

<u>Madde:</u>	<u>Konu:</u>	<u>Katkı Verenler:</u>
1.0	Giriş	Kadriye Avcü
2.0	Yenilenebilir enerji eğilimleri	Ümit Yalçın, Volkan Şirin
3.0	Şebeke altyapı sorunları	Azim Şahin, Muammer Argün, Ümit Yalçın
4.0	Politika ve programlar	Ersin Aras, Salim Arslanalp
5.0	Enerji kooperatifleri ve toplumsal etkileri	Enver Ünal, Mete Çubukçu, Salim Arslanalp
6.0	Güvenlik ve çevresel etkiler	H. Avni Gündüz, Çağrı Polat
7.0	Teknoloji ve yenilikçi çözümler	Kadriye Avcü, Salim Arslanalp, Yusuf K. Yıldız, Enver Ünal, Harun Gümüş, Ali Eray Ergin
8.0	Tesis işletmeciliği ve iyileştirme, Elektrik Tarifelerinin İncelenmesi ve Tarife Uygulamalarındaki Sorunlar	Volkan Şirin, Mustafa Orçun Öztürk, Kadriye Avcü
9.0	Sonuç ve öneriler	Kadriye Avcü



1954

**EMO İZMİR ŞUBESİ
36. OLAĞAN GENEL KURULU
ENERJİ KOMİSYONU RAPORU**

31 Ocak 2026

İÇİNDEKİLER

1. GİRİŞ	5
1.1. Raporun Amacı ve Kapsamı	5
1.2. Metodoloji.....	7
1. YENİLENEBİLİR ENERJİ EĞİLİMLERİ	8
2.1. Yenilenebilir Enerji (YE) Gelişimi ve Güncel Eğilimler.....	8
2.1.1. Güneş Enerjisi	8
2.1.2. Rüzgâr Enerjisi	9
2.1.3. Biyoenerji	9
2.2. Dünya ve Türkiye Perspektifinden Yenilenebilir Enerji Eğilimleri.....	9
2.2.1.Enerjide Yapısal Kırılma ve "3D" Süreci.....	9
2.2.2.Dünya Perspektifi: Maliyet Devrimi ve Piyasa Olgunluğu	10
2.2.4. Eleştirel Analiz: Türkiye'nin "Yumuşak Karnı" ve Engeller.....	10
2.2.5. Stratejik Öneriler: Yasal Öngörülebilirlik ve Dönüşüm Yol Haritası	11
2.3.Sonuç.....	11
3. ŞEBEKE ALTYAPI SORUNLARI	12
3.1. Yenilenebilir Enerji Kaynakları (YEK) Projelerinde Şebeke Bağlantıları	12
3.1.1. İspanya (İber Yarımadası) Elektrik Kesintisi	13
3.2. Enerji Dönüşümünde Dağıtım Sistemi Yönetimi	15
3.3. Enerji Kesintileri, Üretim ve İletim Sorunları.....	17
3.4. İzmir 10.5-34.5 kV Şebeke Dönüşümü	24
3.5. Sonuç	26
4. POLİTİKA VE PROGRAMLAR	27
4.1.Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı "Enerji Dönüşümü – YE 2035 Programı ve Sunumun Değerlendirilmesi	27
4.1.2.Giriş	27
4.1.3. Elektrik Güç Sistemlerinin (EGS) Plânlama Kriterleri	27
4.1.4. EGS'nin Plânlama Aşamaları	28
4.1.5. Avrupa Birliği	28
4.1.6. ETKB'nin Enerji Dönüşümü ve 2035 Yenilenebilir Enerji Plânı.....	28
4.2. Türkiye'nin Enerji Dönüşüm Programı – Kesinleşmiş ve İmzalanmış Finansman Kaynakları Özeti.....	32
4.3. Sonuç	33
5. ENERJİ KOOPERATİFLERİ VE TOPLUMSAL ETKİLERİ.....	34
5.1. Enerji Kooperatifleri: Kavramsal ve Toplumsal Çerçeve.....	34
5.2. Enerji Dönüşümünde Yurttaş Katılımı ve Kooperatif Modeli.....	34
5.3. Uluslararası Deneyimler: Almanya Örneği ve Seçilmiş Uygulamalar.....	35
5.4. Türkiye'de Enerji Kooperatifleri: Mevzuat, Uygulama ve Güncel Durum.....	36
5.5. Dijitalleşme, Yenilikçi İş Modelleri ve Enerji Topluluklarında Yeni Dönem.....	38
5.6. Sonuç.....	39

6. GÜVENLİK VE ÇEVRESEL RİSKLER	40
6.1. Orman Yangınları ve Elektrik Şebekeleri.....	40
6.2. Enerji Arz Güvenliğinin Yeni Cephesi: Statik Savunmadan "Siber Dayanıklılığa " Geçiş....	43
6.3. Sonuç.....	45
7. TEKNOLOJİ VE YENİLİKÇİ ÇÖZÜMLER	46
7.1. Giriş	46
7.1.1. Yöntemsel Çerçeve	46
7.1.2. Pilot Uygulamalar ve Saha Bulguları	46
7.1.3. Kabul Edilmiş Araştırma ve Uygulama Projeleri	46
7.1.4. Tartışma ve Değerlendirme	47
7.2. Enerji Depolama Yönetmeliği Üzerinde Düşünceler	47
7.2.1. Enerji Ticareti Amaçlı Depolama Tesisleri	47
7.2.2. İletim ve Dağıtım Sistemlerinde Arz Güvenliğini Sağlamaya Yardımcı Unsurlar	48
7.3. Yüzer Güneş Enerjisi Santralleri (GES) ve Agrivoltaik Uygulamalar	49
7.4. Hidrojen Enerjisi	50
8.DAĞITIM ŞİRKETLERİNDE TESİS İŞLETMECİLİĞİ VE İYİLEŞTİRME	52
8.3. Elektrik Tarifelerinin İncelenmesi ve Tarife Uygulamalarındaki Sorunlar.....	54
8.3.1. Giriş	54
8.3.2. Elektrik Piyasası ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu	54
8.3.3. Elektrik Tarifelerine İlişkin Kavramsal ve Mevzuat Çerçevesi.....	54
8.4. Sonuç.....	59
9. SONUÇ ve ÖNERİLER	60

1. GİRİŞ

Kadriye AVCÜ, EMO İzmir Şube Enerji Komisyonu

Bu rapor, Türkiye elektrik enerji sektöründe son yıllarda derinleşen üretim, iletim, dağıtım ve piyasa kaynaklı yapısal sorunları, kamusal yarar perspektifiyle ele almak; mevcut durumu teknik veriler ışığında ortaya koymak ve çözüm yollarını ortaya koymak amacıyla hazırlanmıştır. Rapor, 35. Dönem EMO İzmir Şubesi Enerji Komisyonu'nun iki yıllık çalışmasının ürünüdür.

1.1. Raporun Amacı ve Kapsamı

Enerji, çağdaş toplumların en temel gereksinimi olarak hem ekonomik hem de sosyal sürdürülebilirliğin mihenk taşıdır. Artan enerji talebi, iklim değişikliği baskısı, özelleştirme süreçlerinin derinleşmesi ve kamusal denetimin zayıflaması, bu raporu hazırlama gerekliliğini ortaya koymuştur.

Bu raporun birincil amacı, ülkemizde ve özellikle Ege Bölgesi'ndeki enerji sisteminin mevcut durumunu teknik, ekonomik ve toplumsal parametrelerle objektif olarak analiz etmek, enerji planlamasında kamusal yarar ilkesini esas alan politika önerilerini ortaya koymak ve "enerjinin kamusallaştırılması" perspektifini güçlendirmektir. Rapor ayrıca enerji erişiminde eşitlik ve sürdürülebilir üretim ilkelerinin mühendislik, toplumsal haklar ve çevresel etkiler bağlamında değerlendirilmesini hedefler.

