği verdiği alt senaryolarda (H1-2 ve H2-2) salınım diğer alt senaryolara göre çok daha hızlı sönümlenmiştir. Bu durum düşük atalet momentine sahip kararlılık açısından zayıf senkron generatör yerine gerektiğinde hızlıca frekansa destek veren ve salınımsız olarak sisteme aktif gücünü sağlayabilen PV santralin kullanılmasındandır. Kuvvetli bölgede gerçekleşen arızada frekans desteği vermeyen PV santrale sahip alt senaryo (H1-1) ve sadece senkron generatörlerden oluşan alt senaryo (H1-1*) yakın davranış sergilemiştir. Zayıf bölgede oluşan arızada ise frekans desteği vermeyen PV santralin olduğu alt senaryoda (H2-1), H2-1* alt senaryosuna göre salınımın süresinin ve genliğinin arttığı görülmektedir.

İlk iki bölge haricindeki generatörlerin rotor hızları Şekil 2.47’de gösterilmiştir.

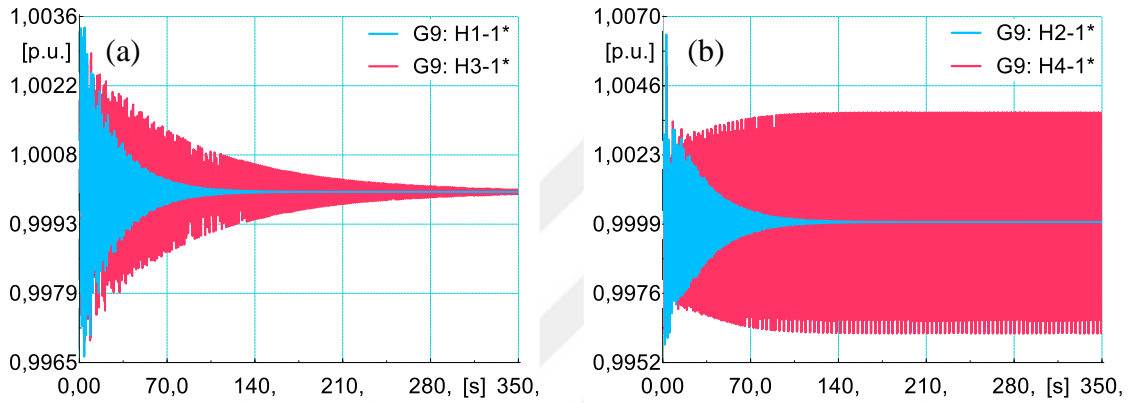


Şekil 2.47. Alt Senaryo H1 ve H2 için (a, d) G14, (b, e) G15, (c, f) G16 rotor hızları

Şekil 2.47’de buradaki generatörlerin kuvvetli ve zayıf bölgelerde oluşan arızalara verdikleri tepkilerin G9 ve G11 generatörleriyle benzer fakat onlar kadar rotor hızlarındaki farkın belirgin olmadığı görülmektedir. Bu durum G9 ve G11 generatörlerine arızanın yakın olması ve bu generatörlerin diğer bölgelerde seçilen generatörlerden daha düşük atalet momentlerine sahip olmalarından kaynaklanmaktadır.

Üstte elde edilen sonuçlar ışığında ve zayıf olan bölgedeki tepkinin sistem kararlılığında daha önemli olmasıyla bu bölümde (Bölüm 2.2) G9 generatörünün rotor hızı üzerinden senaryolarda frekans kararlılığı analizi yapılmıştır.

Sadece generatörlerin bulunduğu alt senaryolarda yük tiplerinin farklılığını frekans kararlılığı üzerinden değerlendirmek için arıza konumlarının aynı, yük tiplerinin farklı olduğu alt senaryolarda (H1-1* ile H3-1* ve H2-1* ile H4-1*) G9 generatörünün rotor hızları incelenmiştir. Bu rotor hızları Şekil 2.48’de gösterilmiştir.

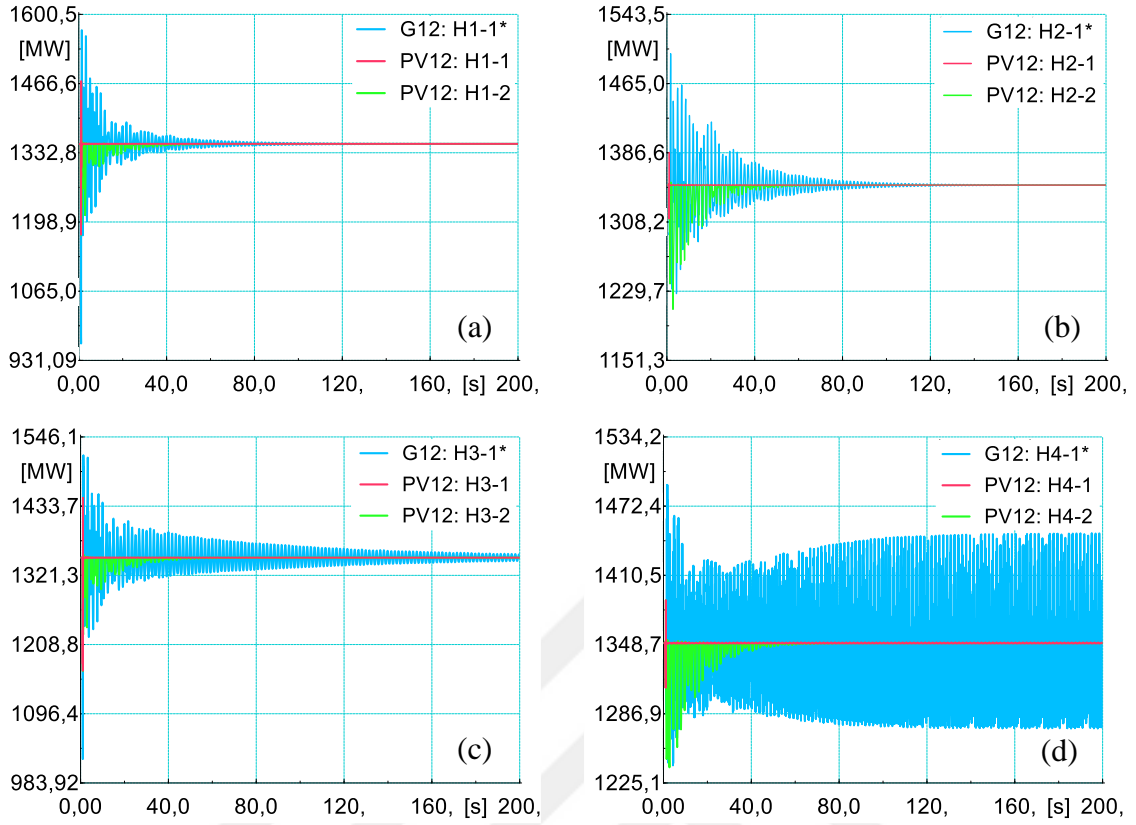


Şekil 2.48. Senaryo H (a) Bara 43’te ve (b) Bara 64’te arıza için G9 Rotor hızları

Şekil 2.48’de görüldüğü üzere hem kuvvetli bölgede hem de zayıf bölgede oluşturulan arızalarda rotor hızında sapma birleşik yükte daha fazla olmuş hatta H4-1* alt senaryosunda sistem kararsızlığa gitmiştir. Rotor hızlarında bu durum incelendiğinde sabit empedanslı yük tipli alt senaryolarda rotor hızlarının oturma zamanının birleşik yük tipli alt senaryolara göre daha iyi olduğu açıkça ortadadır. IEEE 9 baralı güç sisteminde rotor hızlarında endüstriyel yük tipinde oturma zamanının daha iyi olduğu görülmüştü. Bu durumun sebebi sistem yapısının küçük ve oldukça kararlı olmasındandır.

Şekil 2.48’de görüldüğü üzere arızadan sonraki ilk maksimum ve minimum noktalarda her iki arıza konumu içinde sabit empedanslı yük tipinde rotor hızında daha fazla sapma yaşanmıştır. Bu durum IEEE 9 baralı sistemde gerçekleştirilen senaryolarda da görülmüştü. Yük tipinin gerilimden daha az etkilenmesi başlangıçtaki aşmanın daha az olmasını sağlamaktadır.

Gerçekleştirilen alt senaryolarda PV santralin ve G12 generatörünün aktif güç çıkışları kuvvetli ve zayıf bölgelerde oluşturulan arıza için Şekil 2.49’da gösterilmiştir.

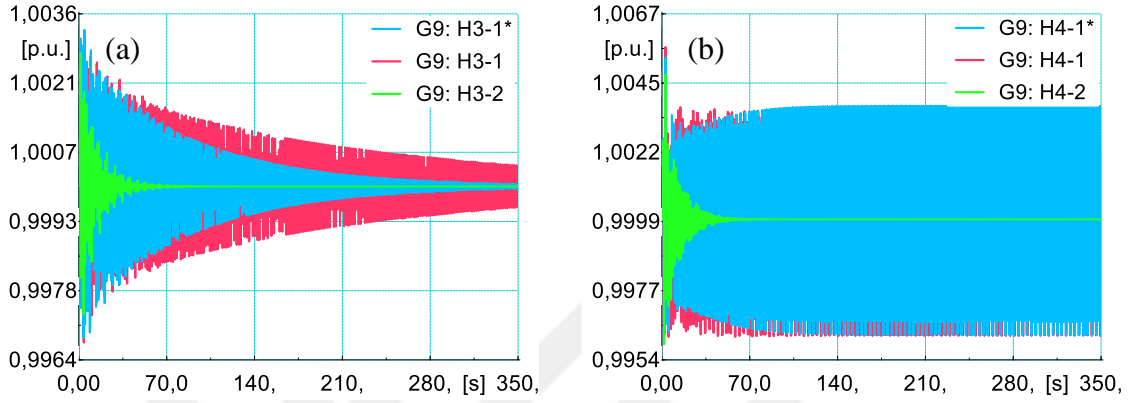


Şekil 2.49. Alt Senaryo (a) H1, (b) H2, (c) H3 ve (d) H4 için PV ve G12 aktif güç çıkışları

Şekil 2.49’da görseller sistemde farklı kontrol yöntemleriyle kullanılan PV santralin tepkisinin anlaşılması içindir. Şekil 2.49’da görüldüğü üzere frekans yükseldikçe destek verecek biçimde kontrol edilen (FRDR) PV santraller aktif güç çıkışlarını azaltmıştır. Sabit empedans yük tipinde aktif güçte yaşanan salınım boyunca G12 generatörü aktif gücünü PV santralden daha fazla azaltmışken birleşik yük tipinde PV santral aktif gücünü G12 generatörüne göre yer yer daha fazla azaltmıştır.

H3 ve H4 alt senaryolarında G9 generatörünün rotor hızları Şekil 2.50’de gösterilmiştir. Şekil 2.46’da H1 ve H2 alt senaryolarındaki rotor hızları verildiğinden burada tekrar verilmemiştir. Şekil 2.50’de frekans destekli PV santrallerin bulunduğu alt senaryoların tüm durumlarda diğer alt senaryolardan daha hızlı kararlı hale geldiği görülmektedir. Bu durum sistemden çıkarılan generatörün atalet momentinin yüksek olmaması ve PV santralin frekans desteğini sağlamasının yanı sıra salınımsız olarak sisteme güç aktarabilme yeteneğinin de etkisini barındırmaktadır. Şekil 2.50’de de tespit edilen bir durum arızanın konumunun ve üretim kaynağının aynı olduğu fakat sistemin yük yapısının

farklı olduğu alt senaryolarda birleşik yük tipi sabit empedans yük tipine göre salınımın süresini ve genliğini arttırdığıdır. Ayrıca birleşik yükte zayıf bölgede frekans desteği vermeyen PV santralin bulunması (H4-1) ya da sadece senkron generatörlerden sistemin oluşması (H4-1*) arıza gerçekleştiğinde sistemi kararsızlığa götürmüştür.



Şekil 2.50. Alt Senaryo (a) H3 ve (b) H4 için G9 rotor hızları

Tablo 2.55'te frekans kararlılığının daha net değerlendirilebilmesi için rotor hızındaki maksimum, minimum değerler ve oturma zamanları verilmiştir. Tablo 2.55'te ve şekillerden görüldüğü üzere kuvvetli bölgede arıza olduğunda bile birleşik yük tipinde frekans desteği vermeyen PV santralin (H3-1) olumsuz etkisi oldukça fazladır. H3-1 alt senaryosunun oturma zamanı H3-1* alt senaryosunun neredeyse iki katıdır. Aynı şartlarda gerçekleştirilen arıza konumları için farklı yük tiplerinde karşılaştırma yapıldığında ise tüm alt senaryolarda birleşik yük tipinde (H3 ve H4) maksimum ve minimum değerlerin sabit empedans (H1 ve H2) yük tipinden daha az sapma gösterdiği ortadadır.

