



**MARMARA ÜNİVERSİTESİ**  
**FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**



# **DEĞİŞKEN YENİLENEBİLİR ENERJİ PENETRASYONU ARTIŞININ TÜRKİYE GÜÇ SİSTEMİNE ETKİSİ**

SEMİCH IMPRAM

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı  
Elektrik Elektronik Mühendisliği Programı

**DANIŞMAN**

Prof. Dr. Bülent ORAL

**EŞ-DANIŞMAN**

Dr. Seçil VARBAK NEŞE

İSTANBUL, 2019



**MARMARA ÜNİVERSİTESİ**  
**FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**



# **DEĞİŞKEN YENİLENEBİLİR ENERJİ PENETRASYONU ARTIŞININ TÜRKİYE GÜÇ SİSTEMİNE ETKİSİ**

SEMİCH IMPRAM

(523116921)

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı  
Elektrik Elektronik Mühendisliği Programı

**DANIŞMAN**

Prof. Dr. Bülent ORAL

**EŞ-DANIŞMAN**

Dr. Seçil VARBAK NEŞE

İSTANBUL, 2019

**MARMARA ÜNİVERSİTESİ**  
**FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

Marmara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yüksek Lisans Öğrencisi Semich IMPRAM'ın "Değişken Yenilenebilir Enerji Penetrasyonu Artışının Türkiye Güç Sistemine Etkisi" başlıklı tez çalışması, 25 Haziran 2019 tarihinde savunulmuş ve jüri üyeleri tarafından başarılı bulunmuştur.

**Jüri Üyeleri**

Prof. Dr. Bülent ORAL (Danışman)  
Marmara Üniversitesi



(İMZA)

Doç. Dr. Recep YUMURTACI (Üye)  
Yıldız Teknik Üniversitesi



(İMZA)

Dr. Öğr. Üyesi Erkan DURSUN (Üye)  
Marmara Üniversitesi



(İMZA)

**ONAY**

Marmara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun 26.06.2019 tarih ve 2019/13.02 sayılı kararı ile Semich IMPRAM'ın Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı Elektrik Elektronik Mühendisliği (Türkçe) Programında Yüksek Lisans derecesi alması onanmıştır.

Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü  
Prof. Dr. Bülent EKİCİ



## **TEŐEKKÖR**

Bu çalıŐmayı gerçekleŐtirmeme imkan tanıyan ve her konuda desteklerini esirgemeyen kıymetli hocalarım, tez danıŐmanım sayın Prof. Dr. BÖlent ORAL'a ve tez eş danıŐmanım sayın Dr. Seçil VARBAK NEŞE'ye, bugÖnlere gelmemi sağlayan ve hakkını hiçbir zaman ödeyemeyeceğim aileme ve özellikle yÖksek lisans sÖresi boyunca bana sabırla her konuda destek olan ablam Seher DERELİ ve eŐi Deniz DERELİ'ye teŐekkÖrÖ bir borç bilirim. Ayrıca tez çalışmasının modellendiği yazılımın kapsamlı kullanımını sağlayan DİgSILENT firmasına teŐekkÖr ederim.

**Haziran, 2019**

**Semich IMPRAM**



# İÇİNDEKİLER

## SAYFA NO

|   |           |
|---|-----------|
| TEŞEKKÜR.....   | i         |
| İÇİNDEKİLER.....  | ii        |
| ÖZET .....  | iv        |
| ABSTRACT .....  | v         |
| KISALTMALAR.....  | vi        |
| ŞEKİL LİSTESİ .....   | vii       |
| TABLO LİSTESİ.....  | x         |
| <b>1. GİRİŞ.....</b>  | <b>1</b>  |
| 1.1 Tezin Amacı.....  | 2         |
| 1.2 Literatür Özeti.....  | 3         |
| <b>2. GÜÇ SİSTEMİ ESNEKLİĞİ.....</b>  | <b>6</b>  |
| 2.1 Güç Sistemi Esnekliği Tanımı .....  | 6         |
| 2.2 Esneklik Gereksinimi.....   | 7         |
| 2.3 Yenilenebilir Enerji Penetrasyonundaki Artışın Güç Sistemi Üzerine Etkisi ...           | 9         |
| 2.3.1 Rüzgar enerjisi sistemlerinin güç sisteminin kararlılığına etkisi.....                | 12        |
| 2.3.2 Güneş enerjisi sistemlerinin güç sisteminin kararlılığına etkisi .....                | 14        |
| 2.4 Esneklik Ölçümü.....  | 17        |
| 2.5 Esneklik Sağlama.....   | 19        |
| 2.5.1 Talep tarafı yönetimi .....   | 20        |
| 2.5.2 Esnek kömür, doğal gaz ve nükleer yakıt santralleri.....                              | 21        |
| 2.5.3 Esnek kojenerasyon santralleri .....  | 22        |
| 2.5.4 Yenilenebilir enerjide üretimden kesinti .....  | 23        |
| 2.5.5 İletim şebekesinin güçlendirilmesi ve genişletilmesi .....                            | 26        |
| 2.6 Yenilenebilir Enerji Penetrasyonundaki Artış ile Şebeke Yönetmeliklerinin Değişimi..... | 28        |
| 2.6.1 Şebeke Yönetmeliklerindeki Gerekli Değişiklikler.....                                 | 29        |
| 2.6.1.1 Arıza sırasında devrede kalma .....   | 30        |
| 2.6.1.2 Gerilim ve frekans sınırları .....  | 35        |
| 2.6.1.3 Aktif güç ve frekans kontrolü.....  | 40        |
| <b>3. MATERYAL VE YÖNTEM.....</b>   | <b>56</b> |

|           |  |            |
|-----------|--|------------|
| 3.1       | Güç sistemlerinin modellenmesi ve DIgSILENT PowerFactory kullanımı ile analizi | 56         |
| 3.2       | Türkiye Şebekesi.....  | 57         |
| 3.2.1     | Türkiye elektrik üretimi.....  | 57         |
| 3.2.2     | Türkiye iletim sistemi.....  | 59         |
| 3.3       | DIgSILENT İletim Sistemi Modeli .....  | 61         |
| 3.4       | IEEE'nin 118 Baralı Modeli .....   | 65         |
| 3.5       | Türkiye İletim Sistemi Modeli.....   | 67         |
| 3.6       | Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Modelleri ve Senaryolar.....                | 68         |
| <b>4.</b> | <b>BULGULAR VE TARTIŞMA .....</b>  | <b>70</b>  |
| 4.1       | DIgSILENT İletim Sistemi Modeli .....  | 70         |
| 4.1.1     | %15 Yenilenebilir enerji penetrasyonu .....                                    | 71         |
| 4.1.2     | %20 Yenilenebilir enerji penetrasyonu .....                                    | 75         |
| 4.1.3     | %30 Yenilenebilir enerji penetrasyonu .....                                    | 78         |
| 4.2       | IEEE'nin 118 Baralı Modeli .....   | 82         |
| 4.2.1     | %15 Yenilenebilir enerji penetrasyonu .....                                    | 84         |
| 4.2.2     | %20 Yenilenebilir enerji penetrasyonu .....                                    | 92         |
| 4.2.3     | %28 Yenilenebilir enerji penetrasyonu .....                                    | 99         |
| 4.3       | Türkiye İletim Sistemi Modeli.....   | 108        |
| 4.3.1     | %15 Yenilenebilir enerji penetrasyonu .....                                    | 109        |
| 4.3.2     | %20 Yenilenebilir enerji penetrasyonu .....                                    | 113        |
| <b>5.</b> | <b>SONUÇ.....</b>  | <b>118</b> |
| <b>6.</b> | <b>KAYNAKLAR.....</b>  | <b>120</b> |
|           | <b>ÖZGEÇMİŞ</b>  |            |

## ÖZET

# DEĞİŞKEN YENİLENEBİLİR ENERJİ PENETRASYONU ARTIŞININ TÜRKİYE GÜÇ SİSTEMİNE ETKİSİ

Artan iklim değişikliği endişeleri, enerji arz güvenliği kaygıları, enerji tüketimindeki artışlar gibi nedenler ile enerji üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı devletler tarafından benimsenmektedir. Böylece yenilenebilir kaynakların kurulu güce oranı her geçen gün artmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonu ile beraber modern güç sistemleri de büyük bir değişim içerisindedir. Bir güç sisteminin yüksek oranda değişken yenilenebilir ile başa çıkabilmesi için öncelikle sistemin esnek olması gerekmektedir. Arz ve talep tarafında olmak üzere bir şebekenin esnekliğini sağlamak ve arttırmak için çeşitli önlemler bulunmaktadır.

Bu tez çalışmasında ilk olarak, yüksek yenilenebilir enerji oranına sahip ülkelerden örneklerle, güç sistemlerinin esneklik gereksinimleri, esneklik sağlama yöntemleri ve şebeke yönetmeliklerinde gerekli değişimler sunulmuştur. İkinci olarak, iletim seviyesine bağlı yüksek yenilenebilir enerji penetrasyonunun güç sisteminin frekans ve gerilimine etkisi, DIGSILENT PowerFactory yazılımı ile analiz edilmiştir. Bu bağlamda yazılıma ait küçük bir iletim sistemi üzerinde daha sonra ise IEEE'nin 118 baralı test sisteminde oluşturulan senaryolar kapsamında analizler yapılmıştır. Senaryolardan alınan sonuçların öngörülerimize uyması ile Türkiye 400 kV iletim sisteminin modeli yazılımda hazırlanmış ve yenilenebilir enerji kaynaklarının Türkiye güç sistemine etkileri senaryolar bağlamında incelenmiştir. Böylece bu çalışmanın çıktıları, Türkiye güç sisteminin yenilenebilir enerji hedefleri kapsamında kullanılacak şekilde sunulmuştur.

**Anahtar Kelimeler:** Yenilenebilir Enerji, Güç Sistemi Esnekliği, Türkiye İletim Sistemi, Frekans Kararlılığı, Gerilim Kararlılığı

## **ABSTRACT**

### **THE IMPACT OF INCREASED PENETRATION OF VARIABLE RENEWABLE ENERGY ON TURKISH POWER SYSTEM**

The governments are adopting the use of renewable energy sources in electricity generation due to reasons such as the increasing climate change and energy supply security concerns and rise of energy demand. Therefore, the share of renewable sources in total installed power capacity increases day by day. The power systems with the integration of renewable energy sources undergo a transformation. A power system in order to cope with high shares of variable renewable generation needs to be flexible. There are various measures to provide and increase a power system's flexibility on supply and demand sides.

First of all, this study presents the power systems flexibility requirements, methods of providing flexibility, upgrades that need to be done to grid codes through examples from countries with high renewable shares. Secondly, the impact of renewable energy penetration into the transmission system on the frequency and voltage stability is analyzed with DIgSILENT PowerFactory software. In this regard, analyses are carried out with scenarios using a DIgSILENT built-in transmission model and IEEE 118-bus test model. Considering that the results from scenarios matched our predictions, the 400 kV transmission system of Turkey is modelled using the software and the impact of renewable energy on the Turkish power system is analyzed through scenarios. Therefore, the outputs of this study are presented in such a way that they can be used as a part of Turkey's renewable energy planning.

**Keywords:** Renewable Energy, Power System Flexibility, Turkish Transmission Network, Frequency Stability, Voltage Stability

## KISALTMALAR

|                |  |
|----------------|--|
| <b>AG</b>      | : Alçak Gerilim                                      |
| <b>AVR</b>     | : Otomatik Gerilim Regülatörü                        |
| <b>CCGT</b>    | : Kombine Çevrim Gaz Türbini                         |
| <b>DFIG</b>    | : Çift Beslemeli Asenkron Generatör                  |
| <b>dk</b>      | : Dakika   |
| <b>ENTSO-E</b> | : Avrupa Elektrik İletim Sistem Operatörleri Birliği |
| <b>GE</b>      | : Güneş Enerjisi                                     |
| <b>GES</b>     | : Güneş Enerjisi Santrali                            |
| <b>GW</b>      | : Gigawatt   |
| <b>HVDC</b>    | : Yüksek Doğru Gerilim                               |
| <b>Hz</b>      | : Hertz  |
| <b>IEA</b>     | : Uluslararası Enerji Ajansı                         |
| <b>IEEE</b>    | : Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü      |
| <b>kV</b>      | : Kilovolt   |
| <b>ms</b>      | : Milisaniye   |
| <b>MW</b>      | : Megawatt   |
| <b>MWh</b>     | : Megawatt Saat                                      |
| <b>NERC</b>    | : Kuzey Amerika Elektrik Güvenirliliği Kurumu        |
| <b>PSS</b>     | : Güç Sistemi Dengeleyicisi                          |
| <b>pu</b>      | : Per Unit   |
| <b>RE</b>      | : Rüzgar Enerjisi                                    |
| <b>RES</b>     | : Rüzgar Enerjisi Santrali                           |
| <b>RT</b>      | : Rüzgar Türbini                                     |
| <b>SCIG</b>    | : Sincap Kafesli İndüksiyon Generatör                |
| <b>SENE</b>    | : Etkin Ölçek Şebeke Genişletme                      |
| <b>SG</b>      | : Senkron Generatör                                  |
| <b>SVC</b>     | : Statik Var Kompanzator                             |
| <b>YE</b>      | : Yenilenebilir Enerji                               |
| <b>YEK</b>     | : Yenilenebilir Enerji Kaynağı                       |

## ŞEKİL LİSTESİ

|   |    |
|---|----|
| Şekil 1.1. 2010-2018 yıllarında güç sistemi esnekliğine değinen makalelerin sayısı .....                    | 4  |
| Şekil 1.2. Kaynakların türlerine göre dağılımı .....  | 4  |
| Şekil 2.1. Esnekliğin üç boyutu: güç aralığı, rampalama oranı ve süreklilik.....                            | 8  |
| Şekil 2.2. Esneklik zaman çizelgesinde değişken üretimin etkileri .....                                     | 10 |
| Şekil 2.3. Güç sistemi kararlılığı kategorileri .....   | 12 |
| Şekil 2.4. Rüzgar enerjisi penetrasyon oranıyla birlikte merkez Avrupa bölgesinin esneklik grafikleri ..... | 18 |
| Şekil 2.5. Arz ve talep esneklik seçeneklerinde ülkelerin karşılaştırmalı değerlendirmesi .....             | 19 |
| Şekil 2.6. Talep tarafı yönetimi kategorileri.....  | 20 |
| Şekil 2.7. Danimarka’da rüzgar enerjisi ve kojenerasyon santrallerinin işletme modları .....                | 23 |
| Şekil 2.8. Uzak bölgedeki üretimin bağlantısı için iletim hattı topolojileri .....                          | 27 |
| Şekil 2.9. Almanya iletim hattının güçlendirilmesi gereken güzergahlar .....                                | 27 |
| Şekil 2.10. Değişken yenilenebilir penetrasyonuna göre gerekli teknik şartlar .....                         | 29 |
| Şekil 2.11. Arıza sırasında devrede kalma karakteristiği .....  | 31 |
| Şekil 2.12. Danimarka’da RES ve GES’ler için arıza sırasında devrede kalma karakteristiği .....             | 32 |
| Şekil 2.13. Almanya arıza sırasında devrede kalma karakteristiği.....                                       | 33 |
| Şekil 2.14. İspanya arıza sırasında devrede kalma karakteristiği.....                                       | 34 |
| Şekil 2.15. Türkiye arıza sonrası sisteme katkı karakteristiği.....   | 35 |
| Şekil 2.16. Danimarka gerilim-frekans sınırları.....  | 36 |
| Şekil 2.17. Danimarka A2 kategori rüzgar santralleri gerilim-frekans sınırları.....                         | 36 |
| Şekil 2.18. Danimarka B,C,D kategori rüzgar santralleri gerilim-frekans sınırları .....                     | 37 |
| Şekil 2.19. Almanya gerilim-frekans sınırları .....   | 37 |
| Şekil 2.20. İspanya gerilim-frekans sınırları .....   | 38 |
| Şekil 2.21. Türkiye gerilim-frekans sınırları .....   | 39 |
| Şekil 2.22. Danimarka YE santralleri için frekans tepkisi .....   | 40 |
| Şekil 2.23. Danimarka YE santralleri için frekans kontrolü .....  | 41 |
| Şekil 2.24. Danimarka aktif güç kısıtlama fonksiyonları.....  | 42 |
| Şekil 2.25. Almanya santrallerin aktif güçlerini koruması gereken frekans grafiği.....                      | 43 |
| Şekil 2.26. Almanya aktif güç-frekans karakteristiği.....   | 43 |
| Şekil 2.27. Almanya 50,2 Hz üzeri aktif güç düşüşü .....  | 44 |
| Şekil 2.28. İspanya frekans varyasyonlarında aktif güç çıkışı değişimi .....                                | 44 |
| Şekil 2.29. Türkiye güç-frekans eğrisi .....  | 45 |
| Şekil 2.30. Danimarka YE santralleri için reaktif güç kontrolü.....   | 47 |
| Şekil 2.31. Danimarka YE santralleri için güç faktörü kontrolü.....   | 47 |
| Şekil 2.32. Danimarka YE santralleri için gerilim kontrolü .....  | 48 |
| Şekil 2.33. Almanya reaktif güç karakteristiği varyasyon 1 .....  | 49 |
| Şekil 2.34. Almanya reaktif güç karakteristiği varyasyon 2 .....  | 49 |
| Şekil 2.35. Almanya reaktif güç karakteristiği varyasyon 3 .....  | 50 |
| Şekil 2.36. Almanya reaktif güç desteği .....   | 51 |
| Şekil 2.37. İspanya gerilim-reaktif güç karakteristiği .....  | 52 |
| Şekil 2.38. İspanya aktif güç oranına göre minimum reaktif güç gereksinimi .....                            | 52 |

|   |    |
|---|----|
| Şekil 2.39. İspanya gerilim sapmasına göre reaktif güç değişimi .....                     | 53 |
| Şekil 2.40. İspanya gerilime bağlı olarak reaktif güç değişimi .....                      | 53 |
| Şekil 2.41. Türkiye RES reaktif güç kapasitesi.....                                       | 54 |
| Şekil 2.42. Türkiye GES reaktif güç kapasitesi .....                                      | 54 |
| Şekil 2.43. Türkiye zorunlu reaktif gücün bağlantı noktası gerilimine bağlı değişimi ..   | 55 |
| Şekil 3.1. DIgSILENT PowerFactory 2018 yazılımının arayüzü .....                          | 57 |
| Şekil 3.2. Türkiye kurulu gücü 2006-2018 karşılaştırması .....                            | 58 |
| Şekil 3.3. Türkiye üretim-iletim sistemi haritası.....                                    | 60 |
| Şekil 3.4. Bölgelerdeki üretim ve yük baralarının genel görünümü .....                    | 62 |
| Şekil 3.5. Sistemin tek hat şeması .....  | 62 |
| Şekil 3.6. Kuzeydoğu (North East) bölgesi tek hat şeması .....                            | 63 |
| Şekil 3.7. Kuzeybatı (North West) bölgesi tek hat şeması.....                             | 63 |
| Şekil 3.8. Güneydoğu (South East) bölgesi tek hat şeması.....                             | 64 |
| Şekil 3.9. Güneybatı (South West) bölgesi tek hat şeması.....                             | 64 |
| Şekil 3.10. IEEE 118 baralı sistem tek hat şeması .....                                   | 66 |
| Şekil 3.11. IEEE 118 baralı sistemin değiştirilmiş versiyonunun DIgSILENT görüntüsü ..... | 67 |
| Şekil 3.12. Türkiye 400 kV iletim sistemi görünümü .....                                  | 68 |
| Şekil 4.1. Güneybatı bölgesindeki SW_03-BB1 isimli baranın frekans grafiği .....          | 70 |
| Şekil 4.2. Güneybatı bölgesindeki SW_03-BB1 isimli baranın gerilim grafiği.....           | 71 |
| Şekil 4.3. Modelin normal çalışma şartlarındaki yük akış analizi.....                     | 71 |
| Şekil 4.4. Güneybatı bölgesindeki SW_03-BB1 isimli baranın frekans grafiği .....          | 72 |
| Şekil 4.5. Güneybatı bölgesindeki SW_03-BB1 isimli baranın gerilim grafiği.....           | 73 |
| Şekil 4.6. Kuzeybatı bölgesindeki NW_01-BB isimli baranın gerilim grafiği .....           | 73 |
| Şekil 4.7. Güneydoğu bölgesindeki SE_01-BB1.2 isimli baranın gerilim grafiği .....        | 74 |
| Şekil 4.8. Kuzeydoğu bölgesindeki NE_04-BB isimli baranın gerilim grafiği .....           | 74 |
| Şekil 4.9. Güneybatı bölgesindeki SW_03-BB1 isimli baranın frekans grafiği .....          | 75 |
| Şekil 4.10. Güneybatı bölgesindeki SW_03-BB1 isimli baranın gerilim grafiği.....          | 76 |
| Şekil 4.11. Kuzeybatı bölgesindeki NW_01-BB isimli baranın gerilim grafiği .....          | 76 |
| Şekil 4.12. Güneydoğu bölgesindeki SE_01-BB1 isimli baranın gerilim grafiği .....         | 77 |
| Şekil 4.13. Kuzeydoğu bölgesindeki NE_04-BB isimli baranın gerilim grafiği.....           | 77 |
| Şekil 4.14. Güneybatı bölgesindeki SW_03-BB1 isimli baranın frekans grafiği .....         | 78 |
| Şekil 4.15. Güneybatı bölgesindeki SW_03-BB1 isimli baranın gerilim grafiği.....          | 79 |
| Şekil 4.16. Kuzeybatı bölgesindeki NW_01-BB isimli baranın gerilim grafiği .....          | 79 |
| Şekil 4.17. Güneydoğu bölgesindeki SE_01-BB1 isimli baranın gerilim grafiği .....         | 80 |
| Şekil 4.18. Kuzeydoğu bölgesindeki NE_04-BB isimli baranın gerilim grafiği.....           | 80 |
| Şekil 4.19. B22, B92, B110 ve B124 isimli baraların gerilim grafiği.....                  | 82 |
| Şekil 4.20. Modelin normal çalışma şartlarındaki yük akış analizi.....                    | 83 |
| Şekil 4.21. B10 isimli baranın frekans grafiği.....                                       | 84 |
| Şekil 4.22. B67 isimli baranın frekans grafiği.....                                       | 85 |
| Şekil 4.23. B2 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 86 |
| Şekil 4.24. B65 isimli baranın gerilim grafiği.....                                       | 86 |
| Şekil 4.25. B24 isimli baranın gerilim grafiği.....                                       | 87 |
| Şekil 4.26. B30 isimli baranın gerilim grafiği.....                                       | 87 |
| Şekil 4.27. B72 isimli baranın gerilim grafiği.....                                       | 88 |
| Şekil 4.28. B73 isimli baranın gerilim grafiği.....                                       | 88 |
| Şekil 4.29. B74 isimli baranın gerilim grafiği.....                                       | 89 |
| Şekil 4.30. B114 isimli baranın gerilim grafiği.....                                      | 89 |

|  |     |
|--|-----|
| Şekil 4.31. B53 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 90  |
| Şekil 4.32. B112 isimli baranın gerilim grafiği..... | 90  |
| Şekil 4.33. B67 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 91  |
| Şekil 4.34. B88 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 91  |
| Şekil 4.35. B67 isimli baranın frekans grafiği.....  | 92  |
| Şekil 4.36. B2 isimli baranın gerilim grafiği.....   | 93  |
| Şekil 4.37. B24 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 93  |
| Şekil 4.38. B30 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 94  |
| Şekil 4.39. B72 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 94  |
| Şekil 4.40. B73 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 95  |
| Şekil 4.41. B74 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 95  |
| Şekil 4.42. B114 isimli baranın gerilim grafiği..... | 96  |
| Şekil 4.43. B65 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 96  |
| Şekil 4.44. B67 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 97  |
| Şekil 4.45. B88 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 97  |
| Şekil 4.46. B53 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 98  |
| Şekil 4.47. B112 isimli baranın gerilim grafiği..... | 98  |
| Şekil 4.48. B67 isimli baranın frekans grafiği.....  | 100 |
| Şekil 4.49. B24 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 101 |
| Şekil 4.50. B30 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 101 |
| Şekil 4.51. B72 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 102 |
| Şekil 4.52. B73 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 102 |
| Şekil 4.53. B74 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 103 |
| Şekil 4.54. B114 isimli baranın gerilim grafiği..... | 103 |
| Şekil 4.55. B2 isimli baranın gerilim grafiği.....   | 104 |
| Şekil 4.56. B53 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 104 |
| Şekil 4.57. B65 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 105 |
| Şekil 4.58. B67 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 105 |
| Şekil 4.59. B112 isimli baranın gerilim grafiği..... | 106 |
| Şekil 4.60. B88 isimli baranın gerilim grafiği.....  | 106 |
| Şekil 4.61. Adapazarı barası frekans grafiği .....   | 108 |
| Şekil 4.62. Adapazarı barası gerilim grafiği.....    | 109 |
| Şekil 4.63. Adapazarı barası frekans grafiği .....   | 110 |
| Şekil 4.64. Adapazarı barası gerilim grafiği.....    | 111 |
| Şekil 4.65. Atatürk HES barası gerilim grafiği ..... | 111 |
| Şekil 4.66. Sincan barası gerilim grafiği .....      | 112 |
| Şekil 4.67. Işıklar barası gerilim grafiği.....      | 112 |
| Şekil 4.68. Adapazarı barası frekans grafiği .....   | 113 |
| Şekil 4.69. Atatürk HES barası frekans grafiği ..... | 114 |
| Şekil 4.70. Adapazarı barası gerilim grafiği.....    | 115 |
| Şekil 4.71. Atatürk HES barası gerilim grafiği ..... | 115 |
| Şekil 4.72. Sincan barası gerilim grafiği .....      | 116 |
| Şekil 4.73. Işıklar barası gerilim grafiği.....      | 116 |



## TABLO LİSTESİ

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Tablo 2.1.</b> IEA'ya göre esnek ve esnek olmayan santrallerin özellikleri .....                          | <b>20</b> |
| <b>Tablo 2.2.</b> Danimarka'da 11 kW'ın üzerindeki santrallerin kategorileri.....                            | <b>31</b> |
| <b>Tablo 2.3.</b> 0,9-1,1 pu gerilim seviyelerinde santrallerden talep edilen minimum çalışma süreleri ..... | <b>39</b> |



## 1. GİRİŞ

Dünya çapında güç sistemleri önemli bir değişim sürecindedir. Emisyon salınımı konusunda atılan adımlar ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına (YEK) yapılan yatırımlar ile her geçen gün yenilenebilir kaynakların kurulu güce oranı artmaktadır. 2007-2017 yılları arasında küresel Yenilenebilir Enerji (YE) (hidroelektrik santralleri dışında) kurulu gücünde yaklaşık altı kat artış vardır. 2017 yılı sonu itibarıyla Rüzgar Enerjisi (RE) ve Güneş Enerjisinin (GE), küresel elektrik üretiminin %7,5'ni oluşturduğu tahmin edilmektedir [1]. Artan YE penetrasyonu ile birlikte, güç sistemlerinin planlaması ve işletmesinde de gerekli önlemlerin alınması gerekmektedir.

Yakın zamana kadar yenilenebilirlerin şebekeye entegrasyon oranının mevcut seviyelere çıkması mümkün görünmemekteydi. Oysa, Danimarka ve Almanya gibi ülkeler bu yüksek oranların entegrasyonu ile başa çıkabilmiştir [2]. Öte yandan Çin'de, gerekli önlemler alınmadan YE kurulu gücündeki aşırı artışla Rüzgar Enerjisi Santrallerinde (RES) veya Güneş Enerjisi Santrallerinde (GES) sık sık üretimden kesintiye gitme gereği duyulmuştur [3].

Bir elektrik şebekesinin yüksek oranda değişken yenilenebilir ile başa çıkabilmesi için öncelikle şebekenin esnek olması gerekmektedir. Sistem esnekliği, sistemi oluşturan generatörlerin net yükteki değişim ve belirsizliklere tepki verebilme özelliğidir [4]. Alman güç sistemini konu alan araştırmalar sistemdeki değişken yenilenebilirlerin artan oranı ile esnekliğe duyulan ihtiyacın lineer olarak arttığını göstermektedir [5]. Bir şebekenin esnekliğini sağlamak ve arttırmak için arz ve talep tarafında alınacak çeşitli önlemler bulunmaktadır. Ancak her şebekenin kendine özgü yapısı nedeniyle, önlemlerin sisteme özel değerlendirilmesi daha uygundur [6].

GES'ler yaygınlaşmaya başladığından itibaren küçük ve dağıtık sistemler olarak kullanılmış ve 2009 yılına kadar şebekeye dağıtım seviyesinden bağlanmışlardır. Ancak 2009 yılında ABD'de bir GES ilk defa iletim sistemine bağlanmıştır [7]. Bununla beraber, GES'lerin yüksek ve çok yüksek gerilim hatlarına bağlantısına olan ilgi giderek artmış ve ABD, Çin, Hindistan, Almanya ve İspanya gibi ülkelerde yüksek gerilim hatlarına bağlı ve yüksek kurulu güce sahip GES'lerin kurulumu gerçekleşmiştir [8, 9]. Öte yandan Türkiye'de 2017 yılında 1000 MW gücünde bir GES projesi için ihale gerçekleştirilmiştir

[10]. Ayrıca 2019'da toplamda 1000 MW güce sahip olacak üç santral için bir ihale daha planlanmaktadır. Bu projelerin tamamlanması ile sisteme toplamda 2 GW Kurulu güce sahip GES bağlantısı olacaktır. RES'ler ise daha olgun bir teknoloji olmasından dolayı GES'lerden çok daha önce yüksek gerilim seviyesinden bağlanmıştır. Türkiye'de çok yüksek gerilim seviyesine bağlı iki RES bulunmaktadır. Bunlar Soma RES ve Lodos RES'tir.

## 1.1 Tezin Amacı

Türkiye enerji arz güvenliği ve enerjide dışa bağımlılığın azalması açısından YE'ye önem vermekte ve her geçen gün yenilenebilirlerin payını arttırmaktadır. Ancak elektrik şebekesinin yüksek oranda yenilenebilirler için hazır olup olmadığı tartışmaya açık bir konudur.

Güç sistemlerinde, gerekli planlama yapılmadan sadece YEK'lerin kurulu gücü artırılarak, belirlenen hedeflere ulaşılamamaktadır. YEK'ler hızla artsa da altyapı eksik olduğunda üretimden kesintiye gitme gereği duyulmaktadır. Üretimden kesinti, bir YE santralının üretebileceği potansiyel enerjinin tamamını üretememesidir. Bir sistemde bu durum sık sık yaşanıyorsa, yeni santraller için yatırımcı çekmek oldukça zor hale gelmektedir.

Değişken YEK'leri çok önceleri sistemlerine dahil eden ve yüksek seviyelere ulaşmış ülkelerin yıllar içinde yaşadığı problemler, sunulan çözümler ve regülasyonlar, gelişmekte olan ülkeler için çok önemli bir referans noktası oluşturmaktadır. Ayrıca, kilit unsurlardan bir tanesi güç sisteminin esnekliğidir. Bu yüzden çalışmanın ikinci bölümünde güç sistemi esnekliğinin tanımı, göstergeleri, nasıl sağlandığı ve yüksek YE penetrasyonunun güç sistemine etkisi anlatılmaktadır. YE penetrasyonundaki artış ile şebeke yönetmeliklerinde gereken değişiklikler de gösterilmektedir.

YE penetrasyonu artışının güç sistemine etkisini analiz etmek için bu çalışmada DIgSILENT PowerFactory 2018 yazılımı kullanılmaktadır. Ayrıca, bu tezde kullanılan DIgSILENT yazılımının içinde bulunan iletim sistemi modeli, Elektrik ve Elektronik Mühendisleri Enstitüsü(IEEE)nün 118 baralı modeli ve Türkiye 400 kV iletim sistemi modelinin oluşturulması ayrıntılı şekilde üçüncü bölümde anlatılmaktadır. Belirtilen bu modellerde, YEK'ler iletim sistemine trafo ile doğrudan bağlanmaktadır.

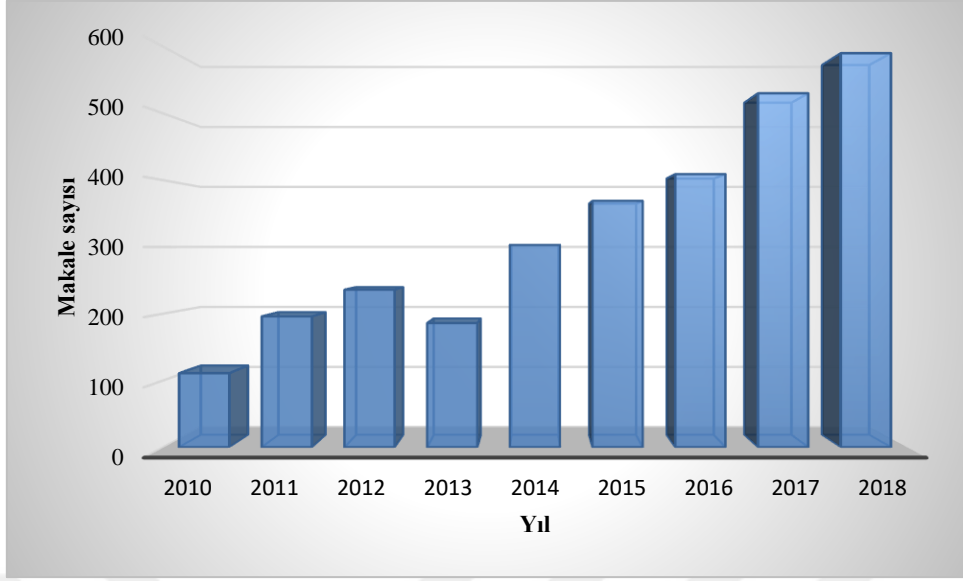
Bu çalışma kapsamında modellerde temel olarak üç farklı senaryo oluşturulmuştur. Bu senaryolarda YE penetrasyon oranı %15, %20 ve %30 olarak belirlenmiştir. Özellikle %30 oranı, hazırlanan Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı'na [11] göre Türkiye'nin 2023 hedefleri arasındadır. Ancak kullanılan modellerde bu oranlara ulaşılamaması durumunda daha düşük oranlarla simülasyonlar gerçekleştirilmiştir.

YEK'lerin üretimdeki değişkenliğinin etkisini daha net gözlemleyebilmek için eklediğimiz santrallerin çıkışları her 15 dakikada bir değiştirilmektedir. Simülasyonların başında, sisteme eklenen YEK'ler nominal güçlerinde çalışmakta ve her 15 dakikada çıkış güçleri 25% düşmektedir. Güç sisteminin tepkisi simülasyonlardan elde edilen frekans ve gerilim grafikleri ile dördüncü bölümde incelenmektedir.

Son bölümde ise çalışmada elde edilen sonuçlar değerlendirilerek YE penetrasyonunun Türkiye 400 kV iletim sistemine etkisi yorumlanmaktadır. Gelecekte yapılacak araştırmalar için öneriler sunulmakta ve detaylandırılması gereken noktalara dikkat çekilmektedir.

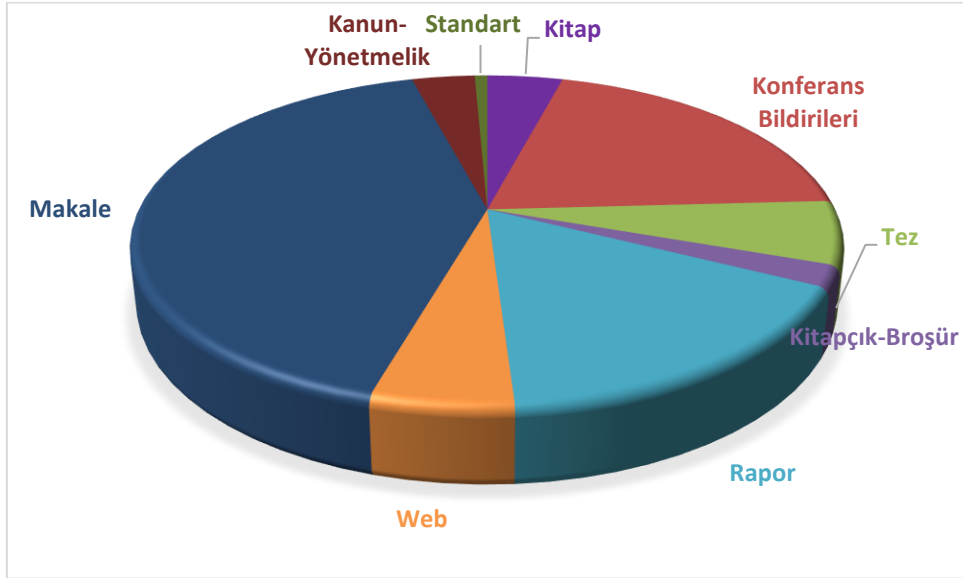
## **1.2 Literatür Özeti**

YEK'lerin güç sistemlerine penetrasyonu incelendiğinde ilk dikkat çeken nokta, artan penetrasyon seviyeleri ile sistemin kararlılığını korumak için sistem esnekliğinin gerekliliğidir. Bu kavramın, yaklaşık 10 yıl önce Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) ve Kuzey Amerika Elektrik Güvenirliliği Kurumu (NERC) gibi kuruluşlar tarafından tanınmasıyla güç sistemi esnekliği artan bir şekilde akademik araştırmalara konu olmuştur. Şekil 1.1'de görüleceği üzere 2010-2018 seneleri arasında, ScienceDirect veri tabanında, "güç sistemi esnekliği" (power system flexibility) anahtar kelimeleri ile yayınlanan araştırma makalelerin sayısı altı kat artmıştır.



**Şekil 1.1.** 2010-2018 yıllarında güç sistemi esnekliğine değinen makalelerin sayısı

Bu tez çalışmasında sunulan bilgilerin güncel olması amacıyla özellikle son yıllardaki araştırmalar incelenmiştir. Dolayısıyla kaynakların 91%'i, 2010 yılı ve sonrasına aittir. 350'nin üzerinde kaynak okunmuş ve 145 tanesi tezin konusu ile ilgili bulunarak kaynaklara eklenmiştir. Kaynakların türlerine göre dağılımı ise Şekil 1.2'de görülmektedir.



**Şekil 1.2.** Kaynakların türlerine göre dağılımı

YEK'lerin penetrasyonunun güç sistemlerine etkisini konu alan birçok araştırma olmasına rağmen bunların iletim sistemine bağlı olduğu çok az araştırma bulunmaktadır.

En güncel araştırmaların birinde iletim seviyesine bağlı yenilenebilirlerin Ürdün gc sistemine etkisi incelenmiştir [12]. Gc akışı analizleri yapılmış ve şebeke kısıtları göz önünde bulundurularak ulaşılabilecek YE penetrasyonu seviyesi tespit edilmiştir.

Türkiye gc sistemi ve YE penetrasyonu ile ilgili çalışmalara bakıldığında, Baydar [13] YE entegrasyonunun kararlı hal gerilim kararlılığına etkisini incelemiştir. Türkiye sistemini IEEE'nin 30 baralı modeline uyarlayarak ve Ankara ve Bartın bölgelerini kapsayan bir modeli kullanarak optimal gc analizleri gerçekleştirmiştir. Gc sistemi modelinde YEK'ler sisteme 154 kV gerilim seviyesinden bağlanmıştır.

Ayrıca, RES'lerin gc sistemine etkisini inceleyen çalışmalar da bulunmaktadır. Akyel [14], sadeleştirilmiş Türkiye iletim sistemi modelini DIgSILENT yazılımında modelleyerek RES'lerin dinamik etkilerini araştırmıştır. Bu bağlamda 22 adet, 154kV ve 400 kV gerilim seviyelerine bağlanan RES modellenmiştir. Bunun dışında, zdemir [15] Türkiye'deki RES'lerin yoğun olduğu bölgeleri belirleyerek, bu bölgedeki iletim sistemini PSS/E yazılımında modellemiş ve RES'lerin sisteme olan etkilerini analiz etmiştir.

Literatürde GES ve RES'ler olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarının çok yüksek gerilim (400 kV) seviyesinden gc sistemine bağlandığı ve 400 kV iletim hattının modellenerek sisteme etkilerinin incelendiği bir çalışma bulunmamaktadır. Bu yüzden, konunun incelenmesi ve ileride yapılacak gc sistemi planlamasında referans olması açısından bu tez çalışmasında iletim sistemine bağlı YEK'lerin Türkiye gc sistemine etkisi incelenmiştir.

## 2. GÜÇ SİSTEMİ ESNEKLİĞİ

Güç sistemlerinde esneklik arz-talep dengesini sağlayabilme, beklenmeyen durumlarda dengenin devamlılığını koruyabilme ve arz-talep belirsizliği ile başa çıkabilme kabiliyetidir. Güç sistemlerindeki tarihsel sürece bağlı olarak esneklik kavramı gelişmiştir. Konvansiyonel sistemlerden farklı olarak YEK'lere sahip sistemlerin getirdiği üretim belirsizliği ve emre amadelik kavramları ile bir güç sistemi için esneklik sağlama önemli bir gereklilik olmuştur. YE penetrasyonunun arttığı güç sistemlerine yönelişle esneklik sağlama için yeni yöntem ve yönetim ihtiyaçları doğmuştur.

### 2.1 Güç Sistemi Esnekliği Tanımı

Başlangıçta güç sistemlerindeki esneklik, sistemi oluşturan generatörlerin yükte ya da sistem bileşenlerinde beklenmedik değişimlere tepki verme özelliği olarak tanımlanmaktaydı [16]. Son zamanlarda ise literatüre giren, IEA ve NERC gibi kuruluşlar tarafından tanınan bir kavramdır. Buna rağmen güç sistemi esnekliğinin evrensel bir tanımı olmamakla birlikte yazar ve gruplar kendi tanımlarını yapmaktadır [17]. IEA, bir güç sisteminin esnek olabilmesini, planlanmış ve öngörülemeyen olaylarda, talep azaldığında üretimi azaltarak, arttığında da üretimi arttırarak, ekonomik boyutlar içinde arz ve talepteki yüksek dalgalanmalara hızlı şekilde cevap verebilme şeklinde açıklamaktadır [16].

RE ve GE gibi değişken ve tahmin edilmesi zor kaynaklardan elektrik üretiminin yüksek oranda penetrasyonu ile beraber güç sistemlerinin esnekliği, yeniden tanımlanması gereken bir kavram haline gelmiştir. Çünkü tüketim tarafındaki belirsizliğin yanına bir de üretim tarafında bir belirsizlik ortaya çıkmıştır. Bazı kaynaklar esnekliği, değişken kaynaklı üretim tarafından karşılanmayan net yükteki değişimlere cevap verebilmek için bir güç sisteminin kaynaklarını kullanabilme özelliği olarak tanımlamaktadır [4, 18, 19]. Benzer bir tanıma göre esneklik, çeşitli regülasyon zaman aralıklarında güç sisteminin, net yükteki değişikliklere uyum sağlamak için ayarlanabilir yüklerdeki girdileri veya üretim tesislerinin çıktılarını ayarlayabilme yetisidir [20]. IEA için hazırlanan rapora [21] göre esneklik kavramı, bir güç sisteminde YEK'lerden kaynaklanan üretimdeki ani değişimleri ve hava tahmini hatalarını dengeleyebilme kabiliyetidir. Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü (OECD) ve IEA [22] ortak raporlarında beklenen ve beklenmedik değişkenliğe tepki olarak güç sisteminin, üretimi ve tüketimi değiştirebilme kapasitesini

esneklik olarak ifade etmektedir.

Güç sistemlerinin arz ve talebi dengede tutulmakta ve planlama yükteki değişiklikler kısıtlanmadan yapılmaktadır. Yükün davranışı tahmin edilerek, dengenin sağlanması için gerekli üretim kaynakları devreye alınmaktadır [23]. İşletimsel açıdan bakıldığında esneklik, belirli bir zaman diliminde devreye alınabilen potansiyeldir [24]. Bucher vd. [25] işletimsel esnekliği, güvenli işletme durumunun korunabilmesi için, bozulmaların (tahmin hatalarından kaynaklanan generatörlerin devre dışı kalması veya güç enjeksiyonundaki değişimler gibi) güç sistemi tarafından sönmülenebilmesi olarak tanımlanmaktadır.

Teknik ve ekonomik açıdan ise esneklik, güç sisteminin çeşitli zaman dilimlerinde, kabul edilebilir bir maliyetle, sistem güvenilirliğini tatmin edici bir seviyede tutarken, arz ve talepteki değişkenlik ve belirsizlik ile başa çıkabilme kabiliyetidir [26, 27]. Günümüzde YEK'in elektrik üretimindeki yüksek oranda penetrasyonu esnek güç sistemi özelliklerinin yeniden tanımlanması gerekmektedir. Ayrıca güç sistemleri gelişmeye devam ettikçe, esneklik tanımı, gereksinimi de değişmekte ve esnekliği sağlayan çözüm yöntemleri karmaşıklaşmaktadır.

## **2.2 Esneklik Gereksinimi**

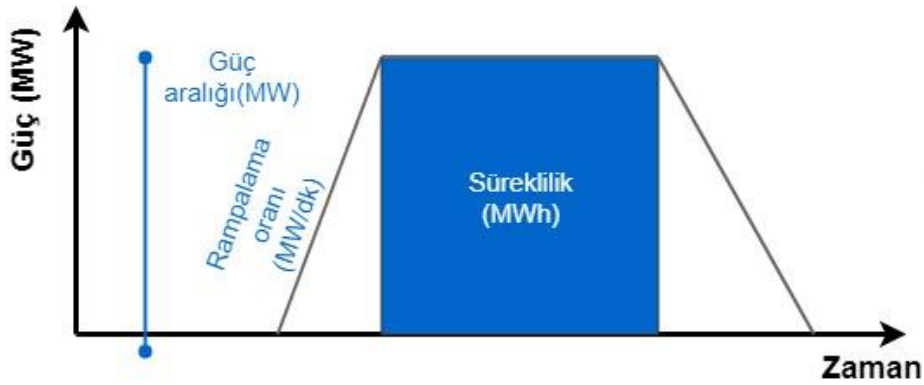
Konvansiyonel güç sistemlerinde esneklik, rezerv temini ve üretim planlaması ile sağlanmaktadır. Bu tür sistemlerde talep yüksek oranda öngörülebilme; saatlik değişimler düzenleme ve yük takibi rezervleri ile dengelenebilmektedir. Beklenmeyen üretim kesintisi veya iletim hattı arızaları için ayrıca rezerv bulundurulmaktadır. 1970'li yılların başında petrol krizi ile beraber yaygınlaşmaya başlayan nükleer santraller, genellikle temel yük santrali olarak tam yükte çalıştığından esneklik özellikleri bulunmamaktadır. ABD bu esneklik probleminin çözümü için pompajlı hidrolik santrallerin kurulu gücünü arttırma yoluna gitmiştir [28]. Bu yöntemle, talep azaldığında nükleer santrallerin üretiminin belirli bir bölümü pompajlı hidrolik santrallere yönlendirilmekte, depolanan enerjinin talep arttığında kullanılması sağlanmaktadır.

Modern güç sistemlerinde ise, konvansiyonel üretim tesislerinin yanı sıra penetrasyon seviyesine bağlı olarak değişken kaynaklı üretim söz konusudur. Konvansiyonel üretim tesisleri net yükteki değişimleri takip etmektedir. Net yük, değişken kaynaklı üretim tarafından karşılanamayan yüküdür. Değişken YEK'lerin penetrasyon seviyelerine bağlı



olarak, net yük normal yükten farklı özelliklere sahip olabilmektedir. Artan değişkenlik oranı ve farklı rampalama modelleri bu özelliklere örnektir. Bu gibi özellikler daha fazla esneklik ihtiyacı doğurmaktadır [29, 30]. Güç sistemlerinde üretim esnekliği mutlak güç çıkış aralığı (MW), rampalama oranı (MW/dk) ve enerji seviyesinin sürekliliği (MWh) olmak üzere Şekil 2.1’de gösterilen üç temel parametreye dayanmaktadır [20, 31, 32].

- Mutlak güç çıkış aralığı, bir santralin kurulu gücü ile çalışabileceği minimum güç arasındaki farktır. Bu farkın büyüklüğü sayesinde daha geniş sistem koşullarına esneklik sağlanabilmektedir.
- Rampalama oranı, santralin çıkış gücünü ne kadar hızlı değiştirebildiğini göstermektedir. Rampalama oranı yüksek kaynaklar daha esnekler.
- Enerji seviyesinin sürekliliği, kaynağın belirli seviyedeki güç çıkışını ne kadar süre sağlayabileceğini göstermektedir. Bu sürenin uzun olduğu kaynaklar, uzun süreli arıza veya kesintilerde gereken talebi karşılayarak esnekliği arttırmaktadır.



Şekil 2.1. Esnekliğin üç boyutu: güç aralığı, rampalama oranı ve süreklilik [26]

Güç sistemlerinde bütün bileşenlerin esnek olması istenmektedir. Bu bileşenler ve özellikleri dört kategoride sınıflandırılmaktadır [33].

- Esnek üretimde enerji santralleri yüksek rampalama oranına sahip olmalı ve düşük çıkış güçlerinde işletilebilmelidir.
- Esnek iletim hatları tıkanıklık durumunda yeterli kapasiteyi sağlamak için çeşitli dengeleme kaynaklarına erişebilmelidir. Komşu güç sistemleri ile enterkoneksiyon olanakları ve akıllı şebeke teknolojilerinin kullanımı sistem esnekliği iyileştirilebilmektedir.

- Esnek talep tarafı kaynakları için akıllı şebekelerin kullanımı ile talep tepkisinin, depolamanın ve esnek dağıtık üretimin doğrudan anlık kontrolü sağlanmalıdır.
- Esnek sistem işleyişi ile gerçek zamana yakın örneklem ile çalışılması böylece karar oranlarının artırılması, meteorolojik tahminlerin gelişmiş şekilde kullanılması ve komşu sistemlerle iş birliği gibi uygulamalarla mevcut sistemin esnekliğini artırılabilir.

Bununla beraber esnekliğin bir güç sistemindeki göstergeleri; yükteki değişimler, hava tahmini hataları, üretim tesislerinin veya iletim hattı ekipmanlarının devre dışı kalması ve değişken YE'den üretimdir [34]. Ayrıca NERC'in Değişken Üretim Entegrasyonu Çalışma Kolu'nun (IVGTF) raporunda güç sistemindeki esneklik gereksinimlerini belirlerken dikkate alınması gereken üç temel özellik belirlenmiştir [5]. Bunlar, net yük değişimlerinin büyüklüğü, bu değişimlerin meydana geldiği zaman aralığı ve rampalama olaylarının hangi sıklıkla meydana geldiğidir. Böylece periyodik rampalar ile öngörülemeyen rampaların ayırt edilebilmesi ve belirli bir zaman aralığında bir net yük rampasının dengelenmesi için gereken esnekliğin mevcut kaynakların doğru kullanımı ile sağlanabilmesi amaçlanmaktadır [19]. Ulbig ve Andersson çalışmalarında [35], güç sisteminin esneklik kaynaklarını dört kategoriye ayırmaktadır:

- Potansiyel esneklik kaynakları, fiziksel olarak var olan ve kullanılabilen esneklik kaynaklarıdır. Fakat kontrol edilebilme ve izlenebilme özellikleri yoktur.
- Asıl esneklik kaynakları, kontrol edilebilme ve gözlenebilme özellikleri olduğundan potansiyel esneklik kaynaklarının kullanılabilen kısmıdır.
- Esneklik rezervleri, asıl esneklik kaynaklarının ekonomik olarak kullanılabilen kısmıdır.
- Enerji piyasasında bulunan esneklik rezervleri ise, esneklik rezervlerinin, enerji veya yan hizmetler piyasasından temin edilebilen kısmıdır.

### **2.3 Yenilenebilir Enerji Penetrasyonundaki Artışın Güç Sistemi Üzerine Etkisi**

YEK'lerden elektrik enerjisi üretiminin kesintili ve değişken yapısı ile net yükteki değişimlerinin oluşturduğu ani, yüksek rampalama ve sık başlatma ihtiyaçları, konvansiyonel üretim santralleri için güçlük oluşturmaktadır [26, 27].

Planlama ve işletimin her kademesinde değişkenlik kavramı başka şekilde

algılanmaktadır. Uzun dönem kaynak planlamasında net yükteki değişkenlik önemli bir rol oynamazken, gün öncesi işletme planında hava durumunun günlük döngüsü belirleyici olmaktadır [27]. Çok kısa vadeli olarak tanımlanabilecek zaman aralığında (ms), YE üretimindeki anlık değişimlerden dolayı bazı kontrol sistemleri gerekmektedir. Bunlar, arıza anında devrede kalma (low voltage ride through-LVRT) [36], aktif ve reaktif güç, gerilim ve rampalama oranı kontrol sistemleridir [37, 38].

İşletme esnekliği türü, işletme zaman aralığına bağlıdır. Saniye-dakika zaman aralığında daha çok frekans kontrolü ve yedekler gerekirken, dakika-saat zaman aralığında rampalama kabiliyetinin artması ve saat-gün öncesi zaman aralığında planlama esnekliği gerekmektedir [27]. Sistem planlaması bakış açısından esnekliğin zaman aralığı ve değişken üretimin etkileri Şekil 2.2’de gösterilmektedir.



**Şekil 2.2.** Esneklik zaman çizelgesinde değişken üretimin etkileri [27]

YEK’lerden üretimin, talebin büyük bir kısmını veya tamamını karşıladığı durumlarda baz yük santralleri üretimlerini azaltmalı veya tamamen durdurmalıdır. Ancak YE’den üretimin azalması ile bu santraller talebi karşılamak için tekrar devreye girmelidir. Kömür veya nükleer yakıtlı santrallerin başlatma süreleri çok uzun olduğundan, bu durum büyük bir sorun teşkil etmektedir [38]. Bu santrallerin çok sayıda çevrime maruz kalması orta vadede özellikle yüksek ısı ve basınç kullanılan bileşenlerde yıpranmalara, aşınmalara, metal yorulmasına, korozyona ve erozyona neden olmaktadır [39-41]. Bu durum, işletme-bakım ve yakıt maliyetlerinin artmasına ve santrallerin ömrünün azalmasına neden olmaktadır. Ayrıca santrallerin bakım amaçlı daha sık devre dışı kalmaları da söz konusudur [38, 39, 42]. Uzun dönemde ise karbon yasaları ve sınırlandırmaları ile baz yük santral teknolojilerinde düşük karbon çözümlerine geçiş olması beklenmektedir. Bunların mevcut teknolojilere göre daha esnek olması da önemlidir [38].

İletim hatlarının planlaması ve işletilmesinde yeniliklere ihtiyaç vardır. Mevcut iletim hatlarının temel amacı enerjiyi bölgesel olan üretim tesislerinden tüketim merkezlerine

iletmektir. Ancak YEK'lerin tüketim merkezlerinden uzak ve şebekenin uç bölgelerinde kurulması ile mesafeler ve gerilim seviyeleri artmaktadır. Öte yandan geniş bir alana yayılmış YEK'lerin toplam üretim değişkenliğindeki payı azalmakta, doğru planlama ile bu avantajdan yararlanılabilmektedir [43]. Penetrasyon seviyelerinin artması, şebeke topolojisinin en uygununu bulmayı gerektirmektedir. Şebeke topolojisinin iletim hattı kayıplarına ve sistemdeki bir bozulmada genel performansa ciddi bir etkisi vardır [44].

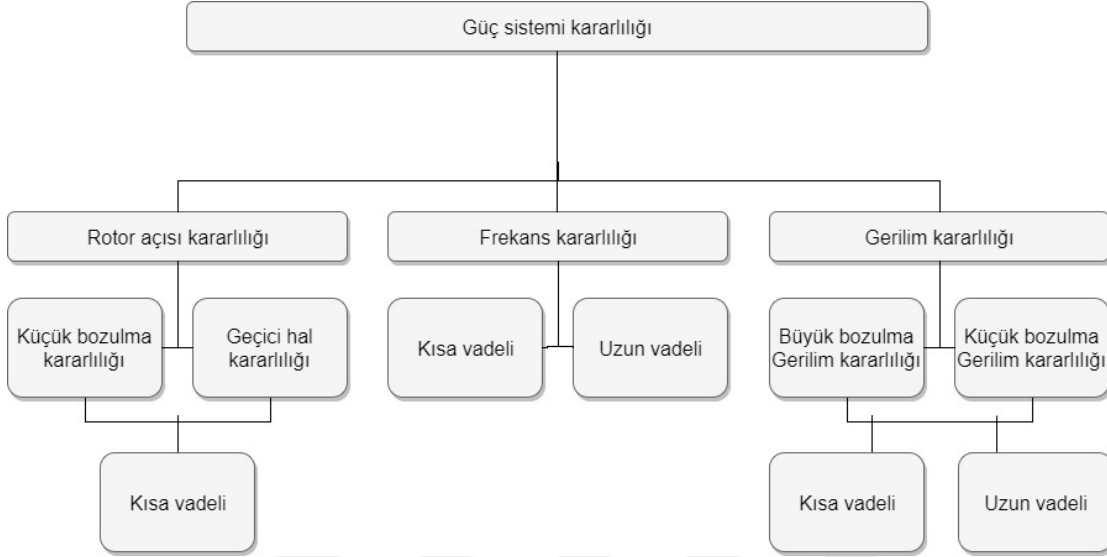
Bir güç sisteminin doğru ve kesintisiz işleyişi için kararlı olması gerekmektedir. Güç sistemi kararlılığı, sistemin bir bozulmaya maruz kalmasının ardından tekrar işletme dengesi sağlaması yeteneği olarak tanımlanmaktadır [45]. Sistemin kararlılığı Şekil 2.3'de görüleceği üzere üç kategoriye ayrılmaktadır. Bunlar rotor açısı kararlılığı, gerilim kararlılığı ve frekans kararlılığıdır. Rotor açısı kararlılığı, sisteme bağlı senkron generatörlerin bir arızaya maruz kalmalarının ardından sistemde kalabilme yetisiyle alakalıdır. Meydana gelen bozulma bazı generatörlerdeki rotorların açısını bozarak diğer generatörlerle olan eşzamanlılığın kaybına neden olabilmektedir. Eğer bu bozulma sistem denklemlerinin linearizasyonuna izin verecek kadar küçük ise küçük bozulma kararlılığı terimi kullanılmaktadır [45, 46].

Küçük bozulma kararlılığı ya da bir başka tabirle küçük işaret kararlılığı altında iki tür kararsızlık meydana gelmektedir. Bunlardan ilki, senkronlama momenti (synchronizing torque) eksikliğinden dolayı kalıcı durum rotor açısında artış, diğeri ise sönümleme momenti (damping torque) yetersizliğinden dolayı rotor salınımlarındaki artıştır [47].

Rotor açısı kararlılığının bir başka şekli olan geçici hal kararlılığı ise sistemin, üretim kaybı, hat anahtarlama veya yükteki değişiklikler gibi büyük arızalardan sonraki kararlılığını ele almaktadır. Bu çeşit kararlılık ile ilgili zaman dilimi genelde 3-5 saniye arasındadır ve büyük sistemler için 10-20 saniyeye kadar çıkabilmektedir. Bir senkron generatörün eşzamanlılığını kaybetmesi, şebeke, generatör ve yük parametreleri, şebeke düzeni, arızanın boyutu ve konumu gibi birçok faktörden etkilenmektedir [45, 46].

Frekans kararlılığı ise üretim ve tüketim arasında bir dengesizliğe neden olan bir bozulmanın ardından sistemin frekansını sabit tutabilmesidir. Frekans kararlılığı sorunu genelde ekipmanın tepkisinin yetersiz olması, kontrol ve koruma ekipmanı arasındaki kötü koordinasyon veya üretim rezervlerinin yetersizliğiyle alakalıdır. Gerilim kararlılığı, sistemin normal şartlar altında ve bir arızaya maruz kaldıktan sonra bütün baralarda sabit

gerilim seviyesini koruyabilmesidir. Bu tür kararsızlığın ana nedeni güç sisteminin reaktif güç talebini karşılayamamasıdır. Gerilimdeki dengesizlikler yüklerin sistemden atılmasına, iletim hatlarında hatalara, bazı generatörlerin eşzamanlılığını kaybetmesine ve gerilim çökmesine neden olabilmektedir [45].



**Şekil 2.3.** Güç sistemi kararlılığı kategorileri [45]

Güç sistemlerinin eşzamanlı çalışmasındaki en önemli parametrelerden biri sistemin eylemsizliğidir. Sistemin eylemsizliği düştükçe frekans sapmalarına hassasiyeti artmaktadır [46]. YE santralleri, şebekeye güç elektroniği elemanları ile bağlandıkları ve şebekeden elektriksel olarak ayrıştıkları için sistemin eylemsizliğine herhangi bir katkıda bulunmamaktadır. GES'ler ise yapıları gereği eylemsizliğe hiçbir şekilde katkı sağlamamakta ve sisteminin eylemsizliği azaltmaktadır [48]. Sonuç olarak, bir güç sisteminin frekans ve rotor açısı kararlılığına etkisinin yanı sıra daha büyük rotor salınımları ile geçici hal kararlılığını da etkilemektedir [46].

