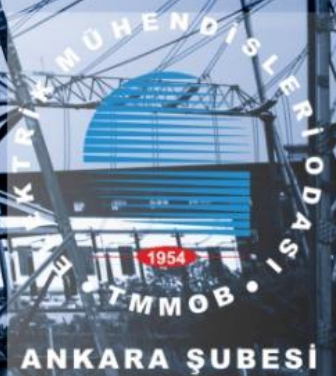


ENTERKONNEKTE İLETİM ŞEBEKELERİNDE SİSTEM KARARSIZLIĞI PERSPEKTİFİNDE İBER YARIMADASI ENERJİ KESİNTİSİ

Analiz Raporu
2025



YÖNETİM KURULU BAŞKANIMIZIN MESAJI



Cevdet ASLAN
EMO Ankara Şubesi
27. Dönem Yönetim
Kurulu Başkanı

Elektrik iletim ve dağıtım sistemlerinde yüksek güvenilirlik, sadece ekipman kalitesiyle değil; senaryo temelli planlama, sistem mühendisliği bakışı ve uluslararası örneklerin sistematik analizleriyle mümkündür. Elektrik Mühendisleri Odası Ankara Şubesi olarak bu anlayışla, teknik derinliği yüksek çalışmalarını kamuoyuyla paylaşmayı önemsiyoruz.

2025 yılı Nisan ayında İspanya’da yaşanan ve ENTSO-E sistemini etkileyen elektrik kesintisi vakası, iletim sistemlerinin dinamik stabilitesi, black-start stratejileri, adaların ayrılması (system splitting), reaktif güç yönetimi ve bölgesel restorasyon senaryoları gibi çok sayıda teknik bileşeni içinde barındırmaktadır. Bu rapor, söz konusu bileşenleri detaylı biçimde ele alan, mühendislik temelli bir analiz çalışmasıdır.

“Enterkonnekte İletim Şebekelerinde Sistem Kararsızlığı Perspektifinde İber Yarımadası Enerji Kesintisi Analiz Raporu 2025”, sadece geçmişte yaşanmış bir vakayı belgelemekle kalmayıp enterkonnekte enerji sistemlerine yönelik çıkarımlar ve risk analizlerini de içeren bir referans metindir. Bu çalışma, sistem kararlılığına dair çok disiplinli bir yaklaşım sunarken gelecekteki altyapı planlamalarına ışık tutacak niteliktedir.

Büyük bir özveri, disiplin ve teknik birikimle yürütülen sürecin sonucunda ortaya çıkan bu çalışmada emeği geçen başta Enerji Komisyonu Başkanımız Sn. Ömer Ramazan TAŞKIN’a, raporun hazırlanmasında bir araya gelen ve emek veren kıymetli meslektaşlarımıza teşekkür eder, başarılarının devamını dilerim.

Ayrıca, bu çalışmanın ülkemiz mühendislik birikimine ve enerji politikalarına yapıcı katkılar sunmasını ve benzer nitelikteki çalışmaların artarak sürmesini temenni ederim.

Saygılarımla,

Cevdet ASLAN

İber Yarımadası Sistem Çökmesi Çalışma Grubu Hakkında

İber Yarımadası Sistem Çökmesi Çalışma Grubu, Elektrik Mühendisleri Odası (EMO) Ankara Şubesi Yönetim Kurulu olurlarıyla, 27. Dönem Enerji Komisyonu üyelerinden oluşturulmuştur. Çalışma grubunun temel amacı, 28 Nisan 2025 tarihinde İber Yarımadası'nda yaşanan ve kıta düzeyinde etkiler yaratan büyük çaplı elektrik iletim sistemi çöküşünü teknik, yapısal ve sistemsal açıdan detaylı biçimde inceleyerek, benzer bir olayın Türkiye'de veya başka bir ülkede yaşanmasının önüne geçebilecek stratejik çıkarımlar ve önlemler sunmaktır. Bu çalışma, teknik içeriği ve önerileriyle yalnızca meslektaşlara değil; aynı zamanda enerji alanında politika geliştiren kurumlara, sistem operatörlerine ve akademik çalışmalara katkı sunmayı hedeflemektedir. Ayrıca, benzer teknik raporların hazırlanmasına örnek teşkil ederek, ülkemizin enerji sistemlerinin daha dirençli ve esnek hâle getirilmesine yönelik stratejik bir kaynak niteliği taşımaktadır.

Yazarlar

Ömer Ramazan TAŞKIN, Gözde DEMİRSOY, Turan ÇAKIL, Mehmet BULUT,
A.Naci IŞIKLI, Umut YILMAZ, Züleyha OK DAVARCI, Serkan BAŞER, Soykan NOHUT,
Halil İbrahim Koca, Şahin ÇEVİK, Umut YENER, Hüseyin Emre GÜNGÖRMEZ
(EMO Ankara Şubesi, İber Yarımadası Sistem Çökmesi Çalışma Grubu)

Tasarım

Azra ÇAKMAK

Baskı Tarihi

Temmuz 2025

Sorumluluk Reddi

Bu rapor, açık kaynaklardan elde edilen bilgiler, kabuller ve piyasa koşulları temel alınarak hazırlanmıştır. Bu kabullerin, senaryolar ve piyasa koşullarının değişime açık olması nedeniyle, rapor kapsamındaki gelecek dönem öngörülerinin, gerçekleşecek sonuçlarla aynı olacağı garanti edilemez. Bu raporun hazırlanmasına katkı yapan kurum ya da kişiler, raporda sunulan öngörülerin gerçekleşmemesi ya da farklı şekilde gerçekleşmesinden dolayı oluşabilecek ticari kazanç ya da kayıplardan sorumlu tutulamazlar.

İÇİNDEKİLER

YÖNETİM KURULU BAŞKANIMIZIN MESAJI.....	1
ŞEKİLLER LİSTESİ.....	6
TABLolar LİSTESİ.....	7
TANIMLAR VE KISALTMALAR.....	8
YÖNETİCİ ÖZETİ	12
1.GİRİŞ	1
2. AVRUPA ELEKTRİK İLETİM SİSTEMİ İŞLETİCİLERİ BİRLİĞİ (ENTSO-E).....	2
2.1. Türkiye'nin ENTSO-E Sistemine Bağlantısı	6
2.1.1. Türkiye'nin ENTSO-E Sistemine Bağlantısının Tarihçesi.....	6
2.1.2. ENTSO-E Bağlantısı Kapsamında Geliştirilen Projeler	7
2.1.3. ENTSO-E Kıta Avrupası Elektrik Sistemine Senkron Bağlantı.....	9
3. ÖNCEKİ YILLARDA YAŞANAN SİSTEM ÇÖKMELERİ VE SİSTEM BÖLÜNMELEİ	10
3.1. 28 Eylül 2003 İtalya Sistem Çökmesi [7].....	11
3.2. 4 Kasım 2006 Avrupa Senkron Bölgesinin Üç Adaya Ayrılması [8]	12
3.3. 31 Mart 2015 Türkiye Sistem Çökmesi [9]	13
3.4. 8 Ocak 2021 Balkan Yarımadası ve Türkiye'nin Kıta Avrupası'ndan Ayrılması [10].	15
3.5. 24 Temmuz 2021 İber Yarımadası'nın Kıta Avrupası'ndan Ayrılması [11]	17
4. GÜÇ SİSTEM KARARLILIĞI VE BAŞLICA BLACKOUT SEBEPLERİ VE ÇÖZÜM ÖNERİLERİ.....	20
4.1. Güç Sistemi Kararlılığı.....	20
4.1.1. Frekans kararlılığı.....	22
4.1.2. Rezervler	25
4.1.2.1. Primer Frekans Kontrolü	25
4.1.2.2. Sekonder Frekans Kontrolü.....	26
4.1.2.3. Tersiyer Frekans Kontrolü	26
4.1.3. Atalet Momentinin Tanımı ve Önemi	26
4.1.4. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Atalet Momentine Etkisi	29
4.1.4.1. Rüzgar Enerjisi	29
4.1.4.2. Güneş Enerjisi	30
4.1.5. Düşük Ataletin Güç Sistemleri Üzerine Etkileri.....	31
4.1.5.1. RoCoF (Rate of Change of Frequency).....	32
4.1.5.2. Nadir (Minimum Frekans)	32
4.1.5.3. Düşük Atalet ile İlgili Gerçek Vaka Örnekleri.....	32
4.1.6. Ataletin Arttırılması İçin Gereken Çözüm Önerileri	34

4.1.6.1. Sentetik Atalet (Synthetic Inertia).....	34
4.1.6.2. Senkron Kompansatörler	34
4.1.6.3. Batarya Enerji Depolama Sistemleri (BESS).....	34
4.1.6.4. Frekans Tepki Optimizasyonu	34
4.2. İnter-Area Osilasyon.....	35
4.2.1. Bölgeler Arası Salınımların Fiziksel Temeli ve Türleri	36
4.2.2. Yerel ve Bölgeler Arası Salınımların Karşılaştırılması	37
4.2.3. Ülkemizin ENTSO-E Bağlantısı Sonrası Oluşan/Oluşacak Salınımlar.....	38
4.2.4. Büyük Elektrik Şebekelerinde Bölgeler Arası Salınım Örnekleri	38
4.2.5. Bölgeler Arası Salınımların Önlenmesi ve Sönümlenmesi İçin Çözüm Önerileri .	39
4.3. N-K Kısıtlılıklar ve Özel Korumalar	40
4.3.1. N-1 prensibi	40
4.3.2. Gerilim Kontrolü ve Reaktif Güç Yönetimi	42
4.3.3. Kısa Devre Güçleri	45
4.3.4. Açık Kararlılığı	46
4.3.5. Sistem Bütünlüğünü Koruma Şemaları (SIPS- Özel Koruma Sistemleri/SPS).....	47
5. GÜÇ SİSTEMLERİNİN KARARLILIĞINI DESTEKLEYECEK BAZI ÇÖZÜMLER ...	50
5.1. Depolama Çözümleri.....	50
5.2. Gaz Türbini ve Pompaj Çözümleri.....	51
5.2.1. Kombine Çevrimli Pompaj Gaz Türbini.....	52
5.2.2. Hidro / Pompaj Depolama (PHDES)	52
5.3. FACTS Çözümleri.....	56
5.3.1. FACTS Cihazlarının Sınıflandırılması	58
5.3.1.1. Statik VAR Kompanzator (SVC)	60
5.3.1.2. Tristör Kontrollü Reaktör (TCR)	61
5.3.1.3. Tristör Anahtarlama Kapasitör (TSC).....	61
5.3.1.4. Statik Senkron Kompansatör (STATCOM).....	61
5.3.1.5. Tristör Kontrollü Seri Kapasitör (TCSC).....	62
5.3.1.6. Statik senkron seri kompanzator (SSSC)	63
5.3.1.7. Birleştirilmiş Güç Akış Kontrolörü (UPFC)	63
5.3.1.8. Hatlar Arası Güç Akış Kontrolörü (IPFC)	63
5.3.1.9. FACTS Cihazlarının Kazançları ve Dikkat Edilmesi Gereken Hususlar.....	64
5.4. Yenilenebilir Enerji Sistemlerinin Şebeke Entegrasyonu Çözümleri.....	65
5.4.1. Şebeke Planlamasında Entegrasyon.....	65
5.4.2. Yenilenebilir Enerji Sistemlerinde Enerji Depolama.....	65

5.4.3. Yenilenebilir Enerji Sistemlerinde İleri Düzey Tahmin Sistemleri	67
5.4.4. Yenilenebilir Enerji Sistemlerinde Sanal Atalet ile Frekans Yanıtı	67
5.4.5. Yenilenebilir Enerji Sistemlerinin İletim Sistemi İçerisinde FACTS ve HVDC Uygulamaları.....	68
5.5. Yenilenebilir Enerji Sistemlerinin Şebekedeki Zorlukları	68
5.5.1. Kesintili ve Değişken Üretim.....	68
5.5.2. Yenilenebilir Sistem Kaynaklı Ataletin Azalması.....	70
5.5.3. Gerilim ve Frekans Regülasyonu Zorlukları.....	70
5.5.4. Dağıtık Üretimin Planlama ve Koruma Sistemleri Üzerindeki Etkisi	71
5.6. Regülasyon ve Piyasa Mekanizmalarının Uyarlanması	71
5.6.1. Şebeke Kodlarının Güncellenmesi.....	71
5.6.2. Gerçek Zamanlı ve Talep Tarafı Katılımın Artırılması	71
5.6.3. Yenilenebilir Enerji Sistemlerine Uyumlu Piyasa Tasarımları.....	72
5.6.4. Toplayıcılık Faaliyetleri.....	72
6. İBER YARIMADASI BLACKOUT OLAY ANALİZİ	72
6.1 İspanya Elektrik Üretim Sistemi.....	72
6.1.1 Elektrik Üretim Kapasitesi ve Kaynaklarının Dağılımı	73
6.1.2 Yıllara Göre Elektrik Üretim Kaynaklarının Paylarındaki Gelişim (2010-2024)....	73
6.1.2.1 Yenilenebilir Enerjinin Elektrik Üretimindeki Payı ve Gelişimi (2010-2024)	74
6.2. İspanya Elektrik İletim Sistemi	75
6.2.1. Sınır Ötesi Entegrasyon ve Bağlantılar	76
6.3. İspanya Dağıtım Şebekesi	77
6.4. Olay Kronolojisi	78
6.5. Araştırma Süreci	78
6.5.1. Olaya İlişkin Zaman Çizelgesi.....	79
6.6. Olay Analizi.....	82
7. GÜÇ SİSTEMLERİNİN TOPARLANMASI (RESTORASYON)	82
7.1. Black-Start Özelliği	84
7.2. Santral Teknolojilerinde Detaylı Teknik Gereksinimler	85
7.3. Şebeke Restorasyonu Süreci.....	86
7.4. Restorasyon Optimizasyonu	86
7.5. Kısıtlar	87
7.6. Temel Analiz Alanları	87
7.7. Kullanılan Araçlar	87
8. TARTIŞMA,SONUÇ VE ÖNERİLER.....	88

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1. ENTSO-E üyesi ülkeler	2
Şekil 2. ENTSO-E şebeke haritası	3
Şekil 3. ENTSO-E iletim operatörleri senkron bağlantı ilişkisi.....	4
Şekil 4. RCC/RSC'ler ve sorumlu oldukları iletim operatörleri	5
Şekil 5. SCC hizmet alanı ve hizmet verdiği iletim operatörleri	5
Şekil 6. Analoji.....	6
Şekil 7. 0.15 Hz Doğu-Batı bölgeler arası salınım.....	8
Şekil 8. Senkron bağlantı frekans değişim grafiği	9
Şekil 9. İtalyan şebekesinin Avrupa şebekesinden ayrılma sınırları	12
Şekil 10. İtalya'daki frekans tepkisi	12
Şekil 11. Arıza sonrası oluşan adalar ve frekans tepkileri	13
Şekil 12. Türkiye şebekesinde sırasıyla servis harici olan hatlar	14
Şekil 13. Sistem bölünmesi sırasında kıta Avrupası güç sistemi frekansları	15
Şekil 14. Açısız kararsızlık sırasında voltaj faz açısı farkı.....	15
Şekil 15. Sistem bölünmesi sonrasında oluşan adalar	16
Şekil 16. Bölünme öncesi sırasıyla servis harici olan hatlar	17
Şekil 17. Bölünme sonrası oluşan adaların frekans tepkileri	17
Şekil 18. Sistem bölünmesi sonrasında oluşan adalar	18
Şekil 19. Bölünme öncesi sırasıyla servis harici olan hatlar	19
Şekil 20.İspanya'da (La Cereal) ve Fransa'da (Saucats) PMU'lar tarafından ölçülen frekans	19
Şekil 21. Güç sistemi kararlılığı diyagramı	20
Şekil 22. Güç sistemi kararlılığının sınıflandırılması.....	21
Şekil 23. Kararlılıkta gerilim, frekans ve açı ilişkisi.....	21
Şekil 24. Güç sistemi kararlılığında frekans etkisi.....	22
Şekil 25. Güç-frekans kontrol döngüleri	23
Şekil 26. EPRI'ye göre büyük bir üretim kaybını veya ani yük değişimini takiben kapsamlı frekans kontrolünün şematik diyagramı	24
Şekil 27. Sistemin frekans kararlılığını belirleyen faktörler.	24
Şekil 28. Sistemin frekans kararlılığında kullanılan rezervler	25
Şekil 29. Atalet, üretim ve yük arasındaki ilişki, atalet bir yay ile temsil edilmektedir.....	27
Şekil 30. Döner makina	27
Şekil 31. Örnek bir rüzgâr türbini tasarımı	29
Şekil 32. Örnek bir güneş enerji santrali tasarımı	30
Şekil 33. Yenilenebilir enerji kaynaklarının yıllara sâri değişimi	30
Şekil 34. Büyük arızalar karşısında sistemin verdiği atalet tepkisi.....	31
Şekil 35. İngiltere'deki örnek arıza	32
Şekil 36. Türkiye Hatay'daki örnek arıza	33
Şekil 37. Amerika-Teksas'daki örnek arıza	33
Şekil 38. Bölgeler arası salınımların türleri	36
Şekil 39. 0.3 Hz frekans bandındaki örnek bir salınım	37
Şekil 40. İber Yarımadası BlackOut olayı öncesi yaşanan salınımlar	39
Şekil 41. N-1 güvenliği	40

Şekil 42. Birbirine bağlı karmaşık güç sistemi	41
Şekil 43. İletim sistemlerinde gerilim kontrolü.....	43
Şekil 44. SIL (Surge Impedance Loading – Dalgalanma Empedansı Yüklenmesi)	43
Şekil 45. SIPS örnek diyagramı	47
Şekil 46. SIPS tasarım aşaması	48
Şekil 47. BESS’e dayalı elektrik şebekesinin black start süreci	51
Şekil 48. Hidroelektrik güç üretimi	53
Şekil 49. Pompaj/depolamalı sistemler için yük profili	54
Şekil 50. Pompaj hidroelektrik sistemlerinin karma bir sistemle çalışma diyagramı	55
Şekil 51. Geleneksel (konvansiyonel) ve modern elektrik sistemleri karşılaştırması.....	56
Şekil 52. Modern elektrik şebekesi güç sistemi kalite sorunları	57
Şekil 53. Sisteme bağlanma şekline göre FACTS cihazları	59
Şekil 54. Klasik bir SVC saha yerleşim şeması	61
Şekil 55. Örnek bir STATCOM saha yerleşimi	62
Şekil 56. Tristör kontrollü seri kapasitör	63
Şekil 57. Duck curve (ördek eğrisi)	67
Şekil 58. 2 Haziran 2025 Saatlik bazda günlük üretim verisi grafiği.....	69
Şekil 59. Kaynaklara göre dağılımı yapılmış kurulu güç gelişimi grafiği	70
Şekil 60. İspanya elektrik iletim sistemi trafo merkezleri haritası	75
Şekil 61. İspanya elektrifikasyon haritası.....	76
Şekil 62. 28 Nisan 2025 tarihinde meydana gelen olaydan etkilenen coğrafi alan.....	78
Şekil 63. Olay öncesi İspanya’nın komşu ülkeler ile elektrik ticareti durumu	79
Şekil 64. Enerji depolama verimliliği bakımından sistem karşılaştırmaları.....	84

TABLolar LİSTESİ

Tablo 1. Önceki yıllarda yaşanan başlıca sistem çökmeleri ve sistem bölünmeleri.....	10
Tablo 2. Frekans tepkisi ile ilgili çeşitli terimlerin farklı isimleri.....	24
Tablo 3. Avrupa kıtası için, her üretim türü için tipik atalet sabitleri ve yükleme faktörleri..	28
Tablo 4. Çalışmasında incelenen frekans bozulmaları olayları tablosu	34
Tablo 5. Yerel ve bölgeler arası salınımlar arası farklar	37
Tablo 6. Santral tipleri.....	53
Tablo 7. Teknolojik özelliklerine göre FACTS sınıflandırması.....	58
Tablo 8. FACTS cihazlarının sınıflandırılması ve kontrol nitelikleri	59
Tablo 9. Ördek eğrisi verileri	66
Tablo 10. Yıllara göre elektrik üretim kaynaklarının payları	73
Tablo 11. Yıllara göre yüzdeler ve değişim trendleri	74
Tablo 12. İspanya sınır ötesi bağlantıları.....	76

TANIMLAR VE KISALTMALAR

AGC (Automatic Generation Control): Otomatik Üretim Kontrolü; sistemin frekansını ve güç alışverişlerini dengelemek için üretim birimlerine otomatik sinyal gönderen yapıdır.

AKE (Alan Kontrol Hatası): Bir bölgedeki gerçek zamanlı üretim-tüketim dengesi ile hedeflenen değer arasındaki farkı ifade eder.

Atalet Momenti (Inertia): Senkron jeneratörlerin döner kütlelerinde depolanan enerji ile sistemin ani frekans değişimlerine karşı direncidir.

ATSOI (Association of the Transmission System Operators of Ireland): İrlanda iletim sistemi operatörlerinin oluşturduğu birliktir. 2009'da ENTSO-E'ye dahil edilmiştir.

AVR (Automatic Voltage Regulator): Otomatik Gerilim Regülatörü; jeneratör çıkış gerilimini otomatik olarak sabit tutar.

BALTSO (Baltic Transmission System Operators): Estonya, Letonya ve Litvanya'nın iletim sistemlerini koordine eden birliktir. Sonrasında ENTSO-E çatısına katılmıştır.

BESS (Battery Energy Storage System): Batarya Enerji Depolama Sistemi; yenilenebilir kaynakların dengesizliklerini dengelemek için kullanılır.

Black-Start: Elektrik üretim tesislerinin dış güç kaynağı olmadan kendini başlatma kapasitesidir.

Blackout: Geniş çaplı ve beklenmeyen elektrik kesintisidir.

CAES (Compressed Air Energy Storage): Basınçlı Hava Enerji Depolama; enerji depolama yöntemidir.

CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia): İspanya'da enerji, telekomünikasyon, ulaşım ve diğer ekonomik sektörlerde serbest rekabeti denetleyen ve düzenleyen ulusal otorite.

DFIG (Doubly-Fed Induction Generator): Rüzgar türbinlerinde yaygın kullanılan, hem rotor hem de stator sargılarına enerji besleyebilen ve güç kalitesini artıran çift beslemeli asenkron jeneratör.

DFKS (Düşük Frekans Koruma Sistemi): Frekans düşüşü durumlarında tüketicilerin kesilerek sistemin korunmasını sağlayan koruma mekanizmasıdır.

DSO (Distribution System Operator): Dağıtım Sistemi Operatörü; elektrik enerjisinin iletim sisteminden son kullanıcılara ulaştırılmasından sorumlu olan dağıtım şebekesi işletmecisidir.

EDS (Energy Delivery System): Enerji iletim ve dağıtımını sağlayan sistemlerin tümü; elektrik enerjisinin üretim noktasından son kullanıcıya kadar güvenli ve sürekli aktarımını kapsar.

EKC: Elektromreza Srbije Coordination (eski adıyla Yugoslavya'nın iletim şirketi); Balkan ülkeleri arasındaki elektrik enterkoneksiyon projelerinde aktif rol almış, daha sonra Sırbistan'ın iletim operatörü olmuştur.

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity): Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşleticileri Birliği; Avrupa'daki iletim sistemlerinin koordinasyonunu sağlayan yapıdır.

FACTS (Flexible AC Transmission Systems): Esnek Alternatif Akım İletim Sistemleri; şebeke kontrolünü iyileştiren güç elektroniği tabanlı cihazlardır.

Frekans Kararlılığı: Güç sistemi frekansının üretim-tüketim dengesine bağlı olarak belirli sınırlar içinde korunmasıdır.

GES (Güneş Enerji Santrali): Güneş ışığını elektrik enerjisine dönüştüren tesislerdir. Genellikle fotovoltaiik (PV) paneller veya yoğunlaştırılmış güneş sistemleri kullanılır.

HVDC (High Voltage Direct Current): Yüksek Gerilim Doğru Akım iletim sistemleri; uzun mesafeli verimli güç aktarımı sağlar.

IBR (Inverter-Based Resources): İnverter Tabanlı Kaynaklar; genellikle yenilenebilir enerji kaynakları olup doğrudan sistem ataletine katkı sağlamazlar.

Inter-Area Osilasyon: Farklı bölgesel güç sistemleri arasında görülen düşük frekanslı salınımlardır.

IPFC (Interline Power Flow Controller): Hatlar arası güç akışını optimize etmek için birden fazla iletim hattında aktif ve reaktif güç kontrolü sağlayan gelişmiş FACTS (Flexible AC Transmission Systems) cihazı.

LFDD (Low Frequency Demand Disconnection): Düşük Frekans Talep Kesintisi; frekansın belirli bir eşik altına inmesi durumunda tüketimin otomatik olarak azaltılmasıdır.

MVAR (Megavolt-Ampere Reactive): Reaktif gücü ifade eder. Gerilim regülasyonu ve manyetik alan oluşumu gibi işlemlerde kullanılır. Aktif güç üretmeyen ama sistem kararlılığı için gerekli güç bileşenidir.

N-1 Prensibi: Bir sistem elemanının (hat, trafo vb.) arızalanması durumunda sistemin çalışmaya devam etmesini hedefleyen güvenlik kriteridir.

NEK (Natsionalna Elektricheska Kompania): Bulgaristan'ın devlet elektrik şirkettir. UCTE/ENTSO-E kapsamındaki enterkonnekte bağlantı projelerinde yer almıştır.

NGET (National Grid Electricity Transmission): Birleşik Krallık'ta elektrik iletimini yöneten ve yüksek voltajlı elektrik şebekesinin işletilmesinden sorumlu ulusal kuruluş.

NORDEL (Nordic Power System Coordination Committee): İskandinav ülkeleri arasındaki elektrik iletim koordinasyon birliğidir. 2009'da ENTSO-E'ye entegre edilmiştir.

OLTC (On-Load Tap Changer): Yük altında kademe değiştirici; transformatörlerde, enerji akışı kesilmeden gerilim seviyesini ayarlamak için kullanılan mekanik anahtarlama donanımı.

PHDES (Pumped Hydro Energy Storage): Pompalı hidroelektrik enerji depolama; düşük talep zamanlarında suyu yüksek bir rezervuara pompalayarak, yüksek talep anlarında türbinlerle enerji üretimi sağlayan yenilenebilir enerji depolama yöntemi.

PMU(Phasor Measurement Unit): Fazör Ölçüm Ünitesi, elektrik sistemlerinde gerilim ve akımın genlik ve faz bilgilerini gerçek zamanlı olarak ölçen cihazdır.

PPC (Public Power Corporation): Yunanistan'ın kamuya ait elektrik üretim ve iletim şirkettir. Türkiye'nin ENTSO-E bağlantı sürecinde yer alan ülkelerden biridir.

PSS (Power System Stabilizer): Güç Sistemi Stabilizatörü; rotor açısı salınımlarını azaltarak sistemin kararlılığını artıran cihazdır.

Primer Frekans Kontrolü: Frekans değişimine karşı jeneratörlerin otomatik olarak hızlı tepki verdiği ilk kontrol katmanıdır.

RCC / RSC (Regional Coordination Center / Regional Security Coordinator): Bölgesel Güvenlik Koordinasyon Merkezleri; iletim sistem operatörleri arasında güvenlik analizleri, kapasite hesaplaması gibi hizmetleri yürütür.

REE (Red Eléctrica de España): İspanya'nın ulusal elektrik iletim sistemi operatörü; yüksek gerilim şebekesinin planlanması, işletilmesi ve sistem güvenilirliğinin sağlanmasından sorumlu kuruluştur.

RES (Renewable Energy Source): Yenilenebilir enerji kaynağı; doğada sürekli olarak kendini yenileyen ve çevreye zarar vermeden enerji üreten kaynaklar, örneğin güneş, rüzgar, hidro ve biyokütle.

RGCE Plenary (Regional Group Continental Europe Plenary): ENTSO-E çatısı altındaki Kıta Avrupası Senkron Bölgesi'nin en üst düzey karar alma organıdır. Sistem işletme ile ilgili önemli teknik kararları onaylamakla sorumludur.

RoCoF (Rate of Change of Frequency): Frekans değişim hızı; güç sisteminde frekansın belirli bir zaman aralığında ne kadar hızlı değiştiğinin ölçüsüdür.

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition): Uzaktan Denetim ve Veri Toplama Sistemi; enerji sistemlerinin gerçek zamanlı izlenmesini ve kontrolünü sağlar.

Sekonder Frekans Kontrolü: Frekans sapması belirli sürede düzeltilemediğinde merkezi kontrolle yapılan müdahale düzeyidir.

Senkron Bağlantı: Elektrik sistemlerinin frekans uyumu içinde çalışarak birbirine entegre edilmesini ifade eder.

SIL (Safety Integrity Level): Güvenlik Bütünlük Seviyesi; bir güvenlik fonksiyonunun güvenilirliğini ve risk azaltma kapasitesini belirleyen standart bazlı seviye.

SIPS / SPS (Special Protection System): Özel Koruma Sistemleri; sistem bütünlüğünü sağlamak için olağanüstü durumlarda devreye giren otomatik yapılar.

STATCOM (Static Synchronous Compensator): Gerilim regülasyonu sağlayan bir FACTS cihazıdır; reaktif güç desteği sağlar.

SCC (Security Coordination Centre): iletim sistemi operatörlerine güvenlik analizi, kapasite hesaplaması, kesinti koordinasyonu gibi hizmetler sunan bölgesel güvenlik koordinasyon merkezidir.

SSSC (Static Synchronous Series Compensator): Seri bağlı voltaj kaynağı konvertörü kullanan FACTS cihazı; iletim hattı boyunca reaktif güç kontrolü yaparak güç akışını düzenler ve sistem kararlılığını artırır.

SVC (Static Var Compensator): Statik Reaktif Güç Kompansatörü; gerilim regülasyonu için kullanılır.

TEN (Trans-European Networks): Avrupa Birliği tarafından, Avrupa'daki ulaşım, enerji ve telekomünikasyon altyapılarının entegrasyonunu desteklemek için oluşturulan programdır.

Tersiyer Frekans Kontrolü: Sekonder kontrolün yetersiz kaldığı durumlarda, operatör talimatıyla yapılan manuel üretim müdahalesidir.

TCR (Thyristor Controlled Reactor): Tristör kontrollü reaktör; sistemdeki reaktif gücü ayarlamak için tristörler aracılığıyla kontrol edilen endüktif yük sağlayan kompanzasyon elemanı.

TCPS (Thyristor Controlled Phase Shifter): Tristör kontrollü faz kaydırıcı; güç sistemlerinde aktif güç akışını yönlendirmek ve dengelemek için kullanılan, faz açısını ayarlayabilen güç elektroniği cihazı.

TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor): Tristör kontrollü seri kondansatör; güç sistemlerinde hat reaktansını dinamik olarak ayarlayarak güç akışını kontrol eden yarı iletken tabanlı kompanzasyon cihazı.

TSO (Transmission System Operator): Elektrik iletim sisteminin güvenli, sürekli ve verimli şekilde işletilmesinden sorumlu operatördür. Genellikle ülke bazında faaliyet gösterir.

UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity): Avrupa Elektrik İletimi Koordinasyon Birliği; ENTSO-E'nin öncülü olan organizasyondur.

UFLS (Under-Frequency Load Shedding): Frekans düşüşü durumunda sistem kararlılığını korumak için yükün otomatik olarak kesilmesi yöntemi.

UKTSOA (United Kingdom Transmission System Operators Association): Birleşik Krallık'taki iletim sistem operatörlerinin eski organizasyonudur.

VSM (Virtual Synchronous Machine): Sanal senkron makine; inverter tabanlı enerji kaynaklarının senkron jeneratörlerin atalet ve frekans özelliklerini taklit ederek güç sistemine destek sağlaması yöntemi.

WADC (Wide Area Damping Controller): Geniş alan sönümleyici kontrolör; güç sistemlerinde uzak noktalardan alınan ölçümlerle sistem kararlılığını artırmak için kullanılan gelişmiş kontrol cihazı.

WAMS (Wide Area Monitoring System): Geniş Alan İzleme Sistemi; elektrik şebekesinin gerçek zamanlı ve geniş ölçekte izlenmesine olanak tanır.

WECC (Western Electricity Coordinating Council): Kuzey Amerika'nın batı bölgesindeki elektrik iletim sistemlerini koordine eden ve güvenilirliğini sağlayan kuruluş.

YEK (Yenilenebilir Enerji Kaynakları): Güneş, rüzgâr, hidroelektrik, biyokütle, jeotermal gibi doğada kendiliğinden yenilenen ve sürdürülebilir enerji kaynaklarını ifade eder.

YÖNETİCİ ÖZETİ

28 Nisan 2025'te İspanya ve Portekiz'i kapsayan İber Yarımadası'nda yaşanan büyük ölçekli elektrik kesintisi, Avrupa'nın enterkonnekte elektrik sisteminin karşılaştığı zorlukları bir kez daha gözler önüne serdi. Bu olay, ENTSO-E sistemi içindeki senkron bağlantıların kırılganlığını ve yüksek derecede bağlı sistemlerde lokal bir arızanın nasıl kademeli bir çöküşe dönüşebileceğini ortaya koydu. Kesintinin temel nedenleri arasında bölgeler arası güç salınımları, yenilenebilir enerji kaynaklarının artan penetrasyonuna bağlı olarak sistem ataletindeki azalma ve operatörler arası koordinasyon eksiklikleri yer alıyor. Geçmişte İtalya (2003), Avrupa genelinde (2006), Türkiye (2015) ve Balkanlar (2021) gibi bölgelerde yaşanan benzer sistem çökmelerinden çıkarılan dersler, bu tür olayların önlenmesi için proaktif önlemlerin önemini vurguluyor. Özellikle yenilenebilir enerji entegrasyonunun sistem ataletini azaltıcı etkisi, frekans regülasyonu ve güç kalitesi açısından yeni zorluklar doğuruyor. Bu sorunlara yönelik çözüm önerileri arasında sentetik atalet uygulamaları, FACTS cihazlarıyla şebeke kontrolünün iyileştirilmesi, özel koruma sistemlerinin devreye alınması ve enerji depolama çözümlerinin yaygınlaştırılması öne çıkıyor. Türkiye'nin de dahil olduğu benzer sistemlere sahip ülkeler için şebeke kodlarının güncellenmesi, gerçek zamanlı izleme sistemlerinin geliştirilmesi ve çok katmanlı frekans kontrol mekanizmalarının uygulanması kritik önem taşıyor. Bu önlemler, sadece kesintilerin önlenmesi açısından değil, aynı zamanda artan yenilenebilir enerji payına rağmen sistem güvenilirliğinin sürdürülebilmesi açısından da hayati rol oynayacaktır.

Ömer R. TAŞKIN

27.Dönem Enerji Komisyonu Başkanı

1.GİRİŞ

21.yüzyılın enerji sistemleri, yüksek derecede enterkonnekte yapıları, artan yenilenebilir enerji penetrasyonu ve dinamik tüketici talepleriyle birlikte hem teknik hem de yapısal açıdan karmaşık bir dönüşüm sürecinden geçmektedir. Bu dönüşüm, elektrik sistemlerinin esneklik, güvenlik ve dayanıklılık kapasitelerini sınavan yeni riskleri de beraberinde getirmektedir. Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşleticileri Birliği (ENTSO-E) çatısı altında senkron çalışan kıta ölçekli şebekeler, bölgesel ve ulusal düzeyde yaşanan arızaların sistemsel çöktüşlere dönüşmesini engellemeyi hedefleyen gelişmiş koordinasyon mekanizmalarıyla yönetilmektedir. Ancak 28 Nisan 2025 tarihinde İspanya ve Portekiz'i kapsayan İber Yarımadası'nda meydana gelen büyük ölçekli elektrik kesintisi, bu sistemlerin ne derece kırılgan olabileceğini bir kez daha ortaya koymuştur.

İlgili kesinti sonrasında çeşitli yorum ve değerlendirmeler kamuoyuyla paylaşılmış olsa da, resmi kurumlar tarafından araştırmacıların derinlemesine teknik analiz yapmasına imkân verecek düzeyde veri ve açıklama sunulmamıştır. Halbuki, bu tür sistemsel kesintilerin çok boyutlu olarak incelenmesi yalnızca geçmişin değerlendirilmesi açısından değil, aynı zamanda geleceğe yönelik sistem planlamaları, restorasyon algoritmaları, frekans kararlılığı stratejileri ve koruma-kontrol senaryolarının yeniden gözden geçirilmesi açısından kritik önem taşımaktadır.

Bu raporda İber Yarımadası blackout vakası; ENTSO-E sistem yapısı, önceki sistem çöktüşlerinden elde edilen dersler, restorasyon stratejileri, frekans kararlılığı çerçevesinde atalet momenti ekseninde sistem davranışları, özel koruma sistemlerinin performansı ve yenilenebilir enerji kaynaklarının sisteme etkisi bağlamında kapsamlı şekilde ele alınmıştır. Ayrıca olayın teknik detayları, İspanya'nın elektrik üretim, iletim ve dağıtım sistemleri incelenerek irdelenmiş; olay anındaki sistem tepkileri, müdahale yetersizlikleri ve sistemin toparlanma senaryoları ise ayrıntılı olarak değerlendirilmiştir.

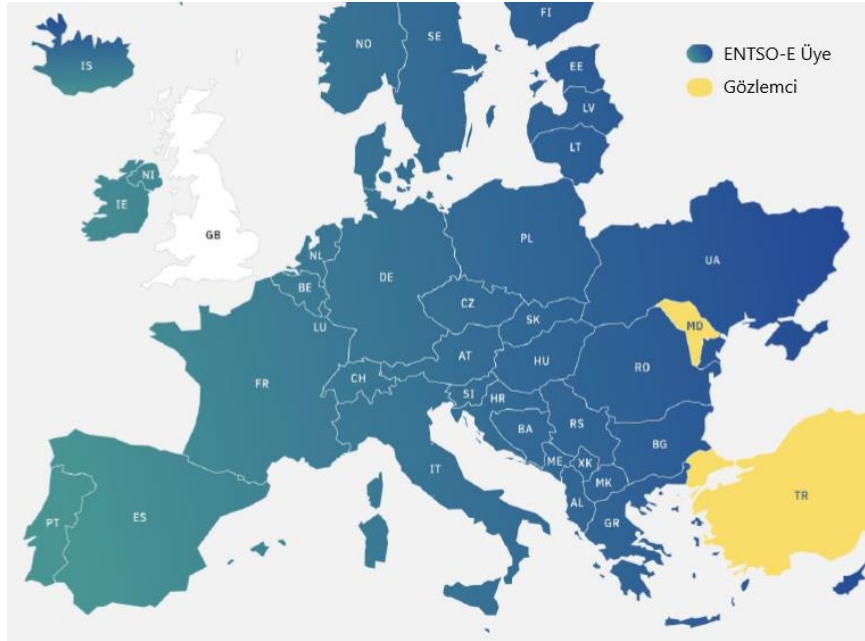
Raporun amacı, İber Yarımadası blackout örneğinden yola çıkarak benzer sistemlerde oluşabilecek çöktüş risklerine karşı alınabilecek teknik, yapısal ve yönetsel önlemlerin bütüncül olarak değerlendirilmesi ve bu bağlamda Türkiye dahil olmak üzere benzer altyapıya sahip ülkeler için uygulanabilir çözüm önerileri sunulmasıdır.

2. AVRUPA ELEKTRİK İLETİM SİSTEMİ İŞLETİCİLERİ BİRLİĞİ (ENTSO-E)

Uluslararası enterkonneksiyonlardan maksimum fayda sağlanabilmesi için elektrik sistemlerinin senkron paralel çalışması, hedeflenen yöntem olarak benimsenmiştir. Bu bağlamda, bölgemizdeki en büyük senkron blok aynı zamanda dünyadaki en büyük senkron sistemlerden biri olan, Avrupa Elektrik İletimi Koordinasyonu Birliği (UCTE) Avrupa'nın büyük bölümünü kapsayan sistemdir.

1 Temmuz 2009 tarihi itibarıyla Avrupa elektrik sisteminde teknik standartları belirleyen UCTE, NORDEL, BALTSO, ATSOI, UKTSOA ve piyasa kurallarını belirleyen ETSO organizasyonu bütün yetki ve sorumluluklarıyla ENTSO-E (European Networks of Transmission System Operators for Electricity- Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşleticileri Birliği) organizasyonu çatısı altına taşınmıştır. Eski UCTE Bölgesi ENTSO-E içerisinde ENTSO-E Avrupa Kıtası Senkron Bölgesi olarak adlandırılmaktadır [1].

UCTE, yaklaşık 50 yıl boyunca geliştirdiği teknik kural ve kriterlerle, birliğe üye ülkelerin elektrik iletim sistemlerinin senkron ve paralel işletilmesi konusunda gerekli koordinasyonu sağlamıştır. 2009 yılından itibaren ise bu görev, ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) çatısı altında yürütülmektedir. ENTSO-E çatısı altındaki 40 iletim sistemi işletmecisi (TSO), 36 ülkeyi temsilen yaklaşık 550 milyon vatandaşa hizmet sunmakta olup Avrupa elektrik sisteminin güvenli ve koordineli işletiminden sorumludur. Ülkemiz Türkiye ve Moldova'nın gözlemci üye olduğu ENTSO-E içerisinde diğer ülkeler tam üye statüsünde yer almaktadır [1].



Şekil 1. ENTSO-E üyesi ülkeler [2]

ENTSO-E'nin ortak amacı, enterkonnekte elektrik sisteminin güvenli işletimini sağlamak ve tüm katılımcıların elektrik piyasalarına kesintisiz erişimini güvence altına alacak teknik koşulları oluşturmaktır. Bu kapsamda ENTSO-E, Avrupa Birliği'nin enerji politikasının uygulanmasına katkı sunmakta ve iletim sistemlerinin doğasını dönüştüren enerji ve iklim

hedeflerine ulaşmak için Avrupa'daki iletim sistemi operatörleri arasında daha güçlü ve yapısal bir iş birliğini teşvik etmektedir.

ENTSO-E'nin temel hedefleri arasında ise, rüzgar ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının güç sistemine etkin şekilde entegrasyonu yer almaktadır. Bunun yanı sıra ENTSO-E, iletim sistemleriyle ilgili teknik, piyasa ve politika konularında merkezi bir rol üstlenmeye ve güç sistemi kullanıcıları, AB kurumları, düzenleyici otoriteler ile ulusal hükümetler arasında bir arayüz görevi görmeye odaklanmaktadır [3].

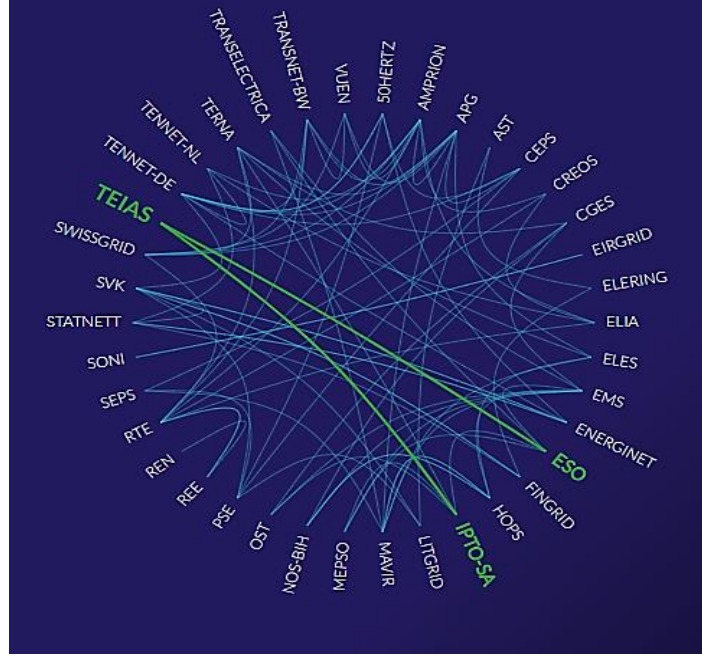


Şekil 2. ENTSO-E Şebeke Haritası [2]

Şekil 2’de görüleceği üzere, çok geniş bir coğrafyayı kapsayan ülkeleri senkron bir sistem altında birleştiren ENTSO-E, bu entegrasyonu sağlarken üye ülke iletim sistemi operatörleriyle birlikte çok sayıda hedefe yönelik önemli çalışmalar yürütmektedir. Bu çalışmaların başında şebeke kodları, diğer bir ifadeyle, yönetmeliklerin standartlaşması ve Avrupa Birliği şartlarına uygun bir ortak sistem oluşturulması gelmektedir. Ortak market uygulama ve operasyonları, güvenlik analizleri, uzun dönem şebeke planlaması ve benzeri birçok çalışma ENTSO-E çatısı altında koordineli biçimde gerçekleştirilmektedir.

ENTSO-E kapsamında ülkeler arası veri paylaşımları, yeterlilik analizleri ve anlık operasyonlar iş birliği içinde yürütülmektedir. Son yıllarda yaşanan önemli gelişmelere aşağıda yer verilmiştir:

- 16 Mart 2022’de ENTSO-E’ye senkron olan Ukrenergo, Ukrayna’nın iletim operatörü, 1 Ocak 2024 tarihinde ENTSO-E tam üyesi olmaya hak kazanmıştır [2].
- 9 Şubat 2025 tarihinde Baltık ülkeleri olan Estonya, Letonya ve Litvanya’nın iletim operatörleri ENTSO-E’ye senkron olmuştur [2].