Bu rapor, Elektrik Mühendisleri Odası İzmir Şubesi Enerji Komisyonu'nun 2023-2025 yılı 35. Dönem boyunca yürüttüğü teknik, bilimsel ve toplumsal değerlendirmelerin bütüncül bir çıktısıdır. Çalışma; enerji sektöründeki yapısal dönüşümleri, yenilenebilir enerji temel üretim modellerini, iletim ve dağıtım altyapısındaki sorunları, enerji politikalarını, toplumsal etkileri ve geleceğe dönük teknolojik yönelimleri birlikte ele alan çok boyutlu bir analiz niteliği taşımaktadır.

Raporun kapsamı, yalnızca teknik enerji üretim verileriyle sınırlı tutulmamış; enerjinin kamusal bir hizmet olduğu gerçeğinden hareketle, mühendislik, ekonomi, çevre, toplum ve kamu politikaları ekseninde genişletilmiştir.

Bu çerçevede rapor aşağıda belirtilen ana başlıklar altında yapılandırılmıştır:

Yenilenebilir Enerji Eğilimleri ve Kaynak Analizi

Raporda; güneş, rüzgâr, biyokütle ve jeotermal enerji başta olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarının:

- Dünya ve Türkiye ölçeğinde gelişim trendi,
- Teknolojik dönüşümü ve maliyet eğilimleri,
- Türkiye'nin kaynak potansiyeli,
- Kurulu güç, üretim ve kullanım oranları

ayrıntılı biçimde incelenmiştir. Bu bölümde, yenilenebilir enerjinin yalnızca bir üretim alternatifi değil, enerji dönüşümünün ana omurgası olduğu vurgulanmış; Türkiye'nin niceliksel büyümesine karşın niteliksel sorunları eleştirel bir bakışla değerlendirilmiştir.

Şebeke Altyapısı, İletim ve Dağıtım Sorunları

Raporun önemli bir bölümünü oluşturan bu kapsamda;

- Yenilenebilir enerji santrallerinin şebekeye bağlantılarında yaşanan teknik ve idari sorunlar,
- Enerji kesintileri, iletim darboğazları ve sistem güvenliği riskleri,

- İzmir özelinde 10,5–34,5 kV orta gerilim şebeke dönüşüm ihtiyacı teknik verilerle ele alınmıştır. Bu değerlendirmeler, enerji dönüşümünün önündeki en kritik engellerden birinin şebeke altyapısının yetersizliği olduğunu açık biçimde ortaya koymaktadır.

Ulusal Enerji Politikaları, Programlar ve Finansman Yapıları

Rapor kapsamında;

- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın "Enerji Dönüşümü – YE 2035 Programı",
- Türkiye'nin enerji dönüşümüne yönelik ulusal politika belgeleri,
- Uluslararası ve yerel finansman kaynakları,
- Özel sektör yatırımları ve finansal riskler

mühendislik, kamu yararı ve ekonomik sürdürülebilirlik açısından değerlendirilmiştir. Bu bölümde, politika belgeleri ile sahadaki uygulamalar arasındaki uyumsuzluklar ve regülasyon eksiklikleri net biçimde ortaya konmuştur.

Enerji Kooperatifleri, Toplumsal Katılım ve Enerji Yoksulluğu

Raporda enerji dönüşümünün yalnızca teknik değil, toplumsal bir süreç olduğu kabulüyle;

- Almanya ve Türkiye'de enerji kooperatifleri örnekleri,
- Yurttaşların enerji üretimine katılımı,
- Kooperatiflerin hukuki ve yapısal sorunları,
- Türkiye'de 2014–2025 dönemi enerji yoksulluğu analizi

detaylı biçimde ele alınmıştır. Bu bölüm, enerji politikalarının sosyal adalet ve erişim hakkı boyutunu görünür kılmayı amaçlamaktadır.

Güvenlik, Çevresel Riskler ve Yeni Tehdit Alanları

Rapor kapsamında;

- Orman yangınları ile elektrik şebekeleri arasındaki ilişki,
- Enerji altyapılarında fiziksel güvenlik riskleri,
- Enerji arz güvenliğinde siber tehditler ve siber dayanıklılık gereksinimleri

teknik ve sistematik bir bakışla değerlendirilmiştir. Enerji güvenliğinin yalnızca arz-talep dengesi değil, çok katmanlı bir mühendislik disiplini olduğu vurgulanmıştır.

Teknoloji, Yenilikçi Çözümler ve Gelecek Perspektifi

Bu bölümde;

- Pilot uygulamalar ve saha projeleri,
- Enerji depolama yönetmeliği ve uygulama sorunları,
- Yüzer GES, agrivoltaik sistemler,
- Hidrojen enerjisi ve yeni teknolojik yönelimler

ele alınarak, Türkiye'nin enerji dönüşümünde hangi teknolojik eşiğe yaklaştığı ve nerelerde geri kaldığı değerlendirilmiştir.

Tesis İşletmeciliği, Tarifeler ve İyileştirme Alanları

Raporun son kapsam alanında;

- Dağıtım şirketlerinde tesis işletmeciliği sorunları,
- Denetim mekanizmalarındaki yetersizlikler,
- Elektrik tarifeleri, faturalandırma sistemi ve kayıp-kaçak yapısı,

analiz edilmiştir. Bu bölüm, enerji maliyetlerinin tüketici üzerindeki gerçek etkisini görünür kılmayı hedefler.

1.2. Metodoloji

Bu rapor, Elektrik Mühendisleri Odası İzmir Şubesi Enerji Komisyonu'nun mühendislik birikimi, saha deneyimi ve kamusal sorumluluk anlayışı temelinde hazırlanmıştır. Çalışma, yalnızca istatistiksel veri derlemeye dayalı bir durum tespiti değil; enerji sistemini teknik, kurumsal ve toplumsal boyutlarıyla birlikte ele alan bütüncül bir değerlendirme süreci olarak kurgulanmıştır.

Metodolojik yaklaşım dört ana eksen üzerinde şekillendirilmiştir:

Teknik ve Nicel Veri Analizi

Çalışma kapsamında;

- Türkiye elektrik üretim yapısı, kurulu güç dağılımı ve tüketim profilleri,
- Yenilenebilir enerji kaynaklarına ilişkin üretim, kapasite ve entegrasyon verileri,
- İletim ve dağıtım sistemlerine ilişkin teknik göstergeler,
- Bölgesel bazda (özellikle İzmir ve Ege Bölgesi) şebeke yapısı ve arz güvenliği verileri

resmî kurumlar (TEİAŞ, EPDK, EPIAŞ, TÜİK) ve sektörel raporlar üzerinden analiz edilmiştir. Veriler, yalnızca mutlak değerler üzerinden değil; zamansal değişim, bölgesel farklar ve sistem üzerindeki etkileri dikkate alınarak değerlendirilmiştir.

Politika, Mevzuat ve Program İncelemesi

Ulusal ve uluslararası enerji politikaları;

- Enerji dönüşümü hedefleri,
- Yenilenebilir enerji stratejileri,
- Enerji depolama, şebeke yönetimi ve dağıtım sistemlerine ilişkin düzenlemeler,
- Finansman ve teşvik mekanizmaları

açısından ele alınmış; bu belgeler ile sahadaki uygulamalar arasındaki uyum ve çelişkiler ortaya konmuştur. Bu inceleme, enerji politikalarının mühendislik gerçekliği ve kamu yararı açısından sorgulanmasını hedeflemiştir.