### 2.3.1 Rüzgar enerjisi sistemlerinin güç sisteminin kararlılığına etkisi

Holttinen'in araştırmasına göre İskandinav ülkeleri için %10'luk RE penetrasyonu rezerv ihtiyacını kurulu rüzgar gücünün %1,5-%4'ü oranında arttırmıştır. Talebi karşılayan santrallerin işletilebilecekleri minimum güç değerleri ne kadar düşük olursa, santraller devre dışı kalmadan daha fazla YE penetrasyonuna izin verebilmiştir. Dolayısıyla artan rezerv ihtiyaçları dışında santrallerin minimum çıkış güçleri de kısa vadede problem oluşturabilmiştir [49]. Penetrasyon seviyelerinin (%5-%35 aralığında) ve santral konumunun (iki farklı konum) gerilim kararlılığına etkisi Naser vd. [50] tarafından

incelenmiştir. Düşük penetrasyon seviyelerinde sistemin gerilim kararlılığı açısından daha iyi olduğu gözlenmiştir. RES'lerin şebekeye birçok noktadan bağlantısının, tek bir noktadan bağlantıya göre gerilim kararlılığını olumlu etkilediği sonucu elde edilmiştir. Hossain vd. çalışmalarında [51] Çift Beslemeli Asenkron Generatör(DFIG)ler sisteme, Senkron Generatör(SG)ler kadar reaktif güç enjeksiyonu yapamadığı ve yüksek kısa devre akımı üretmediği sonucuna ulaşmıştır. Bu nedenle reaktif güç enjeksiyonu ile sağlanan arıza sonrası gerilim desteği daha azdır. Ayrıca geçici olaylar sırasında DFIG türbinler, Sincap Kafesli İndüksiyon Generatör (SCIG) davranışı sergileyerek reaktif güç tüketmiş ve sistemin gerilim kararlılığı limitini azaltmıştır. Çalışmanın bütününde Rüzgar Türbini (RT) ağırlıklı bir sistemin, konvansiyonel sistemlerden gerilim kararlılığı açısından daha kötü performans sergilediği belirtilmiştir. Diğer taraftan uzun dönem gerilim kararlılığı üzerine Londero vd. [52] tarafından gerçekleştirilen çalışmada ise yüksek penetrasyon seviyesinin sistemin gerilim kararlılığına olumlu katkıda bulunduğu belirlenmiştir. Penetrasyon seviyesi arttıkça türbinlerin sisteme daha fazla reaktif güç desteği verebildiği gözlemlendiği ifade edilmiştir.

Meegahapola and Flynn [53] çok yüksek (%40) RE (DFIG RT) penetrasyonunun güç sisteminin geçici hal ve frekans kararlılığına etkisi 39 baralı test sisteminde incelemiştir. Yüksek RE penetrasyonuna sahip bölgelere yakın noktalarda arıza durumunda geçici hal kararlılığının olumsuz şekilde etkilendiği gözlenmiştir. Bunun ana nedeni olarak RT'lerin kısmi yükte iken crowbar koruması nedeniyle aktif güç üretimindeki düşüş ve reaktif güç soğurulmasındaki artış olarak gösterilmiştir. SG'lere yakın noktalarda arıza durumunda ise, RT'lerin şebekedeki senkronlama güçleri için güç akışına sağladıkları katkı ile geçici hal kararlılığını iyileştirdiği gözlenmiştir. Edrah vd. [54] 3 generatör 9 baralı bir test sistemine bir SG ve DFIG türbinlerden oluşan rüzgar çiftliğine çeşitli senaryolar uygulamışlardır. Elde ettikleri sonuçlara göre, SG yerine eşdeğer güçteki DFIG RT'lerin kullanımı sistemin rotor açısı kararlılığını olumsuz etkilemiştir. Çalışmada gerekli kontrol stratejilerinin kullanımı ile bu etkinin azaltılabileceği vurgulanmıştır.

Küçük işaret kararlılığı üzerine yapılan çalışmalarda Ayodele vd. [55] güç tevzi, rüzgar çiftliğinin konumu ve RE penetrasyon seviyesi faktörlerinin etkisini araştırmıştır. IEEE'in 9 baralı test sisteminde gerçekleştirdikleri analizlere göre, RE bölgesel modları olumlu etkilenmiş ve DFIG RT'ler ile inter-area modunda daha iyi bir sönümlenme elde edilmiştir. Ayrıca %50 RE'den üretim olan bir bölgeden güçsüz santraller arası hat (weak

tie-line) ile enerji verirken yapıldığında sistem kararsız hale gelmekte iken enerji alırken için bu geçerli olmamıştır. Ayrıca, rüzgar çiftliğinin bağlantı noktasından ana şebekeye kadar olan iletim hattının uzunluğu sistemin kararlılığını etkilemiştir. Modi vd. [56] çalışmasında yüksek RE penetrasyonunun etkisini incelemek amacıyla güney doğu Avustralya şebekesine eşdeğer 14 generatörlü bir sistem kullanmıştır. RE'nin penetrasyonu ile özellikle inter-area modlarının sönümlenmesinin ciddi şekilde etkilenmesi sonucu güç akışlarının değiştiği ve SG'lerin devre dışı kaldığı gözlenmiştir. Devre dışı kalacak generatörlerin seçimi, sistemin sönümlenme performansını etkilemiştir. SG'lerle salınımların sönümlenmesinde önemli rol oynayan dengeleyiciler de devre dışı kaldığından modların sönümlenmesinde düşüş gözlemlenmiştir. Mehta vd. [57] iki bölge 4 generatörlü bir test sisteminde DFIG RT'lerin etkisini incelemiştir. Çalışma sonucuna göre bir SG'nin, DFIG RT ile değiştirilmesiyle sistem küçük işaret bakımından kararsız hale gelmiştir. Öte yandan geri kalan SG'lerin otomatik gerilim regülatörü ve güç sistemi dengeleyici ile donatılmasıyla gereken sönümlenme momentinin sağlanabileceği belirtilmiştir. SG'lerde bu iki sistemin olması dinamik performansı iyileştirdiği ve DFIG türbinin konumunun önemi kalmadığı; bölgesel ve inter-area modlarının sönümlenmesinde de daha iyi bir performans sergilendiği belirtilmiştir.

Meegahapola ve Flynn [53] çalışmalarında yük durumuna göre değişen DFIG türbinlerin tepkisinin frekans kararlılığını olumlu etkilemesinin beklendiğini vurgulamışlardır. Bunun nedeni olarak DFIG türbinler depolanmış dönel enerjiden faydalanarak geçici güç dengesizliklerine karşı kısa vadeli kontrollü tepki verebilme özelliği olan sentetik eylemsizlik tepkisine (emulated inertial response) sahip olmaları gösterilmiştir [58]. Qureshi ve Iqbal [59] araştırmalarında 3 generatörlü 9 baralı sistemde SCIG ve DFIG RT'lerin sistemin frekans kararlılığına etkisini incelemiştir. Araştırma sonuçlarına göre SCIG RT'lerin frekans salınımlarının sönümlenmesine katkıları SG'lere göre daha az olduğu gözlenmiştir. DFIG RT'lerde ise mekanik rotor frekansı ile şebeke frekansı birbirinden tamamen ayrıştığı için frekans değişimlerine tepki vermediği görülmüştür.

### **2.3.2 Güneş enerjisi sistemlerinin güç sisteminin kararlılığına etkisi**

California Bağımsız Sistem Operatörü (CAISO) tarafından [60], çeşitli bağlantı türleri için GES'lerin gerilim ve reaktif güç tepkisi üzerine bir çalışma gerçekleştirilmiştir. Çalışmada iletim hattı ile dağıtım şebekesi arasındaki gerilim seviyelerine bağlı yüksek

oranda GES'den dolayı aşırı gerilim problemlerinin kaçınılmaz olduğu belirtilmiştir. Ayrıca sistemde GES'lerle beraber Statik Var Kompanzatorlerin (SVC) bulunması daha yüksek geçici hal aşırı gerilimlerine neden olduğuna dikkat çekilmiştir. Bunun ana nedeni olarak, SVC'lerin düşük çalışma hızı nedeniyle arıza giderildikten sonra sisteme birkaç çevrim daha reaktif güç enjekte etmesi olarak belirtilmiştir. Eftekharnjad vd. [61] yüksek GE penetrasyonu için gerçekleştirdikleri kalıcı durum analizlerine göre en çok etkilenen sistem parametresinin gerilim büyüklükleri olduğu görülmüştür. Özellikle %20 olmak üzere bazı penetrasyon seviyelerinde iletim hattı baralarında aşırı gerilim oluşmuştur. Yüksek GE penetrasyonuna sahip bir sistemde geçici bozulma sonrasında daha büyük gerilim düşüşlerine rastlanmıştır. Ayrıca çatı üzeri GES'lerin büyük bölümünün devre dışı kalması durumu, penetrasyon seviyesi arttıkça gerilim dalgalanmalarında ve sönümlenme sürelerinde artışla sonuçlanmıştır. Başka bir çalışmada, merkezi ve dağıtık GES'lerin, Ontario güç sisteminin kalıcı durum gerilim kararlılığına etkileri araştırılmıştır. Kurulu gücün 2000 MW'a kadar çıktığı çeşitli penetrasyon seviyeleri incelenmiştir. Sonuçlar dağıtık GES'lerin, merkezi sistemlere göre gerilim kararlılığını büyük ölçüde iyileştirebileceğini göstermiştir [62].

Geçici hal kararlılığı için gerçekleştirilen çalışmalarda, ilk olarak %5-%30 aralığında penetrasyon seviyesinin etkisi incelenmiştir. Sonuçlar, GES'lerin %10'un üzerindeki penetrasyon seviyeleri için sistemin kararlılığının iyileştirilmesi, santrallerin devrede kalma (fault ride through) özelliklerine bağlı olduğunu göstermiştir [60]. Eftekharnjad vd. [61] ise çatı üzeri ve büyük ölçekli GES'lerin bir güç sistemine enterkonnekte bağlantısının etkilerini araştırmışlardır. Bu amaçla konvansiyonel üretimin payı azaltılarak, %50'ye varan GE penetrasyon seviyeleri incelenmiştir. Analizler, yüksek GE penetrasyon seviyelerinin, sistemin geçici hal kararlılığına olumlu ve olumsuz etkileri olduğunu göstermiştir. Ayrıca GE penetrasyon seviyelerinin, sistem topolojisinin, arızanın türü ve konumunun, etkinin hangi yönde olacağı (olumlu veya olumsuz) konusunda önemli rol oynadığı belirlenmiştir. Ayrıca çatı üzeri GES'lerin büyük bölümünün devre dışı kalması, gerilim dalgalanmaları dışında yakın mesafedeki SG'lerin rotor açılarında da sapsmalara neden olmuştur. Başka bir çalışmada büyük ölçekli ve dağıtık GES'lerin entegrasyonunun, Ontario güç sisteminin geçici hal kararlılığına etkileri incelenmiştir. Sistemin dinamik kararlılık performansının değerlendirilmesi için kritik temizleme (critical clearing time) süresi göstergesi kullanılmıştır. Toronto



bölgesindeki 500 kV'lık iletim hattında 80 ms süren 3 faz kısa devre arızası test edilmiştir. Sonuçlar gerilim ve reaktif güç kontrollü merkezi GES'lerin, sistem dinamik kararlılığını değiştirmedeğini göstermiştir. Öte yandan, dağıtık GES'ler, penetrasyonun artışıyla geçici hal performansını iyileştirmiştir [62].

GE penetrasyonunun küçük işaret kararlılığına etkileri üzerine de çalışmalar gerçekleştirilmiştir. Liu vd. [63], bu konuda GE üretiminin konumunun ve penetrasyon seviyesinin etkilerini iki bölgeli güç sistemi üzerinde incelemiştir. Elde edilen sonuçlara göre yüksek GE penetrasyon seviyesinin devre dışı kalan SG'lerin durumuna bağlı olarak olumlu veya olumsuz etkisi olmuştur. Diğer bir araştırmada ise 3 SG'li 9 baralı test sistemi kullanılmış ve sistem Hindistan şebekesinin gerçek zamanlı verileri ile modifiye edilmiştir. Güneş ışınımı, sıcaklık, yük ve konfigürasyon gibi değişkenlerin etkileri incelenmiştir. GES'lerin şebekeye entegrasyonunda ve aynı şekilde güneş ışınımının artmasında rotor modlarında artış gözlenmiştir. Ayrıca modların sönümlenmesi, üretimin artmasıyla düşüş gösterirken, yükün artışıyla da artış göstermiştir [64]. Du vd. [65] ise çalışmalarında tek generatör sonsuz güçlü bara sistemi kullanmıştır. Analizler, GE üretiminin, döner bileşenler bulunmadığından sisteme ilave salınım modları eklemese dahi konvansiyonel üretim ile etkileşime girerek güç sisteminin küçük sinyal kararlılığını etkilediğini göstermektedir. Bu etkinin GES'in sönümleme momentine yaptığı katkının pozitif veya negatif olması sistemin işletme şartlarına göre değiştiği belirtilmiştir. Belirli bir kritik çalışma şartından sonra GE üretiminin, sistemin küçük işaret kararlılığına etkisi olumsuz olmuştur. Eftekhari vd. başka bir çalışmada [66], 69 kV gerilim seviyesinde kümelenen çatı üzeri sistemler ve büyük çaplı GES'ler kullanmıştır. Analizler, penetrasyonun %30'dan %40'a çıkmasıyla büyük konvansiyonel generatörlerin devre dışı kalmasından dolayı sönümleme oranında ciddi düşüş olduğunu göstermiştir. Penetrasyon seviyesinin artışı sistemin eylemsizliğinin azalmasına neden olmuş sistemin kritik modlarının sönümlenmesinde azalma olmuştur.

Frekans kararlılığı açısından GE penetrasyonunu inceleyen çalışmalarda, Alquthami vd. [67] SG'ler devreden çıkarılmadan %5, %10 ve %20 penetrasyon seviyeleri değerlendirmiştir. Analizler, %20 penetrasyon seviyelerinde sistemin frekans kararlılığının olumsuz şekilde etkilendiğini göstermiştir. İki bölgeli güç sisteminde gerçekleştirilen bir başka çalışmada 4x50 MW'lık GES'in gerçek zamanlı simülasyon modeli kullanılmıştır. Bu araştırmada SG'ler devreden çıkarılmadığı için çıkış güçlerini

ayarlayarak maksimum penetrasyon oranına imkan sağlayacak otomatik üretim kontrolü uygulanmıştır. Bir bölgede artan penetrasyon seviyesinin, sistemin her iki bölgesinde daha hızlı sönümlenme ve daha düşük aşırı salınım genlikleri olarak olumlu etkileri gözlenmiştir [68].

Önemli miktarda SG'nin sistemden ayrılması koruma sistemlerini ve koordinasyonlarını da etkilemektedir. Ayrıca arıza durumu karakteristikleri farklı özellikler sergilemektedir. SG'lerin arıza anı akımı nominal akımlarının 5-10 katı iken inverter bazlı sistemlerde 2 katıdır ve zamanla azalmaktadır. Bu durum inverter bazlı sistemlerde koruyucu rölelerin arıza şartlarını algılamamasına neden olmaktadır [69, 70]. Öte yandan inverterler şebeke dengesizliklerine verdikleri hızlı tepki ile şebeke bileşenlerinin aşırı ısıl yüklenmesini önleyebilmektedir. İnverterlerin diğer bir üstünlükleri de arıza akımlarının programlanabilir olmasıdır [69].

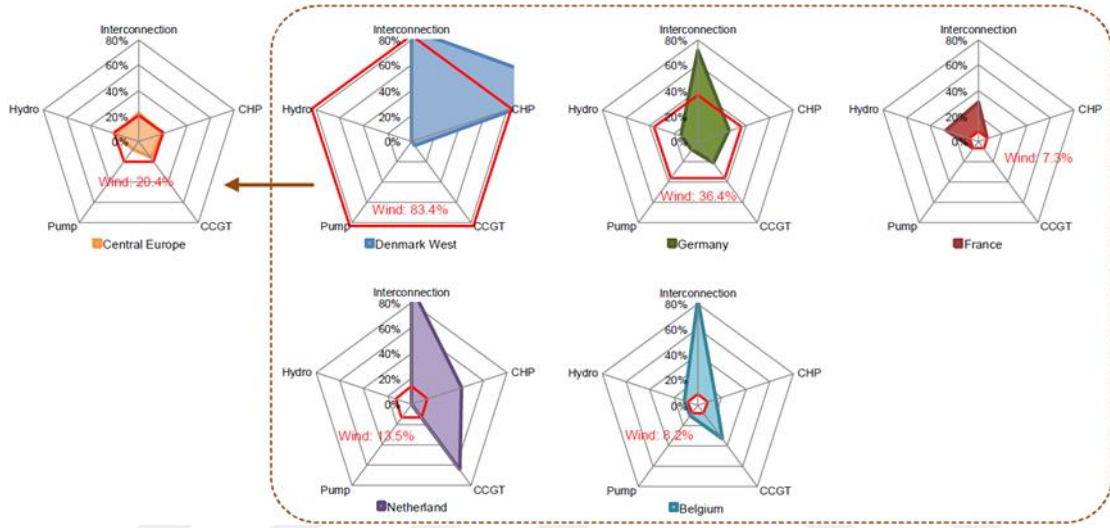
#### **2.4 Esneklik Ölçümü**

Esneklik ölçümü için geliştirilen metotlardan biri FAST (Flexibility Assessment Tool-Esneklik değerlendirme aracı)'dır. Bu metot mevcut esneklik kaynaklarını tanımlamakta, ardından esneklik ihtiyaçlarını belirlemekte ve ihtiyaçları kaynaklar ile karşılaştırmaktadır [22].

Yetersiz rampalama kaynağı beklentisi ise geleneksel üretimin yeterlilik ölçütlerini baz alarak, uzun dönem planlamalarda kullanılan bir ölçüttür. Esneklik ihtiyacının belirlenebilmesi için talebin yanı sıra değişken üretimin de hesaba katılması gerekmekte ve dikkate alınan zaman dilimi de önemli rol oynamaktadır [18].Geliştirilen diğer bir esneklik göstergesi normalleştirilmiş esneklik indeksidir . Her üretim tesisinin esneklik seviyesi belirlenerek, sistemin genel esnekliği tahmin edilmektedir. Rüzgar tahmini kaybı (Loss of Wind Estimation-LOWE) göstergesi ise rüzgar gücünü kullanabilme bakımından sistemin esneklik seviyesini göstermektedir [71].

Katılık (esneksizlik) göstergeleri de esneklik ölçütüne göre daha bariz olduğu için kullanılmaktadır. Bu göstergeler arz talep dengesini sağlama zorluğu, önemli miktarda YE'den üretimde kesinti ve belirli bölgede dengesizliklerdir. Esneksizlik durumu, elektrik enerjisi piyasası açısından bakıldığında negatif fiyatlara veya elektrik enerjisi fiyatındaki volatiliteneye neden olmaktadır [33].

Üretim bazlı esnekliği daha anlaşılabilir bir şekilde yansıtmak için esneklik grafikleri kullanılmaktadır [72]. Grafiklerde Kombine Çevrim Gaz Türbini (CCGT), kojenerasyon, pompajlı hidrolik ile hidroelektrik santrallerinin ve enterkoneksiyonların penetrasyon seviyesi (pik yükün oranı olarak) olmak üzere beş parametre kullanılmaktadır. Ayrıca grafiklerde rüzgar gücünün penetrasyonu kırmızı çizgi ile gösterilmektedir. Grafikler, kurulu kapasitenin yüksekliği gibi potansiyel esneklik kaynaklarını göstermektedir [33]. Şekil 2.4’de merkez Avrupa için düzenlenmiş esneklik grafikleri gösterilmektedir.

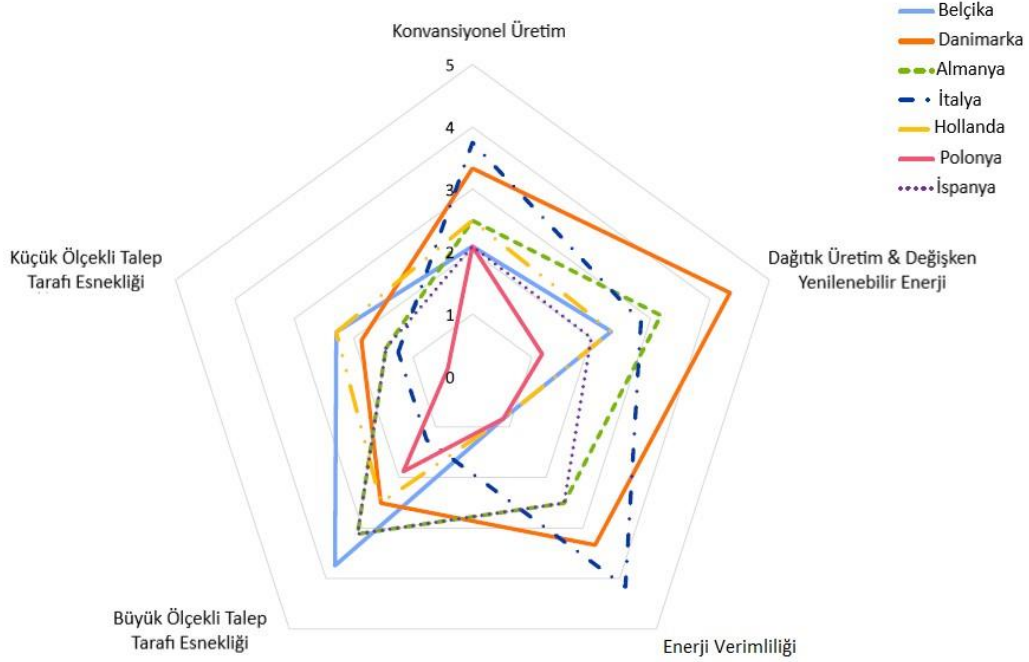


**Şekil 2.4.** Rüzgar enerjisi penetrasyon oranıyla birlikte merkez Avrupa bölgesinin esneklik grafikleri [72]

Yasuda vd. [72] çalışmalarında elde ettikleri grafiklerdeki (Şekil 2.3) önemli noktalardan biri yüksek oranda YE penetrasyonuna sahip ülkelerin komşu ülkelerle olan transfer kapasitelerinin yüksek olmasıdır. Önceleri sistem güvenliğinin sağlanması için kullanılan enterkoneksiyonlar, bir esneklik mekanizması olarak değerlendirilmektedir. Bu bağlantılarla beraber dengeleme bölgeleri büyümekte ve güç sistemlerinin kendilerine has esneklik mekanizmaları komşu sistemler tarafından da kullanılabilir hale gelmektedir. Ayrıca bağlanan ülkeler bir bütün olarak düşünüldüğünde, rezerv (yedek) kapasitesi artmakta, daha büyük bir alana yayıldığı için güneş ve rüzgar gibi kaynakların değişkenliği azalmaktadır [2, 73].

Grafik kullanılan bir başka araştırma da Papaefthymiou vd. [74] tarafından güç sistemi esnekliğinin ölçümü için Esneklik İzleyici adında yeni bir metot önerilmektedir. Beş kategorideki (arz, talep, şebeke, depolama ve enerji piyasası) esneklik seçenekleri değerlendirilmekte, bu kategoriler 14 tane alana bölünmekte ve toplamda 80 temel

performans göstergesi kullanılmaktadır. Şekil 2.5’de yedi farklı Avrupa ülkesi için arz ve talep tarafı esneklik seçeneklerini verimli kullanma katsayıları gösterilmektedir.



**Şekil 2.5.** Arz ve talep esneklik seçeneklerinde ülkelerin karşılaştırmalı değerlendirilmesi [74]

## 2.5 Esneklik Sağlama

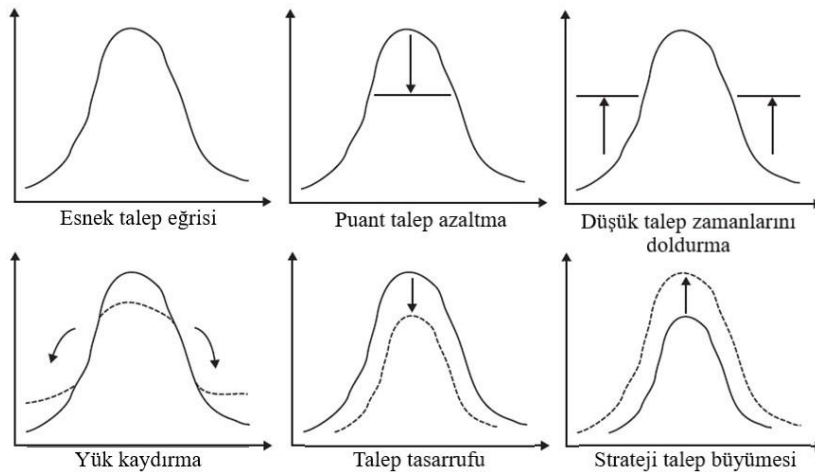
Güç sisteminin arz tarafındaki esneklik ihtiyaçları, sisteme bağlı santrallerin kısmi yükte çalışması, yük takibi ve hızlı başlatma/durdurma süreleri ile karşılanabilmektedir [26]. Yükün arttığı durumlarda kısmi yükte çalışan santraller yük takibi ve rezerv olarak katkı sağlayabilmektedir. Ancak sağlayacakları katkı yukarı doğru rampalama oranlarına ve maksimum kapasiteleri ile mevcut üretimleri arasındaki kapasite farkına bağlıdır. Aynı şekilde yükün azaldığı durumlarda da yine yük takibi ve rezerv olarak katkı sağlamları aşağı doğru rampalama oranlarına ve mevcut üretimleri ile minimum kararlı üretimleri arasındaki farka bağlıdır [26]. IEA raporunda [75] yukarıda belirtilen değişkenlere göre belirlenen esnek ve esnek olmayan santrallerin özellikleri Tablo 2.1’de gösterilmektedir.

**Tablo 2.1.** IEA'ya göre esnek ve esnek olmayan santrallerin özellikleri [75]

| Santral türü                             | Minimum çıkış gücü (%) | Rampalama oranı (%/dk) | Başlatma süresi (saat) |
|--|------------------------|------------------------|------------------------|
| Esnek olmayan kombine çevrim gaz türbini | 40-50                  | 0,8-6                  | 2-4                    |
| Esnek kombine çevrim gaz türbini         | 15-30                  | 6-15                   | 1-2                    |
| Buhar türbini (gaz/sıvı yakıt)           | 10-50                  | 0,6-7                  | 1-4                    |
| Esnek olmayan kömür                      | 40-60                  | 0,6-4                  | 5-7                    |
| Esnek kömür                              | 20-40                  | 4-8                    | 2-5                    |
| Linyit                                   | 40-60                  | 0,6-6                  | 2-8                    |
| Esnek olmayan nükleer                    | 100                    | 0                      | -                      |
| Esnek nükleer                            | 40-60                  | 0,3-5                  | -                      |

### 2.5.1 Talep tarafı yönetimi

Bir güç sisteminde arz tarafında esnekliği arttıracak birçok unsur bulunmasına rağmen talep tarafı da esnekliğe katkıda bulunabilmektedir [76]. Talep tarafı yönetiminin daha özeli olan talep katılımı, nihai tüketicinin cihazlarını kontrol ederek çalışmalarını yeniden programlayabilmesidir [77]. Elektrik talebini artırma (stratejik talep büyümesi, düşük talep zamanlarını doldurma), azaltma (puant talebi azaltma, talep tasarrufu) ya da yeniden planlama (yük kaydırma) gibi kategorilere ayrılabilir (Şekil 2.6) [6].



**Şekil 2.6.** Talep tarafı yönetimi kategorileri [6]

Sistem operatörleri, talebin ciddi şekilde arttığı zaman diliminin YEK'lerden üretimin yüksek olduğu zamanlarla örtüşmesini sağlamaktadır. Bu yöntem ile aslında elektrik tüketimi azalmamakta, sadece tüketim şebeke işletimi açısından daha uygun bir zamana kaydırılmaktadır [77]. Böylece talep tarafı yönetimi bir rezerv görevi görmektedir. Bu durum özellikle düşük talep zamanı ile YEK'lerden yüksek oranda üretim zamanının aynı olduğu durumlarda daha belirginleşmektedir[78].

Puant yük ve rüzgar üretiminin yüksek olduğu durumlarda, rüzgar gücündeki düşüş sistem için büyük bir sorun oluşturmaktadır. Bu durumda talep tarafı yönetimi ile tüketimde düşüşe gidilerek sistemin rahatlaması sağlanabilmektedir [79]. Ancak Strbac araştırmasında [78], talep tarafı yönetiminin, sadece esnek olmayan üretim ile yüksek miktarda öngörülemeyen rüzgar enerjisi barındıran bir sistemde, rezerv sağlama konusunda konvansiyonel yöntemlerle rekabet edebileceğini belirtmektedir. Esnek yapıya sahip santrallerin bulunduğu bir sistemde talep tarafı yönetiminin sağladığı katkı daha düşüktür.

### **2.5.2 Esnek kömür, doğal gaz ve nükleer yakıt santralleri**

Kömür santralleri dünya genelinde sabit çıkış gücüyle maksimum süre çalışacak baz yük santralleri olarak kullanılmaktadır. Mevcut kömür santrallerinin esneklik seviyesi kullanılan teknoloji yenilenerek arttırılabilirken; yeni santraller ise daha esnek tasarlanabilmektedir [2]. %40-%100 çıkış gücü aralığında %7/dk rampalama oranına sahip taş kömür veya linyit yakıtlı yeni santraller tasarlanabilmektedir. Ayrıca %10/dk gibi bir rampalama oranı hedeflenmektedir [80, 81]. Bununla birlikte tipik bir domsuz kazan dizaynı %50-%90 güç aralığında %7/dk rampalama oranına sahiptir [40]. Almanya'da 550 MW'lık bitümlü kömür santralinde bu rampalama oranı elde edilebilmektedir. Ayrıca Almanya'da 2012 yılında kurulan her biri 1.100 MW gücündeki iki linyit yakıtlı ünite 15 dakikada güç çıkışlarında 500 MW'lık değişimler gerçekleştirebilmektedir [82]. Kazandırılan esnekliğin kömür santrallerine istenmeyen etkileri, sürekli başlatma-durdurma ve rampalama sonucu oluşan düşük verimlilik, maliyet artışı, daha kısa ekipman ömrü ve daha çok bakım ihtiyacıdır. Üreticiler de bu etkilerin azaltılması için yeni çözümler arayışındadır [40].

Nükleer santraller birçok kesime göre en az esnekliğe sahip baz yük santralleridir. Çoğunluğu, tam güçte işletilmeleri ve sadece yakıt değişiminde ya da periyodik bakım

için durdurulmak üzere tasarlanmaktadır. Ancak gerekli tasarım ve işletme şekli ile bu santrallere esneklik kazandırılabilir [22, 83]. Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı'na göre mevcut nükleer santrallerin çoğu reaktör ısı gücünün %50-%100'ü arasında güç çıkışı aralığına ve %5/dk'ya varan rampalama oranlarına sahiptir. Ancak bu özellikleri günlük işletmelerinin bir parçası değildir [83]. Sadece belirli ülkeler, nükleer santrallerini geniş bir esneklik aralığında işletme ve dizayn tecrübesine sahiptir. Fransa'da bazı nükleer santraller yük takibi modunda, çıkış gücünü %30'dan %100'e 1 saat içinde, %60'dan %100'e ise 30 dakikada değiştirebilmektedir [22, 83]. Nükleer Enerji Ajansı [84] nükleer santralleri kısmi yükte işletmenin plansız kesintilere neden olduğundan işletim ve bakımların dikkatli şekilde yapılması gerektiğini belirtmektedir. Bazı teknolojilerde ise yakıt ömrünün sonunda, çekirdek tasarımına göre bir aya kadar esnek işletilememektedir [83]. ABD bu esneklik probleminin çözümü için pompajlı hidrolik santrallerin kurulu gücünü arttırmıştır. Talep az iken nükleer santrallerin üretiminin bir bölümü bu santrallere yönlendirilmekte, böylece depolanan enerjinin talep yüksek iken kullanılması sağlanmaktadır [73].

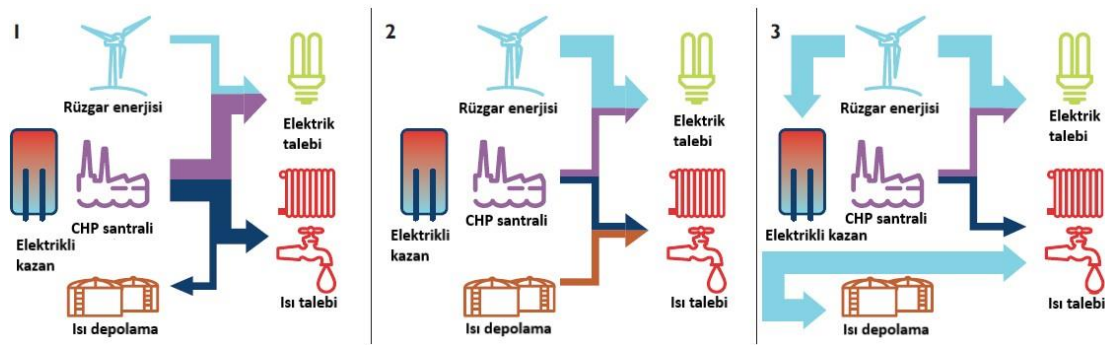
Baz yük veya orta düzey yük santralleri olarak kullanılan doğal gaz santralleri sisteme belirli oranda esneklik kazandırabilmektedir. En yaygın olanı, kapasite çeşitliliği, yüksek verimlilikleri ve düşük enerji maliyetlerinden dolayı CCGT'lerdir. Yeni nesil yüksek performanslı CCGT'ler 40 dakika başlatma süresi ile klasik CCGT'lere oranla çok daha hızlıdır [85]. Bunun en iyi örneklerinden biri Hollanda'da bulunan Sloe Centrale santralidir. İki adet 430 MW'lık ünitelerden oluşan santralin kabul testinde %59 verimliliğe ulaşılırken, 30 dakikalık başlatma süresi elde edilmiştir [86]. Ancak kazandırılan esneklik diğer santrallerdeki gibi mekanik bileşenlerde aşınmaya neden olmakta, daha sık bakım gerektirmekte ve işletme maliyetlerini arttırmaktadır [85].

### **2.5.3 Esnek kojenerasyon santralleri**

Kojenerasyon santralleri, YEK'lerin verimli bir şekilde yüksek penetrasyon oranlarına ulaşması için önemlidir. Doğru ısıtma ve soğutma uygulamaları, esneklik kaynağı olabilmektedir. Ancak, birçok ülkede kojenerasyon santrallerinin üretimleri ısı yüküne göre planlandığı için esnek değildir [75]. İşletimde ve ekipmanlarda değişikliğe giderek kojenerasyon santrallerine esneklik kazandırılabilir [87, 88]. Bu değişimlere örnek, kojenerasyon santrallerinin ısı yüküne, elektrik talebine ya da mevcut üretime göre

işletme yöntemi değişimi ve elektrikli kazan ile ısı depolama tanklarının kullanımını [88].

Danimarka elektrik üretiminde %50 kojenerasyon oranı ile Avrupa'daki en geniş çaplı kojenerasyon sistemine sahip ülkelerden biridir [89]. Ayrıca yüksek RE penetrasyonuna sahip ülkede kojenerasyon santralleri esnek olarak işletilmektedir. Bu işletim modları Şekil 2.7'de gösterilmektedir.



**Şekil 2.7.** Danimarka'da rüzgar enerjisi ve kojenerasyon santrallerinin işletme modları [75]

Yüksek ısı talebi ve YEK'lerden orta/düşük üretim olduğunda kojenerasyon santralleri talebi karşılamak için fosil yakıt kullanmaktadır (Mod 1). YEK'lerden yüksek üretim ve düşük ısı talebi durumunda kojenerasyon santralinin çıkışı azaltılabilmekte ve gerekirse talebin bir bölümü ısı depolaması tarafından karşılanabilmektedir (Mod 2). YEK'lerden üretimin talebi aştığı durumlarda ise elektrik enerjisi, elektrikli kazanlarda kullanılarak ısı talebi karşılanabilmekte, ısı depolaması yapılabilmekte veya her ikisi için de kullanılabilir (Mod 3) [75].

#### 2.5.4 Yenilenebilir enerjide üretimden kesinti

RES ve GES'ler iletim hattı veya işletme sorunları yaşanmasına neden olduğunda sistem operatörü üretimin tamamını kabul etmemektedir. Bu olay üretimden kesinti olarak adlandırılmaktadır [90]. RES'lerin kapasite faktörünün düşük olması iletim hattı tasarımını etkilemektedir. Değişken yapılarından dolayı entegrasyonlarında, kurulu gücün çalışma süresi kısa sayılmaktadır [91]. Mevcut kurulu gücün tamamı için iletim hattının yenilenmesi çoğu zaman ekonomik bir yöntem değildir. Bu nedenle sık sık ihtiyaç duyulmuyorsa üretimden kesinti daha ekonomik bir çözüm olabilmektedir [90, 91].



Ayrıca, iletim hattı kapasitesinin yetersiz olmasından dolayı meydana gelen sıkışıklık veya bölgesel şebeke kısıtlamaları, sistem operatörlerinin daha yüksek fiyata sahip kaynakları kullanmasını gerektirmektedir. İnşa sürelerindeki farklılıklardan dolayı, RES'ler gerekli iletim hattı projelerinden önce inşa edilebilmekte ve bunların üretimi, iletim hattı altyapısı devreye alınana kadar kesintiye uğrayabilmektedir. Bu durumda belirli aralıklarla gerçekleştirilen üretimden kesinti iletim hattının genişletilmesinden daha ekonomik bir çözüm olabilmektedir [90].

Termik santrallerin minimum çıkış güçleri de üretimden kesintinin nedenlerinden biridir. Sistemin ihtiyaç duyduğu aşağı doğru rezerv gereksinimini, RES ve GES'lerin sağlayamaması durumunda bu görevi termik santraller üstlenmektedir. Rezerv sağlayabilmek için santraller güç seviyelerini arttırmakta ve YE'den üretimin payını düşürmektedir. Ancak bu sorun modern rüzgar ve güneş santralleri için bir sorun oluşturmamaktadır. Termik santraller dışında hidroelektrik santrallerinin de çevresel nedenler ve sulama problemlerinden dolayı çıkış güçlerine limit uygulanabilmektedir [90].

Öte yandan üretimden kesinti, yüksek penetrasyon seviyelerinin ve geri beslemenin (fiderin tükettiğinden daha çok enerji üretmesi) engellenmesi için dağıtım sisteminde de uygulanmaktadır. Geri besleme, YE'nin değişkenliğinden dolayı gerilim kontrolü sorunlarına neden olabilmektedir. Altyapının bu tür bir işletme için dizayn edilmemiş olması ya da uyarlanmamış olması durumunda, geri besleme koruma cihazları için problem oluşturmaktadır [90].

Son olarak, sistem frekansının ve kararlılığının korunması için özellikle küçük veya ada sistemlerde senkronize olmayan üretim seviyelerinin sınırlanması gerekmektedir. Modern RES ve GES'ler şebekeye güç elektroniği elemanları ile bağlanmaktadır. Bu santraller, sisteme eylemsizlik kazandıran senkron generatörlerin yerini aldığı için bir arıza anında sistem frekansında ciddi dalgalanmalar olabilmektedir [90].

Dünya çapında yüksek YE oranlarına sahip birçok güç sistemi üretimden kesinti sorunlarıyla karşı karşıya kalmaktadır. YE kurulu gücünde lider olan Çin'de 2017 yılı sonu itibarıyla YE kurulu gücü 619 GW'tır. Bunun 341 GW'ını hidroelektrik enerji, 164 GW'ını RE ve 131 GW'ını GE oluşturmaktadır. Dolayısıyla üretimden kesinti sorununun en ciddi olduğu ülke Çin'dir [92]. Bu sorunun yapısal nedenleri zayıf şebeke, RE

kaynaklarının uzak bölgelerde kümelenmesi, yüksek kömür santrali oranı, yeterli piyasa mekanizmalarının bulunmamasıdır. Elverişsiz tarife garantisi, makul olmayan sevk öncelikleri, gerekli şebeke yönetmeliği eksikliği ve düşük rüzgar tahmini doğruluğu işletim zorluklarıdır [3].

Çin'de üretimden kesinti sorunu 2009 yılında İç Moğolistan bölgesinde başlamış ve 2010'da ülke çapına taşınmıştır. GE'de üretimden kesinti ise 2013 yılında ortaya çıkmıştır. 2013-2016 yılları arasında ülke çapında ortalama %15 GE'de üretimden kesinti gerçekleşmiştir. 2011-2015 yılları arasında ülke çapında ortalama %15 RE'de üretimden kesinti görülmüştür. 2016 yılında Çin'in kuzey bölgelerinde bu oran %43'e kadar çıkmıştır [93]. Çin'de 2016 yılında Ulusal Enerji İdaresi'nin verilerine göre RE'de üretimden kesinti ortalama %17 olmuştur (49.7 TWh) [94]. 2016 yılında, bir ada sistemi olan İrlanda ve Kuzey İrlanda'da 7620 GWh'lık RE'den üretimde 227 GWh'lık üretimden kesinti gerçekleşmiştir. Bu rakam bir önceki yıla göre 215 GWh azalmıştır. Bu kesintilerin %52'si sistemdeki sorunlardan, %48'i bölgesel şebeke sorunlarından kaynaklanmıştır. İrlanda, güç sisteminde Sistemdeki Asenkron Penetrasyon limiti %50 iken Mart 2016'da %55'e çıkarılmış ve Kasım 2016'da %60 denemeye başlanmıştır [95]. İtalya'da 2009-2014 yılları arasında üretimden kesinti konusunda önemli gelişmeler sağlanmıştır. Bu yıllarda GE'den kesintiye gidilmemiş, 2009'da %10,7 RE'deki kesinti 2014'te %0,8'e düşmüştür. Bu düşüş kesintilerin temel nedenlerinden biri olan güney-kuzey arasındaki iletim hattının yetersizliğini gidermek için yapılan yatırımlar ile sağlanmıştır. Öte yandan yüksek RE penetrasyonuna sahip Danimarka ve Portekiz'de kayda değer kesinti gözlemlenmemiştir. Portekiz'de yönetmelik gereği, teknik problemler dışında yenilenebilir üretimden kesintiye izin verilmemiştir. Danimarka ise 2016'da talebin aşıldığı 317 saat için komşu ülkelerle olan enterkoneksiyonlarını kullanarak üretimden kesintiye ihtiyaç duymamıştır [90]. Almanya'da ise, üretimden kesinti ile kullanılmayan enerji miktarı 2014 ve 2015 yıllarında bir önceki seneye göre üç katı artış göstermiştir. 2015 yılındaki kesintilerin tazminatı 478 milyon Euro olarak tahmin edilmektedir [96].

YE'de üretimden kesinti esneklik göstergelerinden biri olarak kabul edilebilmektedir. Yüksek kesinti miktarı, sistemin sahip olduğu oranlardaki değişken YEK'leri kullanabilecek kadar esnekliğe sahip olmadığını göstermektedir. Artan penetrasyon seviyeleriyle beraber kesinti sorunları da artabilmekte ve bu durum yeni yatırımlar için

caydırıcı bir sebep olabilmektedir.

### **2.5.5 İletim şebekesinin güçlendirilmesi ve genişletilmesi**

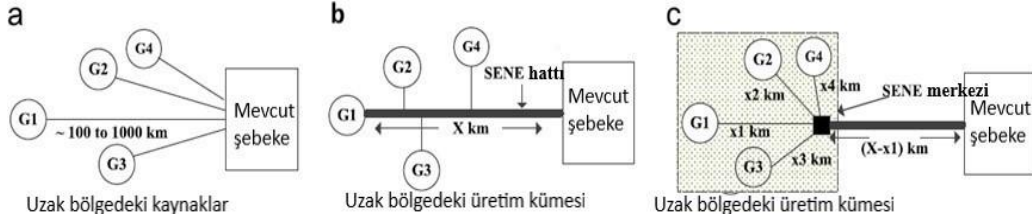
Geniş bir alana yayılmış enerji üretiminin dengelemesi, YE'den üretimin yoğun olduğu uzak bölgelere erişimin sağlanması, komşu ülkelerle alış-verişi kolaylaştırması ve uluslararası enerji piyasalarına bağlanması gibi esnekliği arttırıcı katkıları ile iletim hattının güçlendirilmesi YEK'lerin şebekeye entegrasyonunda önemli bir faktördür [2]. İletim hatlarının planlanmasında, işletilmesinde yedekler ve yük çeşitliliği değişken yenilenebilir üretimin dengelenmesine yardımcı olmaktadır. Dengeleme bölgesi genişledikçe YE'nin değişkenlik oranı düşmekte ve böylece güç sisteminin esnekliğini arttırabilmektedir [97].

YEK'lerin şebekeye entegrasyonunda da bazı zorluklar bulunmaktadır [98]. Doğal sorunlar YEK'lerin geniş bir coğrafi alana yayılmasından kaynaklı sorunlardır. Bir bölgedeki ciddi üretim artışı veya talep artışı iletim hattı planlanmasında belirsizliklere neden olmaktadır. Ayrıca uzak bölgedeki bir RES projesi iletim hattına erişim olmadan finanse edilememektedir. Bir iletim hattının plan, izin ve inşaa süresi 5-10 yıl kadar sürebilmektedir. İletim hattı da RES'in işletilmesi için hattın gerekliliği kanıtlanmadan inşaa edilememektedir. Üreticinin iletim hattı için önceden ödeme yapması bir dezavantaj ve daha yeni üreticilerin bu maliyete katılması tartışmalı bir konudur [98, 99].

Ekonomik açıdan değerlendirildiğinde uzak bölgelerdeki YEK'lerin şebekeye bağlantısı konvansiyonel sistemlere göre daha maliyetlidir [98]. İletim hattının ekonomik olarak işletilebilmesi için, yüksek fiyatlı bölge ile düşük fiyatlı bölge arasındaki fiyat farkının yıllık yatırım ve işletme maliyetlerinden daha fazla olması gerekmektedir. Bunu gerçekleştirebilmek için düşük fiyatlı iletim ile büyük miktarda enerji taşınması istenmektedir [99].

Teknik açıdan şebeke topolojileri ve bağlantı şekillerinden kaynaklı sorunlar bulunmaktadır. Uzak bölgedeki her santral şebekeye kendi başına bağlandığı verimli ve ekonomik olmayan "spagetti" şebeke bağlantısı ortaya çıkmaktadır (Şekil 2.8.a). Bir bölgenin yüksek gerilim hattı ile tüketim merkezine bağlandığı SENE (scale efficient network extension) yapısı (Şekil 2.8.b), daha sonra inşaa edilebilecek santraller de düşüldüğünde daha kullanışlıdır. Bir başka seçenek ise SENE yaklaşımına bir merkez eklenmesi ile oluşturulmaktadır (Şekil 2.8.c). İletim hattı teknolojisi göz önüne

alındığında belirli bir bölgede binlerce MW'lık üretim varsa ilave bir Yüksek Doğru Gerilim (HVDC) hattına da gerek duyulabilmektedir [98].



**Şekil 2.8.** Uzak bölgedeki üretimin bağlantısı için iletim hattı topolojileri [98]

Almanya'da RE'den üretimin yoğunluğu kuzeyde iken tüketim yoğunluğu güneydedir. Bu yüksek miktardaki uzun mesafeli iletim şebekede darboğazlara neden olmaktadır. Bu sıkıntının giderilmesi için güç aktarımı, yurt içi iletim hattı yerine komşu ülkelerin (Polonya, Çek Cumhuriyeti, Hollanda ve Belçika) iletim hatları üzerinden gerçekleştirilmektedir [100]. Bu soruna işaret eden Malek vd. [101] Almanya'da rüzgar ve güneş enerjisinden üretimin artmasıyla özellikle Avusturya ve Polonya şebekelerinde sıkışıklık gözlemleneceğini belirtmektedir.. Nükleer (2022 yılına kadar 8386 MW) ve konvansiyonel santrallerin devreden çıkarılması ile güneydeki üretim önemli derecede düşecektir. Bu bölgedeki arz güvenliğinin sağlanması için konvansiyonel santrallerin, YEK'lerin ve depolamanın (örneğin İskandinav ülkeleri) bulunduğu bölgelere ilave iletim hattı kapasitesi ihtiyacı oluşacaktır. Bu yüzden Almanya iki tane uzun mesafeli HVDC iletim hattını (Şekil 2.9) 2025 yılında devreye almayı planlamaktadır [100].



**Şekil 2.9.** Almanya iletim hattının güçlendirilmesi gereken güzergahlar [102]

Avrupa Elektrik İletim Sistem Operatörleri Birliği (ENTSO-E) 2010'da 10 Yıllık Şebeke Geliştirme Planı (TYNDP) adı altında ulusal ve bölgesel yatırım planları ile Avrupa çapında bir proje başlatmıştır. Özellikle Avrupa Birliği'nin belirlediği hedefler doğrultusunda, YE entegrasyonunun daha ekonomik sağlanması hedeflenmiştir. Projenin 2016 yılı raporunda Avrupa kıtası 6 bölgeye ayrılarak bölgesel yatırım planları sunulmuştur [102].

Yeni iletim hatlarının inşasında toplumsal muhalefet de gecikmeler meydana getirmektedir [103]. İletim kapasitesinin dinamik değerlendirilmesi ve güç akışının daha iyi kontrolü ile mevcut hatların daha verimli kullanılması da alternatif bir çözümdür. Faz değiştirici, HVDC iletim hatları ve Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri (FACTS) gibi güç akışı kontrolü sağlayan ekipmanlar ile neredeyse iletim hattı kapasitesinin tamamına yakını kullanılmaktadır. Sonuç olarak daha yüksek penetrasyon seviyelerinde iletim hattının güçlendirilmesi kaçınılmazdır [104].

## **2.6 Yenilenebilir Enerji Penetrasyonundaki Artış ile Şebeke Yönetmeliklerinin Değişimi**

Bir güç sisteminin güvenilir, kararlı ve düşük maliyetle işletilmesi için gerekli regülasyonlar, şebeke yönetmeliği olarak adlandırılmaktadır. Bu yönetmelikler, iletim sistemi kullanıcıları ve dağıtım sistemine bağlı olan ancak iletim sistemini etkileyen diğer kullanıcıların yükümlülüklerini, uymaları gereken tesis tasarım ve işletme kurallarını, iletim sisteminin planlanması ve sistem güvenliğine ilişkin koşulların dikkate alınarak işletilmesi için uyulması gereken hususları kapsamaktadır [105].

Şebeke yönetmelikleri geleneksel olarak senkron generatör bazlı elektrik santrallerinin şebekeye bağlantısı için geliştirilmiştir. Öte yandan, ilk başlarda elektrik üretimi için YEK'lerin, konvansiyonel santrallere göre oranı çok düşük olsa da son dönemde artmıştır. Dolayısıyla güç sisteminin kararlı bir şekilde işletilebilmesi açısından YE üretim santralleri için yönetmeliklerin hazırlanması ihtiyacı doğmuştur.

Hali hazırda YEK'lerin entegrasyonu için gerekli standartlar ulusal bazdadır. Geçmişte elde edilen tecrübeleri ve başka ülkelerin uygulamalarını da göz önünde bulundurarak ülkeler, gerekli durumlarda şebeke yönetmeliklerini güncellemektedir. Farklı ülkelerdeki şebeke yönetmelikleri, temel hedeflerin aynı olmasından dolayı benzerdirler.

Genel olarak benzerlik gösterebilir de şebeke yönetmelikleri çeşitli nedenlerden dolayı

içerik ya da talep edilen değerler bakımından farklılık gösterebilmektedir. Bu nedenlere, ülke çapında şebekenin nasıl yönetildiği, YE'den üretimin bulunduğu gelişme safhası, güç sisteminin özellikleri ve farklı operatörler örnek olarak gösterilebilmektedir [106].

Teknik şartlara bakıldığında gerilim toleransı, normal şartlar altında genellikle nominal değer  $\pm\%10$ 'u arasındadır. Öte yandan frekans toleransı çok daha azdır ve büyük enterkonnekte sistemlerde  $\pm\%2$  aralığındadır. Verilen toleranslar dışında santraller, arızanın büyüklüğüne göre belirli bir süre için sisteme bağlı kalmak zorundadır. Belirlenen bu zaman aralıkları, sistem operatörünün arızalara önlem alması için süre tanımaktadır [107].

### 2.6.1 Şebeke Yönetmeliklerindeki Gerekli Değişiklikler

Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı (IRENA), değişken YEK'lerin penetrasyon seviyesine göre şebeke yönetmeliklerine eklenmesi gereken teknik şartlar Şekil 2.10'da sıralanmıştır [107].



Şekil 2.10. Değişken yenilenebilir penetrasyonuna göre gerekli teknik şartlar [107]

RES'ler daha yaygın ve olgun bir teknoloji olmasından dolayı ağırlık şebekeye bağlantıları konusuna verilmiştir. Sadece Almanya, Danimarka, İspanya ve İtalya gibi ülkeler GES'lere özel teknik şartlar aramaktadır.

Örneğin, birçok RES'in şebekeye bağlantı standardı, aşağıdaki detayları barındıran teknik şartlardan oluşmaktadır [106]:

- 1) Sürekli işletme için gerilim aralığı
- 2) Sürekli işletme için frekans aralığı

- 3) Aktif güç ayar değeri ve rampalama oranı kontrolü
- 4) Reaktif güç (güç faktörü) kontrolü ve gerilim regülasyonu
- 5) Arıza sırasında devrede kalma (LVRT)
- 6) Güç kalitesi (flikler, harmonikler, gerilim dalgalanması).

Şebeke yönetmeliklerinin geliştirilmesi işlemi, enerji politikalarıyla koordinasyon içerisinde yürütülmelidir. Aksi takdirde sistemin işletilmesi açısından problemler ortaya çıkabilmektedir. Örneğin Almanya’da GES’lerin oranının düşük olduğu dönemde, alçak gerilim (AG) şebekesine bağlı santraller için sistem frekansı 50,2 Hz’in üzerine çıktığında devre dışı kalma zorunluluğu bulunmaktaydı. Ancak GES’lerin hızla artmasıyla beraber devre dışı kalma şartı, sistem kararlılığı için bir tehdit oluşturmaya başlamıştır. Erken safhada şebeke yönetmeliğine eklenen bu şart, yüksek oranda değişken YEK için uygun olmadığından daha sonra teşvik programlarıyla düzeltilmiştir. Onlarca GW güce sahip GES’in yüksek frekans durumunda devre dışı kalması, sistemin çökmesine neden olabilmektedir. 2012’deki güncellemeler, frekansla orantılı kademeli bir güç düşüşü getirmiş ve mevcut santrallerin yönetmeliğe uyarlanması için teşvik verilmesi gerekmiştir [107].

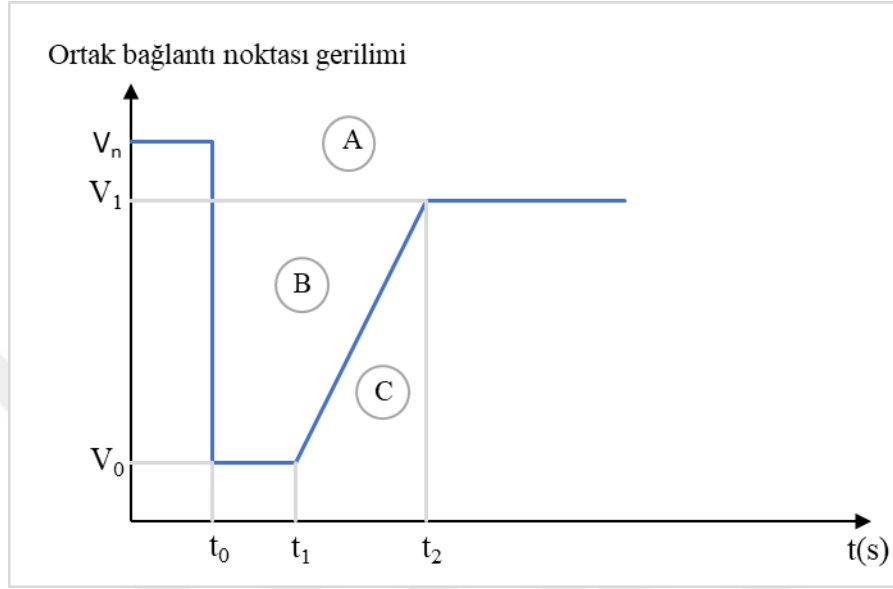
#### **2.6.1.1 Arıza sırasında devrede kalma**

Değişken YEK’lerin artan oranıyla beraber şebeke yönetmeliklerine eklenen en önemli şartlardan biri, arıza sırasında devrede kalmadır. Kısa devre gibi arızalarda gerilim, arıza temizlenene kadar normal değerinin altına düşmektedir. Konvansiyonel generatörler bu tip arızalarda devrede kalıp şebekeye yüksek akım enjekte ederek gerilim çöküşünün yayılmasını minimize etmeye yardımcı olmaktadır [107].

YE santrallerinin düşük oranda olduğu durumlarda, gerilim, belirli bir değerin altına düştüğünde santrallerin devre dışı kalmaları sistemin kararlılığına bir etki etmemektedir. Ancak daha yüksek oranlarda, çok sayıda santralin devre dışı kalmasıyla, primer rezervlerin kapasitesini aşan bir güç kaybı yaşanabilmektedir. Bu da sistemde peş peşe arızalara neden olmaktadır. Bundan dolayı güncel şebeke yönetmeliklerinin çoğu, değişken YE santrallerinin, gerilim çöküşlerinde belirli bir süre için devrede kalmalarını ve arıza sonrası gerilimin düzelmesine katkıda bulunmalarını talep etmektedir [107].

Arıza sırasında devrede kalma karakteristiklerinde (Şekil 2.11) üç ana bölge bulunmaktadır. A bölgesinde santral sürekli olarak çalışmaktadır. B bölgesinde, belirli bir

süre boyunca santral sisteme bağlı kalmalıdır. C bölgesinde ise sistemin şebekeye bağlı kalma zorunluğu bulunmamaktadır. Bunun dışında,  $V_n$  nominal gerilim değerini,  $V_0$  gerilim çöküşündeki alt limit değerini,  $V_1$  ise arızanın temizlenmesinden sonra ulaşılan güvenli gerilim değerini göstermektedir [108].



**Şekil 2.11.** Arıza sırasında devrede kalma karakteristiği [108]

#### Danimarka

Danimarka sistem operatörü Energinet, şebeke yönetmeliğinde santralleri kurulu güç bakımından 11 kW'a kadar ve 11 kW'ın üzerinde olmak üzere ikiye ayırmıştır. 11 kW'ın üzerindeki santraller de bağlantı noktalarındaki anma güçlerine göre 4 kategoride toplanmıştır (Tablo 1). Ayrıca Energinet, GES ve RES'ler için farklı teknik şartlar talep etmiştir [109, 110].

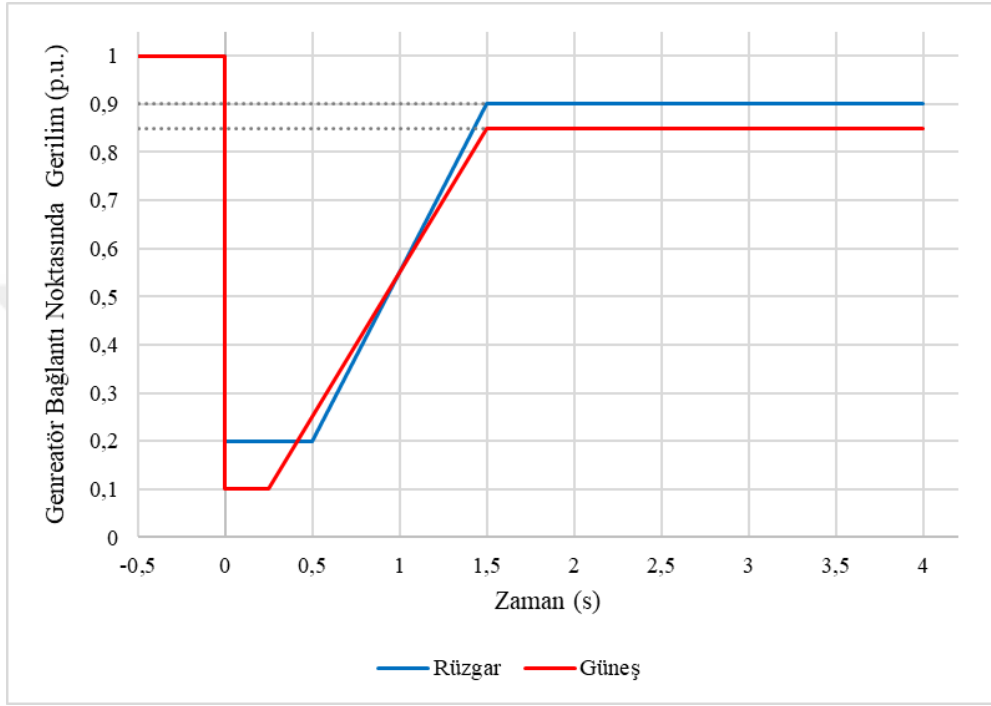
**Tablo 2.2.** Danimarka'da 11 kW'ın üzerindeki santrallerin kategorileri [109, 110]

| Kategori | Anma gücü ( $P_n$ )  |
|----------|--|
| A2       | $11 \text{ kW} < P_n \leq 50 \text{ kW}$                         |
| B        | $50 \text{ kW} < P_n \leq 1.5 \text{ MW}$                        |
| C        | $1.5 \text{ MW} < P_n \leq 25 \text{ MW}$                        |
| D        | $P_n > 25 \text{ MW}$ veya 100 kV üzeri gerilim seviyesine bağlı |

C ve D kategorileri ve tüm fazlardaki arızalar için ortak bağlantı noktasında meydana gelebilecek nominal gerilimin %10'una varan gerilim düşüşlerinde, GES'ler en az 250 ms süre boyunca sisteme bağlı kalmalıdır. Arızanın temizlenmesinin ardından 1,25 s



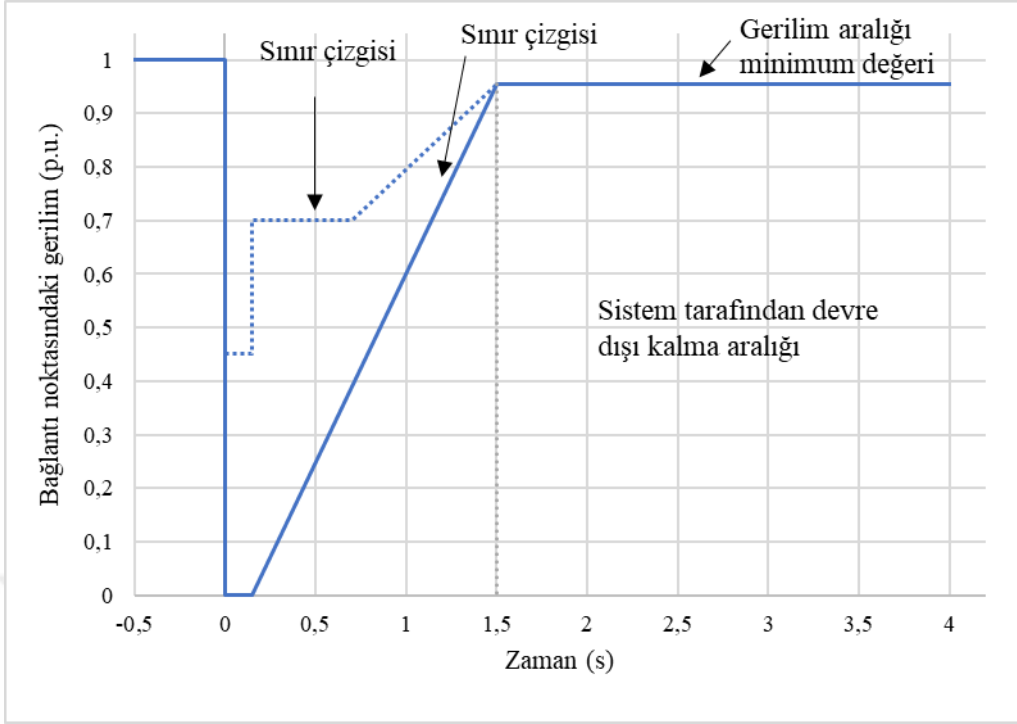
zarfında gerilimin, nominal değerin %85'ine yükselmesi istenmektedir. Öte yandan RES'ler için minimum gerilim düşüşü, nominal gerilimin %20'si olarak belirlenmekte ve 500 ms süre tanınmaktadır. Arıza sonrası gerilim ise %90'dır. B bölgesinde santralin sisteme bağlı kalarak, kontrollü ek reaktif akım miktarı ile azami gerilim desteği sağlanması istenmektedir (Şekil 2.12) [109, 110].