Şekil 3. ENTSO-E iletim operatörleri senkron bağlantı ilişkisi [2]

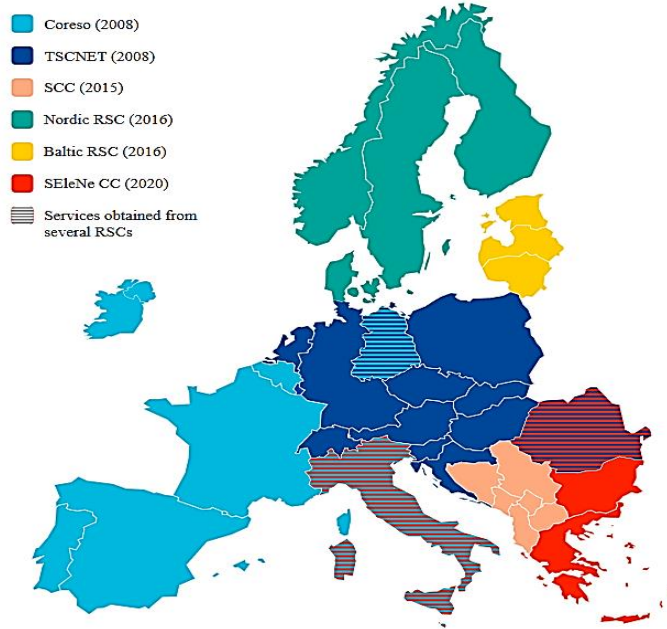
Şekilden de anlaşılacağı üzere, ENTSO-E üyesi iletim operatörlerinin birçok senkron bağlantısı bulunmaktadır. Her iletim operatörü, kendi iç bağlantıları ve ilave olarak komşu ülkelerle olan enterkonneksiyon hatlarının güvenliği ve anlık işletmesinden sorumludur. Ancak böylesine büyük sistemlerde sadece tek bir ülke gözüyle sistem işletmesi yapmak, ülkeler hatta bölgeler arası oluşabilecek sorunların gözlemlenememesine neden olmaktadır. Bu tür durumlarda, Bölgesel Güvenlik Koordinasyon Merkezleri (RCC/RSC), sistemin bütüncül olarak izlenmesi ve optimize edilmesi amacıyla devreye girmektedir. İletim sistemi operatörleri, planlama sürecinin yaklaşık bir yıl öncesinden başlayarak gerçek zamana kadar olan dönemde çeşitli hesaplamalar gerçekleştirmektedir. Bu süreçte, varsayımlarını güncellemekte ve komşu sistemlerde ortaya çıkan yeni durumları kendi şebekelerine sürekli olarak adapte etmektedir. Çünkü arz güvenliğini tehlikeye atabilecek herhangi bir durumda, iletim sistemi operatörlerinin saniyeler içinde – hatta daha kısa sürede – tepki vermesi gerekmektedir. Tüm çabalara rağmen bir olay meydana geldiğinde, problemin kaynağını belirlemek, sorunu çözmek ve etkilenen şebeke kullanıcılarına tazminat sağlamak gerekebilmektedir. RCC/RSC’ler ise iletim operatörlerine geniş bir perspektif sunarak bu tür durumların önlenmesine destek olan yardımcı yapılar olarak görev yapmaktadır [2]. RCC/RSC’ler, bir yıl öncesinden olay gerçekleşme anından bir saat öncesine kadar müdahale etmekte, hesaplamalar yapmakta ve iletim operatörlerine çoğu durumda önerilerde bulunmaktadır. Ancak bir güç sisteminde durumlar çok hızlı değişebileceğinden, iletim operatörleri koşullara göre bu önerilerden sapabilmektedir.

ENTSO-E üyelerinin imzaladığı çok taraflı anlaşmada, RCC/RSC’ler beş hizmeti yerine getirmelidir [2]:

- Güvenlik analizi
- Kapasite hesaplaması
- Kesinti koordinasyonu

- Yeterlilik tahmini
- Ortak şebeke modeli

RCC/RSC'ler, Avrupa Birliği yasası kapsamındaki görevlerini yerine getirirken bireysel ulusal çıkarlardan ve iletim sistemi operatörlerinin çıkarlarından bağımsız hareket etmelidir. Aşağıdaki şekilde, RCC/RSC'ler ve ENTSO-E üye ülkelerin kapsam alanları görülmektedir.



Şekil 4. RCC/RSC'ler ve sorumlu oldukları iletim operatörleri [2]

Şekil 4'ten anlaşılacağı üzere, toplamda 6 adet bölgesel koordinatör bulunmaktadır. Bazı iletim operatörlerinin operasyon güvenliklerini arttırmak adına birkaç bölgesel koordinasyon merkezinden hizmet aldığı gözlemlenmektedir. Ülkemiz olarak TEİAŞ ise bahse konu bu hizmeti 2015 yılında kurulan Security Coordination Centre (SCC) firmasından almaktadır.

Şekil 5'te görüldüğü gibi, merkezi Sırbistan'da bulunan SCC, 3'ü hissedar iletim operatörü olmak üzere toplamda 6 iletim operatörüne yukarıda bahsedilmiş olan hizmetleri vermektedir [4].



Şekil 5. SCC hizmet alanı ve hizmet verdiği iletim operatörleri [4]

2.1. Türkiye'nin ENTSO-E Sistemine Bağlantısı

Her iletim sistemi operatörü, mümkün olduğunca sistemin büyümesini hedeflemektedir. Zira büyük sistemler daha kararlı çalışmakta ve frekans salınımları daha düşük düzeyde gerçekleşmektedir. Böylece, büyük arızaların sisteme olan etkileri de azalmaktadır. Söz konusu durum, bir analogi ile şu şekilde ifade edilebilmektedir:



Şekil 6. Analogi

İçi su dolu küçük bir çukura avucumuz büyüklüğünde bir taş atıldığında, çukur içerisindeki tüm su etrafa dağılabilir ve sıçrayabilir. Ancak aynı taş büyük bir göle atıldığında, sadece taşın düştüğü yerde ufak dalgalanmalar olur. Bu nedenle Türkiye, Kıta Avrupası elektrik sistemine entegrasyonun getirdiği teknik ve yapısal avantajlardan yararlanmayı hedeflemiştir.

2.1.1. Türkiye'nin ENTSO-E Sistemine Bağlantısının Tarihçesi

Türkiye elektrik sisteminin Avrupa iletim sistemine senkron paralel bağlantısı 1975 yılından beri öncelikli hedef olarak ülkemizin gündeminde yer almaktadır. Uluslararası enterkoneksiyonlardan azami faydanın sağlanabilmesi için hedeflenen yöntem, sistemlerin senkron paralel çalışmasıdır. Bu konuda ülkemizin önceliği ENTSO-E Avrupa Kıtası Senkron Bölgesi sistemi ile entegrasyon ve paralel çalışma olduğundan ulusal sistemimiz 1970'lerden beri yüksek tasarım ve işletme standartları ile UCTE sistemiyle bütünleşmeye teknik açıdan uyumlu olarak geliştirilmiştir [1].

1990'lı yıllardan itibaren Türkiye, Yunanistan ve Bulgaristan sistemlerinin enterkoneksiyonu konusunda çeşitli ön çalışmalar yapılmıştır. Son olarak 2000-2001 yıllarında Türkiye elektrik sisteminin Bulgaristan ve Yunanistan üzerinden değişik alternatiflerle UCTE sistemine bağlantısı ile ilgili analizler yapılmıştır. Avrupa Komisyonu TEN (Trans-European Networks) programı kapsamında finanse edilen söz konusu çalışmalar Balkan Bölgesindeki PPC (Yunanistan), NEK (Bulgaristan), TEAŞ (Türkiye) ve EKC (Yugoslavya) elektrik kuruluşlarından oluşturulan bir çalışma grubu tarafından gerçekleştirilmiştir. Çalışma sonuçları

Türkiye elektrik sisteminin Bulgaristan ve/veya Yunanistan üzerinden UCTE sistemine bağlantısının mümkün ve uygulanabilir olduğunu göstermiştir [1].

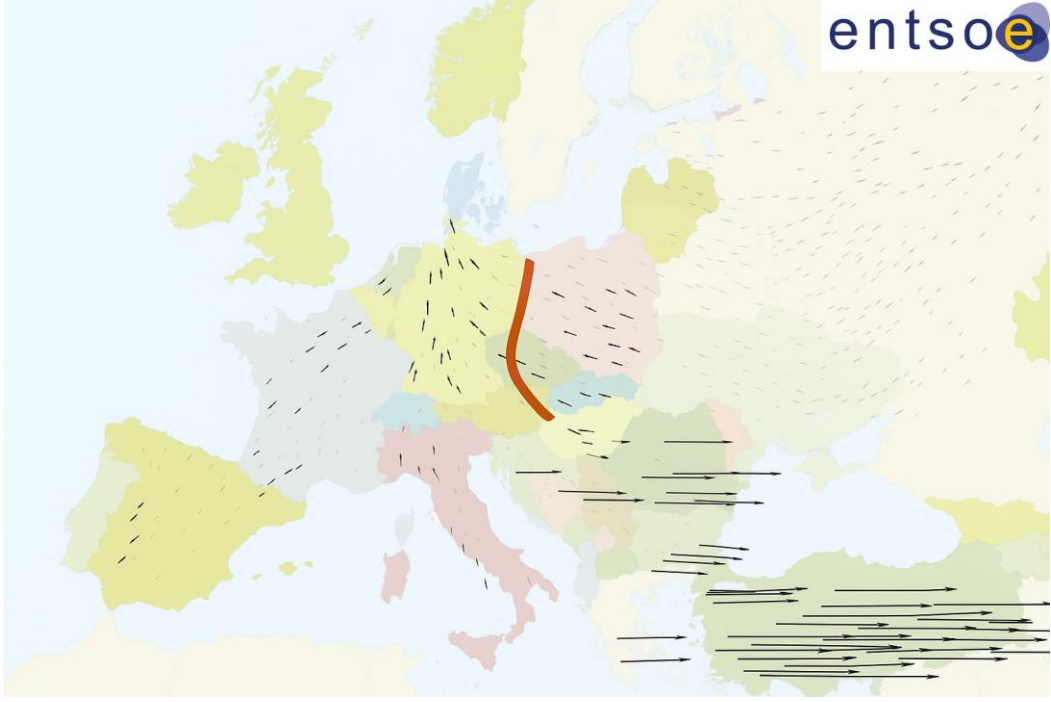
2003 yılı için yapılan teknik çalışma sonuçları; Filippi-Babaeski 400kV hattının tesisi ile Türkiye'nin UCTE sistemine bağlantısının hiçbir teknik problem yaratmadığını, Yunanistan sisteminin güvenilirliğini artırdığını ve büyük miktarda enerji alış-veriş imkânı yarattığını göstermiştir. Yapılan fizibilite çalışması sonuçları olumlu bulunan Türkiye elektrik sisteminin UCTE sistemine entegrasyonu hedefi doğrultusunda, Yunanistan üzerinden 2000 yılında yapılan üyelik başvurusu üzerine; "Türkiye elektrik sisteminin UCTE sistemine senkron paralel bağlantısı için bütün olasılıkların incelenmesi" kararı alınmış, UCTE "Sistem Gelişimi" Çalışma Grubu altında çalışmak üzere, "Türkiye'nin Bağlantısı Alt Çalışma Grubu" kurulmuştur. UCTE Yönlendirme Komitesince bu grup; Türkiye elektrik sisteminin UCTE sistemine bağlantısı için yapılmış olan tüm analizleri incelemek ve yapılması gerekenleri belirlemek üzere görevlendirilmiştir. 2001 yılı son çeyreğinde çalışmalarına başlayan "Türkiye'nin Bağlantısı Alt Çalışma Grubu"na Yunanistan (başkan), Fransa, İtalya, Yugoslavya, Hırvatistan, Bulgaristan ve Türkiye'den birer üye atanmıştır [1].

2.1.2. ENTSO-E Bağlantısı Kapsamında Geliştirilen Projeler

Ülkemizin TEİAŞ önderliğinde UCTE Kıta Avrupa'sına senkronizasyonu için iki AB projesi geliştirilmiştir:

- "Türkiye Elektrik Sisteminin UCTE Elektrik Sistemine Bağlantısı için Tamamlayıcı Teknik Çalışmalar" (TEİAŞ ve UCTE üyesi elektrik iletim şirketleri uzmanlarınca 28 Eylül 2005 – 20 Nisan 2007 tarihleri arasında yürütüldü.)
- "UCTE ile Senkron Paralel İşletme için Türkiye Elektrik Sistemi Frekans Kontrol Performansının İyileştirilmesi" [5].

"Türkiye Elektrik Sisteminin UCTE Elektrik Sistemine Bağlantısı için Tamamlayıcı Teknik Çalışmalar" projesi kapsamında Türkiye elektrik sistemini izleyebilmek için, farklı konumlarda veri kaydedici cihazlarının kurulması gerekliliği görülmüş ve kurulumlar gerçekleştirilmiştir. Bu WAMS (Wide Area Monitoring System) cihazları ile MW, MVAR, frekans değerleri gerçek zamanlı olarak kaydedilmekte, söz konusu cihazlara uzaktan erişim sağlanarak kayıtlı veriler izlenebilmekte idi. WAMS kayıtlarının incelenmesi sonucunda, Türkiye'deki frekans kalitesinin Avrupa standartlarının gerisinde olduğu tespit edilmiştir. Frekans kayıtlarında tepeden tepeye yaklaşık 100 mHz genliğinde ve yaklaşık 30 s periyodunda bir salınım gözlemlenmiştir. Türkiye bu hali ile Avrupa elektrik sistemine senkron olarak bağlansa bu frekans salınımı enterkonneksiyon hatlarında güç salınımına dönüşecekti. Gerçekleştirilen analizler sonucunda Türkiye'nin UCTE şebekesine bağlanması durumunda yeni bir modun ortaya çıkacağı görülmüştür[5].



Şekil 7. 0.15 Hz Doğu-Batı bölgeler arası salınım [5]

Türkiye Modu (0,15 Hz) bölgeler arası salınım modu ne kadar düşük olursa onun algılanması ve sönümlendirilmesi de o kadar zor olmaktadır. “Türkiye Elektrik Sisteminin UCTE Elektrik Sistemine Bağlantısı İçin Tamamlayıcı Teknik Çalışmalar” Projesi (2. Proje) genel hedefi ise Türkiye elektrik piyasasını AB iç elektrik piyasasına tam olarak entegre edebilmek için Türkiye elektrik sisteminin frekans kontrol performansının, UCTE şebekesi ile senkronize paralel işletilmesine başlanması için UCTE tarafından istenen seviyeye yükseltilmesiydi [5].

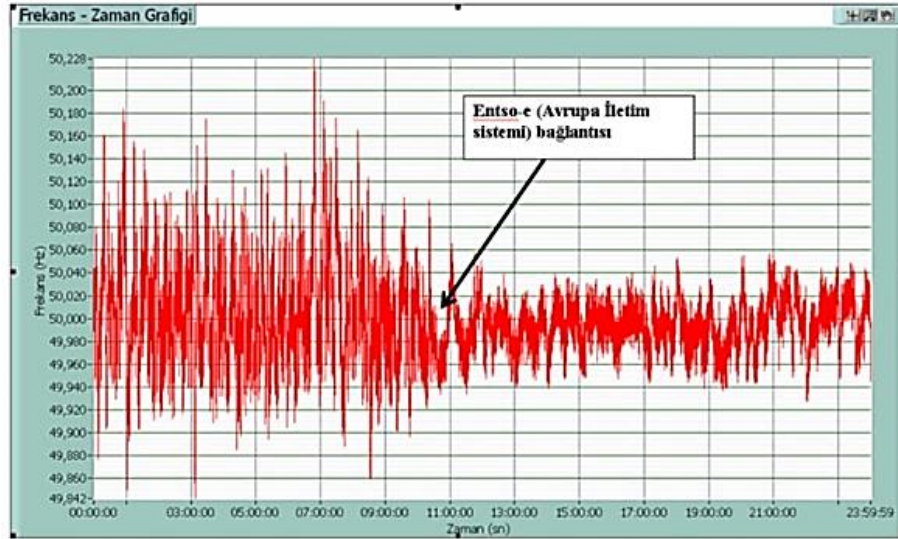
Bu proje kapsamında 29 santrale ziyarette bulunulmuş, modelleme için detaylı veriler alınmış ve model doğrulaması yapılmıştır. Projedeki görevlerden biri de hız regülatörleri ve kararlı durum üzerine etkilerinin ele alınmasıdır. Bu kapsamda uygun olmayan kontrol yapılarının ve hidrolik ünitelerin kontrol parametre ayarlarının, Türkiye elektrik sistemindeki mevcut frekans kontrol sorununun ana nedenleri olduğu tespit edilmiştir [5].

Bu çalışmalar tek başına tüm beklentileri karşılamaya yetmemekteydi, zira senkron bağlantının kurulmasından sonra sekonder frekans kontrolü, primer frekans kontrolüne göre daha kritik ve önemli hale gelecekti. Bu bağlamda özellikle vurgulanmalıdır ki, bölgeler arası salınımın en önemli kaynağı yanlış ayarlanmış AVR(Automatic Voltage Regulator) ve PSS (Power System Stabilizer)’lerdir Üniteler devreye alınırken santral kontrolcüsü firmalar genellikle 1 Hz’lik lokal salınımları sönümlendirecek şekilde santralleri ayarlamaktadır. PSS’lerin en verimli olduğu frekans aralığı da yaklaşık bu banttadır. 0.15 Hz’lik bölgeler arası salınımlarda PSS’in sönümlendirici etkisi ya hiç yoktur veya çok azdır. Yine de salınımı kuvvetlendirmedeğinden emin olmak için bu ayar değişikliğini yapmak gerekmektedir. Bu doğrultuda, santral üreticilerinin sağladığı teknik dokümanlar detaylı şekilde incelenmiş, simülasyon ortamında modellendikten sonra 0,15 Hz’lik bölgeler arası salınımları sönümleyebilecek veya bu salınımları artırmayacak bir ayar seti belirlenmeye çalışılmıştır.[5]. Proje kapsamında senkron bağlantıdan sonra düşük frekanslı bölgeler arası salınımlarla başa çıkabilmek için önemli sayıda

ünite (yaklaşık 12.000 MW), 0.15 Hz frekans aralığındaki salınımları sönümleyebilen modern tipte PSS ile donatılmıştır. Ayrıca yaklaşık 100 MVAR ilave reaktif kontrol gücü (STATCOM: Sincan 50 MVAR, SVC:Toscelik 210 MVAR, Atakaş 330 MVAR, İçdaş 300 MVAR, Çolakoğlu 310 MVAR) tesis edilmiştir. Ayrıca yine hem ülkemizi hem de Kıta Avrupası'nı korumak ve işletme güvenliliği sağlamak adına özel koruma sistemleri geliştirilmiş ve güncellenmiştir [5].

2.1.3. ENTSO-E Kıta Avrupası Elektrik Sistemine Senkron Bağlantı

Tüm aşamaların başarıyla tamamlanmasının ardından, deneme senkron bağlantı aşamasına geçilmesi mümkün hale gelmiştir. Bunun için en az risk içermesi bakımından hafta sonu tercih edilmiştir. 18 Eylül 2010 (Cumartesi) tarihinde Avrupa elektrik sistemine bağlanılmıştır. Bağlantı, merkezi Avrupa saatine göre 09.00'da yapılmıştır. Türkiye elektrik sistemi açısından dönüm noktası olarak değerlendirilen bu kritik anda, yaklaşık on yıllık hazırlık sürecinin sonucu olarak, Şekil 8'de gösterilen senkron bağlantı grafiği başarıyla elde edilmiştir [5].



Şekil 8. Senkron bağlantı frekans değişim grafiği [5]

TEİAŞ'ın kendi sistemi içerisinde talep edilen tüm iyileştirmelerin ve yatırımların tamamlanmasıyla birlikte, kalıcı senkron bağlantıya geçişin önü resmen açılmıştır. Bunun için ilk önce Türkiye Proje Grubu tarafından gerekli rapor hazırlanarak ENTSO-E'ye sunulmuştur. ENTSO-E kuralları gereği kalıcı bağlantının iki ENTSO-E organı olan Sistem İşletme Komitesi altındaki Kıta Avrupası Bölgesel Grubu (RGCE Plenary) ve Sistem Geliştirme Komitesi altındaki Güneydoğu Bölgesel Grubu tarafından onaylanması gerekmekte idi. Nitekim Kıta Avrupası Bölgesel Grubu 9 Nisan 2014 tarihinde, Güneydoğu Bölgesel Grubu ise 24 Nisan 2014 tarihinde TEİAŞ'ın bağlantısının kalıcı senkron bağlantıya dönüştürülmesine karar vermiştir [4].

Türkiye'nin Kıta Avrupası bölgesine bağlanması ile;

- Avrupa'da uygulanan sistem işletmesi ile ilgili kural ve standartların sistemimizde aynen uygulanması, son kullanıcılara yönelik kaliteli ve kesintisiz hizmet sunumunu mümkün kılmıştır.
- Sistemimizdeki üretici/tüketicilerin Avrupa'daki stabil frekanslı elektrik kalitesini aynen alabilmeleri imkânı doğmuştur.
- Stabil frekans nedeni ile sisteme bağlı bütün üretim/tüketim tesislerinin bakım gereklilik süreleri uzamış, bakım/tamir masrafları azalmış, frekans kalitesine doğrudan bağlı ürün üreten tesislerin daha kaliteli ürün üretmesi sağlanmıştır.
- Piyasa oyuncuları Avrupa iç elektrik piyasasına erişim imkânına kavuşmuştur.
- Sistemde tutulan primer frekans rezervi ihtiyacı (sıcak yedek) 700-800 MW'lardan 300 MW'lara düşmüştür.
- Avrupa sınırındaki kapasite nedeni ile arz güvenliğini artırmıştır.
- TEİAŞ uzmanlarının ENTSO-E'nin çeşitli çalışma gruplarına (oy hakkı olmadan) katılarak teknik yeterliliklerini artırması, aynı zamanda bu çalışma gruplarında yapılacak çalışmalara katkı koyması, alınacak kararları sınırlı ölçüde etkileyebilmesi mümkün hale gelmiştir [4].

3. ÖNCEKİ YILLARDA YAŞANAN SİSTEM ÇÖKMELERİ VE SİSTEM BÖLÜNMELEİ

Sistem bölünmeleri, senkron bir bölgenin istikrarlı çalışması için nadir ancak büyük zorluklar teşkil eden olaylardır. Bir sistem bölünmesi sırasında, senkron bir bölge en az iki asenkron elektrik adasına ayrılmaktadır. Bu bölümde, 28 Nisan 2025'te İber yarımadasındaki sistem çökmesine ışık tutabileceği düşünülen geçmişte Avrupa'da yaşanan başlıca beş sistem bölünmesi ve sistem çökmesi sebepler, sonuçlar ve çıkarılan dersler başlıkları altında kısaca özetlenmiştir.

Tablo 1. Önceki yıllarda yaşanan başlıca sistem çökmeleri ve sistem bölünmeleri [6]

Ülke	Tarih	Süre (saat)	Nedenler
İtalya	28/09/2003	14	Güç sistemi arızası
Danimarka, İsveç	23/09/2003	1	Güç sistemi arızası
Yunanistan	12/07/2004	3,5	Güç sistemi arızası
Almanya (Münsterland)	25/11/2005	100	Güç sistemi arızası
Avrupa	04/11/2006	2	İletim arızası
Hollanda	12/12/2007	0,2	İletim hattına helikopter çarpması
Polonya	08/04/2008	0,4	Aşırı hava koşulları
İngiltere	20/07/2009	0,4	Bir yüksek gerilim güç kablosunun yanında kasıtlı çıkarılan yangın
Hollanda	27/03/2015	1,5	Aşırı hava koşulları

Türkiye	31/03/2015	4	N-1 güvenlik kriterinin olmaması
Ukrayna	23/12/2015	6	Siber saldırı
Balkanlar	08/01/2021	1	Öngörülemeyen yüksek yük akışları
İber Yarımadası	24/07/2021	0,5	Arızaya sebep olan bir yangın

3.1. 28 Eylül 2003 İtalya Sistem Çökmesi [7]

Sebepler:

- Aşırı yüklü bir hatta ağaç teması
- Hattın tekrar kapamasının faz açısı farkının çok büyük olmasından dolayı başarısız olması
- Operatörlerin paralel hatların aşırı yüklenmesi ve karşı önlemlerin başlatılması konusunda hızlı tedbir alma eksikliği
- Devam eden aşırı yükleme ve ardından İtalya'nın ada haline gelmesi nedeniyle ikinci aşırı yüklü hattın servis harici olması (yaklaşık 6,4 GW güç dengesizliği)
- İtalya'da açı dengesizliği ve voltaj çökmesi

Sonuçlar:

- İtalya'da genel sistem çökmesi (İtalya'nın farklı bölgelerinde 3 saat ile 10 saat üzerine kadar elektrik kesintileri)
- Sistem çökmesinin hemen ardından diğer ülkelerde oluşan aşırı frekans ve aşırı voltajlar çeşitli şebeke elemanlarının devre dışı kalmasına neden oldu.
- Kıta Avrupası'nın geri kalanında yaklaşık 2,4 GW üretim servis harici oldu.

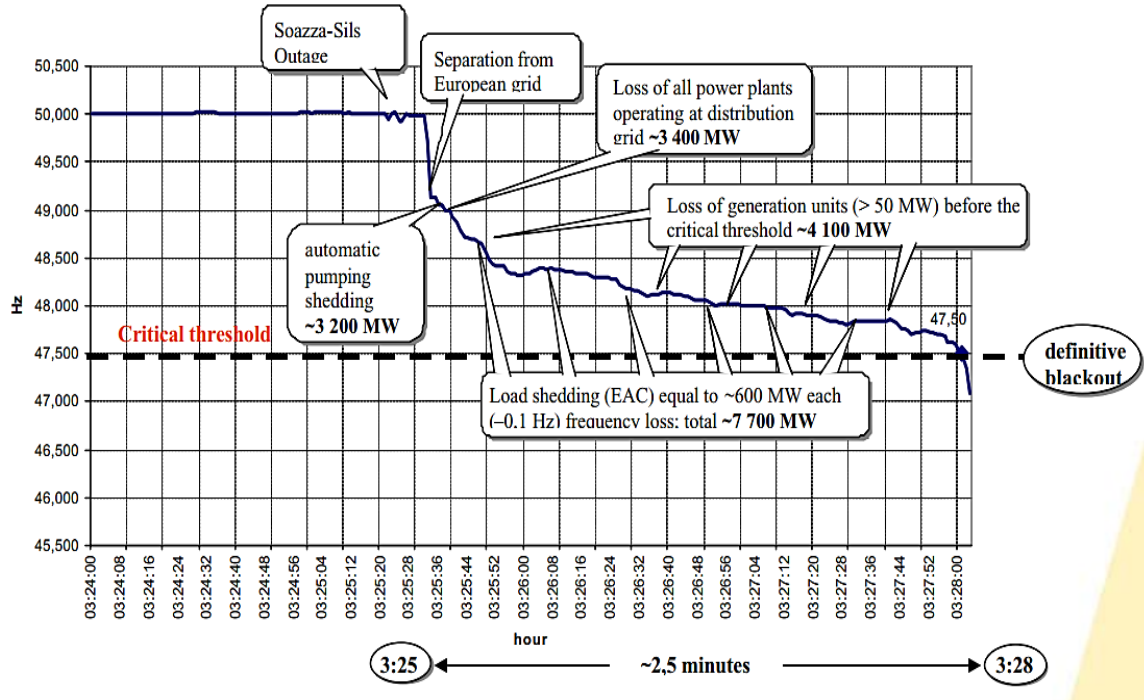
Çıkarılan Dersler:

- Geniş Alan İzleme Sistemi (WAMS) kurulum programının hızlandırılması
- İletim Sistem Operatörleri arasındaki kuralların (N-1...) senkronizasyonu ve gerçek zamanlı veri değişiminin iyileştirilmesi
- Ulusal düzenlemelerin genişletilmesi ve acil durum prosedürlerinin güncellenmesi

Bu olayda başlıca kök nedenlerin, güç akışları ve şebeke topolojisi nedeniyle oluşan büyük faz açıları, insan faktörü ve şebekenin işletme kapasitesi limitlerine yakın kullanımı olduğu resmi raporlarda yer almıştır. Şekil 9 ve Şekil 10'da gösterilmiştir.



Şekil 9. İtalyan şebekesinin Avrupa şebekesinden ayrılma sınırları



Şekil 10. İtalya'daki frekans tepkisi

3.2. 4 Kasım 2006 Avrupa Senkron Bölgesinin Üç Adaya Ayrılması [8]

Sebepler:

- N-1 kriterinin yerine getirilmemesi (bazı manevralardan önce gerekli sayısal hesaplamalar yerine sadece şebeke durumunun ampirik bir değerlendirmesi yapılmıştır.),

- Arıza-bakım yeniden planlanması sonrasında komşu iletim sistem operatörleri arasında yetersiz koordinasyon,
- Aşırı yükleme nedeniyle hatların kademeli olarak devre dışı kalması.

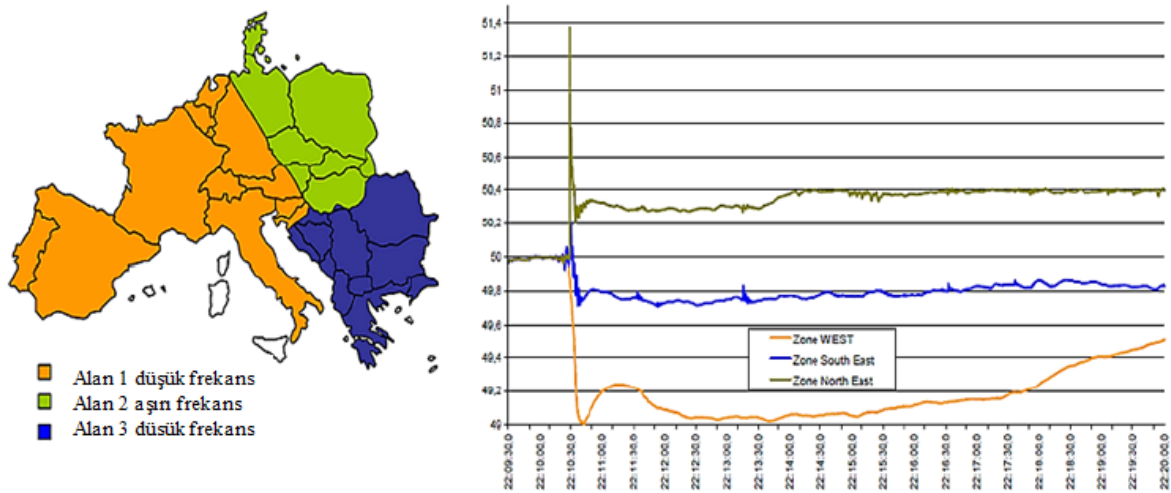
Sonuçlar:

- Batı adasında yaklaşık 17 GW tüketim kesintisi,
- Batı adasında yaklaşık 10,9 GW üretim kesintisi,
- Kuzeydoğu adasında yaklaşık 6,2 GW rüzgar üretimi kesintisi,
- Fas ve Cezayir ile olan bağlantı hatları servis harici oldu.

Çıkarılan Dersler:

- İletim sistem operatörlerinin N-1 kriteri uygulamalarını gözden geçirmesi,
- Acil durum operasyonları için bir master plan oluşturulması,
- Bölgesel ve bölgeler arası koordinasyon için yeni standartlar ve yasal çerçevelerin uyarlanması,
- Sistem durumunu anlık olarak izlemenin mümkün kılınması.

Kök neden uzun mesafelerdeki yüksek yük aktarımı, insan hatası, daha spesifik olarak resmi işletme yönergelerinin ihmal edilmesi ve iletim sistemi operatörleri arasındaki yetersiz iletişimidir. Söz konusu hususlar, Şekil 11’de görülmektedir.



Şekil 11. Arıza sonrası oluşan adalar ve frekans tepkileri

3.3. 31 Mart 2015 Türkiye Sistem Çökmesi [9]

Sebepler:

- İnşaat ve bakım çalışmaları nedeniyle birden fazla önemli 400 kV hattın servis harici olması,

- Türkiye’deki tüm seri kapasitörlerin servis harici olması,
- Sistem iletim kapasitesinin yanlış değerlendirilmesi, (N-1) dinamik güvenlik uyumluluğunun olmaması,
- Yetersiz koruma rölesi ayarları,
- Şebeke yönetmeliğine uygun olmayan jeneratörlerin devreye girmesi.

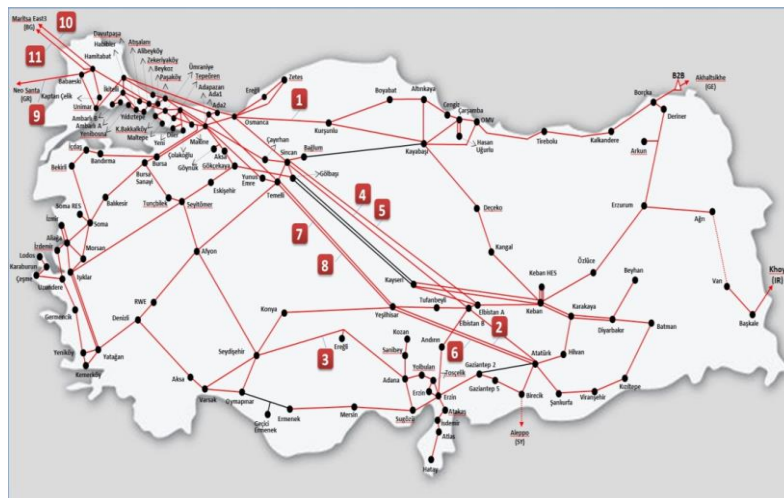
Sonuçlar:

- Yaklaşık 4,8 GW yük atıldı.
- Hatların artarda servis harici olmasıyla senkronizasyon kaybı yaşandı ve sonrasında Türkiye Elektrik Sistemi Kıta Avrupası’ndan ayrıldı.
- Türkiye’de 70 milyondan fazla insanı etkileyen yaygın elektrik kesintisi yaşandı.

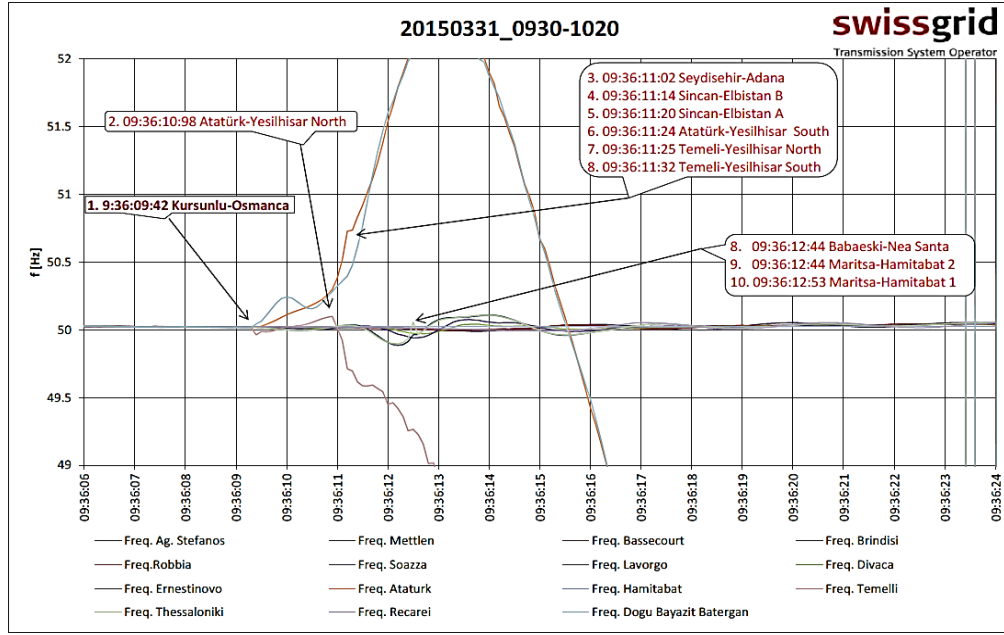
Çıkarılan Dersler:

- Kesinti ve bakım planlamasının iyileştirilmesi,
- Tahmin analizlerinin gerçekleştirilmesi ve kumanda merkezine açılış gözleminin kurulması,
- Yük atma şemasının uyarlanması,
- Şebeke operatörü eğitimini ve farkındalığı iyileştirilmeli,
- Koruma rölesi ayarları güncel tutulmalı.

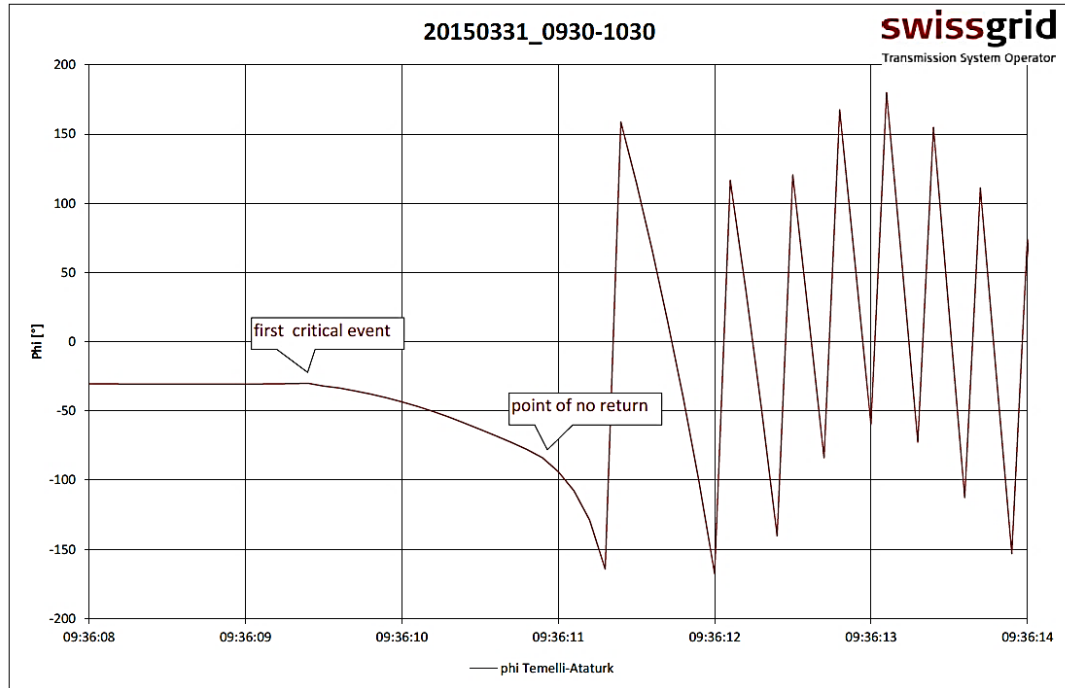
Kök neden, uzun mesafelerde yüksek yük akışları ve insan hatasının birleşimi, daha spesifik olarak olağanüstü bir sistem topolojisi sırasında sistem iletim kapasitesinin farkında olunmamasıdır (Şekil 12,13 ve 14).



Şekil 12. Türkiye şebekesinde sırasıyla servis harici olan hatlar



Şekil 13. Sistem Bölünmesi Sırasında Kıta Avrupası Güç Sistemi Frekansları



Şekil 14. Açılal kararsızlık sırasında voltaj faz açısı farkı

3.4. 8 Ocak 2021 Balkan Yarımadası ve Türkiye'nin Kıta Avrupası'ndan Ayrılması [10]

Sebepler:

- Kıta Avrupası'nın Güneydoğusundan Kuzeybatısına öngörülemeyen yüksek yük akışı (özellikle Hırvatistan'daki 400 kV Ernestivo Transformatör Merkezi'ndeki kuplaj kesicisinde) (Şekil 15, 16 ve 17),

- Sistemin farkında olmadan açısız dengeşizliğe doğru gitmesi,
- Bahsedilen kuplaj kesicisinin servis harici olması ve aşırı akım korumasına bağılı olarak paralel hatların kademeli şekilde servis harici olması.

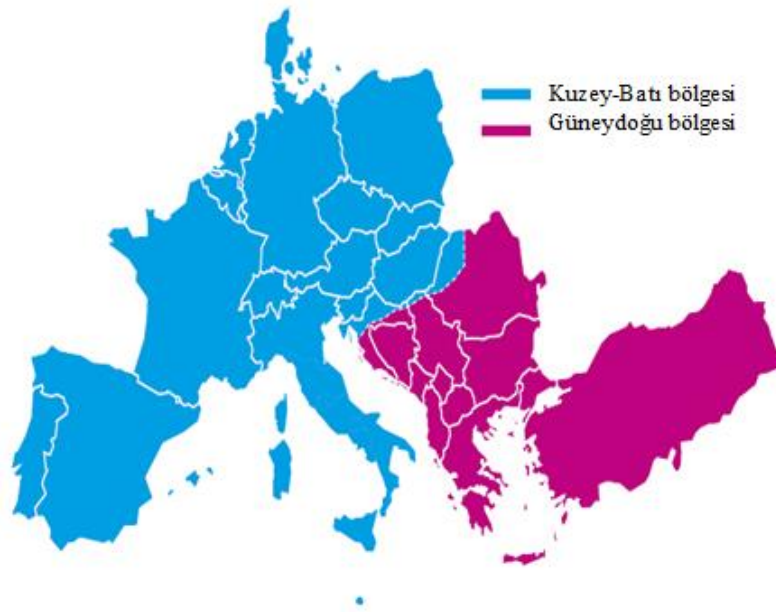
Sonuçlar:

- Yaklaşık 5,25 GW üretim kesintisi,
- Yaklaşık 0,3 GW tüketim kesintisi,
- Romanya’da yerel elektrik kesintileri.

Çıkarılan Dersler:

- Yüklerin ve üretimlerin istenmeyen kesintiler gözlemlenmeli ve düzeltilmeli,
- Bara bağlantı elemanlarındaki yük akışını azaltmak için trafo merkezi topolojileri uyarlanmalı,
- Koruma cihazlarının ayar noktaları uyarlanmalı,
- Güç akışları için limitler gözden geçirilmeli,
- Gerçek zamanlı işletme şartlarıyla daha iyi eşleşecek şekilde gün içi tahminler iyileştirilmeli,
- İletim sistemi koridorlarının açısız kararlılık marjı izlenmeli ve değerlendirilmeli.

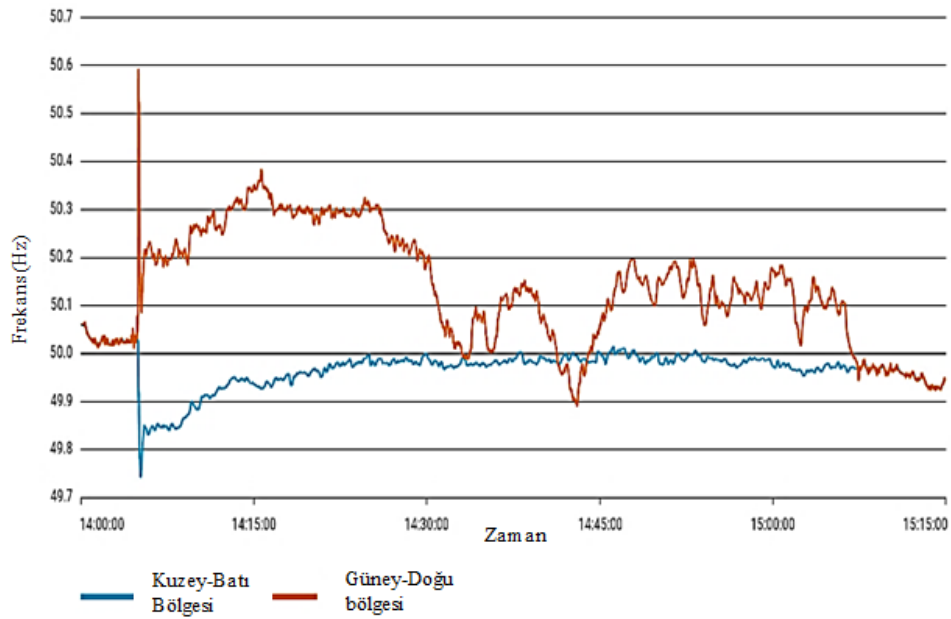
Kök neden, Kıta Avrupası sisteminin kararlılık sınırına yakın çalıştırılması ve iletim zincirinin ihmal edilen bir parçasının (bu olayda bir bara kuplaj kesicisi) beklenmedik şekilde aşırı akım sebebiyle tetiklenmesiydi.



Şekil 15. Sistem Bölünmesi Sonrasında Oluşan Adalar



Şekil 16. Bölünme Öncesi Sırasıyla Servis Harici Olan hatlar



Şekil 17. Bölünme sonrası oluşan adaların frekans tepkileri

3.5. 24 Temmuz 2021 İber Yarımadası'nın Kıta Avrupası'ndan Ayrılması [11]

Sebepler:

- Çift devre bir hattın yakınında orman yangını çıktıktan sonra birkaç saatten uzun bir süre boyunca ilgili sistem operatörüne bilgi verilmemesi,

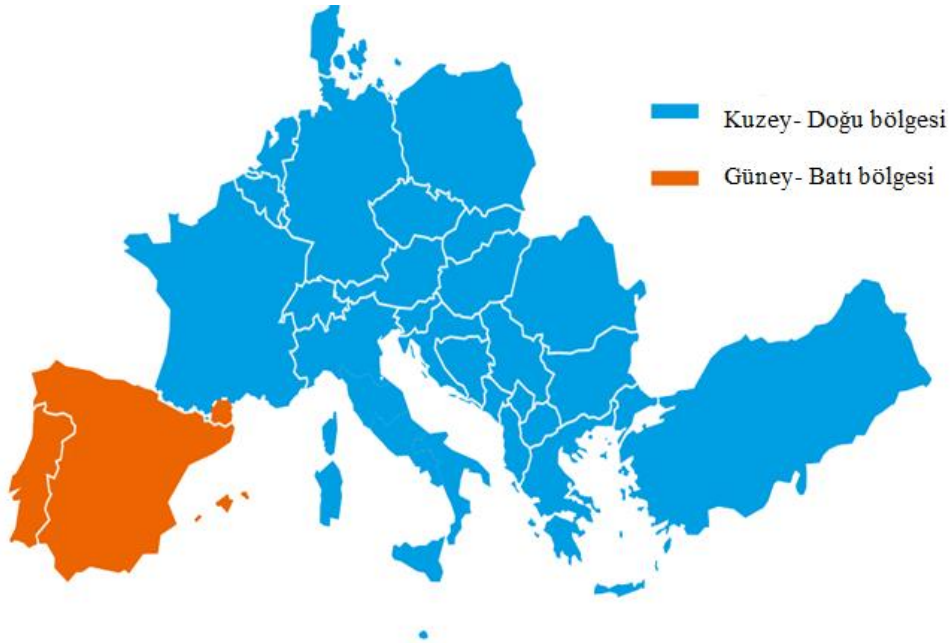
- Yangının başarılı bir otomatik tekrar kapama olmaksızın tek devre üzerinde bir kısa devre arızasına sebep olması,
- 2 dakika sonra, ikinci devrenin de servis harici olması,
- Sonrasında bu iki hattın açmasıyla aşırı yüklenme nedeniyle paralel hatların kademeli olarak devre dışı kalması,
- Senkronizasyonun kaybolması nedeniyle İber Yarımadası'nın Kıta Avrupası'ndan ayrılması.