Mühendislik Deneyimi ve Komisyon Çalışmaları

Rapor, EMO İzmir Şubesi Enerji Komisyonu üyelerinin;

- Saha gözlemleri,
- Teknik toplantılar,
- Panel, sempozyum ve çalıştay katkıları,
- Pilot proje ve uygulama deneyimleri

üzerinden şekillendirilmiştir. Bu kapsamda rapor, masa başı bir değerlendirme değil; sahadan beslenen bir mühendislik raporu niteliği taşımaktadır.

Toplumsal ve Kamusal Etki Değerlendirmesi:

Enerji politikalarının;

- Yurttaşın enerjiye erişimi,
- Enerji maliyetlerinin hane halkı üzerindeki etkisi,
- Enerji yoksulluğu,
- Katılımcı ve kooperatifçi modeller

üzerindeki yansımaları, teknik analizlerle birlikte değerlendirilmiştir. Bu yaklaşım, enerjinin yalnızca bir ticari meta değil, kamusal bir hizmet olduğu kabulüne dayanmaktadır.

1. YENİLENEBİLİR ENERJİ EĞİLİMLERİ

Ümit Yalçın, Volkan Şirin, EMO İzmir Şube Enerji Komisyonu

2.1. Yenilenebilir Enerji (YE) Gelişimi ve Güncel Eğilimler

Yenilenebilir enerji kaynakları, doğal döngüler içerisinde kendini yenileyebilen ve fosil yakıtlara kıyasla sera gazı salımı düşük olan enerji kaynakları olarak tanımlanmaktadır. Ancak günümüzde yenilenebilir enerji, yalnızca çevresel bir çözüm başlığı değil; enerji piyasalarının yeniden yapılandırıldığı, yeni yatırım ve sermaye alanlarının oluşturulduğu stratejik bir sektör haline gelmiştir.

Türkiye elektrik sistemine ilişkin 2025 yılı verileri incelendiğinde, toplam elektrik kurulu gücünün 122.519 MW seviyesine ulaştığı görülmektedir. Bu toplam kurulu güç içerisinde yenilenebilir enerji kaynaklarının payı 76.281 MW olup, toplamın yaklaşık %62'sini oluşturmaktadır. İlk bakışta bu oran, yenilenebilir enerji açısından olumlu bir tablo sunuyor gibi görünmektedir.

Ancak bu sayısal büyüklük, enerji üretiminde nitelikli bir dönüşüm yaşandığı anlamına gelmemektedir.

Kurulu Gücün Kaynaklara Göre Dağılımı (2025)

2025 yılı itibarıyla Türkiye elektrik kurulu gücünün kaynaklara göre dağılımı şu şekildedir:

- Hidrolik: 32.294 MW (%26,4)
- Güneş: 25.109 MW (%20,5)
- Doğal Gaz: 24.232 MW (%19,8)
- Rüzgâr: 14.774 MW (%12,1)
- Yerli Kömür: 11.550 MW (%9,4)
- İthal Kömür: 10.456 MW (%8,5)
- Biyokütle: 2.346 MW (%1,9)
- Jeotermal: 1.758 MW (%1,4)

Bu tabloya göre güneş ve rüzgâr enerjisinin toplam kurulu gücü 39.883 MW seviyesindedir. Buna rağmen Türkiye elektrik sisteminde doğal gaz ve kömürün toplam kurulu gücü hâlâ %37'nin üzerindedir. Bu durum, yenilenebilir enerji yatırımlarındaki artışa karşın fosil yakıtlara dayalı yapının yapısal olarak korunmaya devam ettiğini göstermektedir.

Daha da önemlisi, yenilenebilir enerji kurulu gücündeki artış:

- Şebeke esnekliği,
- Enerji depolama,
- Talep tarafı yönetimi,
- Kamusal planlama

ile desteklenmediği için sistem güvenliği ve arz sürekliliği açısından kırılgan bir yapı üretmektedir.

2.1.1. Güneş Enerjisi

Güneş enerjisi, Türkiye'nin teknik olarak en yüksek potansiyele sahip yenilenebilir enerji kaynağıdır. 2025 yılı itibarıyla güneş enerjisi kurulu gücü 25.109 MW seviyesine ulaşmış ve toplam kurulu gücün %20,5'ini oluşturmuştur.

GEPA verilerine göre Türkiye'nin yıllık ortalama toplam güneşlenme süresi 2.741 saat, yıllık ortalama ışıınım değeri ise 1.527 kWh/m²'dir. Bu potansiyel, teknik olarak Türkiye'nin elektrik talebinin çok üzerinde bir üretim kapasitesine işaret etmektedir.

Buna karşın güneş enerjisi yatırımları:

- Büyük ölçekli,

- Tarım alanlarıyla çatışan,
- Şebeke bağlantı kapasitesini zorlayan,
- Depolama entegrasyonu olmayan

projeler üzerinden ilerlemektedir. Panel maliyetleri watt başına 0,16 USD seviyelerine kadar düşmüş olmasına rağmen, bu düşüş tüketiciye ucuz ve güvenli enerji olarak yansımamıştır.

Türkiye’de güneş enerjisi, dağıtık üretim ve çatı uygulamaları üzerinden yaygınlaştırılabilecekken, mevcut politika tercihleri merkezi ve şirket odaklı yatırımları teşvik etmektedir.

2.1.2. Rüzgâr Enerjisi

Rüzgâr enerjisi, 2025 yılı itibarıyla 14.774 MW kurulu güce ulaşmış ve toplam kurulu gücün %12,1’ini oluşturmuştur. Güneş ve rüzgâr birlikte değerlendirildiğinde, Bakanlık tarafından açıklanan hedef 120.000 MW seviyesindedir.

Ancak bu hedef:

- Şebeke altyapısı,
- Bölgesel yoğunlaşma,
- Depolama ve sistem esnekliği

açısından somut bir yol haritası ile desteklenmemektedir.

Türkiye’nin teknik rüzgâr potansiyelinin 140.000–150.000 MW seviyelerine ulaşabileceği öngörülse, mevcut iletim ve dağıtım altyapısı bu kapasiteyi taşıyabilecek durumda değildir. Rüzgâr santrallerinin belirli bölgelerde yoğunlaşması, yerel ekosistemler ve yerleşimler üzerinde ciddi baskılar yaratmaktadır.

2.1.3. Biyoenerji

2025 yılı itibarıyla biyokütleyle dayalı elektrik kurulu gücü 2.346 MW olup toplam kurulu gücün yalnızca %1,9’unu oluşturmaktadır. Sayısal olarak küçük görünen bu pay, yarattığı çevresel ve toplumsal riskler açısından son derece büyüktür.

Biyoenerji;

- Arazi yoğun,
- Gıda güvenliğiyle çatışma potansiyeline sahip,
- Ormansızlaşma ve su kullanımı açısından riskli

bir enerji türüdür. BECCS (Biyoenerji + Karbon Yakalama) teknolojileri henüz deneysel aşamadadır ve negatif emisyon iddiaları gerçekçi ölçekte kanıtlanmış değildir.

Bu nedenle biyoenerji, Türkiye enerji politikalarında stratejik çözüm olarak sunulmamalı, sıkı sınırlar ve kamusal denetim altında değerlendirilmelidir.

Sonuç olarak; TEİAŞ 2025 yılı verileri açıkça göstermektedir ki:

- Türkiye’de yenilenebilir enerji büyümüştür, ancak dönüşmemiştir.
- Kurulu güç artmış, ancak:
- Fosil yakıt bağımlılığı azalmamış,
- Şebeke yapısı güçlendirilmemiş,
- Enerji yoksulluğu derinleşmiştir.

Yenilenebilir enerji, kamusal planlama ve mühendislik aklı ile desteklenmediği sürece, yalnızca fosil yakıtların yerini alan yeni bir piyasa sorunu üretmektedir.