Tablo 2.55. Senaryo H için frekans kararlılığı verileri

Alt Senaryo	H1-1*	H1-1	H1-2	H2-1*	H2-1	H2-2
Minimum D. (pu)	0,9966	0,9966	0,9971	0,9958	0,9958	0,9954
Maksimum D. (pu)	1,0034	1,0034	1,0031	1,0064	1,0067	1,0058
Oturma Zamanı (s)	52,89	56,52	18,48	63,25	84,49	25,51
Alt Senaryo	H3-1*	H3-1	H3-2	H4-1*	H4-1	H4-2
Minimum D. (pu)	0,9968	0,9967	0,9973	-	-	0,9959
Maksimum D. (pu)	1,0033	1,0030	1,0028	-	-	1,0049
Oturma Zamanı (s)	151,09	323,37	23,16	-	-	27,51

Geçici hal kararlılığının değerlendirilebilmesi için Tablo 2.56'da bu senaryodaki TRASİ değerleri verilmiştir.

Tablo 2.56. Senaryo H için geçici hal kararlılığı verileri

Alt Senaryo	H1-1*	H1-1	H1-2	H2-1*	H2-1	H2-2
TRASİ	0,9406	0,9387	0,9448	0,9132	0,9122	0,9150
Alt Senaryo	H3-1*	H3-1	H3-2	H4-1*	H4-1	H4-2
TRASİ	0,9423	0,9488	0,9530	-	-	0,9306

TRASİ değerlerinde görüldüğü üzere H1, H2, H3 ve H4 alt senaryoları için oturma zamanlarında çıkan sonuçlara benzer sonuçlar çıkmıştır. Bu alt senaryolarda (H1, H2, H3 ve H4) en olumlu sonuçlar frekans desteği veren PV santrallerin olduğu alt senaryolarda (H1-2, H2-2, H3-2, H4-2) ortaya çıkmıştır. Frekans desteği vermeyen PV santraller sadece senkron makineli alt senaryolara göre (H3-1*, H3-1 hariç) TRASİ değerleri bakımından da oturma zamanlarında olduğu gibi daha kötü sonuç vermiştir. Burada göze çarpan önemli bir nokta H1 ve H3 alt senaryoları karşılaştırıldığında görülmektedir. Oturma zamanları bakımından frekans kararlılığında H1 alt senaryoları H3 alt senaryolarına göre daha iyi sonuç vermişken TRASİ değerlerinde durum tam tersi çıkmıştır. Örneğin H3-2 alt senaryosu H1-2 alt senaryosundan TRASİ değerleri incelendiğinde daha olumludur. Bu durum sabit empedans yük tipinde rotor hızındaki maksimum sapmanın birleşik yük tipinden fazla olmasıyla ilişkilidir.

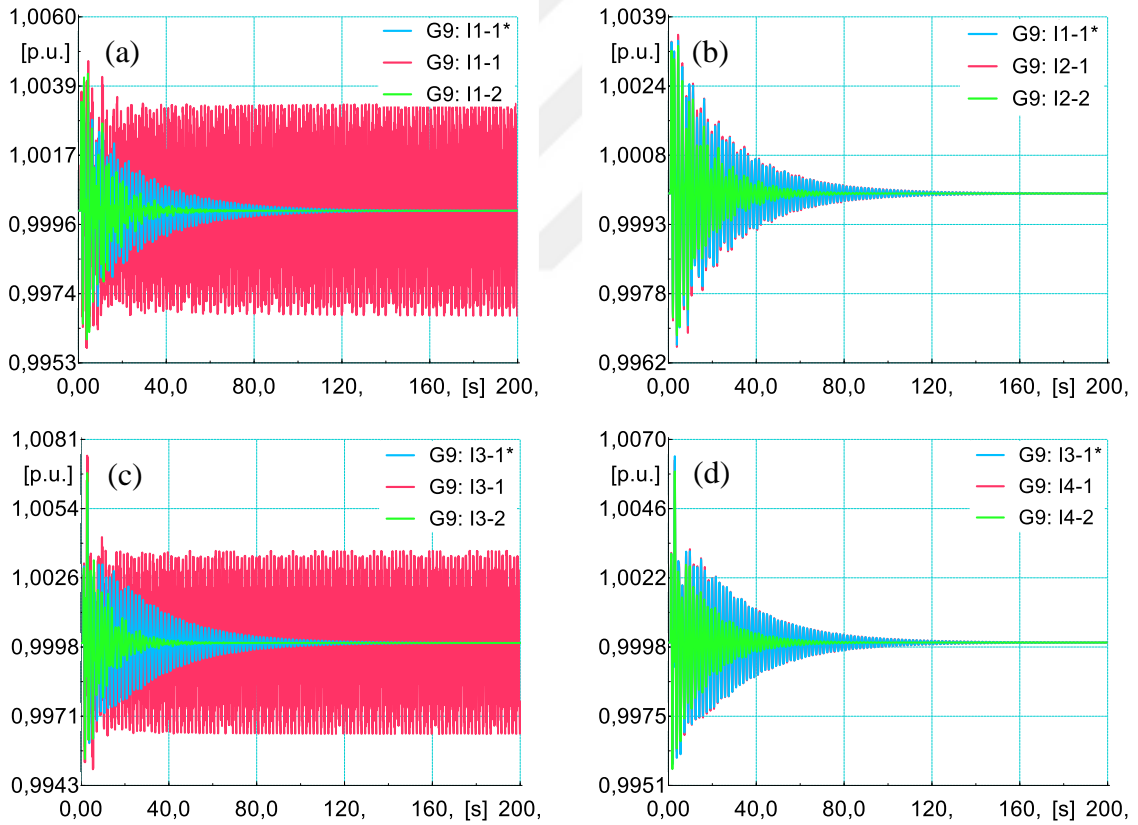
2.2.2. Senaryo I

Bu senaryoda PV santralin kuvvetli (Bara 10) ve zayıf (Bara 5) bölgede olması durumunun kararlılığa etkisi analiz edilmiştir. Ayrıca arıza konumunun PV santral konumuna göre etkisi de analiz edilmiştir. Bu analizin gerçekleştirilebilmesi için iki bölgede de benzer özellikler ve neredeyse aynı aktif güç çıkışını veren iki generatör (G5-505,2 MW ile G10-500 MW) ile PV santral ayrı olarak yer değiştirilmiştir. 100 ms boyunca ayrı alt senaryolarda Bara 43 (kuvvetli bölgede) ve Bara 64'te (zayıf bölgede) üç faz kısa devre arızası gerçekleştirilmiş daha sonra arıza temizlenmiştir. Tablo 2.57'de burada gerçekleştirilen alt senaryolar verilmiştir.

Tablo 2.57. Senaryo I'da gerçekleştirilen alt senaryolar

Alt Senaryolar	Aktif Güç Kont. Yön.	PV Santral Konumu	Arıza Konumu
I1	I1-1*	-	Bara 43
	I1-1	NFR	Bara 5
	I1-2	FRDR	Bara 5
I2	I2-1	NFR	Bara 10
	I2-2	FRDR	Bara 10
I3	I3-1*	-	Bara 64
	I3-1	NFR	Bara 5
	I3-2	FRDR	Bara 5
I4	I4-1	NFR	Bara 10
	I4-2	FRDR	Bara 10

Şekil 2.51'de alt senaryolarda gerçekleşen G9 rotor hızları gösterilmiştir.



Şekil 2.51. Alt Senaryo (a) I1, (b) I2, (c) I3 ve (d) I4 için G9 rotor hızları

Şekil 2.51'e bakıldığında frekans desteği vermeyen PV santralin zayıf bölgede (Bara 5) bulunması hem kuvvetli bölgede (I1-1) gerçekleştirilen arızada (Bara 43) hem de zayıf bölgede (I3-1) gerçekleştirilen arızada (Bara 64) sistemin kararsızlığa gitmesine sebep

olmuştur. Frekans desteği vermeyen PV santralin kuvvetli bölgeye bağlanmasıyla (Bara 10) her iki bölgede de oluşturulan arızada (I2-1 ve I4-1) sadece senkron generatörün olmasından (I1-1* ve I3-1*) pek de farklı sonuç ortaya çıkmamıştır.

Tablo 2.58’de tüm alt senaryolardaki G9 rotor hızı için maksimum, minimum değerler ve oturma zamanları verilmiştir. Frekans desteği veren PV santralin hem kendi konumu hem de arızanın konumuna göre etkisinin daha net anlaşılabilmesi için bu tablodaki değerler incelenmelidir. Bu tabloda ortaya çıkan durum zayıf bölgede frekans destekli PV santral bulunduğu (I1-2 ve I3-2) arızanın da bu bölgede meydana geldiği alt senaryoda (I3-2) PV santralin kararlılığa ulaşmada pozitif etkisinin daha fazla olmasıdır. Bu durum I1-1* ile I1-2 alt senaryoları ve I3-1* ile I3-2 alt senaryoları kendi içlerinde karşılaştırıldığında G9 rotor hızının ulaştığı maksimum değere ve oturma zamanlarına bakılarak da görülmektedir. Kuvvetli bölgede (Bara 43) gerçekleşen arızada I1-1* alt senaryosunda 1,0034 pu, I1-2 alt senaryosunda 1,0043 pu frekansın maksimum olduğu değerlerdir. Zayıf bölgede (Bara 64) gerçekleşen de I3-1* alt senaryosunda 1,0064 pu olan değer I3-2 alt senaryosunda 1,0069 pu olmuştur. Zayıf bölgede bulunan frekans desteği veren PV santral rotor hızında artışın kuvvetli bölgede bulunandan daha az yükselmesini sağlamıştır. Bu alt senaryolar incelendiğinde zayıf bölgede gerçekleşen arıza için oturma zamanı (63,25 s’den 26,81 s’ye) kuvvetli bölgeye göre (52,91 s’den 28,33 s’ye) daha fazla azalmıştır.

Tablo 2.58. Senaryo I için frekans kararlılığı verileri

Alt Senaryo	I1-1*	I1-1	I1-2	I2-1	I2-2
Minimum D. (pu)	0,9966	-	0,9960	0,9966	0,9968
Maksimum D. (pu)	1,0034	-	1,0043	1,0036	1,0033
Oturma Zamanı (s)	52,91	-	28,33	52,95	30,21
Alt Senaryo	I3-1*	I3-1	I3-2	I4-1	I4-2
Minimum D. (pu)	0,9958	-	0,9953	0,9958	0,9956
Maksimum D. (pu)	1,0064	-	1,0069	1,0063	1,0059
Oturma Zamanı (s)	63,25	-	26,81	63,20	35,34

Frekans desteği veren PV santralin kuvvetli bölgede bulunmasıyla (I2-2 ve I4-2) her iki bölgede de gerçekleştirilen arızalara verilen desteğin zayıf bölgede bulunan PV santrale göre birbirlerine yakın olduğu ortaya çıkmaktadır. Ayrıca Tablo 2.58’de görülen bir durumda kuvvetli bölgede frekans desteği veren PV santralin (I2-2 ve I4-2) rotor hızında ulaşılan maksimum değeri hem diğer bölgede destek veren (I1-2 ve I3-2) hem de sadece senkron generatörlü (I1-1* ve I3-1*) duruma göre azaltma başarısıdır.

Arızanın kuvvetli bölgede olmasıyla frekans desteği veren PV santralin kuvvetli (I2-2) ya da zayıf (I1-2) bölgede olması oturma zamanları açısından çok fazla fark oluşturmamıştır. Arızanın zayıf bölgede olmasında ise frekans desteği veren PV santralin zayıf bölgede (I3-2) olması kuvvetli bölgede (I4-2) olmasına göre sonucu daha olumlu hale getirmiştir. Bu durum arızaya yakın yerde düşük atalet momentli senkron generatör yerine daha kuvvetli destek sağlayabilen PV santralin olumlu etkisinin arızadan uzaktaki konuma göre daha fazla olmasındandır.

Geçici hal kararlılığının değerlendirilebilmesi için Tablo 2.59'da bu senaryodaki TRASİ değerleri verilmiştir.

Tablo 2.59. Senaryo I için geçici hal kararlılığı verileri

Alt Senaryo	I1-1*	I1-1	I1-2	I2-1	I2-2
TRASİ	0,9406	-	0,9336	0,9382	0,9421
Alt Senaryo	I3-1*	I3-1	I3-2	I4-1	I4-2
TRASİ	0,9132	-	0,9260	0,9159	0,9161

Tablo 2.59'da TRASİ değerlerine bakıldığında arıza konumunun kuvvetli bölgede olması durumunda en olumlu sonuç PV santralinde kuvvetli bölgede olduğu I2-2 alt senaryosunda ortaya çıkmıştır. Arıza konumu zayıf bölgedeyken ise PV santralin de zayıf bölgede olduğu I3-2 alt senaryosunda en olumlu sonuç ortaya çıkmıştır. Bu sonuç frekans kararlılığı bakımından yapılan analizleri de desteklemektedir.