Sonuçlar:

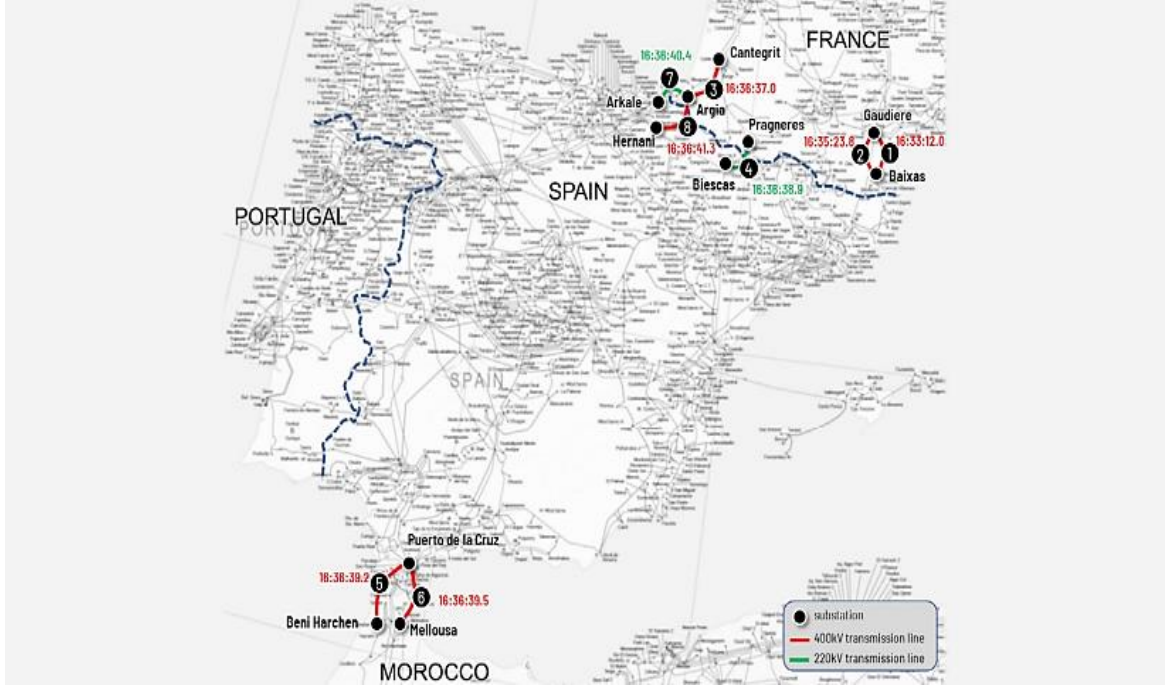
- Yaklaşık 3,8 GW üretim kesintisi,
- Yaklaşık 4,9 GW tüketim kesintisi.

Çıkarılan Dersler:

- Özellikle Dağıtım Sistemi Operatörü (DSO) düzeyinde üretim kesintilerinin verilerinin toplanması ve izlenmesi iyileştirilmeli,
- Aşırı dağıtılmış üretim kaybını önlemek için koruma rölesi ayarlarında iletim ve dağıtım sistem operatörlerinin koordinasyonu iyileştirilmeli,
- Transit iletim koridorlarında olası yeni özel koruma planları (SPS) tasarlanmalı,
- Düşük Frekans Talep Kesintisi' nin (LFDD) takip edilmeli ve doğru şekilde ayarlanmalı,
- Hava koşullarına bağlı risklerin tahmin ve analizleri iyileştirilmeli,
- Bağlantı hatlarındaki yeniden senkronizasyon cihazlarının ayarları gözden geçirilmeli.

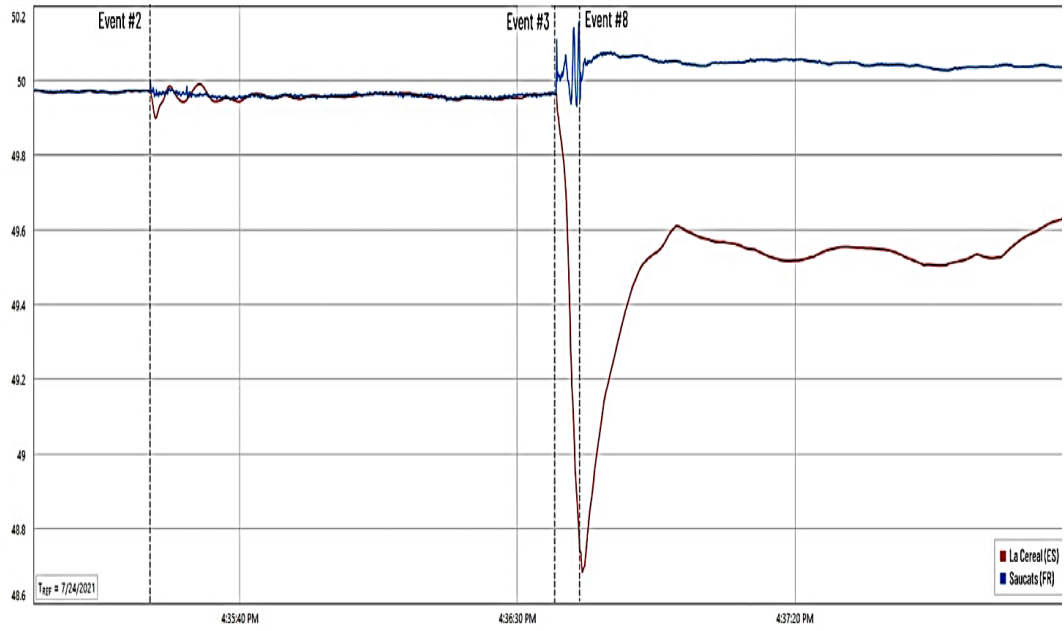


Şekil 18. Sistem bölünmesi sonrasında oluşan adalar



Şekil 19. Bölünme öncesi sırasıyla servis harici olan hatlar

Bu olayın kök nedeni, yerel yönetimler ile iletim sistemi operatörleri arasında hava kaynaklı riskler (orman yangınları) konusunda yeterli farkındalığın olmaması ve bu riskler konusunda iletişim eksikliği idi. Bunları Şekil 18, Şekil 19 ve Şekil 20’de görmek mümkündür.



Şekil 20. İspanya’da (La Cereal) ve Fransa’da (Saucats) PMU’lar Tarafından Ölçülen Frekans

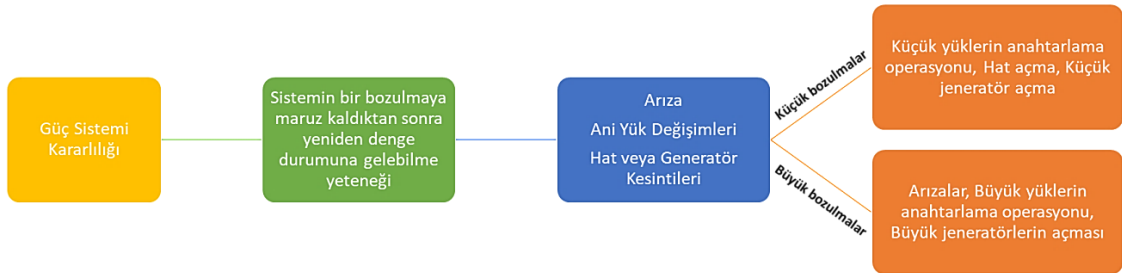
4. GÜÇ SİSTEM KARARLILIĞI VE BAŞLICA BLACKOUT SEBEPLERİ VE ÇÖZÜM ÖNERİLERİ

4.1. Güç Sistemi Kararlılığı

Elektrik güç sistemleri alanındaki geniş çaplı teknolojik gelişmeye rağmen, büyük miktarlardaki elektrik enerjisini yeterince depolamanın verimli ve ekonomik bir yolu henüz bulunamamıştır. Bu nedenle, bir güç sisteminde, üretilen ve ithal edilen aktif güç miktarı, sistem kayıpları da dâhil olmak üzere tüketilen ve ihraç edilen aktif güç miktarına eşit olmalıdır. Güç sistemi kararlılığı, bir güç sisteminin normal çalışma koşulları altında çalışma dengesi durumunda kalma ve bir bozulmaya maruz kaldıktan sonra kabul edilebilir bir denge durumunu yeniden kazanma yeteneği olup Şekil 21’deki diyagramda gösterilmiştir.

Bozukluklar küçük veya büyük olabilmekte ve aşağıdakiler gibi çeşitli faktörlerden kaynaklanabilmektedir:

- Yükteki değişiklikler
- Üretim kaybı
- Kısa devreler
- Anahtarlama işlemleri

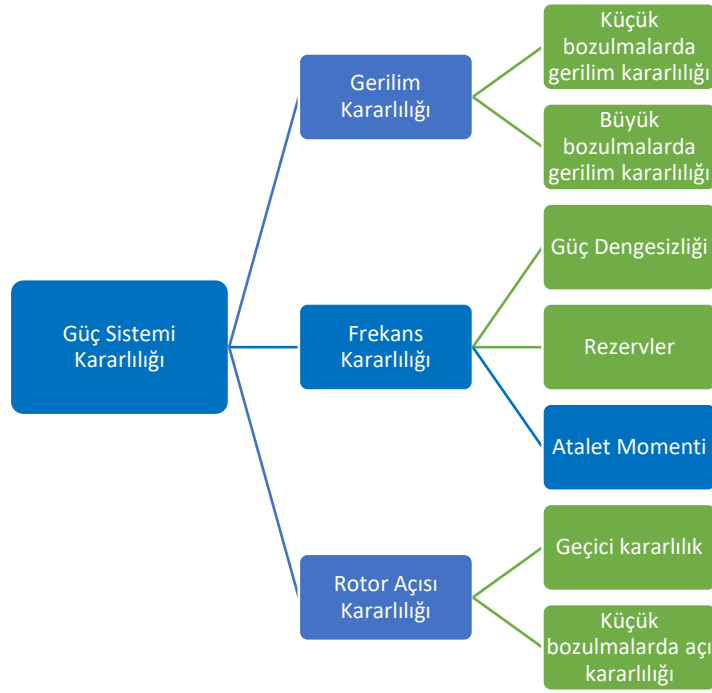


Şekil 21. Güç Sistemi Kararlılığı Diyagramı

Güç sistemi kararlılığı etkileyebilecek en önemli faktörlerden bazıları aşağıda verilmiştir:

- Güç sisteminin boyutu ve konfigürasyonu
- Kullanılan üretim ve iletim ekipmanının türü
- Güç sistemini çalıştırmak için kullanılan kontrol sistemleri

Güç sistemi kararlılığı, elektrik şebekesinin güvenilir bir şekilde çalışması için kritik bir konudur. Zira bir güç sistemi kararsız hale geldiğinde ulusal veya bölgesel elektrik kesintilerine yol açabilmektedir. Güç sistemi kararlılığı sınıflandırılmış olup söz konusu sınıflandırma Şekil 22’de gösterilmiştir.



Şekil 22. Güç sistemi kararlılığının sınıflandırılması [12]

Güç sistemi kararlılığında gerilim kararlılığı, rotor açısı kararlılığı ve frekans kararlılığı başlıca konulardır. Frekans kararlılığı altındaki atalet momenti etkisi oldukça önemli bir husustur.

Güç sistemleri kararlılığının temel bileşenleri olan gerilim, frekans ve rotor açısı kararlılığı arasındaki ilişki ise Şekil 23'te gösterilmiştir.



Şekil 23. Kararlılıkta gerilim, frekans ve açı ilişkisi

4.1.1. Frekans kararlılığı

Frekans, senkron jeneratörlerin dönme hızıdır. Aynı şekilde senkron jeneratör rotorlarının dönüş hızlarının elektriksel ifadesine frekans denir. Üretim ve tüketim arasındaki dengeyi temsil etmek için kullanılan endeks frekanstır. Bir güç sisteminin frekansının nominal frekans değerine (Avrupa için 50 Hz) eşit tutulması istenir. Enterkonnekte sistemde frekans her yerde aynıdır. Güç sistemlerinde frekans kararlılığı, yükteki değişikliklere rağmen sistemin sabit bir frekansı koruma yeteneğidir.

Güç sisteminin frekansı üretim ve yük arasındaki denge tarafından belirlenmektedir. Üretim yük miktarından fazla olursa frekans artacaktır. Eğer yük üretim miktarını aşarsa, frekans düşecektir.

Frekans kararlılığını etkileyebilecek bir dizi faktör bulunmaktadır:

- Sistemdeki üretim ve yük miktarı
- Üretim ve yük tipi
- İletim sisteminin durumu
- Hava durumu

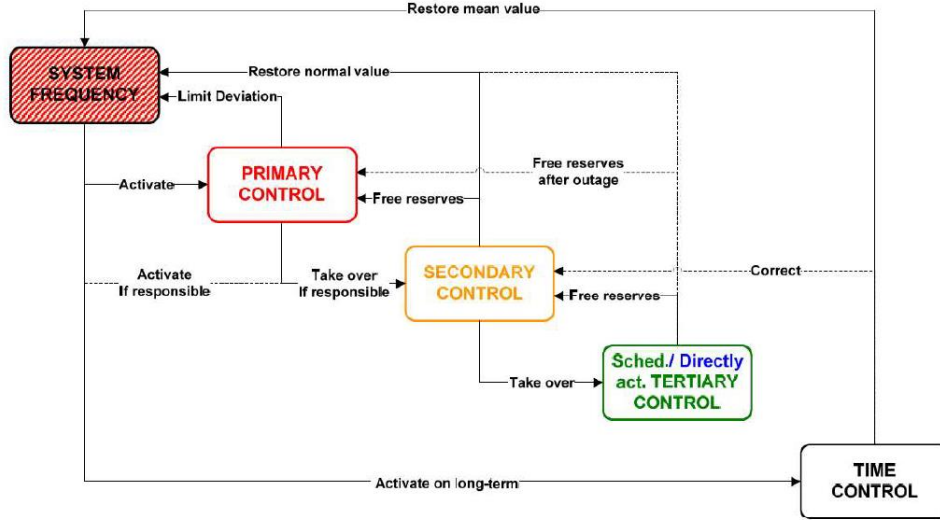
Frekans kararlılığı, aşağıdakiler de dâhil olmak üzere bir dizi önlemle iyileştirilebilmektedir:

- Üretim miktarının artırılması
- Yük miktarının azaltılması
- İletim sisteminin durumunun iyileştirilmesi
- Yükteki değişiklikleri tahmin etmek için hava tahminlerinin kullanılması



Şekil 24. Güç sistemi kararlılığında frekans etkisi

Senkron jeneratörler, güç sistemlerinde frekans ve gerilim kontrolünün temel kaynağıdır ve Şekil 24’te gösterilmiştir. Sistem dengesizliği durumlarında, senkron makinelerin döner kütlelerinde depolanan enerji sayesinde ani frekans değişimleri (inertia etkisi) kontrolsüz ancak hızlı bir şekilde yumuşatılır. Bunun dışında, frekans-kontrol döngüleri çeşitli zaman ölçeklerinde (saniyelerden saatlere kadar) devreye girer ve dikkatli bir koordinasyon gerektirir [13]. Şekil 25’te ise güç-frekans döngüleri gösterilmiştir.

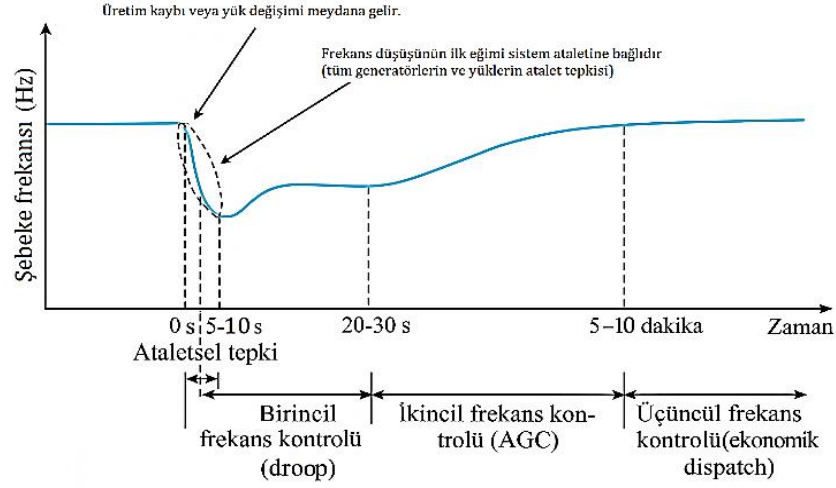


Şekil 25. Güç-frekans kontrol döngüleri [13]

Frekans kontrolü, bir elektrik sisteminin üretim-tüketim dengesinin kontrolüdür ve üç seviyede ele alınmaktadır. Bu bölümde, güç sistemindeki rezervler hakkında bilgi verilecektir. Güç dengesizliği ve rotor açısı kararlılığı bu bölümün konusu değildir.

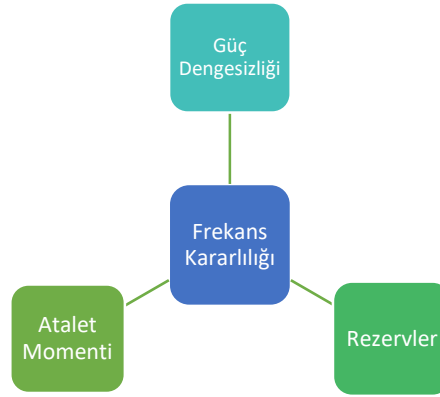
Şekil 26’daki görselde sistem normal operasyonunda iken bir olay meydana (büyük üretim kaybı) geldiğinde frekanstaki değişim ve sistem frekansının toparlanması aşamasında yardımcı olan tepkileri içermektedir. Olayın meydana gelmesi ile sistemin frekansında ani bir düşüş yaşanmaktadır. Bu düşüşün derinliğini ve hızlı dönüşünü sistemde bulunan döner makinalarda depolanan atalet momentini belirlemektedir. Daha sonra primer frekans kontrolü ile jeneratörlerin baradaki frekanslarına bakarak vermiş oldukları tepki takip etmektedir. Bundan kısa bir süre sonra sistem işletmecilerin kullanmış oldukları SCADA’ dan santrallere giden otomatik üretim kontrolü automatic generation control (AGC) sinyali ile yaşanan üretim kaybı telafi edilmektedir. Buna sekonder frekans kontrolü denmektedir. Bunun da yetersiz olması durumunda, sistem operatörleri tarafından talimatla jeneratör devreye alınarak sistem frekansı normale döndürülür. Dolayısı ile üretim ve tüketim dengesi sağlanmış olur. Bu müdahale, tersiyer frekans kontrolü olarak adlandırılmaktadır.

Şekil 26’da, EPRI’ye göre büyük bir üretim kaybını veya ani yük değişimini takiben kapsamlı frekans kontrolünün şematik diyagramı verilmiştir. Görseldeki süreler elektrik sistemlerinin şebeke kodlarına göre değişmektedir.



Şekil 26. EPRI'ye göre büyük bir üretim kaybını veya ani yük değişimini takiben kapsamlı frekans kontrolünün şematik diyagramı [14]

Şekil 27'de ise frekans kararlılığını etkileyen faktörler gösterilmiştir. Tablo 2'de ise frekans tepkisi ile ilgili çeşitli terimler gösterilmiştir.



Şekil 27. Sistemin frekans kararlılığını belirleyen faktörler [12].

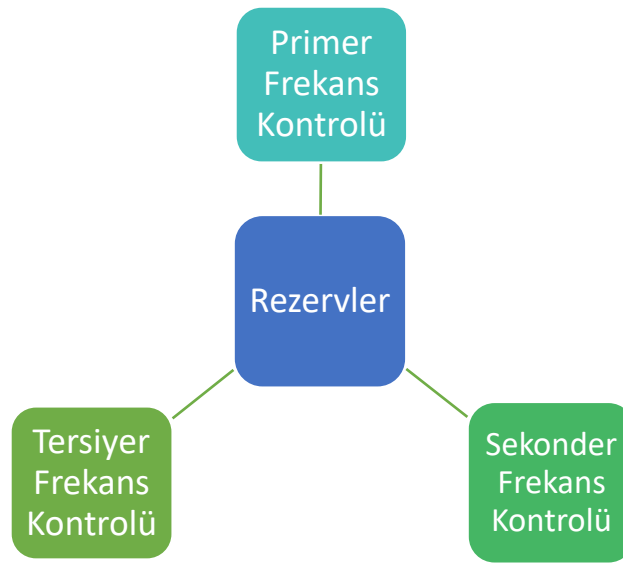
Tablo 2. Frekans tepkisi ile ilgili çeşitli terimlerin farklı isimleri [12]

Atalet	Kinetik enerji	Dönme enerjisi	(İnertia)	
FCR	Regülatör tepkisi	Birincil kontrol	Tepki rezervi	(Primer rezerv)
FRR	İkincil kontrol	Düzenleme rezervi	(Sekonder rezerv)	
Üçüncül kontrol	Çevirme dışı rezerv	(Tersiyer rezerv)		
Maksimum IFD	Frekans nadir			

4.1.2. Rezervler

Güç sistemlerinde kararlılığı sağlamak için kullanılan rezervler; sistemin ani üretim kaybı, yük değişimi veya arıza gibi durumlara hızlıca cevap vererek frekans ve gerilim dengesini korumaya yardımcı olmaktadır. Rezervler, Şekil 28’de görüldüğü gibi, zaman ölçeğine ve müdahale hızına göre farklı türlere ayrılmaktadır:

- Primer kontrol: bağımsız kontrol, otomatik (hızlı)
- Sekonder kontrol: Merkezi kontrol, AGC, Otomatik (yavaş), SCADA programı ile
- Tersiyer kontrol: Elle yapılan (yavaş), Merkezi kontrol, Sözlü talimat ile (telefon gibi)



Şekil 28. Sistemin frekans kararlılığında kullanılan rezervler

Sistem güvenliği açısından rezerv gereksiniminin sebepleri aşağıda detaylandırılmıştır.

- Üretim ve tüketim anlık olarak eşit olmalıdır; aksi takdirde frekans saptmaktadır.
- Ani bir jeneratör devre dışı kalırsa, sistemdeki frekans düşmekte ve bu da zincirleme kesintilere neden olabilmektedir.

Bu nedenle rezervler, sistem kararlılığı ve frekans regülasyonu için hayati önem taşımaktadır.

4.1.2.1. Primer Frekans Kontrolü

Primer frekans kontrolü, elektrik enerjisi üretim ve tüketiminin eşit olmaması durumunda saptmaya uğrayan sistem frekansını, sabit bir değerde dengeleyip frekans değişimini durdurmak için ünite rezerv kapasitesinin, türbin hız regülatörünün ayarlanan hız eğim (speed-droop) oranında, frekans saptması süresince merkezi müdahale olmaksızın, otomatik olarak sağlanması suretiyle katkıda bulunmasıdır. Ölü bant 0 Hz’ dir. Diğer bir ifadeyle, 50 Hz dışında herhangi bir frekansa primer kontrol üniteleri tepki vermek zorundadır. Primer kontrol yapan üniteler

frekanstaki sapmayı takip edecek maksimum 15 saniye içerisinde primer rezerv yükünün %50'sini, 30 saniye içerisinde de tamamını (%100) aktive edebilmelidir. 2020 yılında şebekede her saat 200-300 MW arasında PFK rezervi bulunması gerekmektedir.

4.1.2.2. Sekonder Frekans Kontrolü

Sekonder kontrol edici (AGC) aracılığıyla ve primer kontrol (primer kontrol rezervi) tarafından kullanılan gücün serbest kalması amacıyla frekansın nominal değerine geri dönebilmesi için katkıda bulunmasıyla (özellikle en büyük üretim ünitesinin servis harici olmasından sonra) alan kontrol hatasını (AKE) otomatik olarak düşürmeye yeterli olan işletme rezervinin ilave bir miktarıdır. (Genelde sistemimizde 1000 MW tutulmaktadır.) Ünitenin çıkışındaki değişimin başlaması için maksimum tepki süresi 30 saniyedir ve sapma maksimum 15 dakika içinde dengelenmelidir.

4.1.2.3. Tersiyer Frekans Kontrolü

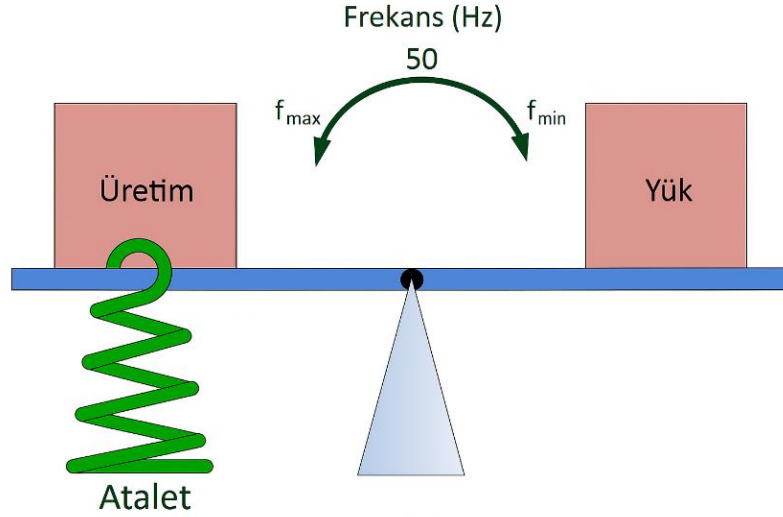
Sekonder kontrole katılan ünitelerin çalışma noktasını değiştirmeye ve sekonder kontrol gücünü ekonomik açıdan farklı ünitelere mümkün olan en iyi şekilde dağıtmaya yeterli olan işletme rezervinin ilave bir miktarıdır. Tersiyer kontrol rezervi herhangi bir anda devreye alınabilmelidir. Tersiyer rezerv, başka bir olayı karşılayabilmek için sekonder rezervi serbest hale getirmektedir.

4.1.3. Atalet Momentinin Tanımı ve Önemi

Bu kısımda, atalet momentinin önemi, güç sistem santrallerinin bu moment üzerine etkisi ile frekans kararlılığına yönelik riskleri ve bu risklere karşı çözüm yollarını incelenmektedir. Ayrıca sentetik atalet (synthetic inertia) ve ileri frekans kontrol yöntemleri gibi modern çözümler tartışılmıştır.

Güç sistemlerinde atalet momenti, sistemin ani yük değişimlerine ve üretim kayıplarına karşı doğal bir tampon görevi görmektedir. Senkron jeneratörler, dönme kütleleri sayesinde kinetik enerji depolayarak frekansın ani düşüşünü yavaşlatmaktadır. Ancak YEK'lerin çoğu bu özelliğe sahip değildir çünkü inverter tabanlıdırlar. Bu durum, sistem frekansında daha hızlı ve yüksek genlikli değişimlere neden olabilmektedir. Bir güç sisteminin ataleti, tek tek türbin jeneratörlerindeki dönen kütlelerin kinetik enerjisinin sağladığı direnç nedeniyle frekanstaki değişikliklere karşı koyma yeteneği olarak tanımlanmaktadır. Çok sayıda jeneratöre sahip daha büyük bir sistemin ataletini incelemek için, bu dönen kütlelerde depolanan enerji miktarı olan sistemin kinetik enerjisine bakmak uygun olacaktır [15]. Atalet, sistemde depolanan dönen enerjidir. Türbin/jeneratörlerin atalet sistemi, güç sistemi frekansının sabit bir değere tutulmasına yardımcı olmaktadır. Bir sistem kaybının ardından, Sistem Ataleti ne kadar yüksek olursa (frekans yanıtı olmadığı varsayılarak) yeni bir sabit durum çalışma frekansına ulaşmak o kadar uzun sürmektedir. Doğrudan bağlı senkron jeneratörler ve indüksiyon Jeneratörleri, Sistem Eylemsizliğine doğrudan katkıda bulunacaktır. Sistem ile rotor arasındaki kontrol

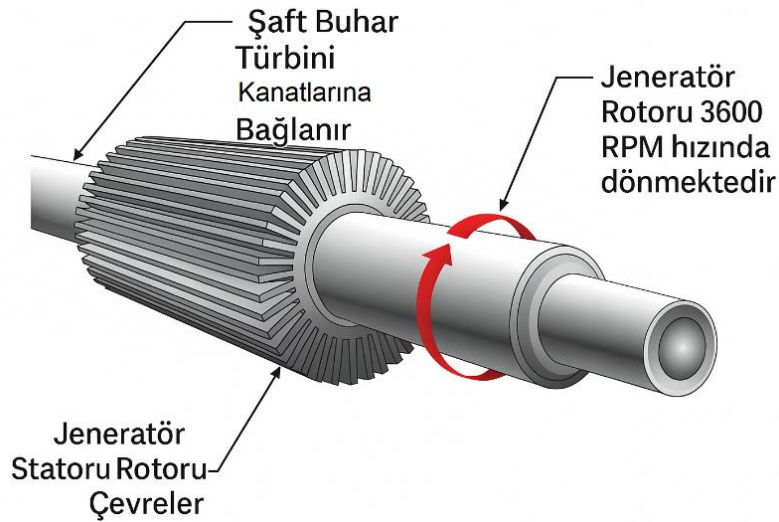
sisteminden dolayı (back-to-back) ana taşıyıcıyı elektrik jeneratöründen ayıran rüzgâr türbinleri veya dalga ve gelgit jeneratörleri gibi modern jeneratör teknolojileri, sistem eylemsizliğine doğrudan katkıda bulunmayacaktır. Döner makine içermeyen güneş santrallerinin de sistem ataletine katkısı olmayacaktır.



Şekil 29. Atalet, üretim ve yük arasındaki ilişki [12]

Atalet, üretim ve yük arasındaki ilişkinin grafiksel gösterimi Şekil 29’ da verilmiş olup ataletin frekans davranışı üzerindeki etkisi bir yay ile ifade edilmiştir. Yay ne kadar sertse atalet o kadar yüksek olmaktadır. Tersisi de geçerlidir [12].

NGET Gone Green Scenario, yeni nesil enerji kaynaklarının (yenilenebilir enerji kaynakları) önemli miktarlarının sistem eylemsizliğine katkıda bulunma olasılığı düşüktür, demektedir.



Şekil 30. Döner makine

Atalet sabiti, jeneratörün nominal gücü üzerinden nominal hızda jeneratörde depolanan toplam kinetik enerji olarak tanımlanmaktadır [16]. Şekil 30’ da ise döner bir makine gösterilmiştir. Atalet momenti jeneratörlerin dönme kütlelerinde depolanan kinetik enerjiyi ifade etmektedir. H ile gösterilmektedir ve şu şekilde tanımlanmaktadır:

$$H = \frac{1/2 \cdot J \cdot \omega^2}{P_n}$$

Burada;

H= Atalet sabiti (MWs/MVA)

J= Döner kütlenin atalet momenti (kgm²)

ω = nominal dönüş hızı (rad/s)

P_n= Makinenin MVA değeridir.

Senkron jeneratör için tipik H değeri 2 ila 9 saniye arasında değişebilmektedir. (MWs/MVA). [15]

$$\frac{\partial f}{\partial t} = \frac{\Delta P}{2H}$$

Burada;

$\partial f / \partial t$ = Frekans değişim oranı

ΔP = MW cinsinden yük veya üretim kaybı

2H= MW/MVA cinsinden sistem ataleti iki katıdır [17]

Atalet momenti yüksek olan bir sistemde frekans düşüşü daha yavaş gerçekleşmekte, bu da kontrol sistemlerine müdahale için zaman kazandırmaktadır.

Üretim tiplerine göre santrallerin atalet momenti değerleri Tablo 3'te verilmiştir. Döner makine barındıran santrallerin H sabitleri yüksek iken IBR tabanlı sistemleri atalet momentlerine katkısı yoktur veya çok düşüktür denebilmektedir.

Tablo 3. Avrupa kıtası için, her üretim türü için tipik atalet sabitleri ve yükleme faktörleri[13]

Üretim Türü	Atalet Sabitleri H [s]	Yüklenme Faktörü [-]
Nükleer	5.9	0.96
Fosil Kahverengi kömür/Linyit	3.8	0.81
Fosil Türevleri	3.8	0.59
Fosil Taş kömürü	4.2	0.70
Fosil Gaz	4.2	0.60
Fosil Kömür türevi gaz	4.2	0.54
Fosil Petrol	4.3	0.40
Fosil Petrollü türevler	4.3	0.40
Hidro Nehir akışlı ve pompaj	2.7	0.61
Hidro Su Rezervuarı	3.7	0.56
Hidro Pompaj Depolaması	3.5	0.46
Rüzgar Karada	0.0	-
Rüzgar Açık Denizde	0.0	-
Güneş	0.0	-

Diğer yenilenebilir	3.5	0.50
Jeotermal	3.5	0.83
Diğer	3.8	0.56
Atık	3.8	0.28
Deniz	3.8	0.50
Biyokütle	3.3	0.70

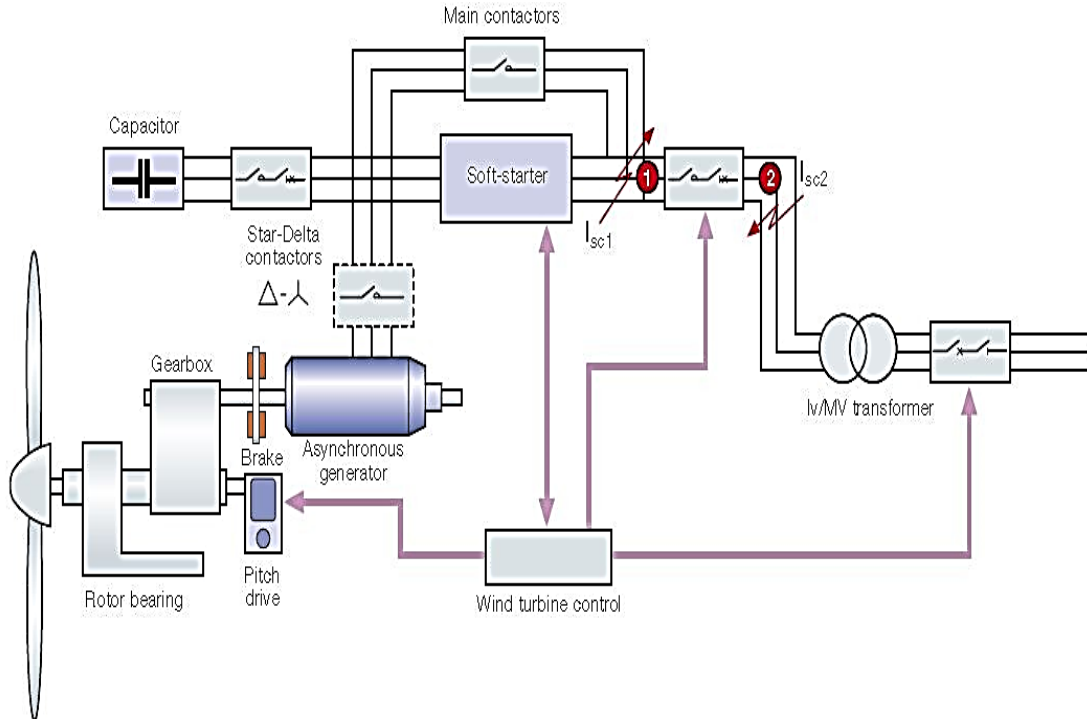
Özetle, senkron jeneratörlerin doğal inertial ve hızlı reaktif güç desteği, yenilenebilir enerji tabanlı güç elektroniği dönüştürücülerinde henüz tam karşılanamamaktadır. Ancak gelişen grid-forming kontrol teknikleri ve yeni nesil güç elektroniği teknolojileri bu açığı kapatmaya yönelik önemli potansiyel taşımaktadır. Bu durum, güç sistemlerinin frekans ve gerilim kararlılığı açısından kritik bir dönüşüm sürecindedir. [13]

4.1.4. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Atalet Momentine Etkisi

4.1.4.1. Rüzgar Enerjisi

Modern rüzgar türbinleri genellikle DFIG veya full converter teknolojisiyle inverter aracılığıyla şebekeye bağlanmaktadır. Bu bağlantı türü, jeneratör rotorunun sistem frekansından izole edilmesine yol açmakta ve sistemin doğal atalet katkısını ortadan kaldırmaktadır. Diğer bir ifadeyle, her ne kadar döner bir makine olsa da sistemle bağlantısı IBR tabanlı olduğu için sistemin atalet momentine katkısı bulunmamaktadır.

Şekil 31’de örnek bir rüzgar türbini tasarımı gösterilmiştir.

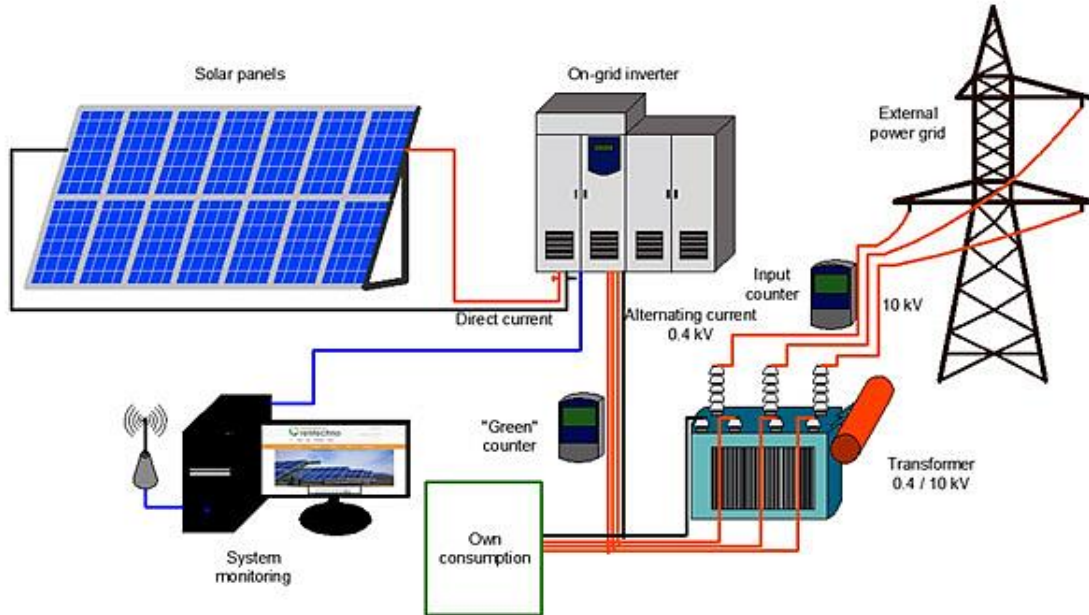


Şekil 31. Örnek bir rüzgâr türbini tasarımı

4.1.4.2. Güneş Enerjisi

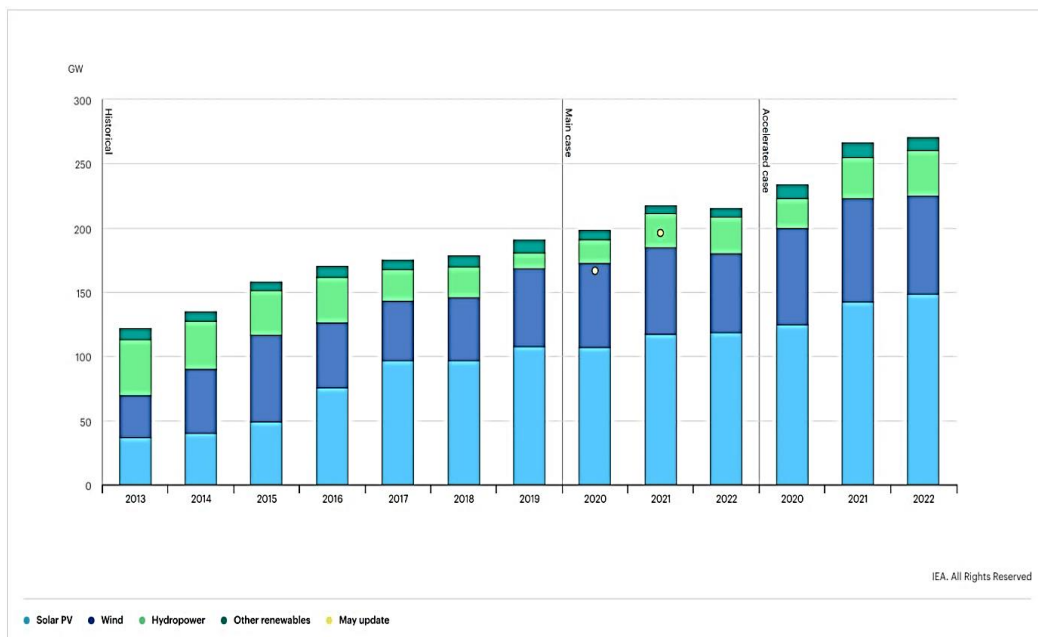
Fotovoltaik (PV) sistemler tamamen inverter temellidir ve döner kütle içermez. Dolayısıyla sistem ataleti açısından katkısı sıfırdır. Diğer bir ifadeyle, güneş enerji santrallerinde (GES) döner makina olmadığı için ataletten söz edilememektedir.

Şekil 32’de örnek bir GES tasarımı gösterilmiştir.



Şekil 32. Örnek bir güneş enerji santrali tasarımı

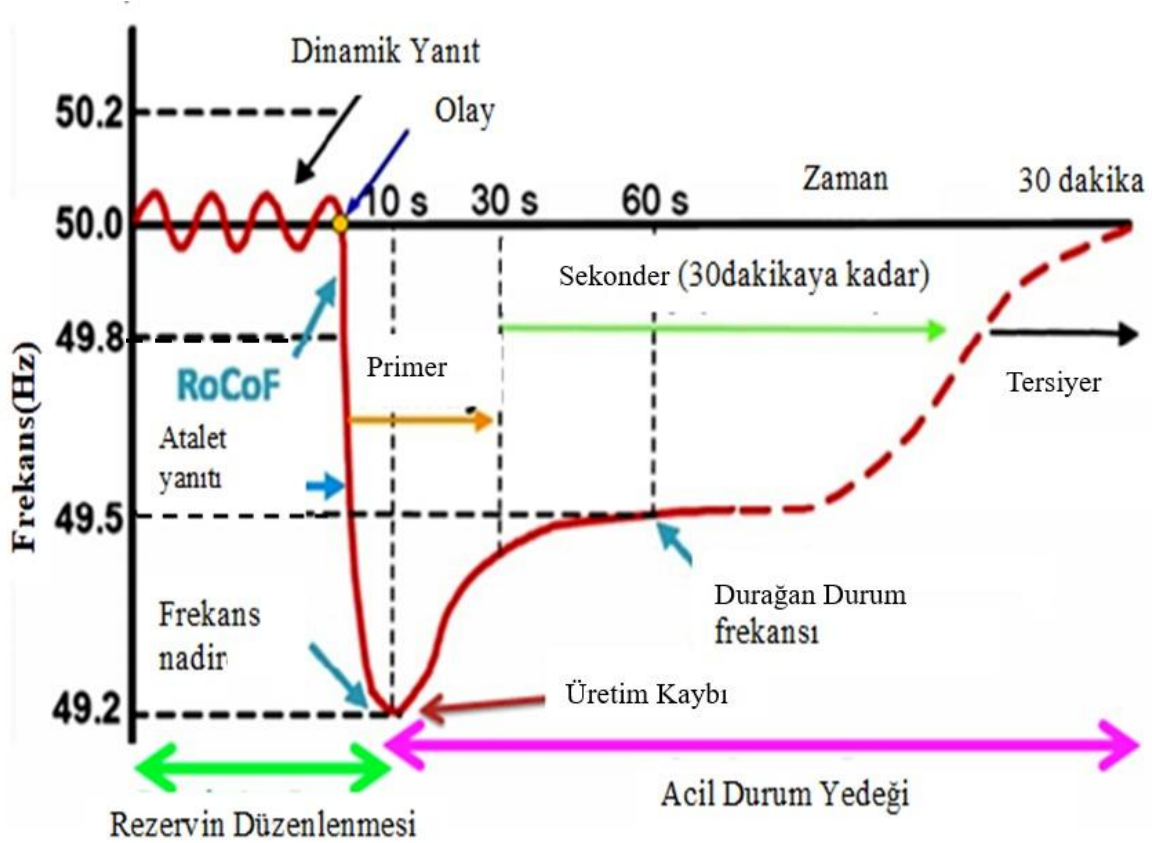
Şekil 33’de YEK’lerin her geçen gün arttığını göstermektedir. Dolayısı ile üretim profillerinin hızlıca yeşil enerjiye ağırlık verdiğini ve sistemlerdeki paylarının arttığını söyleyebiliriz. Bu durum sistemin toplam atalet momentinde azalmaya neden olmaktadır.



Şekil 33. Yenilenebilir enerji kaynaklarının yıllara sari değişimi [18]

4.1.5. Düşük Ataletin Güç Sistemleri Üzerine Etkileri

Güç sistemlerinde atalet, frekans değişimlerine karşı gösterilen doğal bir dirençtir ve özellikle frekans kararlılığı açısından hayati öneme sahiptir. Geleneksel olarak, şebekeye bağlı senkron jeneratörlerin (termik, hidroelektrik, nükleer santraller) dönen kütleleri bu ataleti sağlamaktadır. Ancak, rüzgâr ve güneş gibi inverter tabanlı yenilenebilir enerji kaynaklarının şebekeye entegrasyonunun artmasıyla birlikte, sistemdeki toplam atalet seviyesi düşmektedir.



Şekil 34. Büyük arızalar karşısında sistemin verdiği atalet tepkisi

Atalet, frekansın düşme veya yükselme hızını sınırlamaktadır. Atalet azaldığında, frekans değişim oranı (RoCoF) artar [19]. Şekil 34'te örnek bir güç sisteminin atalet tepkisi gösterilmiştir. Düşük atalet durumunda, frekans düşüşü (nadir) daha derin ve daha hızlı gerçekleşmektedir. Bu, sistemin frekans koruma mekanizmalarının (örneğin, otomatik yük atma) devreye girmesini gerektirebilir, bu da sistemin kararlılığını daha da riske atmaktadır [20]. Geleneksel olarak, frekans kontrolü birincil, ikincil ve üçüncül frekans tepkisi mekanizmalarıyla sağlanmaktadır. Düşük atalet, özellikle birincil frekans tepkisinin etkinliğini azaltmaktadır. Frekansın çok hızlı değişmesi, geleneksel jeneratörlerin hız regülatörlerinin bu değişimlere zamanında ve yeterli tepki vermesini zorlaştırmaktadır [21]. Frekansın kritik seviyelerin altına düşmesi, koruma rölelerinin tetiklenmesine ve ardışık olarak daha fazla üretim ünitesinin devreden çıkmasına neden olabilmektedir [20].