**Şekil 2.12.** Danimarka'da RES ve GES'ler için arıza sırasında devrede kalma karakteristiği [109, 110]

### Almanya

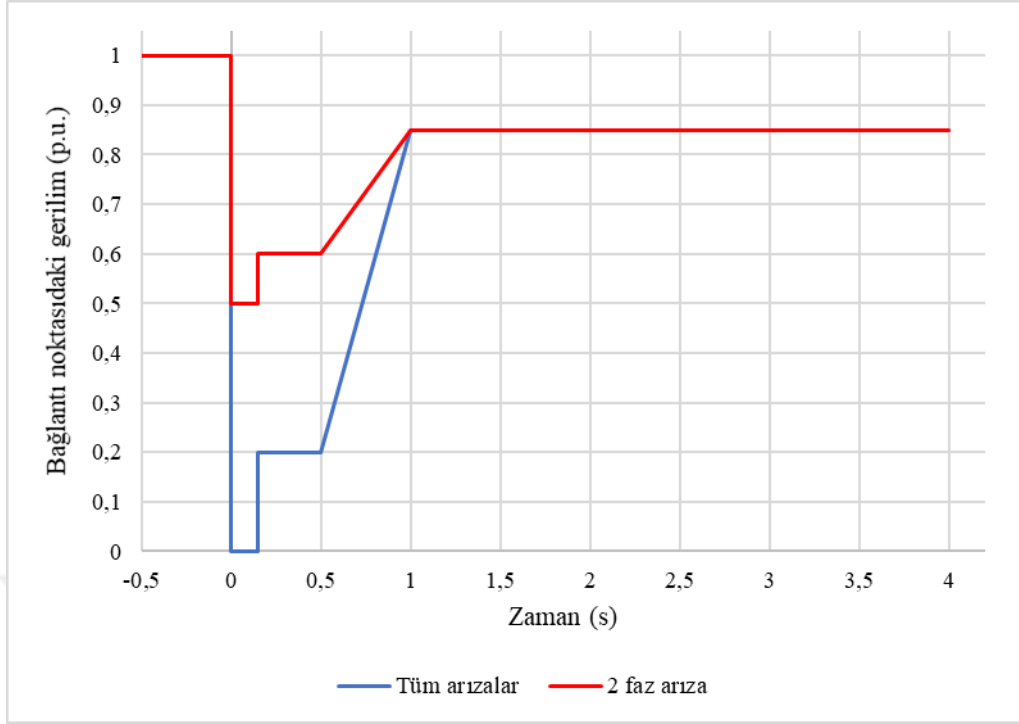
Almanya şebeke yönetmeliği Transmission Code [111], santralleri Tip 1 ve 2 olarak ayırmaktadır. SG'lerin doğrudan şebekeye bağlandığı santraller Tip 1, bu tanıma uymayanlar ise Tip 2 olarak kabul edilmektedir. Şekil 2.13'de görüleceği üzere, sınır çizgisi 1'in üzerinde, 3 faz kısa devre veya simetrik arızalar, bir santralin devre dışı kalmasına neden olmamalıdır. İki sınır çizgisi arasındaki bölgede, santraller devre dışı kalmadan sisteme reaktif akım enjekte edebilmelidir. Sınır çizgisi 2'nin altında kalan bölgede ise santrallerin kısa süreli devre dışı kalmasına izin verilmektedir. Arıza sonrası ulaşılabilecek gerilim değeri ise santralin bağlı olduğu gerilim seviyesinin yönetmelik tarafından belirlenmiş minimum değerine eşit olmalıdır.



**Şekil 2.13.** Almanya arıza sırasında devrede kalma karakteristiği [111]

### İspanya

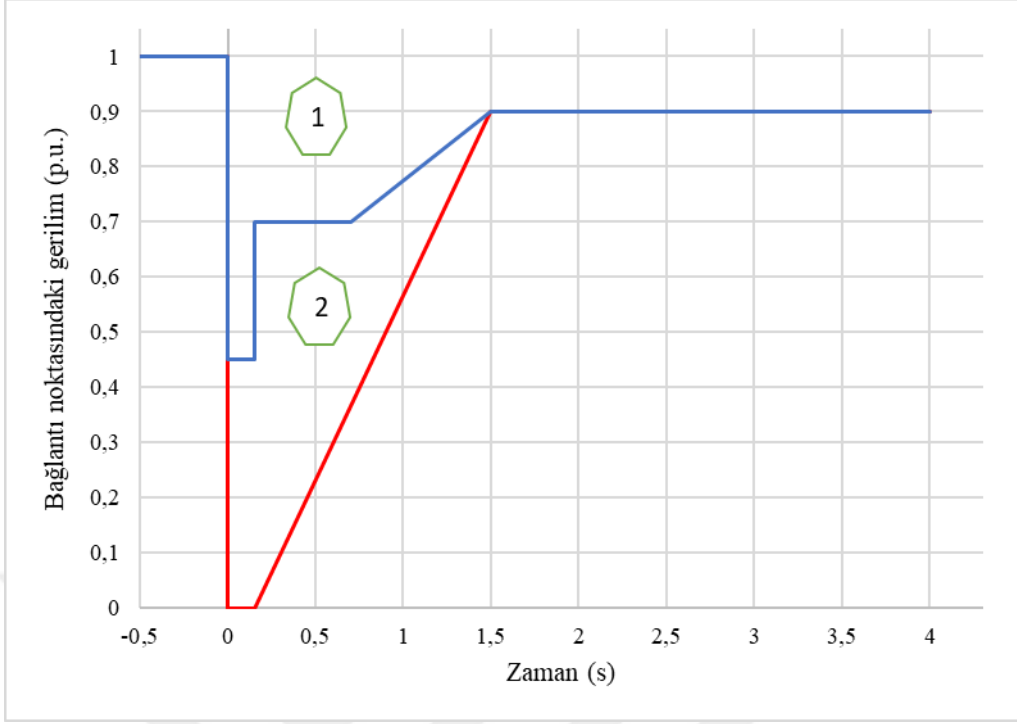
İspanya'da iletim sistemine bağlı RES ve GES'ler, dağıtım sistemine bağlı 10 MW'ın üzerinde kurulu gücü olan tüm RES ve GES'ler P.O. 12.2 [112] sayılı teknik şartnameye göre arıza sırasında devrede kalmalıdır. Tüm arızalar için santrallerin %0'a düşen gerilime rağmen 150 ms boyunca sistemde kalmaları istenmektedir. İki faz arızalarda ise nominal gerilimin %50'sine varan gerilim düşüşlerinde, santraller yine 150 ms devrede kalmalıdır (Şekil 2.14) [113].



Şekil 2.14. İspanya arıza sırasında devrede kalma karakteristiği [112]

### Türkiye

Türkiye’de 28/5/2014 tarihli Resmi Gazete’de yayınlanan şebeke yönetmeliğinde [105] yer alan Ek-18’e göre iletim sistemine bağlı RES ve GES’ler, dağıtım sistemine orta gerilim seviyesinden bağlı GES’ler ve kurulu gücü 10 MW üzerinde olan dağıtım sistemine bağlı RES’ler için arıza sırasında devrede kalma karakteristikleri Şekil 7’de gösterilmektedir. Arıza sonrası gerilim seviyesi, nominal gerilimin %90’ı olarak belirlenmiştir. Tüm arızalar için 1 ve 2 numaralı bölgelerde santraller şebekeye bağlı kalmalıdır (Şekil 2.15). Dikkat çeken bir nokta Türkiye ve Almaya şebeke yönetmeliklerindeki arıza sırasında devrede kalma karakteristiklerinin tamamıyla aynı olduğudur.



Şekil 2.15. Türkiye arıza sonrası sisteme katkı karakteristiği [105]

### 2.6.1.2 Gerilim ve frekans sınırları

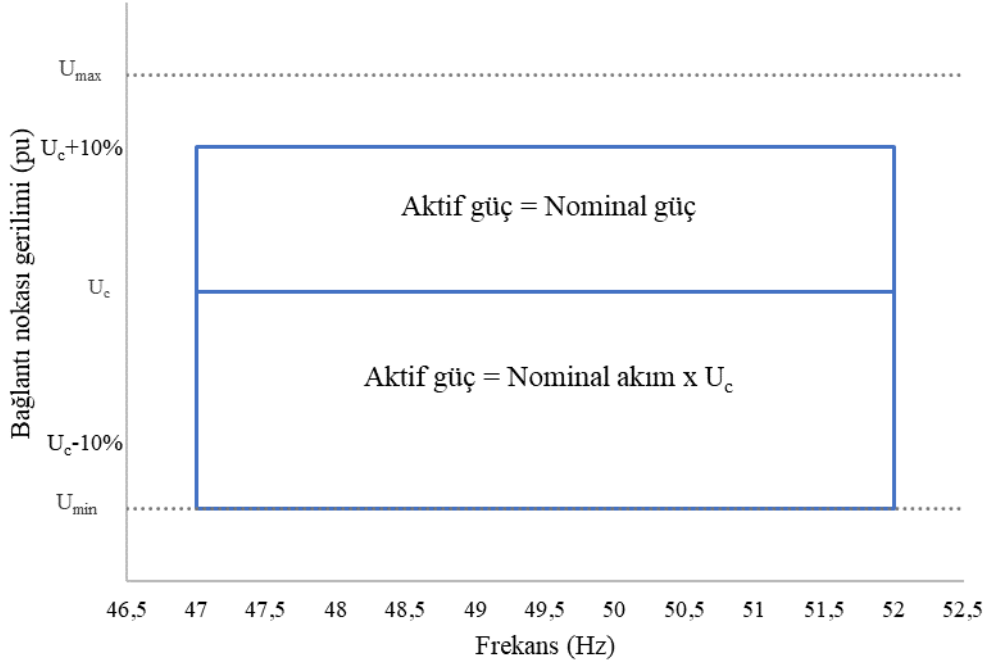
Güç sisteminin frekansı, üretim ile tüketim arasındaki dengenin bir göstergesidir. Planlı üretim veya tüketimdeki herhangi bir değişim, sistem frekansının nominal değerinden sapmasına neden olmaktadır. Yükteki ani bir artış, frekansta düşüşü tetiklemekte ve tekrar nominal değerine gelebilmesi için primer kontrol tarafından üretimin artırılması gerekmektedir. Düşük frekans değerleri ise üretim tesislerinin beklenmedik şekilde devre dışı kalmasının bir sonucudur. Öte yandan aşırı frekans ise yükte düşüş veya üretimin beklenmedik şekilde artışıyla meydana gelmektedir [114].

Şebeke yönetmelikleri, RES ve GES'lerin normal işletme koşullarını oluşturan gerilim ve frekans değerleri içerisinde sürekli olarak işletilmesini istemektedir. Ayrıca, bu şartların dışında da belirli sürelerle santrallerin devrede kalmaları talep edilmektedir. RES'ler daha geniş frekans aralığında devrede kalma yetisi sayesinde anormal şartlar altında sistemi desteklemekte ve sistem frekansının daha hızlı düzelmesini sağlamaktadır [114].

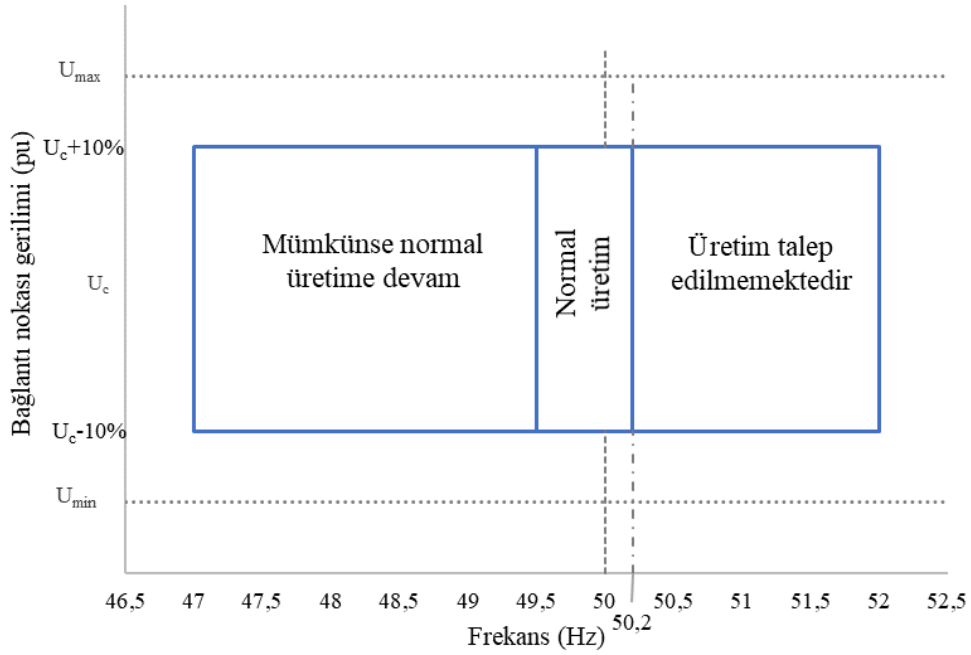
#### Danimarka

Danimarka'da, şebeke bağlantı noktasında meydana gelen  $\pm\%10$ 'a kadar olan gerilim dalgalanmaları (0,9–1,1 pu) normal işletme koşulları arasındadır. Normal işletme frekansı ise GES'ler için 47-52 Hz, RES'ler için ise 49,5-50,2 Hz arasındadır. GES'ler için

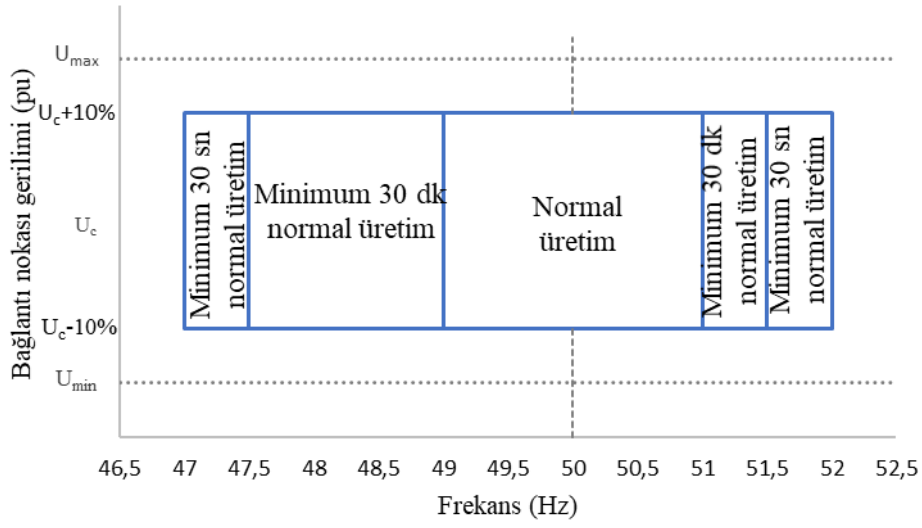
minimum devrede kalma süreleri belirtilmemekte ve istenilen karakteristik Şekil 2.16’da gösterilmektedir. RES’lerde ise, A2 kategorisi için Şekil 2.17’de ve B,C, D kategori santraller için talep edilen süreler Şekil 2.18’de gösterilmektedir [109, 110].



Şekil 2.16. Danimarka gerilim-frekans sınırları [109, 110]



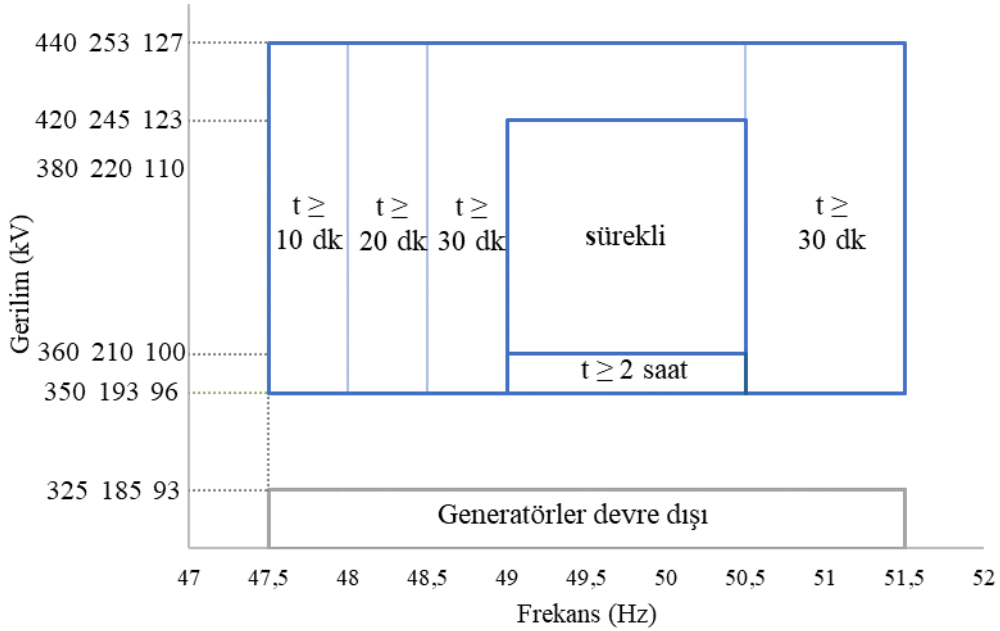
Şekil 2.17. Danimarka A2 kategorisi rüzgar santralleri gerilim-frekans sınırları [109, 110]



**Şekil 2.18.** Danimarka B,C,D kategori rüzgar santralleri gerilim-frekans sınırları [109, 110]

#### Almanya

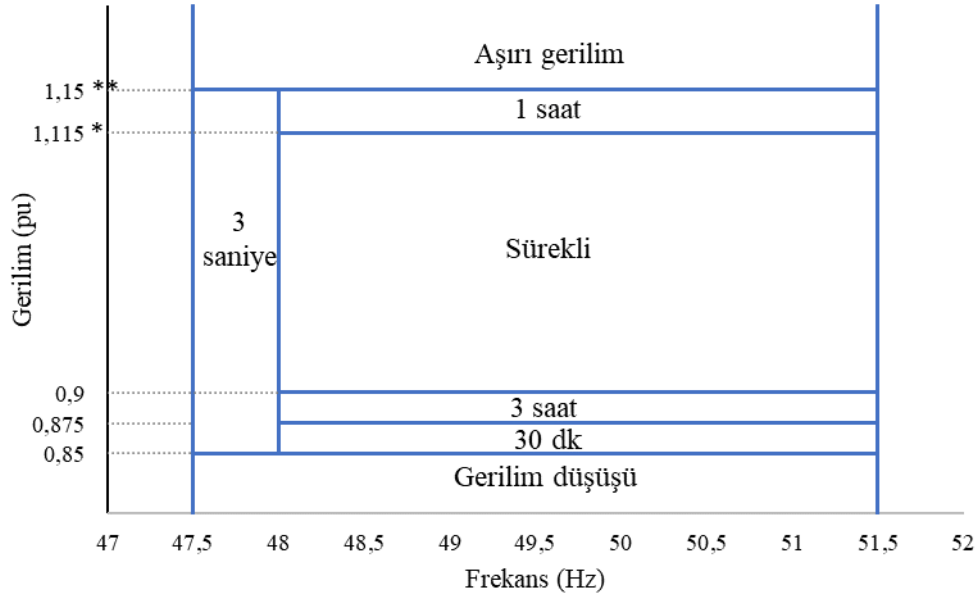
Almanya’da, şebeke bağlantı noktasında meydana gelen  $\pm\%10$ 'a kadar olan gerilim dalgalanmaları (0,9–1,1 pu) normal işletme koşulları arasındadır. Normal işletme frekansı ise 47,5- 51,5 Hz aralığındadır. Gerilim ve frekans değerlerine göre minimum devrede kalma süreleri Şekil 2.19’da gösterilmektedir [111].



**Şekil 2.19.** Almanya gerilim-frekans sınırları [111]

## İspanya

İspanya için normal işletme gerilimi belirlenen seviyelerin %90 ile %111,5'i arasındadır. Nominal işletme frekansı ise Almanya'da olduğu gibi 47,5- 51,5 Hz'dir. 48 Hz altındaki gerilim ve frekans değerlerine göre minimum devrede kalma süreleri Şekil 2.20'de gösterilmektedir [112].



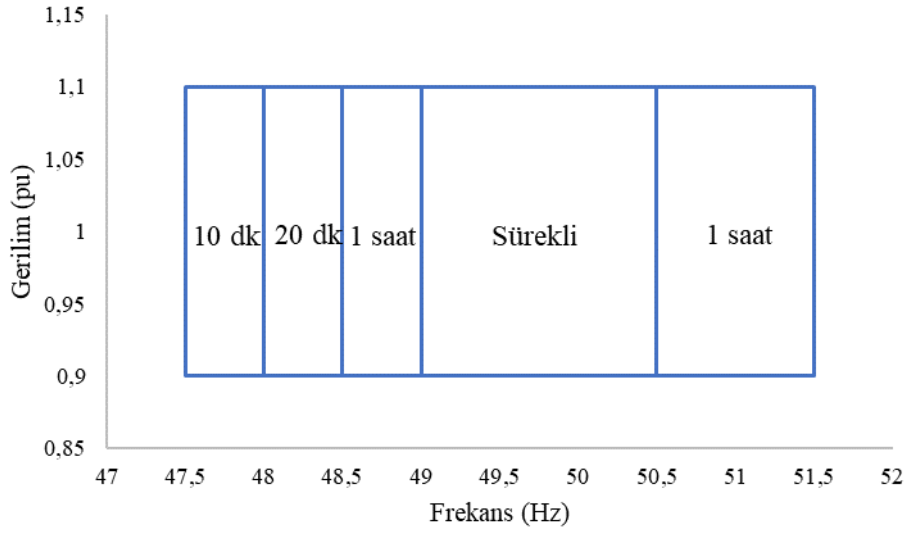
\* 400 kV gerilim seviyesi için 1,115 pu yerine 435 kV kabul edilmektedir

\*\* 400 kV gerilim seviyesi için 1,15 pu yerine 440 kV kabul edilmektedir

**Şekil 2.20.** İspanya gerilim-frekans sınırları [112]

## Türkiye

Şebeke bağlantı noktasında meydana gelen  $\pm\%10$ 'a kadar olan gerilim dalgalanmaları (0,9–1,1 pu) normal işletme koşulları arasındadır. Normal işletme frekans aralığı ise 47,5- 51,5 Hz'dir ve minimum çalışma süreleri Şekil 2.21'de gösterilmektedir [105]. Tablo 2.3'de ise incelenen ülkelerin gerilim-frekans sınırları karşılaştırmalı olarak gösterilmektedir.



Şekil 2.21. Türkiye gerilim-frekans sınırları [105]

Tablo 2.3. 0,9-1,1 pu gerilim seviyelerinde santrallerden talep edilen minimum çalışma süreleri

| Frekans | Almanya   | İspanya  | Türkiye   | Danimarka |
|---------|-----------|----------|-----------|-----------|
| 52      |           |          |           |           |
| 51,5    |           |          |           | 30 saniye |
| 51      | 30 dakika |          | 1 saat    | 30 dakika |
| 50,5    |           |          |           |           |
| 50      |           |          |           |           |
| 49,5    |           |          |           |           |
| 49      | 30 dakika |          | 1 saat    |           |
| 48,5    | 20 dakika |          | 20 dakika | 30 dakika |
| 48      | 10 dakika | 3 saniye | 10 dakika |           |
| 47,5    |           |          |           | 30 saniye |
| 47      |           |          |           |           |



### 2.6.1.3 Aktif güç ve frekans kontrolü

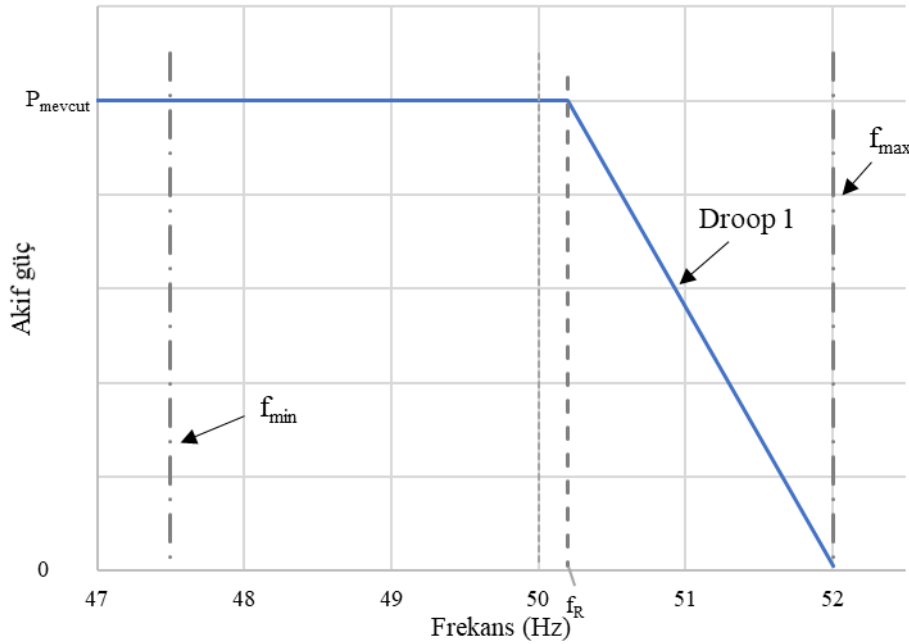
Aktif güç kontrolü, YEK'lerin aktif güçlerini belirlenen seviyeye belirli bir rampalama oranı ile ayarlayabilme yetisidir. Bu gereksinimler sistemin frekansını sabit tutmayı sağlamak, iletim hatlarının aşırı yüklenmesini önlemek ve YEK'lerin dinamik çalışmasının etkilerini azaltmak için talep edilmektedir [114].

#### Danimarka

##### Frekans tepkisi

Santraller, meydana gelecek frekans sapmalarında şebekenin kararlılığını koruyabilmek için şebeke operatörü tarafından belirlenen frekans değerinin ( $f_R$ ) üzerinde otomatik olarak aktif çıkış güçlerini azaltmalıdır (Şekil 2.22). Standart  $f_R$  (belirlenen hız düşümü değerinde santralin aşağı doğru regülasyona başladığı frekans) değeri 50,2 Hz'dir ve 50-52 Hz aralığında ayarlanabilir olmalıdır [109, 110].

Hız düşümü değeri (droop-şebeke frekansının fonksiyonu olarak aktif gücün değişimi), santralin anma gücünün %2-%12'si arasında ayarlanabilmelidir. Standart hız düşümü değeri, santralin anma gücünün %4'dür. Ayrıca frekans tepkisi, şebeke frekansında bir değişim saptanmasının ardından en geç 2 s içinde aktif olmalı ve 15 s içinde tamamlanmalıdır [109, 110].



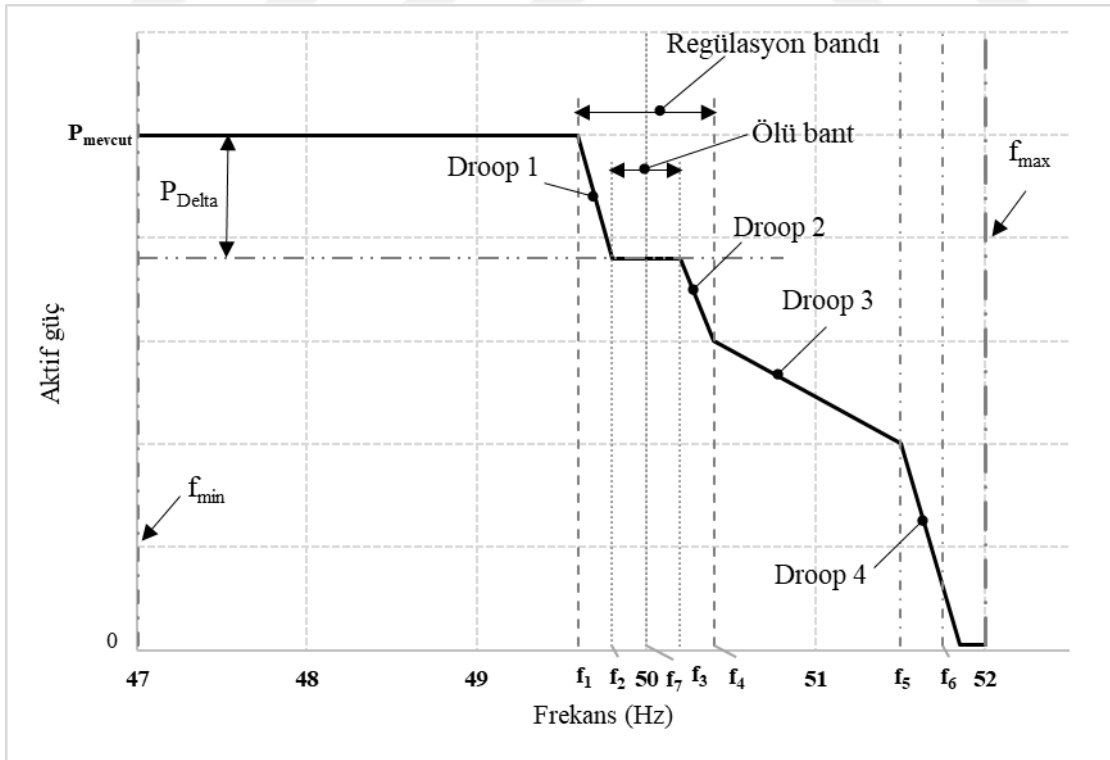
Şekil 2.22. Danimarka YE santralleri için frekans tepkisi [109, 110]

## Frekans kontrolü

Danimarka'da, sadece C ve D kategorilerindeki GES'ler için frekans kontrolü yükümlülüğü getirilmiştir. RE'de ise bu gereksinim sadece D kategorisindeki santraller için geçerlidir [109, 110].

Yönetmeliğe göre frekans kontrolü fonksiyonunun, Şekil 2.23'te gösterildiği gibi  $f_{min}$ ,  $f_{max}$  ve  $f_1$ - $f_7$  frekanslarının 47-52 Hz aralığında ve 10 mHz doğruluk payıyla ayarlanabilecek şekilde olmasını talep edilmektedir. Ayrıca,  $f_1$ - $f_4$  arası frekans noktalarının amacı çeşitli frekans tepkisi eğrileri üreterek, frekans yan hizmeti için ihtiyaç duyulan kritik güç gereksinimlerinin sağlanmasıdır. Frekans noktaları arasında kontrolün sağlanması için talep edilen "droop" değeri Şekil 2.23'te gösterilmektedir. Bu bağlamda "droop", şebeke frekansının bir fonksiyonu olarak aktif güçteki değişimdir ve santralin nominal çıkış gücünün oranı olarak verilmektedir [109, 110].

Şekil 2.23'te  $P_{Delta}$ , mevcut aktif gücün, gerektiğinde (frekans düşüşü gibi durumlarda) yukarı doğru rezerv olarak kullanılmak üzere ne kadar azaltıldığını göstermektedir. Şekilden de fark edileceği üzere frekans kontrolünün amacı  $f_1$ 'in üzerindeki frekanslarda şebekeye verilen aktif gücü sınırlamaktır [109, 110].



Şekil 2.23. Danimarka YE santralleri için frekans kontrolü [109, 110]

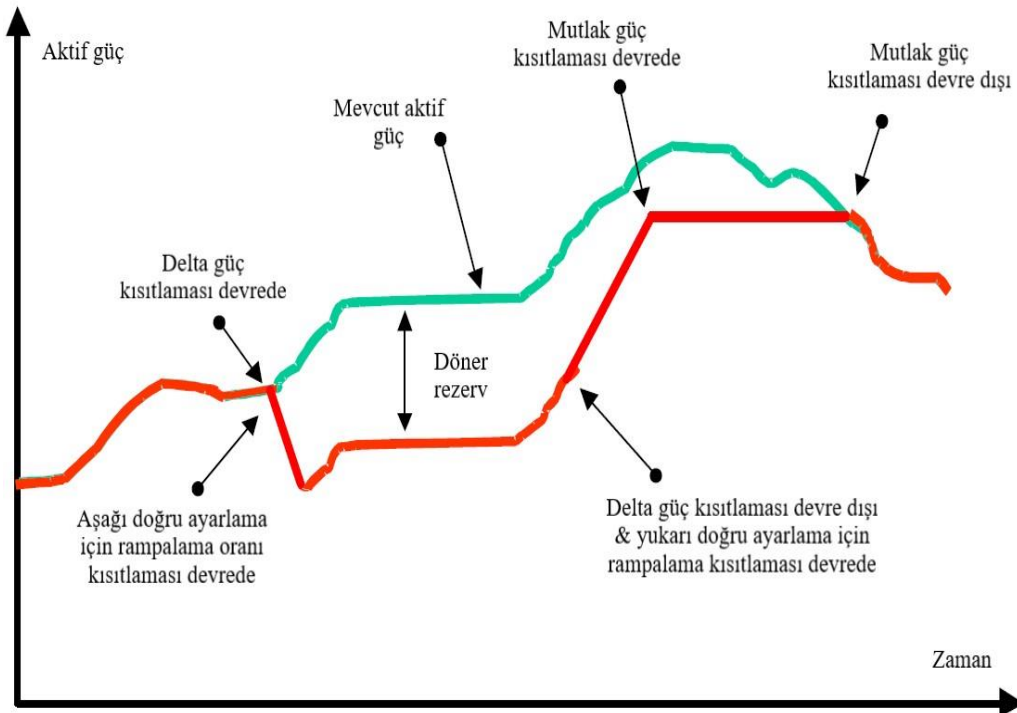
## Kısıtlama fonksiyonları

RES ve GES'lerdeki aktif güç kontrolünün, enerji kaynaklarındaki değişkenliğe ayak uydurabilmesi gerekmektedir. Danimarka'da aktif güç kontrolü üç ana gereksinim olarak sunulmuştur. Bunlar mutlak güç kısıtlama, delta gücü kısıtlama ve rampalama oranı kısıtlamadır ve Şekil 2.24'te gösterilmektedir [109, 110].

Mutlak güç kısıtlaması, bağlantı noktasındaki gücü, operatörün iletmediği ayar değerleri tarafından belirlenen maksimum güç sınırında tutmak için kullanılmaktadır. Bunun ana nedeni de kritik durumlarda şebekenin aşırı yüklenmesini önlemektir [109, 110].

Delta güç kısıtlaması ise santralin çıkış gücünü, mevcut aktif gücünün altında istenen bir değerde sınırlamak için kullanılmaktadır. Bu şekilde, gerektiğinde yukarı doğru rezerv imkanı sağlanmaktadır [109, 110].

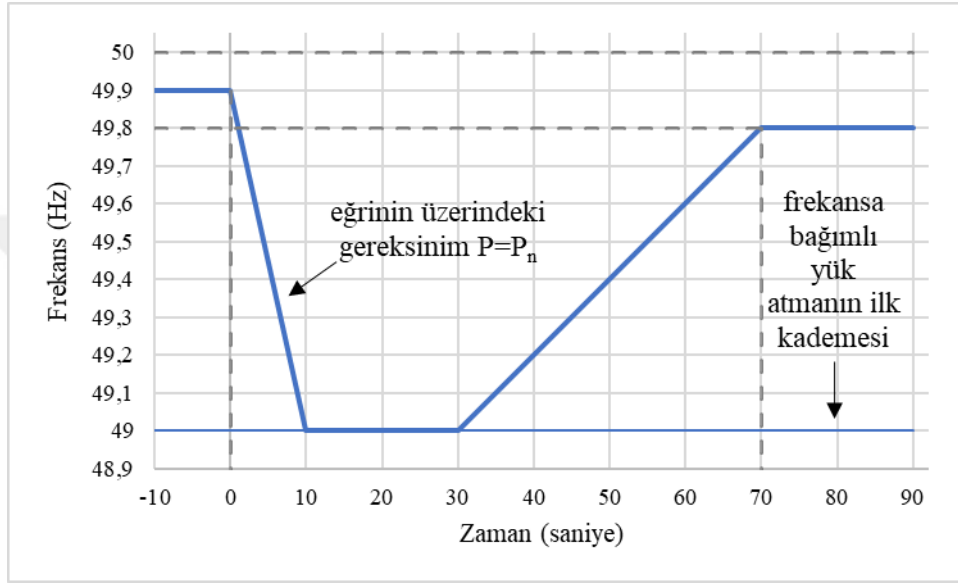
Rampalama oranı kısıtlaması, güç çıkışındaki değişimlerde veya talep edilen referans değerlerinde, aktif gücün değişim hızını belirlemektedir. Böylece sistemin kararlılığını etkileyebilecek hızlı aktif güç değişimleri engellenmektedir [109, 110].



Şekil 2.24. Danimarka aktif güç kısıtlama fonksiyonları [109, 110]

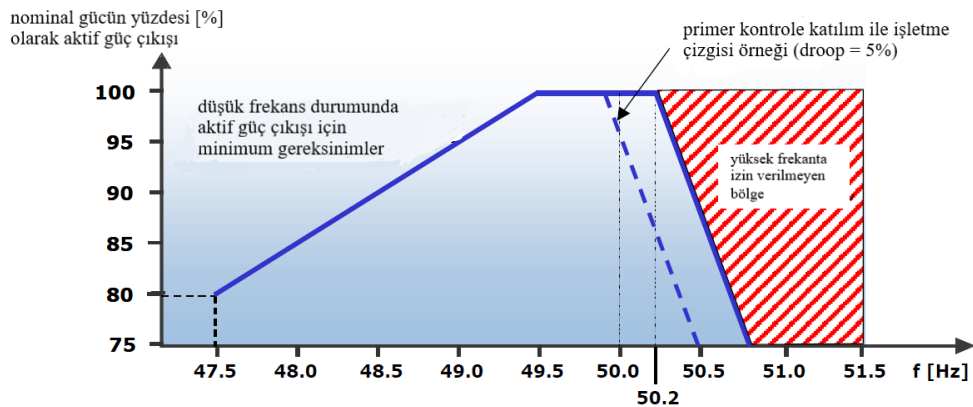
## Almanya

Almanya’da yönetmelik, üretim tesislerinin düşük çıkış gücünde çalışabilmelerini talep etmektedir. Minimum kararlı üretim seviyeleri tesis işletmecisi ile sistem operatörü arasındaki ikili anlaşmalarla belirlenmektedir. Üretim tesisi, Şekil 2.25’te belirlenmiş çizginin üzerindeki frekans düşüşlerinde önceden belirlenmiş aktif gücünü, nominal gücünde işletilse bile düşürmemelidir.



**Şekil 2.25.** Almanya santrallerinin aktif güçlerini koruması gereken frekans grafiği [111]

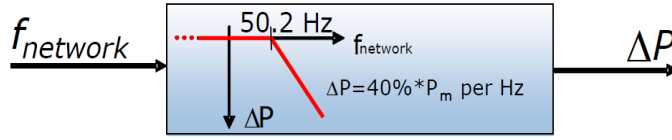
Ayrıca minimum kararlı çıkış gücü ile sürekli çıkış gücü arasındaki değerlerde rampalama oranı en azından dakikada nominal gücün %1’i olmalıdır. Aktif çıkış gücü-frekans karakteristiği Şekil 2.26’da gösterilmektedir.



**Şekil 2.26.** Almanya aktif güç-frekans karakteristiği [111]

Yenilenebilir enerjiye dayalı bütün üretim tesisleri, aktif güç düşüşünde operatör tarafından talep edilen değere, devre dışı kalmadan dakikada en azından şebekeye

bağlantı kapasitesinin %10'una rampalama ile ulaşmalıdır. Ayrıca, 50,2 Hz'in üzerindeki frekanslarda generatörün mevcut aktif gücünü Hertz başına %40 oranında düşürmesi gerekmektedir (Şekil 2.27) [111].



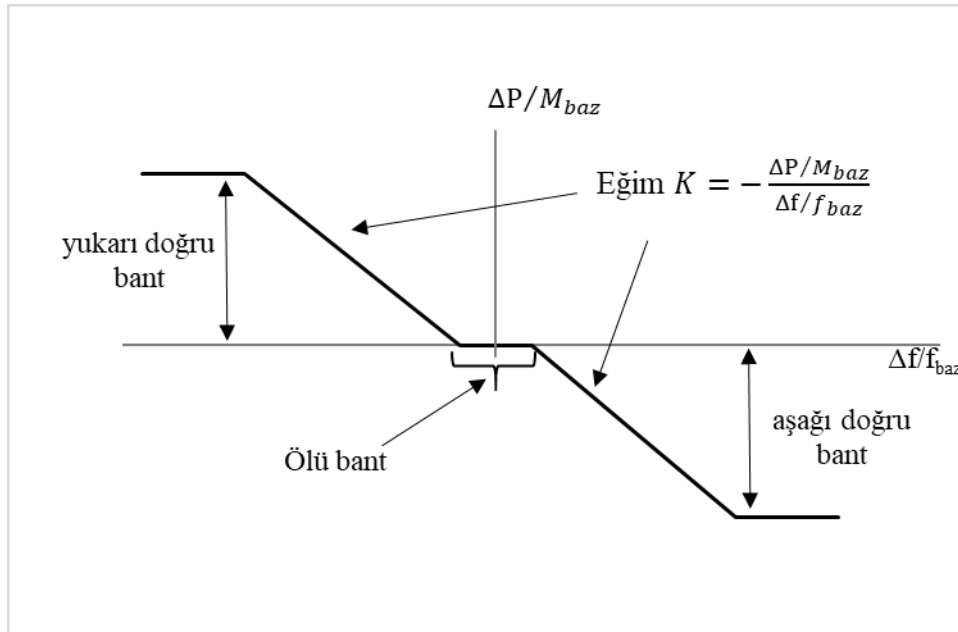
Şekil 2.27. Almanya 50,2 Hz üzeri aktif güç düşüşü [111]

$$\Delta P = 20 \cdot P_m \cdot \frac{50.2 \text{ Hz} - f_{\text{sebeke}}}{50 \text{ Hz}} \quad 50.2 \text{ Hz} < f_{\text{sebeke}} < 51.5 \text{ Hz} \quad (2.1)$$

$P_m$  anlık mevcut güç  
 $\Delta P$  güç düşüşü  
 $f_{\text{sebeke}}$  şebeke frekansı

İspanya

İspanya'da, üretim tesisinin aktif güç çıkışını, frekanstaki değişimlere göre Şekil 2.28'de belirtilen çerçevede değiştirmesi istenmektedir. K eğimi, en azından 15 ile 50 değerleri arasında ayarlanabilir olmalıdır. Burada  $M_{\text{baz}}$ , tesisin nominal görünür gücü,  $f_{\text{baz}}$  ise nominal frekanstır. Tepki hızı ayarlanabilir olmalı ve maksimum değeri, saniyede nominal görünür gücün %10'u olmalıdır [112].



Şekil 2.28. İspanya frekans varyasyonlarında aktif güç çıkışı değişimi [112]

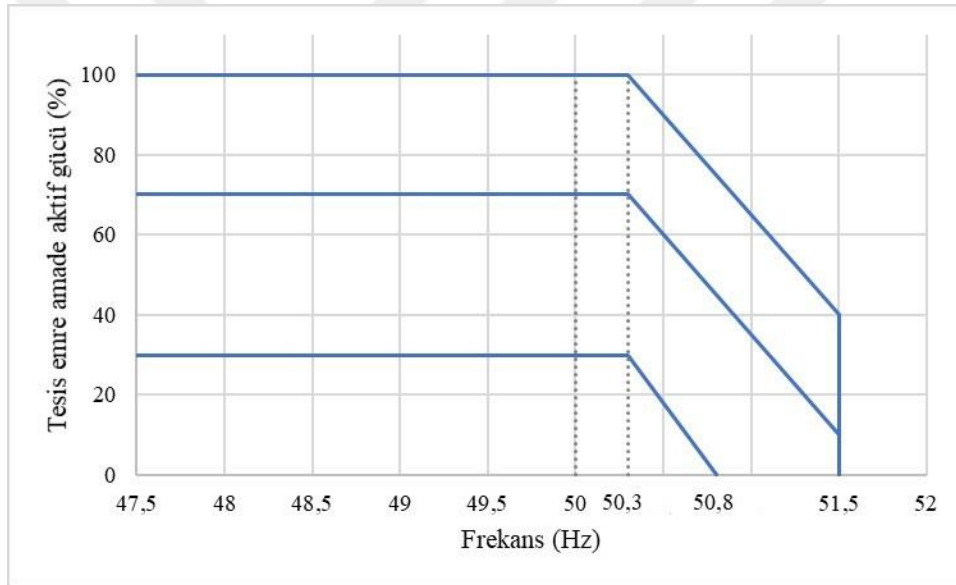
Üretim tesisi, ihtiyaç duyulan güç farkını ( $\Delta P$ ) en azından 15 dk boyunca

sağlayabilmelidir. Ayrıca tesis ölü bandı  $\pm 10$  mHz ile  $\pm 200$  mHz arasında ayarlayabilme kabiliyetine sahip olmalıdır. Bu kontrol mekanizması gerilim değeri 0,85 pu'nun altında kaldığı sürece geçici olarak devre dışı kalabilmelidir [112].

### Türkiye

#### Frekans tepkisi

RE ve GE'ye dayalı fotovoltaik üretim tesisleri, şebeke frekansı 47,5-50,3 Hz aralığında olduğu sürece emre amade gücünün tamamını üretebilecek özellikte olmak zorundadır. Şebeke frekansının 50,3 Hz'in üzerine çıkması durumunda ilgili üretim tesisleri, Şekil 2.29'da verilen aktif güç-frekans karakteristiklerini takip ederek %4 hız düşümü değerini sağlayacak şekilde yük atmalı ve 51,5 Hz'de ise tamamıyla devre dışı olmalıdır[105].



Şekil 2.29. Türkiye güç-frekans eğrisi [105]

#### Aktif güç kontrolü

Türkiye'de üretim tesisinin aktif güç çıkışı, gerektiğinde sistem operatörü tarafından gönderilecek sinyallerle, santralin o anki şartlarda emre amade gücünün %20-%100'ü arasında otomatik olarak kontrol edilebilmelidir[105].

Kurulu gücü 100 MW ve altında olan üretim tesisleri için, yük alma hızı dakikada santral kurulu gücünün %5'ini geçmemeli ve yük atma hızı ise dakikada santral kurulu gücünün %5'inden az olmamalıdır. Öte yandan, kurulu gücü 100 MW'ın üzerinde olan üretim tesisleri için, yük alma hızı dakikada santral kurulu gücünün %4'ünü geçmemeli ve yük atma hızı ise dakikada santral kurulu gücünün %4'ünden az olmamalıdır [105].

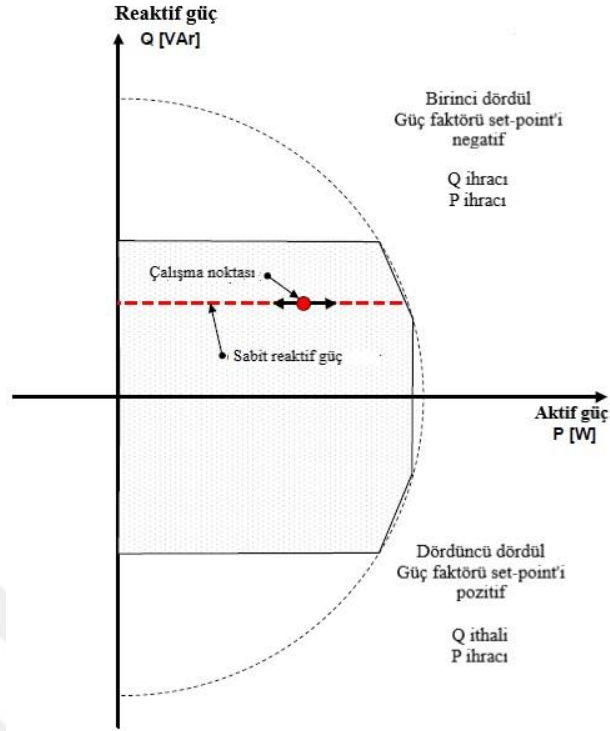
## Reaktif güç ve gerilim kontrolü

Şebeke yönetmeliklerinde yapılan uyarlamalar ile YEK'lerin, konvansiyonel santraller gibi sistemin gerilim regülasyonuna katkıda bulunmaları gerekmektedir. Ortak bağlantı noktasındaki gerilimi ayarlayabilmek adına santraller, sistem ile reaktif güç alış-verişi yapma kabiliyetine sahip olmalıdır. Normal işletme şartlarında ortak bağlantı noktasındaki gerilim seviyesi, sisteme reaktif güç enjekte ederek artırılabilen veya sistemden reaktif güç çekilerek azaltılabilmektedir [114].

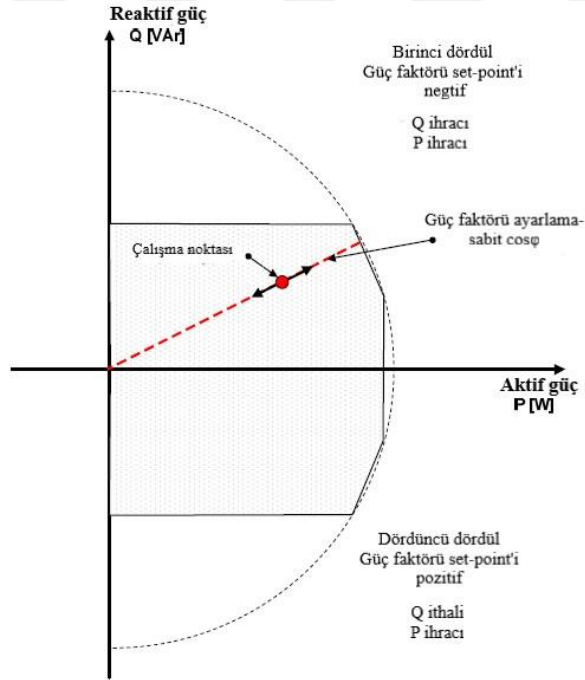
Yenilenebilir enerji kaynaklarının şebekeye bağlantı gerilim kontrolünde iki temel zorluk bulunmaktadır. İlk olarak gerilim, sistem operatörünün belirlediği ölü bant (dead band) içinde tutulmalıdır. İkincisi ise santralin, operatörün belirlediği reaktif güç ile aktif güç arasındaki capability curve'e uyma zorunluluğudur. Gerilim kontrolü için birkaç yöntem bulunmaktadır. Bunlar gerilim kontrolü, güç faktörü kontrolü ve reaktif güç kontrolüdür. Gerilim regülasyonu, "droop" fonksiyonuna bağlı olan gerilimin değerini kontrol etmektedir. Burada "droop", reaktif güç değişiminden dolayı meydana gelen gerilim varyasyonudur. Güç faktörü regülasyonu ise aktif güç değerine bağlı olarak reaktif gücü kontrol etmektedir. Son olarak reaktif güç kontrolü, bağlantı noktasındaki reaktif gücü, aktif güçten bağımsız olarak düzenlemektedir. Santraller reaktif güç ve gerilimi yukarıda belirtilen yöntemler ile kontrol edebilmelidir [108].

### *Danimarka*

Danimarka'da GES'ler için gerilim kontrolü sadece C ve D kategori santraller, reaktif güç kontrolü ile güç faktörü kontrolü ise bütün santraller için zorunludur. RES'ler için ise gerilim kontrolü sadece D kategori santraller, reaktif güç kontrolü ile güç faktörü kontrolü bütün santraller için zorunludur. Her seferinde bu yöntemlerden sadece bir tanesi aktif olabilmektedir [109, 110]. Bu üç kontrol yöntemi de 2 s içinde başlamalı ve en geç 10 s sonra sonlandırılmalıdır. Reaktif güç, güç faktörü ve gerilim kontrolü için operatör tarafından verilen grafikler Şekil 2.30, Şekil 2.31 ve Şekil 2.32'de gösterilmektedir.

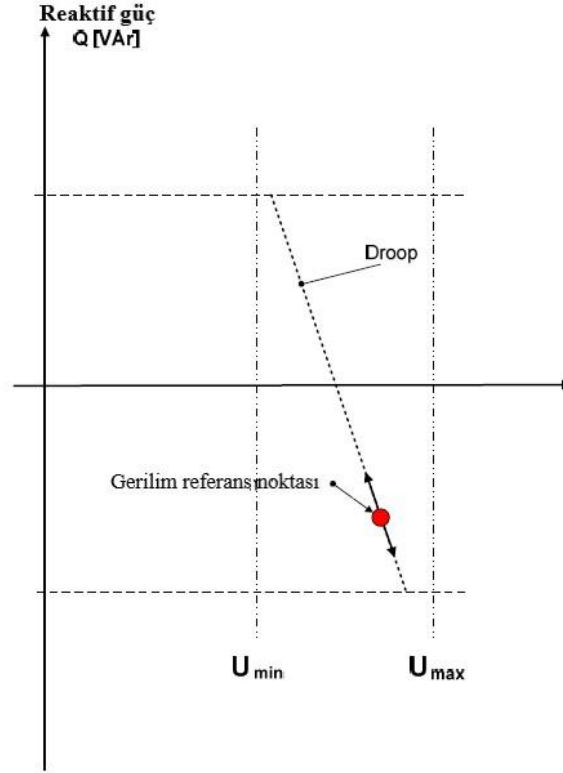


Şekil 2.30. Danimarka YE santralleri için reaktif güç kontrolü [109, 110]



Şekil 2.31. Danimarka YE santralleri için güç faktörü kontrolü [109, 110]

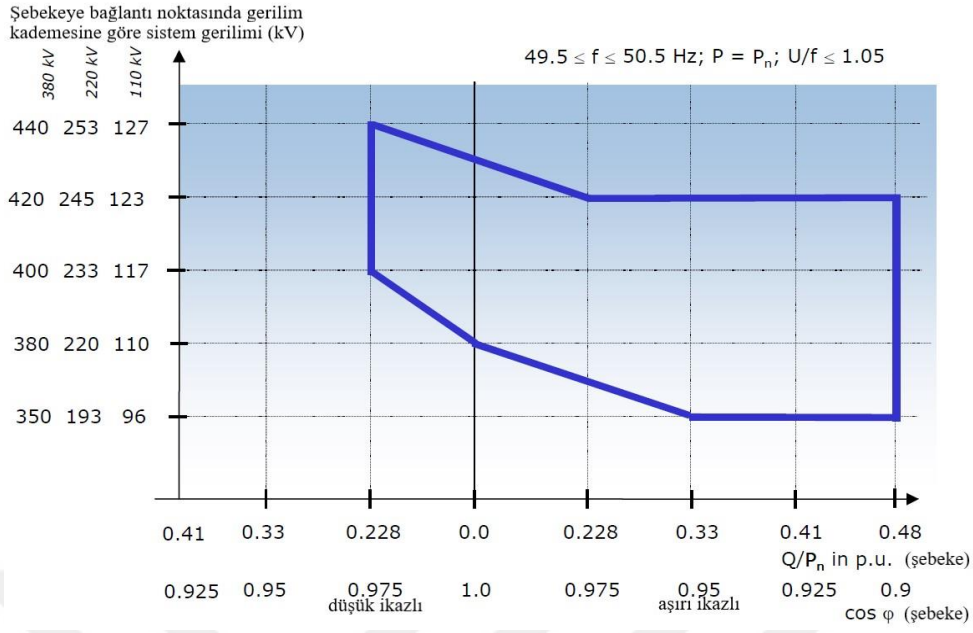




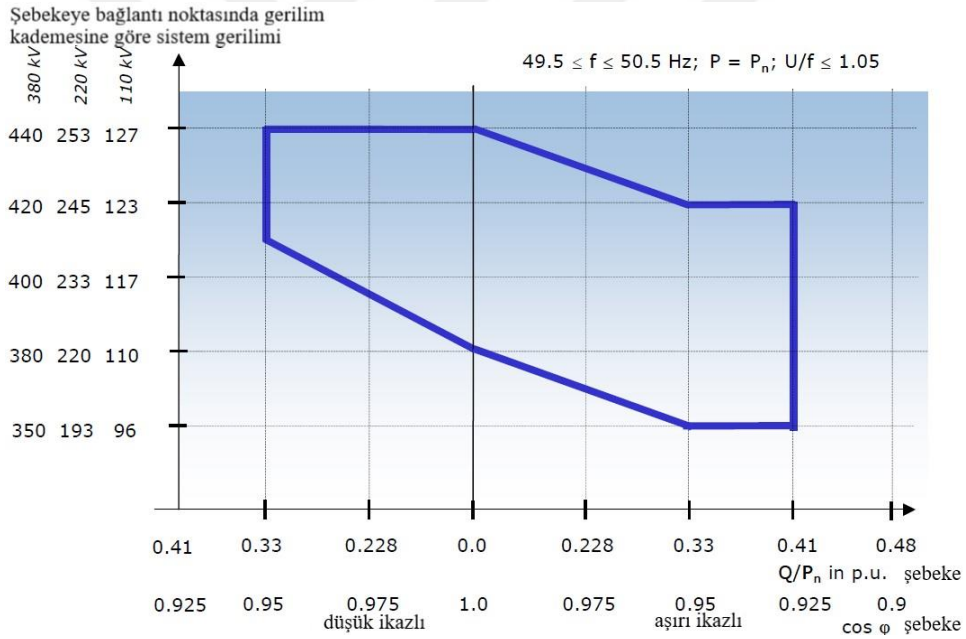
**Şekil 2.32.** Danimarka YE santralleri için gerilim kontrolü [109, 110]

#### *Almanya*

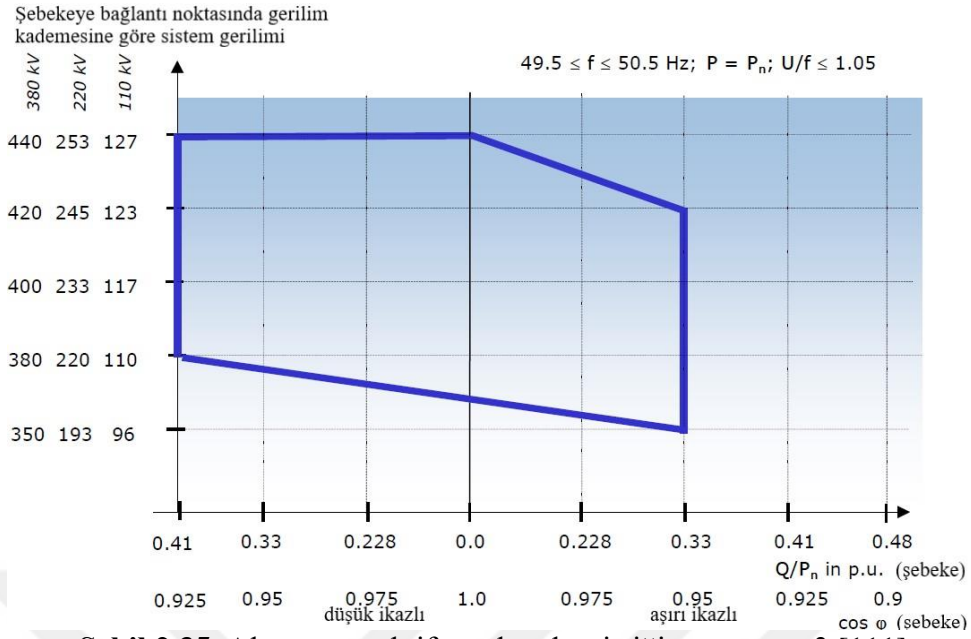
Almanya'da RES ve GES'lerin, şebeke operatörü tarafından belirlenen reaktif güç hedefine birkaç dakika içinde ulaşması istenmektedir. Santrallerin şebeke ile olan reaktif güç alışverişi için de yukarıda belirtilen üç yöntemden birinin kullanılabileceği belirtilmiştir. Ayrıca şebeke operatörü, aşağıdaki şekillerde (Şekil 2.33-2.35) gösterilen üç varyasyondan biri veya başka bir şekil ile reaktif güç aralığını belirlemektedir [111].