2.2. Dünya ve Türkiye Perspektifinden Yenilenebilir Enerji Eğilimleri

2.2.1. Enerjide Yapısal Kırılma ve "3D" Süreci

Küresel enerji sistemi; Karbonsuzlaşma (Decarbonization), Yerinden Yönetim (Decentralization) ve Dijitalleşme (Digitalization) odaklı bir dönüşüm içindedir. Türkiye, kurulu güç kapasitesini artırmada dünya genelinde dikkat çekici bir ivme yakalamış

olsa da, bu kapasitenin şebekeye entegrasyonu, yasal güvenliği ve finansal sürdürülebilirliği konusunda ciddi "niteliksel" krizlerle karşı karşıyadır.

2.2.2.Dünya Perspektifi: Maliyet Devrimi ve Piyasa Olgunluğu

Dünya genelinde yenilenebilir enerji, sübvansiyonlara muhtaç bir seçenek olmaktan çıkıp piyasanın en ucuz kaynağı haline gelmiştir.

Maliyet Devrimi: Güneş enerjisi (LCOE) maliyetleri 6,8 ABD senti/kWh seviyesine inerek fosil yakıtlarla rekabet gücünü artırmıştır.

Finansmanda Dönüşüm: Küresel trend, devlet garantili alım fiyatlarından (FIT), serbest piyasa dinamiklerine dayalı kurumsal Yenilenebilir Enerji Tedarik Anlaşmaları'na (YETA/PPA) kaymaktadır. Bu model, kamu maliyesini korurken sanayicinin öngörülebilir maliyetle yeşil enerjiye erişimini sağlar.

2.2.3. Türkiye Perspektifi: Güncel Veriler ve İstatistikler

Kurulu Güç ve Kaynak Dağılımı (30 Kasım 2025 Verileri)

Türkiye, niceliksel bazda kurulu gücünü tarihi bir noktaya taşımıştır:

Toplam Kurulu Güç: 121.788 MW.

Yenilenebilir Payı: Kurulu gücün %59'u yenilenebilir kaynaklardadır.

Güneş: 24.739 MW (%20,3 pay).

Rüzgâr: 14.471 MW (%11,9 pay).

Hidrolik: 32.259 MW (%26,5 pay).

Fosil Yakıtlar: Doğal gazın payı %19,7'ye, kömürün payı ise %17,7'ye gerileyerek yenilenebilir enerjinin ağırlık kazandığı bir yapıya geçilmiştir.

Üretim ve Lisanssız Enerji Dinamiği

Üretim: 2025'in ilk 11 ayında gerçekleşen 324,1 milyon MWh üretimin yaklaşık %40'ı yenilenebilir kaynaklardan sağlanmıştır.

Lisanssız Üretim: Sanayici ve tüketicilerin kendi enerjisini ürettiği lisanssız kapasite 22.493 MW'a ulaşmıştır. Bu veri, Türkiye'yi dağıtık enerji ölçeğinde Avrupa'nın en geniş pazarlarından biri haline getirmiştir.

2.2.4. Eleştirel Analiz: Türkiye'nin "Yumuşak Karnı" ve Engeller

Şebeke Tıkanıklığı ve Hantal Yönetim

Kurulu güneş kapasitesinin %96'sının dağıtım şebekesine bağlı olması, voltaj dalgalanmalarına ve güç kalitesi sorunlarına yol açmaktadır. Dağıtım şirketlerinin "Aktif Sistem Operatörü (DSO)" modeline geçişi, mevzuat ve yatırım engelleri nedeniyle küresel rakiplerinden daha yavaştır.

Finansal İstikrarsızlık ve Kur Riski

Yatırımlar döviz bazlı finanse edilirken, Piyasa Takas Fiyatlarının (PTF) TL bazlı olması yatırımcıyı büyük bir açık pozisyon riskiyle baş başa bırakmaktadır. Kasım 2025 PTF ortalaması 2.814,97 TL/MWh'tır. Bu durum, geri dönüş sürelerini öngörülemez kılmaktadır.

Yasal Yanlışlıklar ve Regülatif İstikrarsızlık

Lisanssız üretim yönetmeliklerinde yapılan sık değişiklikler yatırımcı güvenini sarsmıştır. Ayrıca mesken aboneleri için dağıtım bedelinin faturadaki payı %71'e yükselmiş, enerji maliyetindeki düşüş tüketiciye yansıtılamamıştır.

Tablo 2.1: Türkiye Enerji Dönüşümünde Niceliksel Başarı ve Yapısal Sorunlar Analizi

Alan	Dünya Trendi	Türkiye'nin Durumu	Eleştiri
Kapasite	Agresif Güneş/Rüzgâr	24,7 GW Güneş (Avrupa'da kapasite 2014- 2024 yılları arasındaki artışta ilk 5 ülke arasında)	Nicelik iyi, nitelik zayıf.
Piyasa	Kurumsal PPA (YETA)	YEKDEM'e bağımlı yapı.	Kur riski finansmanı baltalıyor.
Şebeke	Akıllı/Esnek (DSO)	Pasif/Geleneksel	Dijitalleşme hızı yetersiz.
Fiyat	Düşen Enerji Maliyeti	Artan Dağıtım Bedelleri	Enerji bedeli düşse de fatura artıyor.

2.2.5. Stratejik Öneriler: Yasal Öngörülebilirlik ve Dönüşüm Yol Haritası

Raporlardaki teknik ve ekonomik veriler ışığında, sistemin kilitlenmemesi için şu adımlar zorunludur:

- **Yasal Stabilité ve Öngörülebilirlik Mekanizması:** Enerji mevzuatında yapılacak değişiklikler için "etki analizleri" zorunlu hale getirilmeli ve yatırımcıyı ani kararlardan koruyacak bir güvence yapısı kurulmalıdır. Mevzuat, projenin finansal döngüsünü koruyacak şekilde stabilize edilmelidir.
- **Aktif Şebeke (DSO) Yasası:** Dağıtım şirketlerinin sadece arıza gideren değil, şebekeyi anlık yöneten "Sistem Operatörü" haline gelmesini sağlayacak yasal tanımlar ve bütçe kalemleri oluşturulmalıdır.
- **RMGO ve Yatırım Güvencesi:** Dağıtım şebekesi yatırımları için belirlenen Reel Makul Getiri Oranı (RMGO), enflasyon ve kredi maliyetleri karşısında yatırımcıyı koruyacak şekilde revize edilmelidir.
- **YETA/PPA Standartlaşması:** Kurumsal yeşil enerji anlaşmaları için standart sözleşme modelleri geliştirilmeli ve bu anlaşmaların sistem kullanım bedelleri konusunda öngörülebilir bir tarife yapısı sunulmalıdır.

2.3.Sonuç

Türkiye, kurulu güç kapasitesi bazında dünyayla yarışır bir noktadadır; ancak yasal belirsizlikler ve hantal şebeke yapısı nedeniyle bu potansiyeli ekonomik bir verimliliğe dönüştürememektedir. 2053 net sıfır vizyonu için gereken temel unsur, sadece teknolojik yatırım değil, öngörülebilir bir hukuk zemini ve akıllı şebeke işletmeciliğidir.

3. ŞEBEKE ALTYAPI SORUNLARI

Azim Şahin, Muammer Argün, Ümit Yalçın EMO İzmir Şube Enerji Komisyonu

3.1. Yenilenebilir Enerji Kaynakları (YEK) Projelerinde Şebeke Bağlantıları

Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretimi, uzun yıllar boyunca bütüncül bir enerji ve şebeke planlaması yapılmaksızın teşvik edilmiştir. Yenilenebilir enerji yatırımlarının başlangıç aşamasında TBMM gündemine gelen ve yerli teknoloji üretimini de hedefleyen yasal düzenlemeler, meclis sürecinde geri çekilmiş; bu gecikme, enerji dönüşümünün kamusal ve planlı bir zeminde ilerlemesini engellemiştir.