4.1.5.1. RoCoF (Rate of Change of Frequency)

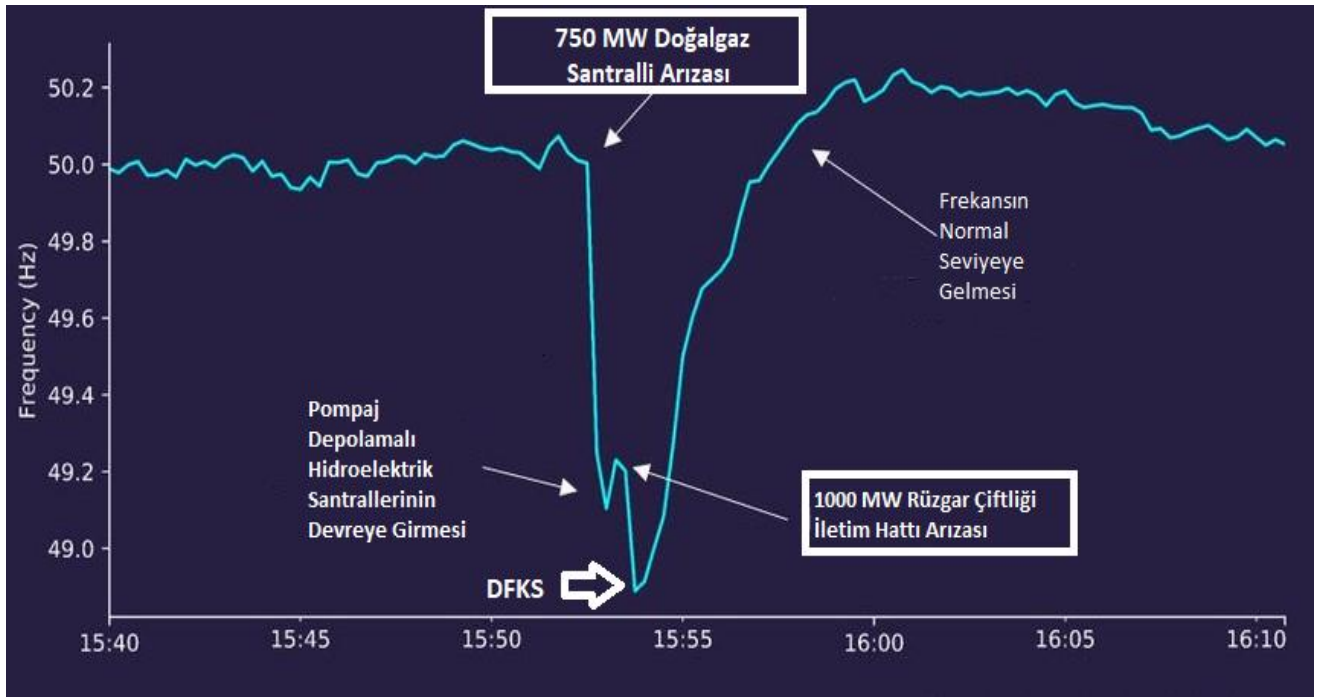
Düşük atalet, RoCoF'un yükselmesine (daha düşük frekans seviyesi) neden olmaktadır. Bu, jeneratör koruma sistemlerinin hatalı açmasına ve ada modlarına (islanding) sebep olabilmektedir.

4.1.5.2. Nadir (Minimum Frekans)

Atalet azaldıkça sistemin frekans dip noktası daha düşük değerlere ulaşmaktadır. Bu durum yük atma (load shedding) veya sistem çökmesi gibi olaylara neden olabilmektedir.

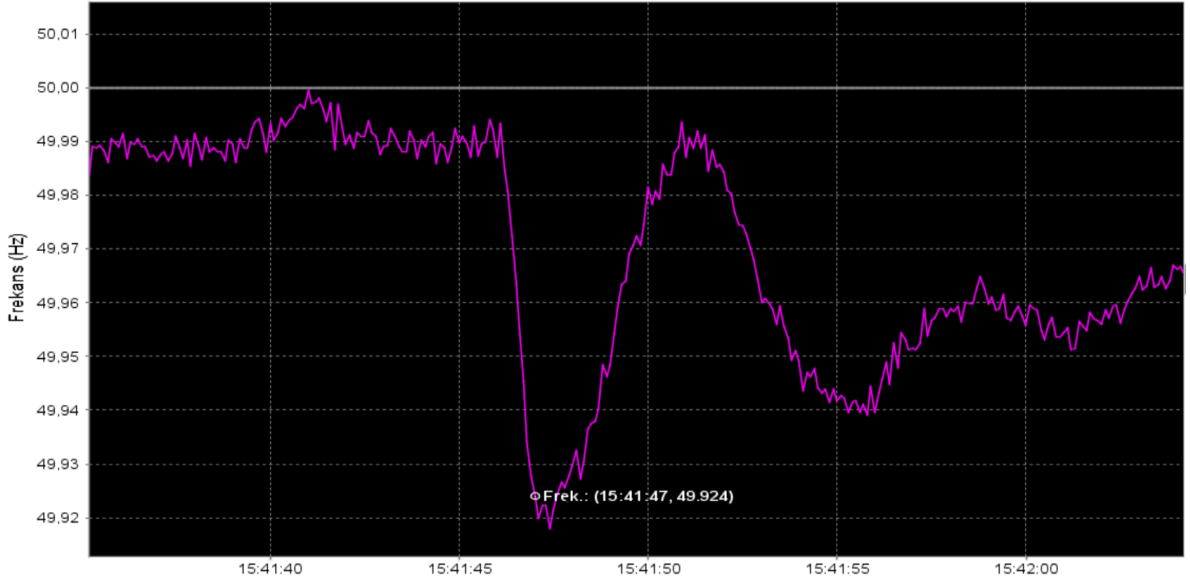
4.1.5.3. Düşük Atalet ile İlgili Gerçek Vaka Örnekleri

2019, İngiltere: 750 MW gaz santrali ve 1000 MW rüzgar çiftliğinin devreden çıkması sonucu frekans 48.9 Hz'e düştü. Şekil 35'te görülmektedir.



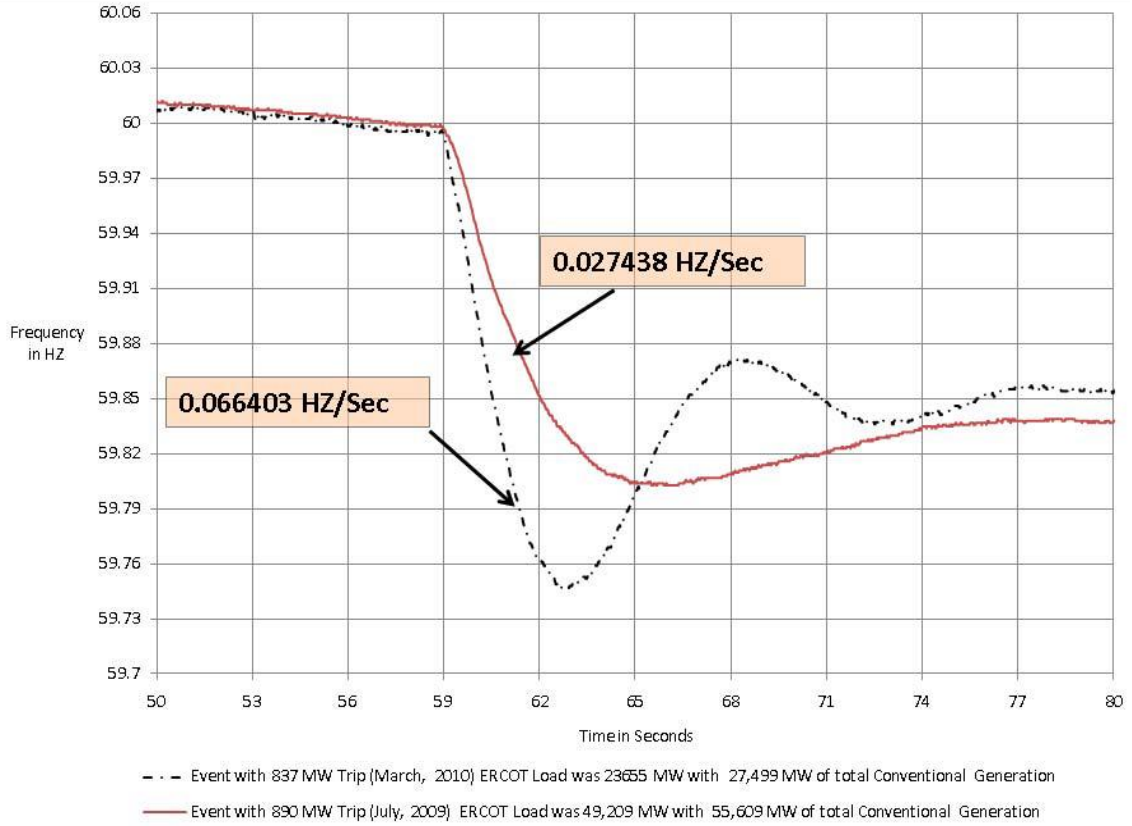
Şekil 35. İngiltere'deki örnek arıza

2020, Hatay/Atlas TES: 1140 MW üretim kaybı sonrası frekans 49.92 Hz'e düştü. Şekil 36'da görüldüğü gibi olmuştur.



Şekil 36. Türkiye Hatay'daki örnek arıza

Tektaş'ta 2 farklı zamanda meydana gelen olaylarda yenilenebilir enerji kaynaklarının sistemdeki paylarına göre frekanstaki değişim grafiği verilmiştir. Konvansiyonel jeneratörlerin oranının daha yüksek olduğu olayda sistem frekansı RoCoF daha düşük olmuştur. Şekil 37'de bunu görmek mümkündür.



Şekil 37. Amerika-Tektaş'daki örnek arıza [22]

4.1.6. Ataletin Arttırılması İçin Gereken Çözüm Önerileri

4.1.6.1. Sentetik Atalet (Synthetic Inertia)

Modern inverterler, kontrol algoritmaları sayesinde rotorun kinetik enerjisini kısa süreliğine sisteme aktarabilmektedir. Bu, sentetik inertia olarak adlandırılmaktadır. Örnek: Hydro-Québec, 2015 yılında 1600 MW üretim kaybında sentetik ataletle 126 MW katkı sağlamıştır.

4.1.6.2. Senkron Kompansatörler

Dönen makine altyapısını korumak amacıyla devrede sadece atalet katkısı sağlamak için senkron kompansatörler kullanılabilir.

4.1.6.3. Batarya Enerji Depolama Sistemleri (BESS)

Hızlı tepki süreleri sayesinde RoCoF'a karşı etkili bir çözüm olabilmektedir. Ancak yüksek yatırım maliyeti dikkat edilmelidir.

4.1.6.4. Frekans Tepki Optimizasyonu

TSO'lar tarafından, gün öncesi atalet tahmini ve frekans tepkisi simülasyonları yapılmalı ve dinamik güvenlik sınırları belirlenmelidir.

Tablo 4. Çalışmasında incelenen frekans bozulmaları olayları tablosu [23]

Sıralama Numarası	Trip Bileşeni	Güç Sapması [MW]	Tahmini Kinetik Enerji [GWs]	Minimum (Maksimum) anlık frekans [Hz]	Tarih ve Zaman
1	Sundalsøra	460	160.16	50,230	4/5-14 00:35:40
2	Baltic cable	395	158.17	49,824	13/5-14 00:42:54
3	Avedøre	300	162.47	49,765	21/5-14 12:21:25
4	Great belt 1	590	166.22	49,746	10/6-14 11:55:59
5	NorNed	700	187.77	50,346	30/6-14 14:17:01
6	Hasle-Röd (SPS)	800	167.22	49,596	1/7-14 17:36:48

7	Swe-Pol Link	600	162.36	50,332	12/7-14 11:54:02
8	Oskarsham 3	1170	141.89	49,402	13/7-14 08:32:33
9	Ringhals 1	840	155.16	49,713	20/7-14 18:51:21
10	Great Belt 2	350	156.84	49,798	21/7-14 08:00:43
11	Meri-Pori	520	161.78	49,717	22/7-14 22:58:46
12	Konti-Skan 1	350	163.51	49,837	10/8-14 11:49:51
13	Estlink 1	350	173.44	50,177	15/8-14 09:18:31
14	Production in Norway (SPS)	580	197.04	49,750	2/10-14 11:51:10

Tablo 4’te gösterildiği gibi meydana gelen olaylardan, sistemin toplam ataletleri hesaplanmıştır. Bu hesaplamaların gün öncesinden üretim profillerine göre şekillenmesi gerekmektedir. Ayrıca dinamik hesaplama araçları ile de sistem operatörlerine yardımcı olabilmektedir. ENTSO-E’de yayınlanan bir çalışmada 2014 yılında sistemde meydana gelen olay anındaki tahmini kinetik enerji hesaplanmıştır. Sistem operatörleri gün öncesi alışveriş programlarından sistem atalet tahmini hesaplamalarını yapabilmekte, bunun sonucunda alışveriş programına etki ederek sistemin atalet momentini artırma yönünde üretim profilleri oluşturabilmektedirler.

4.2. İnter-Area Osilasyon

Avrupa’nın senkron elektrik sistemi olan ENTSO-E, artan yenilenebilir enerji penetrasyonu ve iletim sistemleri arasındaki karmaşık etkileşimler nedeniyle bölgeler arası salınımlar daha duyarlı hale gelmektedir. Geniş alanlı elektrik iletim şebekelerinde, özellikle farklı bölgesel jeneratör gruplarının birbirine zayıf bağlandığı durumlarda, bölgeler arası salınımlar ortaya çıkabilir. Bu salınımlar genellikle 0.1 – 0.8 Hz frekans aralığında gerçekleşir ve uzun mesafelerdeki jeneratör gruplarının birbirine karşı senkronizasyon kaybetmeye başlamasıyla tetiklenir. Bu olgu hem sistem güvenliğini hem de güç kalitesini tehlikeye atabilir. Aynı bölgede

(yerel modlar) veya uzak mesafelerde, genellikle sistemin uç noktalarında (bölgeler arası modlar) bulunan iki veya daha fazla jeneratör grubu arasındaki güç alışverişleri yoluyla ortaya çıkan salınımlar, düşük frekanslı salınımlardır. Bu salınımlar sadece beklenmedik durumlar veya büyük bozulmalar tarafından değil, örneğin yük veya üretimdeki yavaş değişimler nedeniyle sistemde sürekli olarak meydana gelen küçük bozulmalar tarafından da tetiklenebilir [24]. Bölgeler arası salınımlar, büyük ve geniş coğrafyaya yayılmış güç sistemlerinde farklı bölgelerdeki jeneratör gruplarının birbirine karşı düşük frekansta salınımlı şekilde hareket etmesiyle ortaya çıkan kararlılık problemleridir. Bu salınımlar genellikle 5–10 saniyelik periyotlara sahiptir ve küçük frekans değişimleri şeklinde gözlemlenir. Sistem dinamiğiyle sönmülenebileceği gibi, kontrolsüz kalırsa büyüyerek BrownOut veya BlackOut gibi ciddi sonuçlara yol açabilir. Türkiye'nin ENTSO-E ile senkron çalışmaya başlamasından sonra 0.15 Hz civarında yeni bir inter-area salınım modu gözlemlenmiştir [25].

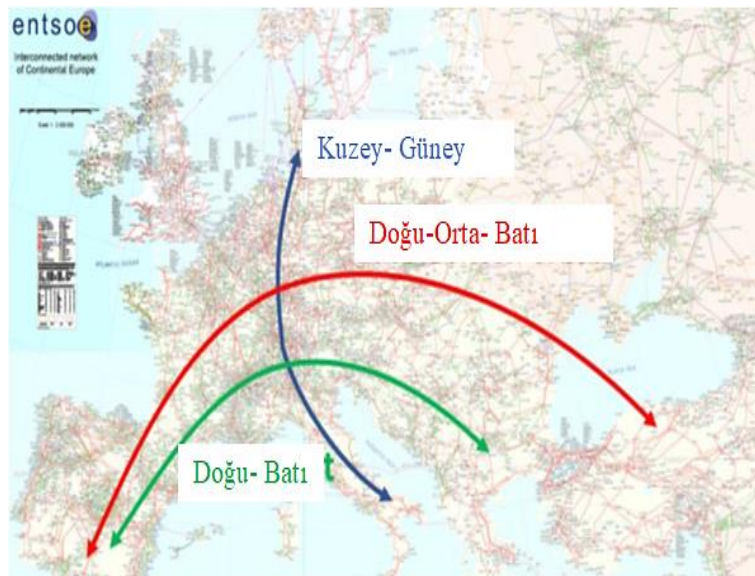
4.2.1. Bölgeler Arası Salınımların Fiziksel Temeli ve Türleri

Bölgeler arası salınımlar, genellikle sistemdeki farklı bölgelerde yer alan jeneratör kümelerinin birbirlerine göre ileri-geri salınım yapmasıyla ortaya çıkmaktadır. Bu salınımlar:

- Büyük güç transferleri,
- Zayıf iletim hatları,
- Düşük sistem sönmüleme oranları,
- Yenilenebilir kaynakların kontrolsüz veya gecikmeli katkıları gibi nedenlerle tetiklenebilir.

Kıta Avrupası'nın birbirine bağlı sistemi üç ana bölgeler arası mod ile karakterize edilmektedir:

- Doğu-Batı, 0,15 Hz salınım frekansı ile
- Doğu-Merkez-Batı, 0,2 Hz salınım frekansı ile
- Kuzey-Güney, 0,3 Hz salınım frekansı ile

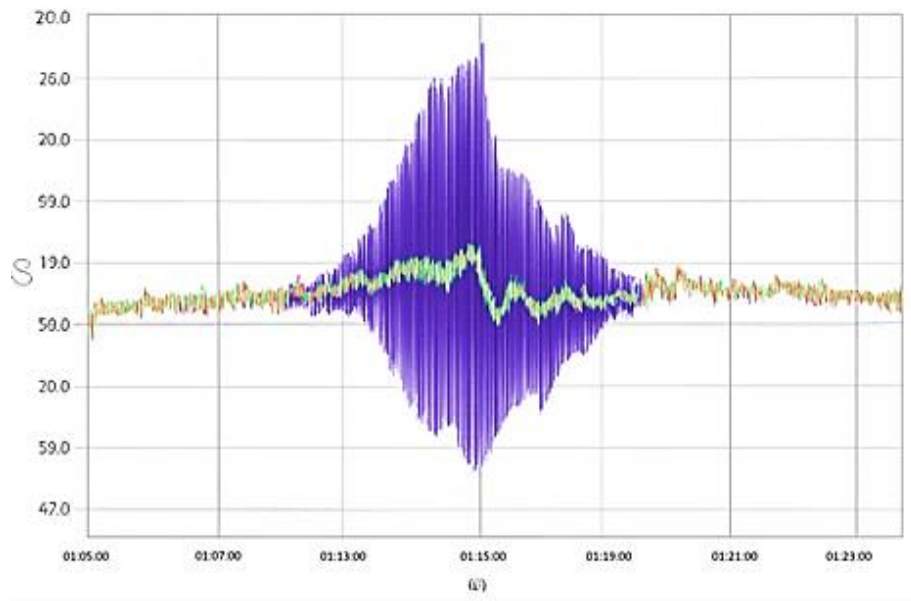


Şekil 38. Bölgeler arası salınımların türleri [24]

ENTSO-E şebekesi, doğu-batı ve kuzey-güney eksenlerinde önemli güç alışverişleri barındıran, yüksek derecede bağlanmış bir sistemdir. Şekil 38’de gösterilmiştir. Ancak:

- Doğu Avrupa ve Batı Avrupa jeneratör grupları arasında (örneğin Polonya ile Almanya-Fransa hattı),
- İber Yarımadası ile Fransa arasındaki bağ noktalarında (özellikle 2025 Nisan ayında yaşanan kesinti sonrası),
- İtalya ile Orta Avrupa arasındaki zayıf bağ noktalarında,

Şekil 39’da görüldüğü gibi, bölgeler arası salınımlar gözlemlenmiş ya da bu tür modların varlığı simülasyonlarda doğrulanmıştır.



Şekil 39. 0.3 Hz frekans bandındaki örnek bir salınım

4.2.2. Yerel ve Bölgeler Arası Salınımların Karşılaştırılması

Salınımlar genellikle frekans aralığına göre iki tür olarak sınıflandırılmaktadır:

- Yerel Salınımlar: Bunlar jeneratörlerin bir bölgede birbirlerine karşı yaptığı salınımlardır. Tablo 5’te görüldüğü gibi bunlar 0,7- 2,0 Hz frekansındaki salınımlardır.
- Bölgeler Arası Salınımlar

Tablo 5. Yerel ve Bölgeler Arası Salınımlar arası farklar

Özellik	Yerel Salınım	Bölgeler Arası Salınım
Frekans	0.7 – 2 Hz	0.1 – 0.8 Hz
Süre	0,5–1,5 saniye	1,5–10 saniye
Etki Alanı	Yakın jeneratörler arasında	Geniş coğrafi bölgeler arasında
Etkisi	Daha az yaygın, lokal	Tüm sistem kararlılığını etkileyebilir

Konvansiyonel ünitelerde Güç Sistemi Dengeleyicisi (PSS) tesis edilmesinin amacı, iletim sisteminde meydana gelen salınımları sönmöndirmek, bu sayede de sistemin güvenli, güvenilir ve kararlı işletimine katkı sağlamaktır. Yerel salınımlar için PSS'ler kullanılmaktadır. Ancak bölgeler arası salınım modlarının frekansları çok düşük olduğu için neredeyse DC sinyal gibi olduğu için PSS'ler bölgeler arası salınımları sönmöme yetenekleri sınırlı veya yok denecek kadar azdır. Bundan dolayı bölgeler arası salınım modları ile mücadele etmek için özelleştirilmiş sistemler kullanılmalıdır.

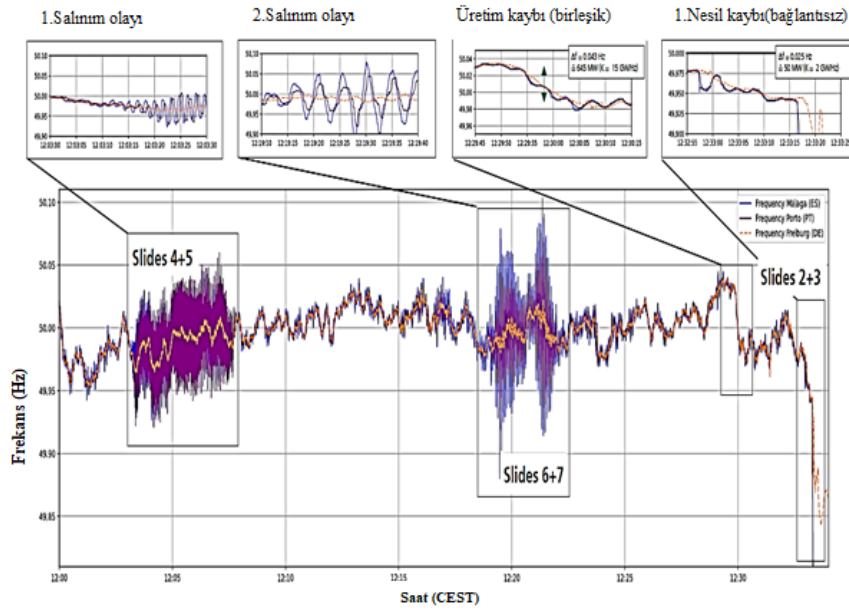
4.2.3. Ülkemizin ENTSO-E Bağlantısı Sonrası Oluşan/Oluşacak Salınımlar

Ülkemizin Kıta Avrupa'sına senkron bağlantısı öncesi birçok analiz yapılarak oluşabilecek bölgeler arası salınımlar tespit edilmiştir. Yapılan dinamik analizlerde yeni bir 0.15 Hz'lik doğu-batı modlu bölgeler arası salınımların oluşacağı tespit edilmiştir. 2010 yılında 3 adet 400 kV iletim hattı ile ENTSO-E'ye bağlantımız öncesinde bu tespit edilen yeni salınım modları için çözüm sunulması ülkemize şart koşulmuştur. Kalıcı bağlantıdan sonra oluşacak bahsedilen frekans aralığındaki salınımların sönmölenmesinde PSS'ler etkin olmadığından farklı çözümler (FACTS cihazları gibi) devreye sokulmuştur. Böylelikle önce 50 MVar gücündeki bir adet STATCOM ve 4 farklı demir-çelik fabrikasında bulunan SVC'lerin bir kısım güçlerinin salınımların sönmölenmesi için gerekli cihazlarla donatılmasına karar verildi. TÜBİTAK-MAM ile yürütölen bu proje rüşünü kanıtladı ve ölkemizin ENTSO-E kalıcı bağlantısına izin verilmiştir.

4.2.4. Büyük Elektrik Şebekelerinde Bölgeler Arası Salınım Örnekleri

Aşağıda geçmişte kaydedilmiş bazı önemli bölgeler arası olayları sunulmaktadır:

- **1996 Batı ABD Blackout Olayı:** WECC sisteminde 0.25 Hz civarında düşük sönmömlü bölgeler arası salınım sonucu kademeli ayrılma ve çöküş yaşanmıştır.
- **2021 Texas Olayı:** Yenilenebilir üretimin kontrol zorlukları nedeniyle lokal ve bölgeler arası modların bastırılabilmesi sistem dengesizliğine neden olmuştur.
- **2025 İber Yarımadası Kesintisi (28 Nisan 2025):** Geniş çaplı inverter-tabanlı üretimin katkısı ve Fransa-İspanya bağlantısındaki salınımlar sonucu frekans kararsızlığı gözlemlenmiştir. Ancak kesintinin direk bölgeler arası salınımlar olduğunu söylemek doğru olmayabilir. Aşağıdaki grafikte blackout öncesi 12:05 ve 12:19'da 2 adet bölgeler arası salınım gözlemlenmiş ancak her iki salınım sonrası sistem frekansı normale dönmüştür. Şekil 40'ta gösterilmiştir.



Şekil 40. İber Yarımadası BlackOut olayı öncesi yaşanan salınımlar [26]

4.2.5. Bölgeler Arası Salınımların Önlenmesi ve Sönümlenmesi İçin Çözüm Önerileri

Bölgeler arası salınımların kontrolü ve bastırılması için çeşitli yöntemler geliştirilmiştir:

WAMS (Wide Area Measurement Systems): PMU (Fazör Ölçüm Birimi) verileriyle gerçek zamanlı osilasyon gözlemi sağlamaktadır.

WADC (Wide Area Damping Control): Geniş alanlı kontrolörlerle aktif sönümlenme yapılmaktadır.

HVDC Bağlantıları ve Güç Elektroniği Tabanlı Kontrol: HVDC sistemleri, güç akışını kontrol edebilme yeteneği sayesinde bölgeler arası salınımları sönümleyebilir. VSC-HVDC sistemleri ile belirli frekanslarda aktif sönümlenme yapılabilmektedir.

Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu ile Gelen Yeni Kontroller Grid-forming İnverter: teknolojileri sayesinde salınımlara duyarlı olmayan ve sönümleyici olarak davranabilen kaynaklar geliştirilmektedir.

Virtual Synchronous Machine (VSM): Yaklaşımları inverterlerin salınım davranışına katkısını azaltabilmektedir.

Yapay Zekâ Tabanlı Tahmin ve Müdahale Sistemleri: Makine öğrenmesi algoritmaları ile modal analiz ve osilasyon tespiti otomatik hale getirilerek önleyici müdahale sağlanabilir.

ENTSO-E sisteminde özellikle 2020 sonrası hızlanan yenilenebilir enerji geçişi, geleneksel sönümlenme kaynaklarının azalmasına ve bölgeler arası salınımlara zemin hazırlamaktadır. Sistem stabilitesinin korunması için geleneksel PSS kontrolörlerinin yanında, inverter tabanlı yeni sönümlenme yaklaşımlarının, WAMS sistemlerinin ve HVDC destekli müdahalelerin

yaygınlaştırılması gerekmektedir. Özellikle FACTS cihazlarının bu konudaki katkı da çok kullanılacaktır. Gelecekte, ENTSO-E'nin bölgesel salınım modlarının sürekli izlenmesi ve yapay zeka destekli kontrol sistemlerinin geliştirilmesi, bu tür salınımların engellenmesinde kilit rol oynayacaktır.

4.3. N-K Kısıtlılıklar ve Özel Korumalar

Bilindiği üzere, her bir iletim operatörü kontrol ettiği alan içerisinde sistem güvenliğini sağlamak zorundadır. ENTSO-E gibi büyük bir senkron alanın içinde bulunan iletim operatörlerinin kontrol ettiği alan sadece kendi ülkesi değildir. Bütün iletim operatörleri enterkonneksiyon bağlantısı olan ülkelerin de sistem güvenliğinden dolayı olarak sorumludur. İletim operatörleri gerçek zamanlı koşullar göz önünde bulundurularak makul bir gelecek zaman dilimi boyunca güvenilir işletim için prosedürlerden ve bunların hazırlanmasından sorumludur. Bu nedenle, her bir iletim sistemi operatörü "ülke içi ve dışında kaskat arızalara sebep olmama" hedefi ile N-1 ilkesi geliştirilmiştir. N-1 ilkesi, oluşabilecek bir dizi olayın birleşimi sonucu ortaya çıkan bir acil durumu önlemek üzerine kurulur [27].

4.3.1. N-1 prensibi

N durumu temelde sağlıklı bir sistem koşulu olup güvenlik limitlerinin karşılandığı bir işletmeye dayanmaktadır. Şekil 41'de görülen N-1 durumu ise sistemdeki herhangi bir teçhizatın – tek bir hat, tek bir ünite, tek bir oto trafo veya güç trafosu, tek bir şönt veya seri ekipman vb. – servis harici olması ile ortaya çıkan yeni durumdur.



Şekil 41. N-1 Kısıtları

Operasyonel güvenlik yönetimi, arıza analizi ilkesi olarak N-1 kriterine dayanmaktadır. “N-1 arıza analizi”, güç sisteminin, mevcut güvenlik sınırlarını ihlal etmeden ve yeni operasyonel duruma uyum sağlarken, bir sistem bileşeninin beklenmedik bir arızasına veya kesintisine her

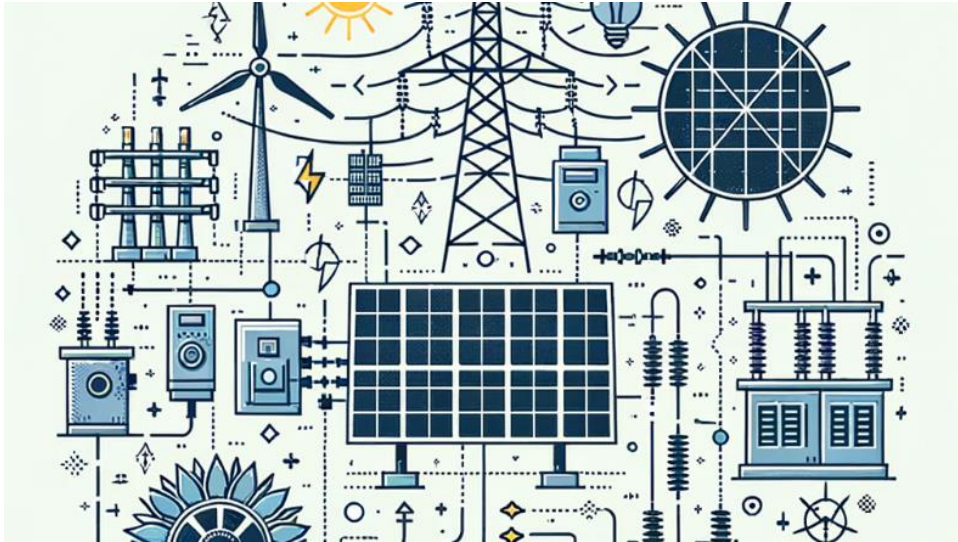
zaman dayanabilmesi anlamına gelmektedir [27]. Bu aşamada kısıt ifadesine bakmak gerekmektedir. Kısıt; önceden tahmin edilemeyen tek bir veya birkaç ağ ögesinin servis harici olması olarak tanımlanmaktadır. Planlanmış bir kesinti bir kısıt değildir. Daha önceden yaşanmış bir kısıt ise planlanmış bir kesinti olarak kabul edilmektedir.

Temelde 3 tip kısıt türü baulunmaktadır:

- Normal Kısıtlar,
- Olasılık Dahilindeki Kısıtlar,
- Olağandışı Kısıtlar [27]

Normal kısıtlar; iletim sistemindeki tek bir elemanın kaybı ile gerçekleşen durumu ifade etmektedir. Örneğin tek bir iletim hattı, tek bir ünite, tek bir trafo, tek bir şönt ekipman ve benzeri kayıplar normal kısıtlara girmektedir. Bu kayıpları oluşturan olasılıklar; teçhizat hasarları, zorlayıcı hava koşulları, terör saldırısı gibi durumlar olabilir. Burada oluşan kısıt durumunun oluşma riski her zaman olduğu için iletim operatörü bu tip kısıtlara her zaman hazırlıklı olmak zorundadır. Olasılık dahilindeki kısıtlar ise örneğin aynı direktte bulunan 2 farklı hattın, transformatör merkezinde birçok hattı bağlayan bir baranın veya bir santrale ait ünitelerin aynı andaki kaybı olarak örneklendirilebilir. Bu tip kısıtların olasılığı normal kısıtlara göre nispeten az olsa da sistemin böyle bir durum gerçekleşmesine dayanımı olmalıdır.

Olağandışı kısıtlardaki durum ise biraz farklıdır. İki hattın bağımsız ve eş zamanlı kaybı, birden fazla baraya sahip toplam bir transformatör merkezinin kaybı, güç salınımları ve benzeri fenomen olaylar veya senkron alan içerisindeki diğer iletim operatörleri kaynaklı durumlar bu kısıtları tanımlar. Bu kısıtların gerçekleşme ihtimali oldukça düşük olsa da önlem alınmayacağı anlamına gelmez. Birbirine bağlı karmaşık güç sistemi Şekil 42’de gösterilmiştir.



Şekil 42. Birbirine bağlı karmaşık güç sistemi

Kısıt yönetimi her iletim operatörünün baş etmesi gereken ilk unsurlardan biridir. Yukarıda da bahsedildiği üzere kısıtları tanımlayan iletim operatörü aynı zamanda bunu bir liste halinde hazır tutar ve gelişen/değişen sistem durumuna göre bu kısıt listesini günceller. N-1 prensibine göre; kısıt listesindeki herhangi bir olay enterkonnekte operasyonun güvenliğini tehlikeye

atmamalıdır. Bu kısıt durumlarından herhangi birinin ardından, iletim sistemi operatörü sorumluluk alanındaki operasyonel durum, sınırlar boyunca yayılan veya sınırların dışında bir etkiye sahip kontrol edilemeyen kaskat kesintinin tetiklenmesine yol açmamalıdır. N-1 durumu sonrasında aşağıdaki koşullar yerine getirilmiş olmalıdır:

- İletim sisteminin tüm noktalarında limitler dahilindeki akışlar,
- Gerilim sapmalarının olmadığı normal işletme voltajları,
- Komşu ülkeleri etkilemeyen ancak ülke içinde kabul edilebilir tüketim kayıpları (genellikle özel koruma fonksiyonları ile aktive olan),
- Kaskat olaylar diğer bir ifadeyle, domino etkisinin sınırlandırılması (yine özel koruma sistemleri marifeti) [27].

Burada bahsedilen kısıtlar her ne kadar N-1 prensibi üzerinden açıklanmış olsa da iletim operatörlerince kısıtlar birçok farklı şekilde anılabilmektedir:

N-1-1 ifadesi: Normal sistem durumundan bir teçhizatın eksilmesi sonrasında Diğer bir ifadeyle, N-1 durumunda oluşan yeni sistemde iletim operatörü olası başka bir teçhizat kaybında yaşanabilecek durumları incelemeye ve gerekli önlemleri almaya başlar. Bu durum geçici N-1-1 güvenliği sağlama halidir. N-1 durumuna sebep olan olayın kesinleşmesi ve o teçhizatın yeniden devreye alınamaması halinde aslında yeni N durumu oluşur kısıt bir planlı kesintiye dönüşmüş olur. Geçici N-1-1 hali de son bulur.

N-2 ifadesi: Bu durum da olasılık dahilindeki kısıtlar kısmında bahsedildiği gibi aynı anda 2 teçhizatın servis harici olması sonucu oluşan kısıtlılık halidir.

N-k ifadesi: Olağandışı kısıtlardaki durumlardaki benzer şekilde normal sistem durumundan sayısı 2’den fazla teçhizatın aynı anda ya da kaskat etkisi ile sırayla servis harici olma durumunu tanımlar. “k” belirsiz bir rakamı ifade eder. Olaya göre değişebilir.

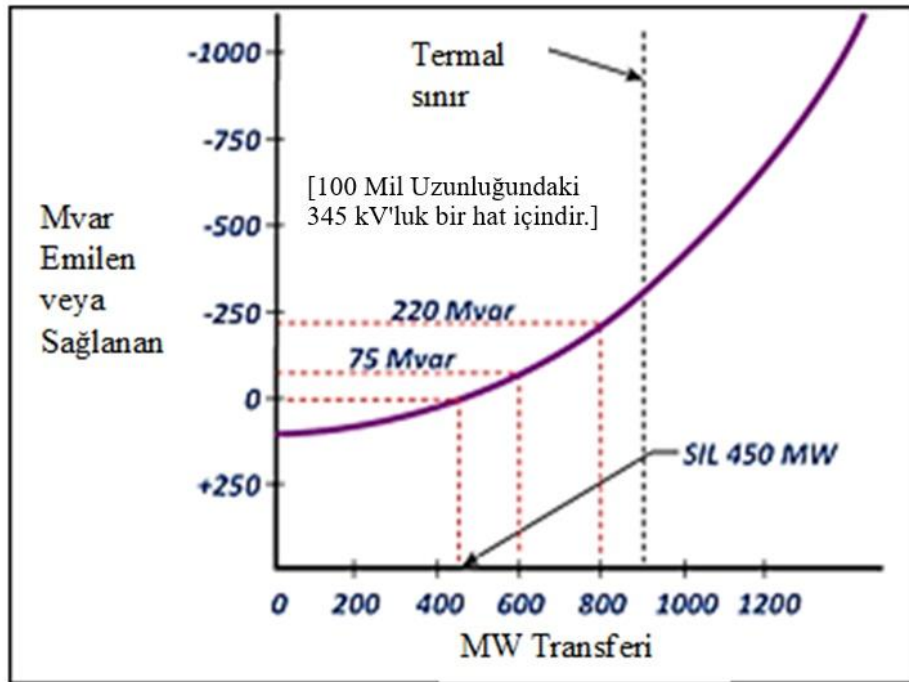
4.3.2. Gerilim Kontrolü ve Reaktif Güç Yönetimi

İletim sistemlerinde gerilim kararlılığı oldukça önemli bir husustur. Öncelikle konuyu temelden incelemek gerekir; Gerilim, şebeke durumuna, diğer bir ifadeyle, şebeke topolojisine, üretim, yük, iletim hattı ve trafo yüklemesine bağlı olarak dalgalanan ölçülen bir fiziksel niceliktir. Bu faktörler güç sistemindeki operatör kararları ve diğer olasılıklar (jeneratörlerin veya iletim bileşenlerinin devre dışı kalması) nedeniyle değişebilir. Gerilim seviyeleri, farklı tesisler tarafından sağlanan reaktif güç üretimi sayesinde korunur. Bilindiği üzere her bir teçhizatın çalışabileceği nominal işletme gerilimleri bulunmaktadır. Bu limitlerin aşılması için gerilim kontrolü şarttır. Şekil 43’de görülmektedir [1].



Şekil 43. İletim Sistemlerinde Gerilim Kontrolü

Çalışma durumlarına bağlı olarak, tüm jeneratörler, yükler ve sistem bileşenleri (hatlar, trafolar) reaktif güç tüketicileri veya üreticileridir. Şebeke, hat üzerinden geçen yük seviyesine ve bazen "doğal güç" olarak adlandırılan dalgalanma empedans (surge impedance) yüklemesine bağlı olarak reaktif güç üretir veya emer bunu Şekil 44'te görmek mümkündür. Diğer bir ifadeyle, bir iletim hattı nominalinden fazla yüklenirse reaktif güç tüketmeye ve böylelikle gerilimlerin düşmesine sebep olmaktadır.



Şekil 44. SIL (Surge Impedance Loading – Dalgalanma Empedansı Yüklenmesi)

Şekilden de görüleceği üzere bir iletim hattının reaktif güç üretmediği ya da tüketmediği yüklenme değeri SIL, diğer bir ifadeyle, dalgalanma empedansı yüklenmesi olarak adlandırılmaktadır. Bu noktanın altındaki aktif güç yüklenmelerinde iletim hattı reaktif üretir ve gerilimi yükseltir. Tam tersi durumda da reaktif güç emen iletim hattı gerilimi düşürmeye başlar. İletim operatörü bu kriterler eşliğinde sistemin gerilim kararlılığı sağlamak adına iletim hat yüklenmelerini takip eder. İletim operatörünün görevi; tüm sistem paydaşlarının reaktif güç değerlerinin istenen seviyede olup olmadığını kontrol etmek ve gerektiğinde çeşitli argümanlarla müdahale etmektir. Bu paydaşlar genellikle üretim tesisleri ve büyük güçlü tüketim merkezleridir. [28]. Aktif gücün aksine, reaktif güç uzun mesafelerde verimli bir şekilde iletilmez. Çünkü reaktif gücün iletimi, sistem bileşenlerinde reaktif güç için ek bir talebe yol açar ve böylece gerilim düşüşlerine neden olur. Kabul edilebilir bir gerilim seviyesi elde etmek için, reaktif güç üretimi ve tüketimi, aşırı reaktif güç iletimini önlemek için mümkün olduğunca birbirine yakın yerleştirilmelidir.

Gerilim kararsızlıklarının birden çok sebebi bulunmaktadır:

- Değişken yükler; özellikle fabrika vb. özel yük profillerine sahip kullanıcıların olduğu bölgelerde değişen tüketim yükleri gerilimde artış ve azalışlara sebep olabilir.
- İletim hatları yük değişimleri; sistemdeki herhangi bir arıza veya üretim-tüketim dengesi değişimleri kaynaklı iletim hatlarında yük değişimleri yaşanır. Yukarıda da bahsedildiği üzere yükü değişen hatlar reaktif güç üretmeye ve tüketmeye başlayabilir. Bu da gerilim değişimlerine yol açar.
- Reaktif güç desteği alınan argümanların yetersizliği veya yükümlü paydaşın yetersiz tepkisi; sistemde bulunan şönt ekipmanların ya da FACTS cihazlarının set edilen gerilim değerlerine ulaşmak için yetersiz kalmasının yanı sıra reaktif güç desteği sağlamakla yükümlü sistem paydaşlarından gelen reaktif desteğin de istenen düzeyde olmaması gerilim kararsızlıklarına yol açar [28].

Gerilim kararsızlıkları genelde iki çeşittir:

- Uzun süreli gerilim kararsızlıkları; dakikalar düzeyinde gelişir. Reaktif güç dengesizliği ile ilişkilidir.
- Kısa süreli gerilim kararsızlıkları; saniyeler içinde oluşur. Güç elektroniği ekipmanları veya dinamik yüklerle ilişkilidir.

Uzun süreli veya kısa süreli kararsızlıklar için farklı önlemler alınabilir. Bunların bir kısmı iletim sistemi planlaması ile ilgiliyken bir kısmı da özel koruma ve benzeri farklı önlemler olarak karşımıza çıkar. Oluşan gerilim kararsızlıklarını önlemek için iletim operatörleri genelde aşağıdaki önlemleri almaktadır:

Geleneksel Kompanzasyon: Reaktif güç, hatlardaki kayıpların artmasına, hattın güç iletim kapasitesinin azalmasına ve gerilim dalgalanmalarına neden olarak güç kalitesini olumsuz etkilemektedir. Geleneksel kompanzasyon yaygın olarak sisteme paralel bağlı kapasitör veya reaktörler ile yapılmaktadır. Bu şönt ekipmanlar transformatör merkezlerindeki kendilerine özel fiderler üzerinden enerjilendirilir. Bu fiderler özellikle kesici gibi yük altında açma kapama

yapabilen devre elemanlarına sahiptir. Kapasitör veya reaktörlerin reaktif güce ihtiyaç duyulan noktaya en yakın yerde konumlandırılmasının sistemin optimum şartlarda çalıştırılmasında katkısı büyüktür. Geleneksel kompanzasyon sistemleri gerilim genliğinin, gerilimin faz açısının ve hat empedansının kontrolüne ilişkin yavaş yük değişimlerinde ve sürekli halde yeterli olabilirler. Ancak kesiciler rastgele anahtarlama yaptıklarından (şebeke gerilimini ve ekipman üzerindeki gerilimi dikkate almaksızın) şönt ekipmanın üzerinde aşırı geçiş akımları oluşabilmektedir. Geleneksel kompanzasyon yöntemlerinin bu gibi durumlarda yetersiz kalması ve çeşitli güç kalitesi problemleri meydana getirmesi nedeniyle FACTS cihazları üzerindeki çalışmalar artmıştır. [28].

FACTS Cihazları: FACTS cihazları güç elektroniği tabanlı olduğundan cevap süreleri daha hızlıdır. Ani reaktif güç talebinin olduğu durumlarda tercih edilebilir. Mevcut hatlar üzerinde kullanılabilir olması, kontrol edilebilir olması, güç akışı kapasitesini artırması önemli avantajlarındandır. Bu cihazlardan en yaygın olanları; Statik Var Kompansatör (SVC), Tristör Kontrollü Seri Kondansatör (TCSC), Statik Kompansatör (STATCOM), Faz Kaydırmalı Transformatör (PST) cihazlarıdır.- [28].