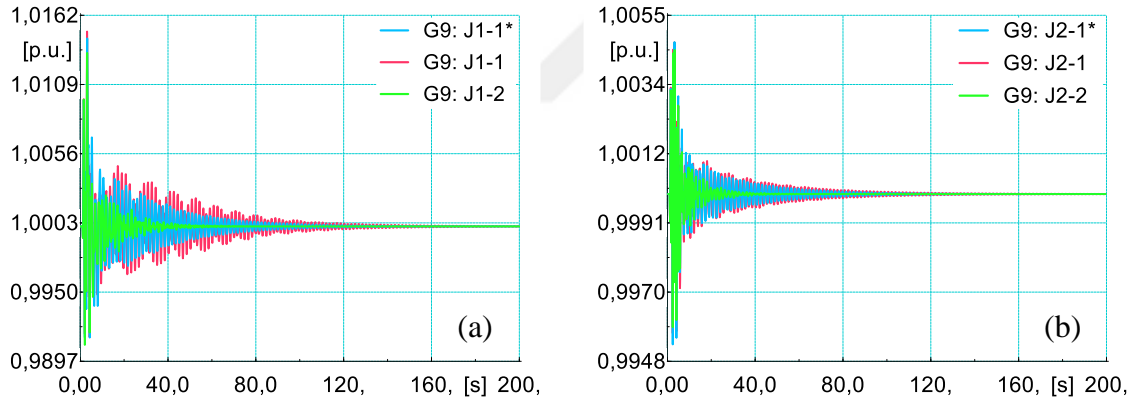
2.2.3. Senaryo J

Bu senaryoda zayıf ve kuvvetli bölgede benzer özelliklere ve neredeyse aynı aktif güç çıkışlarına sahip generatörlerin (G5 ve G10) 200 ms boyunca devre dışı kalma durumu için PV santralin etkisi analiz edilmiştir. Bu senaryoda PV santral (PV12) güçlü bölge olan 2. Bölge'de G12 generatörü ile yer değiştirilmiştir. Tablo 2.60'ta gerçekleştirilen alt senaryolar verilmiştir.

Tablo 2.60. Senaryo J'de gerçekleştirilen alt senaryolar

Alt Senaryolar		Aktif Güç Kont. Yön.	Olay Konumu
J1	J1-1*	-	G5
	J1-1	NFR	G5
	J1-2	FRUR	G5
J2	J2-1*	-	G10
	J2-1	NFR	G10
	J2-2	FRUR	G10

Burada gerçekleştirilen alt senaryolar sonucunda rotor hızları Şekil 2.52'de gösterilmiştir. Şekil 2.52'de görüldüğü üzere zayıf bölgede devreden çıkarılan generatör durumunda, frekans desteği vermeyen PV santralin (J1-1) etkisi olumsuz olmuşken, kuvvetli bölgede (J2-1), üç faz kısa devre arızası gerçekleştirilen alt senaryolardaki gibi pek fazla olumsuz etkisi olmamıştır. Burada da frekans desteği veren PV santralin olduğu alt senaryolar diğer alt senaryolara göre salınımı sönmülemde epey olumlu etki yaratmıştır.



Şekil 2.52. Alt Senaryo (a) J1 ve (b) J2 için G9 rotor hızları

Bu senaryo için rotor hızındaki maksimum, minimum değerler ve oturma zamanları Tablo 2.61'de verilmiştir.

Tablo 2.61. Senaryo J için frekans kararlılığı verileri

Alt Senaryo	J1-1*	J1-1	J1-2	J2-1*	J2-1	J2-2
Minimum D. (pu)	0,9914	0,9914	0,9909	0,9953	0,9955	0,9958
Maksimum D. (pu)	1,0145	1,0149	1,0133	1,0048	1,0050	1,0047
Oturma Zamanı (s)	71,04	94,83	31,68	29,89	36,31	13,05

Tablo 2.61'e bakıldığında da zayıf bölgede generatörün devreden çıkmasına frekans desteği veren PV santral kuvvetli bölgedeki olaya göre sistemde daha etkili olmuştur.

Generatörün devreden çıkması incelendiğinden TRASI değerleri ele alınmamıştır.

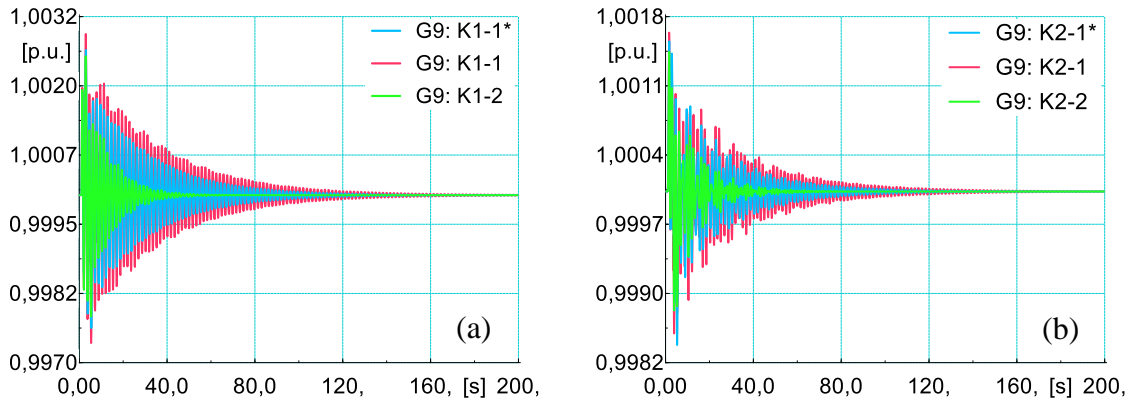
2.2.4. Senaryo K

Bu senaryoda zayıf ve kuvvetli bölgelerde neredeyse aynı aktif güç değerlerine sahip yüklerin anlık olarak devreden çıkması analiz edilmiştir. Yüklerin sistemdeki toplam üretime göre küçük olmasından dolayı olay süresi 600 ms alınmıştır. Bu senaryoda PV santral (PV12) güçlü bölge olan 2. Bölge'de G12 generatörü ile yer değiştirilmiştir. Tablo 2.62'de gerçekleşen alt senaryolar verilmiştir.

Tablo 2.62. Senaryo K'da gerçekleştirilen alt senaryolar

Alt Senaryolar	Aktif Güç Kont. Yön.	Olay Konumu
K1	K1-1*	-
	K1-1	NFR
	K1-2	FRUR
K2	K2-1*	-
	K2-1	NFR
	K2-2	FRUR

Frekans kararlılığı analizi için G9 rotor hızları Şekil 2.53'te gösterilmiştir.



Şekil 2.53. Alt Senaryo (a) K1 ve (b) K2 için G9 rotor hızları

Şekil 2.53 incelendiğinde yükün kuvvetli ve zayıf bölgede devreden çıkması, üç faz kısa devre arıza ve generatörün devreden çıkması senaryolarındaki gibi bir etki göstermemiştir. PV santralin frekans desteği vermediği alt senaryoların ikisinde de rotor hızında yaşanan salınım sadece senkron generatörlü alt senaryolara göre daha fazla ve belirgindir. Diğer senaryolarda gerçekleştiği gibi frekans desteği veren PV santralli alt senaryolar oturma zamanını oldukça kısaltmıştır. Tablo 2.63'te rotor hızındaki maksimum, minimum değerler ve oturma zamanları verilmiştir.

Tablo 2.63. Senaryo K için frekans kararlılığı verileri

Alt Senaryo	K1-1*	K1-1	K1-2	K2-1*	K2-1	K2-2
Minimum D. (pu)	0,9976	0,9973	0,9978	0,9984	0,9985	0,9988
Maksimum D. (pu)	1,0026	1,0029	1,0025	1,0015	1,0016	1,0014
Oturma Zamanı (s)	42,94	57,48	17,84	23,03	30,95	11,22

Geçici hal kararlılığının incelenmesi için TRASİ değerleri Tablo 2.64'te verilmiştir.

Tablo 2.64. Senaryo K için geçici hal kararlılığı verileri

Alt Senaryo	K1-1*	K1-1	K1-2	K2-1*	K2-1	K2-2
TRASİ	0,9584	0,9550	0,9573	0,9726	0,9723	0,9766

Bu senaryoda TRASİ değerlerine bakıldığında zayıf bölgede oluşan olay için en iyi sonucu K1-1* alt senaryosu vermiştir. Kuvvetli bölgede ise K2-2 alt senaryosu en iyi sonucu vermiştir.

2.2.5. Senaryo L

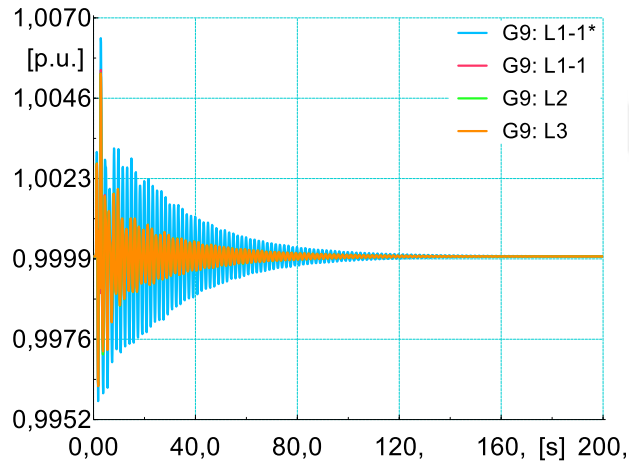
Bu senaryoda toplam olarak aynı güç değerine (boyuta) sahip BESS biriminin (300 MVA) tek bir baraya veya birçok baraya bağlı olma durumu değerlendirilmiştir. BESS biriminin sayısı arttıkça toplam güç değeri eşit olarak BESS birimlerine dağıtılmıştır. Sistemde zayıf olarak belirlenen yerin 1. Bölge olmasından BESS birimi bu bölgedeki zayıf baralara bağlanmıştır. Öncelikle zayıf bölgenin ortası sayılabilecek bir konumda (Bara 68) BESS bağlantısı yapılmıştır. Daha sonra zayıf baraları dıştan çevreleyecek (generatörün doğrudan ya da transformatör aracılığıyla bağlı olduğu baralar hariç) biçimde ve son olarak

bu bölgedeki tüm baralara BESS birimi bağlanmıştır. Bu senaryoda zayıf bölgede bulunan Bara 64’te üç faz kısa devre arızası 100 ms boyunca gerçekleştirilmiştir. Tablo 2.65’te gerçekleştirilen alt senaryolar verilmiştir.

Tablo 2.65. Senaryo L’de gerçekleştirilen alt senaryolar

Alt Senaryolar	BESS Sayısı	BESS Konumu
L1	L1-1*	-
	L1-1	68
L2	6	21, 24, 26, 55, 57, 66
L3	11	21, 24, 26, 27, 52, 55, 56, 57, 66, 67, 68

Gerçekleştirilen alt senaryoların rotor hızına etkisi frekans kararlılığı için Şekil 2.54’te gösterilmiştir.



Şekil 2.54. Senaryo L için G9 rotor hızları

Şekil 2.54’te görüldüğü üzere sistemde BESS biriminin olması salınımın genliğini ve oturma zamanını azaltmıştır. BESS birimleri için toplam gücün aynı sayının farklı olduğu alt senaryolar karşılaştırıldığında ise çıkan sonuçların birine çok yakın neredeyse aynı olduğu görülmektedir. Bu durum sistemdeki zayıf baraların birbirine epey yakın olması hatta bir yerde toplanmasındandır. Burada gerçekleşen alt senaryolarda rotor hızları için maksimum, minimum değerler ve oturma zamanları Tablo 2.66’da verilmiştir.

Tablo 2.66. Senaryo L için frekans kararlılığı verileri

Alt Senaryo	L1-1*	L1-1	L2	L3
Minimum D. (pu)	0,9958	0,9962	0,9961	0,9961
Maksimum D. (pu)	1,0064	1,0055	1,0054	1,0054
Oturma Zamanı (s)	63,25	35,38	35,44	35,44

Çıkan sonuçların BESS birimi olmayan senaryoya göre oturma zamanını epey etkilediği görülmektedir. BESS birimlerinin olduğu alt senaryolarda sonuçların çok yakın olduğu ise Tablo 2.66'da da gözükmemektedir.

Bu senaryoda elde edilen TRASI değerleri Tablo 2.67'de verilmiştir.