Bu boşluk, ilerleyen yıllarda parçalı ve sık değiştirilen yönetmeliklerle doldurulmaya çalışılmış; ancak bütüncül bir yaklaşım benimsenmediği için her yeni düzenleme, yeni teknik ve idari sorunlar üretmiştir.

2013 yılında yürürlüğe giren Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği, ilk aşamada “tüketildiği kadar üretim” ilkesine dayalı, dağıtık üretimi hedefleyen bir çerçeve sunmuştur. Ne var ki süreç içerisinde bu ilke terk edilmiş; yönetmelikteki açıklar aracılığıyla lisanssız üretim bir yatırım ve ticaret alanına dönüştürülmüştür.

Kısa vadeli enerji politikaları doğrultusunda yapılan sık yönetmelik değişiklikleri sonucunda:

Dağıtım bölgesi sınırları fiilen anlamsızlaşmış,

- Ülke genelinde çok büyük güçlerde santraller kurulmuş,
- TEİAŞ tarafından belirlenen bağlantı kapasiteleri hızla dolmuş ve bugün itibarıyla gerçek anlamda öz tüketim amacıyla başvuran kullanıcıların talepleri “kapasite yok” gerekçesiyle reddedilir hale gelmiştir.

Bununla da sınırlı kalmayarak, son dönemde “öz tüketim” başlığı altında:

- Çağrı mektubu alınmadan,
- Projesi onaylanmadan,
- Kabul işlemleri yapılmadan,
- Teknik ve idari hiçbir denetime tabi tutulmadan

tesisler kurulmaktadır. Bu durum yalnızca mevzuat ihlali değil, doğrudan şebeke güvenliği ve can güvenliği riski oluşturmaktadır.

Teknik Açıdan Şebeke Bağlantı Sorunları

Yenilenebilir enerji santrallerinin yaygınlaşmasıyla birlikte dağıtım şebekeleri, geleneksel tek yönlü enerji akışına sahip “pasif” yapılardan çıkmış; çift yönlü enerji akışının olduğu aktif sistemlere dönüşmüştür. Ancak mevcut dağıtım altyapısı bu dönüşüme uygun şekilde planlanmamıştır.

Şebeke bağlantılı YEK sistemlerinde karşılaşılan başlıca teknik sorunlar şunlardır:

Gerilim Yükselmesi: Özellikle alçak gerilim seviyelerinde, üretimin tüketimi aşması durumunda gerilim yükselmeleri meydana gelmekte, bu durum hem şebeke ekipmanları hem de tüketici tesisleri açısından risk oluşturmaktadır.

Gerilim Dalgalanmaları ve Kararsızlık: Fotovoltaik sistemlerde bulut geçişleri nedeniyle üretimin ani değişmesi, gerilim dalgalanmalarına ve şebeke kararsızlığına yol açmaktadır.

Frekans Kontrolü Sorunları: Yüksek penetrasyonlu yenilenebilir üretim, frekans kontrolünü zorlaştırmakta; şebeke frekansının 50 Hz sınırları dışına çıkma riski artmaktadır.

Kısa Devre Seviyelerinde Artış: Dağıtım şebekesine bağlanan santraller, şebekenin kısa devre gücünü artırmakta; mevcut kesiciler ve koruma ekipmanları yetersiz kalabilmektedir.

Harmonik Bozulmalar ve Güç Kalitesi: İnvertör kaynaklı harmonik akımlar nedeniyle toplam harmonik distorsiyon (THD) artmakta; gerilim dalga şekli bozulmakta, trafo ve kablolarda ek ısınmalar oluşmaktadır. Uygun ayarlanmayan invertörler, güç faktörünü bozarak gerilim regülasyonunu daha da zorlaştırmaktadır.

Koruma Sistemleri ve Röle Koordinasyonu: Çift yönlü güç akışları nedeniyle mevcut koruma röle ayarları yetersiz kalmakta; bozulan röle koordinasyonları hatalı açmalara ve yeniden kapama süreçlerinde uyumsuzluklara neden olmaktadır.

Ada Modu ve Can Güvenliği Riski: Şebeke kesintisi durumunda santralin ada modunda çalışmaya devam etmesi, bakım personeli ve kullanıcılar açısından ciddi can güvenliği riski yaratmaktadır. Bu nedenle anti-islanding korumalarının etkin ve denetlenebilir şekilde uygulanması zorunludur.

Özetle, yaşanan sorunlar göstermektedir ki Türkiye’de yenilenebilir enerji yatırımlarında karşılaşılan şebeke problemleri, teknik bir yetersizlikten çok plansızlık ve piyasa odaklı enerji politikalarının sonucudur.

Şebeke altyapısı güçlendirilmeden, koruma sistemleri güncellenmeden, depolama ve talep tarafı yönetimi devreye alınmadan yenilenebilir enerji kurulu gücünün artırılması; sistemi daha kırılgan, daha güvensiz ve daha yönetilemez hale getirmektedir.

Yenilenebilir enerji, mühendislik aklı ve kamusal planlama olmadan ilerlediğinde çözüm değil, yeni bir sorun alanı üretmektedir.

3.1.1. İspanya (İber Yarımadası) Elektrik Kesintisi

28 Nisan 2025 tarihinde İspanya ve Portekiz elektrik sistemlerini kapsayan İber Yarımadası’nda, saat 12:03’te başlayan ve zincirleme etkilerle tüm sistemi etkileyen büyük ölçekli bir elektrik kesintisi yaşanmıştır. Olay sonucunda yaklaşık 15 GW’lık üretim kaybı meydana gelmiş, İber elektrik sistemi Avrupa enterkonnekte şebekesinden izole olmuştur. Kesinti anında İspanya elektrik üretiminin yaklaşık %70’i güneş ve rüzgâr enerjisinden sağlanmaktaydı. İlk değerlendirmelerde düşük sistem ataleti (low inertia) temel neden olarak öne sürülmüş olsa da, İspanya iletim sistemi operatörü Red Eléctrica de España (REE) tarafından yayımlanan detaylı teknik rapor, sistem çöküşünün doğrudan düşük atalet kaynaklı olmadığını ortaya koymuştur. Asıl belirleyici faktörler; gerilim kontrolündeki yetersizlikler, reaktif güç dengesizlikleri ve izlenemeyen dağıtık üretim kayıplarıdır.

Kesintinin Teknik Gelişimi

12:03–12:19 İlk gerilim salınımları: Nominal seviyelerde başlayan ancak yaklaşık beş dakika süren gerilim salınımları, ortalama voltaj değerlerinde düşüşe yol açmıştır. Sistem işletmecisi, ihracatı azaltarak ve iletim hatlarındaki güç akışına müdahale ederek dengeleme sağlamaya çalışmış; düşük maliyetli olması nedeniyle öncelikle güney bölgelerindeki güneş santrallerinde üretim kısıntısına gidilmiştir. Buna rağmen gerilim düşüşü devam etmiştir.

12:19–12:22 Enterkonnekte sistem etkisi: Avrupa enterkonnekte sisteminde yaşanan frekans salınımı üzerine, Fransa ve Portekiz ile olan HVDC hatları üzerinden yapılan elektrik ihracatı azaltılmış; bu müdahalelerle kısa süreli bir gerilim toparlanması sağlanmıştır.

12:22–12:32 Dağıtık üretim kaynaklı dengesizlik: Dağıtım sisteminden iletim sistemine aktarılan reaktif güçteki ani değişimler, gerilim dengesini yeniden bozmuştur. Özellikle 1 MW altı kapasiteye sahip, gerçek zamanlı izlenemeyen öz tüketim amaçlı tesislerdeki üretim düşüşü, sistemde 845 MW'lık ani talep artışı yaratmıştır. Doğalgaz santralleri devreye alınmak istenmiş; ancak senkronizasyon sağlanamaması nedeniyle bu müdahale zamanında gerçekleştirilememiştir.