İletim Sistemi Argümanları: İletim operatörü gerilimi değiştirmek için birçok yola başvurabilir. Geleneksel yöntemlerin, FACTS cihazlarının, özel koruma sistemlerinin veya yükümlü paydaşların reaktif gücü dengelemekte yetersiz kalması halinde operatör eski usul yöntemlere başvurabilir. Trafolarda yapılan yük altında kademe değişimleri en önemli argümanlardandır. Bazı durumlarda ise operatör yüksüz diğer bir ifadeyle, reaktif üreten hatları manuel olarak servis harici edebilir. Ya da servis harici bir iletim hattını boşa tek taraflı servise alarak kapasitans etkisi ile gerilimleri yükseltebilir.

İletim Sistemi Planlaması: Anlık sistem işletmesinde yaşanan bazı sorunlar zamanında planlaması iyi yapılmamış bir iletim sistemi kaynaklı olabilir. Yüklü iletim hatlarına alternatif güzergâh oluşturmak, yeni transformatör merkezlerinin ve irtibat hatlarının optimum şekilde sisteme ilave etmek veya reaktif güç destek elemanlarının sisteme entegrasyonu gibi planlama esasları sağlıklı bir sistem işletmesi adına hayati öneme haizdir.

Özel Koruma Sistemleri: İletim sisteminde yaşanan veya yaşanabilecek her durum çok çok hızlı gelişebilir. Milisaniyeler mertebesinde gerçekleşen olaylara verilecek tepkiler de bir o kadar hızlı olmalıdır. İşte bu durumlarda özel koruma sistemleri devreye girer. Çünkü bazen sorunları diğer yöntemlerle çözmek çok maliyetli olabilir. Özel koruma sistemleri ile belirlenen arıza ve eşik değerlerine göre sistemden yük veya üretim atılarak ani tepkiler verilir.

4.3.3. Kısa Devre Güçleri

İletim sistemleri büyüdükçe güçlenir ve nispeten daha stabil hale gelir. Bu durumda teçhizat kısa devre güçleri de yükselmeye başlar. Kısacası herhangi bir arıza durumunda oluşan kısa devre gücü teçhizat kapasitelerine daha da yaklaşır. Bu durumun belli başlı avantajları ve dezavantajları vardır;

- Yüksek kısa devre güçlerinde iletim hattı tekrar enerjilendirmesi kolaydır. Çünkü kapasitans etkisi azılır ve hat sonu gerilimleri çok farklı olmaz.

- Yüksek kısa devre güçlerinde teçhizat seçimleri zorlaşır ve boyutlar/kaplanan alan artar. Tasarımlar karmaşıklaşır ve maliyetler artar.
- Düşük kısa devre güçlerinde iletim hattı tekrar enerjilendirmesi zordur. Çünkü artan kapasitans etkisi ile hat sonu gerilimlerinde afaki değişimler olabilir.
- Düşük kısa devre güçlerinde teçhizat seçimleri nispeten daha kolaydır. [27]

Kısa devre gücü, bir elektrik sisteminde meydana gelebilecek en kötü arıza durumunda (simetrik ya da asimetrik arızalar – üç faz toprak, tek faz toprak vb.) sistemden çekilebilecek ani ve yüksek güç miktarını ifade eder. Genellikle MVA cinsinden ifade edilir ve sistemdeki jeneratörler, transformatörler, iletim hatları ve şebeke bağlantılarının empedanslarına bağlı olarak hesaplanır. Kısa devre gücü; arızanın şiddetini, koruma sistemlerinin ne kadar hızlı tepki vermesi gerektiğini, şalt teçhizatının (kesici, ayırıcı, bara vb.) dayanması gereken termik ve dinamik zorlamaları belirler. [27] İletim operatörleri sürekli olarak kısa devre güçlerini kontrol eder ve özellikle limitlere gelen yerlerde çeşitli manevralar ile sınırların aşılmasına engel olmaya çalışır. Kısa devre güçleri, sistem planlaması aşamasında da şalt teçhizatlarının boyutlandırılması açısından oldukça önem arz eder.

4.3.4. Açık Kararlılığı

Enterkonnekte güç sistemindeki jeneratörlerin senkron kalabilme yeteneği olarak tanımlanan rotor açısı kararlılığı, bozucu etkinin büyüklüğüne bağlı olarak; geçici kararlılık ve sürekli hal kararlılığı başlıkları altında iki grupta incelenir.

Geçici kararlılık, üretim birimlerinin veya büyük güçlü tüketicilerin devre dışı kalması gibi etkilerden sonra sistemin senkron kalıp kalmayacağı ile ilgilidir. Sistemin kararlılığı, bozucu etki öncesindeki çalışma noktasına ve bozucunun şiddetine bağlıdır. Genellikle bozucu etki öncesinde ve sonrasında sürekli hal çalışma noktası farklıdır. [29] Sürekli hal kararlılığı küçük bozulmaya maruz kalan güç sisteminin senkron kalmayı koruyabilmesi ile ilgilidir.

Sistemin küçük bozucu etkiler sonrasındaki davranışı, çalışma noktası, iletim hattı ve jeneratör uyarma tipi gibi birçok faktöre bağlıdır. Güç sistemlerinde küçük bozucu etkiler iki türlü kararsızlığa neden olabilirler. Bunlar senkron olma momentinin yetersiz olması sonucunda rotor açısının sürekli olarak artması ve sönümleyici momentin yetersiz olması sonucunda artan genlikli rotor salınımlarının oluşmasıdır. [29] Büyük açı farkı olan komşu baralar arasındaki elektrik iletim hattının enerjilendirilmesi sistemdeki makinelerin senkronizasyonunu kaybetmesine neden olabilir. Ayrıca büyük senkron alanlarda sürekli etkileşim halinde olan jeneratörler birbirleri arasında çeşitli frekans modlarında salınımlar üretebilir. Lokal veya bölgeler arası olabilen bu salınımların sönümlenmesi gerekir. Rotor salınımlarının önlenmesi veya sönümlenmesi için birçok farklı koruma ve kontrol elemanı bulunmaktadır;

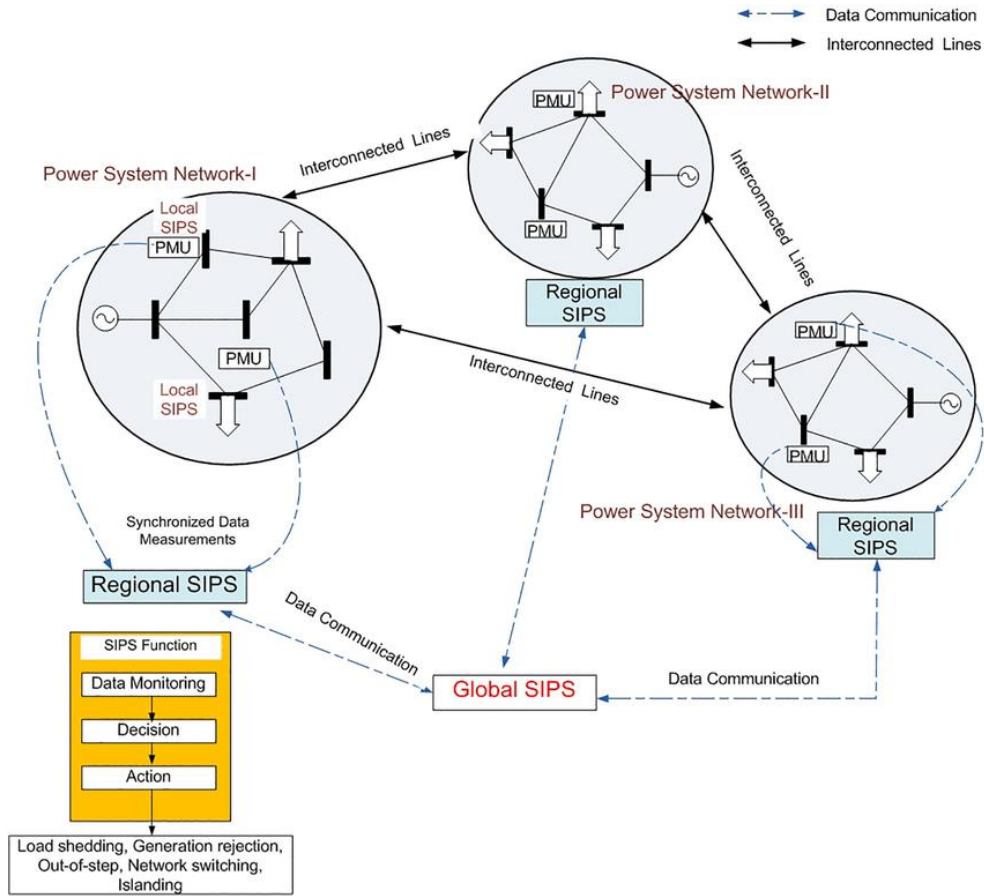
Güç Salınım Dedektörleri (Power Swing Detectors): Senkronizasyon kaybı durumunda, sistemde büyük güç salınımları ortaya çıkar ve bu durum klasik mesafe rölesi tarafından bir arıza olarak görülebilir. Hatların kaotik ve olumsuz şekilde açılmasına yol açar. Güç salınım dedektörleri, yanlış açmayı önlemek için bir güç salınımı engelleme işlevi sağlar. [27]

Otomatik Voltaj Regülatörü (AVR): Jeneratörde ikaz sisteminin en önemli kısımlarındandır. Gerilim regülatörü uyarıcının çıkışını ayarlayarak üretilen gerilim ve reaktif güçteki değişimlerin istenilen sınırlar içerisinde kalmasını sağlar. Ani yük değişimlerinin alternatör çıkışlarında meydana getirdiği gerilim yükselmesi veya alçalması durumunda milisaniyeler mertebesinde müdahale edebilirler ve böylece sistemi kararlı diğer bir ifadeyle, stabil hale getirebilirler. [27]

Güç Sistemi stabilizatörleri (PSS): Konvansiyonel ünitelerde Güç Sistemi Dengeleyicisi tesis edilmesinin amacı, iletim sisteminde meydana gelen salınımları söndürmek, bu sayede de sistemin güvenli, güvenilir ve kararlı işletimine katkı sağlamaktır. Genelde 0.7-2 Hz frekans bant genişliğindeki lokal salınımların söndürülmesinde kullanılır [27].

4.3.5. Sistem Bütünlüğünü Koruma Şemaları (SIPS- Özel Koruma Sistemleri/SPS)

Şu ana kadar, sistem bütünlüğü koruma şemaları için tek bir tanım bulunmamaktadır. Bunun yerine, sistem koruma şeması, özel koruma sistemleri veya düzeltici eylem gibi bunlar için farklı isimler ve farklı tanımlar kullanılmıştır. Uluslararası standartlara bakılacak olunursa, SIPS'in 2020'deki bir IEEE standardı tarafından tanımı şu şekildedir: Sistem Bütünlüğü Koruma Şeması (SIPS), kabul edilemez çalışma koşullarının neden olduğu ciddi sistem acil durumları için güvenliği artırmaya ve bozulmaların yayılmasını önlemeye yarar ve bu sistem koşullarını hafifletmek için kontrol eylemi gerçekleştirilerek güç sistemini stabilize etmek için kullanılır. SIPS örnek diyagramı Şekil 45'te gösterilmiştir.



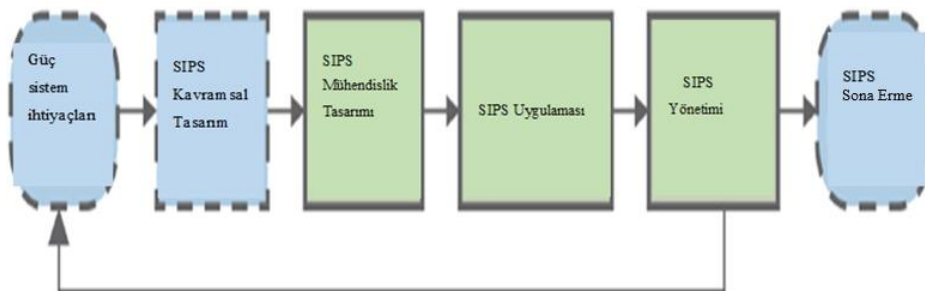
Şekil 45. SIPS örnek diyagramı

Ayrıca Özel Koruma Sistemlerini (SPS) ve Çözüm Eylem Şemalarını (RAS) ve düşük frekans (UF), düşük voltaj (UV) ve adım dışı (OOS) koruma şemalarını da kapsar. 2007 tarihli CIGRE teknik broşürü TB 316 biraz farklı bir tanıma sahiptir. SIPS, Özel Koruma Sistemlerini (SPS), Çözüm Eylem Planlarını (RAS) ve düşük frekans (UF), düşük voltaj (UV), out-of-step (OOS) gibi ancak bunlarla sınırlı olmayan ek planları kapsar. SIPS, herhangi bir SPS ile aynı düzeyde çalışmaları içerir ve çeşitli SPS'ler arasında koordinasyon gerektirir.

2009 tarihli IEEE PES Güç Sistemi Röle Komitesi raporu SIPS' i şöyle tanımlar: SIPS, Özel Koruma Planlarını (SPS), Çözüm Eylem Planlarını (RAS) ve çeşitli emniyet ağlarını kapsar. Bu şemalar, aşırı beklenmedik durumlar nedeniyle oluşan kademeli kesintileri yavaşlatmak ve/veya durdurmak için makul karşı önlemlerin yanı sıra, Düşük Frekans (UF), Düşük Gerilim (UV), out-of-step (OOS) vb. gibi ek şemalar da sağlar. Elektrik acil durumu ve restorasyonu ile ilgili Avrupa şebeke kodu, sistem savunma planının en azından otomatik düşük frekans ve aşırı frekans kontrol şemaları ve voltaj çökmesine karşı otomatik şema içeren sistem koruma şemalarını içermesi gerektiğini belirtir. Bu, bu şemaların SIPS şemsiyesi altında yer aldığı anlamına gelir. [34] Ancak UF, UV ve OOS'un bir SIPS olarak kategorize edip edilmemesinin bölgelere göre farklılık gösterdiğini belirtmek önemlidir. Örneğin ABD'de, düşük frekanslı yük atma (UFLS) koruması genellikle bir SIPS olarak kabul edilmez. [30] Bilindiği üzere özel korumalar birçok sebeple sistemde kullanılabilir. Sadece ülkemiz değil neredeyse bütün sistem operatörleri, hızlı cevap alması gerektiği noktalarda özel koruma sistemlerine başvurur. ENTSO-E'nin 2012 tarihli raporuna göre, Özel Koruma Planlarının olası uygulamaları aşağıdaki şekilde özetlenebilmektedir:

- Güç sistemi operasyonunu iyileştirmek, belirli güç sistemi özelliklerinin getirdiği operasyonel zorluklarla başa çıkmak,
- Güç sistemini sınırlarına yakın çalıştırmak ve planlı kesintiler sırasında yeterli iletim kapasitesini korumak,
- Yetersiz güvenlik marjları durumunda normal veya istisnai türden beklenmedik durumları kontrol altına almak (örneğin, iletim sistemini düzgün bir şekilde geliştirme olanaklarının kısıtlı olması, diğer bir ifadeyle, sınırlı yedeklilik nedeniyle). [30]

Özel koruma sistemlerinin tasarımı oldukça önemlidir. Çünkü bir soruna odaklanan bu sistemlerin başka bir soruna yol açmaması gerekmektedir.



Şekil 46. SIPS tasarım aşaması [30-33]

SIPS'i tasarımı; sistemde ihlallere veya anormalliklere neden olan operasyonel senaryolar ve olasılıklar kümesini belirlemek için sistemin belirli çalışmaları gerekir (Şekil 46). Daha sonra, bu tür seçilmiş operasyonel koşulları ve olasılıkları belirlemek için hangi sistem parametrelerinin ve verilerinin gerekli olduğunu belirlemek gerekir. Üçüncü adım, sorunu aşmak için etkili eylemlerin tanımlanmasıdır. Bunu yapmak için bazı noktalar dikkate alınmalıdır. Koruma sistemleri, işleme ve iletişim gecikme süreleri gibi gereksinimleri bilmek son derece önemlidir. Çünkü bunlar mantığı geliştirmek için mevcut girdileri ve alınacak olası eylemleri gösterir [30-33]. SIPS tasarımı yapılırken eylemler sonrası oluşacak durumları ele almak da çok önemlidir. Kesintiye uğrayacak yük miktarı, bölge, nüfus ya da üretimi sonlanacak üretim kapasitesi vb. bilgilerin net belirlenmesi ve ilgili makamlarca onaylanması gerekir.

SIPS fonksiyonları;

- Verilerin genellikle PMU cihazları ile izlenmesi,
- SIPS algoritmalarının monitörlen verilere göre kararlar vermesi,
- Bu kararların aksiyona geçirilerek gerçekleşmesi,

olarak aşamalandırılabilir.

SIPS'in sistemde harekete geçireceği önlemler aşağıda verilmiştir:

Yük Atma: Bölgesel ya da ulusal düzeyde risk teşkil eden bir üretim fazlası oluştuğunda sistemden belli bir miktar tüketim yükünün atılmasıdır. Burada yük olarak mümkün oldukça mesken yükleri seçilmez ancak soğuk yük besleme mantığına dikkat edilmelidir. Yükler, orta gerilim fiderlerin tek tek ya da direk trafoların servis harici ettirilmesiyle servis harici edilir.

Jeneratör Servis Harici Etme: Yük atmaya benzer şekilde bu sefer tüketim fazlasını oluşturan bir durum gerçekleştiğinde dengenin sağlanması adına belli başlı üniteler servis harici ettirilebilir. Burada ünite seçimleri önemlidir. Genellikle termik santral üniteleri bu işlem için kullanılmaz. Çünkü servis harici edilen ünitenin tekrar devreye girmesi uzun zaman almamalıdır. Bu tip durumlarda genellikle HES üniteleri servis harici edilir.

Kapasitör/Reaktör Anahtarlama: Herhangi bir elektrik iletim hattının servis harici olması sonucu bölgesel bir gerilim çökmesi yaşandığında ya da bir üretim tesisinin herhangi bir sebeple trip etmesiyle gerilim artışı görüldüğünde reaktör veya kapasitörlerin otomatik servis harici ettirilmesiyle bahsedilen durumların önüne geçilebilir.

İletim Hattı Servis Harici Etme: Sistemde yaşanan herhangi bir N-1 durumunda herhangi bir elektrik hattının yüklenmesini engellemek veya yükü yönlendirmek amacıyla bu işlem uygulanabilir.

Ada Bırakma: İletim sisteminde yaşanan bir arıza sonrası genellikle yük yönlendirmesi yapmak için çift anabara merkezlerde kuplaj fiderinin servis harici edilmesi de karşılaşılan bir özel koruma fonksiyonudur.

Out-of-step: Güç akışlarını, voltajları ve akımları izleyen koruyucu rölelerin performansı, sistem voltajlarındaki ve akımlarındaki değişikliklere yanıt verebilir ve ek ekipmanların tetiklenmesine neden olabilir. Böylece sistemi zayıflar. Muhtemelen ardışık kesintilere ve güç

sisteminin büyük bölümlerinin servis harici olmasına yol açabilir. Out-of-step rölelerinin felsefesi kararlı dalgalanmalar sırasında herhangi bir güç sistemi elemanının tetiklenmesini önlemektir.

Aktif/Reaktif Güç Manipülasyonu: Özellikle modern elektrik iletim sistemlerinde yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimdeki payının artması, lokal veya bölgesel salınımların sıklaşmasına sebep olmuştur. İletim sistemi, artık daha hızlı yanıtlar verebilen güç elektroniği tabanlı sistemlere ihtiyaç duymaktadır. İşte bu noktada HVDC sistemleri, batarya teknolojisi ve özellikle FACTS cihazları devreye girerek aktif veya reaktif güçte manipülasyon yaparak özel korumaların ihtiyaçlarını karşılamaktadır.

Sonuç olarak, özel koruma sistemleri incelendiğinde iletim operatörü için yeri geldiğinde çok kullanışlı bir argüman olduğunu görmek zor değildir. İletim planlaması veya planlama kısıtları, ani gelişen durumlar, geçici sistem işletmesi, uluslararası sağlıklı yük alışverişleri ve benzeri birçok sebeple özel koruma sistemleri her zaman kullanılacaktır. Ancak yanlış tasarlanan veya doğru çalışmayan özel koruma sistemleri BrownOut veya BlackOut gibi büyük sistem hatalarına dahi yol açabilir. Sistem operatörünün bu sistemleri sadece bir kez tasarlanıp devreye alınmasından ziyade sürekli doğruluğunun kontrolü ve takibi gereklidir.

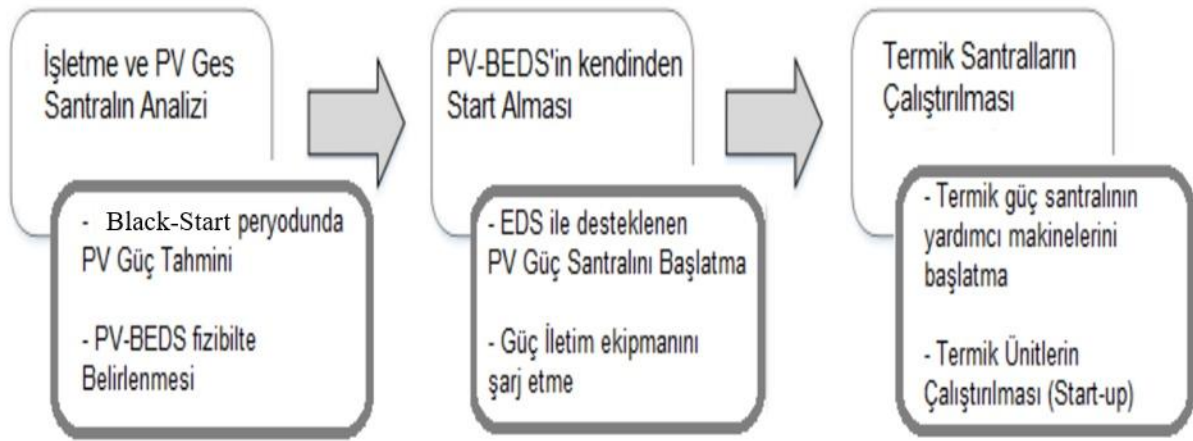
5. GÜÇ SİSTEMLERİNİN KARARLILIĞINI DESTEKLEYECEK BAZI ÇÖZÜMLER

5.1. Depolama Çözümleri

Black start özelliği, elektrik santralının şebeke bağlantısı kesildiğinde veya üretim kapasitesi azaldığında, kendi kendini yeniden devreye alabilmesini sağlar. Enerji depolama sistemleri (EDS), yeniden başlatma sürecinde ihtiyaç duyulan güç dengesini sağlayarak santralin devreye alınmasına katkıda bulunabilir. Enterkonnekte şebekelerin enerji depolama sistemleri ile daha merkeziyetsiz bir yapıya dönüşmesi, sistem arızalarının zincirleme etkilerini önemli ölçüde azaltmaktadır. Örneğin, batarya depolama tesisleri sayesinde frekans kontrolü daha hızlı (faz ölçüm birimleri, PMU) ve etkili bir biçimde gerçekleştirilebilir, böylece santraller black start yöntemiyle kısa sürede devreye alınarak şebeke hızlıca toparlanabilir. Ayrıca, enterkonnekte sistemin bir bölümünde oluşan arızaların diğer bölgelere olan etkisi, depolama sistemleri aracılığıyla minimize edilmektedir (izolasyon etkisi). Elektrik üretim şirketleri, mevcut konvansiyonel santrallerin yanına senkronize batarya depolama sistemleri entegre ederek arz güvenliğini artırmakta ve frekans hizmetlerini daha esnek ve kaliteli hale getirmektedir. İnverter tabanlı enerji sistemlerinin black start yeteneğine sahip olması gerektiği gibi, depolama sistemlerinin de minimum enerji ihtiyacı bulunmaktadır. Bu enerji gereksinimleri, sistemin yeniden yapılanma sürecindeki BESS (Batarya Enerji Depolama Sistemi) rolüne bağlı olarak değişiklik göstermektedir. Örneğin, yalnızca tek bir jeneratörün yardımcı yükünü yeniden beslemek amacıyla kullanılan BESS ile birden fazla üretim birimine marş gücü sağlamak üzere tasarlanan pompalı depolama tesislerinin enerji ihtiyaçları farklıdır [34-35]. Güç sistemi restorasyonunda BESS kullanımı hâlen erken aşamalarda; ancak bazı bölgelerde, frekans düzenleme veya black start gibi destekleyici hizmetler sunmak için BESS'in kullanımı mevcut

uygulamalara entegre edilmektedir. Almanya’da, BESS kullanılarak komşu tesislerin yardımcı güç ihtiyaçlarının karşılanması yoluyla başarılı black start uygulamaları gerçekleştirilmiştir. Bu yöntem, black start kapasitesi bulunmayan ancak BESS sistemine yakın konumdaki büyük tesislerin yeniden devreye alınmasını mümkün kılmaktadır. Ayrıca, BESS black start kaynakları olarak ya da sistemin yeniden yapılandırılması sırasında oluşabilecek voltaj ve frekans dalgalanmalarını azaltmak amacıyla kullanılabilir; bunun etkinliği, BESS’in tasarımına ve kapasitesine bağlıdır. Depolama sistemlerinin başlıca kısıtlamaları, kurulum yerleri ve mevcut enerji rezervleri ile ilgilidir. Ekonomik koşullar uygun olduğu takdirde, BESS’in geleneksel santrallerle birlikte kullanılarak black start hizmeti vermesi beklenmektedir. BESS’e dayalı elektrik şebekesinin black start süreci Şekil 47’de görülmektedir [36-37].

Fotovoltaik (PV) sistemlerle entegre BESS (PV-BESS) black start kaynağı olarak kullanıldığında, PV üretiminin düzensizliği ve belirsizliği nedeniyle, sadece PV üretiminin mümkün olduğu zamanlarda black start işlemi gerçekleştirilebilir. Dolayısıyla, black start süreci başlamadan önce PV-BESS’in bu işlemi destekleyip destekleyemeyeceği belirlenmelidir [38-41].



Şekil 47. BESS’e dayalı elektrik şebekesinin black start süreci

5.2. Gaz Türbini ve Pompaj Çözümleri

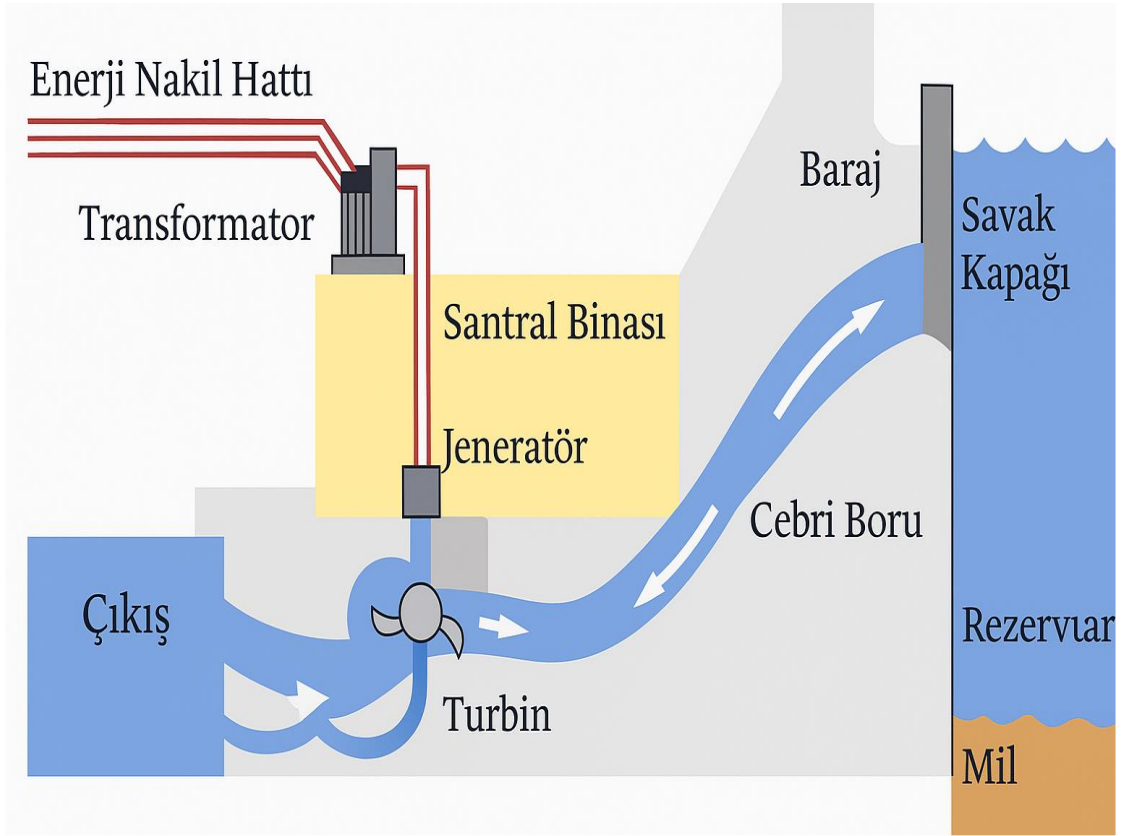
Gaz türbinleri, yüksek operasyonel esneklikleri sayesinde hızla yeniden devreye alınabilir (genellikle 30 dakika içerisinde). Ancak, bu türbinlerin yardımcı yük kapasiteleri sınırlıdır; büyük gaz türbinlerinde bu kapasite yaklaşık 500 kW civarındadır. Bununla birlikte, gerekli güç, kompresörlerin beslemesini içermekte olup, nominal kapasitenin yaklaşık %3 ila %4’ü kadar bir değere tekabül etmektedir. Çeşitli gaz türbini tipleri bulunmakla birlikte, büyük boyutlu türbinler bile soğuk durumdayken bile hızla yeniden başlatılabilme kapasitesine sahiptir. Aero türevli gaz türbinleri gibi daha küçük türbinler, teorik olarak 15 ila 30 dakika içinde yeniden başlatılabilmekte olup, bu tür türbinler yüksek esneklik gösterir. Bununla birlikte, bu tür makinelerin ataletleri düşük olduğundan, bu ünitelerin zayıf bir elektrik şebekesinde çalıştırılması bazı operasyonel zorlukları beraberinde getirebilir [40].

5.2.1. Kombine Çevrimli Pompaj Gaz Türbini

Kombine çevrimli gaz türbini santralleri, bir veya daha fazla gaz türbini, ısı geri kazanımlı buhar jeneratörü ve bir buhar türbininden oluşan entegre sistemlerdir. Bu tür tesislerin başlatılması ve yeniden devreye alınması açısından en önemli kısıtlamalar, özellikle buhar türbininde ortaya çıkmaktadır. Buhar türbini, önemli bir yardımcı yük gereksinimine sahiptir ve sıkı termal sınırlamalara tabi tutulur. Gaz türbinlerinin yardımcı yükleri ise genellikle daha düşüktür; büyük gaz türbinlerinde bile bu değer genellikle 1 MW'dan azdır. Ancak, buhar türbinlerinin yardımcı yük gereksinimleri, 400-500 MW kapasiteye sahip kombine çevrimli gaz türbinli santraller için 5 MW'a kadar çıkabilmektedir. Isı geri kazanımlı buhar jeneratörünün yeniden başlatılması için, buhar üretim süreçlerine dair yardımcı ünitelerin çoğuna enerji verilmesi gerekmektedir. Buhar türbininin termal sınırlamaları, özellikle tamburlu kazan sisteminde belirginleşmektedir. Bu kazanlarda sıcaklık dikkatlice kontrol edilmeli ve ani değişimlerden kaçınılmalıdır [33-37].

5.2.2. Hidro / Pompaj Depolama (PHDES)

Hidroelektrik üniteleri, black start özelliği sağlama konusunda son derece verimlidir. Yardımcı ekipmanları oldukça küçüktür ve türbinler hızla yeniden devreye alınabilir. Bununla birlikte, hidroelektrik ünitelerinin ana sınırlamaları, sağlanan enerji miktarının kısıtlı olmasından kaynaklanmaktadır. Black start rezervi olarak kullanılabilmesi için, belirli bir miktar su hacmi sürekli olarak muhafaza edilmelidir. Hidroelektrik santraller (HES), akarsuların kinetik ve potansiyel enerjilerini elektrik enerjisine dönüştüren sistemlerdir. Bu enerjinin miktarı, suyun akış yüksekliği ve düşüş hızına bağlı olarak değişir. Büyük bir nehirde akan su, büyük miktarda potansiyel ve kinetik enerji taşır. Kanal ya da cebri boru hatlarıyla yönlendirilen su, türbinlere doğru iletilir ve türbin kanatlarına çarparak enerjisini bu kanatlara aktarır. Kanatlar, jeneratöre bağlı türbin milini döndürerek mekanik enerjiyi elektrik enerjisine dönüştürür. Bu işlemle, suyun enerjisinden elektrik üretimi sağlanır. Şekil 48'de hidroelektrik santrallerin genel enerji dönüşüm şeması gösterilmektedir. Hidroelektrik santraller, termik santrallerle karşılaştırıldığında, hızlı bir şekilde devreye girebilen ve çıkabilen sistemler olup, pik yük talebine hızlı bir şekilde yanıt verebilmektedirler. Ancak, hidroelektrik santrallerin enerji üretim kapasitesi, bazı durumlarda ciddi enerji ihtiyaçlarını karşılamakta yetersiz kalabilir. Bu nedenle, farklı tipteki santrallerin çalışma süreleri ve tam kapasiteye ulaşma süreleri Tablo 6'da verilmiştir. Puant yük ihtiyacı dikkate alındığında, klasik hidroelektrik santraller ve pompaj depolamalı santrallerin diğer sistemlere kıyasla daha avantajlı olduğu anlaşılmaktadır.



Şekil 48. Hidroelektrik güç üretimi

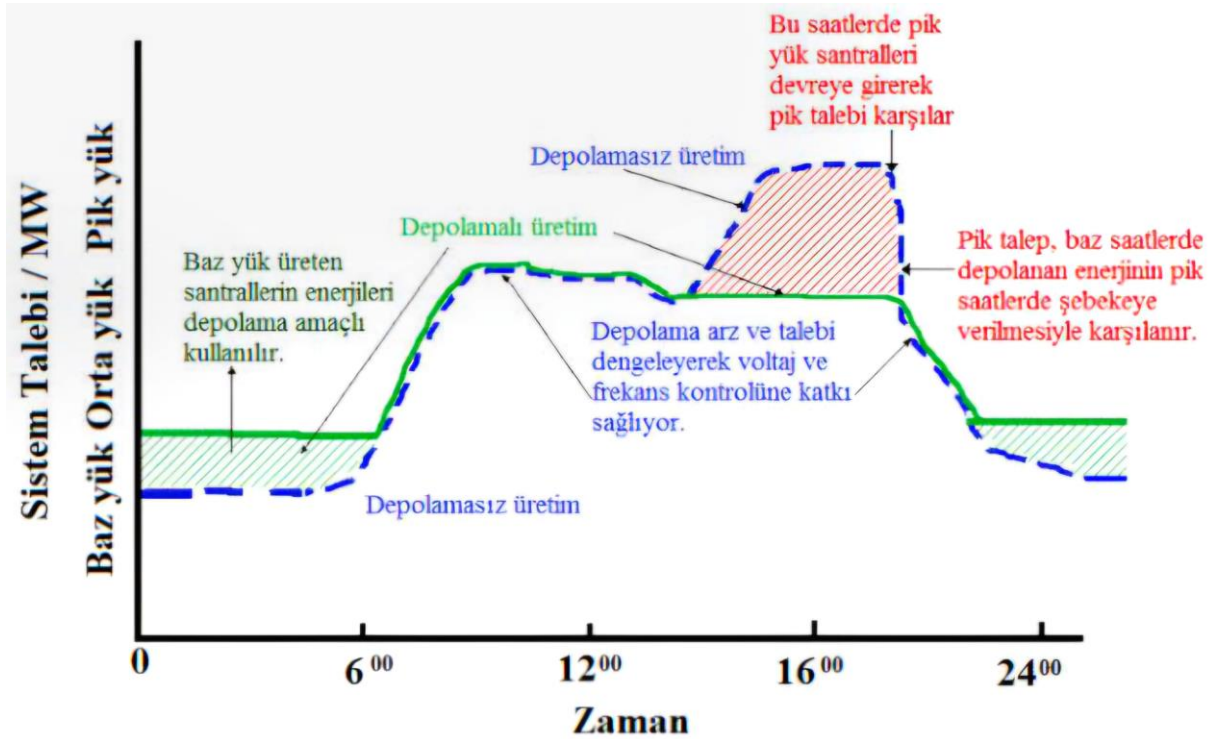
Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerde, iki ayrı rezervuar bulunur: alt ve üst rezervuarlar. Bu rezervuarlar nehir, doğal göl, mevcut baraj rezervuarı, deniz ya da yeni inşa edilen yapay havuzlar olabilir. Enerji talebinin yüksek olduğu veya elektrik fiyatlarının pahalı olduğu zamanlarda, üst rezervuarda biriktirilmiş suyun alt rezervuara düşürülmesiyle elektrik enerjisi üretilir. Enerji talebinin düşük olduğu zamanlarda ya da elektrik fiyatlarının ucuz olduğu durumlarda ise pompa çalıştırılarak su, alt rezervuardan üst rezervuara yükseltilir.

Tablo 6. Santral Tipleri

Proje Tipi	Çalışma ve Tam Kapasiteye Ulaşma Süresi
Klasik Hidroelektrik Santraller	3 – 5 Dakika
Pompaj Depolamalı Santraller	3 – 5 Dakika
Fuel-oil Santralleri	3 Saat
LNG-Doğalgaz Santralleri	3 Saat
LNG-Çevrim Santralleri	1 Saat
Kömür Santralleri	4 Saat
Nükleer Santraller	5 Gün

Bu tür sistemlerde su alma yapıları, genellikle üst veya alt rezervuarın yanında konumlandırılabilir. Yeraltı santralleri olarak yapılan pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerinde, su iletim yapısı olarak çoğunlukla basınçlı kuyu ve enerji tünelleri kullanılır.

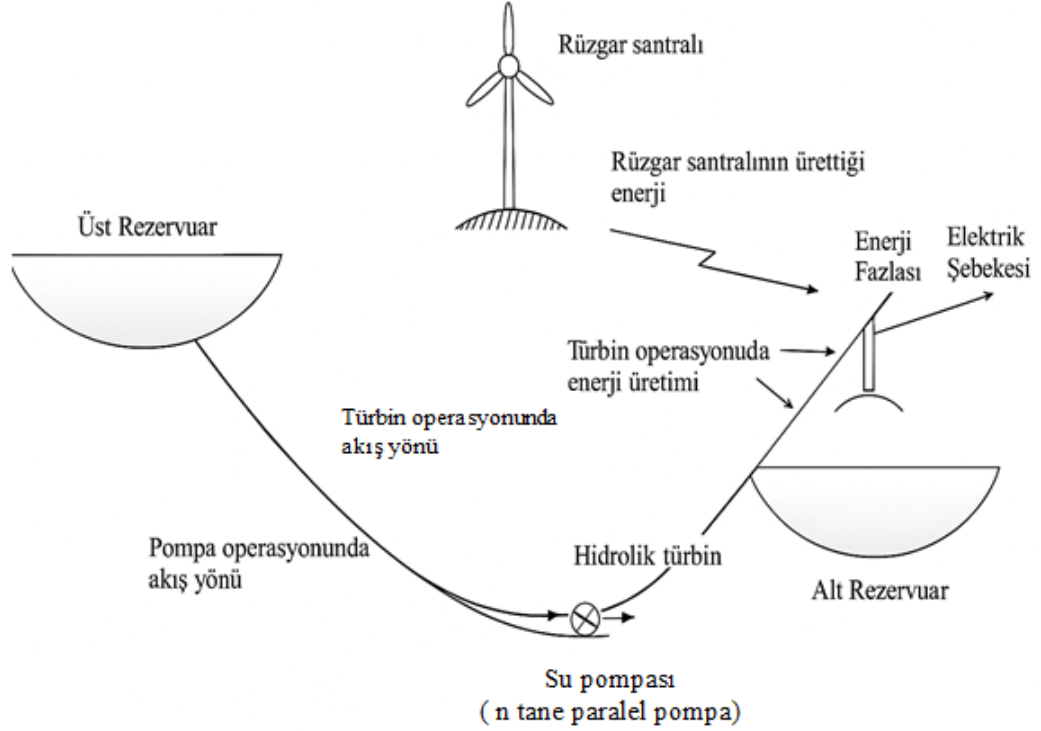
Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerde, pompa ve türbin elemanlarının tersinir olarak kullanılabilmesi önemli avantajlar sunmaktadır. Tersinir pompa-türbin ile puant zamanlarda sistem türbin olarak çalıştırılarak enerji üretilir ve aynı zamanda pompa ile su, üst rezervuara gönderilerek enerji depolanır. Şekil 50’de, pompa operasyonu ile şebekeden enerji çekilerek suyun alt rezervuardan üst rezervuara depolanması ve türbin operasyonu ile suyun üst rezervuardan alt rezervuara düşürülerek enerji dönüşümü açıklanmıştır. Ayrıca, rezervuarlı hidroelektrik santrallerin pik yük ihtiyaçlarına depolama tesislerinin katkısı Şekil 49’da gösterilmektedir. Bu şekilde, elektrik fiyatlarının düşük ve talebin az olduğu baz yük zamanlarında, şebekeye verilemeyen enerji ya da düşük kapasitede çalıştırılmak zorunda kalan santrallerin depolama işlemiyle minimum yükü yükselterek, yüksek talep dönemlerinde maksimum yükün düşürülmesine katkı sağladığını göstermektedir [41].



Şekil 49. Pompaj/Depolamalı Sistemler İçin Yük Profili

Bu süreç, sistemin yük faktörünü artırarak verimliliği artırır. Pompaj depolamalı santraller, yalnızca elektrik enerjisi üretmek amacıyla değil, aynı zamanda puant zamanlarda ihtiyaç duyulan enerjinin düşük talep zamanlarında depolanması ve yüksek talep dönemlerinde arz edilmesi amacıyla kullanılmaktadır. Ayrıca, talebin düşük olduğu zamanlarda, santrallerin düşük kapasitede çalıştırılması gerekliliği ortadan kalkar ve diğer santraller tam kapasite çalıştırılarak enerji depolanabilir. Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler, hidrolik, termik, nükleer ve rüzgâr santrallerinden oluşan enterekte sistemlerin günlük, haftalık ya da sezonluk işletme şartlarını düzenleyebilir. Geleneksel hidroelektrik santrallerde olduğu gibi, enerji talebinin düşük olduğu durumlarda sistem durdurulabilir. Pompaj depolamalı sistemler, üretilen enerjiyi güvenilir hale getirmek için, kesintili üretim yapan güneş ve rüzgâr enerjisi santralleri ile entegre edilebilmekte, aynı zamanda termik ve hidroelektrik santrallere de bağlanabilmektedir. Bu entegre sistemlerin inşası, uzun dönemli arz güvenilirliğini sağlamaktadır. Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrallerin yük tevzi açısından avantajları

bakacak olursak ise; pompaj depolamalı hidroelektrik santraller, enerji sistemlerinin esnekliğini ve güvenilirliğini artırmak açısından çeşitli faydalar sunmaktadır:



Şekil 50. Pompaj Hidroelektrik Sistemlerinin karma bir sistemle çalışma diyagramı

- **Hızlı Tepki ve Devreye Alınma Süresi:** Elektrik iletim sistemlerinin güvenli bir şekilde çalışabilmesi için operatörlerin saniyelerden saatlere uzanan zaman dilimlerinde yedek enerji kaynaklarını devreye alabilecek kapasitede olması gerekir. Hidroelektrik santraller, birkaç dakika içerisinde tam kapasiteye ulaşabilme özellikleriyle ani yük değişimlerine etkin biçimde yanıt verebilir ve bu da onları değerli bir enerji kaynağı hâline getirir.
- **Yük Dengeleme (Balanslama):** Elektrik tüketiminin sürekli dalgalanması, şebeke frekansı ve geriliminde istikrarsızlıklara neden olabilir. Bu tür durumlarda, pompaj depolamalı sistemler enerji arzını dengeleyerek şebekenin kararlı bir şekilde çalışmasına katkı sağlar. Şekil 50’de gösterilmiştir.
- **Black Start Kabiliyeti:** Elektrik şebekesinin tamamının devre dışı kaldığı durumlarda birçok enerji üretim tesisi dış kaynaktan enerjiye ihtiyaç duyar. Ancak hidroelektrik santraller, dış bir elektrik kaynağına gereksinim duymadan devreye alınabilmeleri sayesinde, sistemin yeniden ayağa kaldırılmasında kritik bir rol üstlenir.
- **Enerji Depolama Yeteneği:** Bu sistemler, düşük talep dönemlerinde ucuz maliyetli elektrik enerjisini kullanarak suyu üst rezervuara pompalamakta; yüksek talep ve yüksek fiyat dönemlerinde ise bu suyu türbinlerden geçirerek elektrik üretmektedir. Böylece sistem, arz ve talep arasındaki dengesizliği azaltarak şebeke stabilitesine katkı sunar.