Şekil 2.33. Almanya reaktif güç karakteristiği varyasyon 1 [111]

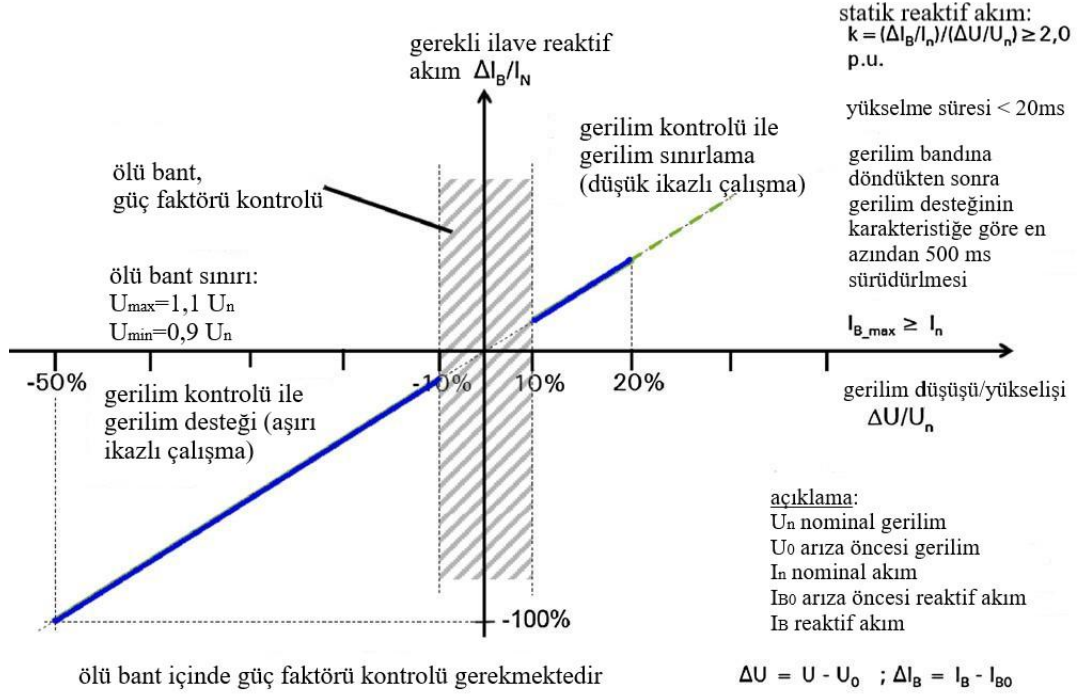


Şekil 2.34. Almanya reaktif güç karakteristiği varyasyon 2 [111]



Şekil 2.35. Almanya reaktif güç karakteristiği varyasyon 3 [111]

Üretim tesisleri, gerilim düşüşlerinde şebekeye ek reaktif akım sağlayarak şebekenin gerilimini desteklemelidir. Şekil 2.36'da görüleceği üzere %10'un üzerindeki gerilim düşüşlerinde gerilim kontrolü devreye girmelidir. Karakteristiğe göre her %1'lik gerilim düşüşü için santral, şebekeye en azından nominal akımının %2'si oranında reaktif akım enjekte etmelidir. Talep edildiğinde santralin en azından nominal akımının tamamı kadar reaktif akım şebekeye enjekte edilebilmeli ve reaktif akımın sağlanması 20 ms içinde gerçekleşmelidir [111].



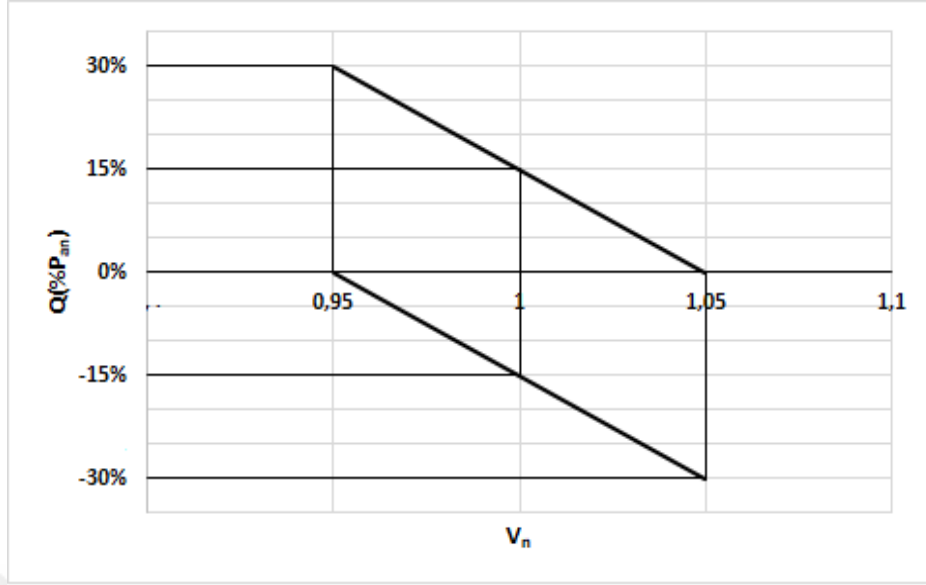
Şekil 2.36. Almanya reaktif güç desteği [111]

### İspanya

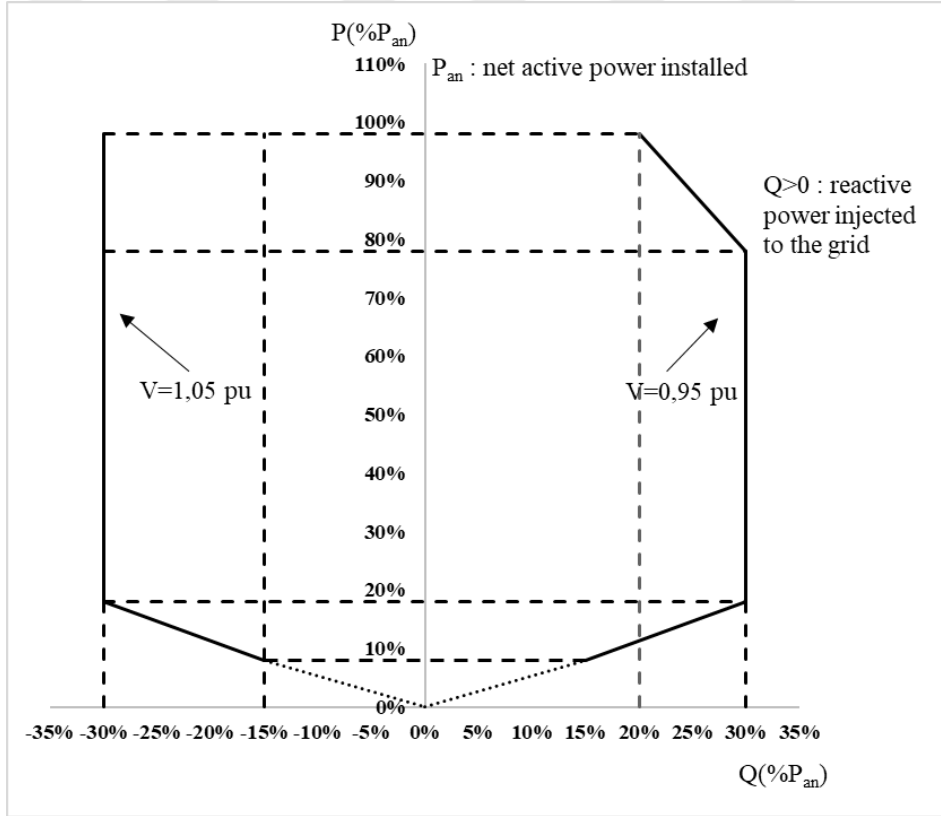
Üretim tesisleri sistemin geriliminin regülasyonuna katkıda bulunmalıdır. Bu bağlamda yönetmelik tarafından gereksinimler belirlenmiş ve daha anlaşılabilir olması için geçici ve sürekli rejim olarak iki bölüme ayrılmıştır [112].

### Sürekli rejim

Üretim tesisi, gerilim, reaktif güç veya güç faktörü ayar değerlerine uyararak gerilim kontrolü yapabilmelidir. Ayrıca, işletim şartları gereği sistem operatörü tarafından talep edildiğinde eş zamanlı olarak kontrol mekanizmasını değiştirebilmelidir. Bunun dışında, ayar değerlerdeki eş zamanlı değişimlere tepki verebilmelidir. Kontrol mekanizmasından bağımsız olarak, tepki süresi 1 dk altında olmalıdır. Sistem ile olan reaktif güç alış-verişi Şekil 2.37’de belirtilen karakteristiğe uygun şekilde olmalı ve istenilen  $Q$  ( $\%P_{an}$ ) değeri (mevcut aktif gücün oranı olarak) Şekil 2.38’deki karakteristiğe göre ayarlanabilmelidir. Kurulu gücünün  $\%10$ ’unun altında işletilen bir tesis, minimum kapasiteyi karşılama zorunluluğundan muaftır, ancak imkan dahilindeki kapasitesini sağlamalıdır [112].



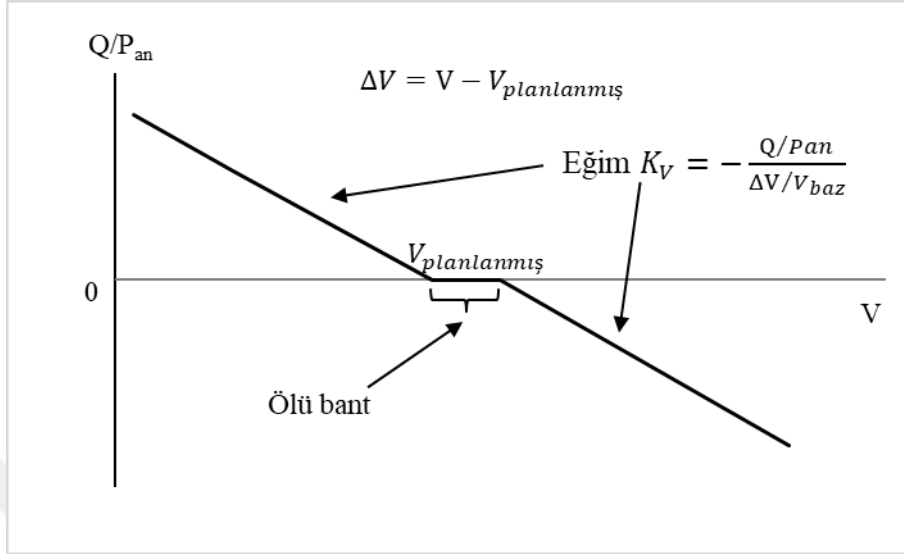
Şekil 2.37. İspanya gerilim-reaktif güç karakteristiği [112]



Şekil 2.38. İspanya aktif güç oranına göre minimum reaktif güç gereksinimi [112]

Gerilim kontrolü mekanizması dahilinde üretim tesisi Şekil 2.39’da gösterildiği gibi gerilimdeki değişimlere göre sistem ile güç alış-verişi yapabilmelidir.  $K_v$  eğimi en azından 0- 25 değerleri arasında ayarlanabilir olmalıdır. Burada  $P_{an}$ , kurulu net aktif güç,  $V_{baz}$  ise merkezi baralardaki nominal gerilimdir. Ayrıca, tesis gerilim referans değeri etrafında 0-0,01 pu aralığında ölü bant ayarı yapabilmek için yeterli kapasiteye sahip

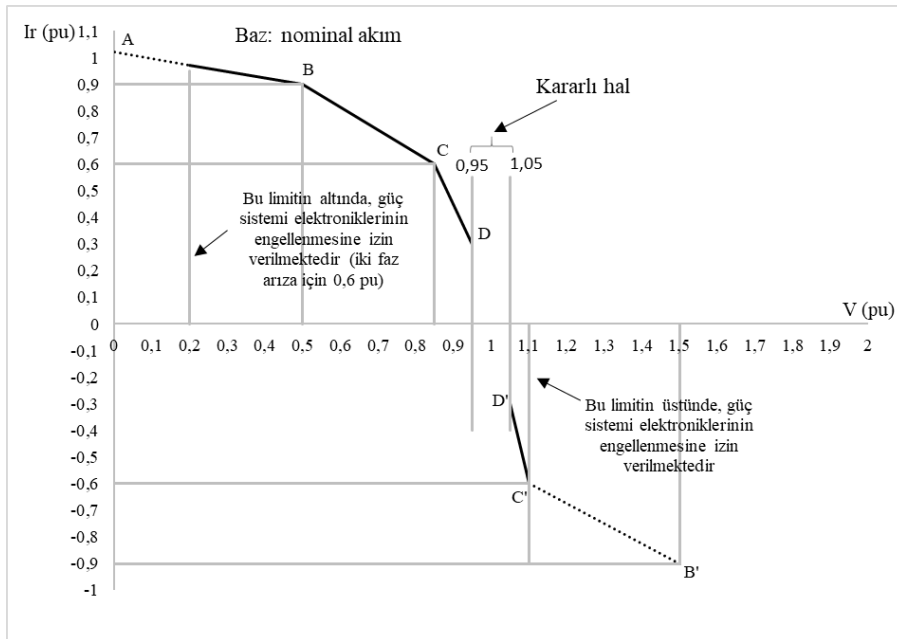
olmalıdır. 0,95-1,05 pu aralığının dışındaki gerilim seviyelerinde tesis, sistem ile olan reaktif güç alış-verişini aktif güç üretim limitlerine göre yapmalıdır [112].



Şekil 2.39. İspanya gerilim sapmasına göre reaktif güç değişimi [112]

### Geçici rejim

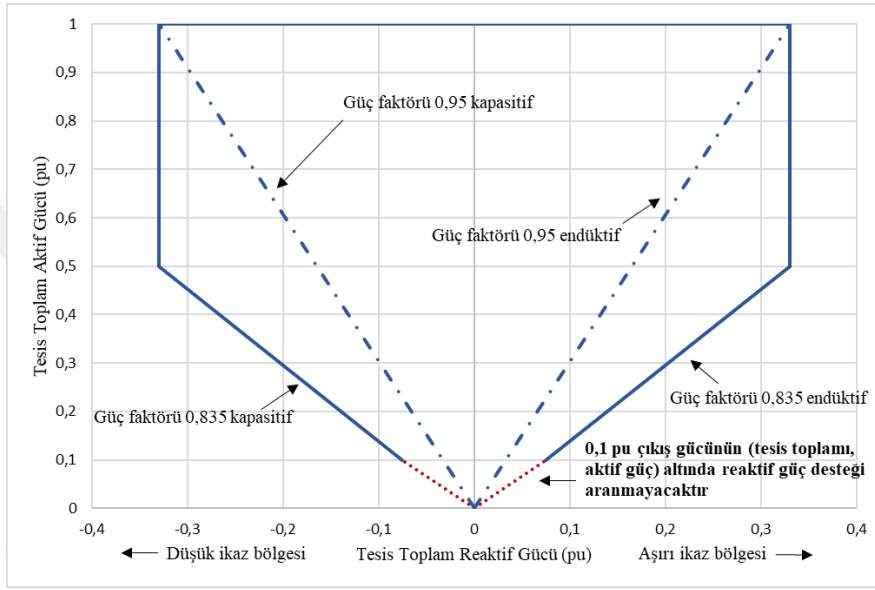
Geçici rejim, gerilimin 0,85-1,15 pu aralığının dışına çıkması ile gerilim dengeleme aşamasının sonuna kadar olan süreyi ifade etmektedir. Bu sürede tesis, gerilime bağlı olarak Şekil 2.40'da gösterilen reaktif güç değerini veya daha fazlasını sisteme enjekte edebilmeli veya soğurabilmelidir [112].



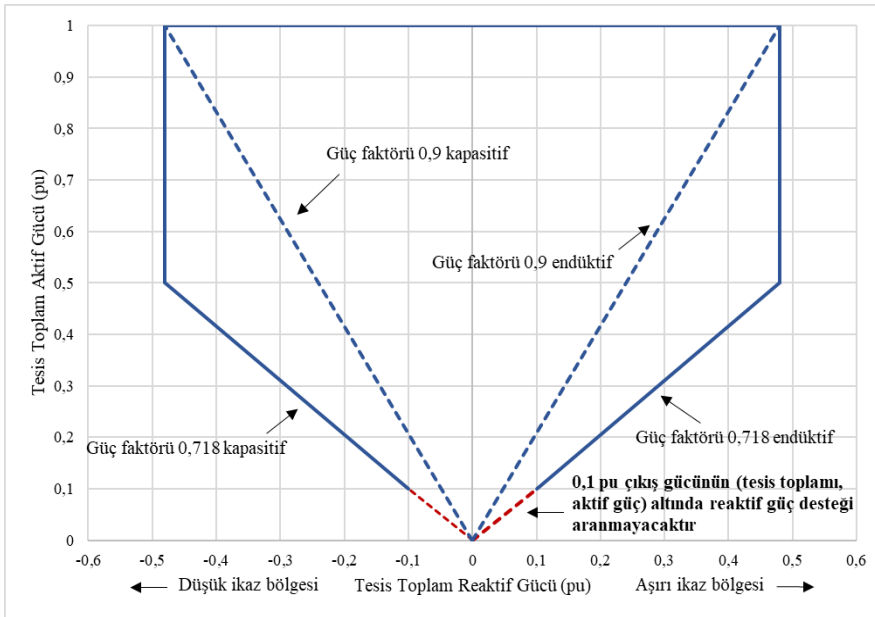
Şekil 2.40. İspanya gerilime bağlı olarak reaktif güç değişimi [112]

## Türkiye

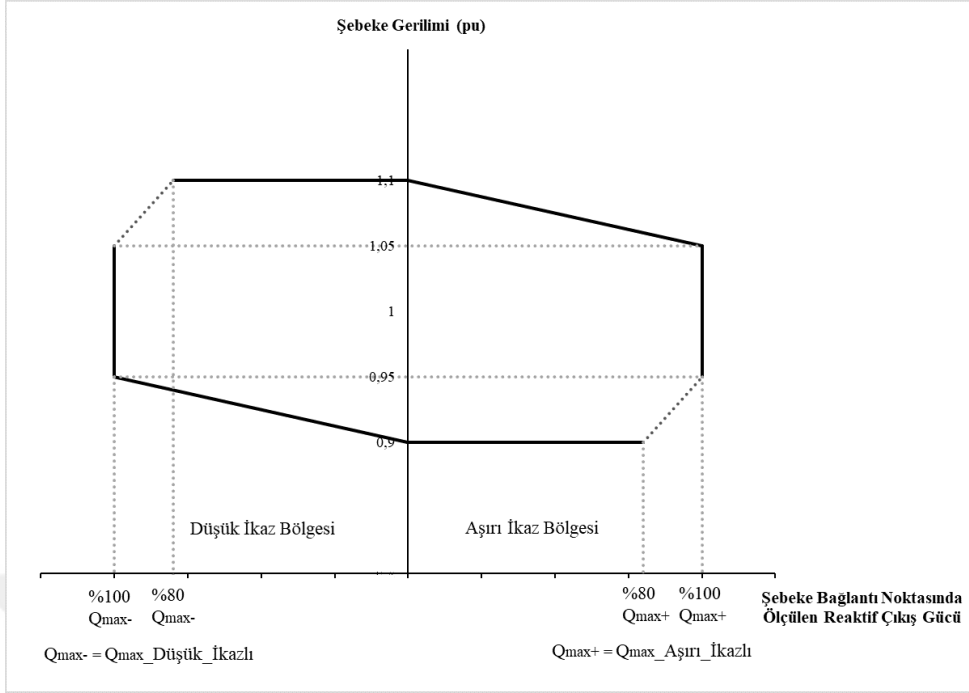
Türkiye’de RES’ler ve GES’ler iletim veya dağıtım sistemi bağlantı noktasında sırasıyla, Şekil 2.41 ve Şekil 2.42’deki koyu çizgilerle belirtilen sınırlar dahilindeki reaktif güç değerleri için her noktada sürekli olarak çalışabilmelidir. Belirlenen ve yan hizmet anlaşmaları ile kayıt altına alınan bu zorunlu reaktif güç değerlerine Şekil 2.43’de belirtildiği gibi gerilime bağlı olarak gerektiğinde ulaşılabilmelidir [105].



Şekil 2.41. Türkiye RES reaktif güç kapasitesi [105]



Şekil 2.42. Türkiye GES reaktif güç kapasitesi [105]



Şekil 2.43. Türkiye zorunlu reaktif gücün bağlantı noktası gerilimine bağlı değişimi [105]



### 3. MATERYAL VE YÖNTEM

#### 3.1 Güç sistemlerinin modellenmesi ve DIgSILENT PowerFactory kullanımı ile analizi

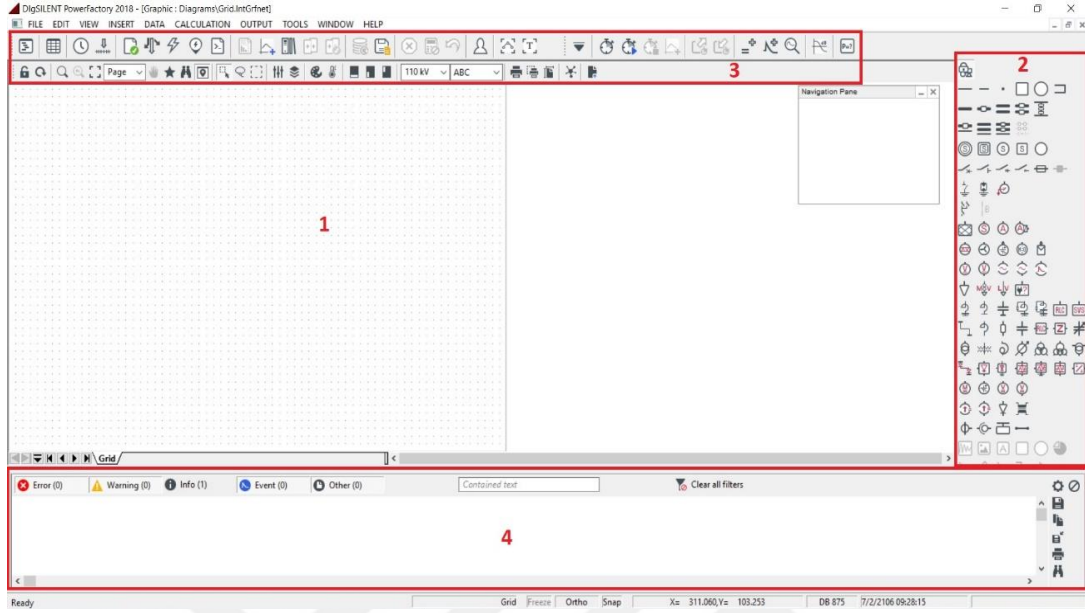
Bu çalışmada Türkiye 400 kV iletim sisteminin modellenmesi ve analizi için DIgSILENT PowerFactory 2018 yazılımı kullanılmıştır. Bu hesaplama yazılımı, iletim şebekesi, dağıtım şebekesi ve endüstriyel güç sistemlerinin analizi için bilgisayar destekli bir mühendislik aracıdır. Güç sistemleri ve kontrol analizlerinin temel amaçlarından olan planlama ve işletme optimizasyonunda kullanılmak üzere gelişmiş, entegre ve interaktif bir yazılım paketidir. Dünya çapında birçok iletim ve dağıtım sistemi operatörü, araştırma merkezi ve üniversite bu simülasyon yazılımını kullanmaktadır.

Birçok bölgede YEK'lerden üretim tesisleri şebekelere entegre edilmekte ve bu durum güç sistemlerinin önemli yapısal ve topolojik değişimler geçirmesine neden olmaktadır. Güç sistemlerinin büyümesi ve karmaşık bir hal alması işletme, planlama safhalarında endüstriyel ve ticari uygulamalar açısından çeşitli mühendislik ve analiz çalışmaları gerektirmektedir. Bir şebekenin verimsiz bir şekilde planlanması ve işletilmesi maliyet kaybına neden olmaktadır.

PowerFactory yazılımı güç sistemlerinin analizi açısından geniş bir yelpaze sunmaktadır. Fonksiyonları arasında yük akışı analizi, optimal yük akışı, kısa devre analizi, ağ sıkışıklık analizi, güç kalitesi ve harmonik analizi, ağ indirgeme, ark flaş analizi, tekno-ekonomik analiz, küçük sinyal analizi ve sistem kararlılık analizi bulunmaktadır. Ayrıca hat iletkenleri/kablolar, yük, generatör, trafo, bara, röle ve kesici gibi bileşenlerin de içinde bulunduğu geniş bir kütüphaneye sahiptir. Bu şekilde uluslararası standartlar tarafından kabul görmüş ya da yaygın şekilde kullanılan bileşenlerin, oluşturulan model içinde kullanımı mümkündür.

Ara yüzü Şekil 3.1'de görülen yazılımın en çok kullanılan dört bölümü bulunmaktadır. Bir numaralı bölüm, tek hat şemasının çizildiği alandır. İki numaralı bölümde bileşenler bulunmakta ve istenilen bileşenin üzerine tıklanarak bir numaralı alana yerleştirilmektedir. Üç numaralı bölümde, yazılımda satın alınmış fonksiyonların simgeleri bulunmaktadır. Burada, kullanılacak analiz seçilebilmekte ve gerekli parametreler girilebilmektedir. Dört numaralı bölümde ise analizlerin yazılı sonuçları

(grafiksel sonuçlar dışında), modelde bir yanlışlık olması durumunda hatalar ve dikkat edilmesi gereken noktalar gösterilmektedir.



Şekil 3.1. DIgSILENT PowerFactory 2018 yazılımının arayüzü

İletim sisteminin artan YE penetrasyonuna vereceği tepkiyi ölçmek için modelin dinamik simülasyonlarda vereceği sonuçların incelenmesi gerekmektedir. Yazılımda bulunan geçici olay simülasyonu fonksiyonları, büyük ve küçük ölçekli sistemlerin zaman alanındaki dinamik davranışını analiz etmektedir. Böylece elektriksel ve mekanik parametreler göz önünde bulundurularak karmaşık ve büyük iletim sistemlerinin detaylı modellenmesine olanak sağlamaktadır [115].

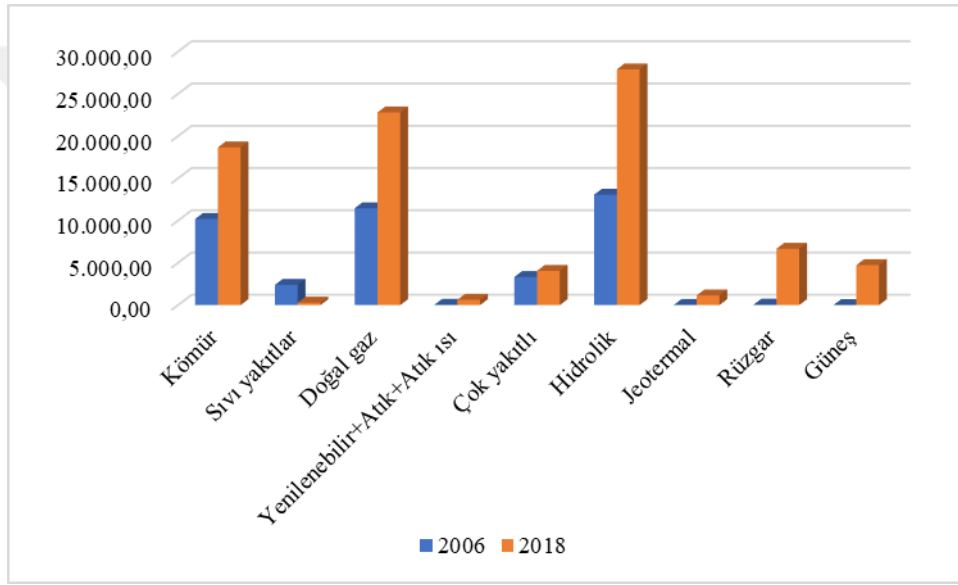
Zaman alanı simülasyonları başlamadan önce kontrol üniteleri ve mekanik bileşenler de dahil olmak üzere güç sistemi elemanlarının başlangıç koşullarını belirlemek için yazılım, yük akışı analizi yapmaktadır. Bu başlangıç koşulları simülasyonun başladığı andaki kalıcı durum çalışma noktasını temsil etmektedir [115].

## 3.2 Türkiye Şebekesi

### 3.2.1 Türkiye elektrik üretimi

Türkiye 2018'in ilk yarısı itibariyle kurulu gücü 87.138,7 MW'tır [116]. Son on yılda gerçekleşen büyümenin önemli bölümünün büyük ölçekli hidroelektrik ve doğal gaz santrallerine yapılan yatırımların sonucu (Şekil 3.2), kurulu gücü öncelikle hidroelektrik

(27,9 GW) ve doğal gaz (22,8 GW) santralleri, onları takiben linyit ve taş kömürüyle (18,6 GW) çalışan santraller oluşturmaktadır. Elektrik üretimine bakıldığında, kömür ve linyit santralleri daha uzun süre tam yükte çalıştıklarından termik santrallerden enerji üretimi ön plana çıkmaktadır. 2017 yılındaki kaynak dağılımına bakıldığında, doğal gaz santrallerinden (%37,2), linyit ve kömürle çalışan termik santrallerden (%33,35) gerçekleşen üretimin hakimiyeti görülmektedir. Hidroelektrik santralleri ise toplam üretimin %19,96'sını karşılamaktadır [117, 118].



**Şekil 3.2.** Türkiye kurulu gücü 2006-2018 karşılaştırması

Türkiye'nin coğrafi konumu orta kuşakta, 26-45 derece doğu meridyenleri ve 36-42 derece kuzey paralelleri arasında bulunmaktadır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın 2006 yılında hazırladığı Rüzgar Enerjisi Teknik Potansiyelleri Atlas'ında [119] da görüldüğü üzere, Türkiye'nin güneş, rüzgar ve hidroelektrik potansiyeli oldukça yüksektir. Ülke çapında rüzgar kaynakları açısından önemli farklılıklar bulunsa da Türkiye'nin neredeyse tüm bölgelerinde 7 m/s (80 metre AGL seviyesinde) rüzgar hızına rastlanabilmektedir. Ege, Marmara ve Doğu Akdeniz bölgelerinde oldukça kuvvetli rüzgar koşulları bulunmaktadır. Bu bölgeler ayrıca en çok RES projesinin gerçekleştirildiği ya da planlandığı bölgelerdir [117].

Türkiye'nin GE potansiyeline [120] bakıldığında ise ülke çapında elverişli koşullar görülmektedir. Kuzeyde, İstanbul ve Karadeniz bölgelerinde dahi güneş ışıması yıl

boyunca sürekli olarak 1.400 kWh/m<sup>2</sup>/yıl seviyesinin üzerinde seyretmektedir. Güney bölgelerde ise bu değerler 2.000 kWh/m<sup>2</sup>/yıl seviyesine kadar çıkmaktadır [117].

Türkiye, Avrupa Birliği'ne katılım için aday ülke konumunda olduğundan dolayı, bu hedefe bağlılığını göstermek amacıyla 2014 yılında Ulusal Yenilenebilir Enerji Planı [11] hazırlamıştır. Bu plana göre 2023 yılına kadar YE'nin, toplam elektrik enerjisi talebinin en az %30'unu karşıladığı bir üretim portföyü oluşması hedeflenmektedir. Koyulan hedeflere göre 2023 yılında yenilenebilirlerin kurulu gücü 34 GW hidroelektrik santrali, 20 GW RE, 5 GW GE, 1 GW jeotermal enerji ve 1 GW biyokütle santralidir.

### **3.2.2 Türkiye iletim sistemi**

Günümüzde elektrik enerjisi insan hayatında vazgeçilmez bir konuma sahiptir. Bilindiği üzere elektrik enerjisi, termik, nükleer, hidroelektrik, rüzgar ve güneş enerjisi gibi enerji santrallerinde üretilmektedir. Ancak, genellikle bu üretim tesisleri gerek hammadde gerekse insan sağlığına olan olumsuz etkileri nedeniyle, tüketim merkezleri olan yerleşim birimlerine uzak olarak inşa edilmektedir. Dolayısıyla elektrik enerjisinin üretim tesislerinde uzak bölgelerdeki tüketim merkezlerine ulaştırılması sorunu ortaya çıkmaktadır. Bu sorunu ortadan kaldırıp üretilen elektrik enerjisini tüketim merkezlerine ulaştıran hatlara, enerji iletim hatları adı verilmektedir.

Türkiye'de iletim sistemi, üretim tesislerinden itibaren dağıtım sistemine kadar olan 36 kV üzerindeki hatlar ile elektrik enerjisinin naklinin gerçekleştirildiği tesislerdir. 400 kV'luk Çok Yüksek Gerilim (ÇYG) ve 154 kV Yüksek Gerilim (YG) hatları, 400/154 kV oto-trafolar ve 154/OG güç trafolarından oluşan Türkiye Elektrik İletim Sistemi (Şekil 3.3) teknik ve ekonomik açıdan avantajları nedeniyle yeterli miktarda seri ve şönt kapasitörlerle donatılmıştır [121].



**Şekil 3.3.** Türkiye üretim-iletim sistemi haritası [122]

İletim sisteminin nominal gerilimleri; 400 kV, 154 kV ve 66 kV'dır. Normal işletme koşullarında; 400 kV'lık iletim sistemi 340 kV ile 420 kV, 154 kV'lık iletim sistemi ise 140 kV ile 170 kV arasında çalıştırılmaktadır. 66 kV ve altındaki iletim sistemi için gerilim değişimi  $\pm\%10$ 'dur. İletim sistemi için 400 kV nominal gerilim değeri, 31 Aralık 2018 tarihine kadar 380 kV olarak uygulanmaktadır [105].

Türkiye üretim ve iletim sistemi, bir Milli Yük Tevzi Merkezi (Ankara) ile 9 adet Bölgesel Yük Tevzi Merkezinden (Adapazarı, Samsun, Elazığ, İzmir, Ankara, İstanbul, Erzurum, Adana ve Antalya) gözlenip yönetilmektedir. Güç sistemi işletmesi, sistemin 400 kV ve 154 kV trafo merkezlerini ve 50 MW'ın üzerindeki tüm santralleri kapsayan bir SCADA ve Enerji Yönetim Sistemi Programı (EMS) ile yapılmaktadır [123].

2017 yılı sonu itibariyle iletim sisteminde yer alan trafo merkezi adedi 1234'tür. Trafo merkezlerinin büyük bir kısmı (1.061 adet) 154 kV gerilim seviyesindedir. Bunların 155 tanesi de 400 kV gerilim seviyesindeki merkezlerdir [118]. Toplam 65.853 km olan havai iletim hatlarının  $\%65,22$ 'sini 154 kV gerilim seviyesindeki hatlar oluşturmaktadır. Kalan kısmın neredeyse tamamı 400 kV gerilim seviyesindeki hatlar olup 220 kV ve 66 kV gerilim seviyesindeki hatların toplam uzunluğu sadece 195 km'dir. Ayrıca 342,6 km'si 154 kV, 73,7 km'si de 400 kV gerilim seviyesinde olmak üzere 416,3 km yer altı kablosu bulunmaktadır. Buna ek olarak 15,96 km uzunluğunda 400 kV gerilim seviyesinde deniz altı kablosu bulunmaktadır. Deniz altı kablosu, Çanakkale boğazını atlamak için

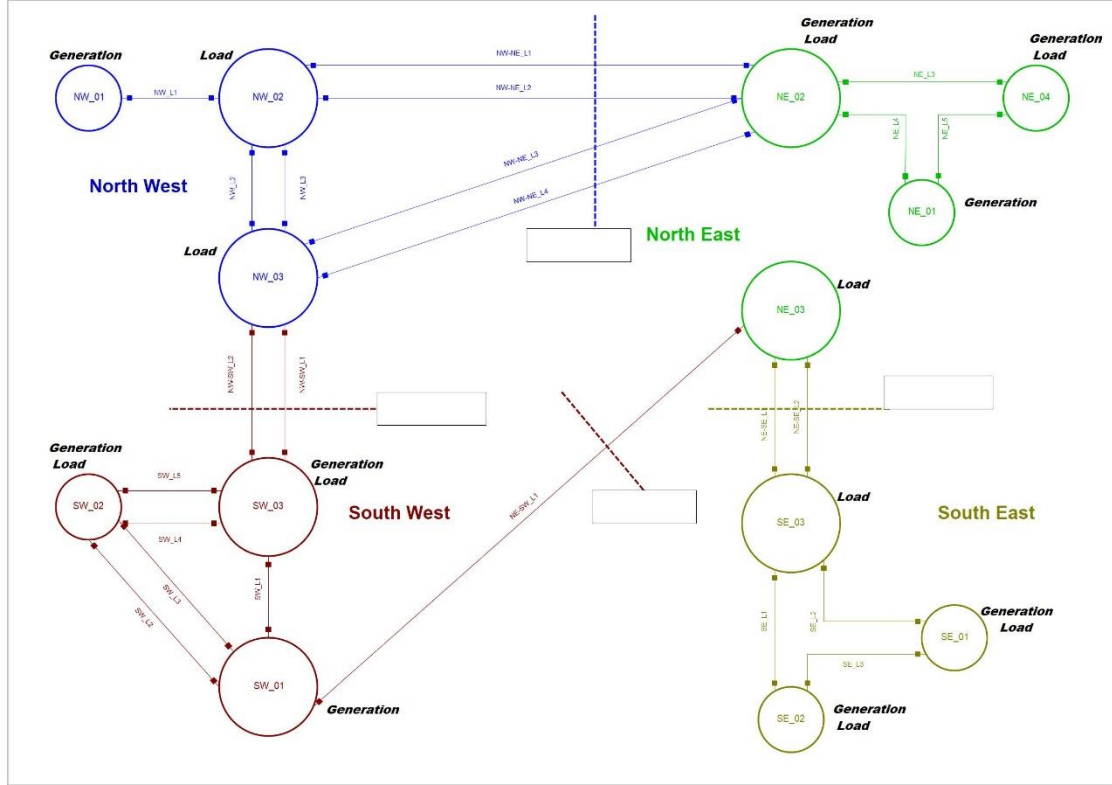
kullanılmış ve Lapseki ile Sütlüce trafo merkezlerini birbirine bağlamaktadır. Böylelikle enerji iletim hatlarının uzunluğu toplamda 66.285 km'ye ulaşmaktadır [123].

Türkiye iletim sisteminde komşu ülkelerle toplam 11 adet enterkoneksiyon hat bulunmaktadır. Bilindiği gibi uluslararası enterkoneksiyonlardan maksimum faydanın sağlanabilmesi için hedeflenen yöntem, sistemlerin senkron paralel çalışmasıdır. Bölgedeki en büyük senkron blok aynı zamanda dünyadaki en büyük senkron sistemlerden biri olan ENTSO-E sistemidir. ENTSO-E (daha önce UCTE) yaklaşık 50 yıldan beri, geliştirdiği teknik kural ve kriterlerle, birliğe dahil elektrik iletim sistemlerinin senkron paralel olarak işletilmesi konusunda gerekli koordinasyonu sağlamaktadır. Türkiye elektrik sisteminin ENTSO-E Avrupa Kıtası Senkron Bölgesi ile kalıcı işletmeye 2014 sonu itibari ile teknik olarak geçilmiştir. Birliğe bağlantı Yunanistan ve Bulgaristan aracılığı ile yapılmaktadır [121].

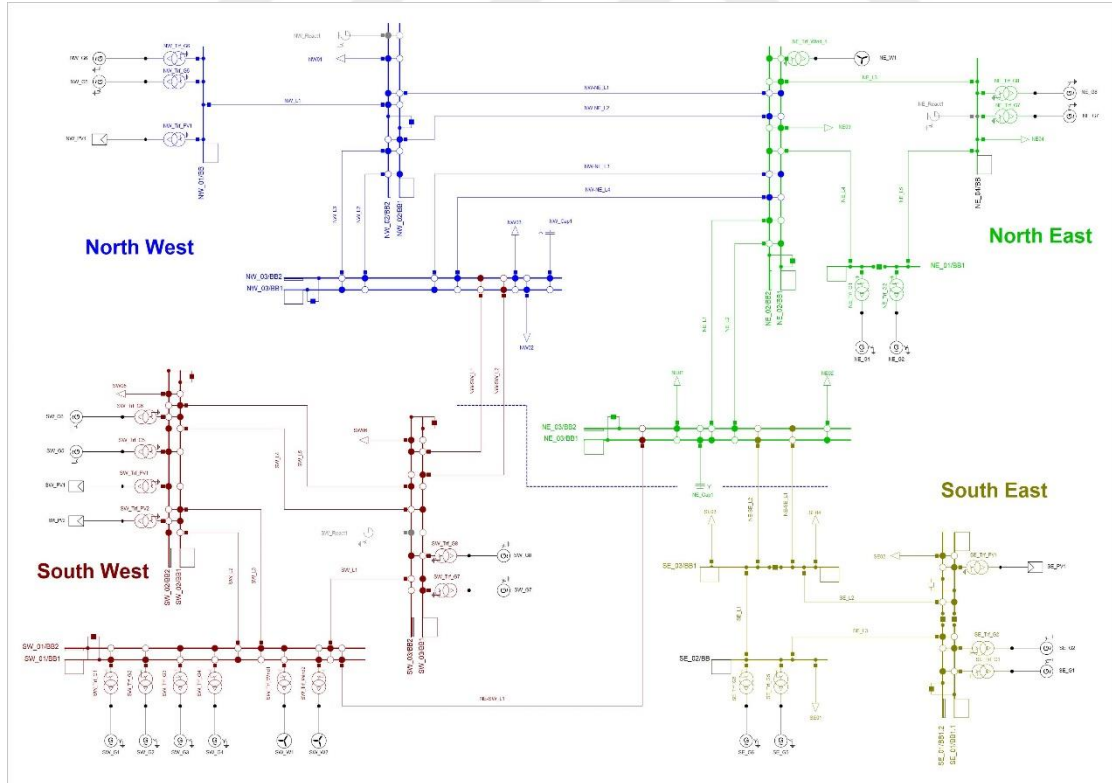
### **3.3 DIgSILENT İletim Sistemi Modeli**

YE'nin güç sistemine etkisini gözlemlemek için öncelikle daha küçük bir sistem olan DIgSILENT'in iletim hattı modelinde (Şekil 3.4-3.9) simülasyonlar gerçekleştirilmiştir. Bu sistem 4 bölge, 13 tane trafo merkezi ve toplamda 25 baradan oluşmaktadır. Enerji iletimi 25 hat ile 400 kV seviyesinde yapılmaktadır. Elektrik üretimi için 18 SG, YE olarak da 3 RES ve 4 GES bulunmaktadır. SG'lerin yakıtlarının nükleer, kömür, doğal gaz ve sıvı yakıt olması ile gerçek bir güç sistemindeki termik üretim santrali çeşitliliğini yansıtmaktadır. Sistemdeki kurulu güç, 8568 MW'ı termik, 750 MW'ı rüzgar ve 600 MW'ı güneş kaynaklı olmak üzere toplamda 9918 MW'tır. Bu rakamlara göre YE'nin kurulu güce oranı %13,6 oranındadır. Öte yandan toplam talep 6050 MW'tır [115].

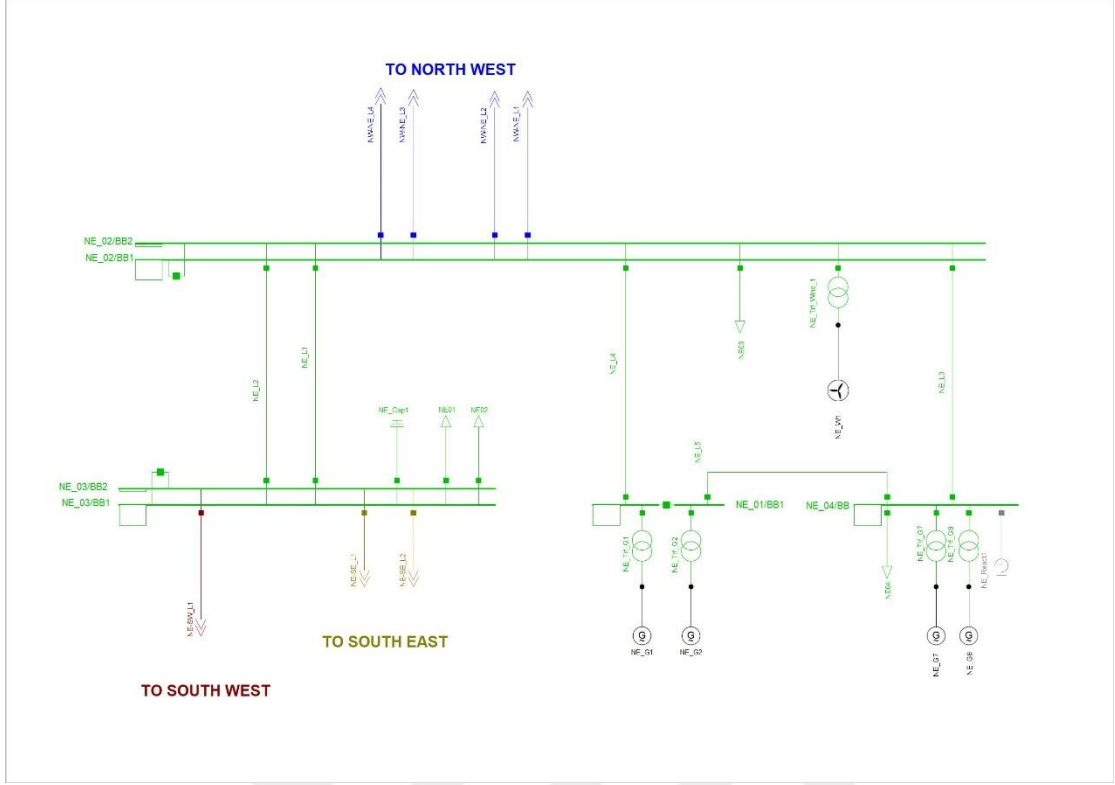




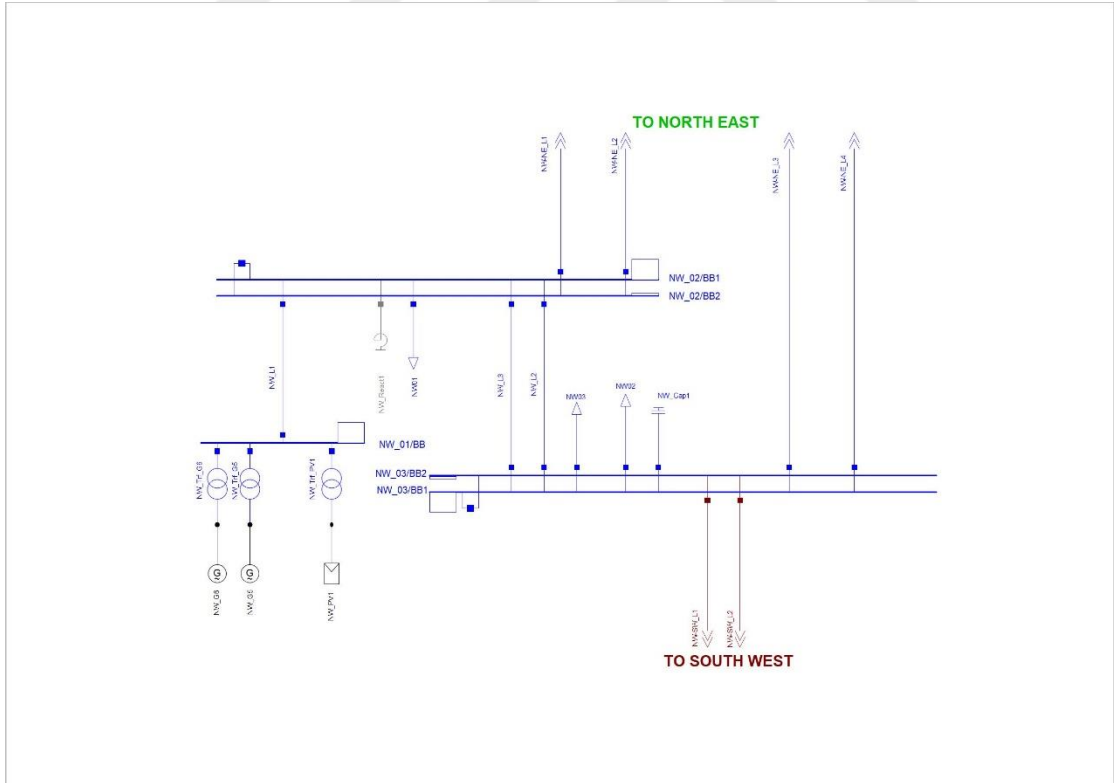
Şekil 3.4. Bölgelerdeki üretim ve yük baralarının genel görünümü



Şekil 3.5. Sistemin tek hat şeması

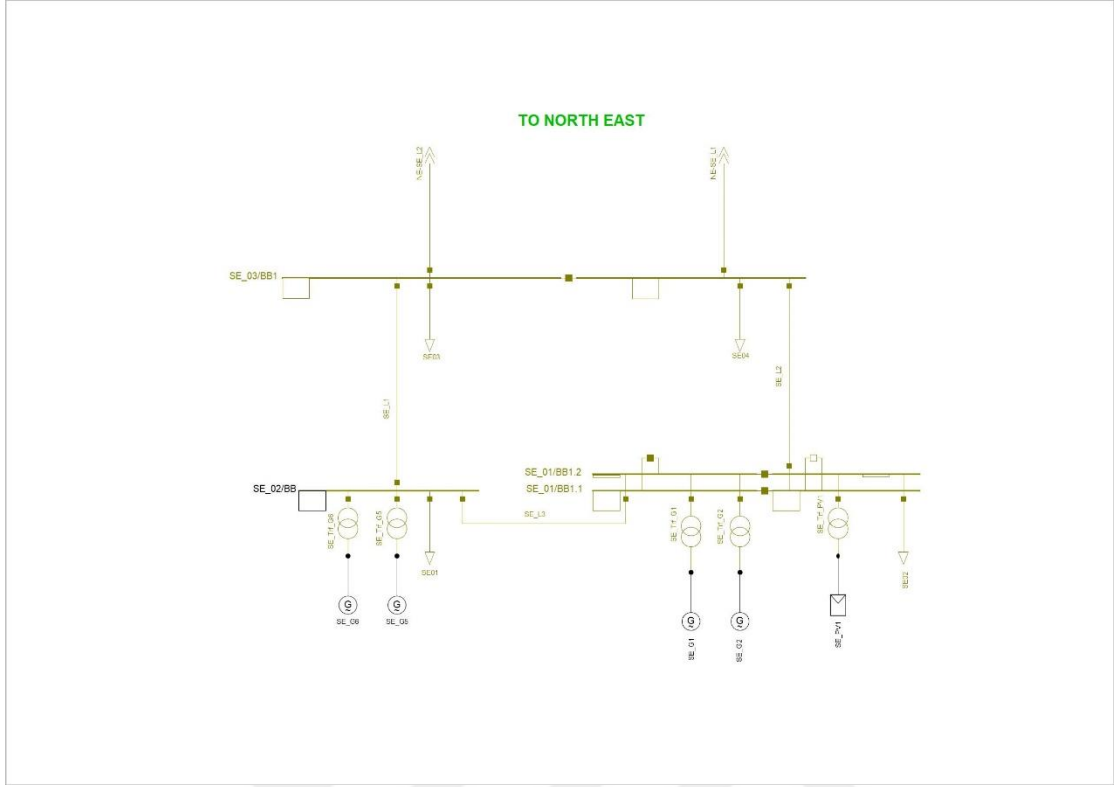


Şekil 3.6. Kuzeydoğu (North East) bölgesi tek hat şeması

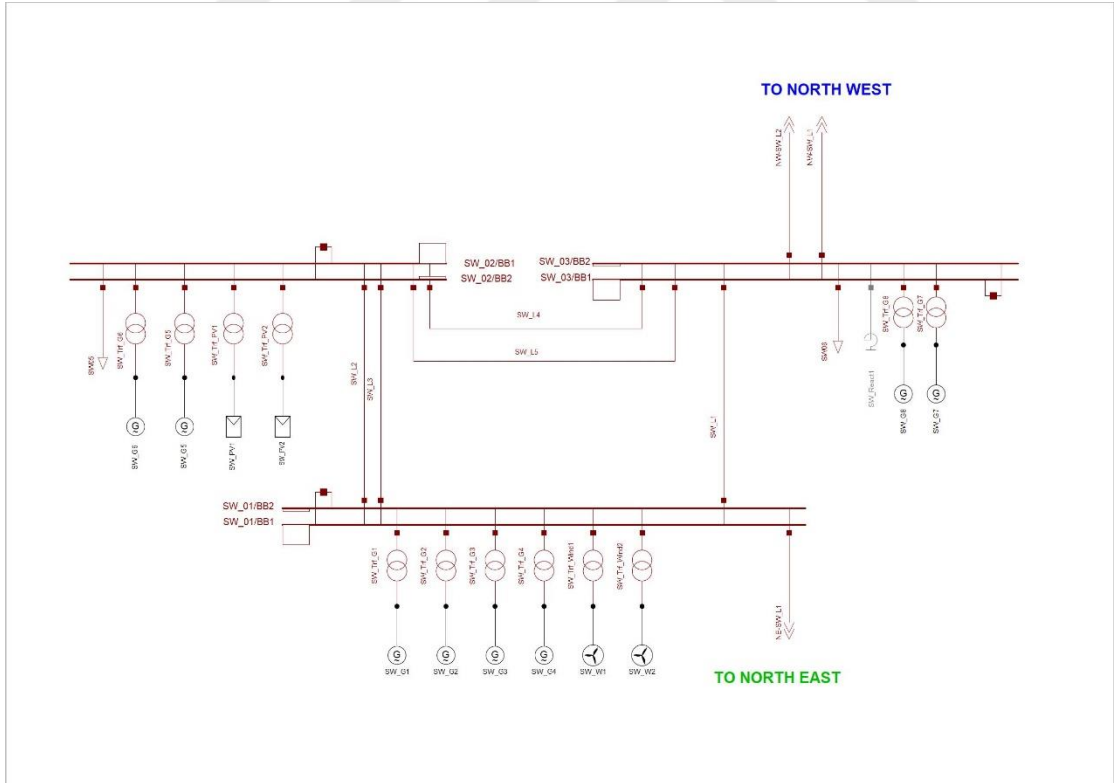


Şekil 3.7. Kuzeybatı (North West) bölgesi tek hat şeması





Şekil 3.8. Güneydoğu (South East) bölgesi tek hat şeması



Şekil 3.9. Güneybatı (South West) bölgesi tek hat şeması

Sistemde bulunan her SG’de otomatik gerilim regülatörü (automatic voltage regulator-AVR), güç sistemi dengeleyicisi (power system stabilizer-PSS) ve türbin regülatörü (turbine governor) bulunmaktadır. Türbin regülatörü, türbin hızını ve dolayısıyla da gücünü regüle ederek sistem frekansının düzenlenmesine yardımcı olmaktadır. Güç ve hız hatasına bağlı olarak buhar türbinlerinde, türbine giden buhar miktarını, gaz türbinlerinde de yanma odasına giden gaz miktarını kontrol etmektedir [124]. PSS’nin temel işlevi ise, Kundur [47] tarafından elektromekanik salınımlar olarak adlandırılan, sistemdeki 0.1-2.5 Hz aralığındaki generatör rotor salınımlarını sönümlemektir. Geri beslemeli bir kontrolör olan PSS’nin çıkış sinyali, AVR’nin girişindeki toplama noktasına eklenmektedir [125]. Son olarak AVR’nin görevi, generatörün uyarma sistemine etki ederek gerilimi ve reaktif güç değişimini kontrol etmektir. Sistemde arıza, aşırı yüklenme gibi durumlarda, generatör uyarma gerilimi regülatörle ayarlanarak uç geriliminin sistem kararlılığının izin verdiği sınırlar içinde tutulmasını sağlanmaktadır [126].

Sistemde bulunan YEK’ler ağırlıklı olarak güneybatı (South West) bölgesindedir. Bölgedeki kaynakların daha verimli olduğu varsayılarak eklenecek RES ve GES’ler için bu bölge seçilmiştir. Dikkat edilmesi gereken noktalardan biri de mevcut ve eklenen YEK’lerin trafolar ile doğrudan 400kV gerilim seviyesindeki iletim sistemine bağlı olduğudur. YE’nin konvansiyonel sistemlerin yerini alacağı düşünülerek, eklenen yenilenebilir kurulu gücüne eşdeğerde SG devre dışı bırakılmıştır. Generatörlerin tek ünite ve yüksek güçte olmasından dolayı bazı durumlarda devre dışı bırakılan konvansiyonel güç, eklenen güce eşit değildir.

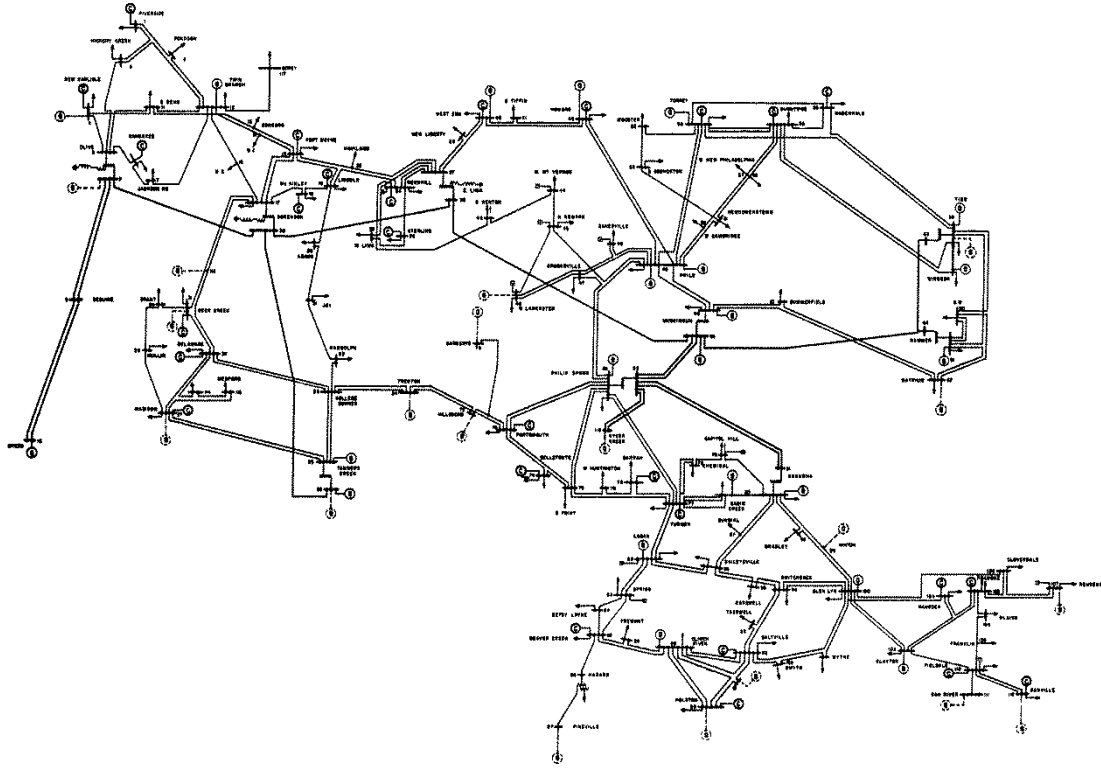
Simülasyon sırasında modelde bulunan mevcut GES’ler üretim yapmamaktadır. RES’lerin güç çıkışı ise her biri için 115 MW’tır.

### **3.4 IEEE’nin 118 Baralı Modeli**

Test sistemleri, yeni teknolojilerin ve teorilerin test edilebilmesini mümkün kılan halka açık standart verileri sebebiyle akademik araştırmalarda sıklıkla kullanılmaktadır. Literatürde geçici hal analizinde kullanılmak üzere sunulan birkaç test sistemi bulunmakta, ancak akademi tarafından IEEE’nin test sistemleri tercih edilmektedir. Öte yandan bu tür analizlerin yapılabilmesi için dinamik parametrelerin belirlenmesi ihtiyacı doğmaktadır [127].

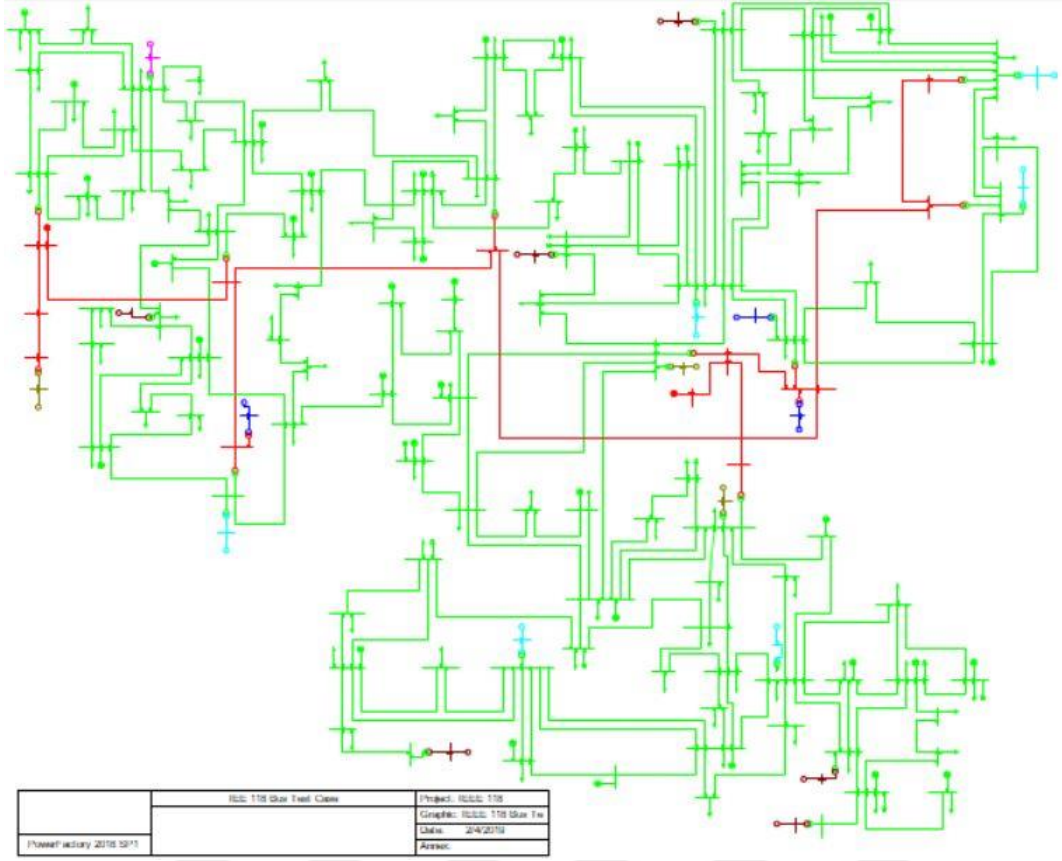
Daha sonra IEEE 118 baralı sistem olarak adlandırılan sistem Amerikan orta batı

enterkonnekte sisteminin 1962’de halka açık olarak paylaşılan bir bölümüdür. Şekil 3.10’da görünen orijinal versiyonu [128] 118 bara, 186 iletim hattı, toplam kurulu gücü 4377 MW olan 19 generatör ve 574 MW gücünde 13 kompansatörden oluşmaktadır. Baraların hepsi bir bölgede yer almakta ve 32 tanesinde üretim bulunmaktadır [129].