12:32–12:33 Kritik eşik ve sistem çöküşü: İspanya'dan Fransa'ya yapılan elektrik ihracatı kısa süreliğine 1.500 MW seviyesine çıkmış, ardından hızla düşerek gerilim yükselmesine yol açmıştır. Aynı anda Granada'daki bir trafoda meydana gelen arıza, sekonder tarafta aşırı gerilim oluşturmuş; yalnızca 0,65 saniye içerisinde 834 MW'lık üretim sistemden ayrılmıştır. Reaktif güç emiliminin de azalmasıyla güney-kuzey yönlü güç akışı bozulmuş ve sistem kararlılığı tamamen kaybedilmiştir.

Teknik Değerlendirme: Sistem Neden Çöktü?

REE ve SHURA analizlerine göre sistem çöküşü, tek bir teknik arızadan değil, birbirini tetikleyen yapısal kırılmalardan kaynaklanmıştır:

Düşük sistem ataleti tek başına belirleyici olmamakla birlikte, gerilim ve frekans salınımlarının çok hızlı büyümesine zemin hazırlamıştır.

- İnverter tabanlı üretim tesislerinin gerilim ve reaktif güç kontrolüne yeterince etkin katılamaması, voltaj dengesizliklerini derinleştirmiştir.
- Dağıtık ve öz tüketim tesislerinin izlenebilirliğinin yetersiz olması, sistem işletmecisinin zamanında ve doğru müdahalesini engellemiştir.
- HVDC enterkonneksiyon hatlarının frekans kontrolünü destekleyecek şekilde işletilmemesi, asimetrik güç akışlarına yol açmıştır.
- Enerji depolama ve talep tarafı katılımı gibi şebeke esnekliği mekanizmalarının yetersizliği, krizin yönetimini zorlaştırmıştır.

İspanya Deneyiminin Türkiye Açısından Anlamı

İber Yarımadası'nda yaşanan bu büyük kesinti, Türkiye açısından doğrudan uyarıcı niteliktedir. Türkiye'de de:

- Güneş ve rüzgâr enerjisine dayalı inverter tabanlı üretim hızla artmakta,
- Dağıtım seviyesinde çok sayıda izlenemeyen öz tüketim tesisi devreye girmekte,
- Şebeke modernizasyonu, depolama ve dijital izleme sistemleri aynı hızda ilerlememektedir.

İspanya örneği açıkça göstermektedir ki, yenilenebilir enerji ağırlıklı bir sistemde asıl kritik unsur üretim miktarı değil; gerilim kontrolü, reaktif güç yönetimi ve gerçek zamanlı izlenebilirliktir.

Türkiye'de benzer bir yaklaşım sürdürülmesi durumunda:

- Yerel ve bölgesel gerilim çökmeleri,
- Frekans kararsızlıkları,
- Zincirleme santral ayrılmaları kaçınılmaz hale gelecektir.

Sonuç olarak; İspanya'da yaşanan elektrik kesintisi, yenilenebilir enerjiye dayalı sistemlerden vazgeçilmesi gerektiğini değil; bu sistemlerin mühendislik esaslarına uygun biçimde yeniden tasarlanması gerektiğini ortaya koymaktadır.

Enerji Komisyonu olarak vurguluyoruz ki:

Yenilenebilir enerji entegrasyonu, şebeke altyapısı, izleme sistemleri, koruma felsefesi ve esneklik mekanizmalarıyla birlikte ele alınmadığı sürece, enerji dönüşümü güvenlik açığına dönüşür.

3.2. Enerji Dönüşümünde Dağıtım Sistemi Yönetimi

Günümüzde enerji sektörü karmaşık ve uzun vadeli bir dönüşüm geçiriyor. Geçmişte elektrik üretimi İletim Sistemi'ne bağlanan büyük hidrolik ve termik santraller ile yapıldı. Temel enerji pazarı olan Dağıtım Sistemi'nde enerji akışı tek yönlü (radyal) ve koruma sistemleri de buna uygundu. Kapsamlı bir yönetim ve izleme gerekmiyordu. Bu şebekeler illerde Belediyeler ile kırsal alanda YSE Köy Elektrifikasyonu tarafından kurulup, işletildi. Elektrik sistemini tek yapıda toplamak için 1982 yılında Dağıtım Şebekeleri, TEK kapsamına alındı. Sık sık değişen yasa ve Yönetmeliklerle önce TEDAŞ kurulmuş ve dağıtım şebeke işletmeleri 2013 yılında 21 EDM şeklinde özelleştirilmiştir.

Termik ağırlıklı enerji üretimi atmosferde sera gazlarının artışına ve sonuçta küresel ısınmaya katkı sağladığından; düşük ya da sıfır karbon salımlı Yenilenen Enerji Kaynak'larına (YEK) dayalı üretim modelleri gündeme geldi. Merkezi olmayan sistem içine dağılmış yenilenebilir enerji tesislerinin sayısının hızla artması, ulaşım ve ısıtmanın elektrifikasyonu ve daha aktif tüketiciler göz önüne alındığında, Dağıtım Sistemi Operatörleri' nin önemi de artmıştır.

Dağıtım Sistemi Yönetimi Nasıl Önemli Hale Geldi?

DSO eskiden pasif bir dağıtıcı iken, enerji dönüşüm sürecinde aktif bir düzenleyici ve destekletici şekilde önemli ölçüde değişmiştir. Enerji sistemi, öncelikle fosil yakıtlara dayalı, merkezi ve statik (tek yönlü) bir sistemden, DSO'ların merkezde yer aldığı, karbondan arındırılmış, merkezi olmayan ve dijitalleşmiş (çift yönlü) bir sisteme doğru dönüşüm geçirmektedir.

İşletmelerin ve konutların kendi elektriğini üretme eğilimi gün güne artmaktadır. YEK (RES+GES) üretiminin hızla gelişmesi sonucu dağıtım sistemi sorunları büyümektedir. Dağıtım Sistemi Operatörleri (DSO), yenilenebilir enerji kaynaklarının %70'ine kadarını entegre eden ve tüketicilerin giderek daha gevşek bir enerji sistemine katılmasını sağlayan enerji dönüşümünün omurgasını oluşturacak şekilde eğitilmeli ve örgütlenmelidir.

Enerji kooperatifçiliği önemsendiğinde çatılarda PV Panellerle elektrik üretimi daha da artacaktır. Bu tür mini üretimlerin çoğalması akıllı mikro şebekelerin oluşumunu sağlayacaktır. Bu küçük (mikro) elektrik ağları "şebekeye bağlı" veya "ada" konumunda da çalışma imkânlar sunabilecektir. Böylece sistemdeki arıza ya da kesintilerden etkilenilmeyecektir. Dağıtım kayıpları en aza inecek, üretim fazlası enerji şebekeye satılabilecektir.

Ancak şebekedeki hem akım yönü değişken hem de üretim ve talep de değişken olacağından bu tür şebekelerin sisteme entegre oluşunda teknik sorunlar doğabilecektir. Bu tür sorunları aşabilmek için mikro şebekeler "akıllı otomatik kumanda, kontrol ve izleme sistemleri" ile yönetilmelidir. Bu da önceden bu konularda bilgi biriktirmek, planlama yapmak ve yatırımın yaygınlaşabilmesi için finansal kaynak yaratmak ile mümkün olabileceği açıktır.

Mikro şebekelerin çoğalması ile birlikte, dağıtım şebeke işletmeciliği günümüze göre çok daha önemli bir yapıya dönüşecektir. Özelleşmiş Elektrik Dağıtım Şirketleri (EDŞ'ler) en az TEİAŞ kadar fonksiyonel ve önemli olacaktır. Değişimleri önceden planlayıp alt yapının bu doğrultuda gelişime uygun planlanması, EDŞ'lerin buna uygun şekilde yeniden yapılanması gereklidir. Enerji Bakanlığı ve EPDK bu konularda şimdiden inceleme ve planlama yapması, yeni kurallar hazırlaması gereklidir.