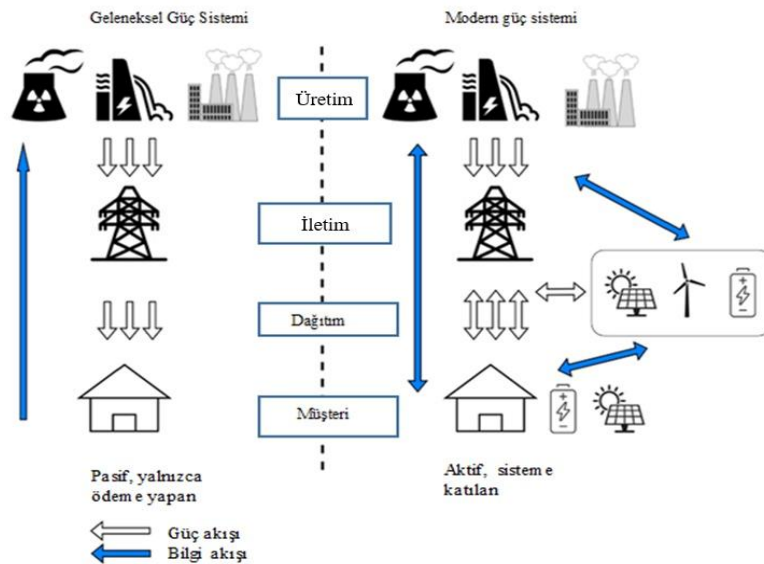
Tüketici açısından değerlendirildiğinde, puant yük saatlerinde elektrik fiyatlarının yüksekliği ve arz güvenliğindeki belirsizliklerin azaltılması pompaj sistemlerinin kullanımını avantajlı hâle getirmektedir. Ancak üretici perspektifinden bakıldığında durum daha karmaşıktır. Serbest

piyasa koşullarında elektrik fiyatları arz-talep dengesine göre belirlendiğinden, bu sistemlerin üreticiye ekonomik fayda sağlaması her zaman mümkün olmamaktadır. Bu nedenle, enerji arz güvenliği ve piyasa istikrarının sağlanması devletin sorumluluğu altında değerlendirilmelidir [42]. Pompaj depolamalı santrallerin yaygınlaştırılması ve ekonomik açıdan cazip hâle getirilmesi için teşvik mekanizmalarının oluşturulması ve yasal düzenlemelerin yapılması uygulamaların da devlet destekleri ile hayata geçirilmesi mümkündür.

5.3. FACTS Çözümleri

Cigre, FACTS'ı şu şekilde tanımlar: "İletim ve Dağıtım şebekelerinde kullanılan Güç Elektroniği Cihazları, Statik Var Kompanzatör (SVC), Statik Kompanzatörler (STATCOM), Tristör Kontrollü Seri Kompanzasyon Sistemleri (TCSC) gibi kontrollü şönt ve seri reaktif güç ile terminalleri arasında aktif güç transferi yapabilen, şönt ve seri reaktif güç kontrolü sağlayan cihazlar ve enerji depolama kapasitesine sahip cihazları içerir." IEEE'nin FACTS için yaptığı tanım ise: "Kontrol edilebilirliği ve güç aktarım kapasitesini artırmak için güç elektroniği tabanlı ve diğer statik denetleyicileri içeren alternatif akım iletim sistemleridir." [40]

Geleneksel elektrik şebekeleri modern elektrik şebekelerine evrildikçe yenilebilir enerji kaynaklarının üretimdeki payı artmakta ve sistem yönetimi karmaşılaşmaktadır. Bu zorluğun ana sebepleri; özellikle güneş elektrik üretim santrallerinin dağıtım seviyesinden bağlanması ve bu santrallerin sistem operatörünce anlık izlenememesi ve hatta aynı dağıtım fideri üzerinde tüketim olduğu için durdurulamaması olarak sıralanabilir. Ayrıca rüzgâr ve güneş elektrik santrallerinin artışı sistem ataletini de düşürmektedir.



Şekil 51. Geleneksel (Konvansiyonel) ve Modern Elektrik Sistemleri Karşılaştırması

Geleneksel elektrik şebekelerinde;

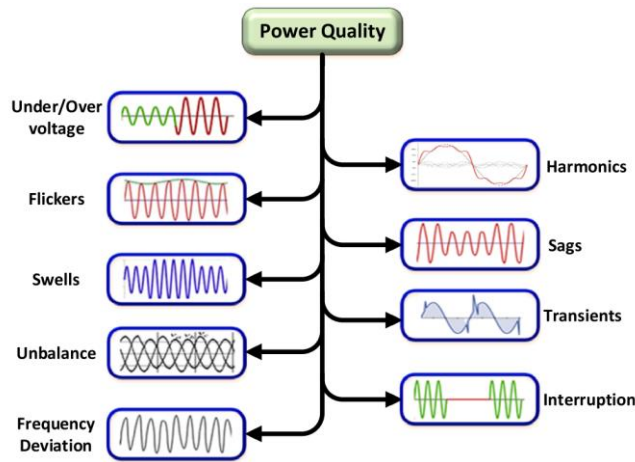
- Merkezi güç üretimi ve radyal şebeke,
- Gaz, Kömür, Nükleer ve Hidro gibi geleneksel güç santralleri,

- Gerilim kontrolü, atalet ve sistem gücü sağlayan senkron jeneratörler aracılığıyla bağlanan geleneksel santraller,
- Yüksek voltajdan düşük voltaja tek yönlü güç akışı,
- Geçmiş verilere ve deneyime dayalı operasyon gibi sistem operatörünün elini güçlü kılan bir sistem bulunmaktadır.

Modern elektrik şebekelerinde ise;

- Yüksek yenilenebilir enerji,
- Senkron jeneratörler aracılığıyla bağlanan daha az tesis,
- Çok yönlü güç akışı,
- Dağıtık üretim,
- İşlemin daha çok gerçek zamanlı verilere dayanması gibi sistem operatörünü her geçen gün zorlayan bir sistem yapısı bulunmaktadır.

Söz konusu sebeplerden ötürü mevcut modern elektrik şebekelerinde esneklik ve sistem güvenliğinin sağlanması adına FACTS cihazlarının, diğer bir ifadeyle Flexible AC Transmission System – Esnek AA İletim Sistemleri cihazlarının sisteme entegrasyonu gereklidir. Güç elektroniği tabanlı bu sistemler çok hızlı değişen dinamik iletim sistemlerine cevap verebilen yarı iletken cihazlarla donatılmaktadır. FACTS cihazları, Alternatif Akım (AA) güç sistemindeki voltajları kontrol etmenin yanı sıra sistemlerdeki güç akışlarını kontrol etme sorunlarıyla karşı karşıya kalan elektrik mühendislerine ve güç sistemi planlayıcılarına yardımcı olmak için tasarlanmıştır. FACTS cihazları, elektromekanik olarak anahtarlanmış sistemlerle elde edilebilenden daha hızlı tepki sağlayan güç yarı iletkenlerini kullanır. Önemli bir arıza diğer bir ifadeyle, bozulmadan sonra güç sistemini stabilize etmek için kullanılabilen reaktif güç enjeksiyonunu modüle etmek için de FACTS cihazları kullanılabilir. Bazı FACTS cihazları ise sistem sönümlemesi için aktif güç enjekte edebilir [43].



Şekil 52. Modern Elektrik Şebekesi Güç Sistemi Kalite Sorunları [45]

Modern elektrik şebekelerinde birçok güç sistemi kalite sorunu ile karşılaşılabilir. Bu sorunların en önemlileri olan dengesiz faz dağılımı, frekans salınımları, harmonikler ve gerilim azalış/artışları sistem operatörünü çokça zorlayan etmenlerdir. Bu zorlukların önüne geçmek için FACTS cihazları kullanılır.

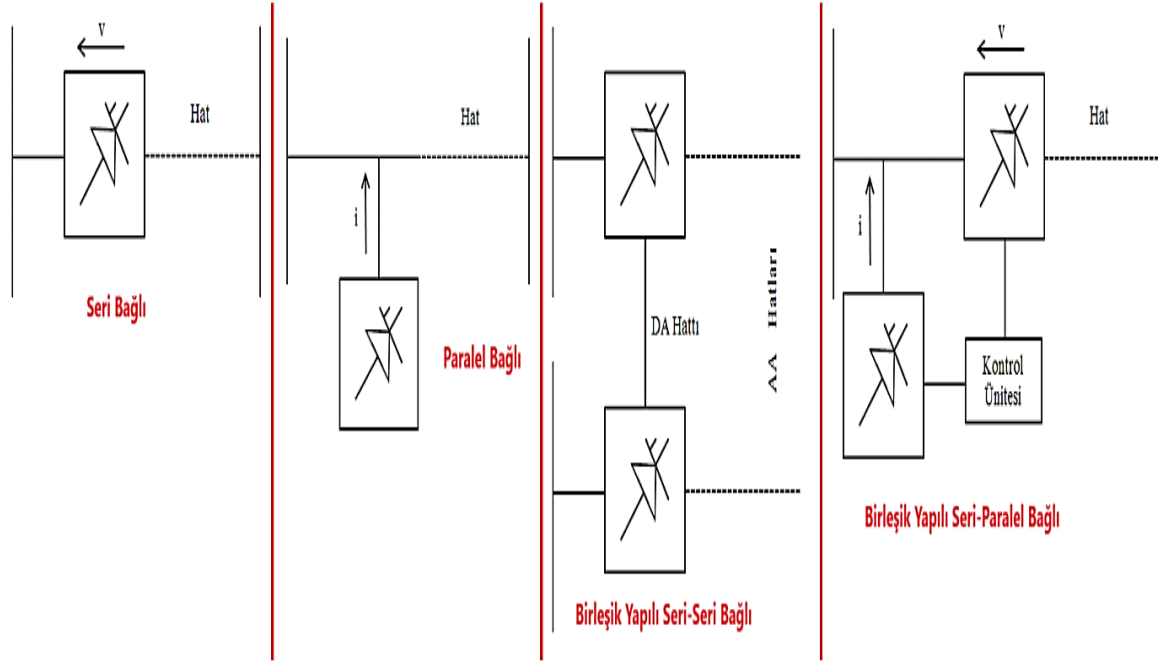
5.3.1. FACTS Cihazlarının Sınıflandırılması

FACTS cihazlarındaki gelişmeler, bu cihazların sınıflandırılması ihtiyacını doğurmuştur. Teknolojik özelliklerine göre FACTS cihazları; Tablo 7’de görüldüğü gibi tristör kontrollü ve gerilim kaynaklı anahtarlama çeviriciler olmak üzere iki grupta sınıflandırılabilir.

Tablo 7. Teknolojik özelliklerine göre FACTS sınıflandırması [41]

FACTS Cihazı Grubu	1. Grup	2. Grup
Kullanılan Eleman Tipi	Tristör Kontrollü Elemanlar	Gerilim Kaynaklı Anahtarlama Çeviri Elemanlar (GTO, IGBT, IGCT, MCT)
FACTS Cihazı	Anahtarlama Frekansında 2-3 Döngü	Anahtarlama Frekansında 1-2 Döngü
Cevap Hızı	Hızlı	Hızlı

FACTS cihazlarının gelişiminin temel taşı tristörlerdir. Birinci grup FACTS cihazları anahtarlama ve düzenleme elemanı olarak geleneksel tristörleri kullanırlar. Tristörler de kapasitör ve reaktörler ile kademe değiştirebilen transformatörleri kontrol ederler. Burada amaç bu güç sistem bileşenlerinin cevap verme sürelerini hızlandırmaktır. Statik VAR Kompanzatör (Static VAR Compensator – SVC), Tristör Kontrollü Seri Kapasitör (Thyristor-Controlled Series Capacitor – TCSC) ve Tristör Kontrollü Faz Kaydırıcı (Thyristor-Controlled Phase Shifter – TCPS) birinci grup tristör kontrollü FACTS cihazlarından [44]. İkinci grup FACTS cihazları, kapasitör ve reaktör bankları kullanmaksızın iletim hatları kompanzasyonu için kendinden komütasyonlu doğru akımı alternatif akıma çeviren elemanları kullanırlar. Statik Senkron Kompanzatör (Static Synchronous Compensator – STATCOM), Statik Senkron Seri Kompanzatör (Static Synchronous Series Compensator – SSSC), Birleştirilmiş Güç Akış Kontrolörü (Unified Power Flow Controller – UPFC) ve Hatlararası Güç Akış Kontrolörü (Interline Power Flow Controller – IPFC) ikinci grup gerilim kaynaklı anahtarlama çevirici FACTS cihazlarından. Yeni teknolojilerde genellikle IGBT ve türevleri daha sık kullanılmaktadır [44].



Şekil 53. Sisteme bağlanma şekline göre FACTS cihazları

FACTS cihazları güç sistemine bağlanma şekillerine göre seri bağlı, paralel bağlı, birleşik yapılı seri-seri bağlı ve birleşik yapılı seri-paralel bağlı olmak üzere dört gruba ayrılır.

Tablo 8. FACTS cihazlarının sınıflandırılması ve kontrol nitelikleri [44]

FACTS Cihazı	Bağlantı Şekli	Kontrol Nitelikleri
Tristör Kontrollü FACTS Cihazları		
SVC	Paralel	Gerilim kontrolü, VAR kompanzasyonu, Geçici ve dinamik kararlılık, Gerilim kararlılığı, Salınımları sönümleme
TCSC	Seri	Akım kontrolü, Geçici ve dinamik kararlılık, Gerilim kararlılığı, Salınımları sönümleme, Hata akımı sınırlama
Gerilim Kaynaklı Anahtarlama Çevirici FACTS Cihazları		
STATCOM	Paralel	Gerilim kontrolü, VAR kompanzasyonu, Geçici ve dinamik kararlılık, Gerilim kararlılığı, Salınımları sönümleme

SSSC	Seri	Akım kontrolü, Geçici ve dinamik kararlılık, Gerilim kararlılığı, Salınımları sönümleme, Hata akımı sınırlama
UPFC	Birleşik Yapılı Seri-Paralel	Aktif ve reaktif güç kontrolü, Gerilim kontrolü, VAr kompanzasyonu, Geçici ve dinamik kararlılık, Gerilim kararlılığı, Salınımları sönümleme, Hata akımı sınırlama
IPFC	Birleşik Yapılı Seri-Seri	Gerilim kontrolü, Reaktif güç kontrolü, Geçici ve dinamik kararlılık, Gerilim kararlılığı, Salınımları sönümleme

FACTS cihazlarının Tablo 8’de yer alan kontrol niteliklerine göz atılacak olursa sistem operatörüne esneklik sağlayan birçok fayda sağladığı açıktır. Özellikle gerilim kararlılığının sağlanması adına reaktif güç kompanzasyonu, dinamik kararlılık ve bölgeler arası salınımların sönümlenmesi gibi fonksiyonlar belki de BrownOut veya BlackOut gibi sonuçlarla sonlanabilecek domino etkisi arızalarının önüne geçilmesi için oldukça önemlidir. Tüm FACTS cihazlarının sistem anlık durumuna göre otomatik tepki vermesi operatörün elini oldukça güçlendirmekte ve insan eliyle yapılamayacak işlerin yapılmasını sağlamaktadır.

5.3.1.1. Statik VAr Kompanzatör (SVC)

SVC güç sistemine paralel bağlanarak, gerilim gibi güç sistem parametrelerini kontrol etmek için duruma göre reaktif güç üreten veya tüketen FACTS cihazlarından biridir. Devamlı reaktif güç üretebilen veya tüketebilen, cevap verme süresi yüksek olan, sınırsız bir aralıkta çalışabilen, güvenli ve işletme esnekliğine sahip cihazlardır. SVC’ler güç sistemlerinde ağırlıklı olarak gerilim kontrolü ve sistem kararlılığını iyileştirme amaçlı kullanılır. İstenilen gerilim seviyesinin elde edilip devamının sağlanması açısından otomatik gerilim regülatörlerine benzer biçimde çalışırlar. SVC’nin hareketli veya dönen bir parçası olmadığından açılımında “statik” kelimesi kullanılmaktadır. Yüksek kapasiteli SVC’ler genellikle demir-çelik fabrikalarında bulunur. Buradaki ana amaç ark ocağında yapılan ve oldukça değişken güç çekişlerine sahip potada demir eritme işlemlerinden kaynaklı ani gerilim dalgalanmalarının önüne geçmektir [44].

Örnek tasarım GE Vernova'ya ait olan aşağıda verilen klasik bir SVC saha yerleşim şeması, sistemdeki ana bileşenlerin sahaya yerleşimini göstermektedir.



Şekil 54. Klasik bir SVC saha yerleşim şeması

5.3.1.2. Tristör Kontrollü Reaktör (TCR)

Bir fazlı temel bir TCR, birbirine zıt yönlü paralel tristörlerinden ve bu tristörlere seri bağlı sabit reaktanslı bir endüktanstan oluşur. Burada amaç ani bir gerilim değişiminde takip edilen bara set değerlerine göre reaktörün otomatik olarak servis harici edilmesi veya servise alınmasıdır [44].

5.3.1.3. Tristör Anahtarlama Kapasitör (TSC)

Bir fazlı temel bir TSC, birbirine zıt yönlü paralel bağlı tristörlerden ve bu tristörlere seri bağlı bir kapasitörden oluşan, reaktif güç sağlayan bir paralel kompensatördür. TSC'ler reaktif güç kompanzasyonunda uygun sonuçlar elde etmek için kullanılan kayıpları az, esnek ve harmonik üretmeyen ucuz cihazlardır [44].

5.3.1.4. Statik Senkron Kompansatör (STATCOM)

STATCOM iletim hattına paralel olarak bağlanan, ikinci grup, güç elektroniği tabanlı ve Gerilim Kaynaklı Çevirici (Voltage Source Converter – VSC) temeline dayanan bir FACTS cihazıdır. STATCOM, paralel tepkin güç kompanzatorü olarak çalışması ve performans karakteristiğinin ideal senkron makine ile benzerlik göstermesi nedeniyle statik senkron

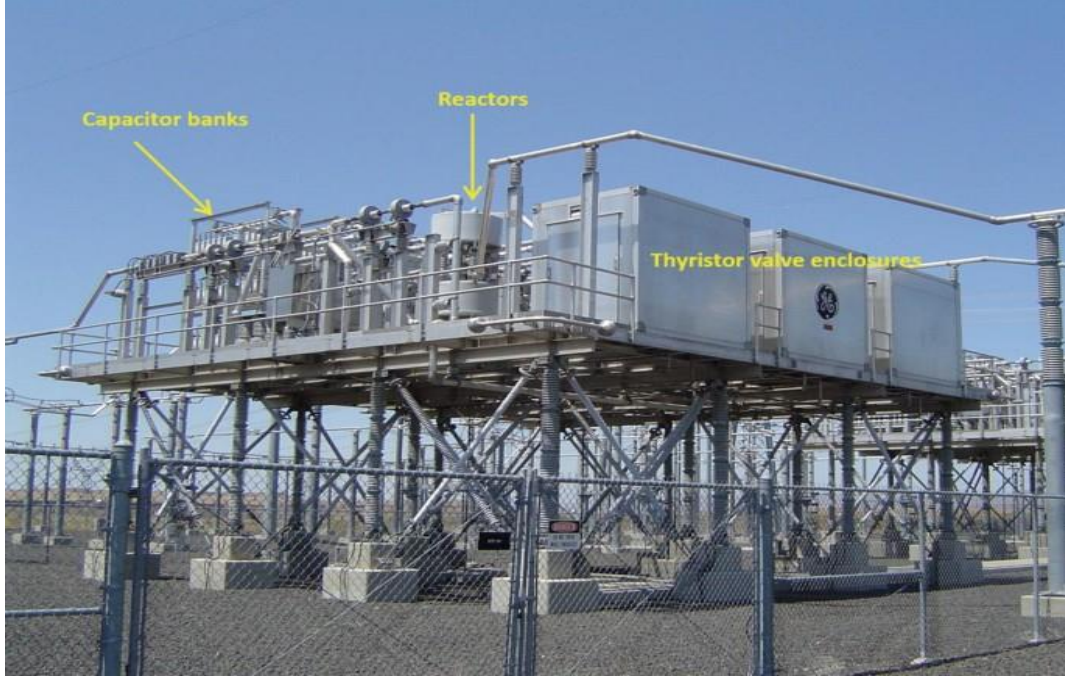
kompanzatör olarak adlandırılır. Temel frekansta üç fazlı sinüzoidal gerilimi, genlik ve faz açısının kontrolüyle ayarlanabilir. Kapasitif ve endüktif olarak reaktif güç üretebilirler. Ayrıca güç sistemlerinde kararlılık, gerilim regülasyonu, aktif ve reaktif güç kontrolü, güç salınımlarının sönümlenmesi ve güç faktörünün düzeltilmesi içinde kullanılmaktadırlar [44]. Bu kapsamda, TÜBİTAK-MAM tarafından Sincan'da kurulan STATCOM tesisine ait saha yerleşim şeması, aşağıda örnek olarak sunulmuştur.



Şekil 55. Örnek bir STATCOM saha yerleşimi

5.3.1.5. Tristör Kontrollü Seri Kapasitör (TCSC)

TCSC iletim hattına seri bağlanan, tristör kontrollü reaktör ve buna paralel bağlı seri kapasitörden oluşan bir FACTS cihazıdır. Ayrıca, aşırı gerilimlerden hattı korumak için paralel bir metal-oksit varistöre sahiptir. İletim hatlarına seri ve transformatör kullanılmadan doğrudan bağlanırlar. TCSC'nin asıl amacı, seri kapasitöre bağlı olarak hattın empedansını kontrol etmektir. Böylelikle seri bağlandığı hattın yükünü doğrudan, paralel hatların yüklerini dolaylı olarak değiştirebilir. Hızlı ve esnek düzenleme yeteneğinden dolayı güç sisteminin dinamik performansını artırır. Bununla birlikte, geçici kararlılık analizinin iyi olması da bir diğer önemli özelliğidir [44].



Şekil 56. Tristör kontrollü seri kapasitör

5.3.1.6. Statik senkron seri kompanzatör (SSSC)

SSSC, STATCOM devre yapısına benzetmekle birlikte iletim hattına seri olarak bağlanır. STATCOM’da olduğu gibi genel olarak gerilim kaynaklı çevirici, bağlantı transformatörü ve bir DC kapasitörden oluşmaktadır. SSSC, sistemin kapasitif ve endüktif durumlarına göre, seri gerilim enjeksiyonunun kontrolünü sağlar. SSSC ile hat akımı doğrudan kontrol edilebilir. Endüktif ve kapasitif olarak çalışabilmektedir. Kapasitif çalışma durumlarında iletilen aktif güç artmaktadır. Endüktif çalışma durumlarında ise iletilen aktif güç aynı oranda azalmaktadır. Kararlılık yönünden SSSC, rotor açısı salınımlarının bastırılmasında etkili olmaktadır [44].

5.3.1.7. Birleştirilmiş Güç Akış Kontrolörü (UPFC)

UPFC, iletim hattının empedansını, gerilimini ve faz açısını kontrol edebilen bir FACTS cihazıdır. Şu anda en gelişmiş güç akış denetleyicisi ve en pahalı FACTS cihazı olarak kabul edilmektedir. UPFC, ortak bir DC kapasitörden çalışan bir STATCOM ve bir SSSC’nin birleşiminden oluşur. İletim hattına seri bağlantısında SSSC, paralel bağlantısında ise STATCOM olarak kullanılır [44].

5.3.1.8. Hatlar Arası Güç Akış Kontrolörü (IPFC)

IPFC, bir trafo merkezinin çoklu hatları arasındaki eşsiz güç akış yönetimi yeteneğiyle seri kompanzasyon için kullanılan bir FACTS cihazıdır. Diğer FACTS cihazları gibi IPFC’ler de küçük veya büyük bozucu etkilere karşı güç sistem kararlılığının iyileştirilmesi için kullanılabilir. IPFC, DC terminalleri birbirine bağlanmış iki veya daha fazla SSSC’den oluştuğundan UPFC gibi birleştirilmiş kompanzatör olarak adlandırılabilir. Her bir çevirici

(SSSC), kendi hattı için seri reaktif kompanzasyonu sağlar. Bununla birlikte, çeviriciler ve dolayısıyla hatlar arasında, ortak DC terminalleri aracılığıyla, aktif gücün transferi de sağlanır [44].

5.3.1.9. FACTS Cihazlarının Kazançları ve Dikkat Edilmesi Gereken Hususlar

Günümüzde gelişen, güç elektroniği elemanları tabanlı FACTS cihazları modern elektrik güç sistemlerinde büyük bir kullanım alanı bulmaktadır. FACTS cihazlarının güç sistemlerinin işletilmesi ve kontrolünde sağladığı bazı yararlar aşağıda sıralanmıştır:

- FACTS'ler gerilim ve/veya akım kapasitelerini arttırarak mevcut iletim sistemlerinden daha iyi yararlanmayı sağlayabilirler. Böylece, daha verimli enerji iletimi sağlanmış olur,
- FACTS cihazları yüksek güç transfer kapasitesi ile hattın devre dışı kalmasını engelleyerek sistem kararlılığının devamını sağlarlar. Geçici hal kararlılık sınırlarını yükselterek, kısa devre akımlarını ve aşırı yüklenmeleri sınırlayarak sistemin güvenliğini ve güvenilirliğini arttırmaktadırlar,
- FACTS'lerin kullanılmasıyla enerji kalitesinin verimliliği de arttırılmış olur. Bu sayede, daha az dalgalanmalı gerilim ve istenilen frekans sağlanır,
- FACTS'lerin üstün ve hızlı kontrol özellikleri sayesinde kontrollü güç akışı yapılabilmektedir. Böylece, kontrolsüz paralel ve döngüsel güç akışları kontrollü bir şekilde düzenlenebilir,
- Yeni iletim hatlarının kurulması ciddi bir çevresel yıkıma neden olabilmektedir. FACTS cihazları mevcut güç sistemlerinin yüklenme kapasitesinde sağladığı artış ile yeni iletim hatlarının eklenmesine olan gereği ortadan kaldırarak tüketicilerin artan talepleri karşılanabilir. Ayrıca herhangi bir atık veya tehlikeli madde üretmediğinden çevreyi kirletmezler,
- FACTS cihazlarının maliyetleri yüksek olmasına rağmen yeni iletim hatlarının kurulumu, kamulaştırma bedelleri, kurulum süresi, devreye alma süreci ve çevresel yıkımlar daha yüksek maliyetler ortaya çıkarmaktadır. İletim hatlarındaki problemleri FACTS cihazları ile çözmek alternatif yöntemlere göre daha ekonomik bir yöntem olacaktır [44].

FACTS cihazlarının sayılan bu üstünlüklerine rağmen olumsuz yönleri de bulunmaktadır. Bunların birkaçı aşağıda belirtilmiştir:

- FACTS'lerde kullanılan elemanlar pahalıdır ve ithalatla sağlanabilir,
- Sistemlerin tasarımını, bakım ve onarımını yapabilecek yetişmiş eleman sayısı azdır,
- Güç elektroniği tabanlı olduklarından sistemde kayıplar oluşur. Bu da elemanların ısınmasına sebep olur,
- FACTS'leri oluşturan yarı iletken elemanların tetiklenmesi için ilave elektronik devrelere ihtiyaç duyarlar,
- FACTS cihazları yüksek gerilimlerde kullanıldıklarından elemanların yalıtımı sorunu ortaya çıkmaktadır. Bu yüzden, hat ve yük tam olarak birbirinden yalıtılamaz [44].

Yeşil Dönüşüm olarak adlandırılan yenilenebilir enerjinin entegrasyonu ile şekillenen modern elektrik şebekelerinde FACTS cihazlarının kullanımının gün geçtikçe sıklaşacağı aşîkardır. Otomatik tepkileri ile sistem operatörüne esneklik sağlayan bu cihazlar, elektrik iletim ve dağıtım sistemlerinde önümüzdeki yıllarda önemli roller alacaklardır.

5.4. Yenilenebilir Enerji Sistemlerinin Şebeke Entegrasyonu Çözümleri

Yenilenebilir kaynakların kurulu güç anlamında oranı arttıkça ön plana çıkan kavramlardan birisi de bu kaynakların mevcut şebekeye entegrasyonudur. Yenilenebilir kaynakların sistemle uyumlu çalışabilmesi için yalnızca üretim tesislerinin bağlantısı aşamasındaki teknik analizler yeterli değildir. Şebeke planlamasından işletme stratejilerine, yeni teknoloji kullanımından piyasa tasarımlarına kadar çok boyutlu teknik düzenlemeler gereklidir.

5.4.1. Şebeke Planlamasında Entegrasyon

Yenilenebilir enerji kaynaklarının dağıtık santraller olduğunu söylemiştik. Rüzgâr santralleri Ege ve Trakya Bölgesinde yoğunlaşırken Güneş santralleri İç Anadolu ve Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde yoğunlaşmaktadır. Bu santraller üretimi optimize edecek şekilde konumlandırıldığından genelde tüketim noktalarına uzak olurlar. Dolayısı ile bu santrallerin iletim şebekesine bağlantısı için iletim alt yapısının doğru planlanması gerekmektedir. Önceden büyük bir tüketim noktası olmayıp şimdi yenilenebilir kaynakların kurulduğu bu lokasyonlarda genelde iletim altyapısı yetersiz kalabilmektedir. Bu durumda ilave iletim altyapıları yatırımları gerekmektedir. Yük akışı ve kısa devre analizleri ile OG/YG şebeke doğru planlanmalıdır. Güneş ve Rüzgâr santrallerinin gerilim profilinde sebep olduğu dalgalanmalara karşı şebekenin dinamik analizleri yapılmalıdır [47,48].

5.4.2. Yenilenebilir Enerji Sistemlerinde Enerji Depolama

Enerji depolama sistemleri, şebekenin esnekliğini artıran en kritik bileşenlerdendir. Kesintili kaynakların sebep olduğu dengesizlikler nedeniyle şebekede oluşabilecek anlık üretim-tüketim dengesizlikleri frekans dalgalanmasına neden olur. Şebeke durumuna göre bazı anlarda yenilenebilir kaynakların üretimi sınırlandırılmak zorunda kalınabilir (curtailment). Güneşin pik üretim saatleri olan öğlen arasında talep düşük, talebin pik değerlere ulaştığı akşam-gece saatlerinde Güneş üretimi olmadığı için talebin düşük olduğu saatlerde fazla üretimin depolanarak talebin yüksek olduğu saatlerde şebekeye verilmesi gün içi dengesizlikleri önlemede oldukça etkilidir. Dolayısı ile

- Kısa süreli frekans regülasyonu (primary response),
- Ani üretim değişimlerinin sönümlenmesi,
- Gece saatlerinde enerji arzının sürdürülebilmesi için batarya depolama sistemleri sistemin arz güvenilirliği açısından önemlidir [48].

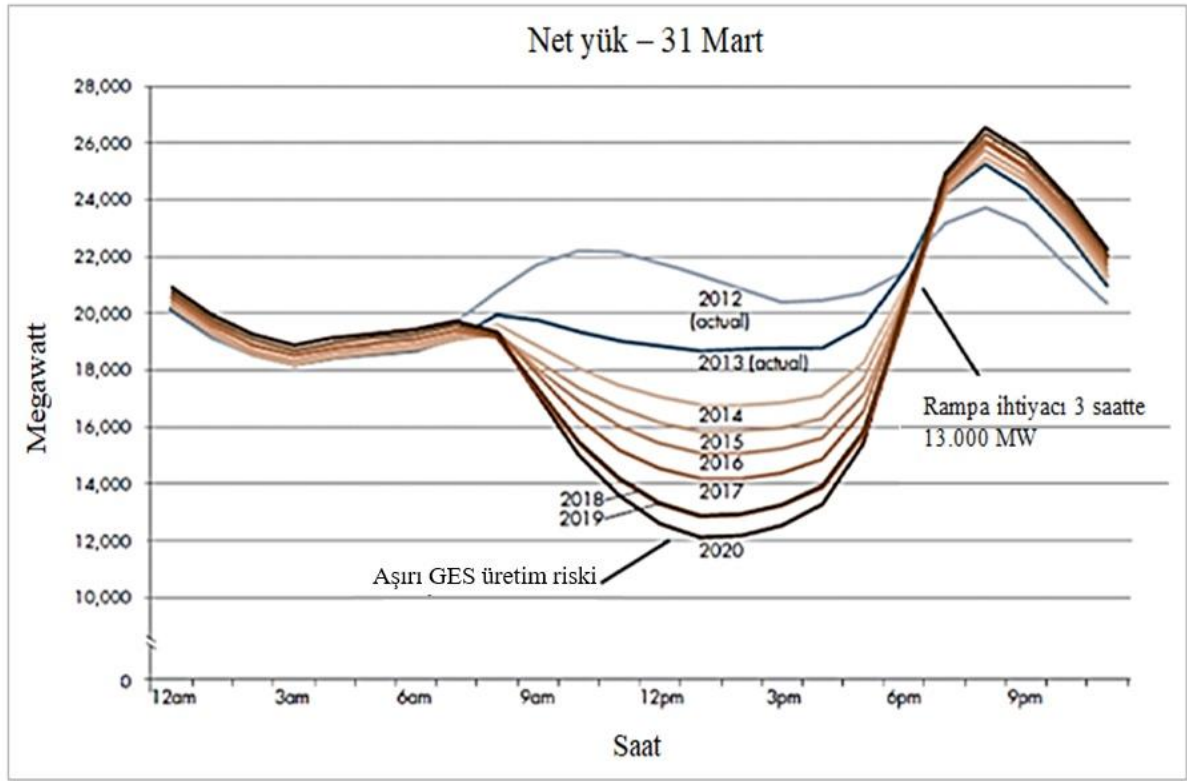
Elektrik şebekeleri, tüketicilerin elektrik ihtiyaçlarını tahmin etmek için talep eğrilerini kullanır. Bu eğriler, sabahları herkes uyandığında ve akşamları işten döndüklerinde artan elektrik talebini öngörmeye yardımcı olur. Ancak, yenilenebilir enerji kaynaklarının

üretimindeki artışla birlikte, bu eğrilerde önemli değişiklikler meydana gelmeye başlamıştır. Özellikle güneş ve rüzgâr enerjisinin, talebin genellikle düşük olduğu saatlerde yüksek üretim sağlıyor olması, elektrik şebekelerini giderek daha zorlayıcı bir duruma sokmuştur. Üretim ve talep arasındaki bu ilişki “The Duck Curve” (Ördek Eğrisi) olarak adlandırılan fenomeni doğurmuştur. İlk kez 2008 yılında Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (NREL) tarafından fark edilen bu eğri, güneş ve rüzgâr enerjisinin yoğun olarak kullanıldığı elektrik şebekelerinin talep ve üretim profilindeki önemli değişiklikleri simgeler. Ördek eğrisinin en büyük sorunu, güneş enerjisinin günün en parlak saatlerinde maksimum üretim sağlaması ve buna bağlı olarak şebekedeki talebin azalmasıdır. Bu durum, üretim profilinde büyük değişikliklere yol açar. Güneş enerjisinin kesildiği akşam saatlerinde ise tüketim talebi hızla artar. Bu ani artış, şebekedeki santrallerin talebi karşılamak için hızla devreye girmesini gerektirir, ancak bu da yüksek maliyetler ve artan çevresel etkiler anlamına gelir. Bu tür büyük dalgalanmalar, enerji talep tahminlerini zorlaştırmakta ve sistem operatörlerinin şebekeyi dengeleme becerisini sınırlandırmaktadır. Örneğin, baz yük santrallerinin kapatılması ve tekrar açılması hem ekonomik hem de çevresel açıdan sorun yaratabilir. Bu noktada, enerji depolama sistemleri devreye girerek, üretim artışı ve talep artışını daha uyumlu bir şekilde dengelemeye yardımcı olabilir. Tablo 9’da bu veriler gösterilmiştir.

Tablo 9. Ördek eğrisi verileri [49]

Zaman	Toplam Talep	Güneş Üretimi	Net Yük (Talep – Güneş)	Olay
11:00	35 GW	8 GW	27 GW	Güneş baskılıyor
14:00	33 GW	10 GW	23 GW	Grafiğin gövdesi
19:30	42 GW	0 GW	42 GW	Güneş bitti hızlı talep artışı

Güneşin üretimdeki payı arttıkça grafiğin gövde bölgesi daha derinleşmektedir. Bu da rampa bölgesindeki talebi karşılamada oluşacak sorunların daha da zorlaşması anlamına gelmektedir. Şekil 57’de ise grafik olarak gösterilmiştir.



Şekil 57. Duck Curve (Ördek Eğrisi) [50]

5.4.3. Yenilenebilir Enerji Sistemlerinde İleri Düzey Tahmin Sistemleri

Rüzgâr ve Güneşin doğaları gereği sahip oldukları kesintili yapıları nedeniyle arz-talep dengesi planlaması yaparken ileri düzeyli tahminlere ihtiyaç duyulmaktadır. Üretimdeki sapmalar şebeke işletmecisini gerçek zamanlı dengeleme için zorlamaktadır. Tahmin doğruluğu düşerse önlem olarak daha fazla rezerv tutmak gerekir. Bu da dengeleme maliyetlerini artırır. Son dönemde ortaya çıkan yapay zekâ ve makine öğrenmesi destekli tahmin algoritmaları, kısa vadeli üretim tahmin doğruluğunu artırmaktadır. Yine uydu ve meteorolojik model verileri ile lokal tahmin sistemleri geliştirilmektedir [51, 52].

5.4.4. Yenilenebilir Enerji Sistemlerinde Sanal Atalet ile Frekans Yanıtı

Yeni nesil invertörler, "virtual inertia" ve "grid-forming" özellikleriyle sistem kararlılığına katkı sağlayabilmektedir. Bu inverterler yazılımsal olarak sistemin dinamiklerine yanıt vererek klasik jeneratör davranışını taklit edebilirler. Grid-forming invertörler, frekans referansı oluşturabilen yapay atalet sağlayarak sistem stabilitesini artırır. Yazılımla yönetilen bu sistemler, klasik jeneratörlerin davranışlarını taklit ederek frekans düşüşlerine anlık tepki verebilir. Sanal atalet çözümleriyle birlikte daha düşük primer rezerv ihtiyacı oluşur [53, 54].

5.4.5. Yenilenebilir Enerji Sistemlerinin İletim Sistemi İçerisinde FACTS ve HVDC Uygulamaları

Yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonu, iletim sistemlerinde yüksek esneklik gereksinimini beraberinde getirmiştir. GES ve RES üretiminin coğrafi olarak uzak, tüketimden yoğun bölgelerde konumlanması; gerilim salınımları, reaktif güç dengesizlikleri ve güç yönü değişimleri gibi teknik sorunlara yol açmaktadır. Bu noktada FACTS (Flexible AC Transmission Systems) cihazları ve HVDC (High Voltage Direct Current) sistemleri, şebekeye kararlılık ve esneklik kazandıran temel teknolojiler olarak öne çıkmaktadır. STATCOM, SVC ve TCSC gibi FACTS çözümleri, yerel gerilim kontrolü sağlayarak ani üretim değişimlerinde sistemin kararlı kalmasına yardımcı olurken; HVDC sistemleri, uzak RES ve GES üretiminin yüksek güç seviyelerinde ve düşük kayıpla taşınmasına olanak tanır. Ayrıca HVDC sistemleri, farklı senkron bölgeler arasında bağlantı sağlayarak şebekeler arası güç alışverişini daha kontrollü ve güvenilir hale getirir. Bu teknolojiler sayesinde, iletim sistemi değişken yenilenebilir üretim koşullarına uyum sağlayabilmekte ve daha geniş ölçekte entegrasyon mümkün hale gelmektedir. Bu teknolojiler iletim sistemine hem esneklik hem kararlılık kazandırır [55].

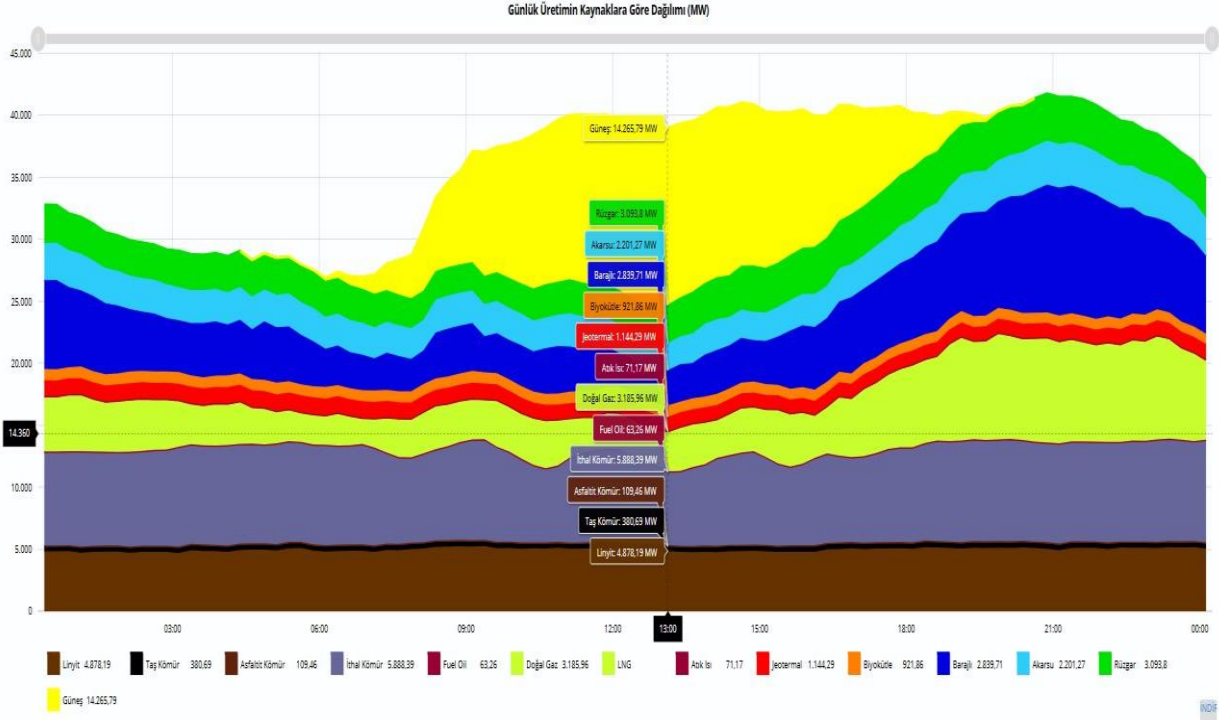
5.5. Yenilenebilir Enerji Sistemlerinin Şebekedeki Zorlukları

Temelde güneş ve rüzgâr enerjisi gibi kaynakların gün içinde değişken üretime sahip olmaları nedeniyle üretim ve tüketim arasındaki dengeyi sağlamada zorluklar yaşanması, klasik santrallerden farklı olarak invertör tabanlı teknolojileri nedeniyle sistem ataletine katkıda bulunmamaları ve değişken boyutlarda dağıtık bir şekilde şebekeye bağlanmalarından dolayı gibi temel sebeplerle bu kaynakların mevcut şebekeye bağlantısında entegrasyona ihtiyaç duyulmaktadır. Nedenlerini kısaca ifade ettikten sonra entegrasyon kavramının kapsamına gelinecek olursa, sistem planlaması, değişen şebeke şartlarına göre ilave teknik gereksinimlerin belirlenmesi ile regülasyonlar ve yeni piyasa mekanizmalarının oluşturulması başlıkları öne çıkmaktadır. Dolayısı ile yenilenebilir kaynakların doğası gereği sahip olduğu kesintili üretim, frekans kararlılığına destek olamama, dağıtık yapısı nedeniyle planlama zorlukları ve operasyonel zorlukları aşmak için entegrasyon kavramının tüm gerekliliklerini doğru bir şekilde uygulamak gerekmektedir. Yenilenebilir kaynakların şebekeye getirdiği zorluklar ve bunlarla baş etmek için gerekli olanları alt başlıklarda detaylı olarak incelenmiştir.

5.5.1. Kesintili ve Değişken Üretim

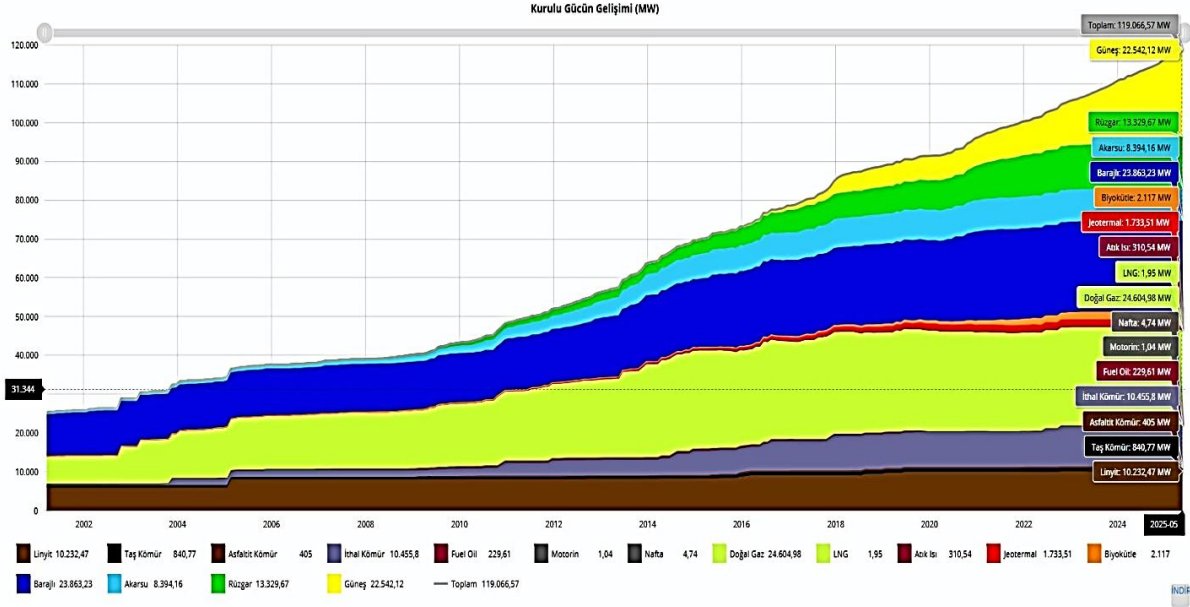
Güneş ve rüzgâr enerjisi, çevresel koşullara bağlı olarak üretim yapar. Bu nedenle saatlik, günlük ve mevsimsel dalgalanmalar şebeke dengelemesini zorlaştırır. Güneş santralleri günlük bazda gün doğumu ile üretime başlarken üretimin tepe değeri gün ortası saatlerde gerçekleşir ve akşam saatlerinde azalarak gün batımı ile sıfırlanır. Mevsimsel bazda ise kış aylarında güneş ışınlarının daha yatay açıda gelmesi ve havanın daha kapalı olmasından dolayı yaza göre üretim kapasitesi düşer. Güneş santrallerindeki bu kesintili üretim yine de bir döngüsellik içerir. Rüzgâr santrallerinde ise bir döngüsellikten bahsedememekle birlikte sürekli tahmin yapma

gerekliği bulunmaktadır. Aşağıdaki grafikte saatlik bazda bir günlük üretim verisi görülmektedir.