**Şekil 3.10.** IEEE 118 baralı sistem tek hat şeması [128]

Kullanılan model ise IEEE 118 baralı sistemin geçici olay analizi için değiştirilmiş bir versiyonudur [127] ve erişime açıktır [130]. Bu versiyonda belirlenen parametreler dinamik analizlerde kullanılabilir. Sistemde bulunan 54 senkron makineden 20 tanesi sadece reaktif güç desteği olarak kullanılan senkron kompansatör, 15 tanesi ise motordur. Sistem 172 bara, 185 iletim hattı, 76 trafo ve 91 sabit empedanstan oluşmaktadır. Toplam yük talebi 3668 MW ve 1438 MVar’dır. Normal sistemin aksine elektrik enerjisi iletimi 230 kV ve 500 kV gerilim seviyesindeki hatlar üzerinden yapılmaktadır. Sistemin genelinde 230 kV gerilim seviyesi kullanılmakta ve 500 kV gerilim seviyesinde sadece 11 iletim hattı bulunmaktadır [127]. Sistemin DIGSILENT PowerFactory yazılımındaki görüntüsü Şekil 3.11’deki gibidir.



**Şekil 3.11.** IEEE 118 baralı sistemin değiştirilmiş versiyonunun DIgSILENT görüntüsü. Sistemde bulunan her generatörde AVR ve türbin regülatörü bulunmaktadır. Öte yandan, DIgSILENT modelinden farklı olarak bu sistemdeki generatörlerde PSS bulunmamaktadır.

### 3.5 Türkiye İletim Sistemi Modeli

Türkiye iletim sisteminin artan YE penetrasyonuna vereceği tepkiyi ölçmek için Türkiye 400 kV gerilim seviyesindeki iletim sistemi modellenmiştir. ENTSO-E'nin internet sitesinde bulunan interaktif harita [131] ve bu haritanın arka planını oluşturan OpenStreetMap haritaları sayesinde coğrafi bilgiler alınmış ve araştırmalar sonucu Türkiye ulusal elektrik ağındaki havai hatların, trafoların ve generatörlerin elektriki karakteristikleri elde edilmiştir [132]. Bu bilgilerin tamamı birleştirilerek Türkiye iletim sisteminin modeli elde edilmiştir. Sistemin komşularıyla olan bağlantılarından sadece 400 kV gerilim seviyesindeki bağlantılar dikkate alınmış ve modele eklenmiştir. Sistem 420 bara ve 384 trafo merkezinden oluşmakta ve toplam 248 iletim hattı bulunmaktadır. 400 kV gerilim seviyesine bağlı santrallerin sayısı 56'dır ve toplam kurulu gücü 29352

MW'tır. Sistemin işleyişinin analizi için kış mevsiminde bulunan bir günün öğle saati verileri değerlendirilmiştir. Buna göre o andaki sistemden güç talebi 18990 MW'tır. Sistemin Türkiye haritası üzerinde DIGSILENT PowerFactory yazılımındaki bir görüntüsü Şekil 3.12'deki gibidir.



Şekil 3.12. Türkiye 400 kV iletim sistemi görünümü

Şekil 3.12'de daireler trafo merkezlerini temsil ederken, daireleri birleştiren çizgiler iletim hatlarını göstermektedir. Ayrıca, sistemin analizinin daha kolay olması için sistem, 9 bölgeye ayrılmıştır. Bu bölgeler yukarıda da belirtilen yük tevzi bölgelerini temsil etmektedir. Şekil 3.12'de görüleceği üzere her bölge farklı şekilde renklendirilmiştir.

Sistemde bulunan her generatörde türbin regülatörü bulunmaktadır. Ancak bazı generatörlere AVR eklendiğinde frekans ve gerilim grafiklerinin bozulduğu görülmüş, bu yüzden de belirli generatörlere AVR eklenmemiştir. Özellikle hidroelektrik santrallerin çoğunda AVR bulunmamaktadır. Bunun dışında, AVR eklenen generatörlere PSS de eklenmiştir. Termik, hidroelektrik ve gaz türbinleri için farklı türbin regülatörleri ve parametreleri kullanılmıştır. Türbin regülatörü, AVR ve PSS için kullanılan parametreler çeşitli kaynaklardan [133-136] elde edilen önceden tanımlanmış değerlerdir ve her generatör için özel ayar yapılmamıştır.

Sisteme eklenen YEK'lerin konumları, Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü (YEGM) tarafından hazırlanan rüzgar [119] ve güneş [120] enerjisi potansiyeli haritaları göz önünde bulundurularak seçilmiştir. Frekans ve gerilim ölçümleri için YEK'lere uzaklık ve yakınlığından dolayı Adapazarı, Işıklar, Sincan ve Atatürk baraları seçilmiştir.

### 3.6 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Modelleri ve Senaryolar

Değişken YEK'lerin modellenmesinde DIGSILENT PowerFactory yazılımında hazır

bulunan rüzgar ve güneş sistemlerinden faydalanılmıştır. RES'ler için 5MW gücünde DFIG generatörü modeli, GES'ler için de 500 kW gücünde ve 0,9 güç faktörlü güneş paneli modeli kullanılmıştır. Şu anda, dünyada RE sektöründe en yaygın teknoloji olmasından dolayı rüzgar santralleri için DFIG tipi generatör seçilmiştir. RT'de paralel generatör, güneş panelinde de paralel inverter sayıları girilerek santrallerin toplam gücü arttırılabilmektedir.

SG'ler için kullanılan kontrolörlerin dışında YE santrallerinde de kontrolörler bulunmaktadır. Kullanılan RT modelinde kanat açısı kontrolü (pitch angle control), aktif ve reaktif güç kontrolü, yüksek frekansta aktif güç düşüşü kontrolü, maksimum güç noktası takibi (maximum power tracking-MPT), düşük/aşırı gerilim, düşük/aşırı hız ve aşırı rotor akım koruması bulunmaktadır. Sisteme, paralel generatörler eklenmek istendiğinde, kontrol parametreleri per unit olarak girildiği için farklı parametre girişine gerek kalmamaktadır [137]. Güneş paneli modelinde ise güneş ışınımı ve sıcaklık girdileri, aktif ve reaktif güç kontrolü ve yüksek frekansta aktif güç düşüşü kontrolü bulunmaktadır.

RT'nin çıkış gerilimi 0,69 kV, güneş panelinin ise 0,4 kV'dır. YEK'lerin, iletim sistemine iki tane yükseltici trafo kullanılmadan bağlanabilmesi için RES ve GES'lerin çıkış gerilimi 16,5 kV kabul edilmiştir. Bundan dolayı DIGSILENT iletim sistemi modeli ve Türkiye iletim sistemi modelinde YEK'lerin sisteme bağlantısı için 16,5/400 kV trafolar kullanılırken, IEEE 118 baralı modelde 16,5/230 kV trafolar kullanılmıştır.

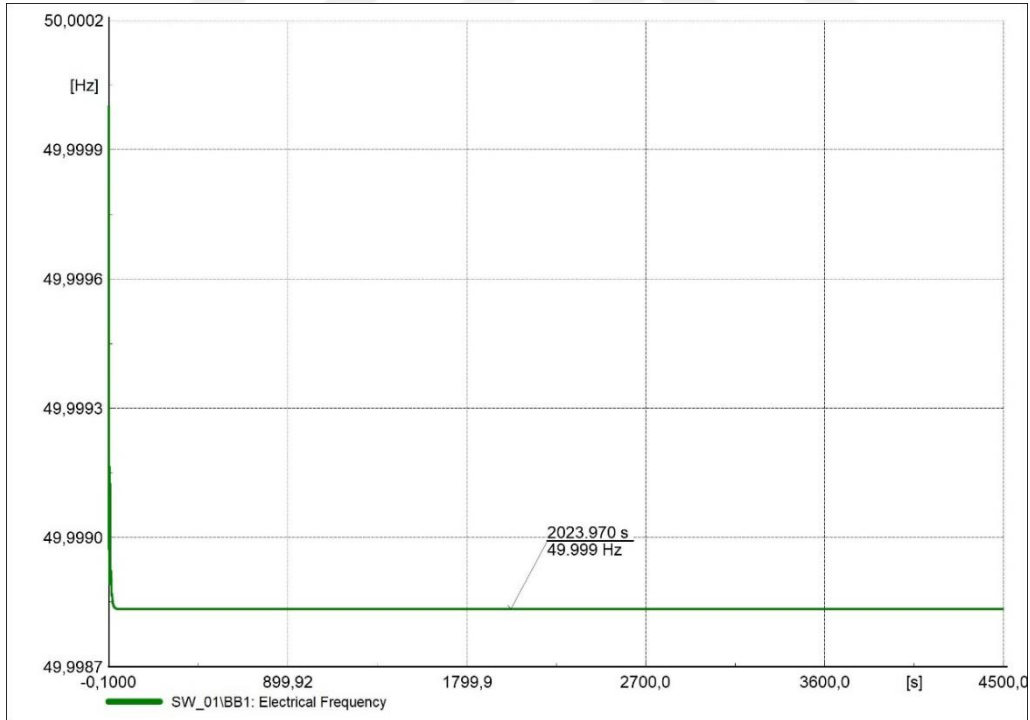
Her modelde incelenecek oranlar olan %15, %20 ve %30'a ulaşmak için gerekli YEK'ler eklenmiştir. Elimizde bulunan donanımın imkanları dahilinde YEK'lerin değişkenliğini simüle edebilmek için eklediğimiz santrallerin çıkışları her 15 dakikada bir değişmektedir. Toplam 1 saat 15 dakika süren simülasyonların başında, eklenen santraller tam güç çalışmakta ve 15. dakikada güç çıkışları, nominal güçlerinin %75'ne düşmektedir. Daha sonraki 15 dakikalık dilimlerde güç çıkışları sırasıyla, nominal gücün %50'si ve %25'i olarak değişmekte ve son olarak da 60. dakikada santrallerin güç çıkışı sıfırlanmaktadır.

#### 4. BULGULAR VE TARTIŞMA

DIgSILENT iletim modeli, IEEE 118 baralı test modeli ve Türkiye 400 kV iletim sistemi modelinde belirtilen senaryolar dahilinde YE penetrasyonu simülasyonlarının sonuçları aşağıda sıralanmaktadır. Güç sisteminin tepkisini analiz etmek için baralardaki frekans ve gerilim grafikleri verilmektedir. Ayrıca, her model için sonuçlar değerlendirilmekte ve kullanılan bu modelleri YE konusundaki araştırmalarına katmış çalışmalardan bahsedilmektedir. %30 penetrasyon seviyesi simülasyonlarının gerçekleştirilemediği durumlarda daha düşük oranlar ile yapılan simülasyonların sonuçları verilmiştir.

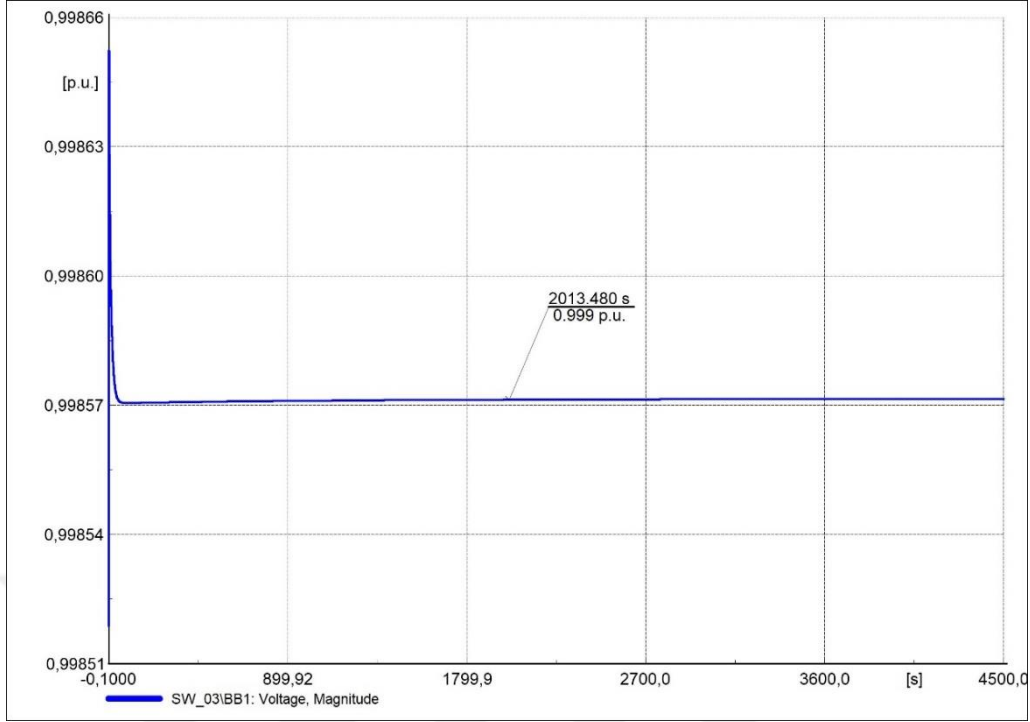
##### 4.1 DIgSILENT İletim Sistemi Modeli

Sistemin normal çalışma şartlarındaki gerilim ve frekans grafikleri Şekil 4.1 ve Şekil 4.2’de, yük akışı analizi ise Şekil 4.3’te görülmektedir. Bu sonuçlar, sistemin normal şartlar altında kararlı bir şekilde çalıştığını ve modelin gerçek bir güç sisteminin çalışmasını yansıttığı göstermektedir.

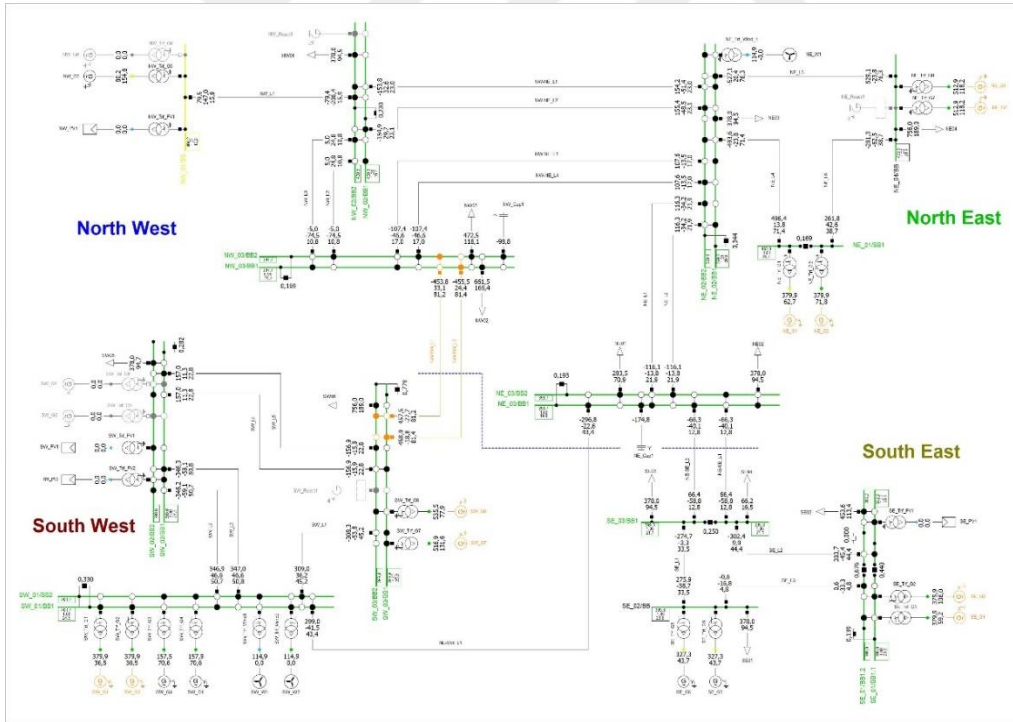


Şekil 4.1. Güneybatı bölgesindeki SW\_03-BB1 isimli baranın frekans grafiği





Şekil 4.2. Güneybatı bölgesindeki SW\_03-BB1 isimli baranın gerilim grafiği



Şekil 4.3. Modelin normal çalışma şartlarındaki yük akış analizi

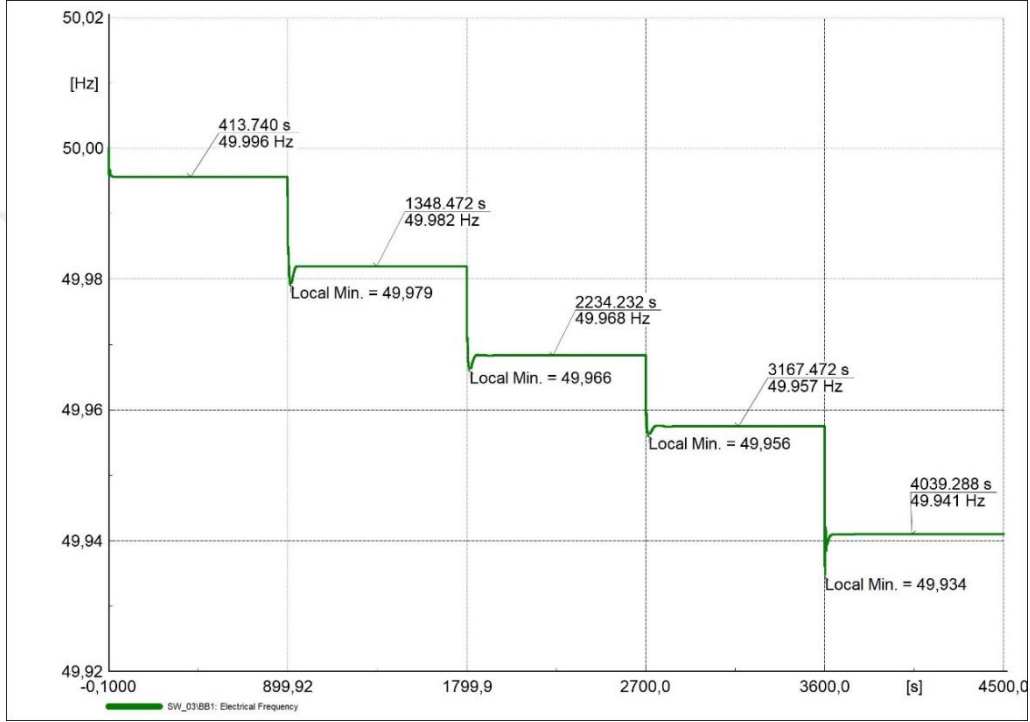
#### 4.1.1 %15 Yenilenebilir enerji penetrasyonu

%15 YE oranına ulaşmak için sistemin YE kurulu gücünün toplamda 150 MW artırılması gerekmektedir. Bu yüzden, biri RES biri de GES olmak üzere 75 MW gücünde iki santral sisteme dahil edilmiştir. Ayrıca 450 MVA gücünde doğal gaz yakıtlı bir termik ünite



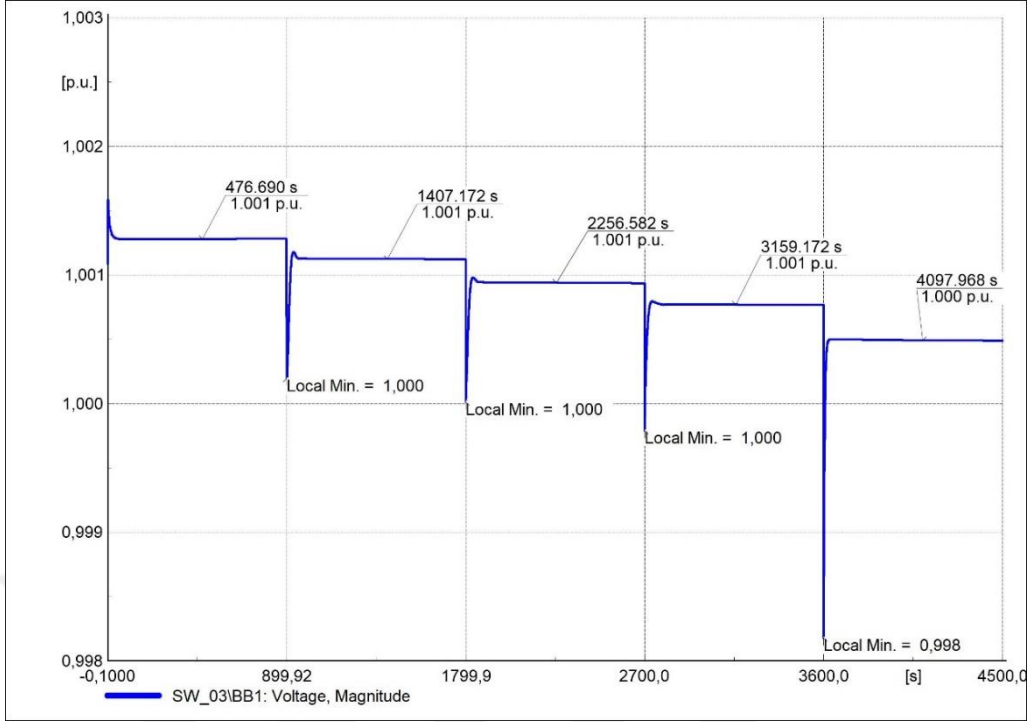
devre dışı bırakılmıştır.

Frekans grafiğine bakıldığında (Şekil 4.4), nominal değerinde olan frekansın arz düşüşünden olumsuz etkilenecek şekilde her seferinde yaklaşık 0,013 Hz düştüğü görülmektedir. Frekansın en düşük değerine (49,934 Hz), eklenen santrallerin güç çıkışının sıfırlanmasından hemen sonra ulaşılmaktadır. Daha sonra ise frekans 49,94 Hz değerinde dengelenmektedir.

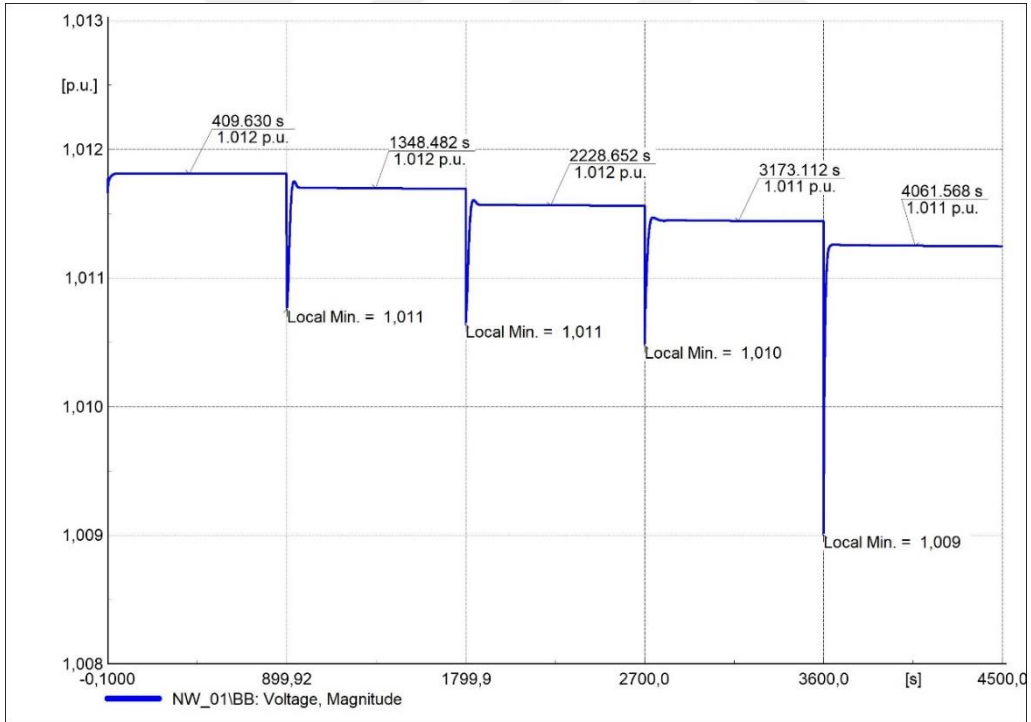


Şekil 4.4. Güneybatı bölgesindeki SW\_03-BB1 isimli baranın frekans grafiği

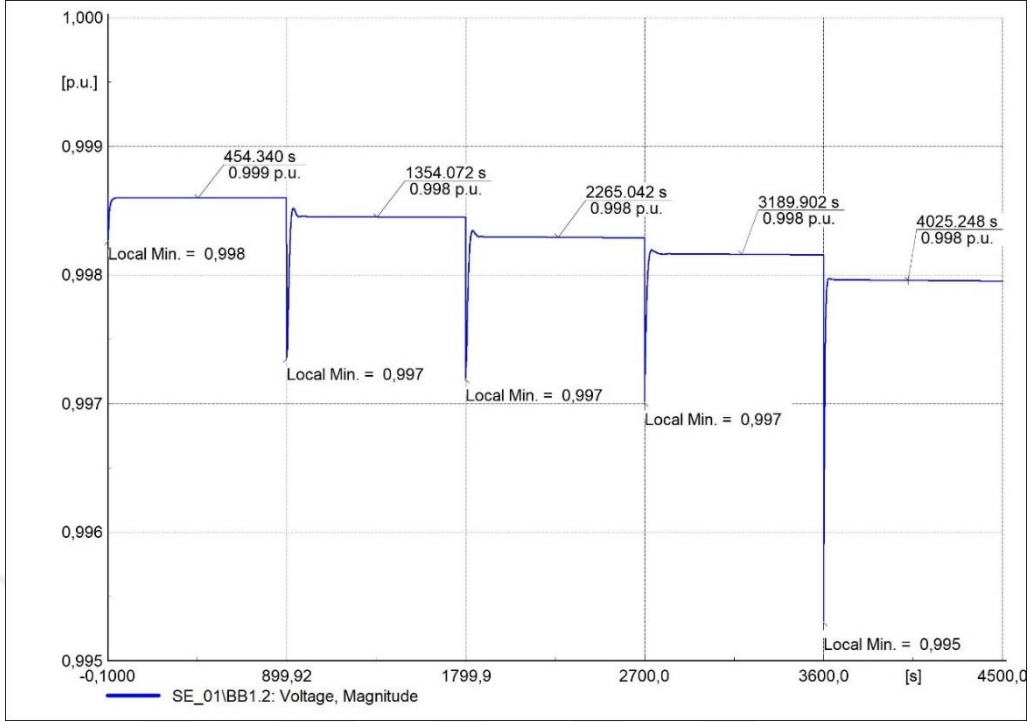
Öte yandan baralardaki gerilim grafiklerine (Şekil 4.5-4.8) bakıldığında, gerilimin güç değişimlerinden daha az etkilendiği gözlemlenmektedir. 4 bölgeden alınan gerilim değerleri değişiklik göstermekle beraber grafikler benzerdir. Eklenen YEK'lerin güç çıkışındaki düşüşten dolayı baralardaki gerilimde her seferinde 0,0001-0,0002 pu aralığında düşüşler gözlemlenmektedir.



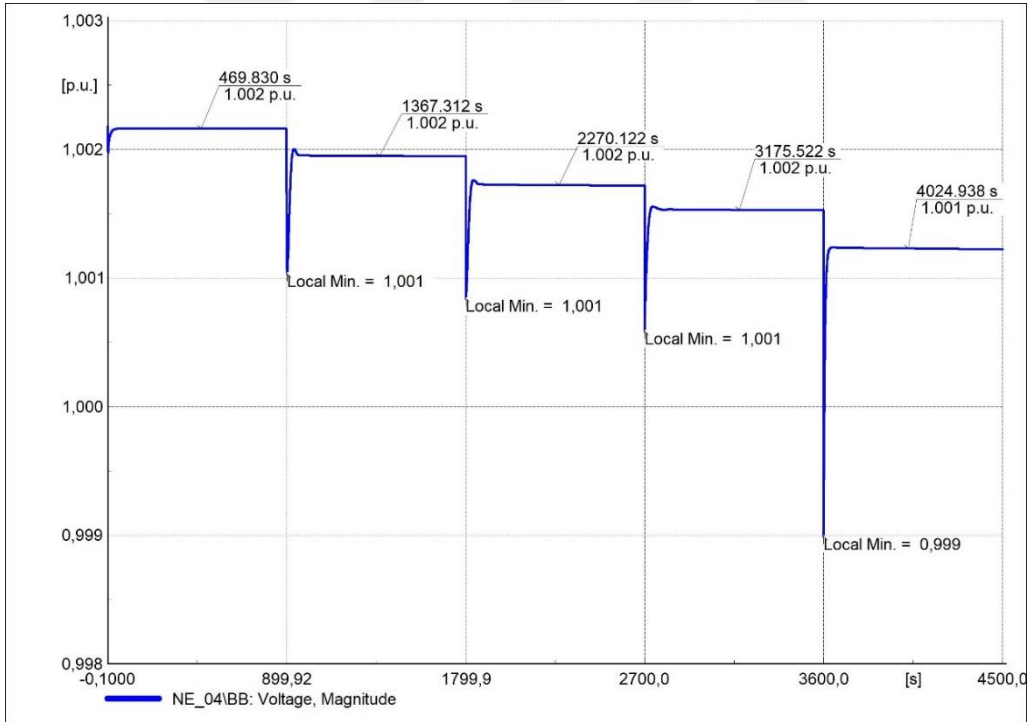
Şekil 4.5. Güneybatı bölgesindeki SW\_03-BB1 isimli baranın gerilim grafiği



Şekil 4.6. Kuzeybatı bölgesindeki NW\_01-BB isimli baranın gerilim grafiği



Şekil 4.7. Güneydoğu bölgesindeki SE\_01-BB1.2 isimli baranın gerilim grafiği



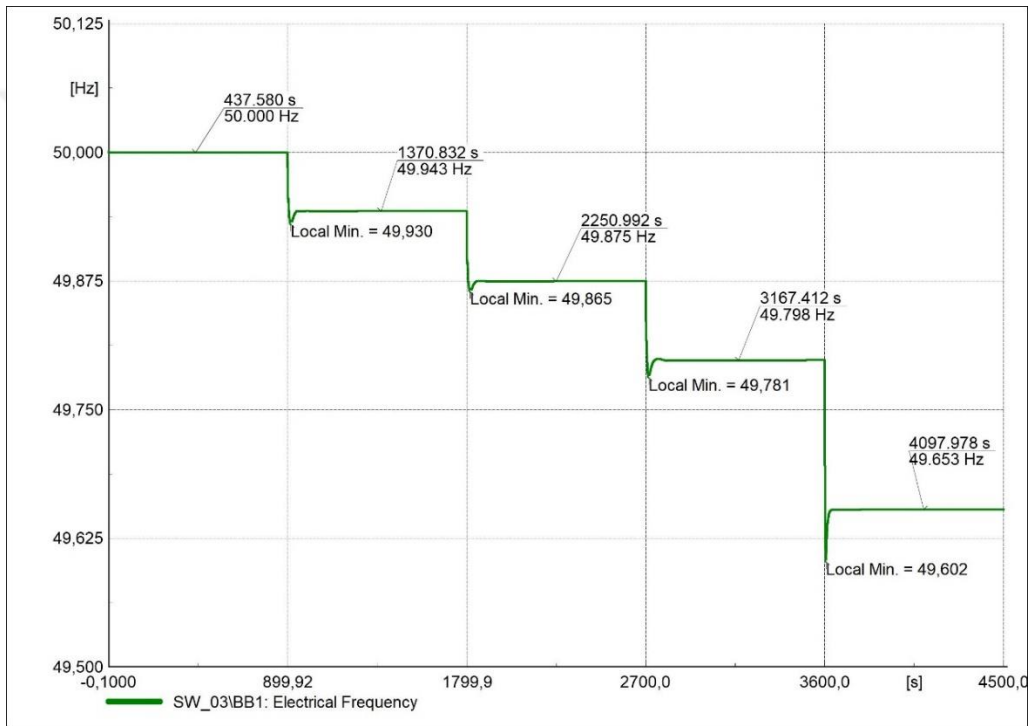
Şekil 4.8. Kuzeydoğu bölgesindeki NE\_04-BB isimli baranın gerilim grafiği

Söz konusu güç sisteminin %15 YE oranıyla çalışmasına bakıldığında frekansın 49,934 ile 49,993 Hz aralığında kaldığı ve bunların kabul edilir değerler olduğu görülmektedir. Gerilim değerleri ise 0,9-1,1 pu aralığındadır ve yine normal işletme koşulları içerisinde.

#### 4.1.2 %20 Yenilenebilir enerji penetrasyonu

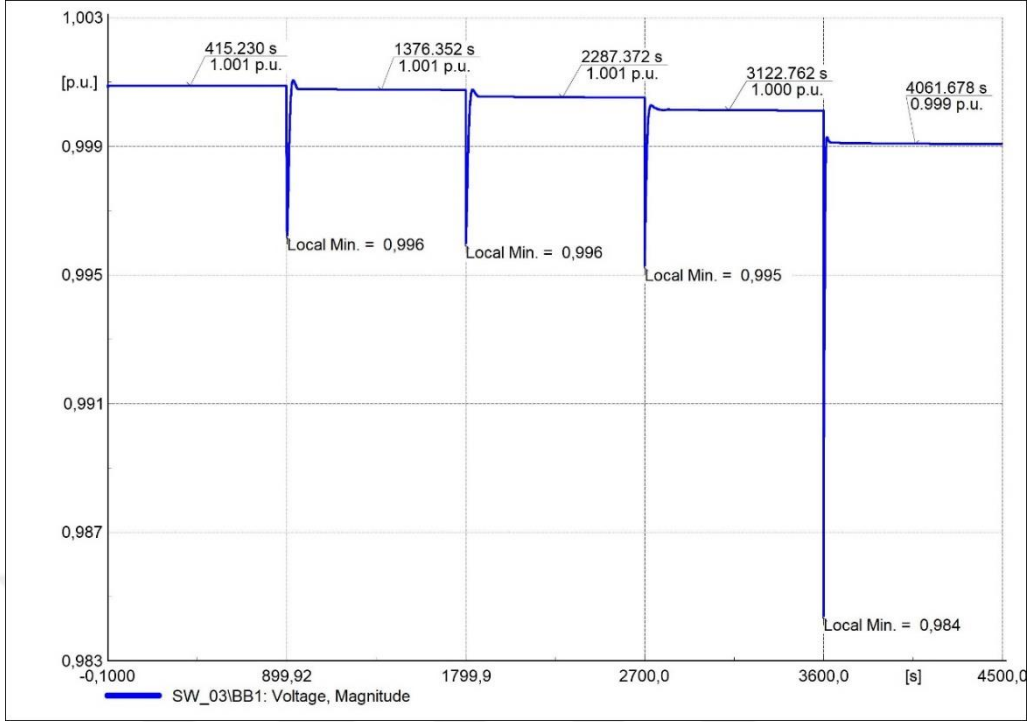
Test edilecek bir sonraki oran olan %20 için sisteme 650 MW gücünde YEK eklenmesi gerekmiştir. Güneybatı bölgesindeki baralara 250 MW ve 75 MW gücünde RES, 250 MW ve 75 MW gücünde de GES eklenmiştir. Aynı zamanda 592 MVA gücünde doğal gaz yakıtlı bir SG de devre dışı bırakılmıştır.

Frekans grafiğinde (Şekil 4.9), bir önceki senaryoya göre daha sert düşüşler gözlemlenmektedir. Eklenen santrallerin güç çıkışının sıfırlanmasının ardından frekans 49,602 Hz değerine kadar düşmekte ve daha sonra 49,653 Hz’de dengelenmektedir.

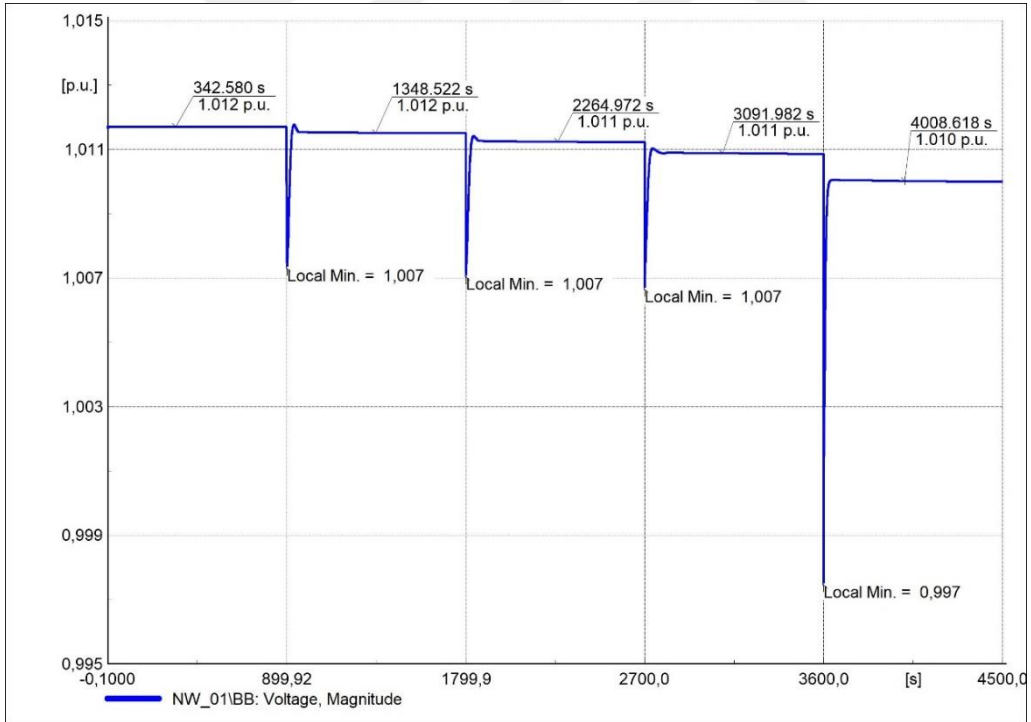


Şekil 4.9. Güneybatı bölgesindeki SW\_03-BB1 isimli baranın frekans grafiği

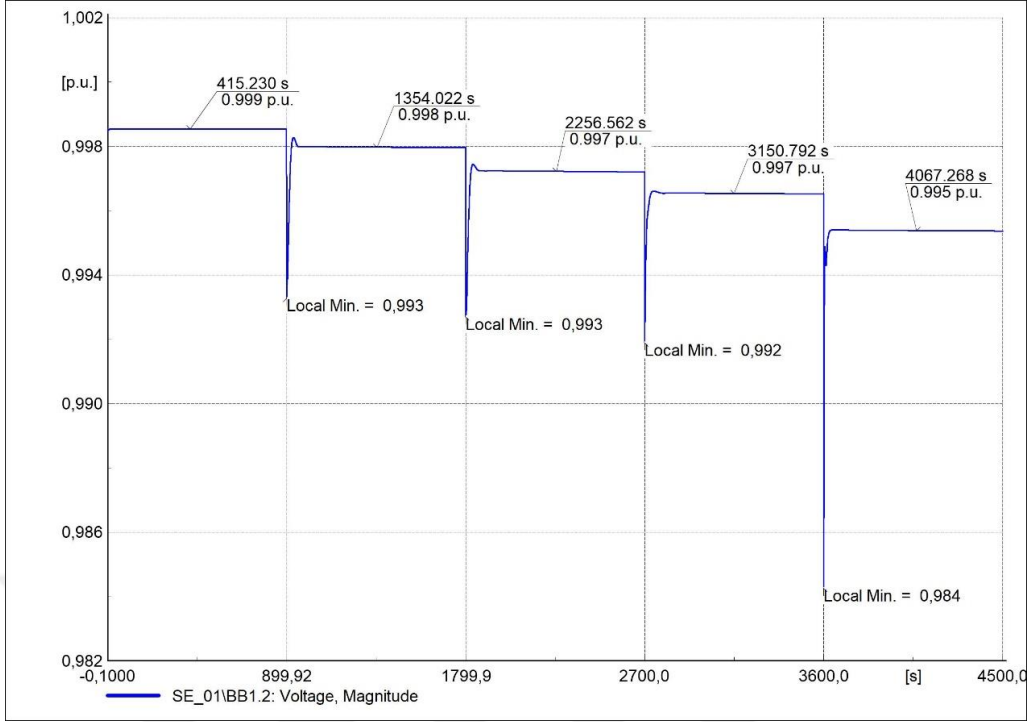
Bir önceki YE oranında da olduğu gibi baralardaki gerilimler güç değişimlerinden kayda değer şekilde etkilenmemektedir. Gerilim grafiklerine (Şekil 4.10-4.13) bakıldığında her güç değişiminde gerilimde 0,0001-0,0006 pu aralığında düşüşler yaşadığı görülmektedir.



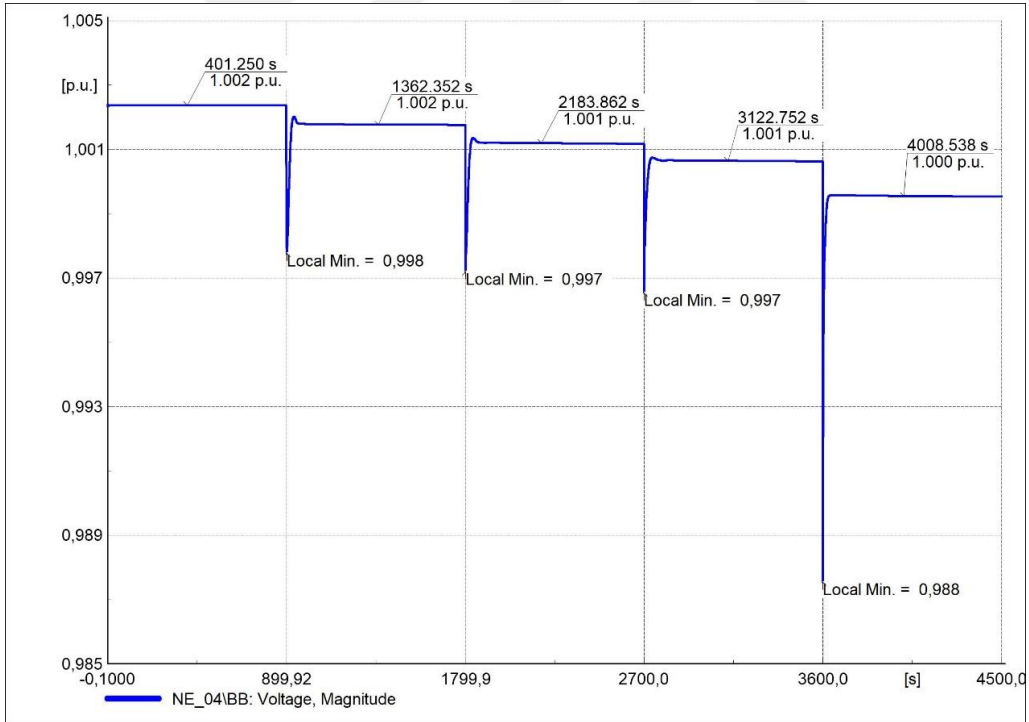
Şekil 4.10. Güneybatı bölgesindeki SW\_03-BB1 isimli baranın gerilim grafiği



Şekil 4.11. Kuzeybatı bölgesindeki NW\_01-BB isimli baranın gerilim grafiği



Şekil 4.12. Güneydoğu bölgesindeki SE\_01-BB1 isimli baranın gerilim grafiği



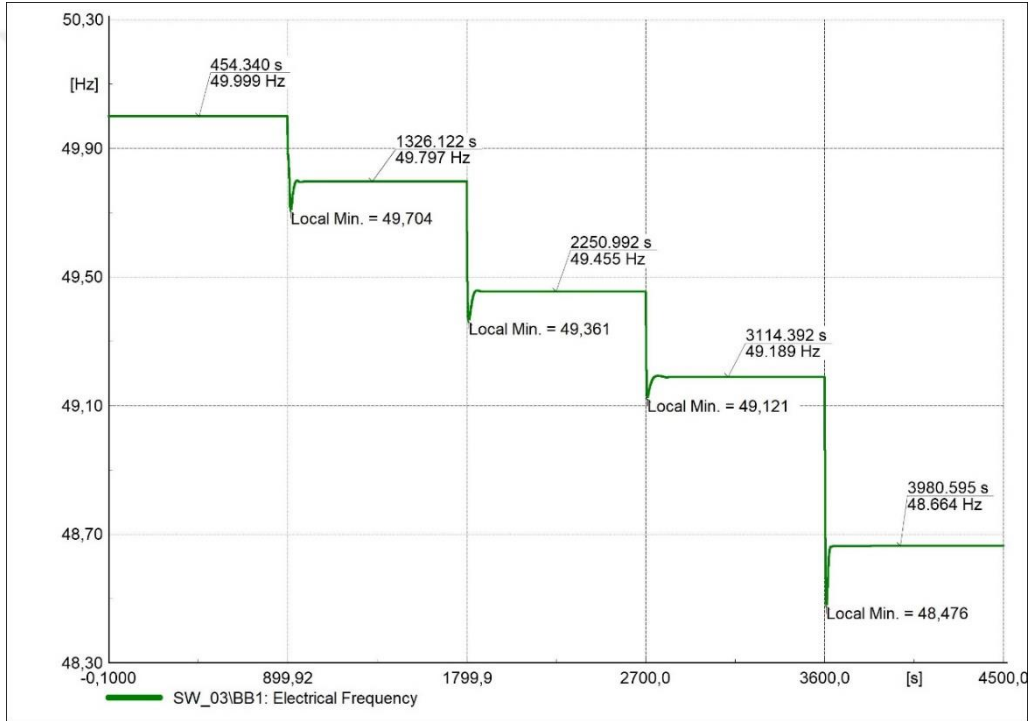
Şekil 4.13. Kuzeydoğu bölgesindeki NE\_04-BB isimli baranın gerilim grafiği

%20 YE oranında frekansın 49,602-50 Hz aralığında, gerilimin ise 0,9-1,1 pu aralığında olduğu görülmektedir. Bu değerler normal işletme şartları dahilindedir.

### 4.1.3 %30 Yenilenebilir enerji penetrasyonu

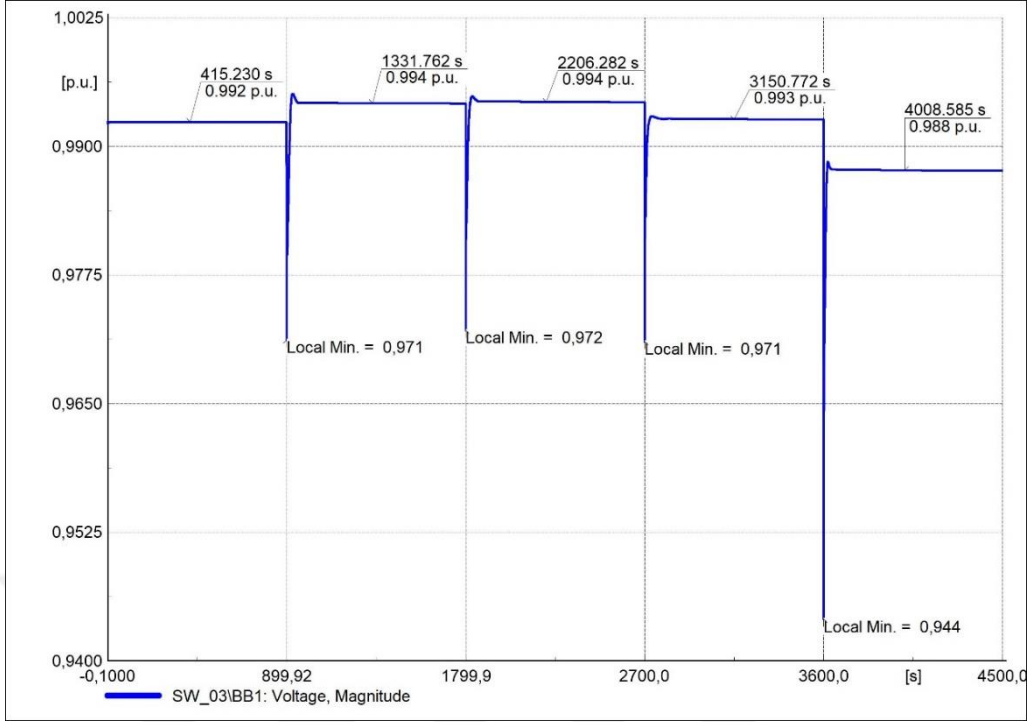
Son olarak %30 YE oranı test edilmiştir. Bu orana ulaşmak için sisteme 1650 MW gücünde YEK eklenmiştir. 3x 250 MW ve 1x 75 MW RES ve aynı şekilde 3x250 MW ve 1x 75 MW GES bölgedeki baralara eşit olarak dağıtılmıştır. Ayrıca her biri 592 MVA gücünde iki kömür santrali ve 450 MVA gücünde doğal gaz yakıtlı bir santral devre dışı bırakılmıştır. Devre dışı kalan SG'lerin toplam gücü 1634 MVA'dır.

Bu senaryoda frekansta daha ciddi düşüşler gözlemlenmektedir. Frekans grafiğine (Şekil 4.14) bakıldığında santrallerin güç çıkışının sıfırlanmasından sonra frekansın 48,476 Hz değerinde düştüğü ve daha sonra 48,664 Hz'de dengelendiği saptanmaktadır.

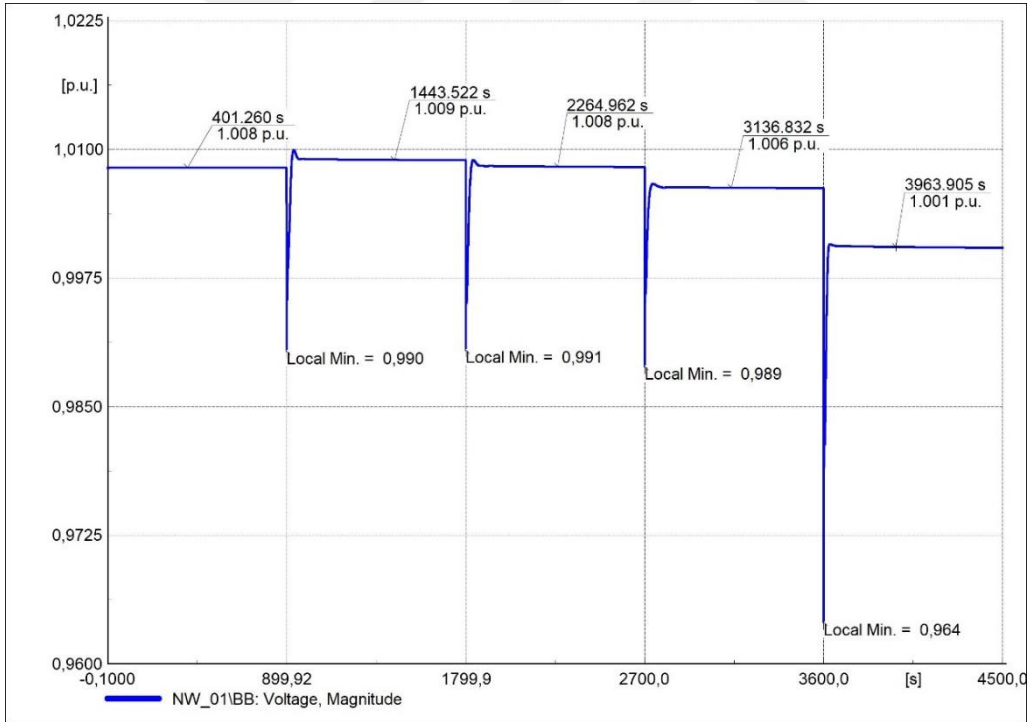


Şekil 4.14. Güneybatı bölgesindeki SW\_03-BB1 isimli baranın frekans grafiği

Bu senaryoda da gerilim, frekansa göre daha az etkilenmektedir (Şekil 4.15-4.18). Ancak önceki senaryolardan farklı olarak güneybatı ve kuzeybatı bölgelerindeki baralarda 15.-45. dakikalar arasında gerilim artışı gözlemlenmektedir. Artışlar 0,0005-0,0009 aralığındadır ve daha sonra gerilim düşmektedir. Diğer iki bölgede ise önceki senaryolardaki gibi güç değişimlerinde gerilim düşmektedir.

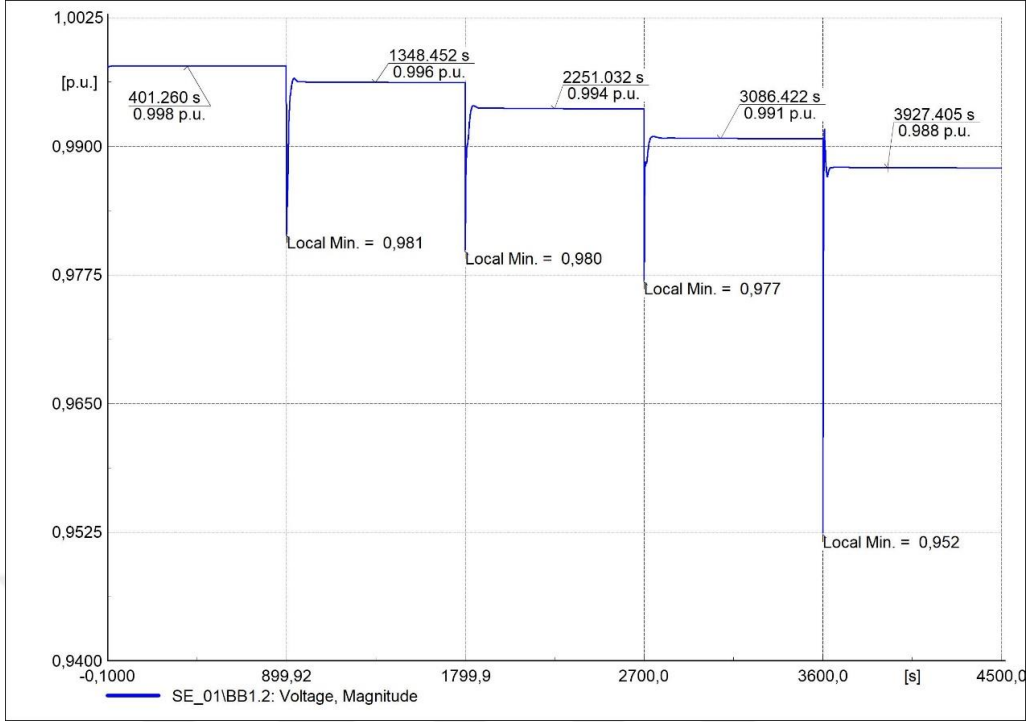


Şekil 4.15. Güneybatı bölgesindeki SW\_03-BB1 isimli baranın gerilim grafiği

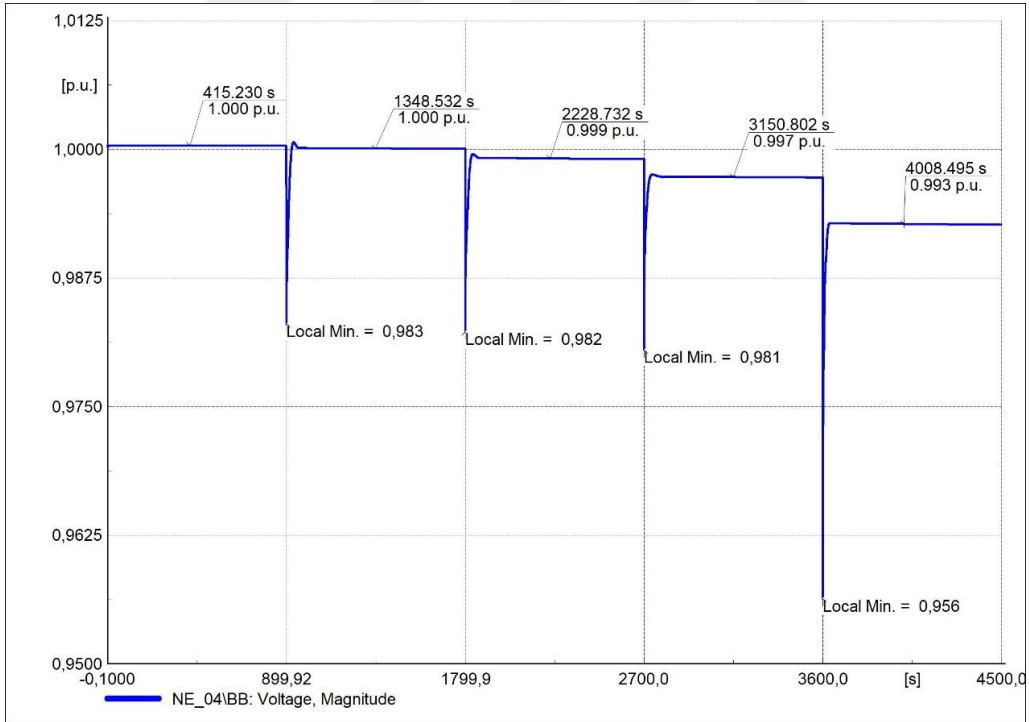


Şekil 4.16. Kuzeybatı bölgesindeki NW\_01-BB isimli baranın gerilim grafiği





Şekil 4.17. Güneydoğu bölgesindeki SE\_01-BB1 isimli baranın gerilim grafiği



Şekil 4.18. Kuzeydoğu bölgesindeki NE\_04-BB isimli baranın gerilim grafiği

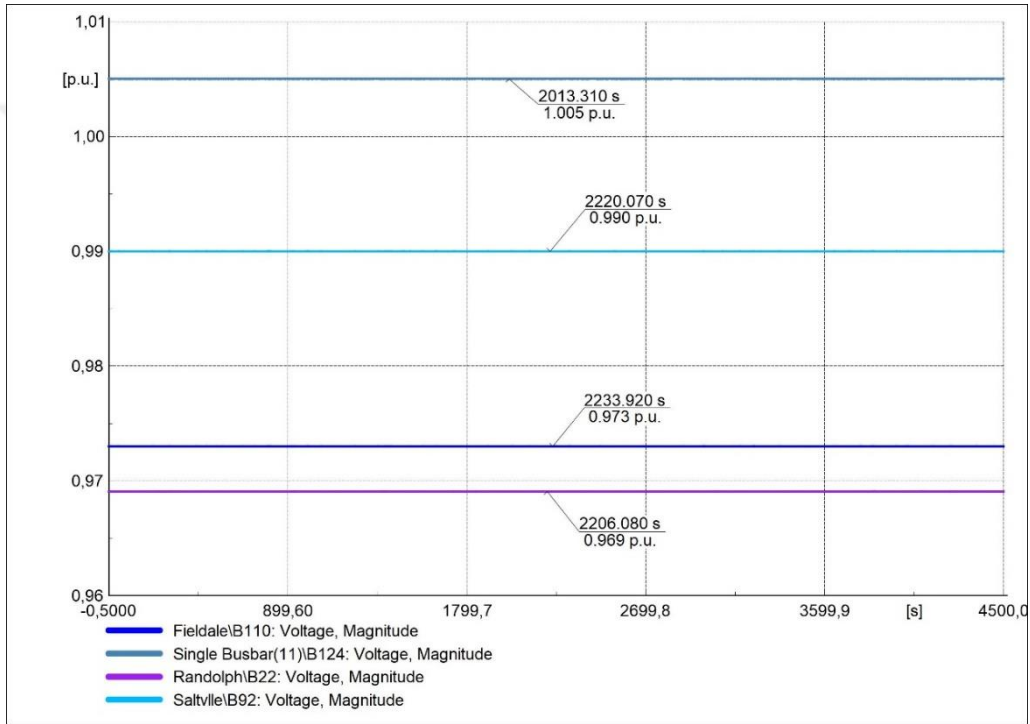
Genel olarak, mevcut sistemin test edilen 3 senaryoda da gerilim açısından bir sorun bulunmamaktadır. Gerilim değerleri, birçok şebeke yönetmeliği tarafından normal işletme şartları olarak kabul edilen 0,9-1,1 pu sınırlarını aşmamaktadır. Öte yandan frekans açısından bakıldığında %15 ve %20 YE oranlarında değerler kabul edilebilir

düzeindedir. Ancak %30 YE oranında frekans değerleri sistemin çalışması açısından sorun teşkil etmektedir. Eklenen YEK'lerin çıkış güçleri, nominal güçlerinin %50'sine düşmesiyle, frekans 49,5 Hz altına inerek kabul edilebilir işletme koşulları dışına çıkmaktadır. Bu santraller devre dışı kaldığında ise frekans 48,4 Hz'e kadar düşmektedir.