Tablo 2.67. Senaryo L için geçici hal kararlılığı verileri

Alt Senaryo	L1-1*	L1-1	L2	L3
TRASI	0,9132	0,9298	0,9284	0,9288

Tablo 2.67'de çıkan sonuçlara göre beklenildiği üzere BESS birimlerinin sisteme eklenmesi geçici hal kararlılığına olumlu etki yaratmıştır. Birçok iletim hattının bağlı olduğu zayıf bölgenin ortasında sayılabilecek Bara 68'de BESS biriminin bulunması (L1-1) bu konunun çevresine dağılan BESS birimlerinden (L2) az da olsa daha olumlu sonuç vermiştir.

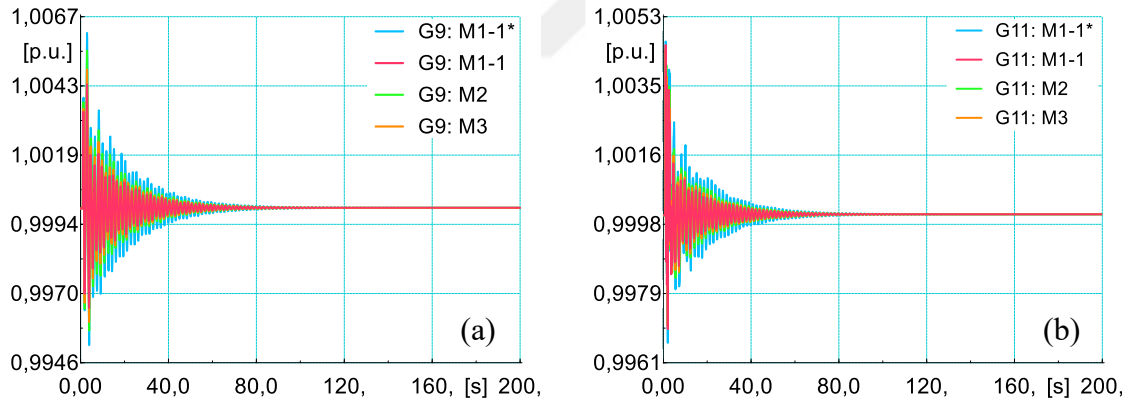
2.2.6. Senaryo M

Bu senaryoda bölgeler arası hatlarda oluşan üç faz kısa devre arızası sonucu hattın devre dışı bırakılarak arızanın temizlenmesi durumu için BESS biriminin bağlantı konumu analiz edilmiştir. Üç faz kısa devre arızasının süresi 100 ms olarak belirlenmiş daha sonra hat devreden çıkarılmıştır. Burada bölgeler arası bağlantı hatlarında yüksek aktif güç akışı olan, zayıf (1. Bölge) ve kuvvetli (2. Bölge) bölgeleri bağlayan Hat 60-61'de arıza gerçekleştirilmiştir. BESS birimi bölgeler arası hattın iki tarafındaki baralara ayrı ayrı ve ikisine birden bağlanarak analiz edilmiştir. BESS biriminin toplam güç değeri (300 MVA) alt senaryolarda aynıdır ve iki BESS birimi kullanılan alt senaryoda bu değer eşit ayrılmıştır. Tablo 2.68'de alt senaryolar verilmiştir.

Tablo 2.68. Senaryo M’de gerçekleştirilen alt senaryolar

Alt Senaryolar		BESS Sayısı	BESS Konumu
M1	M1-1*	-	-
	M1-1	1	60
M2		1	61
M3		2	60, 61

Şekil 2.55’te alt senaryolarda gerçekleşen G9 ve G11 rotor hızları frekans kararlılığı için gösterilmiştir. BESS biriminin her iki tarafa bağlanması durumu, her iki bölgedeki rotor hızlarına bakılmasını gerekli kılmıştır. Şekil 2.55’te görüldüğü üzere BESS biriminin zayıf bölgede kalan baraya bağlanması (Bara 60) zayıf bölgede bulunan G9 generatörünün rotor hızında artışı diğer alt senaryolara göre azaltmıştır. Kuvvetli bölgede bulunan (Bara 61) BESS birimi de aynı etkiyi G11 generatörü üzerinde yapmıştır. Kendi bölgelerinde olan BESS birimleri bu generatörlerin rotor hızlarındaki minimum noktaların da iyileşmesine olumlu etkide bulunmuştur.



Şekil 2.55. Senaryo M için (a) G9 ve (b) G11 rotor hızları

Burada iki bölgeye bağlanan BESS birimleri ve bu bölgelerdeki rotor hızlarında yaşanan değişiklik birbiriyle kıyaslandığında, G9 generatörünün rotor hızına BESS biriminin etkisi G11 generatörünün rotor hızına göre çok daha olumludur. Bu sebeple BESS biriminin zayıf bölgeye bağlanması daha olumludur. Ayrıca Şekil 2.55’te görüldüğü üzere salınımın ortadan kalkmasında BESS biriminin iki bölgeye bölünerek bağlanması (Bara 60 ve Bara 61) sadece kuvvetli bölgeye bağlanmasından (Bara 61) daha olumlu sonuç vermişken sadece zayıf bölgeye (Bara 60) bağlanmasından daha olumsuz sonuç ortaya

koymuştur. Bu durum da BESS biriminin zayıf bölgede kalmasının önemini ortaya çıkarmaktadır. Tablo 2.69’da G9 ve G11 rotor hızları için maksimum, minimum değerler ve oturma zamanları verilmiştir.

Tablo 2.69. Senaryo M için frekans kararlılığı verileri

Generatör	Alt Senaryo	M1-1*	M1-1	M2	M3
G9	Minimum D. (pu)	0,9951	0,9965	0,9957	0,9960
	Maksimum D. (pu)	1,0062	1,0044	1,0055	1,0049
	Oturma Zamanı (s)	42,57	31,94	37,29	32,77
G11	Minimum D. (pu)	0,9965	0,9968	0,9968	0,9967
	Maksimum D. (pu)	1,0049	1,0048	1,0045	1,0047
	Oturma Zamanı (s)	29,78	18,35	23,76	21,86

Tablo 2.69’da verilen değerler Şekil 2.55 için üstte bahsedilen sonuçları daha net olarak göstermektedir.

Bu senaryoda elde edilen TRASI değerleri geçici hal kararlılığı analizi için Tablo 2.70’te verilmiştir.

Tablo 2.70. Senaryo M için geçici hal kararlılığı verileri

Alt Senaryo	M1-1*	M1-1	M2	M3
TRASI	0,9038	0,9306	0,9140	0,9218

Tablo 2.70’te de görüldüğü üzere rotor açısı kararlılığında en olumlu sonucu sadece zayıf bölgeye bağlanan BESS birimi (M1-1) vermiştir. Bu sonuç frekans kararlılığında çıkan sonucu da desteklemektedir.

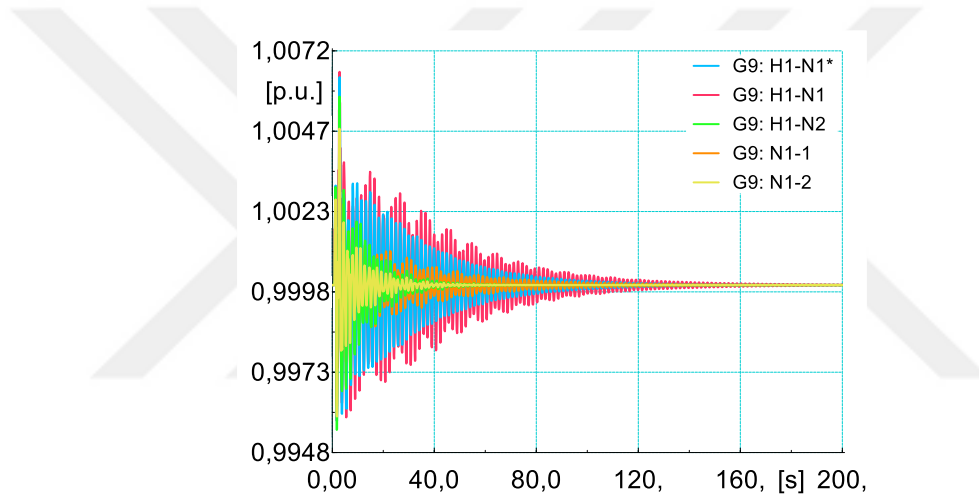
2.2.7. Senaryo N

Bu senaryoda PV santralin farklı kontrol yöntemleriyle kullanılması, BESS biriminin olduğu ve olmadığı durumların karşılaştırılması yapılmıştır. Ayrıca bu durumlar, referans olması açısından sadece senkron generatörün olduğu alt senaryoyla da karşılaştırılmıştır. Bara 64’te üç faz kısa devre arızası 100 ms boyunca gerçekleşmiş daha sonra arıza ortadan kaldırılmıştır. Tablo 2.71’de alt senaryolar verilmiştir.

Tablo 2.71. Senaryo N’de gerçekleştirilen alt senaryolar

Alt Senaryolar		PV Konumu	PV Frekans Desteği	BESS Konumu
I1	H1-N1*	-	-	-
	H1-N1	12	-	-
	H1-N2	12	✓	-
N1	N1-1	12	-	68
	N1-2	12	✓	68

Tabloda verilen alt senaryolar için Şekil 2.56’da G9 generatörünün rotor hızları gösterilmiştir.



Şekil 2.56. Senaryo N için G9 rotor hızları

Şekil 2.56’da görüldüğü üzere en iyi sonuç hem frekans desteği veren PV santralin hem de BESS biriminin olduğu alt senaryoda (N1-2) ortaya çıkmıştır. Frekans desteği veren PV santral (H1-N2), frekans desteği vermeyen PV santralin BESS birimiyle kullanılmasından (N1-1) oturma zamanı için incelendiğinde daha olumlu bir sonuç ortaya koymuştur. Bu durum PV santralin frekans desteği vermediği durumda olumsuz etkisinin fazla olması (H1-N1’de görüldüğü gibi) ve frekans desteği veren PV santralin penetrasyon seviyesinin BESS biriminin boyutuna göre fazla olmasındandır. N1-1 alt senaryosunda rotor hızının maksimum ve minimum değerler arasında sapması incelendiğinde ise H1-N2 alt senaryosundan daha olumlu sonuç ortaya çıkmıştır. Bu durum BESS biriminin zayıf bölgede olmasından kaynaklanmaktadır. Tablo 2.72’de frekans kararlılığı için alt senaryolarda gerçekleşen rotor hızındaki maksimum, minimum değerler ve oturma zamanları verilmiştir.

Tablo 2.72. Senaryo N için frekans kararlılığı verileri

Alt Senaryo	H1-N1*	H1-N1	H1-N2	N1-1	N1-2
Minimum D. (pu)	0,9958	0,9958	0,9954	0,9962	0,9959
Maksimum D. (pu)	1,0064	1,0067	1,0058	1,0055	1,0048
Oturma Zamanı (s)	63,25	84,49	25,21	43,34	17,66

Geçici hal kararlılığı incelenmesi için TRASI değerleri Tablo 2.73'te verilmiştir.

Tablo 2.73. Senaryo N için geçici hal kararlılığı verileri

Alt Senaryo	H1-N1*	H1-N1	H1-N2	N1-1	N1-2
TRASI	0,9132	0,9122	0,9150	0,9296	0,9319

Tablo 2.73'te görüldüğü üzere N1-2 alt senaryosu en olumlu sonucu vermişken frekans desteği olmayan PV santral ve BESS birimini içeren N1-1 alt senaryosu ikinci en iyi sonucu vermiştir.

3. SONUÇLAR VE TARTIŞMA

Kararlılık çalışmalarında oldukça önemli bir yere sahip olan yük tipi, dinamik olaylarda sabit empedanstan endüstriyele (sabit akım ve sabit güç yük tipine) yaklaştıkça; senkron makinelerin rotor hızında salınımın süresi ve genliğinin arttığı görülmüştür. Başlangıçta (ilk sapma periyodunda) ise rotor hızındaki maksimum ve minimum sapsmaların genliğinde azalma tespit edilmiştir.

PV santrallerin rampa oranı, LVRT ve DVS yetenekleri kararlılık açısından oldukça önemli özelliklerdir. PV santrallerin rampa oranlarının düşük olması üç faz kısa devre arıza sonrasında salınım genliklerinin ve sürelerinin artmasına sebep olmaktadır. LVRT yeteneği üç faz kısa devre arıza sırasında PV santralin güç sistemine aktif güç sağlamaya devam etmesine imkân verdiğinden, senkron makinelerin rotor hızında arıza süresince daha yüksek değerlere ulaşılmasına sebep olmaktadır. Arıza süresince olumsuz etki gösteren bu yetenek, arıza sonrasında rotor hızındaki salınımı azaltarak oturma süresinde olumlu etki yapmaktadır. Güç sistemlerindeki PV santrallerde bu özelliğin kullanılmaması arıza sonrası sistem salınımını arttırarak sistemin kararsızlığa gitme ihtimalini ortaya çıkarmaktadır. PV santrallerde DVS yeteneği üç faz kısa arızası sırasında gerilimin korunmasına katkı sağlayarak kararlılığa olumlu etki oluşturmaktadır. Bu yetenek arızadan sonra gerilimde yükselmeye sebep olarak olumsuz etki ortaya koymaktadır. Sistemde yaşanan üç faz kısa devre arıza sırasında PV santrallerde DVS yeteneğinin olmayışı sistemi kararsızlığa götürebilmektedir. PV santrallerde LVRT ve DVS yeteneği hem arıza süresince hem arıza sonrasında olumlu ve olumsuz etkiler oluşturmamasından dolayı kontrolü çok dikkatlice yapılmalıdır.