Şekil 58. 2 Haziran 2025 Saatlik bazda günlük üretim verisi grafiği

Şekil 58’de gösterildiği gibi 2 Haziran 2025 tarihinde saat 13:00’te güneş 14.265 MW ve rüzgâr 3.093 MW olarak toplam üretimin yaklaşık %45’i kesintili üretim denilen bu kaynaklardan üretilmiştir. Sarı renk ile gösterilen güneşten üretimin 0 ile 14.000 MW arasında gün içinde değiştiği, yeşil renk ile gösterilen şeride bakıldığında Rüzgârın ise nispeten daha stabil olduğu görülmektedir. Bu durum rüzgâr santrallerinin ülkenin farklı coğrafyalarına dağıtık şekilde konumlandırılması ile açıklanabilir. Güneşteki bu değişkenliğe bağlı olarak güneşin olmadığı saatlerde oluşan bu boşluğun doğal gaz ve barajlardan karşılandığı grafikten görülebilir. Güneşin gün içerisindeki döngüsel değişimi ve rüzgârın saniyeler içerisinde olabilecek değişkenliğe sahip üretimi nedeniyle Sistem Operatörü için arz-talep dengesini sağlamakta belirsizlikler ve zorluklara sebep olur. Kesintili üretim, aynı zamanda piyasa planlamasını da etkiler. Gün öncesi ve gün içi piyasalarında yapılan üretim tahminleriyle gerçek üretim arasında ciddi farklar oluşabilir. Bu farklar, dengeleme maliyetlerinin artmasına ve sistemde operasyonel risklerin yükselmesine neden olur. Ayrıca, talebin düşük olduğu saatlerde yüksek yenilenebilir üretim, negatif piyasa fiyatlarına da yol açabilir. Üretimin bu denli kesintili ve tahmin edilebilirliğinin sınırlı olması, kısa vadeli dengeleme ve rezerv mekanizmalarının çok daha hızlı ve esnek çalışmasını gerektirir. Ayrıca, bu değişkenlik nedeniyle sistemde sıklıkla ani frekans değişimleri gözlemlenebilir. Yenilenebilir kaynakların kurulu güçteki oranı hızla artmaktadır. Özellikle güneş santrallerindeki teşvikler ve yatırım maliyetlerinin düşmesi bu yöne ilgiyi kaydırmıştır. Şekil 59’da ise kaynaklara göre dağılımı yapılmış kurulu güçteki gelişim gösterilmektedir.



Şekil 59. Kaynaklara göre dağılımı yapılmış kurulu güç gelişimi grafiği [49]

02.06.2025 itibari ile güneşin hızla artarak 22.542 MW'a, rüzgârın ise 13.330 MW'a geldiği görülmektedir. Yenilenebilir kaynakların kurulu güçteki penetrasyonu arttıkça yukarıda bahsedilen zorlukların daha da artacağı öngörülebilir.

5.5.2. Yenilenebilir Sistem Kaynaklı Ataletin Azalması

Klasik elektrik üretim santralleri (termik, hidroelektrik vb.), senkron jeneratörler üzerinden çalışır ve sistemin doğal ataleti olan dönme enerjisine katkı sağlar. Bu atalet, ani yük değişimlerinde frekansın hızlı sapmasını engelleyerek sistem kararlılığını destekler. Ancak invertör tabanlı yenilenebilir enerji kaynaklarında senkron makine bulunmadığından dolayı bu sistemler fiziksel atalet sağlayamaz. Bunun sonucunda, sistem daha düşük bir ataletle çalışır hale gelir ve bu durum özellikle frekans değişimlerine karşı şebekeyi daha kırılgan kılar. Ani üretim veya yük değişikliklerinde frekansın çok hızlı değişmesi, sistemin kararsız hale gelmesine ve yük atma gibi olağanüstü durumlara neden olabilir. Bu zorluğun aşılması için "sanal atalet" sağlayan gelişmiş inverter teknolojilerine ve sistemin genel esnekliğini artıracak çözümlere ihtiyaç bulunmaktadır.

5.5.3. Gerilim ve Frekans Regülasyonu Zorlukları

Yüksek oranda yenilenebilir üretim özellikle dağıtım seviyesinde gerilim kontrolünü zorlaştırmaktadır. Klasik sistemlerde gerilim profili, merkezi üretim tesislerinden iletim yoluyla düzenlenmektedir. Ancak dağıtık üretim yaygınlaştıkça güç akışları çift yönlü hale gelmektedir:

- Yüksek üretim anlarında gerilim artışları (overvoltage) yaşanabilir.
- Reaktif güç ihtiyacı değişken hale gelir, özellikle sabah ve akşam geçişlerinde kontrol zorluğu oluşur.

- Gerilim regölasyon cihazları (şönt reaktör, kondansatör, OLTC) yeterli hızda tepki veremeyebilir.

Bununla birlikte frekans regölasyonu da yalnızca klasik santrallere bırakıldığında esneklik sınırlı kalır.

5.5.4. Dağıtık Üretimin Planlama ve Koruma Sistemleri Üzerindeki Etkisi

Yenilenebilir üretim tesislerinin büyük çoğunluğu merkezi değil, dağıtık yapıdadır. Bu durum klasik şebeke planlaması ve koruma sistemleri açısından çeşitli riskler doğurur:

- **Kısa devre seviyelerinde artış:** Dağıtık üretim, kısa devre akımlarının yönünü ve büyüklüğünü değiştirerek mevcut koruma rölelerinin çalışmasını olumsuz etkileyebilir.
- **Koruma koordinasyonunun bozulması:** Mevcut röle ayarlarının, çift yönlü akış ve değişken üretim yapısı nedeniyle yeniden değerlendirilmesi gerekir.
- **Adalanma riski:** şebekeden izole kalan bir bölge, dağıtık üretim nedeniyle enerjilenmeye devam edebilir. Bu durum hem can hem de mal güvenliği açısından risklidir.

5.6. Regölasyon ve Piyasa Mekanizmalarının Uyarlanması

5.6.1. şebeke Kodlarının Güncellenmesi

Yüksek oranda yenilenebilir üretimin şebekeye entegrasyonu, mevcut şebeke kodlarının yetersiz kalmasına neden olmaktadır. Geleneksel şebeke kodları çoğunlukla senkron jeneratörlerin davranışlarını esas alırken, inverter tabanlı üretim sistemleri çok farklı dinamiklere sahiptir. Bu fark nedeniyle, frekans ve gerilim değişimlerine tepki süresi, sistemden kopma/kopmama koşulları, reaktif güç desteği gibi kriterler inverter teknolojilerine özğü şekilde yeniden tanımlanmalıdır. Ayrıca yüksek penetrasyonlu RES ve GES tesislerinin düşük kısa devre katkısı, koruma sistemlerinin güvenilirliğini olumsuz etkileyebilir. Bu bağlamda, birçok ülke şebeke kodlarını “fault ride-through” yeteneği, aktif ve reaktif güç kontrol kabiliyeti, uzaktan izlenebilirlik gibi teknik gerekliliklerle güncellemeye başlamıştır. Türkiye’de TEİAŞ tarafından yayımlanan şebeke kodlarında bu doğrultuda gelişmeler izlenmekte, ENTSO-E gereklilikleri ile uyum sağlanmaktadır [56].

5.6.2. Gerçek Zamanlı ve Talep Taraflı Katılımın Artırılması

Yenilenebilir kaynakların değişken üretimi nedeniyle arz-talep dengesini sağlamak giderek zorlaşmaktadır. Bu dengesizliği yalnızca arz tarafındaki esneklikle çözmek maliyetli ve teknik olarak sınırlı kalmaktadır. Bu nedenle, talep tarafının da şebeke işletimine aktif olarak katılması kritik hale gelmiştir. Gerçek zamanlı fiyat sinyalleri, dinamik tarife yapıları ve akıllı sayaçlarla donatılmış tüketiciler, şebeke dengesine katkı sunabilir. Örneğin; endüstriyel tesisler, ani üretim düşüşlerinde tüketimlerini azaltarak dengeleme ihtiyacını minimize edebilir. Ayrıca, evsel kullanıcıların elektrikli araç şarjlarını şebeke ihtiyacına göre zamanlaması da sistemin esnekliğini artırabilir. Bu yaklaşımlar “talep taraflı katılımı” (demand response) olarak

tanımlanmakta olup, pek çok ülkede enerji piyasalarının ayrılmaz bir parçası haline gelmektedir [57].

5.6.3. Yenilenebilir Enerji Sistemlerine Uyumlu Piyasa Tasarımları

Geleneksel elektrik piyasaları, sabit maliyetli ve sürekli üretim yapabilen santrallere göre tasarlanmıştır. Ancak yenilenebilir kaynaklar düşük marjinal maliyetle çalışmakta ve üretimleri kesintili karakter göstermektedir. Bu durum, mevcut piyasa yapılarının yenilenebilir yatırımlar için yeterince teşvik edici olmamasına neden olmaktadır. Ayrıca negatif fiyatlar, üretim tahmin hataları ve volatilité gibi konular yatırımcı açısından belirsizlik yaratmaktadır. Bu bağlamda “yenilenebilir uyumlu” piyasa tasarımları geliştirilmekte; kapasite mekanizmaları, öncelikli üretim hakkı, karbon fiyatlaması ve esneklik piyasaları gibi araçlar devreye alınmaktadır. Örneğin Almanya’da, yenilenebilir üreticilere sistem hizmetleri sağlamaları durumunda ek gelir imkânı sunulmaktadır. Benzer şekilde, İspanya ve İrlanda gibi ülkeler gün öncesi ve dengeleme piyasalarını, değişken üretim karakterini daha iyi yansıtan yapılarla yeniden düzenlemiştir. Ülkemizde de buna benzer mekanizmaların oluşturulmasına yönelik adımların yakın gelecekte atılacağı tahmin edilmektedir [58, 59].

5.6.4. Toplayıcılık Faaliyetleri

Elektrik piyasalarındaki Toplayıcılık faaliyetleri, yenilenebilir enerji kaynaklarının özellikle izlenebilir ve kontrol edilebilir olmasında önemli katkılar sağlayacaktır. Toplayıcılar, şebeke kullanıcıları olarak tanımlanan yenilenebilir enerji santralleri ve tüketicileri belirli bir portföy altında toplar. Bu portföyler üzerinden üretim ve tüketim dengesini sağlar. Dengeden sorumlu grupların aksine toplayıcılık faaliyetlerinde fiziksel dengenin de sağlanması gerekmekte olup sistem operatörü açısından bu husus oldukça önemlidir. Lisanssız yenilenebilir enerji santralleri, yeni model ile doğrudan piyasalara erişim sağlayacak olup bu santraller, ürettikleri fazla enerjiyi toplayıcılar aracılığıyla piyasaya sunabilecektir. Dağıtık üretimdeki özellikle güneş elektrik santralleri böylelikle dolaylı olarak izlenebilecektir. Bu kapsamda bu santrallerin toplayıcılık faaliyetlerine dahil edilmesinin teşvik edilmesi oldukça önemli olacaktır.

6. İBER YARIMADASI BLACKOUT OLAY ANALİZİ

6.1 İspanya Elektrik Üretim Sistemi

İspanya, Avrupa Birliği’nin önde gelen elektrik üreticilerinden biridir ve enerji piyasası dinamikleri, teknolojik altyapı ve sürdürülebilirlik politikaları açısından geniş bir yelpazede gelişmiştir. Ülke, elektrik üretiminde çeşitliliği sağlamak amacıyla geleneksel fosil yakıtlarına dayalı enerji üretimi ile beraber, yenilenebilir enerji kaynaklarına büyük yatırımlar yapmıştır. Bu kapsamda, özellikle rüzgar, güneş ve hidroelektrik enerji önemli paylar tutmaktadır. İspanya’nın elektrik üretim altyapısı, toplam kurulu güç bakımından ülkenin enerji felsefesine uygun biçimde çeşitli enerji kaynaklarının entegrasyonuna izin verecek şekilde yapılandırılmıştır. 2024 yılı itibarıyla, toplam kurulu güç yaklaşık 125 GW seviyesindedir ve bu kapasitenin önemli bir kısmı yenilenebilir enerjiden sağlanmaktadır.

6.1.1 Elektrik Üretim Kapasitesi ve Kaynaklarının Dağılımı

İspanya'daki toplam elektrik üretim kapasitesi, petro-kimya, kömür, nükleer enerji, doğal gaz ve yenilenebilir enerji kaynakları arasında bölünmüştür. 2024 itibarıyla, elektrik üretiminde en büyük pay ise yenilenebilir enerji kaynaklarına aittir.

- **Rüzgâr enerjisi:** Yüksek kapasiteli rüzgâr santralleriyle ülke, Avrupa'nın önde gelen rüzgâr üreticilerinden biridir. Toplam kurulu gücü yaklaşık 28 GW seviyesine ulaşmıştır.
- **Güneş enerjisi:** Yüksek güneşlenme oranları sayesinde, güneş enerjisi kurulu gücü yaklaşık 18 GW civarındadır ve hızla artış trendindedir.
- **Hidroelektrik enerji:** En eski yenilenebilir enerji kaynağı olup, toplam kurulu güç yaklaşık 20 GW civarındadır.
- **Fosil Yakıtlar ve Nükleer:** Toplamda yaklaşık 50 GW civarında kurulu güce sahiptir, fakat yenilenebilir enerji payı giderek artmaktadır [60-62].

6.1.2 Yıllara Göre Elektrik Üretim Kaynaklarının Paylarındaki Gelişim (2010-2024)

İspanya, enerji geçişi ve sürdürülebilirlik hedefleri doğrultusunda yenilenebilir enerji yatırımlarını artırırken, elektrik üretim kaynaklarındaki yapısal değişimler de hızla devam etmektedir. 2010 yılında enerji üretiminin yaklaşık %30'unu yenilenebilir kaynaklar sağlarken, özellikle rüzgâr ve güneş enerjisinin gelişimiyle birlikte bu oran 2015'te %40'a yükselmiştir. 2020 itibarıyla, yenilenebilir enerji payı %45 seviyesine ulaşmış ve 2024'te ise %50'ye çıkmıştır. Bu yükseliş, teknolojik ilerlemeler, maliyetlerin azalması ve politik teşvikler sayesinde mümkün olmuştur.

Fosil yakıtların toplam içindeki payı ise, yenilenebilir enerjinin hızla büyümesine paralel olarak, aynı dönemde küçülmeye başlamıştır. 2010'da %65 olan pay, 2024'te yaklaşık %45 seviyesine gerilemiştir. Nükleer enerji ise genellikle stabilize kalmış ve toplam enerjinin yaklaşık %4'ünde yer almaya devam etmiştir. Diğer enerji kaynakları ise oldukça küçük oranlarda kalmış ve %1 civarında seyretmiştir. Bu gelişmeler, İspanya'nın enerji sektöründe yüksek oranda yenilenebilir enerjiye geçiş ve karbon ayak izini azaltma hedefleri doğrultusunda gerçekleşmiştir. Artan yenilenebilir payı, enerji güvenliği, çevresel sürdürülebilirlik ve ekonomik rekabet avantajlarını da beraberinde getirmektedir [60-63]. 2010-2024 yıllarına göre elektrik üretim kaynaklarının payları Tablo 10'da görüldüğü gibidir.

Tablo 10. Yıllara göre elektrik üretim kaynaklarının payları (2010-2024)

Yıl	Yenilenebilir (%)	Fosil Yakıtlar (%)	Nükleer (%)	Diğer (%)
2010	30	65	4	1
2015	40	55	4	1
2020	45	50	4	1

2024	50	45	4	1
------	----	----	---	---

6.1.2.1 Yenilenebilir Enerjinin Elektrik Üretimindeki Payı ve Gelişimi (2010-2024)

İspanya, sürdürülebilir enerji hedefleri doğrultusunda yenilenebilir enerji kaynaklarına yaptığı yatırımlarla dikkat çekmektedir. 2010-2024 yılları arasında, yenilenebilir enerjinin toplam elektrik üretimindeki payında önemli değişiklikler meydana gelmiştir. Bu süreç, teknolojik gelişmeler, politika teşvikleri ve maliyet azalmalarıyla hızlanmıştır. 2024 itibarıyla, toplam elektrik üretiminin yaklaşık %50'si yenilenebilir kaynaklardan sağlanmaktadır. Bu oran, 2010 yılında yaklaşık %30 civarındayken, hızla yükselmiştir. Bu gelişimin temel sebepleri arasında, özellikle rüzgâr ve güneş enerjisinde yaşanan teknolojik gelişmeler ve devlet teşvikleri yer almaktadır. 2010- 2024 yıllarına göre Yüzdelere ve Değişim Trendleri Tablo 11'de görülmektedir.

Tablo 11. Yıllara Göre Yüzdelere ve Değişim Trendleri (2010-2024)

Yıl	Toplam Elektrik Üretimi (TWh)	Yenilenebilir Enerji Payı (%)	Rüzgar (%)	Güneş (%)	Hidroelektrik (%)	Diğer Yenilenebilirler (%)
2010	250	30	15	8	5	2
2015	280	40	20	12	6	2
2020	300	45	23	15	6.5	3
2024	310	56.5	24.9	25.1	6.5	2.5

- **Rüzgar enerjisi:** 2010'dan 2024'e %85'lik bir artış göstererek, toplam yenilenebilir enerjide ana paydaş haline gelmiştir.
- **Güneş enerjisi:** 2010'da %8 olan payı, 2024'te yaklaşık %25,1'e yükselmiş ve en hızlı büyüyen kaynak olmuştur.
- **Hidroelektrik enerji:** Stabil kalmakla beraber yüzdesel olarak düşüş göstermiştir; toplam üretimde payı %5-7 aralığında seyretmektedir [61, 64-67].

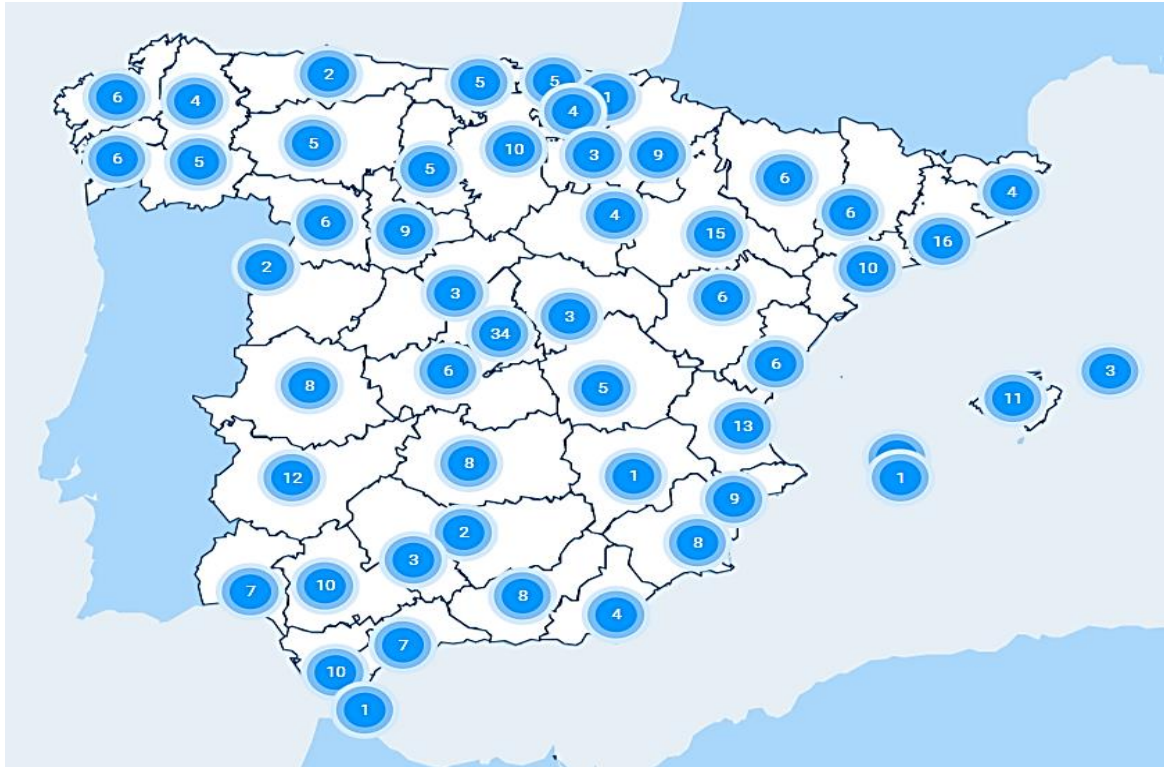
İspanya, Avrupa'nın önde gelen yenilenebilir enerji pazarlarından biri olarak, sürdürülebilir enerji hedeflerine ulaşmak amacıyla önemli adımlar atmaktadır. 2025 yılına kadar, ülkenin toplam elektrik üretiminde yenilenebilir kaynakların payını %55-60 seviyelerine çıkarmayı hedeflemektedir. Bu hedef, rüzgar ve güneş enerjisinin payını artırmak ve hidroelektrik gibi diğer kaynaklarla uyumlu bir şekilde enerji sistemini dönüştürmek üzerine odaklanmaktadır. Ayrıca, İspanya, 2030 yılına kadar karbon nötrlüğü ve sürdürülebilir enerji dönüşümünü tamamlamak amacıyla iklime ilişkin koşulları iyileştirici politikalar ve büyük ölçekli

yenilenebilir enerji projeleri geliştirmeyi planlamaktadır. Red Eléctrica, ilk kez piller ve pompalı hidro gibi enerji depolama verilerini de dahil etti. İşpanya'nın kurulu depolama kapasitesi artık 3.356 MW'a ulaştı. Bu vizyon, enerji sektöründe teknolojik yenilikleri, yatırımları ve dijitalleşmeyi teşvik ederek, ülkede enerji bağımsızlığını artırmayı amaçlamaktadır.

Genel olarak, İşpanya'nın yenilenebilir enerji alanındaki ivmesi, küresel iklim hedefleri ve enerji güvenliğı kapsamında büyük önem taşımakta ve bu süreç, diğerk ülkeler için de örnek teşkil etmektedir.

6.2. İşpanya Elektrik İletim Sistemi

İşpanya'da toplam kurulu güç yaklaşık 110 GW civarındadır (2023 verileri). Bu kapasite, hücre ve hatların toplamıyla sağlanmakta ve ülkenin enerji ihtiyacını karşılamaktadır. Sistem, özellikle güneş ve rüzgâr enerjisinin yaygınlaşmasıyla hızla büyüyen yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonuna uygundur. [64] İşpanya Elektrik İletim Sistemi yarımadada 220 kV ve 400 kV gerilim seviyesinde, Balear Adaları ve Kanarya Adalarında ise 220 kV, 132 kV ve 66 kV gerilim seviyesinde işletilmektedir. İşpanya 400 kV gerilim seviyesinde yaklaşık 22.000 km, 220 kV gerilim seviyesinde yaklaşık 15.000 km ve 132 kV gerilim seviyesi ve altında yaklaşık 60.000 km iletim hattına sahiptir. Bunun yanı sıra 400 kV gerilim seviyesinde yaklaşık 120 adet, 220 kV gerilim seviyesinde yaklaşık 200 adet ve 132 kV gerilim seviyesi ve altında yaklaşık 3.000 adet trafo merkezi bulunmaktadır [68]. Şekil 60'da gösterilmiştir.



Şekil 60. İşpanya elektrik iletim sistemi trafo merkezleri haritası [69]



Şekil 61. İspanya elektrifikasyon haritası [70]

Avrupa Elektrik İletim Sisteminde Türkiye Elektrik İletim Sistemine şebeke modernizasyonu, şebeke altyapısı, yük durumu vb. konularında en çok benzeyen sistemdir. Scada sistemleri yaygınlaşmıştır ve güç kalitesini artırıcı çözümler de iletim sistemine entegre edilmiştir. İspanya Elektrik İletim Sistem işletmeciliğini Red Electrica de Espana (REE) firması yapmakta olup Şekil 61’de gösterilmiştir.

6.2.1. Sınır Ötesi Entegrasyon ve Bağlantılar

Avrupa Birliği, enerjinin daha sağlam, verimli ve karbondan arındırılmış bir sistemde tüm üye devletler arasında serbestçe akabilmesi için yeterince birbirine bağlı bir iç enerji pazarının geliştirilmesini savunmaktadır. 2024 yılı İspanya Sınır Ötesi Bağlantıları Tablo 12’de görülmektedir.

Tablo 12. İspanya Sınır Ötesi Bağlantıları (2024) [71]

Bağlantı Adı	Ülke	Teknoloji	Gerilim	Kapasite (MW)	Uzunluk
Baixas-Sant Adrià	Fransa	HVDC	±320 kV	2.800 (2x1.400)	64.5 km
Biscay Körfezi	Fransa	HVDC	±500 kV	3.000 (Planlanan)	400 km
Aldeadavila-Salamanca	Portekiz	AC	400 kV	1.200	120 km

Cedillo-Valdecañas	Portekiz	AC	400 kV	600	80 km
Riba de Ave-Vigo	Portekiz	AC	220 kV	300	150 km
Tarifa-Fardioua	Fas	HVDC	±400 kV	900 (2x450)	26 km
Monção-Lindoso	Portekiz	AC	400 kV	1.000	50 km

Bu bağlamda, Avrupa Konseyi üye ülkeler için 2025 yılına kadar en az %10 ve 2030 yılına kadar Avrupa Birliği'nin geri kalanıyla %15'lik bir bağlantı düzeyine ulaşma hedefi koymuştur. İspanyol elektrik sistemi şu anda Fransa, Portekiz, Andorra ve Fas sistemlerine bağlıdır. Bu bağlantının değişim kapasitesi yaklaşık 3 GW'dir ve bu yarımada için düşük bir bağlantı seviyesini temsil eder. Uluslararası bağlantı seviyesi, elektrik değişim kapasitesinin diğer ülkelerle üretim kapasitesi veya kurulu güçle karşılaştırılmasıyla hesaplanır. İspanya, Avrupa enerji sistemleriyle uyumlu ve entegre olacak şekilde sınır ötesi bağlantılarını güçlendiriyor. HVDC teknolojileri, denizaltı kabloları ve yüksek kapasiteli AC bağlantılar ortak hedefler doğrultusunda, bölgenin enerji arz güvenliğine katkıda bulunuyor. Bu entegrasyonlar, yenilenebilir enerji kaynaklarının ve düşük karbon ekonomisinin gelişimine ivme kazandırıyor.

6.3. İspanya Dağıtım Şebekesi

İspanya'nın elektrik dağıtım şebekesi, Avrupa'nın en gelişmiş ve karmaşık sistemlerinden biri olarak kabul edilir. Bu şebeke, üretim ve iletimden ayrılır; ana trafo merkezlerinden alınan yüksek gerilimli elektriği, gerilim seviyesini düşürerek son kullanıcılara ulaştırmaktan sorumludur. Dağıtım şebekesi, coğrafi alana ve tüketim yoğunluğuna bağlı olarak radyal veya örgü (ring) yapılar içerebilir; büyük şehirlerde güvenilirliği artıran örgü yapılar, kırsalda ise daha maliyet etkin radyal yapılar tercih edilebilir. Şebekede kullanılan gerilim seviyeleri yüksek gerilim (132 kV, 66 kV gibi), orta gerilim (10 kV, 15 kV, 20 kV gibi) ve son kullanıcılara ulaşan alçak gerilim (230V tek faz, 400V üç faz, 50 Hz) olarak kademelendirilir. İspanya, şebekesini modernize etmek amacıyla uzaktan izleme ve kontrol, talep yönetimi ve yenilenebilir enerjilerin entegrasyonu gibi faydalar sağlayan akıllı şebeke (smart grid) teknolojilerine önemli yatırımlar yapmaktadır. Şebekenin bakımı, işletilmesi ve geliştirilmesi, coğrafi bölgelere ayrılmış i-DE, UFD, E-distribución, Viesgo Distribución ve E-Redes gibi büyük dağıtım şirketleri tarafından domine edilir. Sistem, tarifeleri onaylayan ve erişim koşullarını belirleyen Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) tarafından düzenlenir. Özellikle güneş ve rüzgâr enerjisi gibi dağıtık ve değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonu, şebeke yönetimi ve esnekliği açısından zorluklar yaratmaktadır. Diğer önemli zorluklar arasında şebekenin eskiyen altyapısının yenilenmesi, elektrikli araçlar gibi artan elektrifikasyonun

getirdiği yük artışı, siber güvenlik riskleri, büyük veri yönetimi ve şebeke kayıplarının azaltılması yer almaktadır.

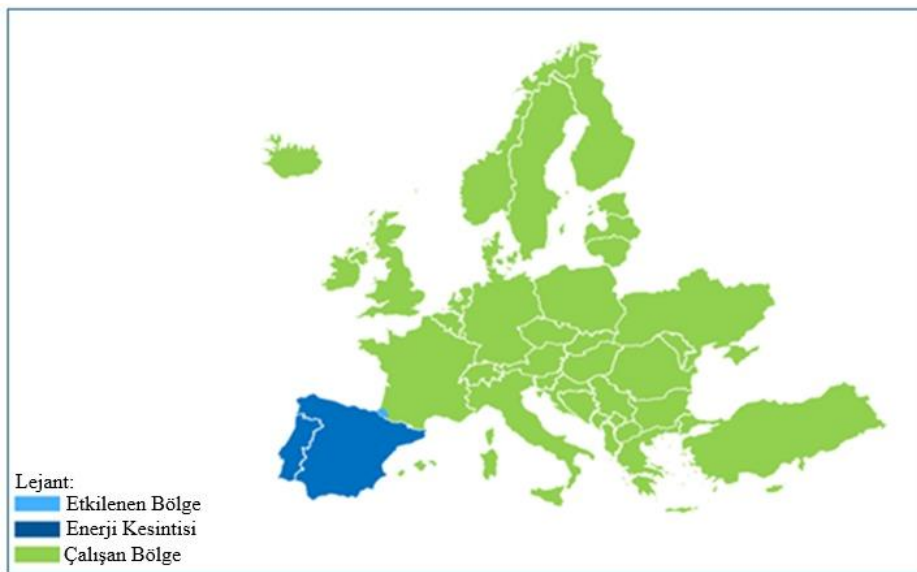
6.4. Olay Kronolojisi

Bu bölümde, İber Yarımadası'nda yaşanan ve özellikle İspanya ve Portekiz'i etkisi altına alan BlackOut olayına ilişkin olay kronolojisi verilmiştir. Gizlilik kaynaklı kesin verilere ulaşmanın zorluğunun yanı sıra olaya ilişkin resmi bir raporun açıklanmaması kaynaklı zaman çizelgesinde yer alan kısımlar yorumdan bağımsız olarak işlenmiştir. Geçmişte yaşanan büyük elektrik kesintileri bakıldığında da görülecektir ki bu tür olaylar, genellikle öngörülemeyen bir olaylar zinciri şeklinde meydana gelir ve çok kısa süre içerisinde sistem genelini etkileyebilir. Operatör ise birçok sebepten ötürü bu silsileye müdahale edemez veya etmekte gecikir.

9 Mayıs 2025 tarihinde ENTSO-E'nin resmî web sitesinden duyurulduğu üzere; 28 Nisan 2025'te İber Yarımadası'nda meydana gelen büyük elektrik kesintisinin nedenlerini araştırmak üzere bir uzman paneli oluşturmuştur. Bu panel, doğrudan etkilenmeyen ülkelerden gelen uzmanlar tarafından yönetilmekte ve hem etkilenen hem de etkilenmeyen iletim sistemi operatörlerinden uzmanları içermektedir. Araştırma, Avrupa Birliği'nin 2017/1485 sayılı Sistem Operasyonu Kılavuzu'na uygun olarak yürütülecek olup raporun oluşması aylar alacaktır [72].

6.5. Araştırma Süreci

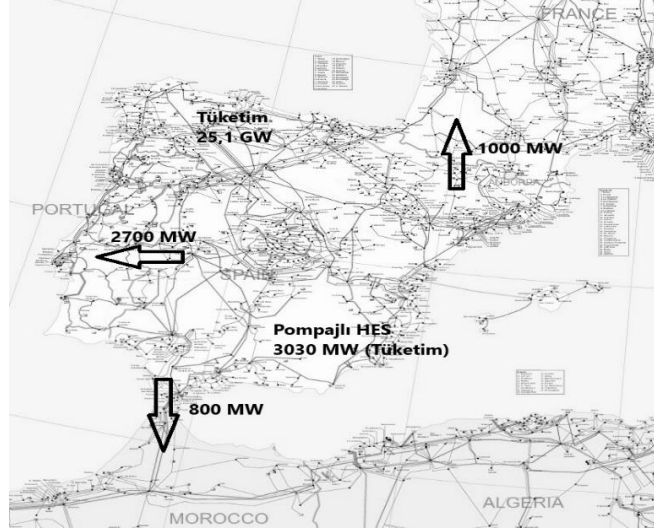
- **Birinci Aşama:** Olayla ilgili tüm veriler toplanacak ve analiz edilerek 28 Nisan'daki olayların yeniden yapılandırılması sağlanacaktır. Bu aşamanın sonunda bir ön rapor hazırlanacaktır [72].
- **İkinci Aşama:** Elde edilen bulgular doğrultusunda benzer olayların gelecekte önlenmesi için öneriler geliştirilecek ve nihai rapor olarak yayımlanacaktır [72].



Şekil 62. 28 Nisan 2025 tarihinde meydana gelen olaydan etkilenen coğrafi alan [72]

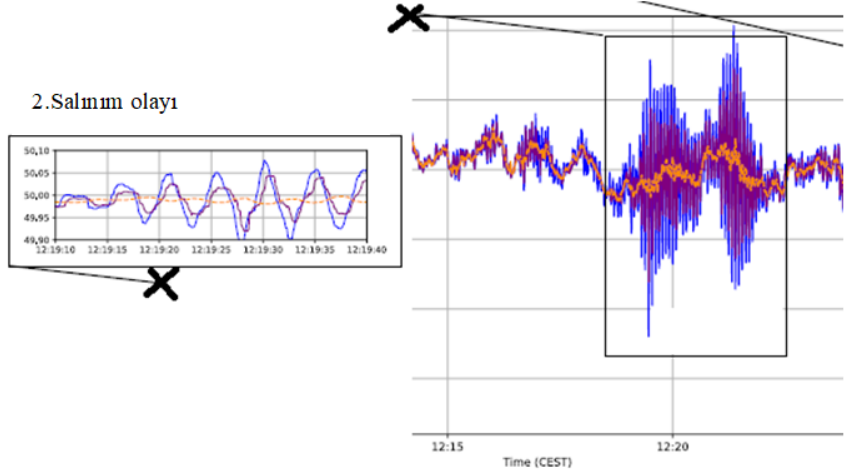
6.5.1. Olaya İlişkin Zaman Çizelgesi

Olay öncesi İber Yarımadası'ndaki sistem durumuna ilişkin bazı bilgiler aşağıdaki görselde sunulmuştur. Şekil 62' de enerji kesintisinden etkilenen alan gösterilmiştir. Şekil 63'de ise enerji arzı gösterilmiştir.

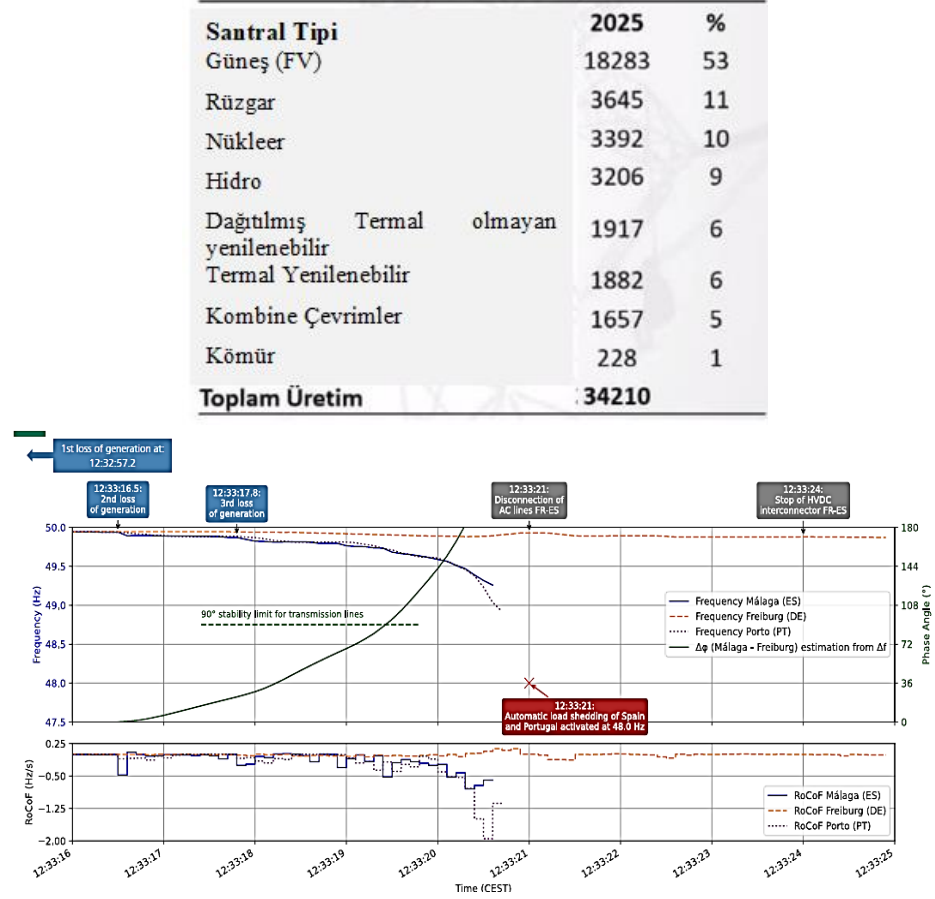


Şekil 63. Olay öncesi İspanya'nın komşu ülkeler ile elektrik ticareti durumu

Zaman (CEST)	Olay
12:03 – 12:07	Güç ve frekans salınımları gözlemlendi. Bu salınım daha çok lokal salınımlar olarak tabir edilen bir salınım olup bant genişliği 0,6 Hz olarak ölçüldü. (Bu tip salınımların risk seviyesi azdır.) [73] 1.Salınım olayı
12:19 – 12:21	İkinci salınım dönemi gözlemlendi. Bu salınım daha çok inter-area osilasyon olarak adlandırılan ve risk seviyesi yüksek düşük bant genişliğindeki salınımlardır. (0,2 Hz'lik bir salınım) [73]

		
12:32:57 12:33:17	–	Güney İspanya’da yaklaşık toplamı 2200 MW’ı bulan 3 ayrı üretim kaybı gerçekleşti. Bu üretim kayıplarının sebepleri konusunda kesinlik olmasa da birçok kaynakta, ilgili santrallerdeki gerilim seviyelerinin standart değerlerin oldukça üzerinde olduğu ifade edilmektedir. Osilasyonlar sonrası oluşan sistem durumunun ne ölçüde stabil olduğu kesin olarak bilinmemekle birlikte birbirini tetikleyen olay zincirinin, reaktif güç regülasyonunu sağlayan bir ya da birkaç santralin herhangi bir sebeple servis harici olması sonucu oluşan bir silsile olması ihtimali yüksektir. [73] 
12:33:18 12:33:21	–	İber Yarımadası’ndaki şebeke frekansı 48,0 Hz’nin altına düştü. Otomatik yük atma devreye girdi. Her ne kadar bu frekans düşüşü yayınlanan hiçbir evrakta gözükme de bu aşamada BlackOut çok hızlı bir şekilde gerçekleşti. İspanya’nın arıza öncesi üretim çeşitliliğine bakılacak olursa %64’e varan rüzgâr ve güneş santral üretim payı olduğu görülmektedir. Ayrıca o anki sistem verilerine göre RoCoF’ un 0,6 Hz/s’nin üzerine çıktığı ve ortalama ataletin kabaca 50 GW.s olduğu gözlemlenmiştir. Bu verilere göre İspanya’nın olay anındaki atalet sabitinin ENTSO-E’nin risk gördüğü 2 değerinin altına indiği bir gerçektir. [73,74]

BlackOut'un hemen öncesinde üretim kayıplarının gerçekleşmesi ile birlikte düşen frekansa bağlı olarak faz açılarının çok hızlı şekilde yükseldiği ve hatların stabil çalışma limiti olan 90 derecenin çok üzerine çıktığı görülmüştür. Zaten bu da domino etkisi oluşturan ve sistemin tutunamayıp çöküşün başladığını gösteren ana noktadır. [73,74]



12:33:21	Fransa ile İspanya arasındaki AC hatları devre dışı kaldı.
12:33:24	Şebeke tamamen çöktü; Fransa ile İspanya arasındaki DC hattı devre dışı kaldı.
12:44	İspanya-Fransa arasındaki 400kV AA iletim hattına yeniden enerji verildi.
13:04	İspanya-Fas bağlantısına yeniden enerji verildi.
13:30 civarı	İspanya'daki hidroelektrik santrallerde black-start prosedürlerine başladı.
13:35	İspanya ile Fransa arasındaki doğu kıyısı AC hattına yeniden enerji verildi.
16:11	Portekiz'deki black-start yeteneğine sahip santral devreye alındı.
17:26	Portekiz'deki ikinci black-start yeteneğine sahip santral devreye alındı.
18:36	İspanya ile Portekiz arasındaki 220kV hatta yeniden enerji verildi.
21:35	İspanya ile güney Portekiz arasındaki 400kV hatta yeniden enerji verildi.
00:22 (29 Nisan)	Portekiz'deki şebekeye tamamen enerji verildi.
04:00 (29 Nisan)	İspanya'daki şebekeye tamamen enerji verildi.

Bu olay, İber Yarımadası'nda şimdiye kadar yaşanan en büyük elektrik kesintilerinden biri olarak kayıtlara geçmiştir. Kesintinin nedenleri hâlâ araştırılmakta olup ENTSO-E'nin uzman paneli tarafından yürütülen kapsamlı inceleme, gelecekte benzer olayların önlenmesi için önemli bilgiler sağlayacaktır.

6.6. Olay Analizi

28 Nisan 2025 tarihinde İspanya ve Portekiz'i etkileyen büyük ölçekli elektrik kesintisi, modern enerji sistemlerinin karşılaştığı kritik zafiyetleri ortaya koyan çarpıcı bir örnek teşkil etmektedir. Bu olay, yüksek oranda yenilenebilir enerji penetrasyonuna sahip şebekelerin karşılaşılabileceği sistemik riskleri anlamak açısından önemli dersler içermektedir.

Olayın başlangıcı, saat 12:03 CEST' de gözlemlenen 0.6 Hz'lik lokal salınımlarla başlamıştır. Bu ilk sinyaller, operatörler tarafından düşük riskli olarak değerlendirilmiş olsa da aslında sistemin kararsız hale gelmeye başladığının erken göstergeleriydi. Takip eden dakikalarda, 12:19'da kaydedilen 0.2 Hz'lik inter-area salınımlar, şebeke genelinde ciddi bir rezonans etkisi yaratarak durumun kritikleştiğini göstermiştir.

Sistemin çöküşü, saat 12:32:57'de Güney İspanya'da meydana gelen toplam 2.200 MW'lık ani üretim kaybıyla hız kazanmıştır. Bu kaybın ardından yaşanan reaktif güç dengesizliği, şebeke gerilim seviyelerinde aşırı dalgalanmalara yol açmıştır. Özellikle yenilenebilir enerji santrallerinin koruma mekanizmalarının devreye girmesi, durumu daha da kötüleştiren bir faktör olmuştur.

Kritik dönüm noktası, saat 12:33:18'de şebeke frekansının 48.0 Hz'in altına düşmesiyle yaşanmıştır. Bu aşamada otomatik yük atma mekanizmaları devreye girmiş, ancak RoCoF (Rate of Change of Frequency) değerinin 0.6 Hz/s'yi aşması ve sistem ataletinin 50 GW's seviyelerine düşmesi nedeniyle bu önlemler yetersiz kalmıştır. Frekans düşüşüne paralel olarak artan faz açıları, 90 derece sınırını aşarak enterkonneksiyon hatlarının birbiri ardına devre dışı kalmasına yol açmıştır.

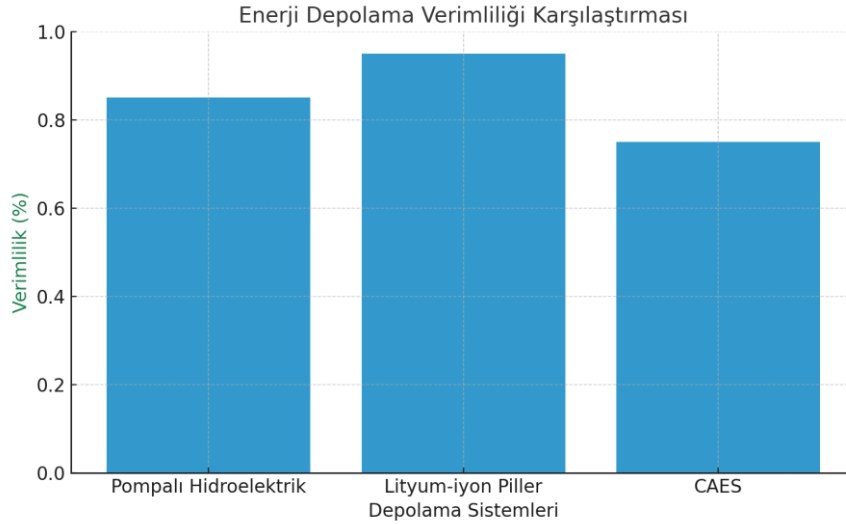
Fransa-İspanya arasındaki AC bağlantıların 12:33:21'de kesilmesini takiben, sadece üç saniye sonra HVDC bağlantıların da devre dışı kalmasıyla İber Yarımadası tamamen enerjisiz kalmıştır. Bu noktada sistem, "blackout" durumuna geçiş yapmış ve yeniden başlatma prosedürleri başlatılmıştır.

7. GÜÇ SİSTEMLERİNİN TOPARLANMASI (RESTORASYON)

Günümüz enerji sistemlerinde meydana gelen geniş kapsamlı kesintiler, toplumun tüm kesimlerini etkileyen ciddi aksaklıklara yol açmakta ve bu nedenle sistemlerin hızlı, güvenilir ve senkronize biçimde yeniden devreye alınması kritik bir gereklilik hâline gelmektedir. Black start ve enerji restorasyonu, bu sürecin temel yapı taşlarını oluşturarak üretim birimlerinin şebeke desteği olmadan çalışmaya başlamasını ve sistemin kademeli olarak toparlanmasını mümkün kılar. Günümüzde iletim ve dağıtım sistemlerinin karmaşıklığı, yenilenebilir enerji

kaynaklarının yaygınlaşması ve mikro şebeke yapılarının gelişimi, geleneksel black start stratejilerini yetersiz hâle getirmiştir. Bu bağlamda, enerji depolama çözümleri, pompaj depolamalı sistemler ve otonom kontrol mekanizmaları ile desteklenen modern black start yaklaşımları, sistem güvenliğini ve esnekliğini artırmada önemli bir potansiyele sahiptir. Bu bölümde, enerji restorasyonunun teknik boyutları, black start algoritmaları, yeni nesil üretim teknolojilerinin katkıları ve sürdürülebilir restorasyon yaklaşımları bütüncül bir perspektifle ele alınmaktadır.