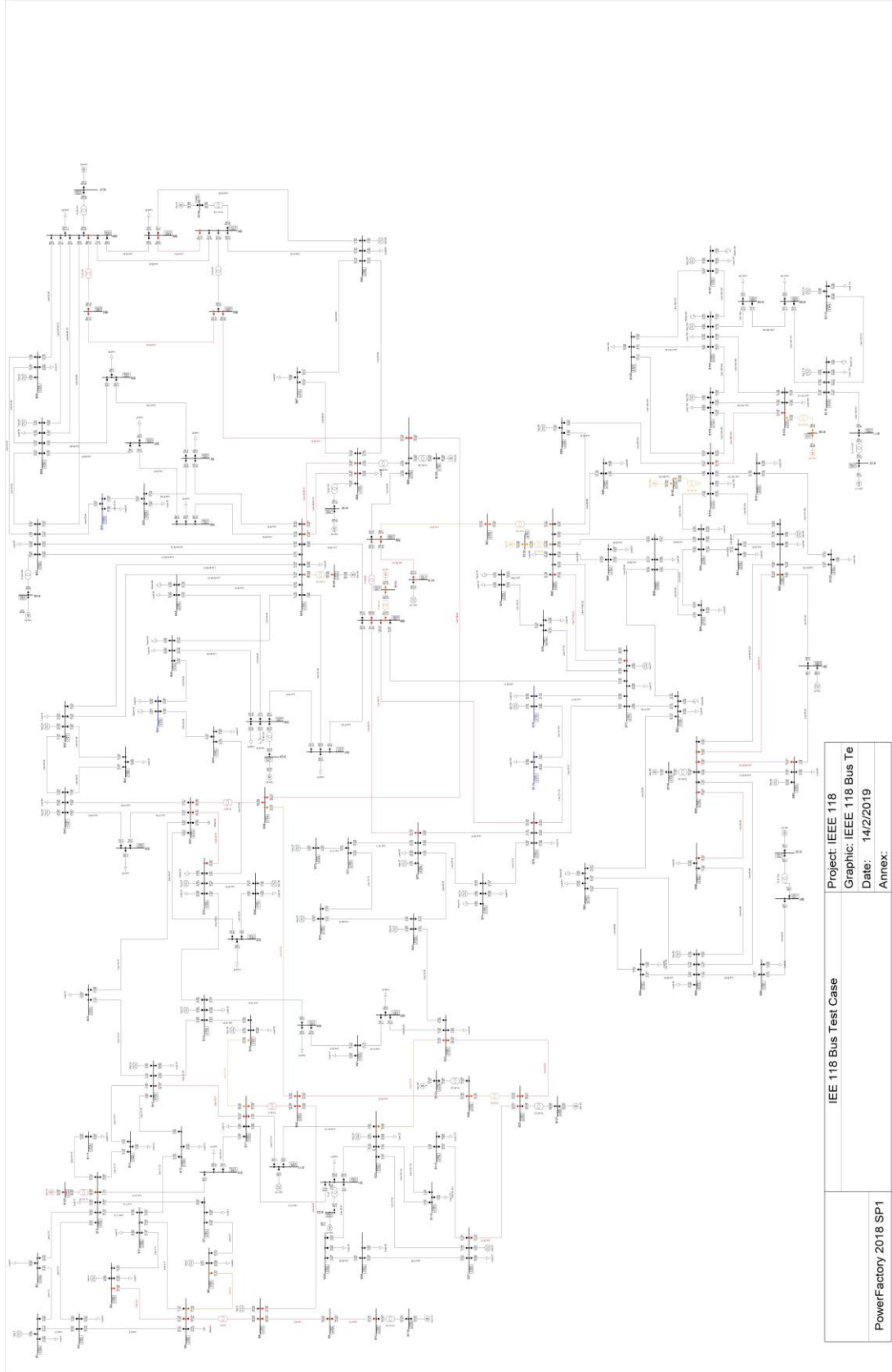
Değişken YEK'lerin g sistemlerine penetrasyonu zerine DIgSILENT ortamında yapılan çalışmalar incelendiğinde, Moodley vd. [138] Güney Afrika için AG fiderinde 0%, 23% ve 54% penetrasyon seviyelerini araştırmıştır. Gerilim profili, fider pik yük ve kayıplar üzerindeki etkilere dikkat çekilmiştir. Kenneth ve Folly [139] 16 baralık radyal AG şebekesi kullanmış ve 270 kW gücünde GE ile denemeler yapmıştır. GE penetrasyonu 90%'lara çıkarılarak şebekenin tepkisi llmştir. Araştırma genel olarak AG şebekesine bağlı YEK'lerden dolayı gerilim artışı durumunu incelemiştir. Brown [100] ENTSO-E ağının bir modelini kullanarak 2030 ve 2050 yıllarında YEK'lerin yüksek penetrasyonu ile HVDC iletim hatlarının kullanımını tahsis eden algoritma üzerine çalışmıştır. İletim sisteminin verimli kullanımı amaçlanmıştır. Berizzi vd. [140] İtalya'daki iletim sistemi ile dağıtım sistemi arasındaki gerilim seviyesi olan (sub-tranmission) 150 kV'lık ağın bir bölümünün modelini kullanarak yüksek YE penetrasyonunda şebeke sıklıklağını azaltmak için trafo merkezlerindeki otomasyon sistemlerine uygulanmak üzere algoritma önerisinde bulunmuştur. Azzam vd. [141] güç akışı analizi ile Ürdün iletim sisteminin ne kadar kapasitede YE entegre edebileceğini incelemiştir. şebekenin bu kapasitesini ölçebilmek için iletim hatlarının termal özellikleri ve baralardaki gerilim seviyeleri dikkate alınmıştır. Ayrıca normal şartlar altında GE ve RE penetrasyonunun artışının gerilim dengesine etkisi araştırılmıştır. Modelde Ürdün'n 400 kV ve 132 kV hatları kullanılmıştır. Başka bir çalışmada Senegal şebekesi kullanılarak GE'nin azami penetrasyon oranı belirlenmiştir. İki farklı senaryoda GES'lerin 30 kV, 90 kV ve 225 kV'a bağlantısı incelenmiş ve her bağlantı için azami penetrasyon seviyeleri bulunmuştur. Sistemin kurulu gücü 770 MW civarındadır [142]. YE penetrasyonunun olasılıksal güç akışı açısından etkileri de DIgSILENT ortamında incelenmiştir. Bunun için IEEE 39 baralı sistemi değiştirilmiş ve YEK eklenmiş versiyonu kullanılmıştır. Üretim maliyeti, güç kayıpları, bara gerilimlerindeki sapmalar ve iletim hattı yükleri karşılaştırılarak sistem etkileri incelenmiştir [143].

## 4.2 IEEE'nin 118 Baralı Modeli

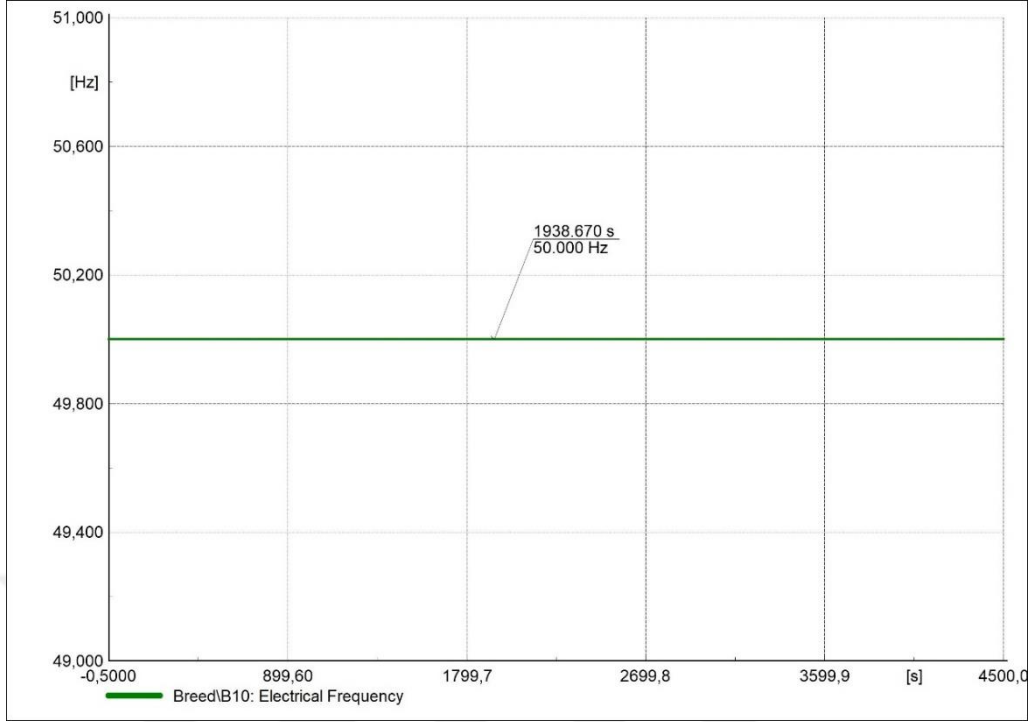
Sistemde bulunan her generatörde AVR ve türbin regülatörü bulunmaktadır. Öte yandan, DIgSILENT modelinden farklı olarak bu sistemdeki generatörlerde PSS bulunmamaktadır. Sistemin normal çalışma şartlarındaki gerilim ve frekans grafikleri Şekil 4.19 ve Şekil 4.21'de, yük akışı analizi ise Şekil 4.20'de görülmektedir. Bu sonuçlar, sistemin normal şartlar altında kararlı bir şekilde çalıştığını ve modelin gerçek bir güç sisteminin çalışmasını yansıttığı göstermektedir. Ancak yük akışı analizinde bazı hatların aşırı yüklendiği görülmektedir ve bu durum dikkate alınmalıdır.



Şekil 4.19. B22, B92, B110 ve B124 isimli baraların gerilim grafiği



**Şekil 4.20.** Modelin normal çalışma şartlarındaki yük akış analizi



**Şekil 4.21.** B10 isimli baranın frekans grafiği

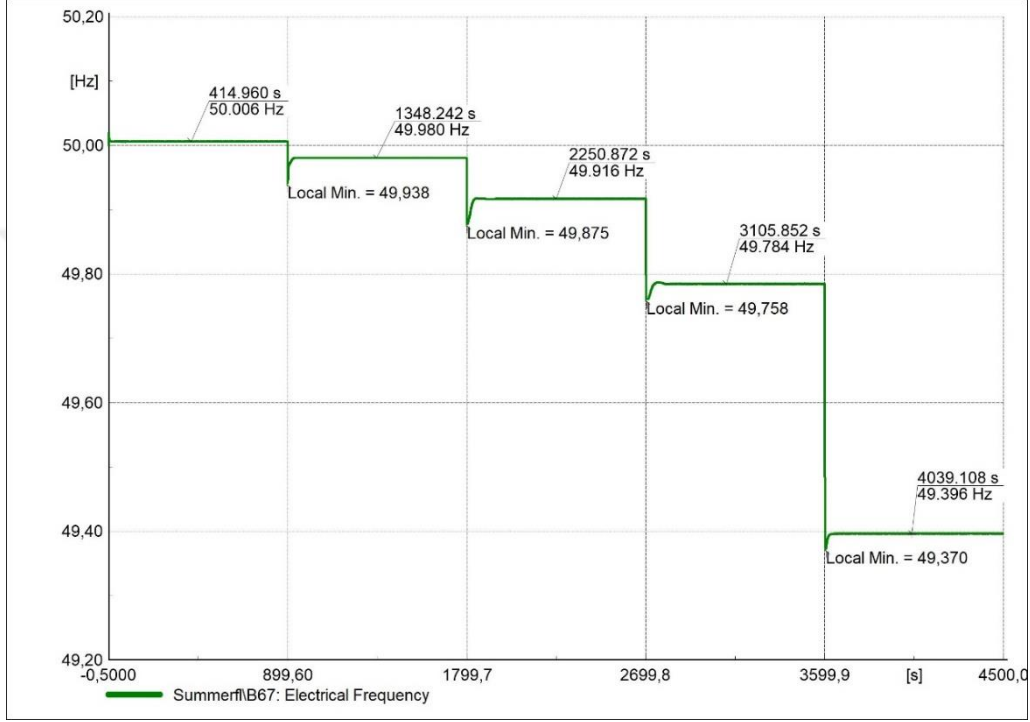
Sistemdeki bütün baraların incelenmesi uzun zaman gerektirdiği için, YEK'lerin bağlı olduğu baralara yakınlığı ve uzaklığına göre temsili baralar seçilmiştir. Frekans için B67 isimli bara referans alınmıştır ve baraya tek bir yük bağlıdır. Gerilim için ise B2, B24, B30, B53, B65, B67, B72, B73, B74, B88, B112, B114 isimli baralar değerlendirilmiştir. B72 ve B73 baralarına hem %15 hem de %20 senaryolarında YEK bağlanmıştır ve her ikisine de birer motor bağlıdır. B24 barasına bağlı bir motor bulunmaktadır, ikinci senaryoda da bu baraya YEK bağlanmıştır ve B72 barasına doğrudan bağlıdır. Biraz daha uzaklaştığımızda B74 ve B114 baraları bulunmaktadır. B114'de sadece bir yük varken B74 barasına bir kondansatör bağlıdır. Daha sonra B67 barası gelmektedir. Bu baraya sadece bir yük bağlıdır. B30 ve B65 baraları 500 kV gerilim seviyesindeki baralardır. Her iki bara da trafolar ile 230 kV'a bağlanmaktadır. B2, B53, B88 ve B112 baraları ise uç noktadaki baralardır ve YEK'lerin bağlı olduğu bölgeye uzaktır.

#### **4.2.1 %15 Yenilenebilir enerji penetrasyonu**

IEEE test modelinde YEK bulunmamaktadır ve %15 YE oranına ulaşmak için sisteme eklenmesi gereken kurulu güç 850 MW'tır. Bu yüzden sisteme 2X 175 MW ve 1X 75 MW RES, 2X175 MW ve 1X 75 MW GES eklenmiştir. Santraller, 230 kV seviyesindeki B22, B72 ve B73 baralarına trafolar aracılığı ile bağlanmıştır. Ayrıca, toplam kurulu gücü

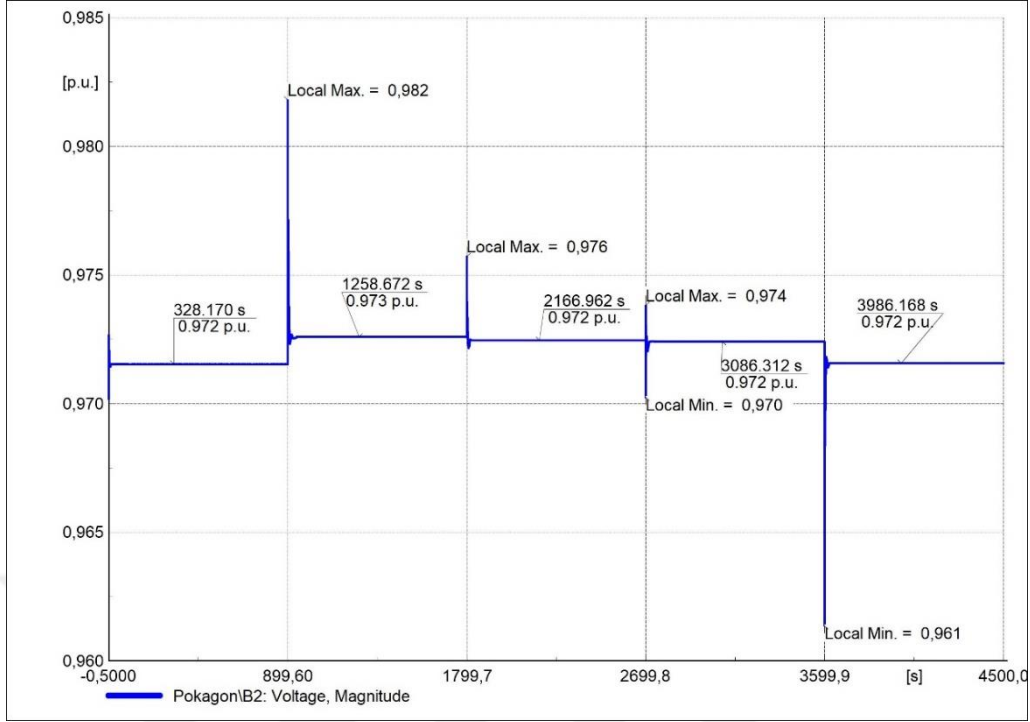
857,5 MW olan 25 ve 69 numaralı SG'ler devre dışı bırakılmıştır.

Frekans grafiğine (Şekil 4.22) bakıldığında, ilk başta nominal değerinde olan frekansın her arz düşüşünde gitgide artan bir farkla azaldığı görülmektedir. Santrallerin devre dışı kalmasından sonra frekans 49,370 Hz değerine düşmekte ve 49,396 Hz değerinde dengelenmektedir.

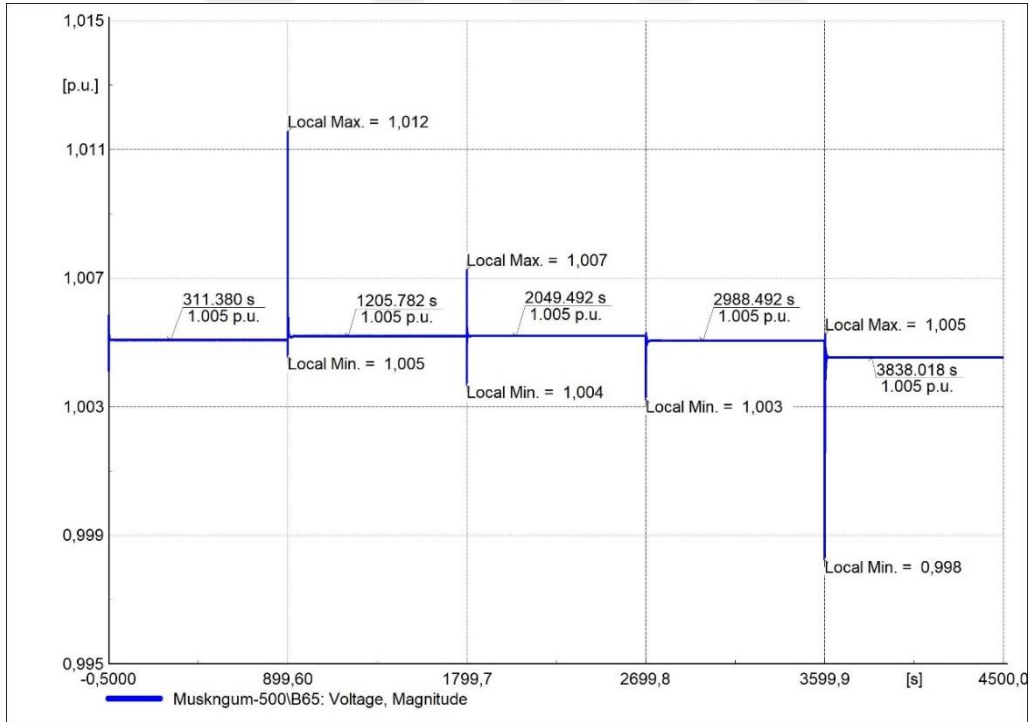


Şekil 4.22. B67 isimli baranın frekans grafiği

Baralardaki gerilim grafiklerinde ise birkaç farklı şekle rastlanmaktadır. B2 ile B65 barasındaki gerilim grafikleri (Şekil 4.23-4.24) benzerlik göstermektedir. Gerilim ilk 15 dakika sonrasında artmakta ve santraller sıfırlanana kadar aynı değerlerde kalarak daha sonra düşmektedir.

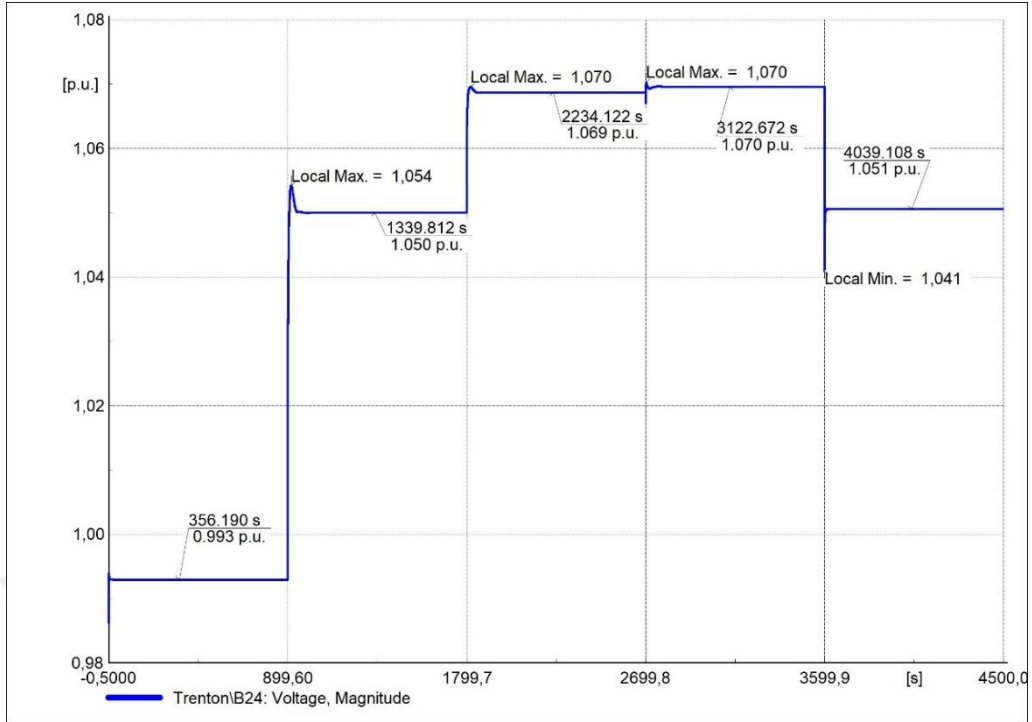


Şekil 4.23. B2 isimli baranın gerilim grafiği

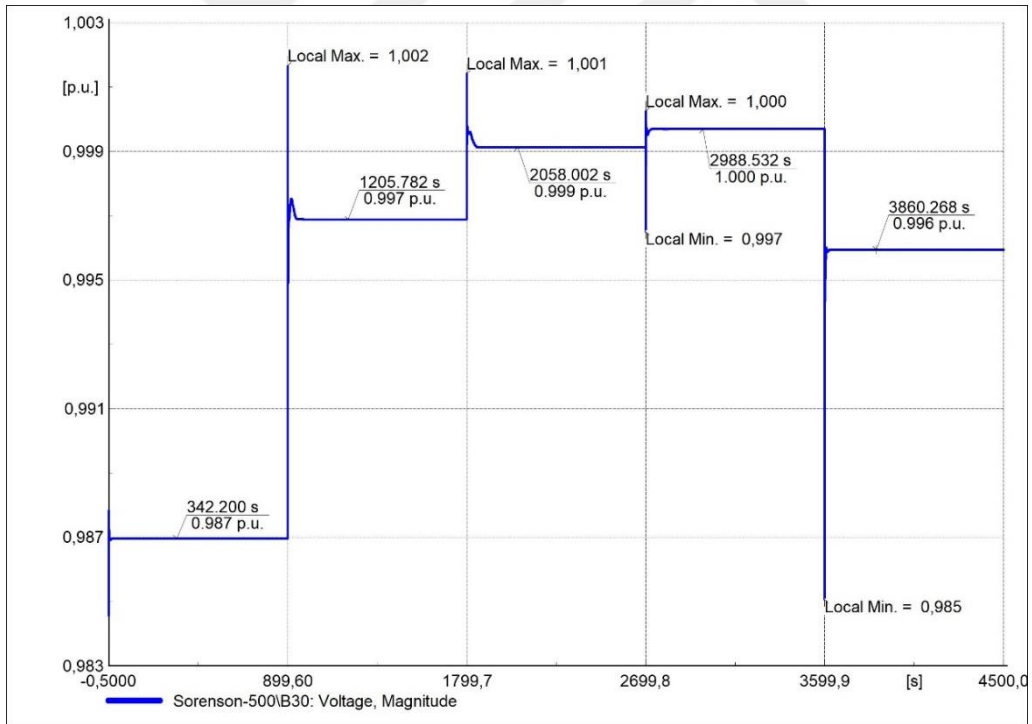


Şekil 4.24. B65 isimli baranın gerilim grafiği

B24, B30, B72, B73, B74 ve B114 baralarındaki gerilim grafiklerinde (Şekil 4.25-4.30) de benzerlik bulunmaktadır. İlk 15 dakika sonrasında her güç değişiminde gerilim artmakta ve son olarak santraller devre dışı kaldığında düşmektedir.

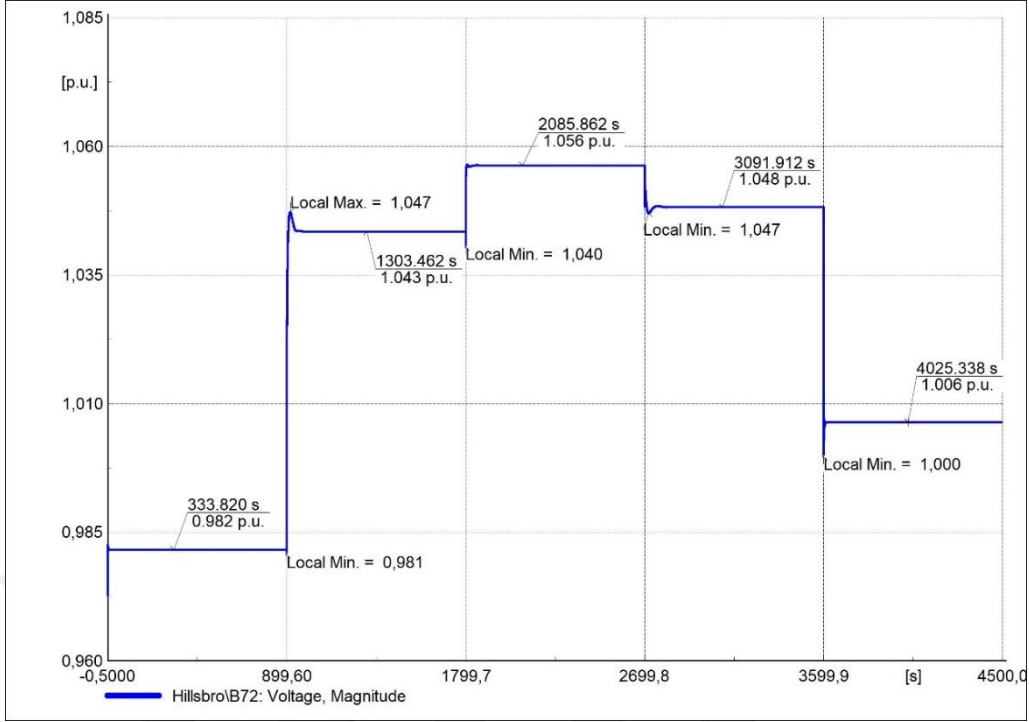


Şekil 4.25. B24 isimli baranın gerilim grafiği



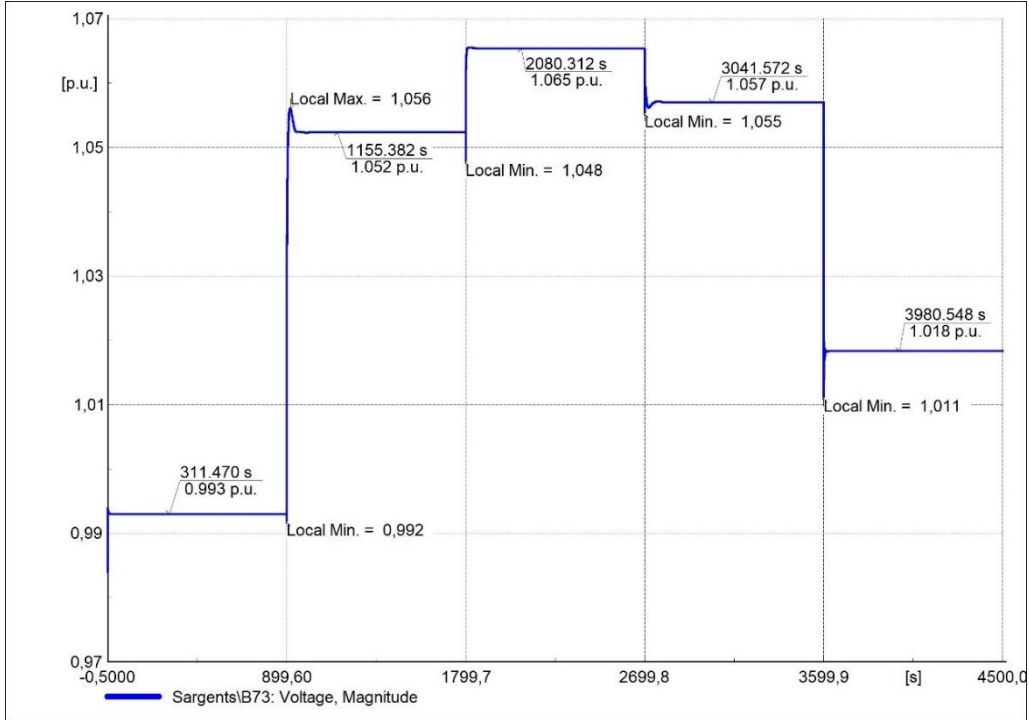
Şekil 4.26. B30 isimli baranın gerilim grafiği



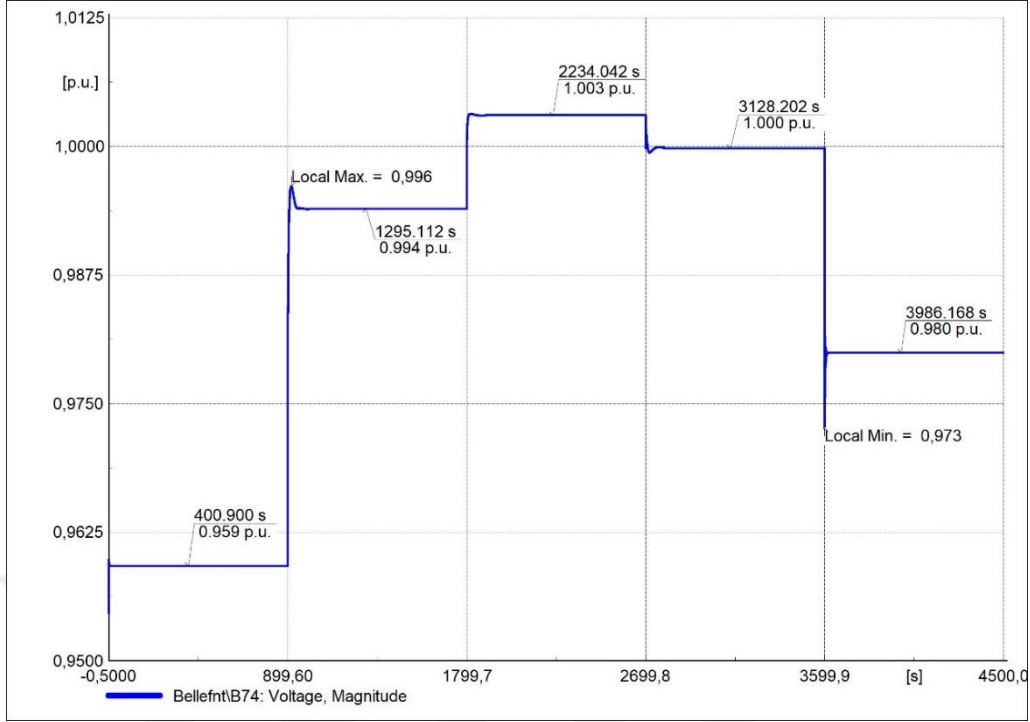


Şekil 4.27. B72 isimli baranın gerilim grafiği

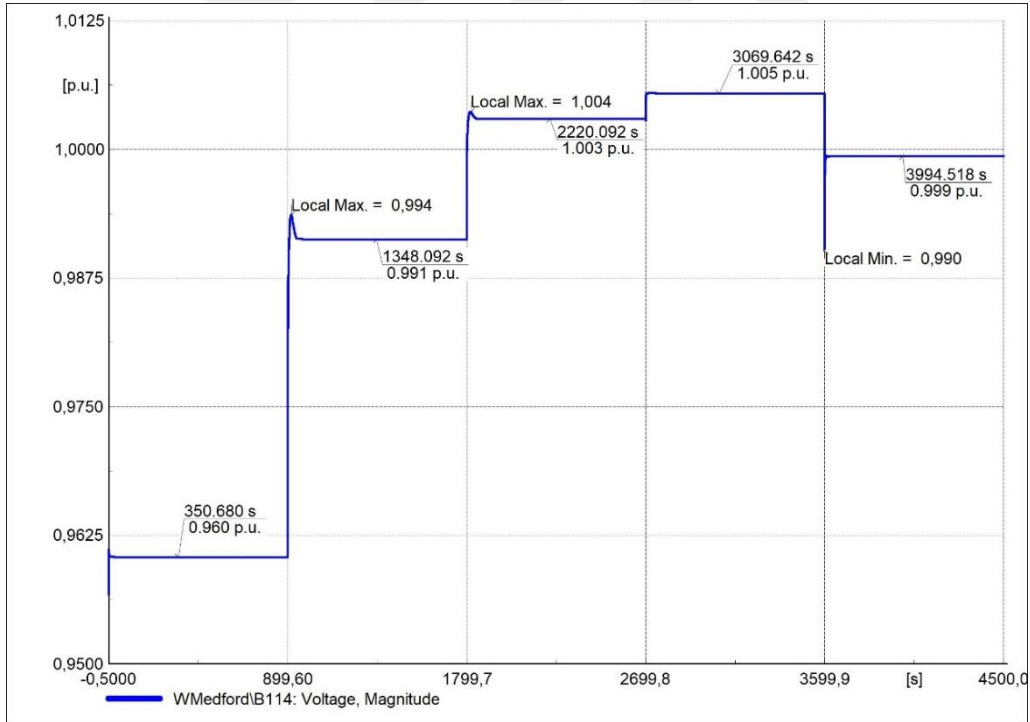
İlk 15 dakika sonunda gerilimde ani bir artış gözlemlenirken 30. ve 45. dakikalardaki güç değişimlerdeki gerilim artışı görece daha azdır. B72, B73 ve B74 baralarındaki gerilimler, diğer baralardaki gerilimlerle benzer olmakla birlikte, diğerlerinden farklı olarak 45. dakikadan sonra düşmektedir.



Şekil 4.28. B73 isimli baranın gerilim grafiği

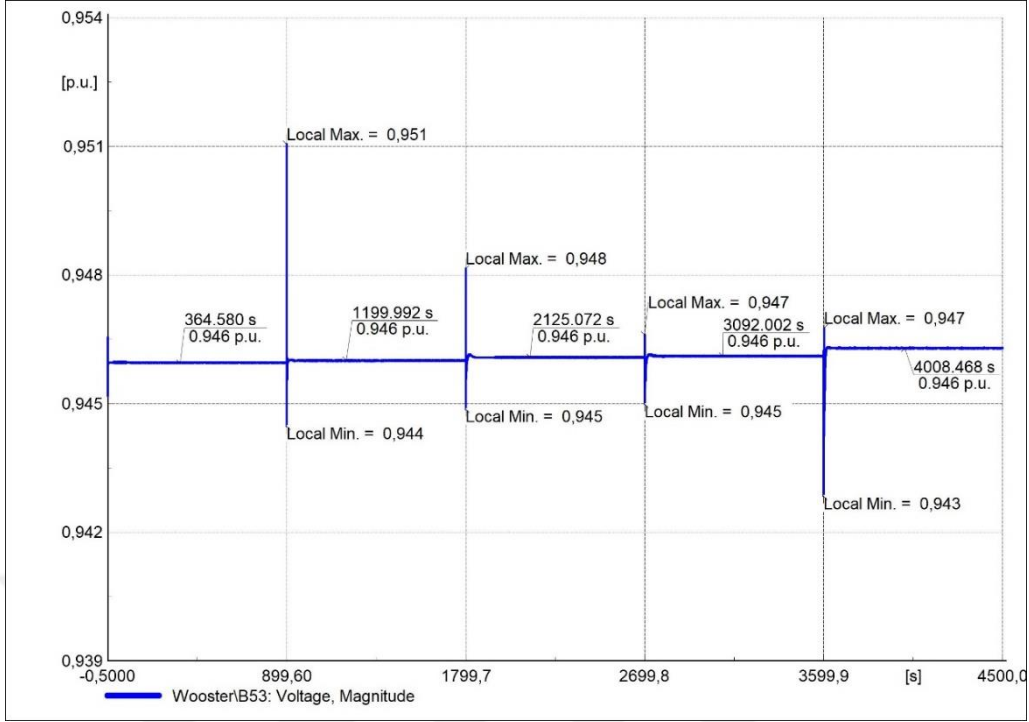


Şekil 4.29. B74 isimli baranın gerilim grafiği

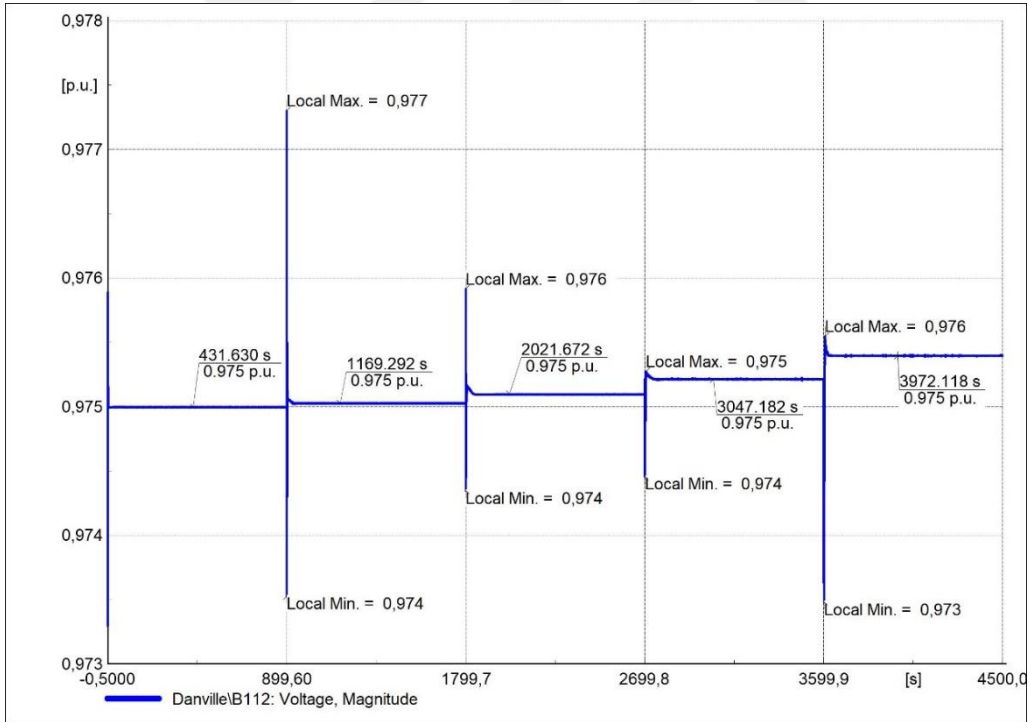


Şekil 4.30. B114 isimli baranın gerilim grafiği

B53 ve B112 baralarındaki gerilim (Şekil 4.31-4.32) ise her güç değişiminde küçük artışlar göstermektedir. Bu artışlar 0,0001 pu seviyesindedir.

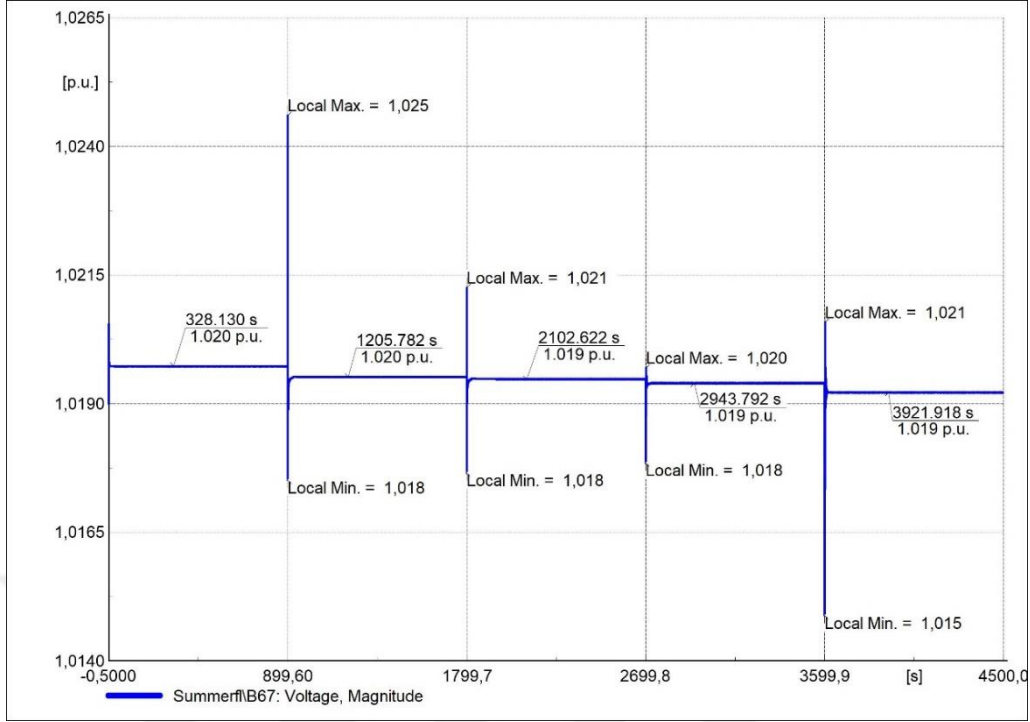


Şekil 4.31. B53 isimli baranın gerilim grafiği

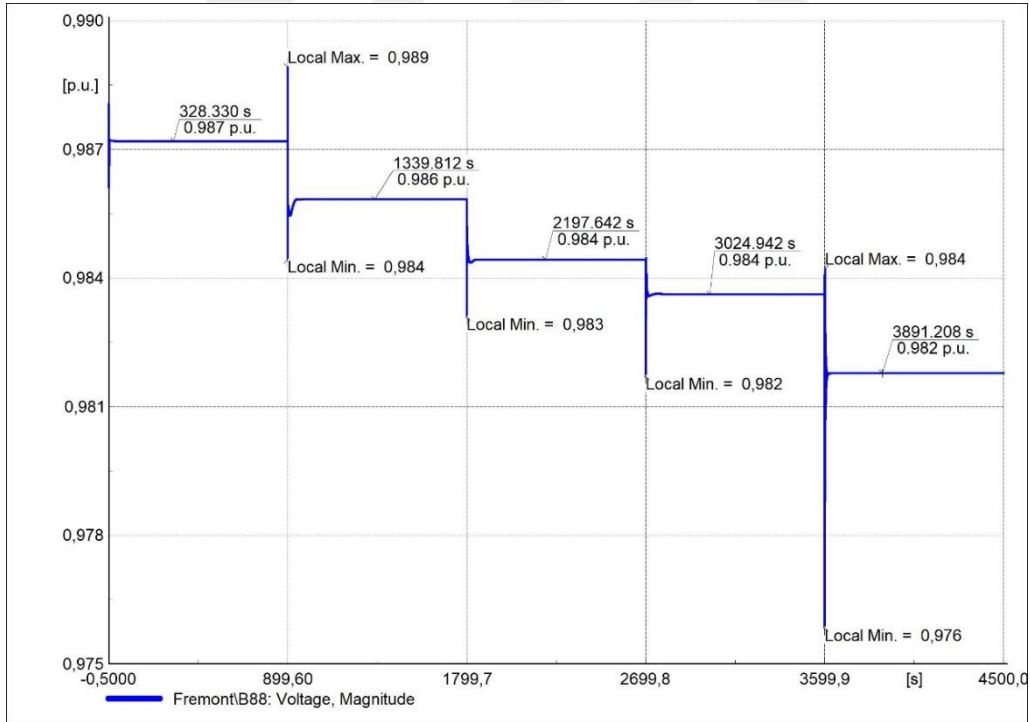


Şekil 4.32. B112 isimli baranın gerilim grafiği

Son olarak gerilimlerinde benzerlik olan diğer baralar B67 ve B88'dir (Şekil 4.33-4.34). Diğer baralardakinden farklı olarak her güç değişiminde gerilim düşüş göstermektedir.



Şekil 4.33. B67 isimli baranın gerilim grafiği



Şekil 4.34. B88 isimli baranın gerilim grafiği

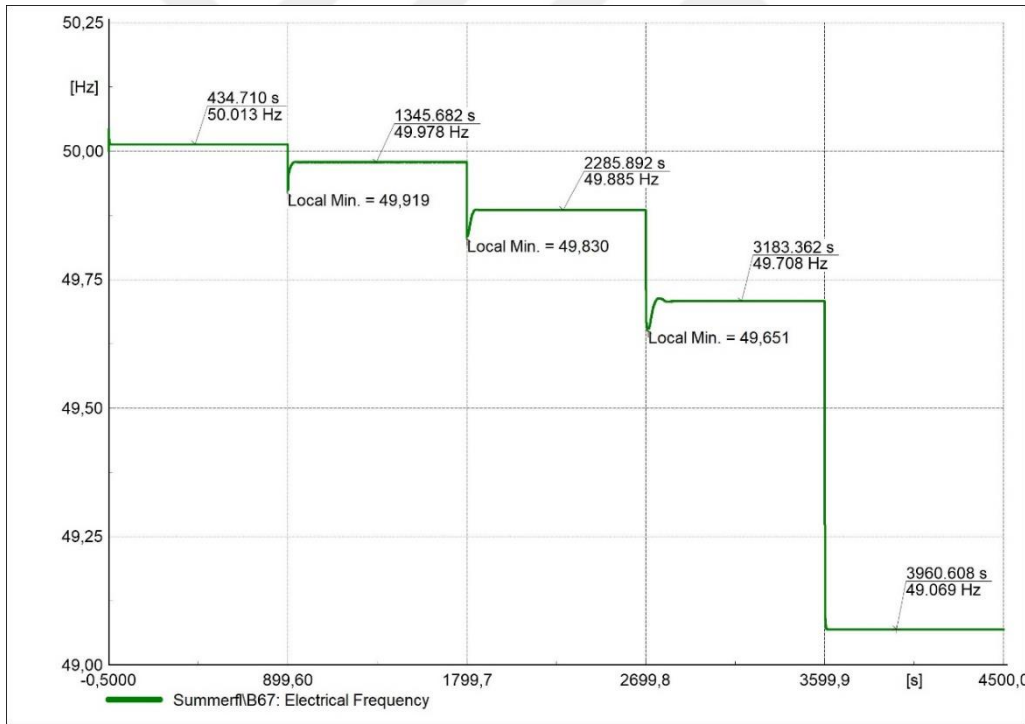
Sistemin %15 YE oranıyla çalışmasına baktığımızda frekansın 49,37-50,006 Hz aralığında olduğu görülmektedir. Santraller devreden çıkana kadar kabul edilebilir işletme koşulları içinde olan frekans, santraller devre dışı kaldıktan sonra 49,370 değerlerine düşerek kritik işletme koşullarına girmektedir. Gerilim değerlerine

bakıldığında ise dalgalanmalara rağmen baralardaki gerilimin, normal çalışma koşulları olan 0,9-1,1 pu aralığında olduğu görülmektedir. Ayrıca her güç değişiminde meydana gelen aşırı gerilimler, azami artışları 0,015 pu olduğu için problem teşkil etmemektedir.

#### 4.2.2 %20 Yenilenebilir enerji penetrasyonu

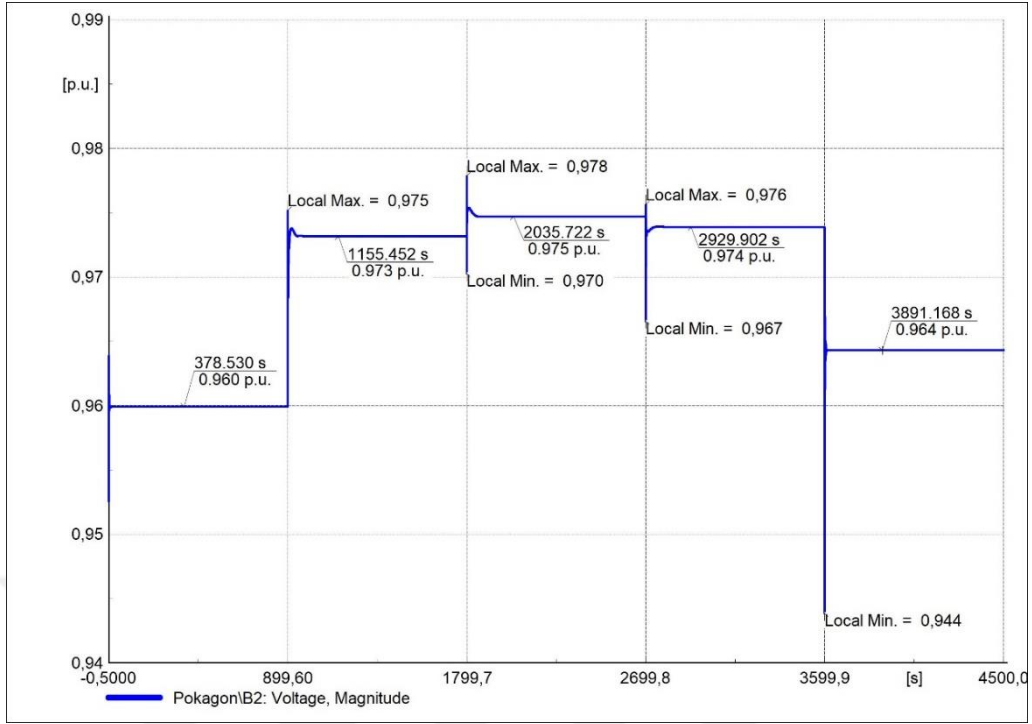
%20 YE oranına ulaşmak için sisteme 1110 MW kurulu güç eklenmesi gerekmiştir. Bundan dolayı 3X 185 MW RES ve 3X 185 MW GES kullanılmıştır. RES'ler B22, B72 ve B73 baralarına, GES'ler ise B21, B24 ve B70 baralarına trafo aracılığı ile bağlanmıştır. Bunun dışında, toplam kurulu gücü 1095,75 MW olan 12, 26, 31 ve 69 numaralı SG'ler devre dışı bırakılmıştır.

Frekans, bir önceki senaryoda olduğu gibi her güç değişiminde düşüş göstermektedir (Şekil 4.35). Santrallerin devre dışı kalmasından sonra 0,639 Hz'lik keskin bir düşüş ile 49,069 Hz değerinde dengelenmektedir.

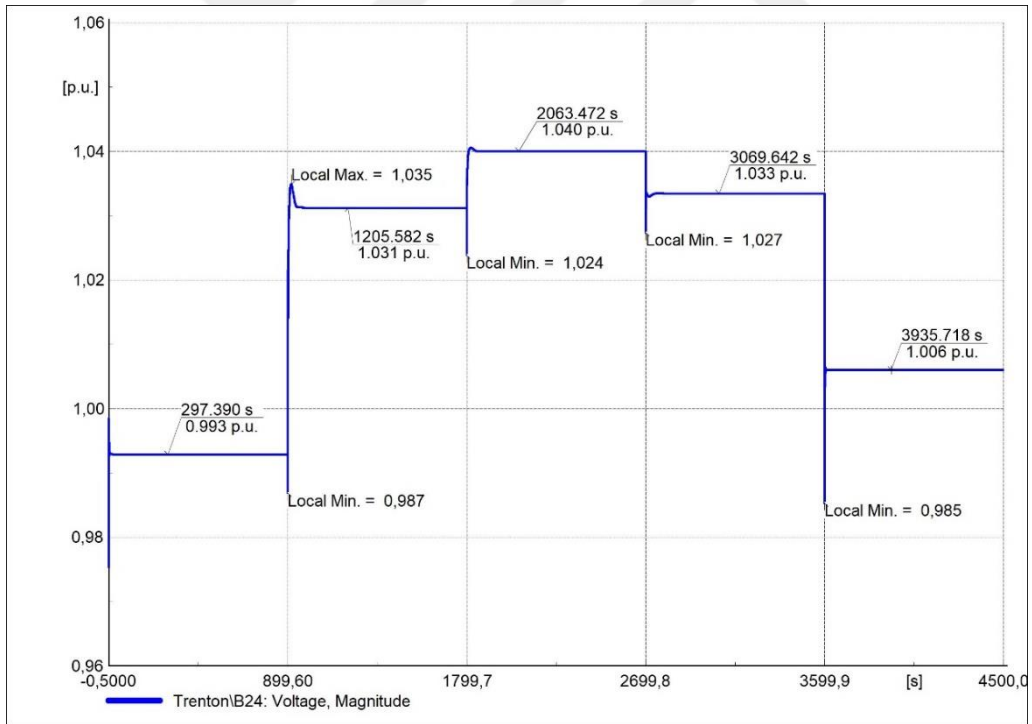


Şekil 4.35. B67 isimli baranın frekans grafiği

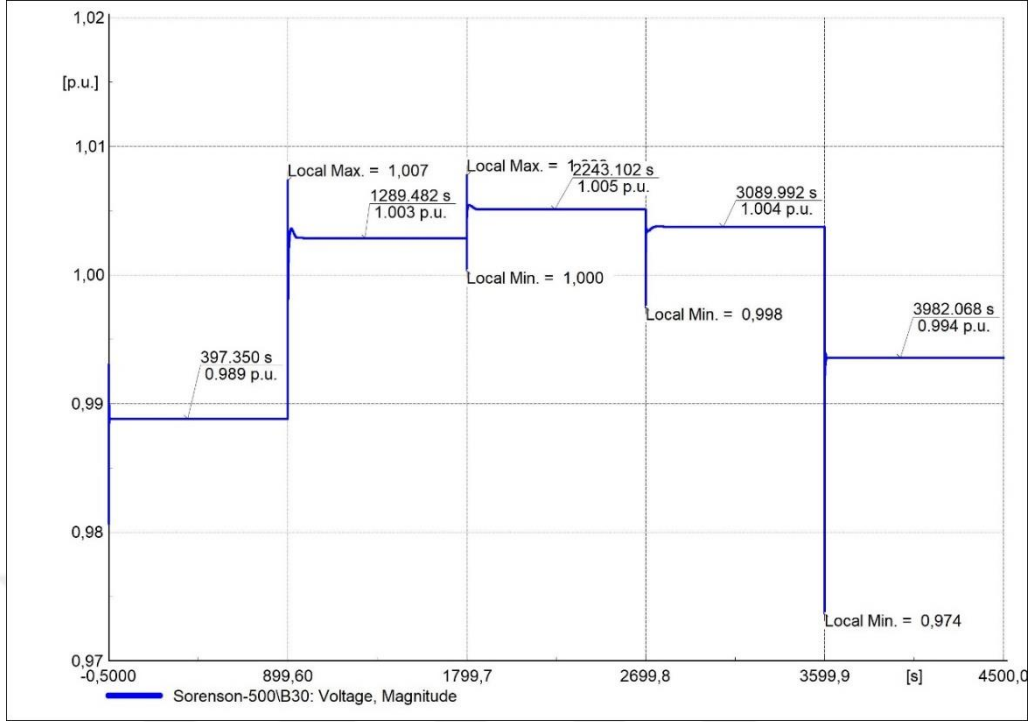
Gerilim grafiklerinde bir önceki senaryoda olduğu gibi farklı şekiller bulunmaktadır. B2, B24, B30, B72, B73, B74 ve B114 baralarındaki gerilim (Şekil 4.36-4.42), ilk 15 dakikadaki güç değişimlerinden sonra artış göstermektedir. Santrallerin üretiminin %25'e düşmesinden sonra ise gerilimde düşüş gözlemlenmektedir.



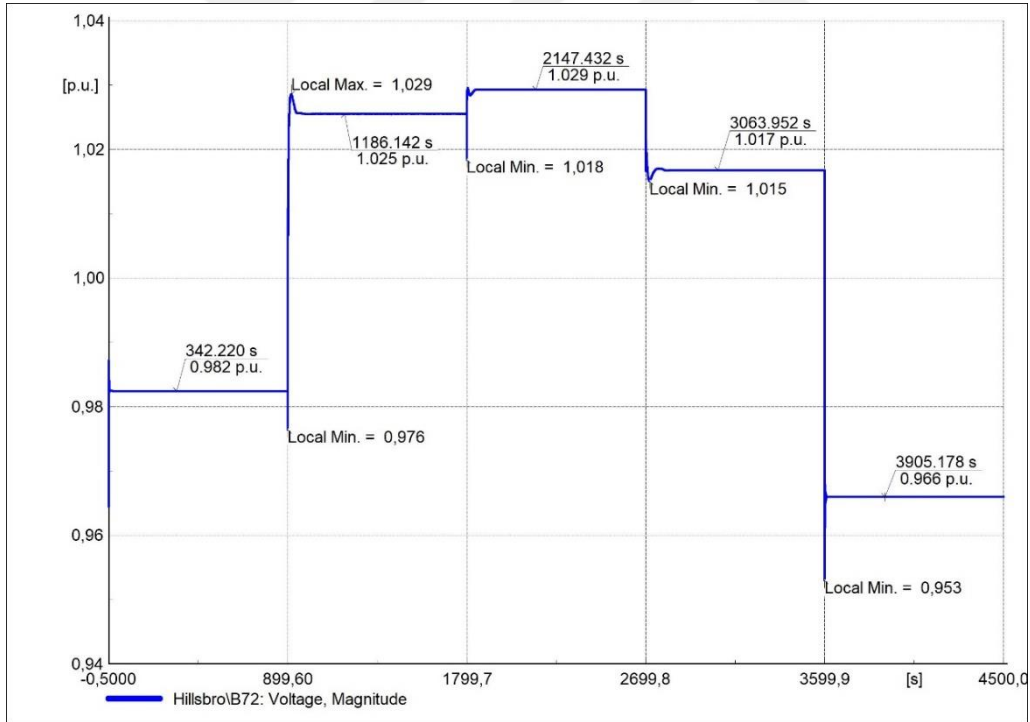
Şekil 4.36. B2 isimli baranın gerilim grafiği



Şekil 4.37. B24 isimli baranın gerilim grafiği

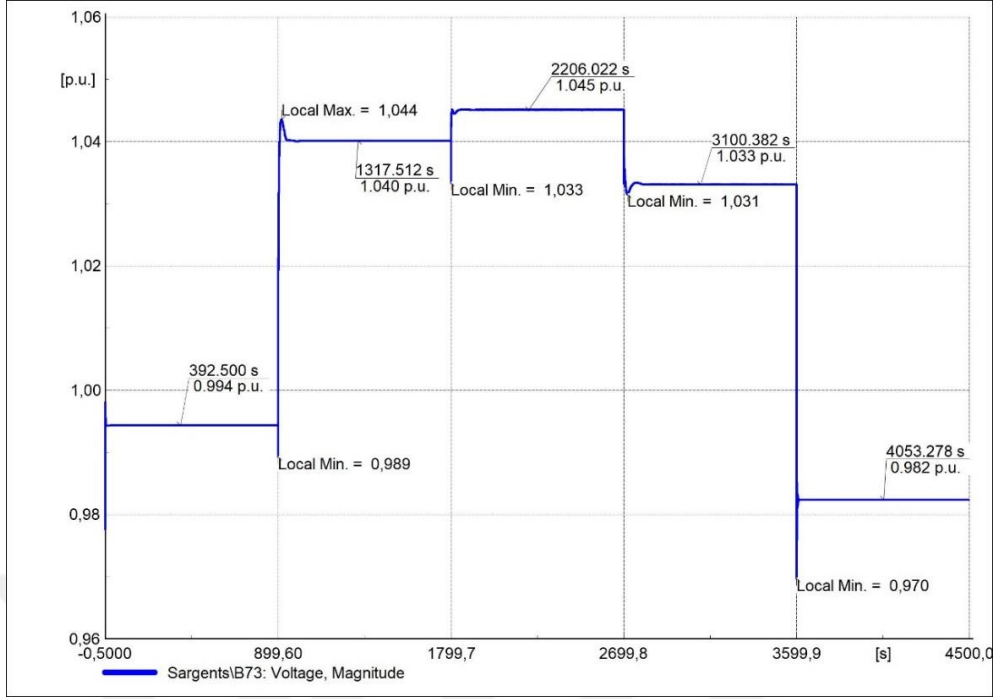


Şekil 4.38. B30 isimli baranın gerilim grafiği

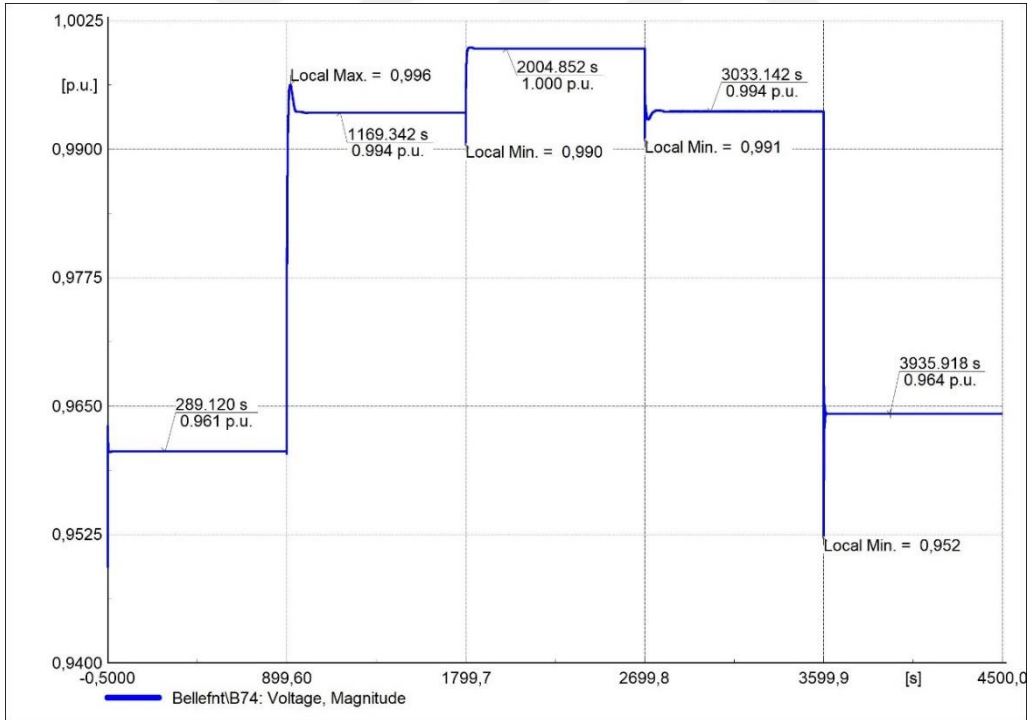


Şekil 4.39. B72 isimli baranın gerilim grafiği

İlk 15 dakika sonunda gerilimde ani bir artış gözlemlenirken 30 dakika sonundaki artış çok daha azdır. Aynı durum 45. ve 60. dakikalardaki gerilim düşüşleri için de geçerlidir. Santraller devre dışı kaldığında gerilim düşüşü daha fazladır. Ayrıca B114 barasındaki gerilim, diğerlerinden farklı olarak santraller devre dışı kalana kadar artış göstermektedir.