Ülkemizde enerji güvenliğinin sağlanması açıklanan bu görevin başarılmasına bağlıdır. Ancak özel sektöre bırakılan DS ile bu görevin zamanında ve doğru şekilde başarılabilmesi, mevcut EDŞ ve onların olanakları ile olası mıdır?

Üretimin yenilenebilir kaynaklara göre şekillenmesi, dağıtım sistemi içine gömülü (dağılmış) güç santralleri ile çatılarda mini üretim artması, sanayideki tüketimin tarifeyle uygun değişimi, ulaşımın elektrikli araçla, ısınmanın verimli ısı pompası ile ve nesnelerin interneti (IoT) ile hızla dijitalleşen DS'nin kararlılığı, depolama imkanı ile artırılmalı, çift yönlü enerji akışına uygun röle koordinasyonu ile yeni yaşam biçimimizi şekillenmelidir.

Nasıl TEİAŞ, AB ENTSO-E İletim Sistemi Operatörleri örgütü üyesi ise, bizim DSO' de DSO ENTITY for Eu. Örgütüne üye olmalı ya da onların şebeke kodlarını uygulamaya başlamalıdır. Daha çok yenilenebilir enerjinin sisteme erişimini sağlamak istiyorsak, bu görevin acilen başlanması gereklidir.

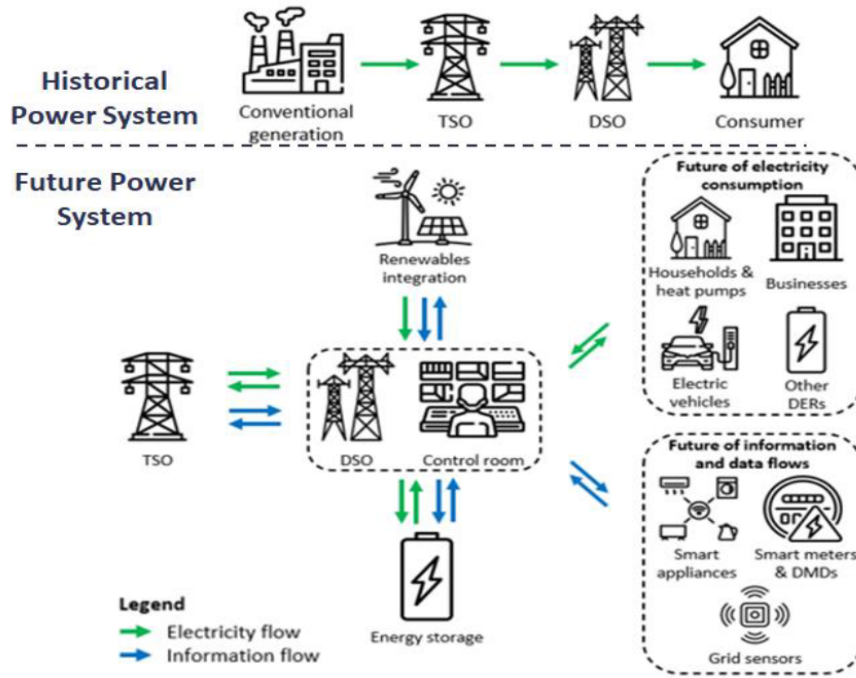


Figure 3: Historical and future power system comparison.

Şekil 3.1. Mevcut (Tarihi) ve Gelecekteki Elektrik Enerjisi Sistemlerinin Karşılaştırılması,

TSO – İletim Sistemi operatörleri

DSO – Dağıtım Sistemi operatörleri

YEK Entegrasyonu, Mikro Şebekeler, Sorunlar

Mikro şebekeler ve genel olarak yenilenebilir enerji kaynaklarının (YEK) DS'ne entegrasyonunda gerek şebekedeki kararlılığın korunması gerekse mevcut güvenilirlik seviyelerinin idamesi için kontrol ve koruma sistemlerinin tasarımında yeni önlemler alınmalıdır. Bu konuda başlıca güçlükler;

- Çift yönlü güç akışları: Şebekede çok sayıda YEK ünitelerinin bulunması, röle koordinasyonunda komplikasyonlara, çift yönlü güç akışı modellerine neden olabilir.
- Kararlılık sorunları: YEK ünitelerinin kontrol sistemleri arasındaki etkileşimler, yerel salınımlara neden olabilir. Dahası, bir mikro şebekede şebekeye bağlı ada (bağımsız) çalışma modları arasındaki geçişler geçici kararsızlığa neden olabilir.
- Modelleme: Üç fazlı dengeli koşulların yaygınlığı, esas olarak endüktif iletim hatları ve sabit güç yükleri gibi geleneksel şemaların birçok özelliği mikro şebekeler için geçerli olmayabilir ve sonuç olarak modellerin revize edilmesi gerekir.

- Düşük atalet: Mikro şebekelerde, önemli oranda güç elektroniği arayüzlü YEK ünitesi varsa (GES, RES vb..) kararsızlık daha belirgindir. Sistemdeki düşük atalet, uygun bir kontrol mekanizması uygulanmazsa ada modunda çalışmada ciddi frekans sapmalarına yol açabilir.
- Belirsizlik: Mikro şebekelerin işletimi, birçok belirsizliği ele almayı gerektirir. Yük profili ve hava durumu, kritik talep-arz dengesinin ve tipik olarak daha yüksek bileşen arıza oranlarının öngörülmesi ve önlem alınmasını gerektirir.

Dağıtım Sistemi Operatörleri (DSO'lar) ve İletim Sistemi Operatörleri (TSO'lar) enerji geçişini yönlendirmede hayati roller oynarlar;

DSO'lar dağıtılmış yenilenebilir enerji kaynaklarını entegre ederken, TSO'lar ve akıllı şebeke teknolojilerini benimseyerek, iş birliği içinde daha yeşil bir gelecek için sürdürülebilir, verimli ve birbirine bağlı bir elektrik sistemi sağlarlar bölgeler arası çeşitli enerji kaynaklarını birbirine bağlar.

Avrupa Birliği Dağıtım Sistemini Nasıl Şekillendiriyor?

27 AB ülkesi Dağıtım Şebekesinin önündeki büyüyen sorunları birlikte çözebilmek, deneyimleri paylaşabilmek ve ortak yönetmelik oluşturmak amacıyla 2021 tarihinde dağıtım şebeke operatörlerini bir araya getirmiş “DSO Entity for EU” (Avrupa DSO Kuruluşu) adıyla bir örgüt kurmuştur. Kuruluş temel görevleri;

Ağ Kodları ve Yönergelerinin Geliştirilmesi: Dağıtım şebeke operatörleri (DSO) şebekeleri için geçerli olan Şebeke Yönetmelikleri (Kodları) ve Yönergelerinin hazırlanmasına katılmak.

DSO-TSO İşbirliğinin Güçlendirilmesi: DSO/TSO ağlarının en uygun ve koordineli planlamasını ve işletmesini teşvik etmek.

En İyi Uygulamaları Paylaşmak: Enerji dönüşümüyle ilgili konularda görüş alışverişinde bulunulabilecek bir uzmanlık platformu sağlamaktır.

Sonuç olarak güneş, rüzgar vb. YEK'e dayalı üretimlerin değişken oluşu, üretim miktarına göre EPIAŞ'da fiyat belirlenmesi, akıllı sayaçlar, nesnelerin interneti vb. gelişen teknolojiler sonucu talep tarafının da değişken olmaya başlamasıyla elektrik sisteminin yönetiminde mühendislik bilgilerimizin yenilenmesi gerekmektedir. Özellikle dağıtım bölümünde mini üretimin yaygınlaşması, mikro şebekelerin oluşumu sonucu akım yönünün değişmesi izleme, komanda ve röle koordinasyonunda yep yeni tekniklerle mümkün olabilecektir.