Enerji restorasyonu, özellikle dağıtım sistemlerinde uzun kesintilerden sonra meydana gelen yüksek kalkınma akımları ve gerilim düşüşlerini yönetmek amacıyla kritik öneme sahiptir. Güncel literatürde ise, Heidari-Akhijahani, A. & Butler-Purry, K.L. (2024) A Review on Black-Start Service Restoration of Active Distribution Systems and Microgrid, Bu çalışma, aktif dağıtım sistemleri ve mikro şebekelerde black start hizmetlerinin mevcut durumunu kapsamlı bir şekilde incelemektedir [75]. Zhao, M ve arkadaşları (2023), Power System Recovery Coordinated with (Non-)Black-Start Generators, bu makale, black start ve black start olmayan jeneratörlerin koordineli çalışmasıyla güç sistemi restorasyonunu ele almaktadır [34]. Li, J ve arkadaşları (2023), Review of Black Start on New Power System Based on Energy Storage Technology, bu çalışma, enerji depolama teknolojisine dayalı yeni güç sistemlerinde black start süreçlerini ve karşılaşılan zorlukları incelemektedir [35]. Nguyen, Q ve arkadaşları (2021), Control and Simulation of a Grid-Forming Inverter for Hybrid PV-Battery Plants in Power System Black Start, bu çalışma, hibrit PV-batarya santrallerinde şebeke oluşturan invertörlerin black start süreçlerindeki kontrol ve simülasyonunu ele almaktadır [36]. Anta, A. & Cifelli, D. (2024), On the Damping of Power Systems During Inverter-Based Blackstart, bu makale, invertör tabanlı black start sırasında güç sistemlerinin sönümleme özelliklerini analiz etmektedir [37]. Kunjie Liang ve arkadaşları (2023), Review Power System Restoration with Large Renewable Penetration, bu çalışma, yüksek yenilenebilir enerji penetrasyonuna sahip güç sistemlerinin restorasyon süreçlerini incelemektedir [38]. Kurtulan ve arkadaşları (2020), Kocaeli ili üzerinde yaptıkları çalışmada dinamik empedans modellemeleriyle bu sürecin simülasyon temelli analizini gerçekleştirmiştir [39]. Bulut (2022), batarya sistemleri (BESS), PV ve rüzgâr kaynaklarının black start süreçlerinde kullanılabilirliğini kapsamlı şekilde incelemiştir [40]. Ünver ve arkadaşları (2015), Pompaj Depolamalı Hidro Elektrik Santralleri' nin (PHDES) sistem yük faktörünü artırmadaki rolünü ve Türkiye'deki gelişim potansiyelini ortaya koymuştur [38]. Bu kaynaklar, enerji restorasyonu ve black start konularında, güncel literatür olarak karşımıza çıkmaktadırlar. Enerji restorasyonu, daha çok dağıtım sistemine özgü kısa vadeli bir yeniden enerji verme problemi iken black start ve pompaj depolamalı sistemler daha geniş ölçekli şebekelerde yapılandırma olarak kullanılmaktadırlar. Şekil 64'te görülmektedir. Black start üniteleri (hidro, gaz türbini, CAES) sistemin çekirdekten itibaren ayağa kaldırılmasını sağlar. Ancak bu sistemlerin yaygınlığı ve maliyetleri sınırlayıcıdır. Pompaj depolamalı sistemler ise arz fazlası elektriği depolayarak hem frekans dengesini sağlar hem de puant-yük ilişkisine destek sunar. Black start yeteneği ile de entegre edilebilir. Batarya depolama sistemleri ile PV entegrasyonu (PV-BESS), gelecekte merkezi olmayan black start süreçleri için umut vaat etmektedir ancak güç sürekliliği rüzgâr/PV ye bağlı olarak değişkendir [34,75].



Şekil 64. Enerji depolama verimliliği bakımından sistem karşılaştırmaları

7.1. Black-Start Özelliği

Black start, bir elektrik üretim ünitesinin veya santralinin, elektrik kesintisi durumunda elektrik şebekesinin desteği olmadan, kendi başına elektrik enerjisi üretebilmesi için gereken çalışma koşullarına geçmesini sağlayan bir özelliktir. Black start için, bazı güç santralleri, ana jeneratörlerini çalıştırmak amacıyla kullanılabilen büyük jeneratörlere sahip olurlar. Bu jeneratörler, genellikle Black Start Dizel Jeneratörleri (BSDG) olarak bilinen küçük dizel jeneratörlerdir ve birkaç megavat (MW) kapasiteye sahiptirler [35,36]. Elektrik şebekesini yeniden normale döndürebilmek için black start özellikli bir elektrik üretim ünitesine ihtiyaç bulunmaktadır. Bir elektrik santralinde black start sağlanabilmesi için bazı santraller, birkaç MW kapasiteli black start jeneratörleri bulundururlar. Bu jeneratörler, daha büyük güç ünitelerinin devreye girmesini sağlamak amacıyla kullanılır ve bu süreç, tesisin enerjilenmesini ve elektrik şebekesine enerji verilmesini temin eder. Elektrik santralinin iç enerji ihtiyacı yüksek olduğundan, fosil yakıtlı santrallerde büyük bir yedek kapasite oluşturulması ekonomik açıdan verimli değildir. Buhar türbini kullanan elektrik santralleri, kazan suyu besleme pompaları, kazan yanma fanları ve yakıt hazırlama sistemleri için kendi kapasitelerinin %10'una kadar bir işletim gücü gereksinimi duyabilmektedirler. Bu nedenle, her bir santralde böyle büyük bir yedek kapasitenin sağlanması ekonomik açıdan uygun değildir ve black start gücü, önceden belirlenmiş bağlantı hatlarıyla başka bir santraldan temin edilmelidir. Günümüzde ise blackstart özelliğine sahip jeneratör setleri üretilmektedir [36, 37]. Hidroelektrik üniteleri ile büyük boyutlu dizel jeneratör setleri, gaz türbini jeneratör setleri ve gaz türbinleri black start kaynağı olarak kullanılabilmektedir. Nükleer ve termik santral ünitelerinin, black start özellikli ünitelere enerji verebilmeleri için, enerji üretim kapasitelerinin iç tüketimlerine oranla %7 ile %8 arasında olması gerekmektedir. Genel olarak, hidroelektrik santrallerinin black start kaynakları olarak tercih edilmesinin temel nedeni, bu santrallerin çalışmaya başlamak için çok az enerjiye ihtiyaç duymalarıdır [38,39]. Bu sebeple, hidroelektrik santralleri sıklıkla black start kaynağı olarak kullanılmaktadır. Hidroelektrik santrallerinin iç enerji tüketimi düşük olduğundan, gerekli güç kapasitesi genellikle %0,5 ile %1 arasında

değişmektedir. Doğal gaz santralleri ise, enerji üretim kapasitelerinin %1,5 ile %2'sini black start amacıyla ayırmak zorundadır.

Hidroelektrik üniteler, bu birimler için tasarlanabilir black start özelliği ve hızlı yanıt verme kabiliyetine sahiptirler. Dizel jeneratör setleri, dizel setleri genellikle yalnızca batarya gücüyle çalışır ve çok hızlı başlatılabilirler. Boyutları küçüktür ve yalnızca daha büyük birimleri başlatmak için gereken gücü sağlamak için kullanışlıdır. Büyük gaz türbinleri, Bu üniteler kendi başlarına black start özelliğine sahip değildir, ancak tesisi bir siyah başlatma kaynağı yapmak için yerine dizel jeneratör setleri ile birleştirilmiştir. Dizeller çalıştırılır ve tesis yardımcı bataryalarına enerji vermek ve gaz türbini veya buhar türbinini çalıştırmak için kullanılır. Bir gaz türbininin çevrimiçi duruma getirilmesi genellikle daha hızlıdır.

Black start bir algoritmaya göre gerçekleşmektedir. Bu algoritma açıklanmak istenirse,

- Black Start ünitesi seçimi

Genellikle hidroelektrik santraller, dizel jeneratörler veya batarya sistemleri kullanılır. Seçilen ünitelerin hem kendi kendine devreye girebilmesi hem de diğer ekipmanlara enerji sağlayabilmesi gerekir.

- Enerjilendirme yollarının belirlenmesi

Black start ünitesinden başlayarak trafo merkezlerine ve yük merkezlerine doğru giden yollar planlanır. Bu yolların gerilim düşümü, kısa devre seviyesi ve işletme kolaylığı açısından uygun olması gerekir.

- Yardımcı servislerin sağlanması

Bazı santrallerin başlatılabilmesi için öncelikle DC sistemler, yağ pompası, hava kompresörü gibi yardımcı sistemlerin enerjilenmesi gerekir.

- İletişim sistemlerinin kontrolü

Restorasyon süreci boyunca sahada güvenilir iletişim altyapısı büyük önem taşır. Karar verme süreçlerinin senkronize olabilmesi için haberleşme sistemleri önceden test edilmelidir.

7.2. Santral Teknolojilerinde Detaylı Teknik Gereksinimler

Gaz türbinleri, yüksek operasyonel esneklikleri sayesinde hızla yeniden devreye alınabilir (genellikle 30 dakika içerisinde). Ancak, bu türbinlerin yardımcı yük kapasiteleri sınırlıdır; büyük gaz türbinlerinde bu kapasite yaklaşık 500 kW civarındadır. Bununla birlikte, gerekli güç, kompresörlerin beslemesini içermekte olup, nominal kapasitenin yaklaşık %3 ila %4'ü kadar bir değere tekabül etmektedir. Çeşitli gaz türbini tipleri bulunmakla birlikte, büyük boyutlu türbinler bile soğuk durumdayken bile hızla yeniden başlatılabilme kapasitesine sahiptir. Aero türevli gaz türbinleri gibi daha küçük türbinler, teorik olarak 15 ila 30 dakika içinde yeniden başlatılabilmekte olup, bu tür türbinler yüksek esneklik gösterir. Bununla

birlikte, bu tür makinelerin ataletleri düşük olduğundan, bu ünitelerin zayıf bir elektrik şebekesinde çalıştırılması bazı operasyonel zorlukları beraberinde getirebilir [40].

Black start özelliğine sahip olmayan birimlerin, iletim hatlarının ve transformatörlerin restorasyon sıralaması, her elektrik sisteminin restorasyon stratejisinin hedeflerine bağlı olarak farklılık göstermektedir. Bu konuda çeşitli çalışmalar yapılmış olup, her İletim Sistemi Operatörü (ISO) kendine özgü restorasyon prosedürleri geliştirmiştir. Restorasyon sürecinde frekans aralığının korunabilmesi için üç temel kısıtlama dikkate alınmalıdır: baranın voltaj seviyesi, iletim hatlarının aşırı yüklenme oranı ve şebekenin frekansıdır. Örneğin, Güney Kore’de yaşanan tam elektrik kesintisi durumunda, sistemin tamamının yeniden devreye alınabilmesi için sistem yedi ayrı bölgeye ayrılmıştır. Her bir alt sistemde en az bir black start ünitesi bulunmakta ve bu üniteler için önceden belirlenmiş geri yükleme yolları tanımlanmıştır. Black start birimleri genellikle hidroelektrik santraller veya pompaj depolamalı enerji santralleri olarak kullanılmaktadır. Elektrik kesintisi meydana geldiğinde, restorasyon sürecine ilk olarak black start ünitesi ve önceden belirlenmiş geri yükleme yollarının devreye alınması ile başlanır. Bu aşamalar tamamlandıktan sonra, sistemdeki diğer jeneratörlerin devreye alınması talimatı verilmektedir. Bir diğer güncel bir arıza olan İber yarımadası çöküşünde ise, Fransa’nın enerjili kısımlarından enerjisiz alanlara peyder pey enerji verilerek üretim ve tüketim dengesini gözeterek sistem toparlanmıştır [39, 40, 42].

7.3. Şebeke Restorasyonu Süreci

Restorasyon süreci genellikle aşağıdaki adımları takip etmektedir:

- Kesinti Tespiti, arıza yeri ve sebebinin belirlenmesi,
- Adacık Yapma, arızalı bölümün şebekeden izole edilmesi,
- Kritik Yüklerin Restorasyonu, hayati öneme sahip yüklerin (hastaneler, iletişim merkezleri, vb.) enerjiyle beslenmesi,
- Senkronize Edilmiş Restorasyon, santrallerin kademeli olarak yeniden senkronize edilmesi.

7.4. Restorasyon Optimizasyonu

Restorasyon yolu optimizasyonu, enerji verilmesi gereken yük merkezleri ve trafo sahaları için en uygun sıra ve yolu belirlemeyi amaçlar. Kullanılan yöntemler aşağıda verilmiştir.

Matematiksel programlama, doğrusal programlama (LP), tamsayılı programlama (ILP), karma tamsayılı programlama (MILP) teknikleriyle optimizasyon sağlanır. Hedef, en kısa sürede en fazla yükü enerjilendirmek, iletim kayıplarını en aza indirmektir (iletim hattı regülasyon-dengelenmesi).

Heuristik ve sezgisel algoritmalar, genetik algoritma (GA), parçacık sürü optimizasyonu (PSO), karınca kolonisi algoritması (ACO) gibi yöntemlerle büyük sistemler için hesaplamalı verim artırılır.

Graf teorisi ve ağ modelleri, restorasyon süreci bir yönlendirilmiş grafik (directed graph) olarak modellenir. Minimum gerilim düşümü, minimum yol uzunluğu gibi ölçütlere göre çözümler üretilir.

7.5. Kısıtlar

Gerilim sınırlamaları, güç akışı sınırları, trafo kapasiteleri ve zaman önceliği olan yükler belirlenmiş kısıtlardır. (Hastaneler, kritik önem taşıyan veri merkezleri, su pompaları vb.) Yapılan çalışmalar, optimum restorasyon dizisinin, sadece sistem güvenliği için değil aynı zamanda enerji verimliliği ve işletme maliyeti açısından da belirleyici olduğunu göstermektedir. Dinamik güvenlik analizini incelersek, Bir güç sisteminin restorasyonu yalnızca hatların ve yüklerin yeniden bağlanmasıyla ilgili değildir. Aynı zamanda sistemin bu süreç boyunca kararlı kalacağından emin olunması gerekir.

7.6. Temel Analiz Alanları

Senkronizasyon koşulları, yeni birimler veya bölgeler yeniden sisteme bağlanırken frekans, faz açısı ve gerilim değerlerinin eşleşmesi gerekir. Gerilim stabilitesi, yüklerin geri kazanımı sırasında ani gerilim düşüşleri yaşanabilir. Bu da ekipman koruma sistemlerinin tetiklenmesine (frekans röleleri, aşırı akım röleleri, mesafeye bağlı akım röleleri... vb.) veya sistem çökmesine yol açabilir.

Frekans kararlılığı, özellikle büyük yüklerin devreye alınmasında sistem frekansını hızlı değiştirebilir. Eğer üretim talebe anlık olarak cevap veremezse, sistem frekansı çökebilir. Bu duruma geçici kararlılık (transient stability) denir. Böyle bir durumda büyük açma-kapama işlemlerinin ardından sistemin titreşimli davranışa girmemesi için açısal kararlılığın sağlanması gerekir [41, 42]. (Radyal olarak)

7.7. Kullanılan Araçlar

- Zaman alanlı simülasyonlar (time-domain simulations)
- Dinamik durum kestirimi (dynamic state estimation)
- Kararlılık indeksleri

Restorasyon sürecinde, her adımda güvenlik analizlerinin dinamik olarak yapılması, yalnızca teorik bir zorunluluk değil, pratikte hayati bir gerekliliktir. Operatör destek hizmetleri açısından bakılırsa, güç sistemlerinin karmaşıklığının artması ve yenilenebilir enerjilerin entegrasyonu ile birlikte, kontrol merkezi operatörleri için karar destek sistemleri vazgeçilmez hale gelmiştir.

Restorasyon Karar Destek Sistemleri (RDSS), operatörlere gerçek zamanlı öneriler sunan, alternatif restorasyon yollarını değerlendiren yazılımlar. SCADA verisi, topoloji, yük önceliği ve kaynak uygunluğu gibi parametreleri dikkate alır. Yapay zekâ ve uzman sistemler, restorasyon adımlarını öğrenen ve geçmiş kesintilerden çıkarım yapan sistemlerdir (ör. sınır

ağları, bulanık mantık, destek vektör makineleri). Operatörün yükünü azaltırken insan hatasını da minimize eder. Gelişmiş iletişim sistemleri, 5G ve fiber optik altyapı sayesinde sahadan gelen veriler daha hızlı değerlendirilmekte, karar gecikmeleri azaltılmaktadır.

8. TARTIŞMA, SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu bölümde, önceki kısımlarda ayrıntılı olarak incelenen enterkonnekte sistem yönetimi kapsamında benzer bir durumun yeniden ortaya çıkması halinde etkilerin en aza indirilmesi ya da sistemin tamamen devre dışı kalmasının önlenmesine yönelik stratejiler ele alınmaktadır.

İber Yarımadası'ndaki enterkonnekte sistem çökmesini tartışmadan ve konuya ilişkin çözüm önerileri sunmadan önce, Türkiye özelinde kısa bir değerlendirme yapmak yararlı olacaktır. Türkiye'nin Kıta Avrupası elektrik şebekesiyle senkronizasyonu, ülkemiz elektrik sisteminin teknik yeterliliğini kanıtlayan, sistem güvenilirliğini artıran ve Avrupa enerji piyasasına entegrasyonu kolaylaştıran bir dönüm noktası olmuştur. Bu bağlantı sayesinde, yalnızca enerji arz güvenliği değil, aynı zamanda frekans stabilitesi, sistem kalitesi ve bakım maliyetleri gibi teknik göstergelerde de önemli iyileşmeler sağlanmıştır. Özellikle primer frekans rezervi ihtiyacının yaklaşık yarı yarıya azalması, yük-frekans regülasyonu performansının güçlendiğini ortaya koymaktadır. Söz konusu entegrasyonun ardından, Avrupa ile eşgüdümlü yürütülen teknik uyum süreçleri neticesinde TEİAŞ ve ilgili kurumlar, ENTSO-E yapısı içinde bilgi ve deneyim paylaşımına katılarak uluslararası normlara daha yakın uygulamalar geliştirme fırsatı elde etmiştir. Bu gelişme, özellikle ileri düzey sistem modellemeleri, kararlılık analizleri ve veri tabanlı karar destek sistemleri açısından önemli bir yetkinlik kazanımı sağlamıştır. Ancak enerji sisteminin dönüşüm süreci, yalnızca uluslararası bağlantılarla sınırlı değildir. Nitekim sistem dinamiklerini etkileyen başka önemli dönüşüm unsurları da bulunmaktadır. Bu bağlamda, sistemin iç yapısındaki değişimler ve kaynak çeşitliliğindeki artış, sistem davranışlarını doğrudan etkilemektedir. Özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarının hızlı penetrasyonu; sistemdeki ataletin azalmasına, bölgeler arası salınımların artmasına ve konvansiyonel dengeleme araçlarının yetersiz kalmasına neden olmaktadır [76,77]. Bu nedenle,

- Geniş Alan İzleme ve Kontrol Sistemleri (WAMS/WADC),
- HVDC bağlantılar ve VSC destekli inverter teknolojileri,
- Grid-forming invertörler ve sanal senkron jeneratörler (VSM),
- Makine öğrenmesi vb. yöntemlerle geliştirilen yapay zeka destekli osilasyon analiz sistemleri

gibi ileri teknolojilere dayalı etkili stratejiler geliştirilerek salınım problemlerinin önlenmesi ve sönümlenmesi sağlanmalıdır. Ayrıca, black start gibi olağanüstü sistem durumlarında yenilenebilir enerji kaynaklarının sınırlı katkı potansiyeli, sistem güvenliği açısından ciddi bir boşluk yaratmaktadır. Bu yüzden, rüzgar ve güneş enerjisi sistemlerinin enerji depolama teknolojileriyle desteklenmesi; özellikle pompaj depolamalı hidroelektrik santraller gibi reaktif ve hızlı tepki verebilen kaynakların yaygınlaştırılması kaçınılmazdır. Devlet teşvikleriyle söz konusu altyapıların desteklenmesi yalnızca arz güvenliğini değil, aynı zamanda sistemin restorasyon hızını ve esnekliğini de önemli ölçüde artıracaktır.

İber Yarımadası'nda meydana gelen enterkonnekte sistem çökmesine dair teknik tespit, sonuç ve çözüm önerilerine gelindiğinde ise, söz konusu çöküşün klasik nedenlerle açıklanamayacak bir kök nedene dayandığı anlaşılmaktadır. Bu çerçevede, sistemin bozulmasına yol açan çok katmanlı süreç, beş evreli bir yapıda ilerleyerek şebekeye doğrudan etki etmiştir. Söz konusu süreç, N-1 kriterlerinin ötesine geçen ve tespit edilen 13 farklı kısıttan oluşan çoklu kısıtlar silsilesi olarak değerlendirilmektedir. Frekans bozukluğu ilk olarak, Badojoz Güneş Enerjisi Santrali'nin (GES) A bölümünü izleyen osiloskop ölçümlerinde belirgin bir bozunma şeklinde gözlemlenmiştir. Bu anormalliğin ardından, bahsi geçen santralin enerji şebekesine bağlanma durumu (kısa devre oranı ve gerilim seviyesi) incelenmiş, ilgili parametrelerin belirlenmiş sınırlar içerisinde olduğu tespit edilmiştir. Bu bulgular, sorunun şebekeden değil, santral içindeki inverter tabanlı IGBT anahtarlama birimlerinden kaynaklandığına işaret etmektedir. Bununla birlikte, bu durumun doğrudan yenilenebilir enerji kaynaklı olduğu da kesin biçimde ifade edilemez. Eğer sistem uygun şekilde izole edilebilecek bir şebeke modeline sahip olsaydı — ki Badojoz Santrali'nin bulunduğu İber Yarımadası'nın mesh yapıda bir elektrik şebekesiyle entegre olduğu bilinmektedir — söz konusu santral kısa sürede devre dışı bırakılabilir ve yerine eş büyüklükte bir yük devreye alınarak sistem kararlılığı sürdürülebilirdi.

Ayrıca, osilasyonların kapasitif mi yoksa endüktif karakterli mi olduğunun sistem operatörleri tarafından zamanında tespit edilememesi, müdahale sürecinde ciddi zaman kayıplarına yol açmıştır. Bu gecikme süresince, gerilim seviyelerinde belirgin dalgalanmalar gözlemlenmiştir. Söz konusu dalgalanmalar, eş zamanlı olarak, osilasyonlarda özellikle 0.6 Hz ve 0.2 Hz kaynaklı gerilim bozuklukları olarak görülürken, Badojoz GES' in ana bağlı olduğu baradaki telemetre verilerinde ise 395-400 kV aralığında kaydedilmiştir. Bu durum başlangıçta sistem operatörleri tarafından kayda değer bulunmamış; ancak, tali baralardan biri olan Almanoz TM'deki ölçümlerde, gerilim seviyesinin 28 kV düzeyine kadar inişli çıkışlı bir seyir izlediği sonradan fark edilmiştir. İkinci evre nedeniyle sistemde restorasyon yapılırken ülke genelinde gerilim seviyelerinde artış meydana gelmiş, bu durumu dengelemek amacıyla şönt reaktörler devreye alınmıştır. Ancak uygulanan bu çözüm, sistem üzerindeki olumsuz etkileri tam olarak giderememiştir. Bu noktada, black start kabiliyetine benzer özellikler taşıyan konvansiyonel bir enerji üretim tesisi olan kombine çevrimli gaz türbini devreye alınmaya çalışılmış, ancak kesintiler nedeniyle başarılı olunamamıştır. Bu gelişme sonucunda, sistemin bu nitelikteki bozucu frekansları sönmüleme kapasitesi azalmış, gerilim kontrolündeki esnekliği düşmüş ve uygulamaya alınacak tedbirler de tam anlamıyla hayata geçirilememiştir. Gerilim seviyelerindeki söz konusu dengesizlikler, dağıtım tarafındaki trafolarla yer alan kademe ayar değiştiricilerinin de yeterince hızlı yanıt verememesi sebebiyle, kontrol edilemeyecek düzeyde genlik değişimlerine yol açmıştır. Bu durum neticesinde, atalet etkisini artıracak geleneksel üretim tesislerinin devreye alınamamasından dolayı güç akışı da zayıflamış, güneyden kuzeye işletme yükü ve stres artmıştır. İber Yarımadası'ndaki söz konusu güç kalitesindeki düşüşten etkilenmemek için Fransa ve Portekiz sistemlerini tamamen izole ederek ilgili enterkonnekte yapıdan ayrılmıştır. Sistem ataletinin kırılmalılığı da devreye girdiğinde, süreç sistem çöküşüne doğru evrilmeye başlamıştır. Ayrıca her bir üretim tesisinin kendini koruma amacıyla sistemden ardışık biçimde ayrılması da zincirleme bir kopuş tepkimesini tetiklemiştir. Bunun sonucunda, gerilim ve frekansın istenen senkron koşullarda tutulması artık mümkün olmamış, sistem istikrarı tamamen yitirilmiştir. Nihayetinde, saat 12:33 itibarıyla İspanya Yarımadası'ndaki tüm iletim sistemi çökmüş; 400 kV seviyesinde çalışması gereken ana iletim hatlarında gerilim, yaklaşık 1 kV seviyelerine kadar düşmüştür. Bu aşamada, tüm sistemin çökmesiyle ulaşılan bu kritik tablo doğrultusunda, ileriye dönük öneriler geliştirmek elzem hâle gelmiştir:

- Öncelikle acil müdahale eylem planlarının güncellenmesi gerekmektedir.
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının artışına paralel olarak, ihtiyati bir enerji sağlayacak batarya enerji depolama sistemlerinin (BESS) yaygınlaştırılması gerekmektedir.
- Şebekelerde enerji çeşitliliğinin artırılması ve buna bağlı bu çeşitliliklerin ülkelerin coğrafi koşullarını göz önüne alarak dengeli bir şekilde dağıtımını sağlanmalıdır. İzole edilecek bölgelerin yani şebeke modelleme tiplerinin de en uygun olanı seçilmelidir.
- Geleneksel üretim tesislerinin de (hidroelektrik, doğal gaz çevrim santralleri, nükleer enerji santralleri) atalet etkisinin stabil tutmak adına artırılması gerekir. Buna bağlı olarak sanal atalet oluşturacak sistemler de geliştirilmelidir.
- Üretim hatlarındaki aşırı gerilimlerin koruma ayarları ile gerilim ve akım trafolarının eşik değerlerinin artırılmalıdır. Böylece, gereksiz açmalar önüne geçilecektir.
- Dinamik ve sürekli (continuous) modda gerilim ve frekans kontrolü yeni gelişen STATCOM gibi teknolojilerle takip edilmelidir.
- HVDC iletim hatları kullanan şebekelerde güç- frekans kontrol fonksiyonlarını sağlayan teknolojilerin aktif hale gelmesi sağlanmalıdır.
- Pompaj depolama sistemlerinin artırılması gerekmektedir.
- Yük atma ve yük alma protokollerinin gözden geçirilmesi ve buna bağlı olarak haftalık atalet katsayılarının ENTSO-E'ye üye ülkelerce paylaşılması gerekmektedir. ENTSO-E tarafından bu durumla ilgili regülasyonlar yapılmalıdır.
- Dağıtım tarafında ise yüksek gerilim oluşan dönemlerde tüketimin oluşup sistem dengesinin hızlı şekilde sağlanabilmesi amacıyla, ısı pompalarının kullanılması teşvik edilmelidir.
- Sistem operatörlerinin eğitimlerinin güncel teknolojilerle uygulamalı olarak eğitilmesi gerekmektedir. Her bir iletim ve dağıtım sistem operatörü, kendi eksiklikleri ışığında şebekelerini ve aktif güç kapasitelerinin yanında reaktif güç kapasitelerini de güçlendirmelidir.
- Yenilenebilir enerji kaynaklarındaki (YEK) gerilim kontrolünün, $\cos(\phi)$ bağlı takibi yenilenmelidir. Ana bara telemetrelerinin yanı sıra, tali telemetrelerin anlık bozulmasını sistem operatörüne zamanında iletebilecek yapay zeka destekli sistemlerin geliştirilmesi gerekmektedir.
- Sinyal işleme yöntemleri ile osilasyonların karakteristiğini, yapay zekâ destekli FFT analizi ile çözecek araçların geliştirilmesi gerekmektedir.
- Gelecekte mikro şebekeler, otonom kontrol sistemleri ve blockchain tabanlı enerji izleme uygulamaları (insan faktörü göz ardı edilmeden) şebekenin dayanıklılığına doğrudan katkı sağlayacak şekilde tasarlanmalı ve yaygınlaştırılmalıdır. Zira bu sistemler sayesinde, enerji üretimi ve tüketimi daha verimli izlenecek, kullanıcı katılımı daha da artacak, sistem arızalarına karşı daha akıllı çözümler geliştirilecek ve sürdürülebilir enerji çeşitliliği sağlanacaktır.

KAYNAKÇA

- [1] Y. Durukan, D. Özkök, A. Özkaya, H. M. Kara, “Türkiye Elektrik Sisteminin Avrupa Elektrik Sistemine Bağlantısı”, Enerji ve Çevre Dünyası Dergisi, 10 Mayıs 2012, 93. Sayı , Nisan 2012.
- [2] “ENTSO-E üyesi ülkeler”, Academic Press. Son erişim tarihi: 19.06.2025. <https://www.entsoe.eu/>
- [3] “European_Network_of_Transmission_System_Operators_for_Electricity”, Academic Press. Son erişim tarihi 19.06.2025. https://en.wikipedia.org/wiki/European_Network_of_Transmission_System_Operators_for_Electricity
- [4] Security Coordination Centre SCC, Belgrade, Serbia, Academic Press. Son erişim tarihi 24. 06. 2025. <https://www.scc-rsci.com/>
- [5] “TESAB – Cumhuriyetin 100. Yılında Türkiye Elektrik Tarihi”, Academic Press. Son erişim tarihi 24. 06. 2025. <https://tesab.org.tr/attachments/article/149/Elektrik-Tarihi.pdf>
- [6] M. Eremia, & M. Shahidehpour (Eds.) , “Handbook of electrical power system dynamics: modeling, stability, and control”, John Wiley & Sons, IEEE Pres, 2013. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781118516072>
- [7] Blackout in Italy UCTE, “ENTSO-E” ,FINAL REPORT of the Investigation Committee on the 28 September 2003, UCTE Academy press, 2003. [Online]. Son erişim tarihi 20. 06. 2025. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf.
- [8] UCTE, “ENTSO-E,” Final Report System Disturbance on 4 November 2006, union for the co-ordination of transmission of electricity, 2006. [Online]. Son erişim tarihi: 20.06.2025. <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf>.
- [9] ENTSO-E, “Report on Blackout in Turkey on 31st March 2015- Final Version 1.0” , Project Group Turkey 21 September 2015, European Network of Transmission System Operators for Electricity (entsoe), TEİAŞ, 22015. [Online]. Son erişim tarihi: 20.06.2025. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/20150921_Black_Out_Report_v10_w.pdf.
- [10] ENTSO-E, Continental Europe Synchronous Area Separation on 08 January 2021, ICS Investigation Expert Panel » Final Report » 15 July 2021 Main Report, 2021. Son erişim tarihi: 20.06.2025. [Online]. https://eepublicdownloads.azureedge.net/cleandocuments/SOC%20documents/SOC%20Reports/entso-e_CESysSep_Final_Report_210715.pdf.
- [11] ENTSO-E, Continental Europe Synchronous Area Separation on 24 July 2021 ICS Investigation Expert Panel » Final Report » 25 March 2022 Main Report, 2022. Son erişim tarihi: 20.06.2025. [Online]. https://eepublicdownloads.azureedge.net/cleandocuments/Publications/2022/entso-e_CESysSep_210724_02_Final_Report_220325.pdf.
- [12] D. Zografos, “Power System Inertia Estimation and Frequency Response Assessment, ” Doctoral dissertation, KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, 2019. <https://www.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A1369967&dswid=2046>
- [13] Entso-e, “Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF)” ,Version 17, 16. Dec. 2020, entsoe, 2020. Son erişim tarihi: 21.06.2025. https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Inertia%20and%20RoCoF_v17_clean.pdf

- [14] Z. Wu, W. Gao, T. Gao, W. Yan, H. Zhang, S. Yan, & X. Wang, “State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems” ,Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 6(1), 1-16, 2018.
DOI: 10.1007/s40565-017-0315-y
- [15] ENTSO-E, “Nordic_report_Future_System_InertiaFuture system inertia”,entsoe report, 2014. Son erişim tarihi: 20.06.2025. [Online]. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic_report_Future_System_Inertia.pdf
- [16] L. Wu, and D. G. Infield, “Towards an Assessment of Power System Frequency Support From Wind Plant- Modelling Aggregate Inertial Response”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 3, pp. 2283-2291, Aug. 2013
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2236365>
- [17] A. D. Hansen, P. E. Sørensen, , L. Zeni, & M. Altin, “Frequency control modelling-basic ” ,DTU Library, 2016.
<https://orbit.dtu.dk/en/publications/frequency-control-modelling-basics>
- [18] IEA, “Renewable electricity net capacity additions by technology, main and accelerated cases, ” 2013-2022, IEA, Paris, 2022.
<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/renewable-electricity-net-capacity-additions-by-technology-main-and-accelerated-cases-2013-2022>
- [19]M. Boztepe, “Enerji Sistemlerinde Güç Elektroniğinin Yükselen Önemi ve Son Gelişmeler” , V. Enerji Verimliliği günleri, Yaşar Üniversitesi konferans salonu, 18-19 Ocak 2019, Bornova, İzmir, 2019. Son erişim tarihi: 21.06.2024. [Online].
https://www.emo.org.tr/ekler/71870ac97892e46_ek.pdf
- [20] E. Aras,“Kesintili Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Güç Sistemi İle Bütünleşmesi”, ETUK 2023.Son erişim Tarihi: 21.06. 2024. [Online].
https://www.emo.org.tr/ekler/aeb0ae415f642ab_ek.pdf
- [21] E. Özdemirci, & M. Cebeci,“Primer frekans kontrolünde batarya enerji depolama sistemleri kullanımının analizi”, Avrupa Bilim Ve Teknoloji Dergisi, 292-297, 2020.
<https://doi.org/10.31590/ejosat.araconf37>
- [22] S. Sharma, S. H. Huang, & N. D. R. Sarma, “System inertial frequency response estimation and impact of renewable resources in ERCOT interconnection”,In 2011 IEEE power and energy society general meeting (pp. 1-6). IEEE, July 2011
<https://doi.org/10.1109/PES.2011.6038993>
- [23] ENTSO-E. Future system inertia documents ,2014.
- [24] Terna workshop System Stability: Monitoring, Mitigation, and Future Steps May 02 2025 | Rome, Italy
- [25] T. Atalik, M. Dogan, & T. Demirci, “Design and implementation of an identifier system for inter-area power oscillations”, Electric Power Systems Research, 122, 86-95, 2015.
<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.01.004>
- [26] Fraunhofer ISE sunumu, Son Erişim tarihi: 06.07.2025
<https://www.ise.fraunhofer.de/en/renewable-energy-data.html>
- [27] UCTE OH – Policy 3: Operational Security - Final Version (Approved by SC on 19 March 2009), 2009.Sonerişimtarihi: 22.06.2025. [Online].

- https://eepublicdownloads.entsoe.eu/cleandocuments/pre2015/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_3_final.pdf
- [28] T. Yeşilyurt, & B. Akbal, “Elektrik Tesislerinde Gerilim Kararlılığının Sağlanması için Kullanılan Yöntemler”, *Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi*, 287-292, 2020.
<https://doi.org/10.31590/ejosat.804207>
- [29] İ. Eke, M. C. Taplamacıoğlu, & İ. Kocaarslan, “Rotor Açısal Kararlılığı İçin Güç sistemi Dengeleyicisi Tasarımı”, *International Journal of Engineering Research and Development*, 3(2), 6-11, 2011.
<https://dergipark.org.tr/en/pub/umagd/issue/31722/345739>
- [30] ENTSO-E subgroup System Protection and Dynamics - Special Protection Schemes 2012 Report
- [31] Technical Brochure 316: Protection of High Voltage AC Cables, CIGRE Technical Brochure, no. 316, 2007.
- [32] IEEE Power System Relay Committee, Power System Relaying Committee Report, IEEE PES Report, 2009.
- [33] IEEE, IEEE Standard C37.250™-2020: Guide for Engineering, Implementation, and Management of System Integrity Protection Schemes (SIPS), IEEE Standard, 2020.
- [34] M. Zhao, P. R. Maloney, X. Ke, J. C. B. Ceballos, X. Fan, & M. A. Elizondo, “Power System Recovery Coordinated with (Non-) Black-Start Generators”, In 2023 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM) (pp. 1-5). IEEE 2023, July 2023.
<https://doi.org/10.1109/PESGM52003.2023.10253448>
- [35] J. Fan, L. Niu, C. Li, G. Zhang, L. He, Y. Wang, & F. Lai, “Review of black start on new power system based on energy storage technology”, *Energy Engineering: Journal of the Association of Energy Engineers*, 120(12), 2857, 2023.
- [36] Q. Nguyen, M. R. Vallem, B. Vyakaranam, A. Tbaileh, X. Ke, & N. Samaan, “Control and simulation of a grid-forming inverter for hybrid pv-battery plants in power system black start”, *IEEE power & energy society general meeting (PESGM)* (pp. 1-5), IEEE 2021.
<https://doi.org/10.1109/PESGM46819.2021.9637882>
- [37] A. Anta, & D. Cifelli, “On the damping of power systems during inverter-based blackstart”, In 2024 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE) (pp. 1-5). IEEE 2024, October 2024.
<https://doi.org/10.1109/ISGTEUROPE62998.2024.10863002>
- [38] K. Liang, H. Wang, D. Pozo and V. Terzija, “Power system restoration with large renewable Penetration: State-of-the-Art and future trends” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 155, Part A, 2024.
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109494>
- [39] A. Kurtulan, U. Hasırcı, A. Balıkçı, “Dağıtım Sistemlerinde Enerji Restorasyonu: Kocaeli İlinde Bir Durum Çalışması”, *Elektrik Mühendisleri Odası*, 2020.
https://www.emo.org.tr/ekler/0ed6430204c0e0d_ek.pdf
- [40] M. Bulut, “Elektrik Sisteminin Yeniden Toparlanması için Black Start İşlemlerinde Depolama Sistemleri ve Yenilenebilir Kaynakların Kullanılması”, *CIGRE - Güç Sistemleri Konferansı (GSK)*, Ekim 2022, Ankara
DOI: 10.5281/zenodo.7269506

- [41] Ü. Ünver, H. Bilgin, & A. Güven, “Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Sistemler”, Mühendis ve Makina, 56(663), 57-64, 2015.
- [42] ENTSO-E, “Report on Blackout in Turkey on 31st March 2015,” Final Version 1.0, Project Group Turkey, 21 September 2015. Son erişim tarihi: 22.06.2024. [Online]. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/cleandocuments/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/20150921_Black_Out_Report_v10_w.pdf
- [43] CIGRE – “Flexible AC Transmission Systems Green Book”, Study Committee B4: DC System and Power Electronics, Springer Reference, ISBN 978-3-030-35385-8, İngiltere, 2020.
<https://www.e-cigre.org/publications/detail/gb-7-flexible-ac-transmission-systems.html>
- [44] A. Çifci, “Facts Cihazları Elektrik Güç Sistemlerinde Enerji Fonksiyonu ile Gerilim Kararlılığı Analizi”, (Doctoral dissertation) Sakarya Üniversitesi, Türkiye, 2015.
<https://www.proquest.com/openview/ae8da0d51a4ff4bbf58e97f955d65fd4/1?pq-origsite=gscholar&cbl=2026366&diss=y>
- [45] B. H. Alajrash, M. Salem, M. Swadi, T. Senjyu, M. Kamarol, & S. Motahhir, “A comprehensive review of FACTS devices in modern power systems: Addressing power quality, optimal placement, and stability with renewable energy penetration”, Energy Reports, 11, 5350-5371, 2024.
<https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.05.011>
- [46] CIGRE Technical Brochure 851 – Planning of Power Systems with Large Amounts of Renewable Energy
- [47] TEİAŞ – Türkiye Elektrik İletim Sistemi 10 Yıllık Gelişim Planı (2022–2032). Son erişim tarihi: 22.06.2024. [Online]. <https://www.teias.gov.tr/ilgili-raporlar>
- [48] EPDK & TEİAŞ – Hibrit Santral Yönetmeliği ve Depolama Tesislerine İlişkin Mevzuat <https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuat?MevzuatNo=38588&MevzuatTur=7&MevzuatTertip=5>
- [49] Teiaş Yük Tevzi Bilgi Sistemi. Son erişim tarihi: 22.06.2024. [Online]. <https://www.teias.gov.tr/iletisim>
- [50] U.S. Department of Energy. Son erişim tarihi: 22.06.2024. [Online]. https://en.wikipedia.org/wiki/United_States_Department_of_Energy
- [51] CIGRE Technical Brochure 816 – Impact of Forecasting on Grid Operation
- [52] TEİAŞ – RES ve GES Üretim Tahmin Performans Raporları (GÜP/REP). Son erişim tarihi: 22.06.2024. [Online]. <https://www.teias.gov.tr/ilgili-raporlar>
- [53] IEEE PES – Virtual Inertia in Modern Power Systems (2020)
- [54] CIGRE TB 762 – Advanced Control Methods for Grid-Connected Power Electronics
- [55] CIGRE TB 602 – Benchmarking of Control Strategies for FACTS Devices
- [56] ENTSO-E Network Code on Requirements for Generators (RfG). Son erişim tarihi: 23.06.2024. [Online]. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/cleandocuments/pre2015/consultations/Network_Code_RfG/120626_-_NC_RfG_-_Evaluation_of_Comments.pdf
- [57] EPDK – Türkiye Elektrik Piyasası Talep Tarafı Katılımı Raporu (2022)
- [58] TEİAŞ – Dengeleme ve Yedek Hizmetler Piyasası Mevzuatı

- [59]EPDK–Türkiye Elektrik Piyasası Gelişim Raporları (Yıllık) <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-0-102/yillik-rapor-elektrik-piyasasi-gelisim-raporlari>
- [60]Red Eléctrica de España (REE) – Electric System Data & Reports. Son erişim tarihi: 23.06.2024. [Online]. <https://www.ree.es/en/statistics>
- [61]Ministry for the Ecological Transition and Demographic Challenge (MITECO). Son erişim tarihi: 22.06.2024. [Online]. <https://portal.miteco.gob.es/en/>
- [62] Eurostat – European Statistics - Avrupa Birliği Yenilenebilir Enerji ve Elektrik Verileri. Son erişim tarihi: 24.06.2024. [Online]. <https://ec.europa.eu/eurostat>
- [63] INE (Instituto Nacional de Estadística) – İspanya Ulusal İstatistik Ofisi. Son erişim tarihi: 23.06.2024. [Online]. <https://www.ine.es>
- [64]Red Eléctrica de España (REE). Son erişim tarihi: 23.06.2024. [Online]. - <https://www.ree.es/en/publications/annual-reports>
- [65]BP Statistical Review of World Energy (2024). Son erişim tarihi: 24.06.2024. [Online]. - <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- [66] IRENA - Renewable Energy Data and Reports. Son erişim tarihi: 23.06.2024. [Online].- <https://www.irena.org>
- [67]REE, "Annual Report 2023",Yıllara Göre Yüzdelere ve Değişim Trendleri. [Online]. <https://www.ree.es/en/publications/annual-reports>
- [68]İspanya Elektrik İletim Sistemi.Son erişim tarihi: 23.06.2024.[Online]. <https://www.ree.es/en/ecological-transition/electricity-interconnections>
- [69]İspanya Elektrik İletim Sistemi Trafo Merkezleri Haritası. Son erişim tarihi: 23.06.2024.[Online]<https://www.ree.es/es/transporte-electricidad/proyectos-transporte/mapa-proyectos>
- [70]İspanya Elektrifikasyon Haritası. Son erişim tarihi: 23.06.2024.[Online]. <https://www.entsoe.eu/data/map>
- [71] İspanya Sınır Ötesi Bağlantıları (2024). Son erişim tarihi: 23.06.2024. [Online]. <https://tyndp.entsoe.eu/>
- [72] 28 Nisan 2025 tarihinde meydana gelen olaydan etkilenen coğrafi alan. Son erişim tarihi: 23.06.2024. [Online]. <https://www.entsoe.eu/news/2025/05/09/entso-e-expert-panel-initiates-the-investigation-into-the-causes-of-iberian-blackout/>
- [73] Olay Öncesi İspanya'nın Komşu Ülkeler ile Elektrik Ticareti Durumu.Son erişim tarihi: 23.06.2024. [Online].<https://www.energy-charts.info>
- [74] Olay Öncesi İspanya'nın Komşu Ülkeler ile Elektrik Ticareti Durumu ve İber Yarımadası'ndaki şebeke frekansı değişimi. Son erişim tarihi: 23.06.2024. [Online]https://www.linkedin.com/posts/luisbadesa_iberia-blackout-2025-activity-7329865554536611841-dLmB?utm_source=share&utm_medium=member_android&rcm=ACoAABe038ABUh5ZpUu3vTWQVqEFN0BN04O7AJc
- [75] A. Heidari- Akhijahani, & K. L. Butler-Purry, “A Review on Black-Start Service Restoration of Active Distribution Systems and Microgrids”,Energies, 17(1), 100, 2024.
- [76] M. Bulut, “The impact of the establishment of the cross-border balancing market on the integration of RES into the regional electricity grid”, Int J Energy Studies, c. 9, sy. 2, ss. 309–329, 2024, doi: 10.58559/ijes.1402880.

- [77] T. Çakıl, H. F. Carlak, and Ş. Özen, “Modeling of power network system of the high voltage substation: A simulation study”, IJEAS, vol. 7, no. 3, pp. 39–57, 2015.