Bu çalışmada PV santrallere göre arıza konumunun kararlılık üzerinde etkili olduğu görülmüştür. Üç faz kısa devre arızasının PV santrale yakın konumda meydana gelmesi santral çıkış gücünü çok fazla etkilediğinden senkron generatörlerin rotor hızlarındaki salınım süresinin artmasına sebep olmaktadır. PV santralin senkron generatör kadar gerilim desteği sağlayamaması da arızanın PV santrale yaklaşmasıyla sistem için gerilim kararlılığını tehlikeye sokmaktadır.

Bu çalışmada elde edilen sonuçlardan biri frekans desteği veren ve vermeyen PV santrallerin üç faz kısa devre arızası boyunca ya da kısa süreli olaylarda, sistemde pek farklı

bir etki göstermemesidir. Bir diğ er sonuç ise PV santrallerin penetrasyon seviyesi arttıkça arıza süresince ulaşılan maksimum ve minimum değerlerde sapmaların daha fazla olduğudur. Arızadan sonra kararlılıkta yaşılanan sapmalara frekans desteği veren PV santrallerin olumlu etkisinin yüksek olduğu da çalışmada ortaya çıkan sonuçlar arasındadır.

Güç sisteminde rotor açısı kararlılığı bakımından zayıf ve daha kuvvetli bölgeler bulunabilir. Bu bölgelerin oluşmasındaki en büyük etken senkron generatörlerin atalet momentleridir. Sistemde endüstriyel yük tipi arttıkça, zayıf bölgede arıza olması frekans desteği vermeyen PV santralin olumsuz etkisini kuvvetli bölgedeki arızaya göre çok fazla arttırmaktadır. Bu durum PV santral bağlantılarının endüstriyel bölgelerden uzakta yapılmasının daha uygun olabileceğini göstermektedir.

Hem zayıf bölgede hem de kuvvetli bölgede düşük atalet momentli senkron generatör yerine frekans desteği veren PV santralin kullanılması sistemde kararlılık açısından daha olumlu etki oluşturabilir. Atalet momenti oldukça düşük senkron generatör yerine zayıf bölgede frekans desteği olmayan PV santralin bağlanması sistemi fazla etkilemekte hatta kararsızlığa götürebilmektedir. Böyle bir durumda zayıf bölgeye frekans desteği veren PV santral bağlanmalıdır. Atalet momenti oldukça düşük senkron generatör yerine kuvvetli bölgeye frekans desteği vermeyen PV santralin bağlanması ise sistemi çok fazla etkilememektedir. Fakat PV santralin penetrasyon seviyesi arttıkça kuvvetli bölgede bulunsa bile senkron generatörlerin rotor hızlarında salınımı arttıracak biçimde olumsuz etki ettiği gözlemlenmiştir.

Kuvvetli ve zayıf bölgelere düşük atalet momentine sahip benzer senkron generatörler yerine frekans desteği veren PV santraller eklenmiştir. Bu durumda sistemde bulunan senkron generatörlerin rotor hızlarındaki sapmaların tepe değerlerini kuvvetli bölgeye bağlanan PV santralin zayıf bölgedekine göre daha çok azalttığı görülmektedir. Ayrıca burada ortaya çıkan diğ er bir sonuç da zayıf bölgede bulunan PV santralin senkron generatörlerin rotor hızı salınımındaki oturma zamanını kuvvetli bölgede bulunan PV santrale göre daha olumlu biçimde etkilemesidir.

Frekans desteği vermeyen PV santrallerin bulunduğu bir güç sisteminde anlık olarak senkron generatörün devreden çıkması PV santrallerin aktif gücünü neredeyse hiç değiştirmemesiyle sonuçlanır. Bu durum sistemde geride kalan senkron generatörlerden daha fazla aktif güç talep edilmesine ve olay süresince bu senkron generatörlerin rotor hızlarında düşüşlerin daha fazla yaşanmasına sebep olur. Zayıf ve kuvvetli bölgelerde anlık olarak senkron generatörün devreden çıkması üç faz kısa devre arızasındaki gibi PV santralin

olduğu ve olmadığı alt senaryolar için benzer etkiyi göstermektedir. Güç sisteminde frekans desteği vermeyen PV santralin senkron generatör yerine entegre edilmesi zayıf bölgede anlık olarak devreden çıkan senkron generatörün diğer senkron generatörlerin rotor hızlarında yaşanan salınımı çok fazla arttırmasıyla sonuçlanmaktadır. Aynı sistemde kuvvetli bölgede senkron generatörün anlık olarak devreden çıkması ise salınımı oldukça az etkilemektedir.

Frekans desteği vermeyen PV santrallerin bulunduğu bir güç sisteminde anlık olarak yükün devreden çıkması PV santrallerin aktif gücünü neredeyse hiç değiştirmemesiyle sonuçlanır. Bu durumda sistemdeki senkron generatörlerin rotor hızları olay süresince daha yüksek değerlere ulaşır. Zayıf ya da kuvvetli bölgede oluşan yükün anlık olarak devreden çıkmasının, sistemdeki etkisi PV santralin olup olmaması durumları değerlendirildiğinde generatör ve üç faz kısa devre arızasındaki kadar bölgesel farktan etkilenmemektedir. Frekans desteği vermeyen PV santralin kuvvetli ya da zayıf bölgede bulunması rotor hızlarındaki salınımı arttırarak iki durumda da benzer olumsuz etkileri göstermiştir.

Hattın anlık olarak devreden çıkma durumu sistem yapısına göre farklı etkiler oluştursa da frekans desteği vermeyen PV santralin çıkış gücünde değişiklik göstermemesi senkron generatörlerin üzerindeki etkinin olay süresince artmasıyla sonuçlanır.

Güç sisteminde yaşanan üç faz kısa devre arızasında önemli olan bir nokta gerilimin çok fazla düşmesidir. PV santrallerin gerilim desteği verecek biçimde kullanılması bile gerilim düşmesini çok fazla engelleyemediğinden BESS ve STATCOM gibi reaktif güç desteği sağlayabilecek ek yapıların da sistemde bulunması gerekli olabilir. Bu gereksinim PV santrallerin penetrasyon seviyelerinin artmasıyla daha fazla ortaya çıkacaktır. Bu sebeple güç sistemlerinde reaktif güç desteği veren birimlerin kullanılması önem arz etmektedir.

Kararlılık yönünden zayıflığın bir bölgede toplandığı bir güç sisteminde (arıza sonuçları incelendiğinde), zayıf bölgeye aynı boyuttaki BESS biriminin dağıtık ya da tek başına bağlanması arasında pek fazla fark olmadığı görülmüştür. Bu durum BESS biriminin zayıf bölgenin ortasında tek bir yere koyulmasının yeterli olabileceğini göstermektedir.

Farklı bölgeleri bulunan bir güç sisteminde (arıza sonuçları incelendiğinde) BESS biriminin bölgesel bağlantı hattının zayıf tarafında kalması, iki bölgeye de eşit dağıtılması ya da kuvvetli bölgede bulunmasından daha olumlu bir sonuç ortaya koymuştur. Buradan çıkan sonuç bölgeler arası bağlantı hatlarının zayıf tarafında BESS biriminin bulunmasının daha etkili olabileceğidir.

BESS birimlerinin (boyutlarının çok büyük olmadığı durumlarda) frekans desteği vermeyen PV santrallerle aynı güç sisteminde bulunması, yüksek penetrasyon seviyeli PV

santrallerin frekans desteği verdiği durumlar kadar etkili olmayabilir. Bu çalışmada g sisteminde frekans desteği vermeyen PV santrallerin BESS birimleriyle kullanılması sadece frekans desteği veren PV santrallerin kullanılmasından rotor hızlarının oturma zamanı bakımından daha olumsuz sonuç vermiştir. Hem frekans desteği veren PV santral hem de BESS biriminin sistemde bulunması ise salınımı oldukça azaltmıştır. Dinamik olaylarda frekans desteği veren PV santrallerin ve BESS birimlerinin bir arada ya da ayrı olarak bulunması senkron generatörlerin rotor hızlarındaki salınımı azaltma açısından oldukça etkili ve önemli olduğu çalışmadan çıkan sonuçlar arasındadır.



4. ÖNERİLER

Bu tez çalışması dinamik olayların güç sistemindeki etkisi üzerine oluşturulmuştur. Bu sebeple küçük işaret kararlılığı ya da uzun süreli olayların gerilim ve frekans kararlılığındaki etkisi ele alınmamıştır. Bu çalışmadaki gibi farklı boyutlarda güç sistemleri kullanılarak küçük işaret kararlılığı ve uzun süreli olayların, kararlılıklar üzerindeki etkisi araştırılabilir.

Tezde incelenen LVRT, DVS yetenekleri ve rampa oranı üzerine farklı çalışmalar yapılarak detaylandırılabilir.

PV santraller ve BESS birimlerinin etkisini değerlendirmede farklı kısa devre arızaları için güç sistemleri kararlılığı incelemeleri yapılabilir. Bu sayede PV santrallerde HVRT yeteneğinin sistemdeki etkisi de araştırılabilir.

Dinamik olaylarda PV santrallerin gerilim kararlılığı üzerindeki zayıf etkisinin, gerilim desteği sağlayan güç sistemi elemanları (STATCOM gibi) kullanılarak iyileştirilmesi için çalışmalar yapılabilir. Ayrıca dinamik olaylarda BESS birimlerinin gerilim kararlılığı üzerindeki etkisi diğer gerilim desteği sağlayan güç sistemi elemanlarıyla karşılaştırılabilir.

Farklı bölgelerde zayıflıklar gösteren bir güç sisteminde BESS biriminin konumu güç sistemleri kararlılığı açısından incelenebilir.

Rüzgâr ve dalga enerji santrallerinin güç sistemi kararlılığı üzerindeki etkisi hem bu tezde incelenen dinamik olaylar hem de küçük işaret kararlılığı ve uzun süreli olaylar için analiz edilebilir.

Yenilenebilir enerji kaynakları ve batarya enerji depolama sistemleri için farklı kontrol yöntemleri geliştirilerek bu yöntemlerin güç sistemleri kararlılığı üzerindeki etkileri analiz edilebilir.

5. KAYNAKLAR

1. REN21, Renewables 2020 Global Status Report, 2020
2. <https://globalsolaratlas.info/map>, 25 Mayıs 2021
3. PVPS, Snapshot of Global PV Markets 2020, 2020
4. Shah, R., Mithulananthan, N., Bansal, R. C., ve Ramachandramurthy, V. K., A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 41, (2015) 1423-1436.
5. CNESA, Energy Storage Industry White Paper 2020 (Summary Version), 2020
6. Tarafdar Hagh, M., ve Khalili, T., A review of fault ride through of PV and wind renewable energies in grid codes, International Journal of Energy Research, 43, 4 (2019) 1342-1356.
7. Al-Shetwi, A. Q., ve Sujod, M. Z., Grid-connected photovoltaic power plants: A review of the recent integration requirements in modern grid codes, International Journal of Energy Research, 42, 5 (2018) 1849-1865.
8. Al-Shetwi, A. Q., Sujod, M. Z., Blaabjerg, F., ve Yang, Y., Fault ride-through control of grid-connected photovoltaic power plants: A review, Solar Energy, 180, (2019) 340-350.
9. Marinopoulos, A., Papandrea, F., Reza, M., Norrga, S., Spertino, F., ve Napoli, R., Grid integration aspects of large solar PV installations: LVRT capability and reactive power/voltage support requirements, In 2011 IEEE Trondheim PowerTech, IEEE, Haziran 2011, 1-8.
10. Honrubia-Escribano, A., Ramirez, F. J., Gómez-Lázaro, E., Garcia-Villaverde, P. M., Ruiz-Ortega, M. J., ve Parra-Requena, G., Influence of solar technology in the economic performance of PV power plants in Europe, A comprehensive analysis, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 82, (2018) 488-501.
11. Hasanien, H. M., An adaptive control strategy for low voltage ride through capability enhancement of grid-connected photovoltaic power plants. IEEE Transactions on Power Systems, 31, 4 (2015) 3230-3237.
12. Lammert, G., Premm, D., Ospina, L. D. P., Boemer, J. C., Braun, M., ve Van Cutsem, T., Control of photovoltaic systems for enhanced short-term voltage stability and recovery, IEEE Transactions on Energy Conversion, 34, 1 (2018) 243-254.
13. T.C. Resmi Gazete, Elektrik şebeke yönetmeliği. (29013), 28.5.2014.