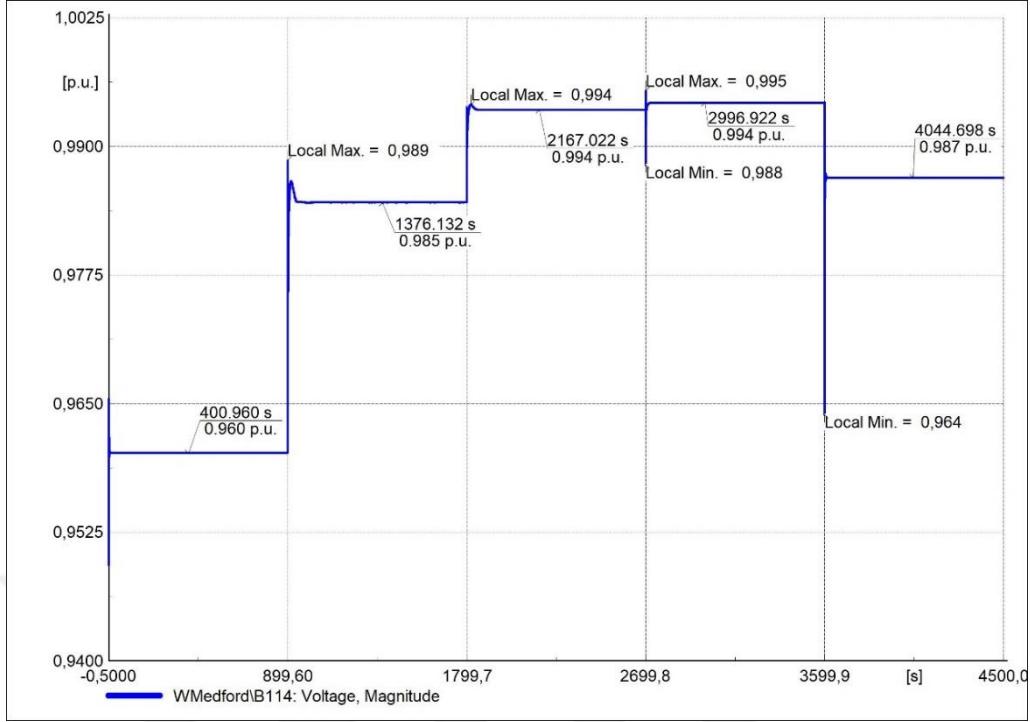


Şekil 4.40. B73 isimli baranın gerilim grafiği



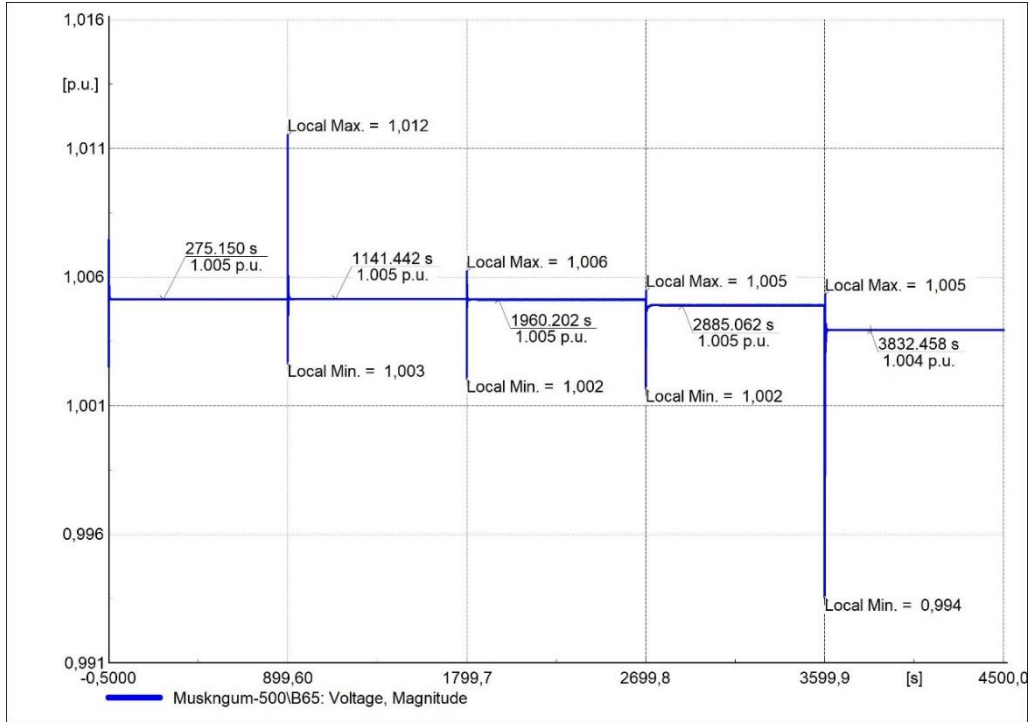
Şekil 4.41. B74 isimli baranın gerilim grafiği



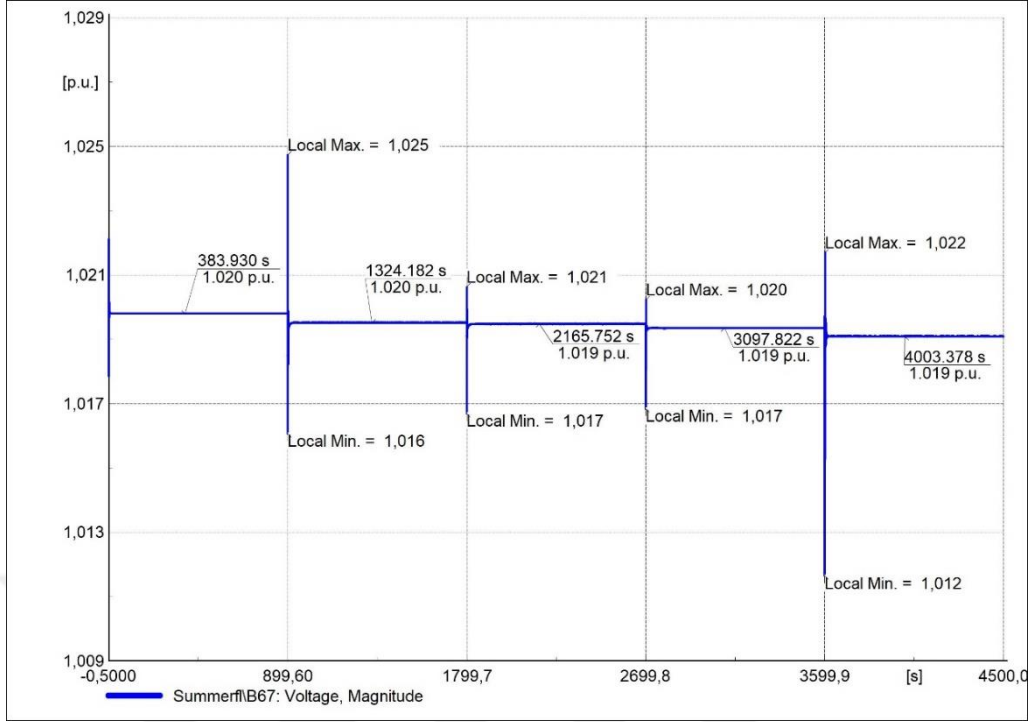


**Şekil 4.42.** B114 isimli baranın gerilim grafiği

Başka bir benzerlik B65 ve B67 baralarındaki gerilim grafiklerinde (Şekil 4.43-4.44) gözlemlenmektedir. Güç değişimlerinde gerilimde gözle görülür düşüş olmazken, santraller devre dışı kaldığında daha büyük bir düşüş gözlemlenmektedir.

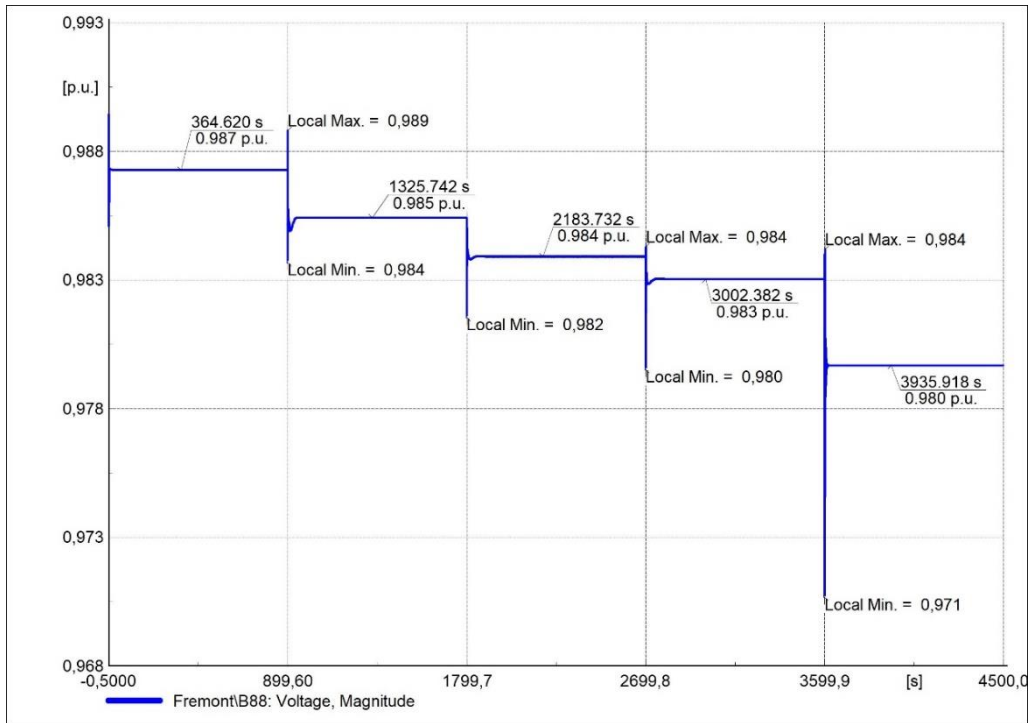


**Şekil 4.43.** B65 isimli baranın gerilim grafiği



Şekil 4.44. B67 isimli baranın gerilim grafiği

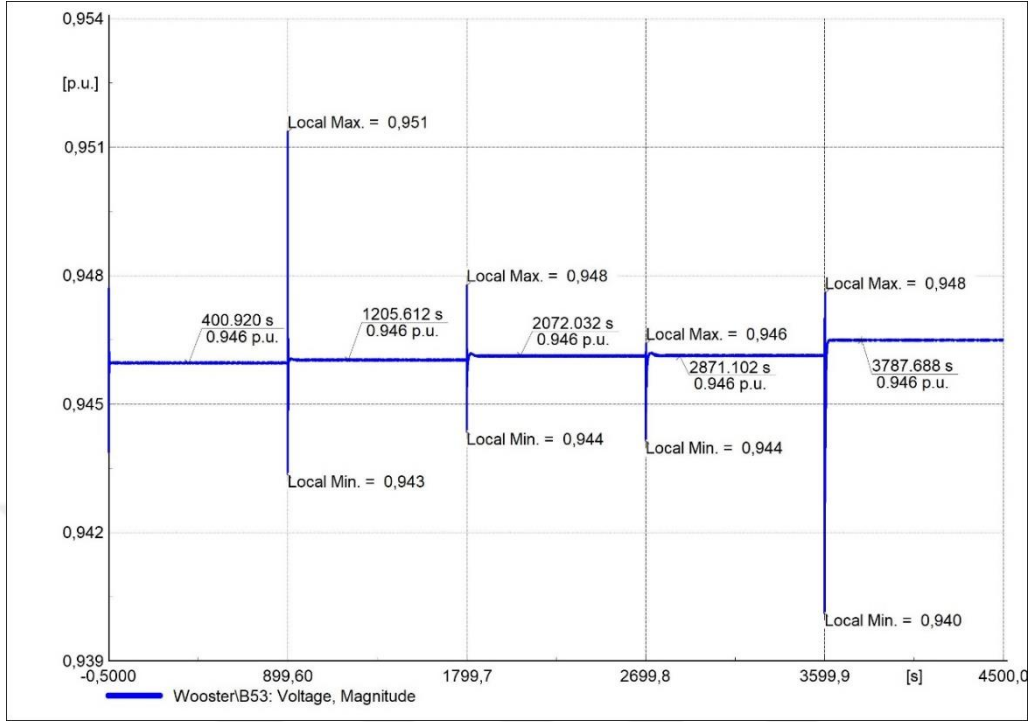
Öte yandan B88 barasındaki gerilimde (Şekil 4.45) de yukarıdakine benzer bir şekil dikkat çekmektedir. Ancak burada, her güç değişimindeki gerilim düşüşleri daha belirgindir.



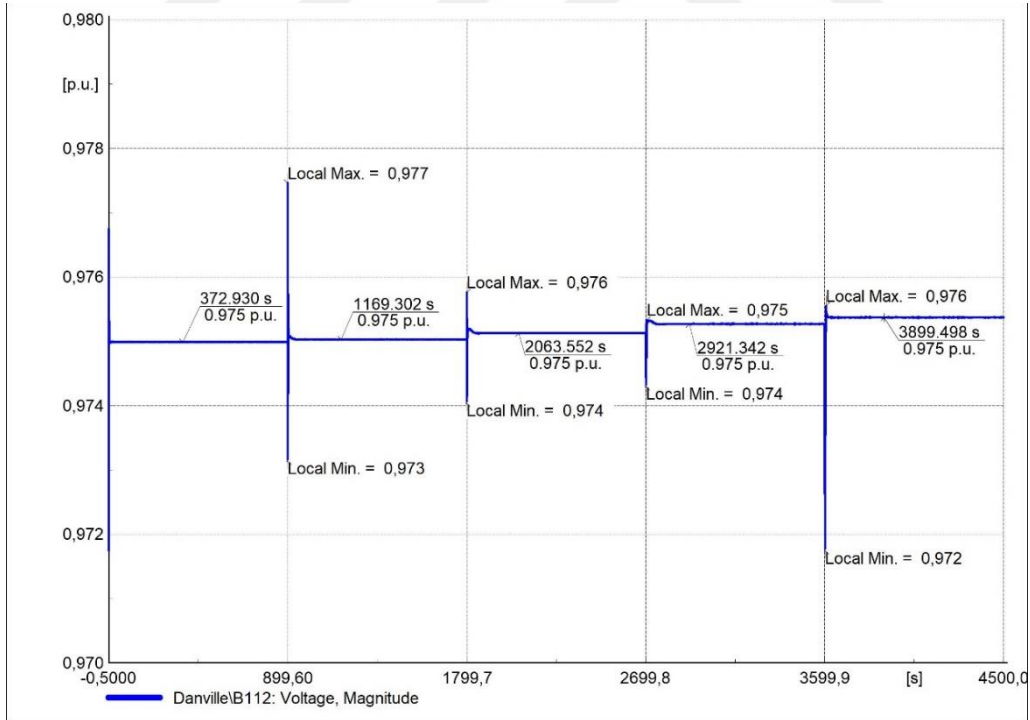
Şekil 4.45. B88 isimli baranın gerilim grafiği

Önceki grafiklerden farklı olarak B53 ve B112 baralarındaki gerilim (Şekil 4.46-4.47),

güç değişimlerinde giderek artmaktadır.



Şekil 4.46. B53 isimli baranın gerilim grafiği



Şekil 4.47. B112 isimli baranın gerilim grafiği

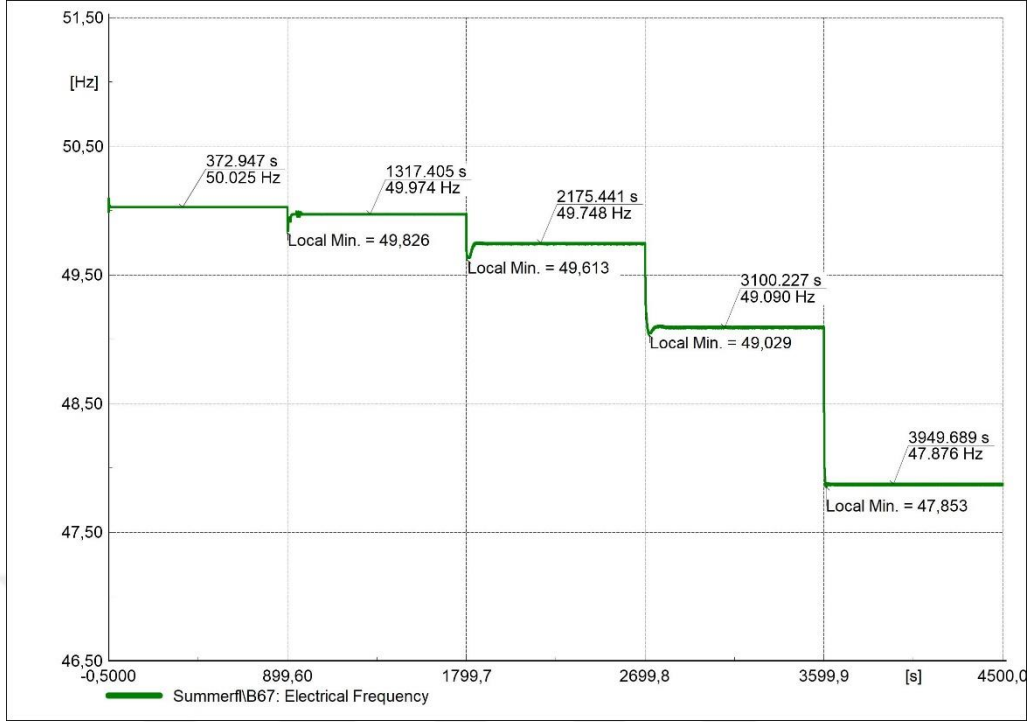
Sistemin genel olarak %20 YE oranıyla çalışmasında, ilk 15 dakika sonrasında frekansın kabul edilebilir işletme koşulları içinde yer aldığı görülmektedir. Ancak santrallerin devre dışı kalması ile frekans 49,069 Hz değerlerine düşmekte ve kritik işletme koşullarına

geçmektedir. Gerilim tarafında ise dalgalanmalara rağmen gerilim değerlerinin normal işletme koşulları içinde kaldığı görülmektedir. Güç değişiminde, aşırı gerilimler meydana gelse de gözlemlenen azami artış 0,05 pu'tir. Bir önceki senaryo ile karşılaştırıldığında gerilim değerlerindeki değişimin daha fazla olduğu görülmektedir.

#### **4.2.3 %28 Yenilenebilir enerji penetrasyonu**

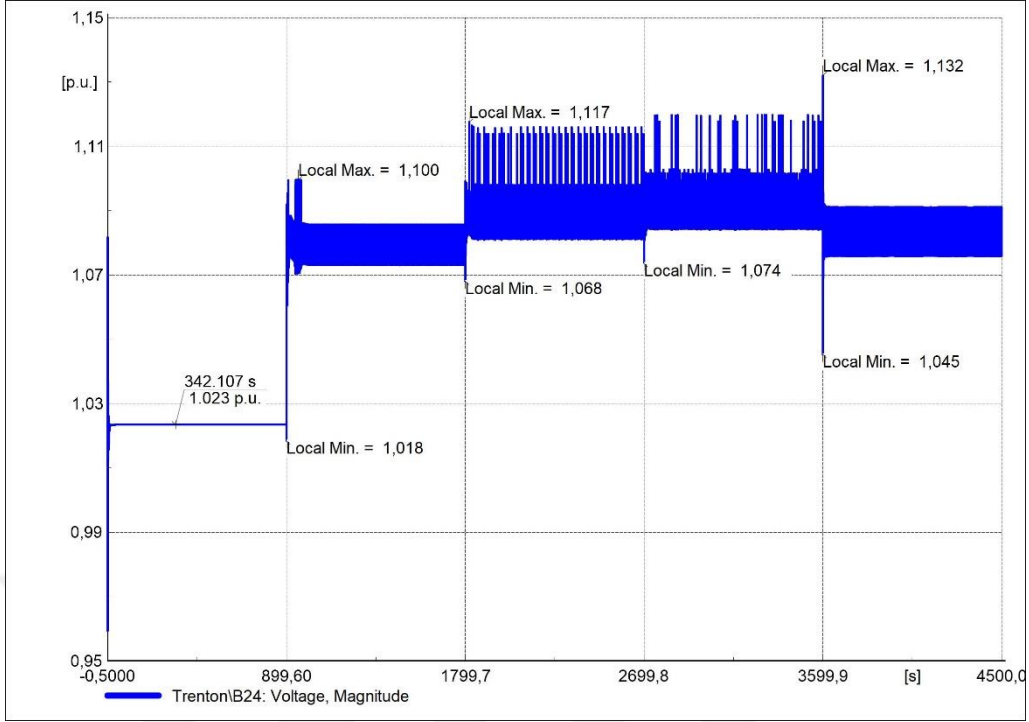
IEEE 118 baralı modelde yukarıda belirtilen senaryolardan biri olan %30 YE penetrasyonu ile başarılı bir simülasyon gerçekleştirilememiştir. Bu orana en yakın penetrasyon değeri %28'dir. Ancak devre dışı kalan SG'lerin toplam gücü eklenenden daha düşüktür. Devre dışı kalan SG'lerin gücünü göz önünde bulundurduğumuzda penetrasyon oranı %24,7'ye denk gelmiştir. Bu orana ulaşmak için sisteme, 3X275 MW RES, 2X275 MW ve 1X185 MW GES eklenmiştir. İletim hatlarının aşırı yüklenmesinden dolayı, önceki senaryolardan farklı olarak YEK'lerin eklendiği bölgelerde değişiklik yapılmıştır. RES'ler B19, B21 ve B72 baralarına, GES'ler ise B15, B24 ve B33 baralarına bağlanmıştır. Ayrıca, toplam kurulu gücü 1366.5 MW olan 26, 31, 69, 100 ve 103 numaralı SG'ler devre dışı bırakılmıştır.

Frekans, önceki senaryolarda olduğu gibi her güç değişiminde düşüş göstermektedir (Şekil 4.48). Ancak bu senaryoda, santrallerin devre dışı kalmasından sonra 1,176 Hz'lik ciddi bir düşüş ile 47,876 Hz değerinde dengelenmektedir. Bu değer önceki senaryolardaki değerlerin altındadır.

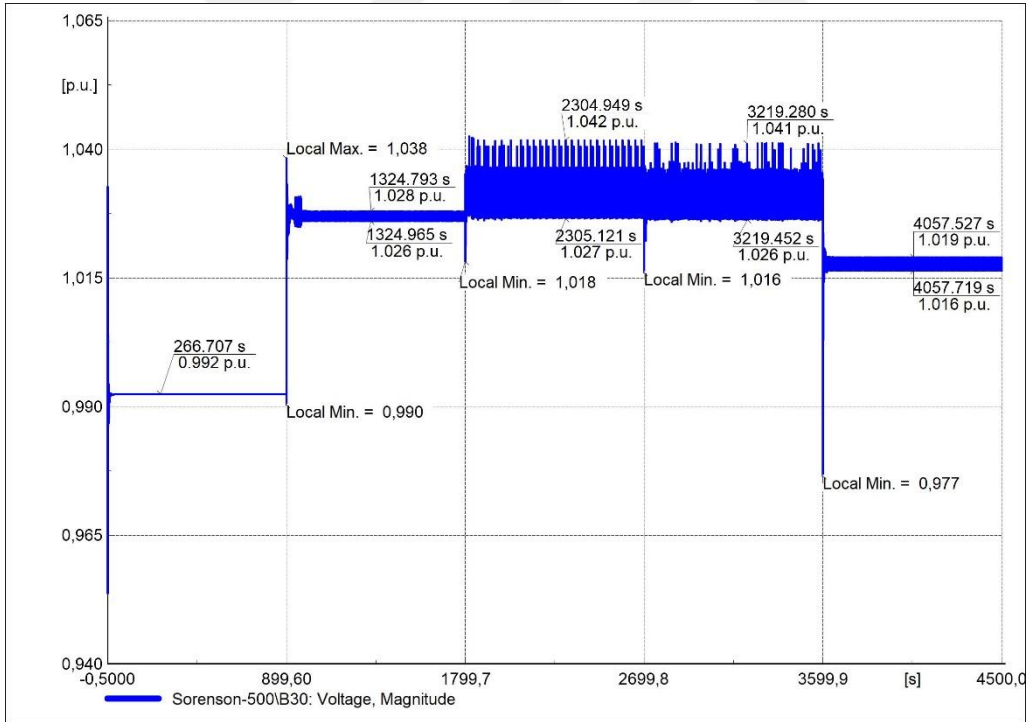


**Şekil 4.48.** B67 isimli baranın frekans grafiği

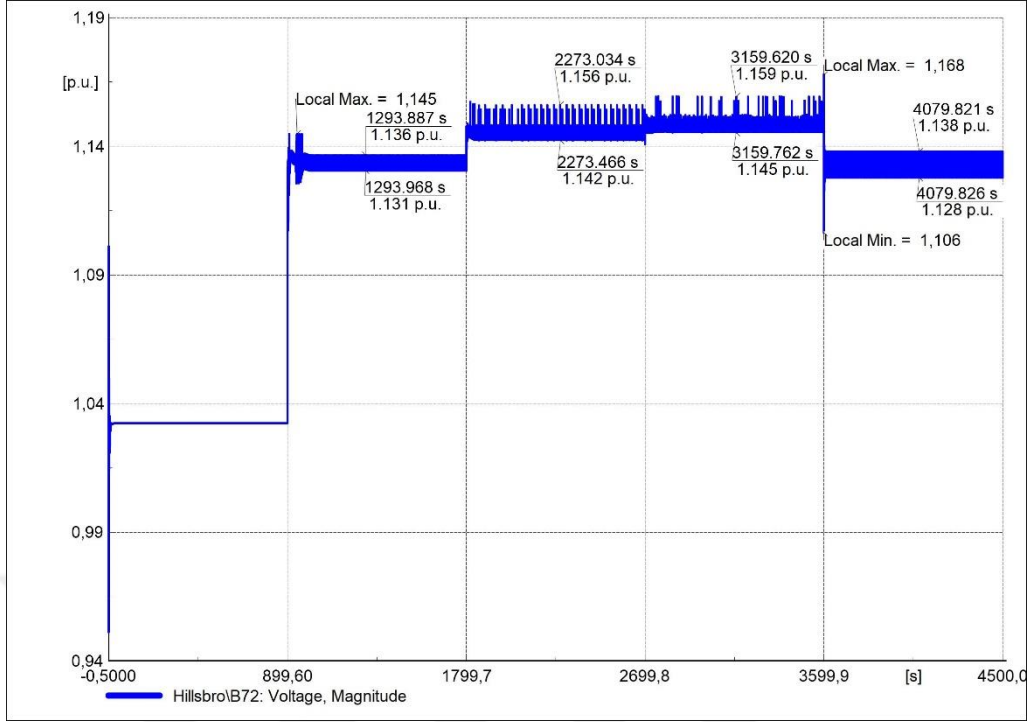
Gerilim grafiklerine bakıldığında dikkat çeken nokta, santrallerin güç çıkışlarının azalmasıyla gerilimde oluşan salınımlardır. B24, B30, B72, B73, B74 ve B114 baralarındaki gerilimler (Şekil 4.49-4.54) arasında benzerlik gözlemlenmektedir. İlk 15 dakikadaki güç değişimlerinden sonra gerilim artmakta ve santraller devre dışı kaldığında düşmektedir.



Şekil 4.49. B24 isimli baranın gerilim grafiği

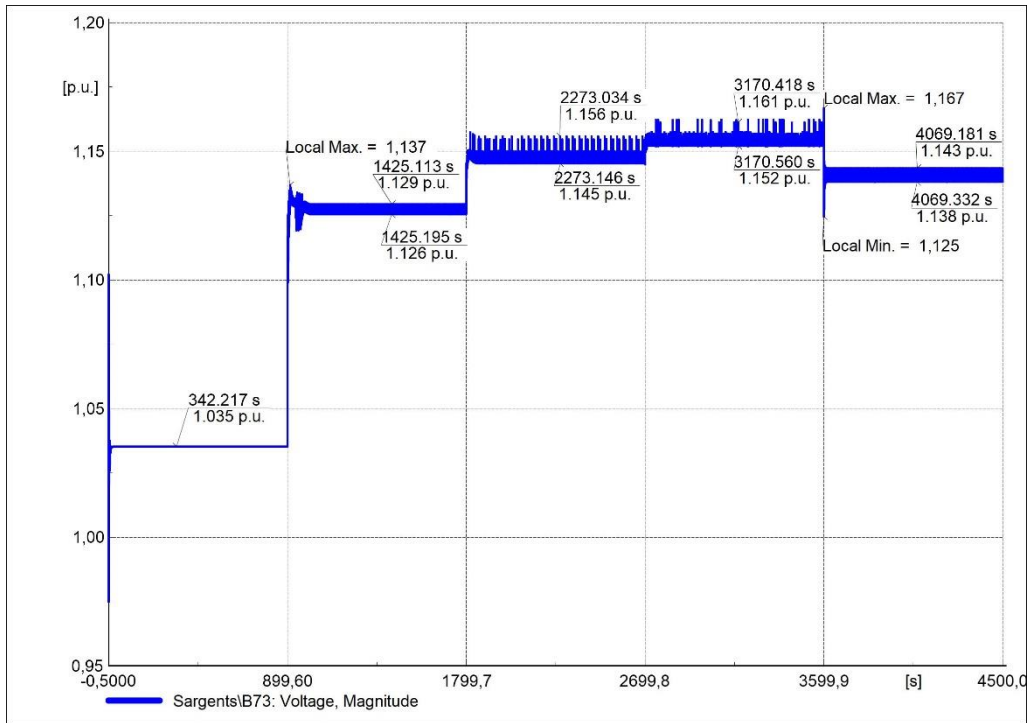


Şekil 4.50. B30 isimli baranın gerilim grafiği

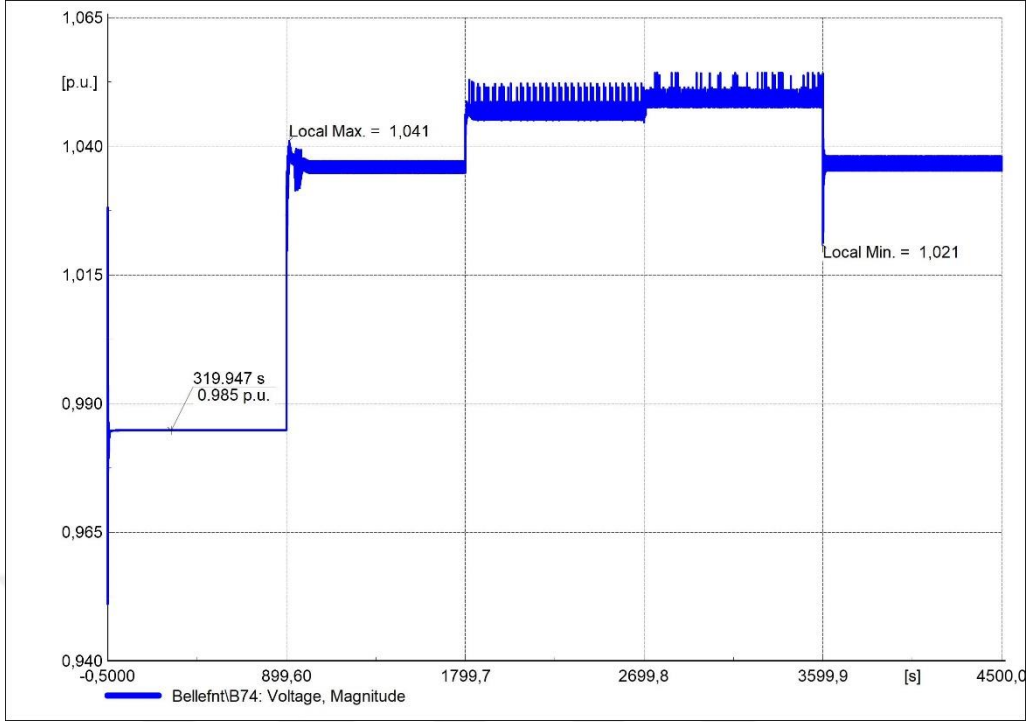


Şekil 4.51. B72 isimli baranın gerilim grafiği

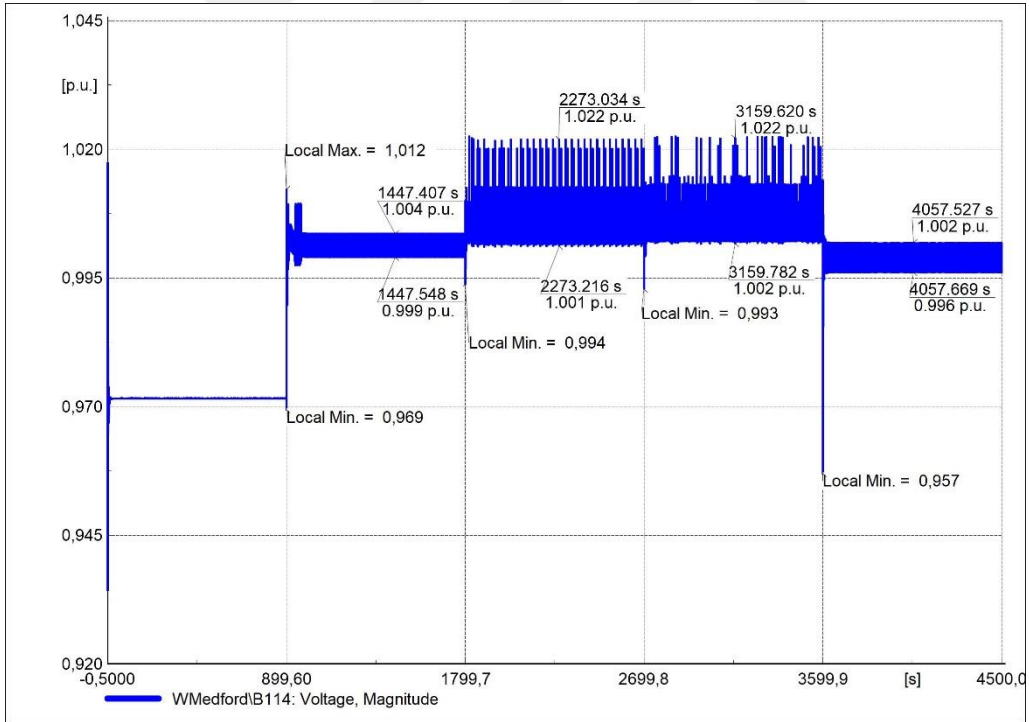
İlk 15 dakika sonrasında gerilimde oluşan salınımlar baralara göre farklılık göstermektedir. Simülasyonun farklı zaman dilimlerinde salınımların genlikleri artmakta veya azalmaktadır.



Şekil 4.52. B73 isimli baranın gerilim grafiği



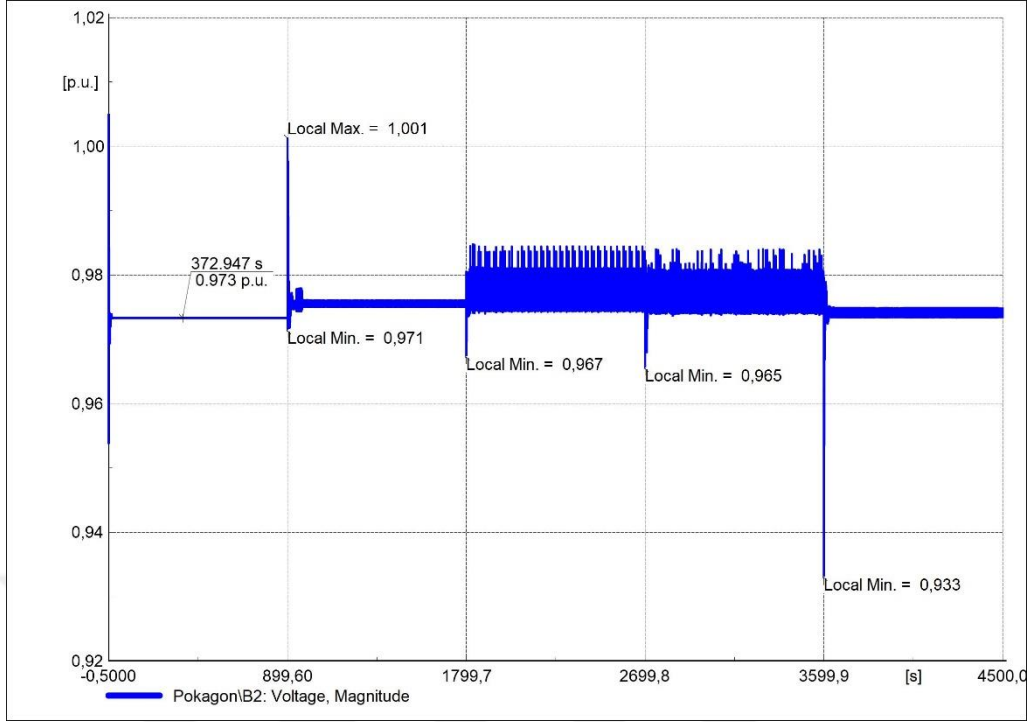
Şekil 4.53. B74 isimli baranın gerilim grafiği



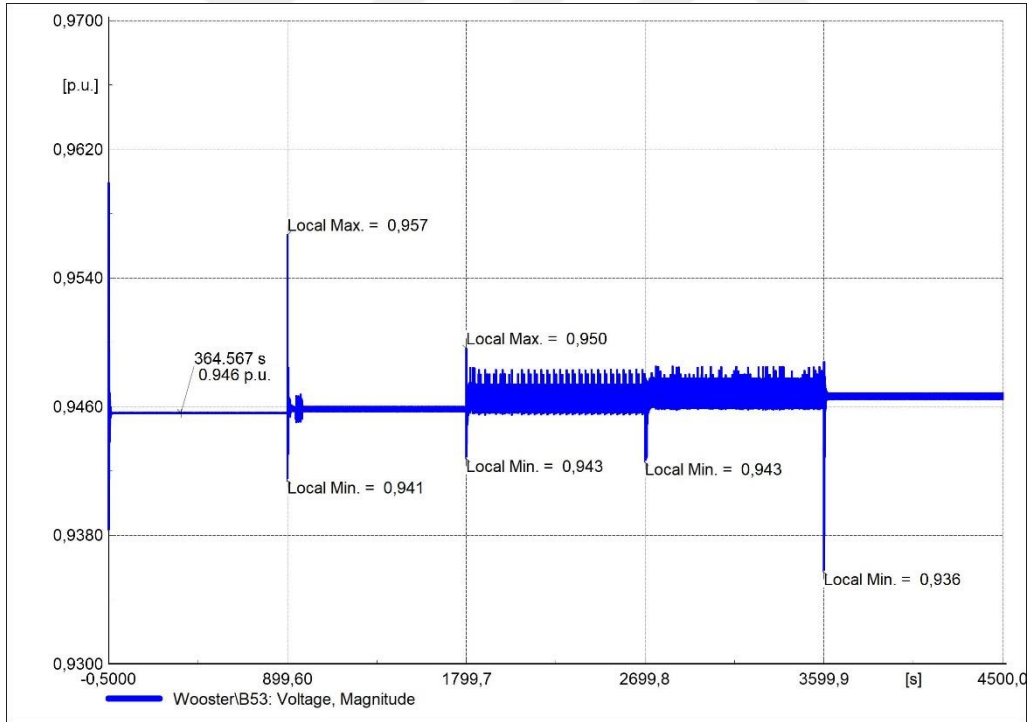
Şekil 4.54. B114 isimli baranın gerilim grafiği

Başka bir benzerlik B2, B53, B65, B67 ve B112 baralarındaki gerilim grafiklerinde (Şekil 4.55-Şekil 4.59) gözlemlenmektedir. Bu baralarda gerilim, güç değişimlerinde çok az artmakta ya da aynı değerlerde kalmaktadır.

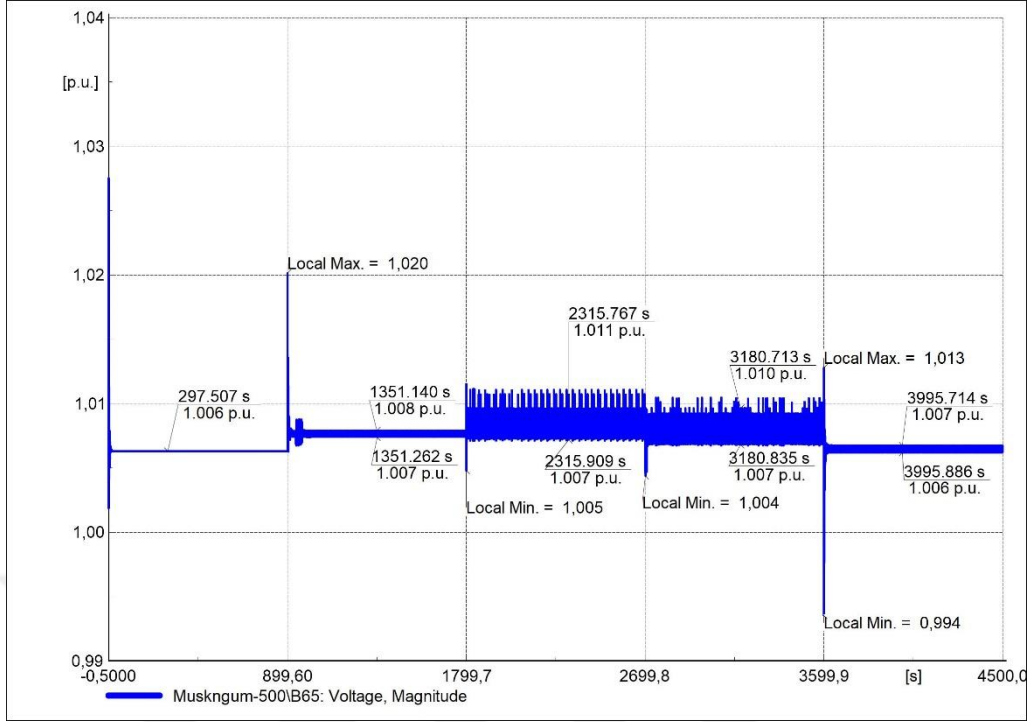




Şekil 4.55. B2 isimli baranın gerilim grafiği

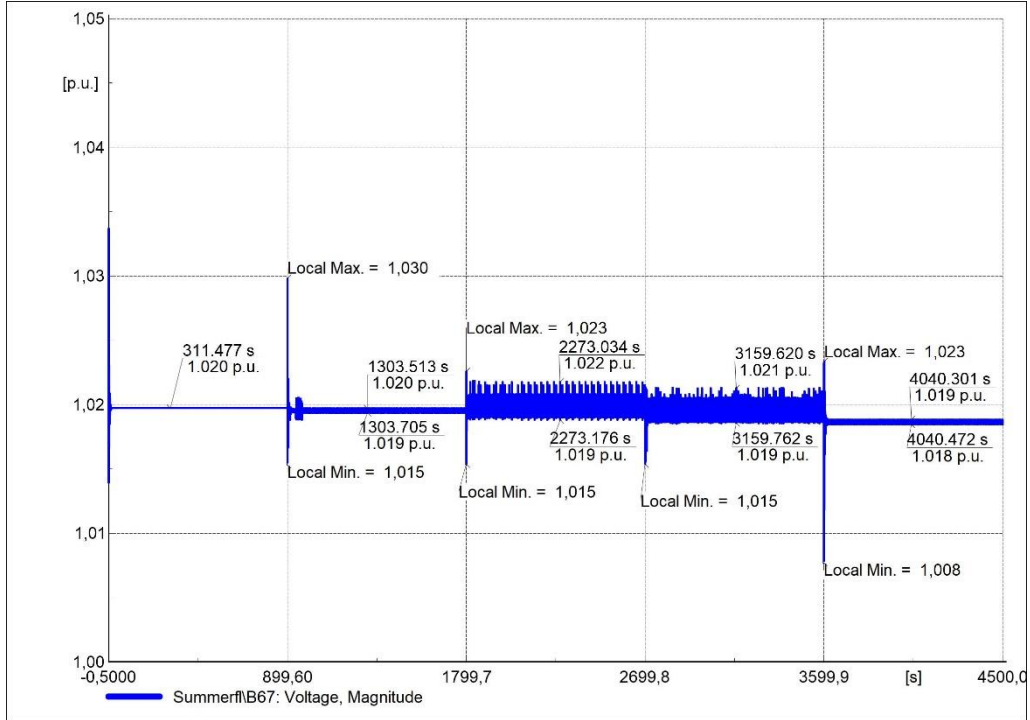


Şekil 4.56. B53 isimli baranın gerilim grafiği

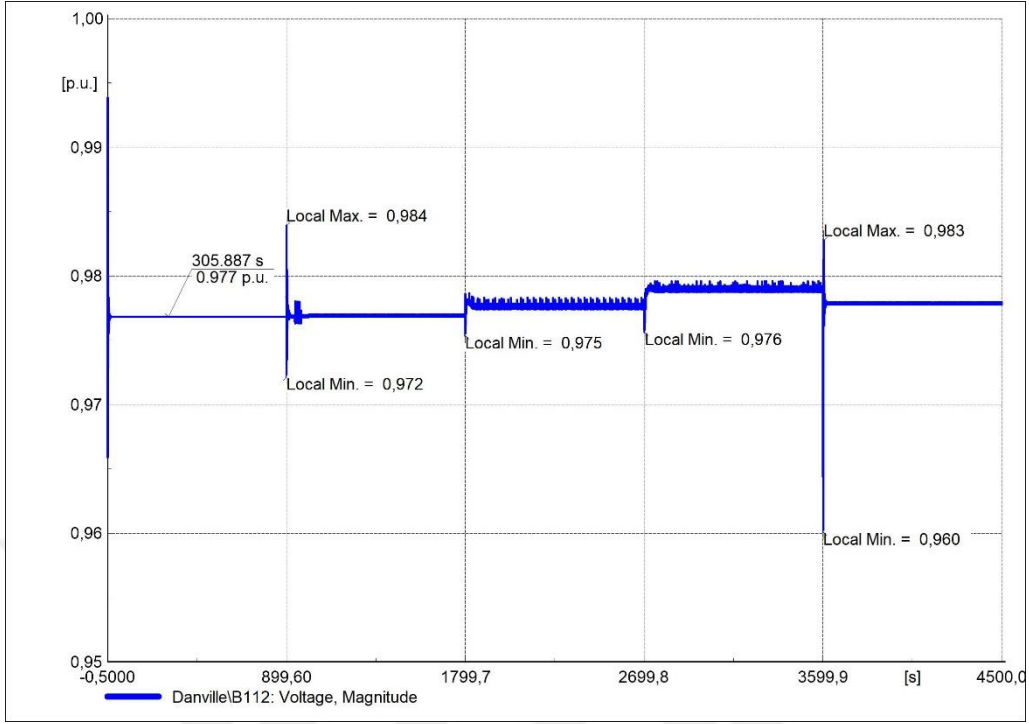


Şekil 4.57. B65 isimli baranın gerilim grafiği

Grafiklerde görüldüğü üzere ilk 15 dakika sonunda gerilimde salınımlar oluşmasına rağmen, 30-60 dakika arası periyottaki salınımlar daha belirgindir. Öte yandan, B112 barasındaki gerilimde oluşan salınının genliği diğer baralarla karşılaştırıldığında çok daha düşüktür.

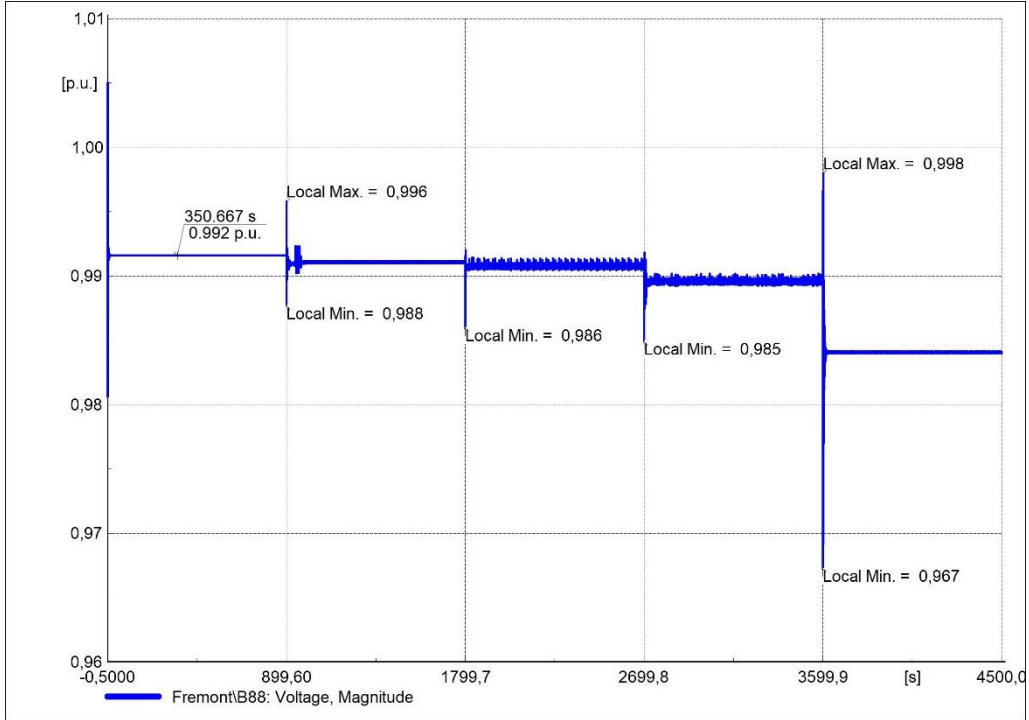


Şekil 4.58. B67 isimli baranın gerilim grafiği



**Şekil 4.59.** B112 isimli baranın gerilim grafiği

Diğer baralardaki gerilimin aksine B88 barasında gerilim her güç değişiminde düşmektedir. Ayrıca, gerilimdeki salınımlar ilk 15 dakika sonunda olmasına rağmen 30.-60. dakika arası periyotta daha belirgindir ama genlikleri oldukça düşüktür.



**Şekil 4.60.** B88 isimli baranın gerilim grafiği

Sistemin bu oranda YE penetrasyonu ile çalışmasına, ilk 15 dakika sonrasında frekansın kabul edilebilir işletme koşulları içinde yer aldığı görülmektedir. Ancak santrallerin güç çıkışının %25'e düşmesiyle birlikte frekans 49 Hz civarına düşmekte ve kritik işletme koşullarına geçmektedir. Santrallerin devre dışı kalmasıyla birlikte ise 47,876 Hz gibi çok düşük bir değerde dengelenmektedir. Gerilim tarafında ise B24, B72 ve B73 baraları dışındaki baralarda gerilim değerlerinin normal işletme koşulları içinde kaldığı görülmektedir. Ancak, ilk 15 dakika sonrasında gerilimde başlayan salınımlar bazı baralarda 0,004 pu genliğe sahiptir ve sistemin normal çalışmasında istenmeyen bir durumdur. Gerilimlerde gözlemlenen bu salınımların frekansta olmaması, SG'lerde bulunan AVR'lerin, azalan SG sayısı ile gerilimdeki kararlılığı sağlamada zorlandıklarını göstermektedir.

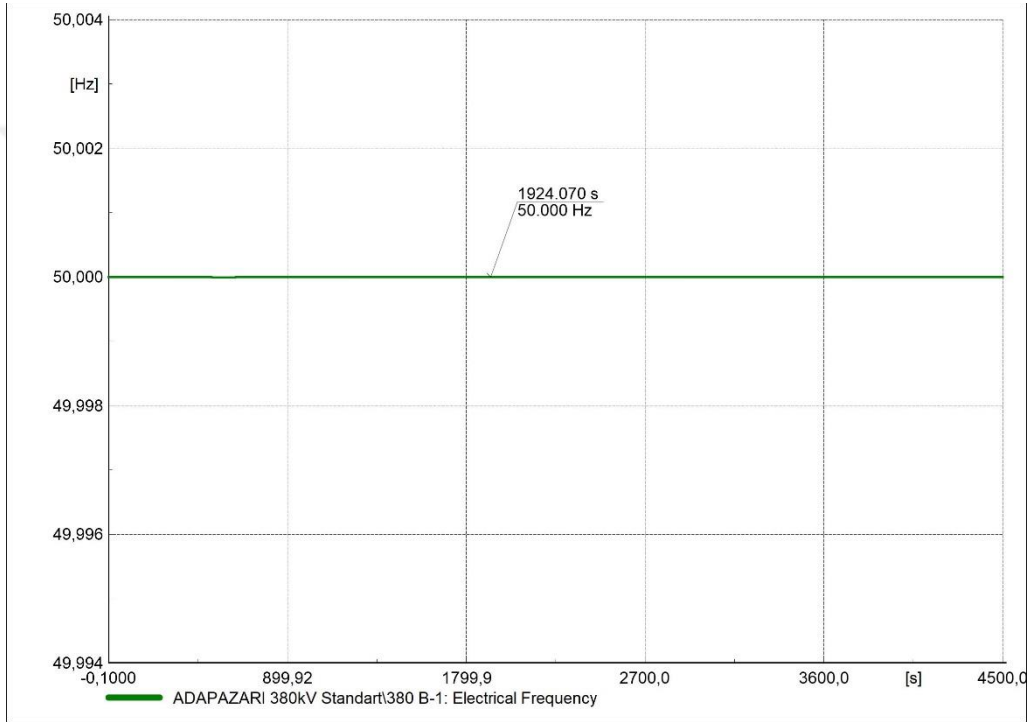
Genel olarak sistemin, %15 ve %20 YE penetrasyonu karşısında frekans ve gerilim açısından büyük problemler yaşamadığı görülmektedir. Sisteme eklenen YE santrallerinin devre dışı kalmasıyla frekans kritik işletme koşullarına girerken gerilim değerleri 0,9-1,1 pu aralığında kalmaktadır. Öte yandan, %28 penetrasyon seviyesinde sistem frekansı 45. dakikadan itibaren kritik işletme koşullarına geçmektedir. Ayrıca, gerilimdeki salınımlar da sistemin bu penetrasyon seviyesinde kararlılığının azaldığını göstermektedir.

Değişken YEK'lerin penetrasyonunun IEEE 118 baralı modeli kullanılarak yapılan çalışmalar incelendiğinde, Pena vd. [129] IEEE 118 baralı sistemin yeni bir versiyonunu sunmuştur. Bu versiyonda, orijinal sistem verilerinin yanı sıra ABD batı enterkoneksiyonunun üç bölgesindeki üretim verileri de kullanılmıştır. Modelde, RES ve GES'ler için zaman serileri verilmiştir. Bu modelin hazırlanmasıyla akademik çalışmalar için halka açık ve standardize edilmiş bir veri tabanı oluşturulması amaçlanmıştır. Ancak analiz için Plexos yazılımı kullanıldığından verilerin tezde kullanılan yazılıma işlevsel şekilde aktarılması mümkün olmamıştır. Othman [144] araştırmasında, IEEE 118 baralı sisteme hidroelektrik, rüzgar ve güneş enerjisi santralleri, dizel generatörler ve enerji depolama sistemleri eklemiştir. Matlab yazılımı ve Matpower paketi ile 5 dakikalık zaman aralıklarıyla optimal yük akış analizleri gerçekleştirilmiştir. Zhang vd. [145] IEEE 118 baralı modeli kullanarak dağıtık YE'nin, iletim sisteminin küçük sinyal kararlılığına etkisinin analizinde kararlılık teyidinin önemini göstermeye çalışmıştır. %30 YE oranı senaryosu için sistemden 1277 MW gücünde SG devre dışı bırakılmış ve sistemdeki her

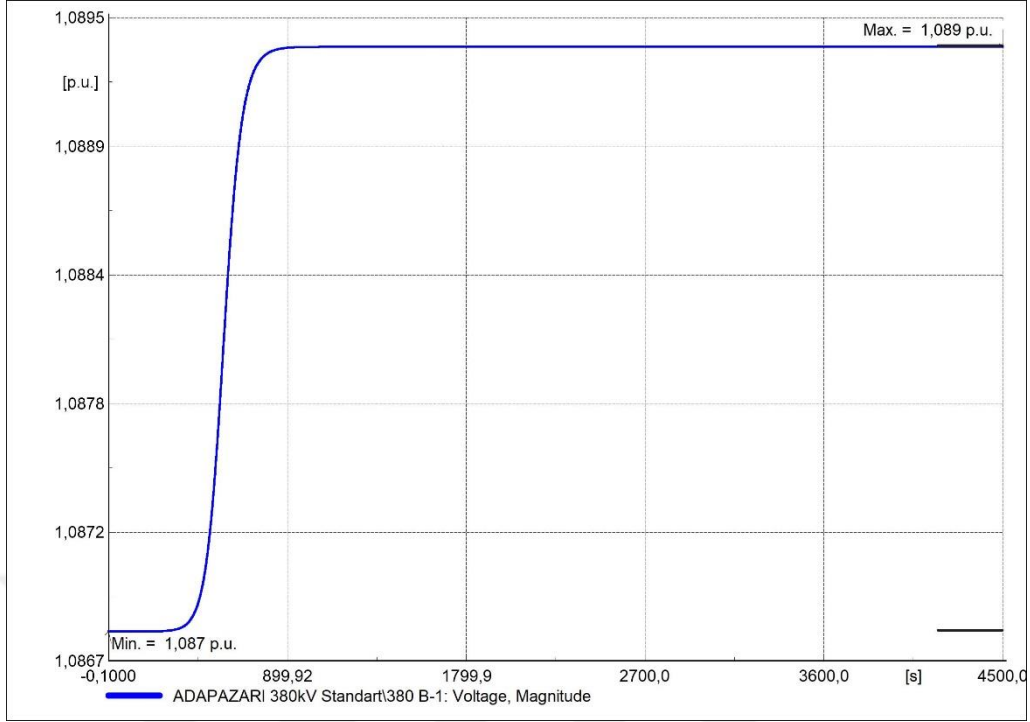
baraya YEK dağıtım seviyesinden bağlanmıştır.

### 4.3 Türkiye İletim Sistemi Modeli

Sistemin normal çalışma şartlarındaki frekans ve gerilim grafikleri Şekil 4.61 ve Şekil 4.62'de görülmektedir. Gerilim grafiğinde, normal gerilim değeri 1,087 pu olan Adapazarı barasının daha sonra hafif bir yükselişle 1,089 pu değerini aldığı göze çarpmaktadır. Ancak sistemin kararlı çalıştığı ve simülasyon için kullanılabilir bir Türkiye iletim sistemi modeli elde edildiği varsayılmaktadır.



Şekil 4.61. Adapazarı barası frekans grafiği

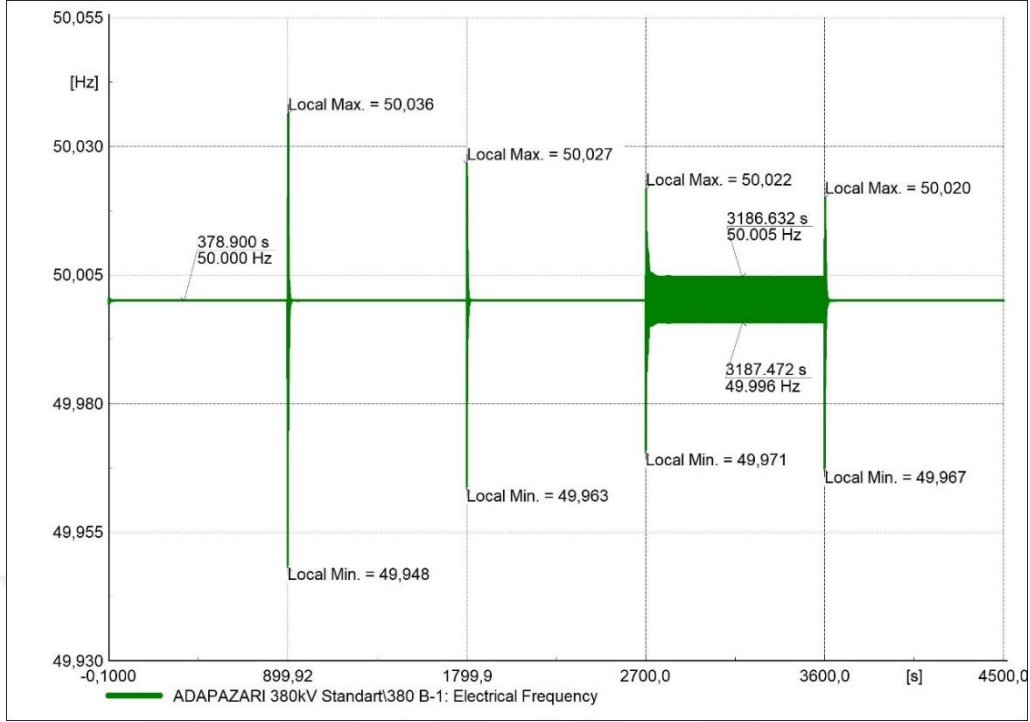


**Şekil 4.62.** Adapazarı barası gerilim grafiği

#### 4.3.1 %15 Yenilenebilir enerji penetrasyonu

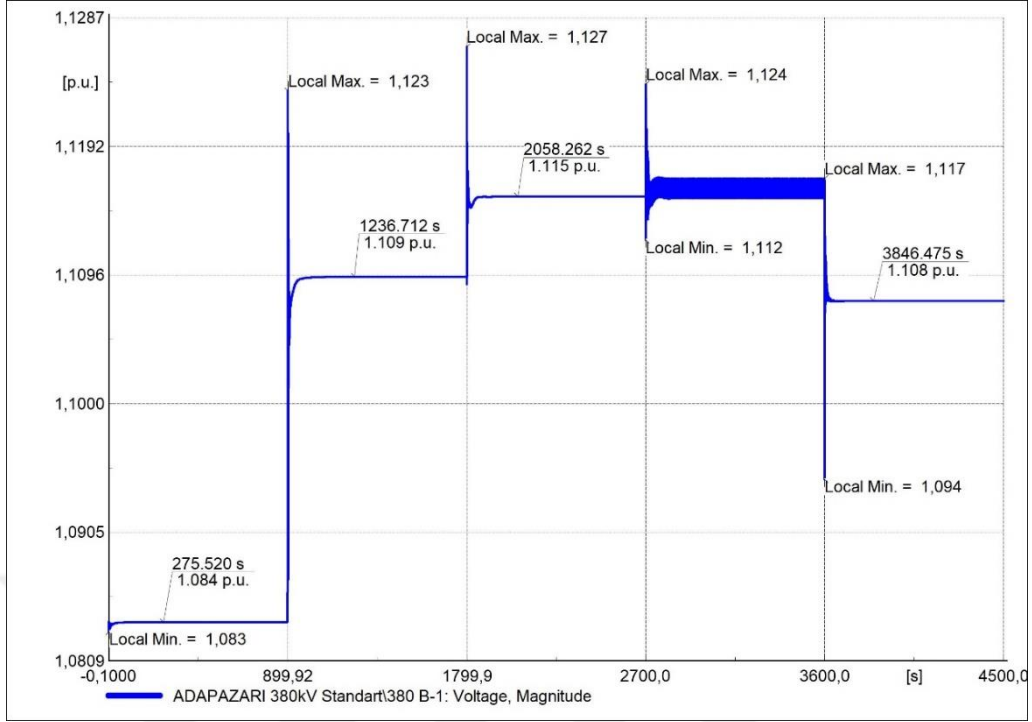
% 15 YE oranına ulaşmak için sisteme 4X 510 MW RES ve 4X510 MW GES eklenmiştir. RES'ler Çanakkale, Balıkesir, İzmir ve Muğla illerinde, GES'ler ise Denizli, Antalya, Konya ve Mersin illerinden bağlanmıştır. Bununla beraber, toplam 4355,8 MW gücünde 400 kV iletim sistemine bağlı SG devre dışı bırakılmıştır.