14. Al-Shetwi, A. Q., Sujod, M. Z., ve Ramli, N. L., A review of the fault ride through requirements in different grid codes concerning penetration of PV system to the electric power network, ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, 10, 21 (2015) 9906-9912.
15. Perpinias, I. I., Papanikolaou, N. P., ve Tatakis, E. C., Fault ride through concept in low voltage distributed photovoltaic generators for various dispersion and penetration scenarios, Sustainable Energy Technologies and Assessments, 12, (2015) 15-25.
16. Jaalam, N., Rahim, N. A., Bakar, A. H. A., ve Eid, B. M., Strategy to enhance the low-voltage ride-through in photovoltaic system during multi-mode transition. Solar Energy, 153, (2017) 744-754.
17. Cabrera-Tobar, A., Bullich-Massagué, E., Aragüés-Peñalba, M., ve Gomis-Bellmunt, O., Review of advanced grid requirements for the integration of large scale photovoltaic power plants in the transmission system, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 62, (2016) 971-987.
18. Buraimoh, E., ve Davidson, I. E., Overview of Fault Ride-Through Requirements for Photovoltaic Grid Integration, Design and Grid Code Compliance, In 2020 9th International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA), IEEE, Eylül 2020, 332-336.
19. Bastos, A. F., Lao, K. W., Todeschini, G., ve Santoso, S., Accurate identification of point-on-wave inception and recovery instants of voltage sags and swells, IEEE Transactions on Power Delivery, 34, 2 (2018) 551-560.
20. Li, R., Geng, H., ve Yang, G., Asymmetrical high voltage ride through control strategy of grid-side converter for grid-connected renewable energy equipment, In 2014 International Power Electronics and Application Conference and Exposition, IEEE, Kasım 2014, 496-501.
21. WECC, WECC Guide for Representation of Photovoltaic Systems In Large-Scale Load Flow Simulations, 2010.
22. Etxegarai, A., Eguia, P., Torres, E., Iturregi, A., ve Valverde, V., Review of grid connection requirements for generation assets in weak power grids, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 41, (2015) 1501-1514.
23. Luo, X., Wang, J., Wojcik, J. D., Wang, J., Li, D., Draganescu, M., ... ve Miao, S., Review of voltage and frequency grid code specifications for electrical energy storage applications, Energies, 11, 5 (2018) 1070.
24. Jietan, Z., Linan, Q., Pestana, R., Fengkui, L., ve Libin, Y., Dynamic frequency support by photovoltaic generation with “synthetic” inertia and frequency droop control, In 2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), IEEE, Kasım 2017, 1-6.

25. Qian, M. H., Zhao, D. W., Ma, J., Jiang, D. J., Ding, M. S., ve Xiang, L., A centralized frequency regulation strategy of PV power plant based equal adjustable capacity proportion mode, In 2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), IEEE, Eylül 2018, 1797-1801.
26. Verdugo, C., Tarraso, A., Candela, J. I., Rocabert, J., ve Rodriguez, P., Synchronous frequency support of photovoltaic power plants with inertia emulation, In 2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), IEEE, Eylül 2019, 4305-4310.
27. Zhao, D. W., Qian, M. H., Ma, J., Jiang, D. J., Ding, M. S., ve Xiang, L., A decentralized frequency regulation strategy of PV power plant based on droop control, In 2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), IEEE, Eylül 2018, 1824-1828.
28. Dajun, J., Lei, Z., Dawei, Z., Ning, C., ve Minhui, Q., Research on PV generation participating in power grid frequency regulation, In 2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), IEEE, Eylül 2018, 1713-1717.
29. Jibji-Bukar, F., ve Anaya-Lara, O., Frequency support from photovoltaic power plants using offline maximum power point tracking and variable droop control, IET Renewable Power Generation, 13, 13 (2019) 2278-2286.
30. Remon, D., Cañizares, C. A., ve Rodriguez, P., Impact of 100-MW-scale PV plants with synchronous power controllers on power system stability in northern Chile, IET Generation, Transmission & Distribution, 11, 11 (2017) 2958-2964.
31. Remon, D., Cantarellas, A. M., Mauricio, J. M., ve Rodriguez, P., Power system stability analysis under increasing penetration of photovoltaic power plants with synchronous power controllers, IET Renewable Power Generation, 11, 6 (2017) 733-741.
32. Kawabe, K., ve Tanaka, K., Impact of dynamic behavior of photovoltaic power generation systems on short-term voltage stability, IEEE Transactions on Power Systems, 30, 6 (2015) 3416-3424.
33. Lammert, G., Boemer, J. C., Premm, D., Glitza, O., Ospina, L. D. P., Fetzner, D., ve Braun, M., Impact of fault ride-through and dynamic reactive power support of photovoltaic systems on short-term voltage stability, In 2017 IEEE Manchester PowerTech, IEEE, Haziran 2017, 1-6.
34. Kawabe, K., Ota, Y., Yokoyama, A., ve Tanaka, K., Novel dynamic voltage support capability of photovoltaic systems for improvement of short-term voltage stability in power systems, IEEE Transactions on Power Systems, 32, 3 (2016) 1796-1804.
35. Bueno, P. G., Hernández, J. C., ve Ruiz-Rodriguez, F. J., Stability assessment for transmission systems with large utility-scale photovoltaic units, IET Renewable Power Generation, 10, 5 (2016) 584-597.

36. Kumar, D. S., Sharma, A., Srinivasan, D., ve Reindl, T., Impact analysis of large power networks with high share of renewables in transient conditions, IET Renewable Power Generation, 14, 8 (2020) 1349-1358.
37. Eftekharnajad, S., Vittal, V., Heydt, G. T., Keel, B., ve Loehr, J., Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems, IEEE Transactions on Power Systems, 28, 2 (2012) 893-901.
38. Tamimi, B., Cañizares, C., ve Bhattacharya, K. System stability impact of large-scale and distributed solar photovoltaic generation: The case of Ontario, Canada. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 4, 3 (2013) 680-688.
39. Ghosh, A., Patel, R., Datta, M., ve Meegahapola, L., Investigation of transient stability of a power network with solar-PV generation: Impact of loading level & control strategy, In 2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia), IEEE, Aralık 2017, 1-6.
40. You, S., Liu, Y., Zhang, X., Su, Y., Wu, L., Liu, Y., ve Hadley, S. W., Impact of high PV penetration on US eastern interconnection frequency response, In 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting, IEEE, Temmuz 2017, 1-5.
41. Liu, Y., You, S., Tan, J., Zhang, Y., ve Liu, Y. Frequency response assessment and enhancement of the US power grids toward extra-high photovoltaic generation penetrations—An industry perspective, IEEE Transactions on Power Systems, 33, 3 (2018) 3438-3449.
42. You, S., Kou, G., Liu, Y., Zhang, X., Cui, Y., Till, M. J., ... ve Liu, Y., Impact of high PV penetration on the inter-area oscillations in the US eastern interconnection, IEEE Access, 5 (2017) 4361-4369.
43. Munkhchuluun, E., Meegahapola, L., ve Vahidnia, A., Impact on rotor angle stability with high solar-PV generation in power networks, In 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), IEEE, Eylül 2017, 1-6.
44. Refaat, S. S., Abu-Rub, H., Sanfilippo, A. P., ve Mohamed, A. Impact of grid-tied large-scale photovoltaic system on dynamic voltage stability of electric power grids, IET Renewable Power Generation, 12, 2 (2018) 157-164.
45. Xiao, Q., Zhao, K., Jiang, W., ve Zhu, S., The Effect of Large-Scale PV Power on Stability of Power System, In 2018 2nd IEEE Advanced Information Management, Communicates, Electronic and Automation Control Conference (IMCEC), IEEE, Mayıs 2018, 1173-1177.
46. Zainuddin, M., Handayani, T. P., Sunanda, W., ve Surusa, F. E. P., Transient Stability Assessment of Large Scale Grid-Connected Photovoltaic on Transmission System, In 2018 2nd International Conference on Green Energy and Applications (ICGEA), IEEE, Mart 2018, 113-118.

47. Jalali, A., Dozein, M. G., ve Mancarella, P., Frequency Stability Provision From Battery Energy Storage System Considering Cascading Failures with Applications to Separation Events in Australia, In 2019 IEEE Milan PowerTech, IEEE, Haziran 2019, 1-6.
48. Yuan, Z., Wang, W., Wang, H., ve Yıldızbaşı, A., Allocation and sizing of battery energy storage system for primary frequency control based on bio-inspired methods: A case study, International Journal of Hydrogen Energy, 45, 38 (2020) 19455-19464.
49. Brogan, P. V., Best, R. J., Morrow, D. J., McKinley, K., ve Kubik, M. L. Effect of BESS response on frequency and RoCoF during underfrequency transients, IEEE Transactions on Power Systems, 34, 1 (2018) 575-583.
50. Shim, J. W., Verbič, G., Zhang, N., ve Hur, K. Harmonious integration of faster-acting energy storage systems into frequency control reserves in power grid with high renewable generation, IEEE Transactions on Power Systems, 33, 6 (2018) 6193-6205.
51. Shim, J. W., Verbič, G., Kim, H., ve Hur, K., On droop control of energy-constrained battery energy storage systems for grid frequency regulation, IEEE Access, 7 (2019) 166353-166364.
52. Mosca, C., Arrigo, F., Mazza, A., Bompard, E., Carpaneto, E., Chicco, G., ve Cuccia, P., Mitigation of frequency stability issues in low inertia power systems using synchronous compensators and battery energy storage systems, IET Generation, Transmission & Distribution, 13, 17 (2019) 3951-3959.
53. Munkhchuluun, E., Meegahapola, L., ve Vahidnia, A., Optimal Battery Sizing for Large-Scale Solar-PV Generation to Improve Frequency Stability, In 2019 29th Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), IEEE, Kasım 2019, 1-6.
54. Kawabe, K., ve Yokoyama, A., Effective utilization of large-capacity battery systems for transient stability improvement in multi-machine power system, In 2011 IEEE Trondheim PowerTech, IEEE, Haziran 2011, 1-6.
55. Cifuentes, N., Rahmann, C., Valencia, F., ve Alvarez, R., Network allocation of BESS with voltage support capability for improving the stability of power systems, IET Generation, Transmission & Distribution, 13, 6 (2019) 939-949.
56. Xie, X., Zhang, Y., Meng, K., Dong, Z. Y., Liu, J., ve Tang, S., Impact of Utility-Scale Energy Storage Systems on Power System Transient Stability Considering Operating Uncertainties, In 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia), IEEE, Mayıs 2019, 508-513.
57. Alhejaj, S. M., ve Gonzalez-Longatt, F. M., Investigation on grid-scale BESS providing inertial response support, In 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), IEEE, Eylül 2016, 1-6.

58. Setiadi, H., Mithulanathan, N., ve Hossain, M. J., Impact of battery energy storage systems on electromechanical oscillations in power systems, In 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting, IEEE, Temmuz 2017, 1-5.
59. Datta, U., Kalam, A., ve Shi, J., Battery energy storage system control for mitigating PV penetration impact on primary frequency control and state-of-charge recovery, IEEE Transactions on Sustainable Energy, 11, 2 (2019) 746-757.
60. Kanchanaharuthai, A., Chankong, V., ve Loparo, K. A., Transient stability and voltage regulation in multimachine power systems vis-à-vis STATCOM and battery energy storage, IEEE Transactions on Power Systems, 30, 5 (2014) 2404-2416.
61. Datta, U., Kalam, A., ve Shi, J., Battery energy storage system to stabilize transient voltage and frequency and enhance power export capability, IEEE Transactions on Power Systems, 34, 3 (2018) 1845-1857.
62. Gubitz, T., Sico, K., ve Chakraborty, A., Online Detection and Quantification of Transient Instability using Lyapunov Exponents from PMU Data, In 2018 North American Power Symposium (NAPS), IEEE, Eylül 2018, 1-6.
63. Kawabe, K., ve Yokoyama, A., Study on short-term voltage stability improvement using batteries on extra-high voltage network, In 2013 IEEE Grenoble Conference, IEEE, Haziran 2013, 1-3.
64. Chen, C., Bao, Y. Q., Wu, X. H., Wang, B., ve Shen, C., Battery energy storage system based on incremental cost consensus algorithm for the frequency control, IEEE Access, 7 (2019) 147362-147372.
65. Calero, F., Cañizares, C. A., ve Bhattacharya, K., Detailed and average battery energy storage model comparison, In 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), IEEE, Kasım 2019, 1-5.
66. Xu, X., Bishop, M., Oikarinen, D. G., ve Hao, C., Application and modeling of battery energy storage in power systems, CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2, 3 (2016) 82-90.
67. Dar, S. Z. N., Analysis of two area power system with battery energy storage, In 2017 2nd International Conference for Convergence in Technology (I2CT), IEEE, Nisan 2017, 915-919.
68. Aluthge, D., Hemapala, U., ve Lucas, R., Using BESS to Achieve Power System Dynamic Stability when High Solar Penetration is present: Case study Sri Lanka, In 2020 2nd International Conference on Smart Power & Internet Energy Systems, 2020.
69. Bhatt, G., ve Afflulla, S., Analysis of large scale PV penetration impact on IEEE 39-Bus power system, In 2017 IEEE 58th International Scientific Conference on

Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), IEEE, Ekim 2017, 1-6.

70. Mohamed, S. R., Jeyanthi, P. A., ve Devaraj, D., Investigation on the impact of high-penetration of PV generation on transient stability, In 2017 IEEE International Conference on Intelligent Techniques in Control, Optimization and Signal Processing (INCOS), IEEE, Mart 2017, 1-6.
71. Mrehel, O. G., Shamek, A. S., ve Hamouda, M. D., Power system transient stability investigation in the presence of photovoltaic generation, In 2016 17th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA), IEEE, Aralık 2016, 563-568.
72. Alhejaj, S. M., ve Gonzalez-Longatt, F. M., Impact of inertia emulation control of grid-scale BESS on power system frequency response, In 2016 International Conference for Students on Applied Engineering (ICSAE), IEEE, Ekim 2016, 254-258.
73. Milanovic, J. V., Yamashita, K., Villanueva, S. M., Djokic, S. Ž., ve Korunović, L. M. International industry practice on power system load modeling, IEEE Transactions on Power Systems, 28, 3 (2012) 3038-3046.
74. Kundur, P., Power System Stability and Control, McGraw-Hill Education, 1994.
75. Chapman, S., Electric Machinery Fundamentals, Fifth Edition, McGraw-Hill Education, 2012.
76. Saadat, H., Power System Analysis, McGraw-Hill, 1999.
77. EPRI, Advanced Load Modeling, 2002.
78. Tellez, A. P., Modelling Aggregate Loads in Power Systems, Yüksek Lisans Tezi, KTH, Royal Institute of Technology School of Electrical Engineering, Stockholm, Sweden, 2017.
79. WECC, WECC Battery Storage Dynamic Modeling Guideline, 2016.
80. WECC, WECC PV Power Plant Dynamic Modeling Guide, 2014.
81. WECC, WECC Central Station Photovoltaic Power Plant Model Validation Guideline, 2015.
82. Lammert, G., Modelling, Control and Stability Analysis of Photovoltaic Systems in Power System Dynamic Studies, Doktora Tezi, University of Kassel, Kassel, Germany, 2019.
83. WECC, Generic Solar Photovoltaic System Dynamic Simulation Model Specification, 2012.

84. Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., ... ve Vittal, V., Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions, IEEE Transactions on Power Systems, 19, 3 (2004) 1387-1401.
85. Zheng, H., Dougal, R. A., ve Ali, M. H., Transient stability of high frequency ac power systems, In 2013 IEEE Electric Ship Technologies Symposium (ESTS), IEEE, Nisan 2013, 292-298.
86. Meegahapola, L., ve Littler, T. Characterisation of large disturbance rotor angle and voltage stability in interconnected power networks with distributed wind generation, IET Renewable Power Generation, 9, 3 (2015) 272-283.
87. DigSILENT, "Digsilent Powerfactory," 2021.
88. Shrestha, A., Dynamic Remedial Act, on Scheme Using Online Transient Stability Analysis, Doktora Tezi, The University of North Carolina at Charlotte, Charlotte, USA, 2016.
89. Younis, M. R. A., A Hybrid Method for Stability Assessment of AC-DC Power Systems, Doktora Tezi, University of Toronto, Department of Electrical and Computer Engineering, Toronto, Canada, 2018.
90. Pourbeik, P., ve Petter, J. K. Modeling and validation of battery energy storage systems using simple generic models for power system stability studies, Cigre Science & Engineering, 9 (2017).
91. Lian, J., Sun, Y., Marinovici, L. D., ve Kalsi, K., Improved controller design of grid friendly™ appliances for primary frequency response, In 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, IEEE, Temmuz 2015, 1-5
92. Pal, B., ve Chaudhuri, B., Robust Control in Power Systems, Springer Science & Business Media, 2006.

6. EKLER

Ek 1. Senkron Generatörlerin Governor ve AVR Parametreleri [87].

Ek Tablo 1. EXAC1A (AVR)

T_r	T_b	T_c	K_a	T_a	T_e	K_f	T_f	K_c
0,025	0,3	0,1	100	0,01	0,5	0	1	0,65
K_d	$E1$	$Se1$	$E2$	$Se2$	K_e	V_{rmin}	V_{rmax}	
0,2	3,9	0,1	5,2	0,5	1	-10	10	

Ek Tablo 2. IEEEG1 (Governor)

K	$T1$	$T2$	$T3$	$K1$	$K2$	$T5$	$K3$	$K4$
20	0,25	0	0,1	0,3	0	10	0,4	0
$T6$	$K5$	$K6$	$T4$	$T7$	$K7$	$K8$	PN_{hp}	PN_{lp}
0,4	0,3	0	0,3	0	0	0	0	0
U_c	P_{min}	U_o	P_{max}					
-0,1	0	0,1	1					

Ek 2. IEEE9 Baralı Güç Sistemi Parametreleri [88].

Ek Tablo 3. Yük Verileri

Bara	P (MW)	Q (MVA _r)
5	100	35/X*
6	100	35/X*
8	100	35/X*

X* Senaryo X'te kullanılan reaktif güç değerleri Bölüm 2.1.1'de verilmiştir.

Ek Tablo 4. Generatör Verileri

Bara	S (MVA)	P_f	V (kV)	V (pu)	P (MW)
1	247,5	1	16,5	1,040	-
2	192	0,85	18	1,025	100
3	128	0,85	13,8	1,025	60/90

Ek Tablo 5. Transformatör Verileri

Baradan	Baraya	S (MVA)	V (kV)
1	4	250	16,5/230
2	7	240	18/230
3	9	250	13,8/230

Ek Tablo 6. Seri Bileşen Verileri (100 MVA)

Baradan	Baraya	R (pu)	X (pu)	B (pu)	Tap Ratio
1	4	0	0,0576	0	1
2	7	0	0,0625	0	1
3	9	0	0,0586	0	1
4	5	0,0100	0,0850	0,1760	0
4	6	0,0170	0,0920	0,1580	0
5	7	0,0320	0,1610	0,3060	0
6	9	0,0390	0,1700	0,3580	0
7	8	0,0085	0,0720	0,1490	0
8	9	0,0119	0,1008	0,2090	0

Ek Tablo 7. Generatör Dinamik Verileri (100 MVA)

Bara	X_l (pu)	R_a (pu)	X_d (pu)	X'_d (pu)	X''_d (pu)	T'_{d0} (sec)	T''_{d0} (sec)
1	0,0336	0	0,1460	0,0608	0,0404	8,960	0,0750
2	0,0521	0	0,8958	0,1198	0,0781	6,000	0,0575
3	0,0742	0	1,3125	0,1813	0,1562	5,890	0,0575

Ek Tablo 8. Generatör Dinamik Verilerin Devamı (100 MVA)

Bara	X_q (pu)	X'_q (pu)	X''_q (pu)	T'_{q0} (sec)	T''_{q0} (sec)	H (sec)	S (1.0)	S (1.2)
1	0,0969	-	0,0404	-	0,1500	23,64	0,13	0,32
2	0,8645	0,1969	0,0781	0,535	0,0945	6,4	0,13	0,32
3	1,2578	0,25	0,1562	0,600	0,0800	3,01	0,13	0,32

Ek 3. IEEE68 Bara 16 Makineli Güç Sistemi Parametreleri [89].

Ek Tablo 9. Yük Verileri

Bara	P (MW)	Q (MVA _r)
17	6000	300
18	2470	123
20	680	103
21	274	115
23	248	85
24	309	-92
25	224	47

Ek Tablo 9'un devamı

26	139	17
27	281	76
28	206	28
29	284	27
33	112	0
36	102	-19,46
39	267	12,6
40	65,63	23,53
41	1000	250
42	1150	250
44	267,55	4,84
45	208	21
46	150,7	28,5
47	203,12	32,59
48	241,2	2,2
49	164	29
50	100	-147
51	337	-122
52	158	30
53	252,7	118,56
55	322	2
56	200	73,6
59	234	84
60	208,8	70,8
61	104	125
64	9	88
67	320	153
68	329	32

Ek Tablo 10. Yük Verileri Generatör Verileri

Bara	S (MVA)	Pf	V (kV)	V (pu)	P (MW)
1	500	0,9	16,5	1,0450	250
2	1000	0,9	16,5	0,9800	545
3	1000	0,9	16,5	0,9830	650
4	1000	0,9	16,5	0,9970	632
5	750	0,9	16,5	1,0110	505,2
6	1500	0,9	16,5	1,0500	700
7	1000	0,9	16,5	1,0630	560
8	1000	0,9	16,5	1,0300	540
9	1500	0,9	16,5	1,0250	800
10	750	0,9	16,5	1,0100	500
11	1500	0,9	16,5	1,0000	1000
12	2000	0,9	16,5	1,0156	1350
13	4500	0,9	16,5	1,0110	-
14	3000	0,9	16,5	1,0000	1785
15	1500	0,9	16,5	1,0000	1000
16	6000	0,9	16,5	1,0000	4000

Ek Tablo 11. Transformatör Verileri

Baradan	Baraya	S (MVA)	V (kV)
1	54	550	16,5/345
2	58	1100	16,5/345
3	62	1100	16,5/345
4	19	1100	16,5/345
5	20	800	16,5/230
6	22	1600	16,5/345
7	23	1100	16,5/345
8	25	1100	16,5/345
9	29	1600	16,5/345
10	31	800	16,5/345
11	32	1600	16,5/345
12	36	2100	16,5/345
13	17	4600	16,5/345
14	41	3100	16,5/230
15	42	1600	16,5/230
16	18	6100	16,5/230
18	49	650	230/345
19	20	300	345/230
35	34	400	230/345
39	44	100	230/345
40	41	1000	345/230
44	45	500	345/230
64	63	100	138/345
64	65	100	138/345

Ek Tablo 12. Seri Bileşen Verileri (100 MVA)

Baradan	Baraya	R (pu)	X (pu)	B (pu)	Tap Ratio
1	54	0,0000	0,0181	0,0000	1,0250
2	58	0,0000	0,0250	0,0000	1,0700
3	62	0,0000	0,0200	0,0000	1,0700
4	19	0,0007	0,0142	0,0000	1,0700
5	20	0,0009	0,0180	0,0000	1,0090
6	22	0,0000	0,0143	0,0000	1,0250
7	23	0,0005	0,0272	0,0000	1,0000
8	25	0,0006	0,0232	0,0000	1,0250
9	29	0,0008	0,0156	0,0000	1,0250
10	31	0,0000	0,0260	0,0000	1,0400
11	32	0,0000	0,0130	0,0000	1,0400
12	36	0,0000	0,0075	0,0000	1,0400
13	17	0,0000	0,0033	0,0000	1,0400
14	41	0,0000	0,0015	0,0000	1,0000
15	42	0,0000	0,0015	0,0000	1,0000
16	18	0,0000	0,0030	0,0000	1,0000
18	49	0,0076	0,1141	1,1600	1,0000
19	20	0,0007	0,0138	0,0000	1,0600
35	34	0,0001	0,0074	0,0000	0,9460
39	44	0,0000	0,0411	0,0000	1,0000
40	41	0,0060	0,0840	3,1500	1,0000
44	45	0,0025	0,0730	0,0000	1,0000
64	63	0,0016	0,0435	0,0000	1,0600
64	65	0,0016	0,0435	0,0000	1,0600