Frekans grafiğine (Şekil 4.63) bakıldığında güç değişimlerinden hemen sonra frekans değerinde sapma gözlemlenmektedir. Bu salınım yaklaşık 15 saniyede sönümlenmekte ve ardından nominal değerinde dengelenmektedir. Ancak YEK'lerin güç çıkışı %25 seviyesine indiğinde 15 dakikalık periyot boyunca frekansta salınım gözlemlenmektedir. Bu salınımın genliği yaklaşık 0,0045 Hz'dir. Frekans değerleri 49,948-50,036 Hz arasında kalmaktadır.

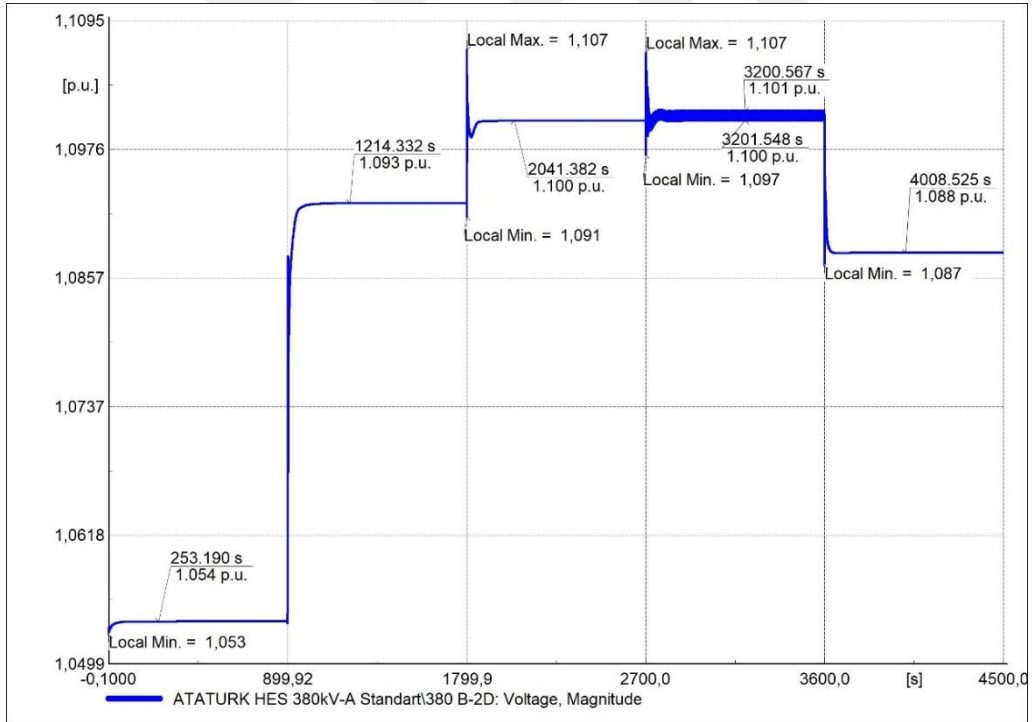


**Şekil 4.63.** Adapazarı barası frekans grafiği

Gerilim grafiklerine (Şekil 4.64-4.67) bakıldığında da hepsinde aynı şekil görülmektedir. İlk 15 dakikadan sonra her güç değişiminde gerilim daha yüksek bir değerde dengelenmekte ve santrallerin devre dışı kalmasıyla daha düşük bir değere gerilemektedir. Dikkat çeken bir başka nokta da frekansta olduğu gibi gerilimde de 45.-60. dakikalar arasındaki salınımdır. Bu salınımların genliği 0,001 pu civarındadır. Gözlemlenen gerilimler arasındaki azami gerilim 1,13 pu'tir.

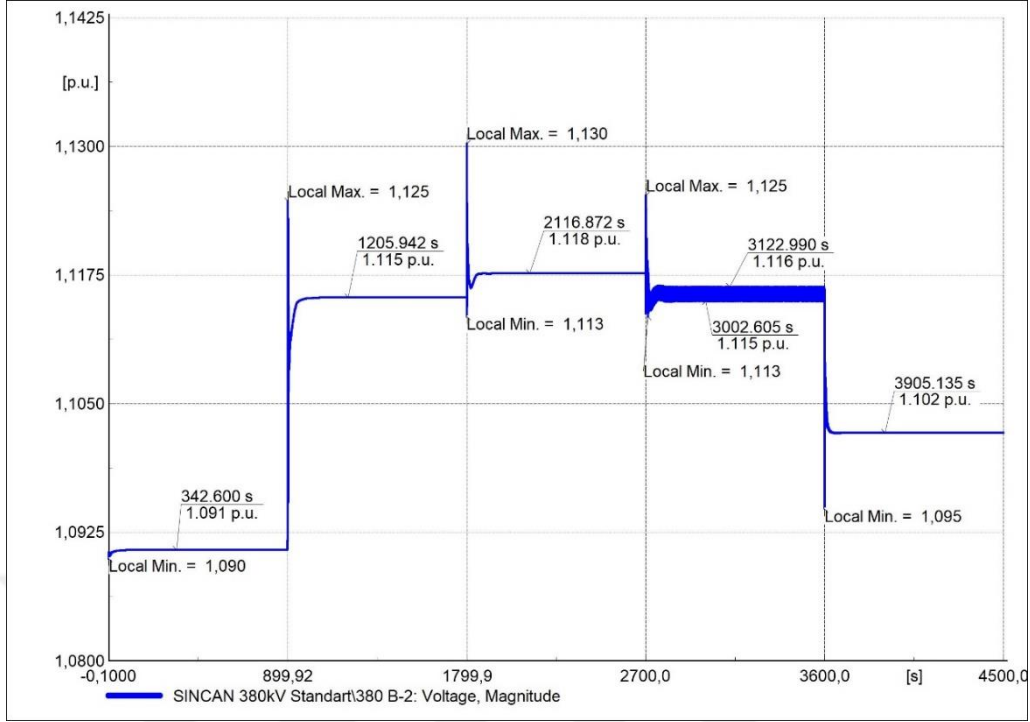


Şekil 4.64. Adapazarı barası gerilim grafiği

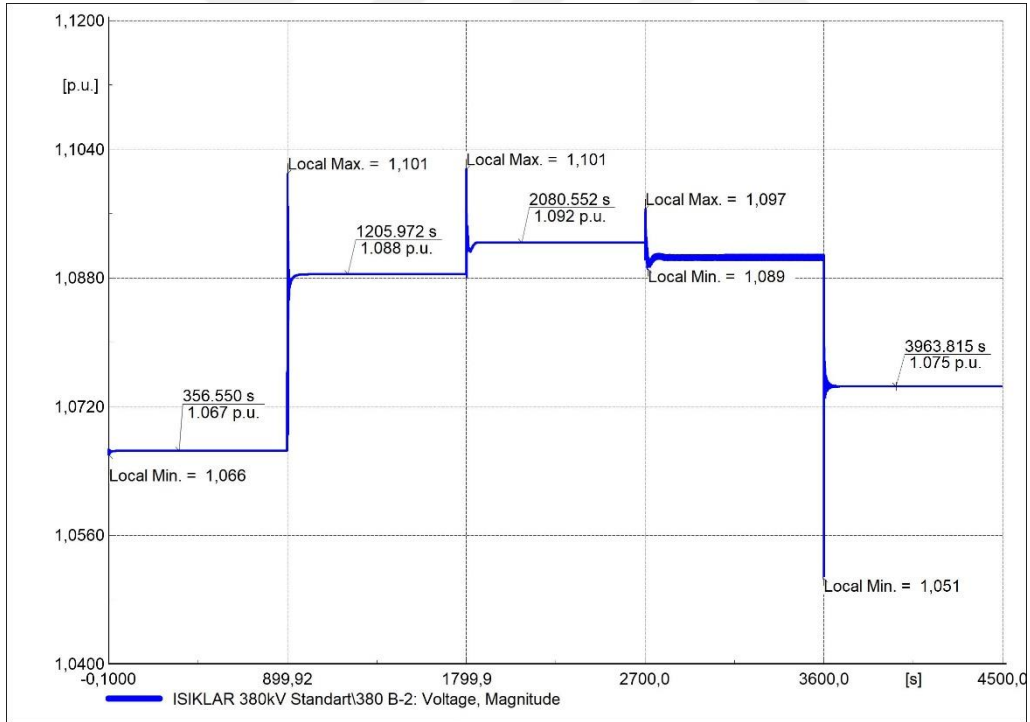


Şekil 4.65. Atatürk HES barası gerilim grafiği





Şekil 4.66. Sincan barası gerilim grafiği



Şekil 4.67. Işıklar barası gerilim grafiği

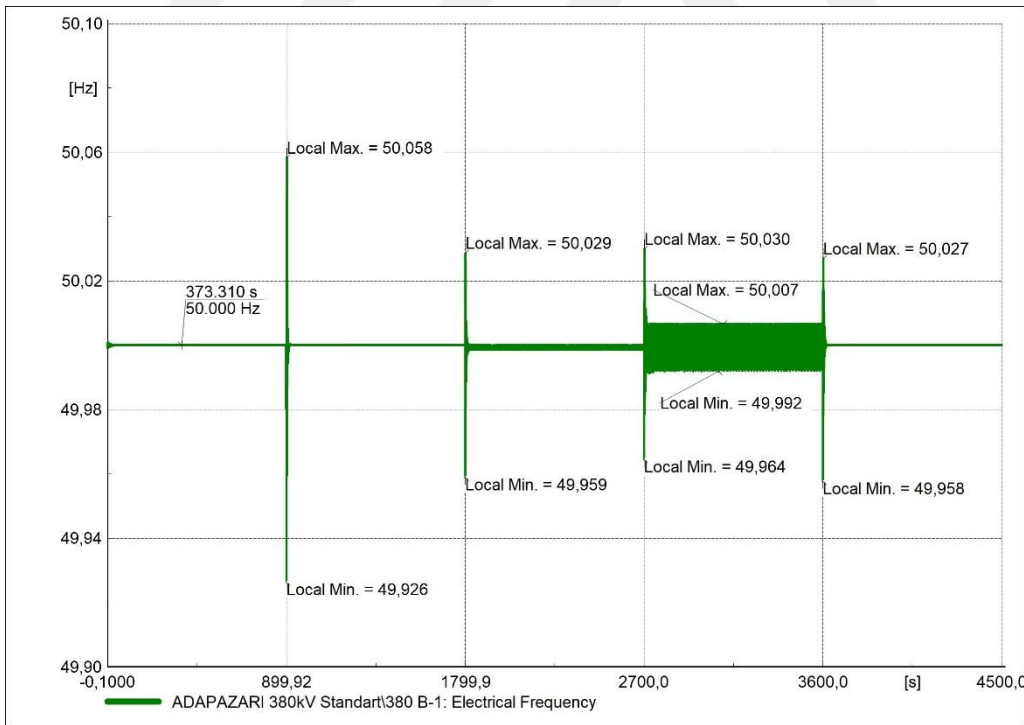
Türkiye iletim sistemi modelinin %15 YE penetrasyonu ile çalışmasına baktığımızda frekans açısından bir problem gözlemlenmemektedir. 15 dakikalık bir periyot dışında frekans nominal değerini korumaktadır. Aynı durum gerilim için de geçerlidir. Bazı baralarda gerilim değerinin 1,1 pu'ni aştığı görülse de normal çalışma değerlerinin 1,05-

1,08 pu arası olduğu düşünülürken gerilimdeki artış problem yaratmamaktadır.

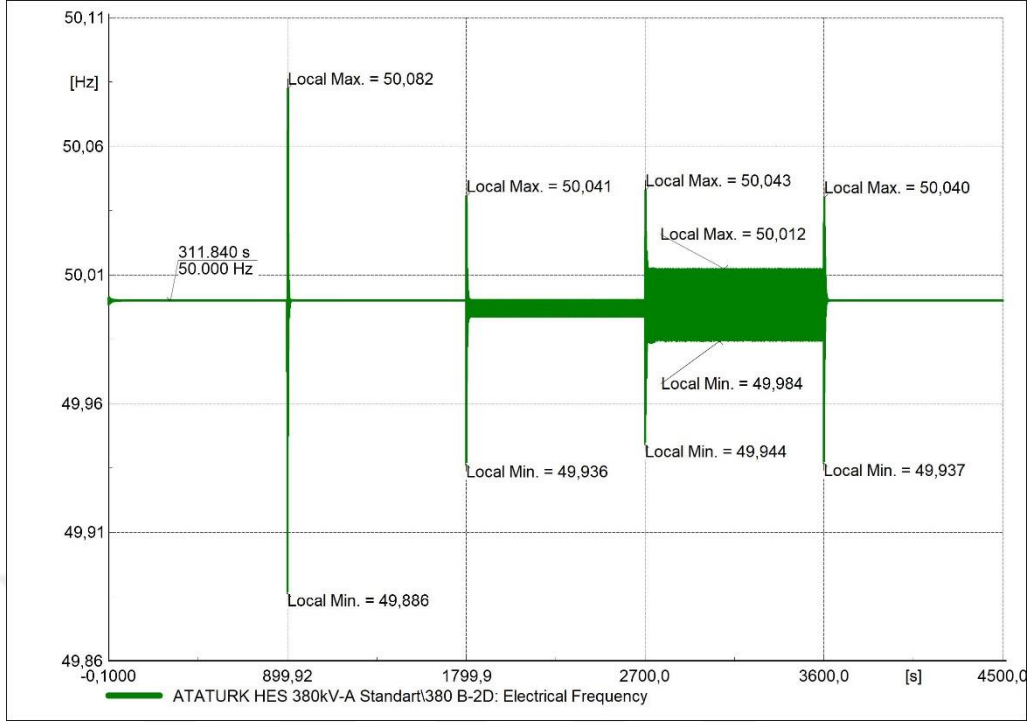
#### 4.3.2 %20 Yenilenebilir enerji penetrasyonu

%20 YE oranı için önceki senaryodaki santrallere yenileri eklenmiştir. Sistemde bulunan YEK'ler, 4X 510 MW ve 2X 375 MW RES ile 4X 510 MW ve 1X750 MW GES'dir. İki yeni RES Aydın ve Mersin illerine, GES ise Konya iline eklenmiştir. Diğer santrallerin bölgeleri, bir önceki senaryoda belirtildiği gibidir. Ayrıca, toplam 5795,8 MW gücünde 400 kV iletim sistemine bağlı SG devre dışı bırakılmıştır.

Frekans grafiğine (Şekil 4.68) bakıldığında güç değişimlerinden sonra gözlemlenen sapma, 15 saniye içinde sönümlenmekte ve ardından frekans nominal değerine gelmektedir. Bir önceki senaryodan farklı olarak frekanstaki salınım, santrallerin kaynakları %50 seviyesine indiğinde başlamaktadır. 30.-45. dakikalar arasında Şekil 4.68'de çok belirgin olmayan salınım, Şekil 4.69'da daha belirgindir. Ancak 45.-60. dakikalar arasındaki salınımla karşılaştırıldığında çok daha düşük genliğe sahiptir. Frekans değerleri 49,886-50,082 Hz arasında kalmaktadır.

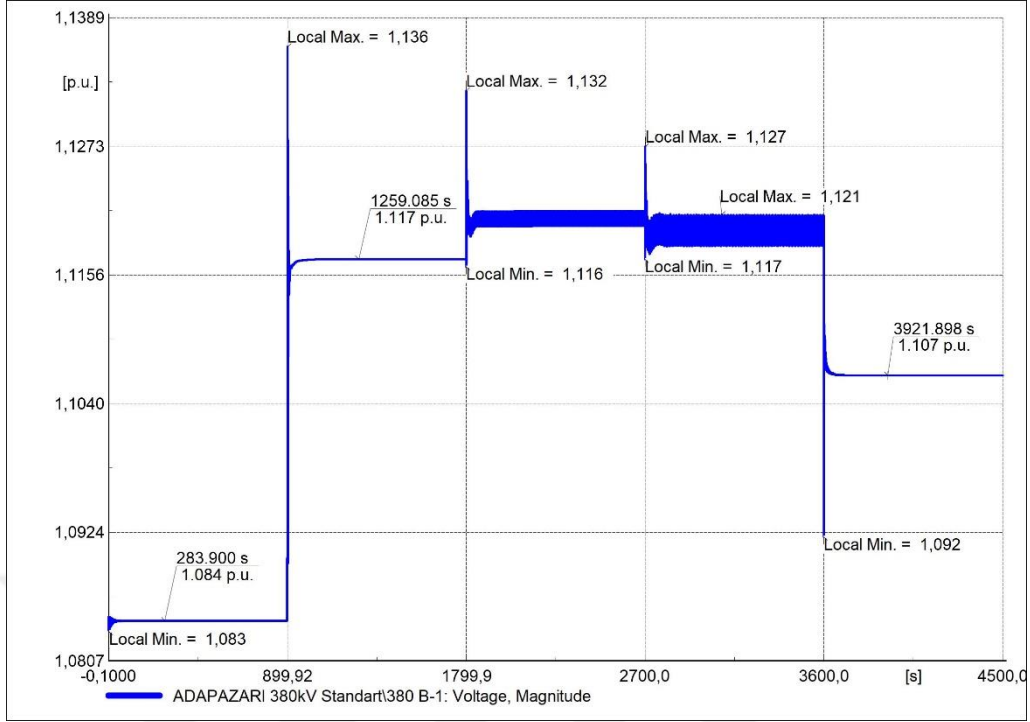


Şekil 4.68. Adapazarı barası frekans grafiği

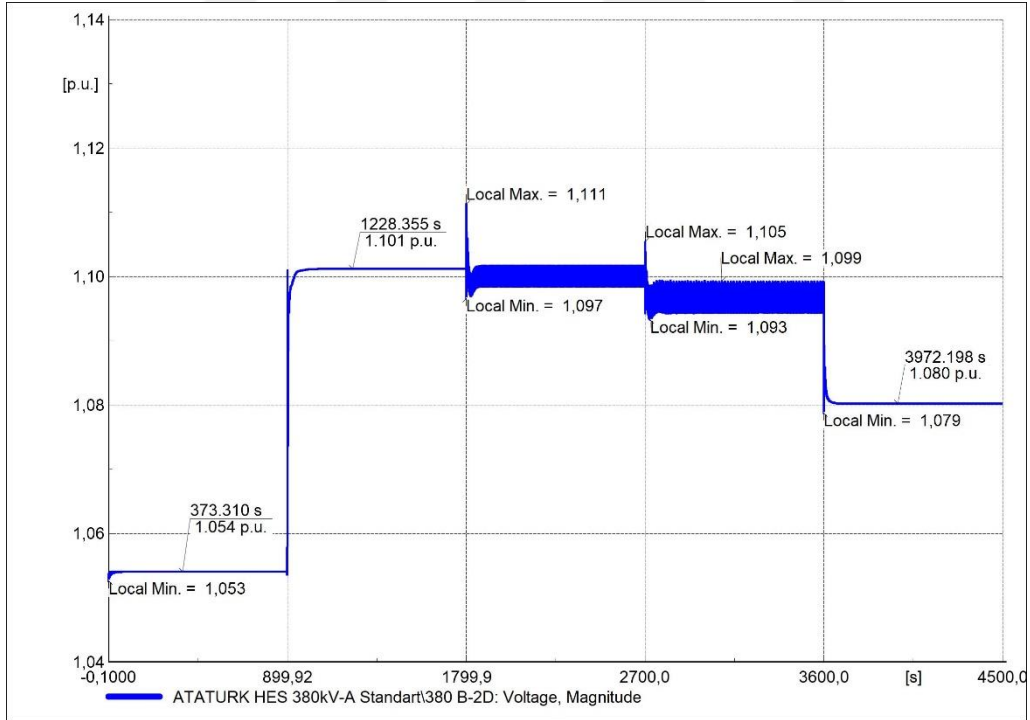


**Şekil 4.69.** Atatürk HES barası frekans grafiği

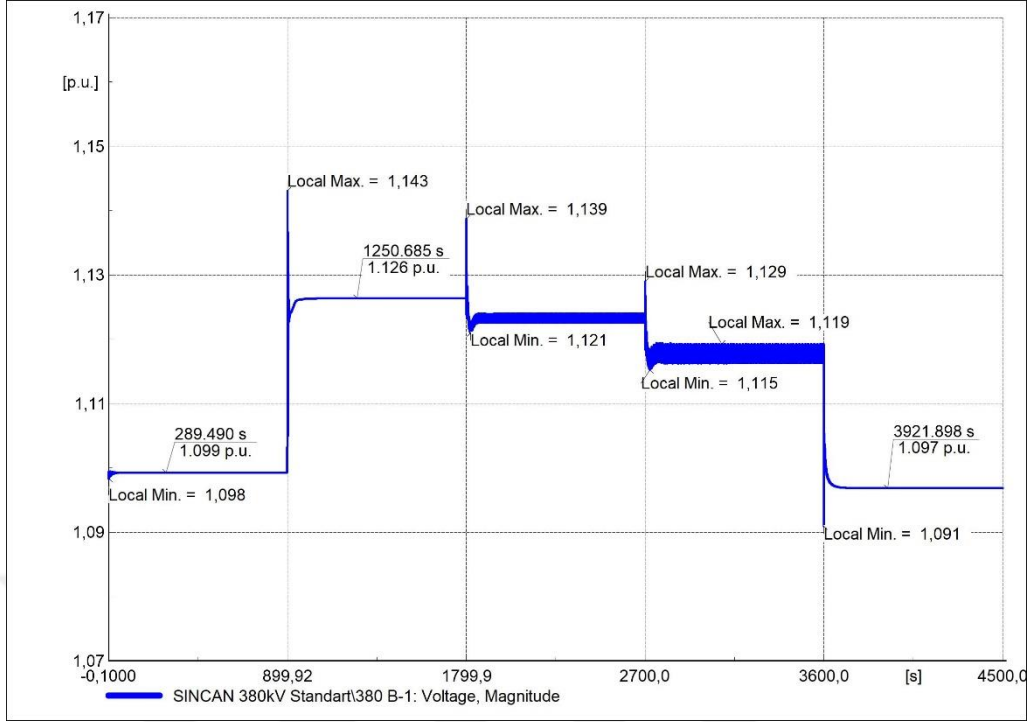
Gerilim grafiklerinde (Şekil 4.70-4.73) ise benzer şekiller görülmektedir. Adapazarı ve Işıklar baralarında, ilk 15 dakika sonunda gerilim artmakta ve santrallerin çıkış gücü %25'e gerilediğinde düşüşe geçmektedir. Öte yandan, Atatürk HES ve Sincan baralarında gerilim düşüşü, santrallerin çıkış güçlerinin %50'ye inmesinden sonra başlamaktadır. Her grafikte 30.-60. dakikalar arasında gerilimdeki salınım dikkat çekerken, bazı baralarda bu salınımın diğerlerine oranla daha düşük olduğu görülmektedir. Bu salınımların genliği 0,003 pu civarındadır. Gözlemlenen gerilimler arasındaki azami değer 1,14 pu'tir.



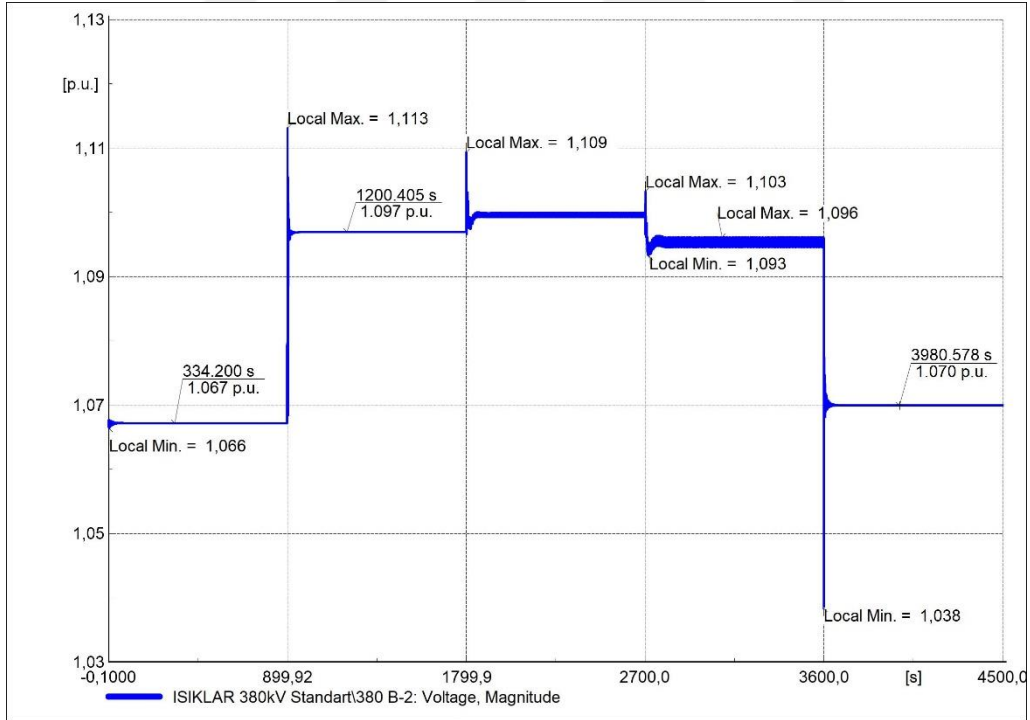
Şekil 4.70. Adapazarı barası gerilim grafiği



Şekil 4.71. Atatürk HES barası gerilim grafiği



Şekil 4.72. Sincan barası gerilim grafiği



Şekil 4.73. Işıklar barası gerilim grafiği

Modelin %20 YE penetrasyonu ile çalışmasında frekans açısından ciddi bir problem bulunmamaktadır. 30.-60. dakikalar arasındaki periyot dışında frekans nominal değerini korumaktadır. Ayrıca frekans sapmalarında uç değerler görülmektedir. Gerilime

bakıldığında, yine aynı periyot içerisindeki salınımlar dikkat çekmektedir. Bir önceki senaryo ile karşılaştırıldığında bu salınımların daha büyük olduğu tespit edilmektedir. Gerilimin azami değerleri de bir önceki senaryoya benzer şekildedir.



## 5. SONUÇ

YEK'lerin penetrasyonu ile güç sistemleri önemli bir değişim sürecindedir. YEK'lerden üretimin kesintili ve değişken yapısı nedeniyle güç sistemlerinin esneklik ihtiyacı artmaktadır. Esnekliğin sağlanamadığı durumlarda yüksek YE penetrasyonu sistemin kararlılığını ciddi şekilde etkilemektedir.

Öncelikle, güç sistemlerinin esneklik gereksinimleri, esneklik sağlama yöntemleri çeşitli ülkelerden örnekler ile verilmiştir. YE penetrasyonundan dolayı şebeke yönetmeliklerindeki değişiklikler Almanya, Danimarka, İspanya ve Türkiye yönetmelikleri üzerinden incelenmiştir. Ayrıca, YE penetrasyonundaki artışın güç sistemlerine muhtemel etkileri sunulmuştur.

YE penetrasyonunun Türkiye güç sistemine etkisini analiz etmek için DIGSILENT PowerFactory 2018 yazılımı kullanılmış ve temel olarak üç farklı senaryo oluşturulmuştur. Bu senaryolarda YE penetrasyon oranı %15, %20 ve %30 olarak belirlenmiştir. Özellikle %30 oranı Türkiye'nin 2023 hedefleri arasındadır. Modellerde YEK'ler sisteme çok yüksek gerilim seviyesinden bağlanmıştır.

YE penetrasyonunun güç sistemine etkisi üç model üzerinde incelenmiştir. Yazılımın içinde bulunan iletim sistemi modeli, IEEE'in 118 baralı test modeli ve Türkiye 400 kV iletim sistemi modeli kullanılmıştır. DIGSILENT iletim modelinden elde edilen frekans ve gerilim grafikleri, yüksek YE penetrasyonunun gerilime ciddi bir etkisinin olmadığını göstermiştir. Öte yandan, frekans değerleri özellikle 30% penetrasyon seviyesinde kabul edilebilir çalışma koşulları dışına çıkmıştır.

Sadece 25 baraya sahip küçük bir sistem olan DIGSILENT modeline ek olarak daha büyük bir sistemde sonuçları görmek için IEEE'nin 118 baralı test sistemi kullanılmıştır. Bu sistem akademik çalışmalarda yapılan karşılaştırmalar için sıkça referans olarak gösterilen bir modeldir. Orijinal modelin verileri yetersiz olduğundan dinamik simülasyonlar için hazırlanmış bir versiyonu kullanılmıştır. Frekans ve gerilim grafikleri sistemin %15 ve %20 penetrasyon seviyelerinde kabul edilebilir değerlere sahip olduğunu göstermiştir. Ancak %28 oranının sistemi, kararlılığı sağlama konusunda zorlanmıştır. Elde edilen sonuçlar frekansın, eklenen santrallerin güç çıkışının %25'e düşmesiyle kritik işletme koşullarına geçtiğini ve santraller devre dışı kalınca ciddi oranda düştüğünü göstermiştir. Öte yandan, gerilimde de salınımlar gözlenmiştir.

Öncelikle küçük bir sistemde ve daha sonra IEEE'nin büyük test sisteminde elde edilen sonuçlar birbiriyle uyuşmuştur. Bu nedenle sistemlere eklenen YEK modellerinin ve senaryoların sorunsuz olduğu anlaşılmıştır. Son olarak tezin asıl amacı olan Türkiye 400 kV iletim sistemi modeline aynı senaryolar uygulanmıştır.

Sonuçlar, Türkiye iletim sisteminin %15 YE penetrasyonu ile frekans ve gerilim açısından bir problem yaşamadığını göstermiştir. %20 penetrasyon seviyesindeki simülasyonda ise frekans ve gerilimde 30.-60. dakikalar arasında salınımlar gözlemlenmiştir. Bu zaman aralığı, sisteme eklenen YEK'lerin çıkış gücünün sırasıyla %50 ve %25'e düştüğü periyotlardır. Salınımların genlikleri düşük olmakla birlikte sistemde kararlılığın bir önceki senaryoya göre azalmıştır.

Önceki modellerin aksine Türkiye iletim sistemi modelinde sadece %15 ve %20 penetrasyon seviyeleri ile başarılı simülasyonlar gerçekleştirilmiştir. Sonuçlar, Türkiye iletim sistemi kararlılığının %20 YE oranına kadar ciddi ölçüde etkilenmediğini göstermiştir. Daha yüksek YE oranlarında yazılım hata vermiştir. Buna dayanarak %20 üzeri oranlarda sistemin kararlılık problemleri yaşayacağı düşünülmüştür.

YEK'lerin Türkiye güç sistemine daha fazla penetrasyonu için öncelikle sisteme daha fazla esneklik kazandırılması gerekmektedir. Sistemde yüksek oranda bulunan kömür santrallerinde iyileştirmeler yapılarak daha esnek hale getirilmelidir. Kurulumu planlanan santrallerin özellikleri ise esnek olacak şekilde seçilmelidir. Ayrıca, iletim sistemi genişleme planlamalarında YE potansiyeli yüksek bölgeler dikkate alınmalıdır. Şebeke yönetmeliklerinde YEK'lerin kategorileri artırılarak her kategori için talep edilen gereksinimler ayrı ayrı belirlenmelidir. Son olarak, eş zamanlı enerji piyasasında düzenlemelere gidilerek bu yönde de esneklik artırılmalıdır.

İletim sistemi ile ilgili kısıtlı veri erişiminden dolayı modelin oluşturulmasında güncel veriler kullanılamamıştır. Oluşturulan model veri erişiminin sağlanması durumunda sistemin güncel ve detaylı bilgiler ile modellenerek senaryoların tekrarlanması için uyarlanabilir özelliktedir.

Türkiye 400 kV iletim sisteminin modellenmesinde generatörlere, türbin regülatörü, AVR ve PSS ekipmanlarının eklendiği belirtilmiştir. Ancak bu ekipmanların değerleri IEEE standartlarından alınan değerlerdir ve her generatör için gerekli optimizasyon yapılamamıştır. Gelecek araştırmalarda optimize edilmiş değerler kullanılarak sistemin tepkisinin hangi oranda iyileştiğinin incelenmesi önerilmektedir.



## 6. KAYNAKLAR

- [1] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (2018) Renewables 2018 Global Status Report.
- [2] Martinot, E. (2016) Grid Integration of Renewable Energy: Flexibility, Innovation, and Experience. Annual Review of Environment and Resources, 41, 223-251.
- [3] Li, C.,Shi, H.,Cao, Y.,Wang, J.,Kuang, Y.,Tan, Y.,Wei, J. (2015) Comprehensive Review of Renewable Energy Curtailment and Avoidance: A Specific Example in China. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 41, 1067-1079.
- [4] Denholm, P.,Hand, M. (2011) Grid Flexibility and Storage Required to Achieve Very High Penetration of Variable Renewable Electricity. Energy Policy, 39, 1817-1830.
- [5] NERC (2010) Flexibility Requirements and Potential Metrics for Variable Generation: Implications for System Planning Studies,Princeton, NJ,.
- [6] Lund, P. D.,Lindgren, J.,Mikkola, J.,Salpakari, J. (2015) Review of Energy System Flexibility Measures to Enable High Levels of Variable Renewable Electricity. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 45, 785-807.
- [7] Neville, A. (2010) Desoto Next Generation Solar Energy Center, Desoto County, Florida. Journal, 154, 32-32.
- [8] Romero-Cadaval, E.,Francois, B.,Malinowski, M.,Zhong, Q.-C. (2015) Grid-Connected Photovoltaic Generation Plants as Alternative Energy Sources. IEEE Industrial Electronics Magazine, 9, 18-32.
- [9] Shah, R.,Mithulananthan, N.,Bansal, R.,Ramachandaramurthy, V. (2015) A Review of Key Power System Stability Challenges for Large-Scale Pv Integration. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 41, 1423-1436.
- [10] <https://www.pwc.com.tr/tr/sektorler/enerji-altyapi-madencilik/enerji-spotlights/yeka-uzerine-bir-degerlendirme.html>: Yeka Üzerine Bir Değerlendirme, (Son Erişim: 5 Ocak 2019).
- [11] "Türkiye Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı", Bakanlığı, T. C. E. v. T. K., Ed., (2014).

- [12] Feilat, E.,Azzam, S.,Al-Salaymeh, A. (2018) Impact of Large Pv and Wind Power Plants on Voltage and Frequency Stability of Jordan’s National Grid. *Sustainable cities and society*, 36, 257-271.
- [13] Baydar, B. (2018) "Yenilenebilir Enerji Entegrasyonunun Sürekli Durum Gerilim Kararlılığına Etkisinin Dinamik Optimal Güç Akış Analizi İle İncelenmesi Ve Türkiye Elektrik Şebekesi Üzerinde Örnek Bir Çalışma", Yüksek Lisans Tezi, Fen Bilimleri Enstitüsü-Elektrik Elektronik Mühendisliği Ana Bilim Dalı, Gazi Üniversitesi.
- [14] Akyel, A. (2015) "Determination of Dynamic Problems Associated with the Wind Power Plants in Turkish Transmission System", MSc Thesis, Electrical and Electronics Engineering, Middle East Technical University.
- [15] Özdemir, M. (2010) "Rüzgar Enerjisi Santrallerinin Türkiye Elektrik Enerji Sistemine Olan Etkilerinin Analizi", Doktora Tezi, Fen Bilimleri Enstitüsü-Elektrik Mühendisliği, Kocaeli Üniversitesi.
- [16] International Energy Agency (2008) *Empowering Variable Renewables Options for Flexible Electricity Systems*,Paris, France,.
- [17] Nosair, H.,Bouffard, F. (2015) Flexibility Envelopes for Power System Operational Planning. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6, 800-809.
- [18] Lannoye, E.,Flynn, D.,O'Malley, M. (2012) Evaluation of Power System Flexibility. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27, 922-931.
- [19] Lannoye, E.,Flynn, D.,O'Malley, M. (2011) The Role of Power System Flexibility in Generation Planning. *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, 1-6.
- [20] Dvorkin, Y.,Kirschen, D. S.,Ortega-Vazquez, M. A. (2014) Assessing Flexibility Requirements in Power Systems. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 8, 1820-1830.
- [21] Energiewirtschaftliches Institut an Der Universität Zu Köln (EWI) (2012) *Flexibility Options in European Electricity Markets in High Res-Scenarios— Study on Behalf of the International Energy Agency*,Cologne, Germany.
- [22] Agency, I. E. (2011) *Harnessing Variable Renewables: A Guide to the Balancing Challenge*, vol., OECD Publishing.

- [23] Kehler, J. H., Hu, M. (2011) Planning and Operational Considerations for Power System Flexibility. Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE, 1-3.
- [24] Bouffard, F., Ortega-Vazquez, M. (2011) The Value of Operational Flexibility in Power Systems with Significant Wind Power Generation. Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE, 1-5.
- [25] Bucher, M. A., Delikaraoglou, S., Heussen, K., Pinson, P., Andersson, G. (2015) On Quantification of Flexibility in Power Systems. PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven, 1-6.
- [26] Ma, J., Silva, V., Belhomme, R., Kirschen, D. S., Ochoa, L. F. (2013) Evaluating and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems. Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE, 1-11.
- [27] Holttinen, H., Tuohy, A., Milligan, M., Lannoye, E., Silva, V., Müller, S., Sö, L. (2013) The Flexibility Workout: Managing Variable Resources and Assessing the Need for Power System Modification. IEEE Power and Energy Magazine, 11, 53-62.
- [28] Deane, J. P., Gallachóir, B. Ó., McKeogh, E. (2010) Techno-Economic Review of Existing and New Pumped Hydro Energy Storage Plant. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14, 1293-1302.
- [29] Hsieh, E., Anderson, R. (2017) Grid Flexibility: The Quiet Revolution. The Electricity Journal, 30, 1-8.
- [30] Ecofys (2014) Flexibility Options in Electricity Systems.
- [31] Makarov, Y. V., Loutan, C., Ma, J., De Mello, P. (2009) Operational Impacts of Wind Generation on California Power Systems. IEEE Transactions on Power Systems, 24, 1039-1050.
- [32] Ela, E., Milligan, M., Bloom, A., Botterud, A., Townsend, A., Levin, T., Frew, B. A. (2016) Wholesale Electricity Market Design with Increasing Levels of Renewable Generation: Incentivizing Flexibility in System Operations. The Electricity Journal, 29, 51-60.
- [33] National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO. (2014) Flexibility in 21st Century Power Systems.
- [34] Energy policy Research Group (2010) Flexibility in Power Systems.

- [35] Ulbig, A.,Andersson, G. (2015) Analyzing Operational Flexibility of Electric Power Systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 72, 155-164.
- [36] Lee, C.-T.,Hsu, C.-W.,Cheng, P.-T. (2011) A Low-Voltage Ride-through Technique for Grid-Connected Converters of Distributed Energy Resources. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 47, 1821-1832.
- [37] Yang, L.,Xu, Z.,Ostergaard, J.,Dong, Z. Y.,Wong, K. P. (2012) Advanced Control Strategy of Dfig Wind Turbines for Power System Fault Ride Through. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27, 713-722.
- [38] Alizadeh, M.,Moghaddam, M. P.,Amjady, N.,Siano, P.,Sheikh-El-Eslami, M. (2016) Flexibility in Future Power Systems with High Renewable Penetration: A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 1186-1193.
- [39] Troy, N.,Denny, E.,O'Malley, M. (2010) Base-Load Cycling on a System with Significant Wind Penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25.
- [40] IEA Clean Coal Centre (2014) Increasing the Flexibility of Coal-Fired Power Plants.
- [41] Lefton, S. A.,Besuner, P.,Grimsrud, G.,STRAUSS, S. (1997) Understand What It Really Costs to Cycle Fossil-Fired Units. *Power*, 141, 41-46.
- [42] Van den Bergh, K.,Delarue, E. (2015) Cycling of Conventional Power Plants: Technical Limits and Actual Costs. *Energy Conversion and Management*, 97, 70-77.
- [43] Vittal, V. (2010) The Impact of Renewable Resources on the Performance and Reliability of the Electricity Grid. *The bridge*, 40, 5-12.
- [44] Hecker, L.,Zhou, Z.,Osborn, D.,Lawhorn, J. (2009) Value Based Transmission Planning Process for Joint Coordinated System Plan. *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE*, 1-6.
- [45] Kundur, P.,Paserba, J.,Ajarapu, V.,Andersson, G.,Bose, A.,Canizares, C.,Hatziargyriou, N.,Hill, D.,Stankovic, A.,Taylor, C. (2004) Definition and Classification of Power System Stability Ieee/Cigre Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19, 1387-1401.
- [46] Tielens, P.,Van Hertem, D. (2016) The Relevance of Inertia in Power Systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55, 999-1009.

- [47] Kundur, P., Balu, N. J., Lauby, M. G. (1994) *Power System Stability and Control*, vol. 7, McGraw-hill New York.
- [48] Seneviratne, C., Ozansoy, C. (2016) Frequency Response Due to a Large Generator Loss with the Increasing Penetration of Wind/Pv Generation—a Literature Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 659-668.
- [49] Holttinen, H. (2005) Impact of Hourly Wind Power Variations on the System Operation in the Nordic Countries. *Wind Energy*, 8, 197-218.
- [50] Naser, I., Garba, A., Anaya-Lara, O., Lo, K. (2010) Voltage Stability of Transmission Network with Different Penetration Levels of Wind Generation. *Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2010 45th International, 1-5.
- [51] Hossain, M. J., Pota, H. R., Mahmud, M. A., Ramos, R. A. (2012) Investigation of the Impacts of Large-Scale Wind Power Penetration on the Angle and Voltage Stability of Power Systems. *IEEE Systems journal*, 6, 76-84.
- [52] Londero, R. R., de Mattos Affonso, C., Vieira, J. P. A. (2015) Long-Term Voltage Stability Analysis of Variable Speed Wind Generators. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30, 439-447.
- [53] Meegahapola, L., Flynn, D. (2010) Impact on Transient and Frequency Stability for a Power System at Very High Wind Penetration. *Power and Energy Society General Meeting*, 2010 IEEE, 1-8.
- [54] Edrah, M., Lo, K. L., Anaya-Lara, O. (2015) Impacts of High Penetration of Dfig Wind Turbines on Rotor Angle Stability of Power Systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6, 759-766.
- [55] Ayodele, T., Jimoh, A., Munda, J., Agee, J. (2011) The Influence of Wind Power on the Small Signal Stability of a Power System. *International conference on renewable energy and power quality*, Las Palmas de Gra Canaria, Spain, April, 13-15.
- [56] Modi, N., Saha, T. K., Mithulananthan, N. (2011) Effect of Wind Farms with Doubly Fed Induction Generators on Small-Signal Stability—a Case Study on Australian Equivalent System. *Innovative Smart Grid Technologies Asia (ISGT)*, 2011 IEEE PES, 1-7.

- [57] Mehta, B.,Bhatt, P.,Pandya, V. (2014) Small Signal Stability Analysis of Power Systems with Dfig Based Wind Power Penetration. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 58, 64-74.
- [58] Rutledge, L.,Flynn, D. (2016) Emulated Inertial Response from Wind Turbines: Gain Scheduling and Resource Coordination. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31, 3747-3755.
- [59] Qureshi, U. B.,Iqbal, S. J. (2017) Impact of Large Scale Wind Penetration on Power System Frequency Stability. *Electrical, Computer and Communication Technologies (ICECCT), 2017 Second International Conference on*, 1-6.
- [60] Zhang, Y.,Zhu, S.,Sparks, R.,Green, I. (2012) Impacts of Solar Pv Generators on Power System Stability and Voltage Performance. *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, 1-7.
- [61] Eftekharnjad, S.,Vittal, V.,Heydt, G. T.,Keel, B.,Loehr, J. (2013) Impact of Increased Penetration of Photovoltaic Generation on Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28, 893-901.
- [62] Tamimi, B.,Cañizares, C.,Bhattacharya, K. (2013) System Stability Impact of Large-Scale and Distributed Solar Photovoltaic Generation: The Case of Ontario, Canada. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4, 680-688.
- [63] Liu, H.,Jin, L.,Le, D.,Chowdhury, A. (2010) Impact of High Penetration of Solar Photovoltaic Generation on Power System Small Signal Stability. *Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on*, 1-7.
- [64] Ravichandran, S.,Dasan, S. B.,Devi, R. K. (2011) Small Signal Stability Analysis of Grid Connected Photo Voltaic Distributed Generator System. *Power and Energy Systems (ICPS), 2011 International Conference on*, 1-6.
- [65] Du, W.,Wang, H.,Xiao, L. Y. (2012) Power System Small-Signal Stability as Affected by Grid-Connected Photovoltaic Generation. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 22, 688-703.
- [66] Eftekharnjad, S.,Vittal, V.,Heydt, G. T.,Keel, B.,Loehr, J. (2013) Small Signal Stability Assessment of Power Systems with Increased Penetration of Photovoltaic Generation: A Case Study. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4, 960-967.

- [67] Alquthami, T., Ravindra, H., Faruque, M., Steurer, M., Baldwin, T. (2010) Study of Photovoltaic Integration Impact on System Stability Using Custom Model of Pv Arrays Integrated with Pss/E. North American Power Symposium (NAPS), 2010, 1-8.
- [68] Abdrahem, A., Venayagamoorthy, G. K., Corzine, K. A. (2013) Frequency Stability and Control of a Power System with Large Pv Plants Using Pmu Information. North American Power Symposium (NAPS), 2013, 1-6.
- [69] Kroposki, B., Johnson, B., Zhang, Y., Gevorgian, V., Denholm, P., Hodge, B.-M., Hannegan, B. (2017) Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy. IEEE Power and Energy Magazine, 15, 61-73.
- [70] Liu, Y., Choi, S., Meliopoulos, A. S., Fan, R., Sun, L., Tan, Z. (2016) Dynamic State Estimation Enabled Predictive Inverter Control. Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2016, 1-5.
- [71] Ma, J. (2012) "Evaluating and Planning Flexibility in a Sustainable Power System with Large Wind Penetration", Phd Thesis, The University of Manchester (United Kingdom).
- [72] Yasuda, Y., Ardal, A. R., Carlini, E. M., Estanqueiro, A., Flynn, D., Gómez-Lázaro, E., Holttinen, H., Kiviluoma, J., Van Hulle, F., Kondoh, J. (2013) Flexibility Chart: Evaluation on Diversity of Flexibility in Various Areas. 12th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants.
- [73] OECD/IEA (2016) Large-Scale Electricity Interconnection-Technology and Prospects for Cross-Regional Networks.
- [74] Papaefthymiou, G., Haesen, E., Sach, T. (2018) Power System Flexibility Tracker: Indicators to Track Flexibility Progress Towards High-Res Systems. Renewable Energy, 127, 1026-1035.
- [75] IEA (2014) The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems, vol., OECD/IEA, Paris.
- [76] Kirschen, D. S., Rosso, A., Ma, J., Ochoa, L. F. (2012) Flexibility from the Demand Side. Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, 1-6.

- [77] Pina, A.,Silva, C.,Ferrão, P. (2012) The Impact of Demand Side Management Strategies in the Penetration of Renewable Electricity. *Energy*, 41, 128-137.
- [78] Strbac, G. (2008) Demand Side Management: Benefits and Challenges. *Energy Policy*, 36, 4419-4426.
- [79] Moura, P. S.,De Almeida, A. T. (2010) The Role of Demand-Side Management in the Grid Integration of Wind Power. *Applied Energy*, 87, 2581-2588.
- [80] Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe (2014) Modernization of Combustion Systems, [http://www.eu.mhps.com/media/files/broschueren/technologie/GB\\_Prsp\\_Modernisierung\\_Grossdampferzeuger\\_3-2014\\_SCREEN.pdf](http://www.eu.mhps.com/media/files/broschueren/technologie/GB_Prsp_Modernisierung_Grossdampferzeuger_3-2014_SCREEN.pdf), (Son Erişim: 20 Mart 2018).
- [81] Mitsubishi Hitachi Power Systems (2014) Powerful Performance, [http://www.eu.mhps.com/media/files/broschueren/technologie/GB\\_Prsp\\_PowerfulPerformance\\_05-2014\\_SCREEN.pdf](http://www.eu.mhps.com/media/files/broschueren/technologie/GB_Prsp_PowerfulPerformance_05-2014_SCREEN.pdf), (Son Erişim: 20 Mart 2018).
- [82] Fairley, P. (2013) Quicker Coal Power. *IEEE Spectrum*, 50, 11-11.
- [83] (2018) Non-Baseload Operation in Nuclear Power Plants: Load Following and Frequency Control Modes of Flexible Operation, vol., INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Vienna.
- [84] OECD,NEA (2012) Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-Carbon Electricity Systems, vol., OECD Publishing, Paris.
- [85] World Bank Group (2015) Bringing Variable Renewable Energy up to Scale: Options for Grid Integration Using Natural Gas and Energy Storage, Washington, DC,.
- [86] Balling, L. (2011) Fast Cycling and Rapid Start-Up: New Generation of Plants Achieves Impressive Results. *Journal*, 31, 35-41.
- [87] Beer, M.,Huber, M.,Mauch, W. (2010) Flexible Operation of Cogeneration Plants-Chances for the Integration of Renewables. 11th IAEE European Conference" Energy Economy, Policies and Supply Security: Surviving the Global Economic Crisis", Vilnius, Lithuania.
- [88] Chen, X.,Kang, C.,O'Malley, M.,Xia, Q.,Bai, J.,Liu, C.,Sun, R.,Wang, W.,Li, H. (2015) Increasing the Flexibility of Combined Heat and Power for Wind Power Integration in China: Modeling and Implications. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30, 1848-1857.



- [89] Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, (2014) D5.1 - Final Cogeneration Roadmap Member State: Denmark.
- [90] Bird, L.,Lew, D.,Milligan, M.,Carlini, E. M.,Estanqueiro, A.,Flynn, D.,Gomez-Lazaro, E.,Holttinen, H.,Menemenlis, N.,Orths, A. (2016) Wind and Solar Energy Curtailment: A Review of International Experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65, 577-586.
- [91] Burke, D. J.,O'Malley, M. J. (2011) Factors Influencing Wind Energy Curtailment. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2, 185-193.
- [92] International Renewable Energy Agency (IRENA) (2018) Renewable Capacity Statistics 2018,Abu Dhabi.
- [93] Zhang, S.,Andrews-Speed, P.,Li, S. (2018) To What Extent Will China's Ongoing Electricity Market Reforms Assist the Integration of Renewable Energy? *Energy Policy*, 114, 165-172.
- [94] Global Wind Energy Council (2016) Global Wind Report 2016.
- [95] EirGrid and SONI (2017) Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2016.
- [96] Schermeyer, H.,Vergara, C.,Fichtner, W. (2018) Renewable Energy Curtailment: A Case Study on Today's and Tomorrow's Congestion Management. *Energy Policy*, 112, 427-436.
- [97] National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States) (2015) Status Report on Power System Transformation: A 21st Century Power Partnership Report.
- [98] Hasan, K. N.,Saha, T. K.,Eghbal, M.,Chattopadhyay, D. (2013) Review of Transmission Schemes and Case Studies for Renewable Power Integration into the Remote Grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18, 568-582.
- [99] Smith, J. C.,Osborn, D.,Zavadil, R.,Lasher, W.,Gómez-Lázaro, E.,Estanqueiro, A.,Trotscher, T.,Tande, J.,Korpås, M.,Van Hulle, F. (2013) Transmission Planning for Wind Energy in the United States and Europe: Status and Prospects. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 2, 1-13.
- [100] Brown, T. (2014) Transmission Network Loading in Europe with High Shares of Renewables. *IET Renewable Power Generation*, 9, 57-65.

- [101] Málek, J.,Rečka, L.,Janda, K. (2018) Impact of German Energiewende on Transmission Lines in the Central European Region. *Energy Efficiency*, 11, 683-700.
- [102] ENTSO-E (2016) Tyndp 2016 Project Sheets.
- [103] Cain, N. L.,Nelson, H. T. (2013) What Drives Opposition to High-Voltage Transmission Lines? *Land Use Policy*, 33, 204-213.
- [104] Papaefthymiou, G.,Dragoon, K. (2016) Towards 100% Renewable Energy Systems: Uncapping Power System Flexibility. *Energy Policy*, 92, 69-82.
- [105] EPDK, "Elektrik Şebeke Yönetmeliği", EPDK, Ed., (2014).
- [106] Commission, I. E., "(White Paper) Grid Integration of Large Capacity Renewable Energy Sources and Use of Large-Capacity Electrical Energy Storage", Geneva, (2012).
- [107] Ackermann, T.,Martensen, N.,Brown, T.,Schierhorn, P.,Boshell, F.,Gafaro, F.,Ayuso, M. (2016) Scaling up Variable Renewable Power: The Role of Grid Codes. *World Future Energy*, Abu Dhabi, United Arab Emirates.
- [108] Cabrera-Tobar, A.,Bullich-Massagué, E.,Aragüés-Peñalba, M.,Gomis-Bellmunt, O. (2016) Review of Advanced Grid Requirements for the Integration of Large Scale Photovoltaic Power Plants in the Transmission System. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 971-987.
- [109] Energinet.dk, "Technical Regulation 3.2.2 for Pv Power Plants above 11 Kw", Energinet.dk, Ed., (2016).
- [110] Energinet.dk, "Technical Regulation 3.2.5 for Wind Power Plants above 11 Kw", Energinet.dk, Ed., (2016).
- [111] "Transmission Code-Network and System Rules of the German Transmission System Operators", VDN-ev beim VDEW, (2007).
- [112] "P.O.12.2. Technical Requirements for Wind Power and Photovoltaic Installations and Any Generating Facilities Whose Technology Does Not Consist on a Synchronous Generator Directly Connected to the Grid", *Electrica*, R., Ed., (2008).
- [113] Loudiyi, K.,Berrada, A.,Svendsen, H. G.,Mentesidi, K. (2017) Grid Code Status for Wind Farms Interconnection in Northern Africa and Spain: Descriptions and

- Recommendations for Northern Africa. Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- [114] Sourkounis, C.,Tourou, P. (2013) Grid Code Requirements for Wind Power Integration in Europe. Conference Papers in Science.
- [115] DIgSILENT (2018) Digsilent Powerfactory 2018 User Manual, vol., DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Germany,
- [116] "Türkiye Elektrik Sistemi Kuruluş Ve Kaynaklara Göre Kurulu Güç": TEİAŞ, (2018).
- [117] SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi (2018) Türkiye'nin Enerji Sisteminde Yenilenebilir Kaynakların Artan Payı: İletimde Genişleme Ve Esneklik Seçenekleri.
- [118] EPDK (2018) Elektrik Piyasası 2017 Yılı Piyasa Gelişim Raporu.
- [119] Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü (2018) Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası, [http://www.yegm.gov.tr/YEKrepa/REPA-duyuru\\_01.html](http://www.yegm.gov.tr/YEKrepa/REPA-duyuru_01.html), (Son Erişim: 28 Aralık 2018).
- [120] Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü (2018) Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası, <http://www.yegm.gov.tr/MyCalculator/>, (Son Erişim: 28 Aralık 2018).
- [121] TEİAŞ (2018) 2017 Yılı Türkiye Elektrik İletimi Sektör Raporu.
- [122] TEİAŞ (2014) Türkiye Üretim-İletim Haritası, [http://www.emo.org.tr/ekler/821e4acae0886a8\\_ek.jpg?tipi=2&turu=X&sube=12](http://www.emo.org.tr/ekler/821e4acae0886a8_ek.jpg?tipi=2&turu=X&sube=12), (Son Erişim: 9 Eylül 2018).
- [123] TEİAŞ (2018) Türkiye Elektrik Enerjisi 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2018-2022).
- [124] Çiftkaya, B. (2013) "Elektrik Üretiminde Kullanılan Gaz Türbinlerinin İncelenmesi Ve Benzetimi", Yüksek Lisans Tezi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul Teknik Üniversitesi.
- [125] Zea, A. A. (2013) "Power System Stabilizers for the Synchronous Generator-Tuning and Performance Evaluation", MSc Thesis, Department of Energy and Environment-Division of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology.
- [126] Oğuz, G. (2004) "Bulanık Mantık İle Güç Sistemlerinde Gerilim Kontrolü", Yüksek Lisans Tezi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul Teknik Üniversitesi.

- [127] Demetriou, P.,Asprou, M.,Quiros-Tortos, J.,Kyriakides, E. (2017) Dynamic Ieee Test Systems for Transient Analysis. IEEE Systems journal, 11, 2108-2117.
- [128] Christie, R., "Power Systems Test Case Archive: 118 Bus Power Flow Test Case", University of Washington, Department of Electrical Engineering, (1993).
- [129] Pena, I.,Martinez-Anido, C. B.,Hodge, B.-M. (2018) An Extended Ieee 118-Bus Test System with High Renewable Penetration. IEEE Transactions on Power Systems, 33, 281-289.
- [130] <http://www.kios.ucy.ac.cy/testsystems/index.php/dynamic-ieee-test-systems>: Dynamic Ieee Test Systems, (Son Erişim: 29 Kasım 2018).
- [131] ENTSO-E (2017) Entso-E Interactive Map, <https://www.entsoe.eu/data/map/>, (Son Erişim: 24 Aralık 2018).
- [132] TEİAŞ Yük Tevzi Daire Başkanlığı (2014) Türkiye Ulusal Elektrik Ağındaki Havai Hatların, Trafoların Ve Generatörlerin Elektriki Karakteristikleri,Ankara, Turkey,.
- [133] North American Electric Reliability Corporation (2017) Gas Turbine Governor Modeling.
- [134] Siemens (2008) Bosl Controllers-Standard 1, [https://www.energy.siemens.com/co/pool/hq/services/power-transmission-distribution/power-technologies-international/software-solutions/BOSL\\_Controllers\\_Free\\_License\\_2008\\_03\\_13.pdf](https://www.energy.siemens.com/co/pool/hq/services/power-transmission-distribution/power-technologies-international/software-solutions/BOSL_Controllers_Free_License_2008_03_13.pdf), (Son Erişim: 26 Aralık 2018).
- [135] Author (2016) Ieee Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.
- [136] Hammer, A. (2011) "Analysis of Ieee Power System Stabilizer Models", MSc Thesis, Institutt for elkraftteknikk.
- [137] Sada, F. (2011) "Aggregate Model of Large Wind Parks for Power System Studies", Degree Project, KTH Electrical Engineering, Stockholm, Sweden.
- [138] Moodley, G.,Jennings, G.,Pillay, V.,Buyisa, D. (2014) Typical Technical Behaviour of Lv Networks, with Varied Levels of Renewable Penetration. AMEU Convention, Johannesburg.

- [139] Kenneth, A. P.,Folly, K. (2014) Voltage Rise Issue with High Penetration of Grid Connected Pv. The 19th World Congress of International Federation of Automatic Control, Cape Town, South Africa.
- [140] Berizzi, A.,Bovo, C.,Ilea, V.,Merlo, M.,Miotti, A.,Zanellini, F. (2015) Decentralized Congestion Mitigation in Hv Distribution Grids with Large Penetration of Renewable Generation. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 71, 51-59.
- [141] Azzam, S.,Feilat, E.,Al-Salaymeh, A. (2017) Impact of Connecting Renewable Energy Plants on the Capacity and Voltage Stability of the National Grid of Jordan. 2017 8th International Renewable Energy Congress (IREC), 1-6.
- [142] Sarr, M.,Niang, B.,Bâ, O.,Thiam, M. (2018) Determining the Maximal Penetration Rate in Photovoltaic Power: Case of Senelec Network in Senegal. 2018 International Conference on Smart Grid (icSmartGrid), 171-183.
- [143] Quan, H.,Yang, D.,Khambadkone, A. M.,Srinivasan, D. (2018) A Stochastic Power Flow Study to Investigate the Effects of Renewable Energy Integration. 2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia), 19-24.
- [144] Othman, S. (2014) Discrete Time Optimum Power Flow Simulation of 118 Ieee Test Bus with Intermittent Generation. 2014 4th International Conference on Engineering Technology and Technopreneuship (ICE2T), 260-265.
- [145] Zhang, R. Y.,Elizondo, J.,Kirtley, J. L.,White, J. K. (2016) Small-Signal Stability Verification Issues for Transmission Systems with Distributed Renewables. 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 1-5.

## ÖZGEÇMİŞ

|                         |  |
|-------------------------|--|
| <b>Doğum Yılı:</b>      | 05.12.1990   |
| <b>Yazışma Adresi :</b> | SAHRAYICEDİT MAHALLESİ CEBESOY SOKAK NO 37/5<br>KADIKÖY İSTANBUL |
| <b>e-posta :</b>        | semich.impram@gmail.com  |

### EĞİTİM BİLGİLERİ

| Ülke       | Üniversite                           | Fakülte/Enstitü       | Öğrenim Alanı                      | Derece        | Mezuniyet Yılı |
|------------|--------------------------------------|-----------------------|------------------------------------|---------------|----------------|
| Türkiye    | Marmara Üniversitesi                 | Fen Bilimleri Enst.   | Elektrik Elektronik Mühendisliği   | Yüksek Lisans | 2019           |
| Yunanistan | Aristotle University of Thessaloniki | Mühendislik Fakültesi | Elektrik & Bilgisayar Mühendisliği | Lisans        | 2015           |

### AKADEMİK/MESLEKTE DENEYİM

| Kurum/Kuruluş | Ülke       | Şehir   | Bölüm/Birim           | Görev Türü | Görev Dönemi |
|---------------|------------|---------|-----------------------|------------|--------------|
| HEDNO S.A.    | Yunanistan | Selanik | Şebeke Bakım ve Arıza | Staj       | 03-06/2015   |

### UZMANLIK ALANLARI

| Uzmanlık Alanları   |
|---|
| Elektrik Tesisleri, Yüksek Gerilim Tekniği, AC/DC Elektrik Makineleri, Elektrik Üretim İletim Dağıtım |

### YAYINLARI

**Hakemli konferans/sempozyumların bildiri kitaplarında yer alan yayınlar**

|   |
|---|
| Impram, S. Varbak Nese, S. Oral, B. "Investigation of Low Voltage Ride Through Limitations In Terms of Renewable Energy", 4 <sup>th</sup> International Conference on Viable Energy Trends (Invent-2019), 76-81, İstanbul, April 26-28 2019 |
|---|