Ek Tablo 12'nin devamı

17	36	0,0005	0,0045	0,3200	0,0000
17	43	0,0005	0,0276	0,0000	0,0000
18	42	0,0040	0,0600	2,2500	0,0000
18	50	0,0012	0,0288	2,0600	0,0000
19	68	0,0016	0,0195	0,3040	0,0000
21	22	0,0008	0,0140	0,2565	0,0000
21	68	0,0008	0,0135	0,2548	0,0000
22	23	0,0006	0,0096	0,1846	0,0000
23	24	0,0022	0,0350	0,3610	0,0000
24	68	0,0003	0,0059	0,0680	0,0000
25	26	0,0032	0,0323	0,5310	0,0000
25	54	0,0070	0,0086	0,1460	0,0000
26	27	0,0014	0,0147	0,2396	0,0000
26	28	0,0043	0,0474	0,7802	0,0000
26	29	0,0057	0,0625	1,0290	0,0000
27	37	0,0013	0,0173	0,3216	0,0000
27	53	0,0320	0,3200	0,4100	0,0000
28	29	0,0014	0,0151	0,2490	0,0000
30	31	0,0013	0,0187	0,3330	0,0000
30	32	0,0024	0,0288	0,4880	0,0000
30	53	0,0008	0,0074	0,4800	0,0000
30	61	0,0019	0,0183	0,2900	0,0000
31	38	0,0011	0,0147	0,2470	0,0000
31	53	0,0016	0,0163	0,2500	0,0000
32	33	0,0008	0,0099	0,1680	0,0000
33	34	0,0011	0,0157	0,2020	0,0000
33	38	0,0036	0,0444	0,6930	0,0000
34	36	0,0033	0,0111	1,4500	0,0000
35	45	0,0007	0,0175	1,3900	0,0000
36	61	0,0022	0,0196	0,3400	0,0000
37	52	0,0007	0,0082	0,1319	0,0000
37	68	0,0007	0,0089	0,1342	0,0000
38	46	0,0022	0,0284	0,4300	0,0000
39	45	0,0000	0,0839	0,0000	0,0000
40	48	0,0020	0,0220	1,2800	0,0000
41	42	0,0040	0,0600	2,2500	0,0000
43	44	0,0001	0,0011	0,0000	0,0000
45	51	0,0004	0,0105	0,7200	0,0000
46	49	0,0018	0,0274	0,2700	0,0000
47	48	0,0025	0,0268	0,4000	0,0000
47	53	0,0013	0,0188	1,3100	0,0000
50	51	0,0009	0,0221	1,6200	0,0000
52	55	0,0011	0,0133	0,2138	0,0000
53	54	0,0035	0,0411	0,6987	0,0000
54	55	0,0013	0,0151	0,2572	0,0000
55	56	0,0013	0,0213	0,2214	0,0000
56	57	0,0008	0,0128	0,1342	0,0000
56	66	0,0008	0,0129	0,1382	0,0000
57	58	0,0002	0,0026	0,0434	0,0000
57	60	0,0008	0,0112	0,1476	0,0000
58	59	0,0006	0,0092	0,1130	0,0000
58	63	0,0007	0,0082	0,1389	0,0000
59	60	0,0004	0,0046	0,0780	0,0000
60	61	0,0046	0,0726	0,1902	0,0000

Ek Tablo 12'nin devamı

62	63	0,0004	0,0043	0,0729	0,0000
62	65	0,0004	0,0043	0,0729	0,0000
65	66	0,0009	0,0101	0,1723	0,0000
66	67	0,0018	0,0217	0,3660	0,0000
67	68	0,0009	0,0094	0,1710	0,0000

Ek Tablo 13. Generatör Dinamik Verileri (1000 MVA)

Bara	X_l (pu)	R_a (pu)	X_d (pu)	X'_d (pu)	X''_d (pu)	T'_{d0} (sec)	T''_{d0} (sec)
1	0,125	0	1	0,31	0,25	10,2	0,05
2	0,35	0	2,95	0,697	0,5	6,56	0,05
3	0,304	0	2,495	0,531	0,45	5,7	0,05
4	0,295	0	2,62	0,436	0,35	5,69	0,05
5	0,27	0	3,3	0,66	0,5	5,4	0,05
6	0,224	0	2,54	0,5	0,4	7,3	0,05
7	0,322	0	2,95	0,49	0,4	5,66	0,05
8	0,28	0	2,9	0,57	0,45	6,7	0,05
9	0,298	0	2,106	0,57	0,45	4,79	0,05
10	0,199	0	1,69	0,457	0,4	9,37	0,05
11	0,103	0	1,28	0,18	0,12	4,1	0,05
12	0,22	0	1,01	0,31	0,25	7,4	0,05
13	0,03	0	0,296	0,055	0,04	5,9	0,05
14	0,017	0	0,18	0,0285	0,023	4,1	0,05
15	0,017	0	0,18	0,0285	0,023	4,1	0,05
16	0,041	0	0,356	0,071	0,055	7,8	0,05

Ek Tablo 14. Generatör Dinamik Verilerin Devamı (100 MVA)

Bara	X_q (pu)	X'_q (pu)	X''_q (pu)	T'_{q0} (sec)	T''_{q0} (sec)	H (sec)	S (1.0)	S (1.2)
1	0,69	0,28	0,25	1,5	0,035	4,2	0,0654	0,5743
2	2,82	0,6	0,5	1,5	0,035	3,02	0,0654	0,5743
3	2,37	0,5	0,45	1,5	0,035	3,58	0,0654	0,5743
4	2,58	0,4	0,35	1,5	0,035	2,86	0,0654	0,5743
5	3,1	0,6	0,5	0,44	0,035	2,6	0,0654	0,5743
6	2,41	0,45	0,4	0,4	0,035	3,48	0,0654	0,5743
7	2,92	0,45	0,4	1,5	0,035	2,64	0,0654	0,5743
8	2,8	0,5	0,45	0,41	0,035	2,43	0,0654	0,5743
9	2,05	0,5	0,45	1,96	0,035	3,45	0,0654	0,5743
10	1,15	0,45	0,4	1,5	0,035	3,1	0,0654	0,5743
11	1,23	0,15	0,12	1,5	0,035	2,82	0,0654	0,5743
12	0,95	0,28	0,25	1,5	0,035	9,23	0,0654	0,5743
13	0,286	0,05	0,04	1,5	0,035	24,8	0,0654	0,5743
14	0,173	0,025	0,023	1,5	0,035	30	0,0654	0,5743
15	0,173	0,025	0,023	1,5	0,035	30	0,0654	0,5743
16	0,334	0,06	0,055	1,5	0,035	22,5	0,0654	0,5743

Ek 4. Fotovoltaik Santraller WECC Modül Parametreleri [82].

Ek Tablo 15. PV Santral için REGC_A

<i>Tg</i>	<i>Tfltr</i>	<i>Zerox</i>	<i>Brkpt</i>	<i>Lvpl1</i>	<i>Volim</i>	<i>Iolim</i>	<i>Khv</i>	<i>lvpnt0</i>
0,02	0,01	0/0,45/0,5*	0,9	1	1,2	-1	2	0,01
<i>lvpnt1</i>	<i>Lvplsw</i>	<i>Iqrmin</i>	<i>Iqrmax</i>	<i>rrpwr</i>				
0,05	1	-20	20	0,5/1/10*				

Ek Tablo 16. PV Santral için REEC_B

<i>PfFlag</i>	<i>VFlag</i>	<i>Tp</i>	<i>Kqp</i>	<i>Kqi</i>	<i>QFlag</i>	<i>Kvp</i>	<i>Kvi</i>	<i>Trv</i>
0	1	0,01	0,05	0,1	1	12	300	0,01
<i>db1</i>	<i>db2</i>	<i>Kqv</i>	<i>Vdip</i>	<i>Vup</i>	<i>Tiq</i>	<i>Tpord</i>	<i>PqFlag</i>	<i>Imax</i>
-0,1	0,1	0/2*	0,9	1,1	0,01	0,01	0	1
<i>Vref0</i>	<i>Qmin</i>	<i>Vmin</i>	<i>Iql1</i>	<i>Pmin</i>	<i>dPmin</i>	<i>Qmax</i>	<i>Vmax</i>	<i>Iql1</i>
0	-0,4	0,9	-1,3	0	-1	0,4	1,1	1,3
<i>Pmax</i>	<i>dPmax</i>							
1	1							

Ek Tablo 17. PV Santral için REPC_A

<i>Rc</i>	<i>Xc</i>	<i>Tfltr</i>	<i>Tp</i>	<i>db</i>	<i>Kp</i>	<i>Ki</i>	<i>Vfrz</i>	<i>Tft</i>
0	0	0,02	0,02	0,005	0,36	0,18	0,9	0
<i>Tfv</i>	<i>Kc</i>	<i>FrqFlag</i>	<i>RefFlag</i>	<i>VcmpFlag</i>	<i>fdbd1</i>	<i>fdbd2</i>	<i>Ddn</i>	<i>Dup</i>
0,1	0	0/1*	1	0	0	0	0/30*	0/30*
<i>Kpg</i>	<i>Kig</i>	<i>Tlag</i>	<i>emin</i>	<i>Qmin</i>	<i>femin</i>	<i>Pmin</i>	<i>emax</i>	<i>Qmax</i>
1	10	0,1	-0,1	-0,4	-999	0	0,1	0,4
<i>femax</i>	<i>Pmax</i>							
999	1							

Ek 5. Batarya Enerji Depolama Sistemleri WECC Modül Parametreleri [90].

Ek Tablo 18. BESS Birimi için REGC_A

<i>Tg</i>	<i>Tfltr</i>	<i>Zerox</i>	<i>Brkpt</i>	<i>Lvpl1</i>	<i>Volim</i>	<i>Iolim</i>	<i>Khv</i>	<i>lvpnt0</i>
0,017	0,02	0,05	0,1	0,2	1,2	-1,3	0,7	0,05
<i>lvpnt1</i>	<i>Lvplsw</i>	<i>Iqrmin</i>	<i>Iqrmax</i>	<i>rrpwr</i>				
0,2	0	-99	99	10				

Ek Tablo 19. BESS Birimi için REEC_C

<i>PfFlag</i>	<i>VFlag</i>	<i>Tp</i>	<i>Kqp</i>	<i>Kqi</i>	<i>QFlag</i>	<i>Kvp</i>	<i>Kvi</i>	<i>Trv</i>
0	1	0,05	0	1	0	0	1	0,01
<i>db1</i>	<i>db2</i>	<i>Kqv</i>	<i>Vdip</i>	<i>Vup</i>	<i>Tiq</i>	<i>Tpord</i>	<i>PqFlag</i>	<i>Imax</i>
-0,05	0,05	15	0,9	1,1	0,017	0,017	0	1,11
<i>Vref0</i>	<i>T</i>	<i>SOC0</i>	<i>Qmin</i>	<i>Vmin</i>	<i>Iql1</i>	<i>SCOmin</i>	<i>dPmin</i>	<i>Pmin</i>
1	999	0,5	-0,75	0,9	-0,75	0,2	-99	-0,667
<i>Qmax</i>	<i>Vmax</i>	<i>Iql1</i>	<i>SCOmax</i>	<i>dPmax</i>	<i>Pmax</i>			
0,75	1,1	0,75	0,8	99	1			

Ek Tablo 20. BESS Birimi için REPC_A

<i>Rc</i>	<i>Xc</i>	<i>Tfltr</i>	<i>Tp</i>	<i>db</i>	<i>Kp</i>	<i>Ki</i>	<i>Vfrz</i>	<i>Tft</i>
0	0	0,02	0,25	0	0	0,0001	0	0
<i>Tfv</i>	<i>Kc</i>	<i>FrqFlag</i>	<i>RefFlag</i>	<i>VcmpFlag</i>	<i>fdbd1</i>	<i>fdbd2</i>	<i>Ddn</i>	<i>Dup</i>
0,05	0	1	1	1	-0,0083	0,0083	126	126
<i>Kpg</i>	<i>Kig</i>	<i>Tlag</i>	<i>emin</i>	<i>Qmin</i>	<i>femin</i>	<i>Pmin</i>	<i>emax</i>	<i>Qmax</i>
1	0	0,1	-0,1	-0,75	-99	-0,667	0,1	0,75
<i>femax</i>	<i>Pmax</i>							
99	1							

ÖZGEÇMİŞ

İlk ve orta öğrenimini Trabzon'da tamamladı. Trabzon Fen Lisesi'nden mezun oldu. 2018 yılında Karadeniz Teknik Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği bölümünden mezun oldu. Aynı sene KTU Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik-Elektronik Anabilim Dalı'nda yüksek lisans eğitimine başladı. 2019 yılında KTU Of Teknoloji Fakültesi Enerji Sistemleri Mühendisliği bölümünde araştırma görevlisi olarak çalışmaya başladı ve aynı görevde çalışmaya devam etmektedir. Yabancı dil olarak İngilizce bilmektedir.

YAYINLARI

1. Çavdar B., ve Nuroğlu F. M., PV Santrallerin değişken nüfuz seviyelerine göre güç sisteminde frekans kararlılığı analizi, Fen ve Mühendislik Bilimleri, 8. Uluslararası Bilimsel Araştırmalar Kongresi, Ağustos 2020, Çorum, BK 165-181.
2. Çavdar B., Dincer K., Şahin A. K. ve Nuroğlu F. M., Farklı penetrasyon seviyelerine sahip PV santralin LVRT'ye göre frekansa etkisi, Uluslararası GAP Yenilenebilir Enerji ve Enerji Verimliliği Kongresi, Kasım 2020, Şanlıurfa, BK 134.