Bu gelişimi yönetebilmek için öncelikle Mühendislik eğitimi yenilenmeli, meslek içi eğitime daha çok önem verilmelidir.

Politika yapımcıları karbon salımını azaltıcı yönde elektrik sisteminin YEK kaynaklarına dayalı olarak planlanması, kontrol ve işletimi için yeni “Elektrik Sistem Mimarisi” hazırlayacak bir birim oluşturmalıdır.

Kısaca sayılan bu hizmetlerin özelleştirilen 21 Elektrik Dağıtım Şirketleri (EDŞ) tarafından yapılması mümkün olamayacağından öncelikle Dağıtım Sistemi kamulaştırılmalıdır.

3.3. Enerji Kesintileri, Üretim ve İletim Sorunları

Elektrik kesintileri, yalnızca günlük yaşamı aksatan teknik arızalar olarak değerlendirilmemelidir. Günümüz elektrik sistemlerinde yaşanan kesintiler; üretim planlaması, iletim altyapısı, sistem işletme stratejileri ve enerji politikalarının bütüncül olarak ele alınmamasının bir sonucu olarak ortaya çıkmaktadır. Özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarının hızlı entegrasyonu sürecinde, altyapı yatırımlarının ve sistem

esnekliğinin aynı hızda geliştirilememesi, kesinti risklerini artıran temel unsur haline gelmiştir.

Üretim Planlaması ve Kaynak Bazlı Yapısal Sorunlar

2025 yılı itibarıyla elektrik üretim sistemlerinde karşılaşılan en kritik sorunlardan biri; baz yük santrallerinin (kömür ve doğalgaz) sistemden çıkış hızının, enerji depolama sistemlerinin (Batarya Enerji Depolama Sistemleri – BESS) ve hızlı yedek kapasitenin devreye alınma hızından daha yüksek olmasıdır.

Bu durum:

- Sistem frekansının dengelenmesini zorlaştırmakta,
- Ani üretim–tüketim dengesizliklerinde sistemin tepki süresini uzatmakta,
- Şebeke işletmesini daha kırılgan hale getirmektedir.

Baz yük santrallerinin plansız ve eşgüdüksüz şekilde devreden çıkarılması, enerji dönüşümünü hızlandırmak yerine arz güvenliği açığı oluşturmaktadır.

Kesintili Üretim ve Frekans Dalgalanmaları

Güneş ve rüzgâr enerjisinin doğası gereği:

- Meteorolojik koşullara bağımlı,
- Ani ve öngörülemez üretim değişimlerine açık olması,

frekans kontrolünü sistem işletmecileri açısından daha karmaşık hale getirmiştir. Yeterli enerji depolama, talep tarafı katılımı ve hızlı rezerv mekanizmaları devreye alınmadan yüksek yenilenebilir penetrasyonuna ulaşılması, şebeke sürekliliğini doğrudan riske atan bir unsur haline gelmiştir.

Bu risk, özellikle:

- Gün batımı saatlerinde (ramp-down etkisi),
- Bulut geçişleri sırasında,
- Rüzgâr hızındaki ani düşüşlerde

daha belirgin şekilde ortaya çıkmaktadır.

Hidroelektrik Santrallerde Azalan Dengeleyici Rol

İklim değişikliği ve artan kuraklık, barajlı hidroelektrik santrallerin rezervuar seviyelerini birçok bölgede kritik eşiklerin altına düşürmektedir.

Bu durum:

- Hidroelektrik santrallerin pik yükleri dengeleme kabiliyetini sınırlamakta,
- Sistemin hızlı müdahale kapasitesini azaltmakta,
- Kurak dönemlerde arz güvenliğini zayıflatmaktadır.

Hidroelektrik santrallerin geleneksel “dengeleyici rolü”nün zayıflaması, sistemin diğer esnek kaynaklara olan bağımlılığını artırmıştır.

İletim Kısıtları ve Atıl Kapasite Sorunu

Bazı bölgelerde yüksek yenilenebilir enerji potansiyeli bulunmasına rağmen, iletim altyapısının yetersizliği nedeniyle üretim kısıtlamaları (curtailment) giderek artmaktadır. Bu durum:

- Mevcut santrallerin tam kapasiteyle çalışmasını engellemekte,
- Yatırım verimliliğini düşürmekte,
- Sistem maliyetlerini artırmaktadır.

İletim yatırımlarının gecikmesi, yenilenebilir enerji entegrasyonunun teknik değil, altyapısal nedenlerle sınırlandırıldığını açıkça göstermektedir.

Elektrik Kesintilerinin Temel Nedenleri

Doğa Olaylarının Etkisi

Şiddetli hava olayları, elektrik kesintilerinin önemli nedenlerinden biri olmaya devam etmektedir. Fırtına, yıldırım, yoğun kar yağışı, don ve sel gibi olaylar:

- Hava hatlarında mekanik hasara,
- Direk devrilmelerine,
- İzolatör ve iletken arızalarına

neden olmaktadır.

Ancak burada altı çizilmesi gereken kritik nokta şudur:

Doğa olayları tek başına kesintinin nedeni değil; yetersiz altyapı, bakım eksiklikleri ve iklim değişikliğine uyum sağlamayan şebeke tasarımlarının tetikleyicisidir.

Özellikle havai hat yoğunluğunun fazla olduğu bölgelerde, iklim krizinin etkileri doğrudan sistem güvenliği sorununa dönüşmektedir.

Sonuç olarak; elektrik kesintileri, yalnızca dağıtım şirketlerinin işletme sorunu olarak ele alınamaz. Kesintiler:

- Yanlış üretim planlamasının,
- Yetersiz iletim yatırımlarının,
- Enerji dönüşümünün teknik gereklilikler gözetilmeden yürütülmesinin

doğrudan sonucudur.

Arz güvenliği, yalnızca yeni santral kurmakla değil; üretim, iletim, depolama ve talep tarafını kapsayan bütüncül bir sistem yaklaşımıyla sağlanabilir



Şekil 3.2. Yoğun Kar Yüğü Sonrası Havai Hat Direklerinde ve Travers Sistemlerinde Meydana Gelen Yapısal Hasar ve Eğilme Durumu.

İklim krizi kaynaklı fırtına, aşırı sıcaklık ve ani hava olayları; iletim hatlarında fiziksel hasarlara, iletken sehimlerine ve trafo arızalarına neden olmaktadır.

Altyapı ve Yük Sorunları



Şekil 3.3. Korumasız Yıkım Alanı ve Açıkta Kalan Altyapı Tesisatları.

Eski veya yetersiz altyapı, kesintilerin bir diğer sebebidir. Artan enerji talebi, özellikle yazın klimaların yoğun kullanımıyla, şebekeyi zorlayabilir. Bu durum, aşırı yüklenmeye neden olarak kesintilere yol açar.

Yetersiz Yatırım ve Bakım

Dağıtım şirketlerinin bakım-onarım bütçelerinin yüksek enflasyon karşısında reel olarak azalması, koruyucu bakım faaliyetlerinin aksamasına ve arıza sıklığının artmasına yol açmaktadır.

Planlı Bakım ve Onarım



Şekil 3.4. Planlı Bakım Onarım.

Elektrik şebekesinin güvenilirliğini sağlamak için düzenli bakım ve onarım çalışmaları yapılır. Bu planlı kesintiler, uzun vadede daha büyük sorunları önler. Genellikle tüketiciler önceden bilgilendirilir ve kesintinin süresi belirtilir. Bakım çalışmaları, şebekenin sağlıklı işlemesi için vazgeçilmezdir.

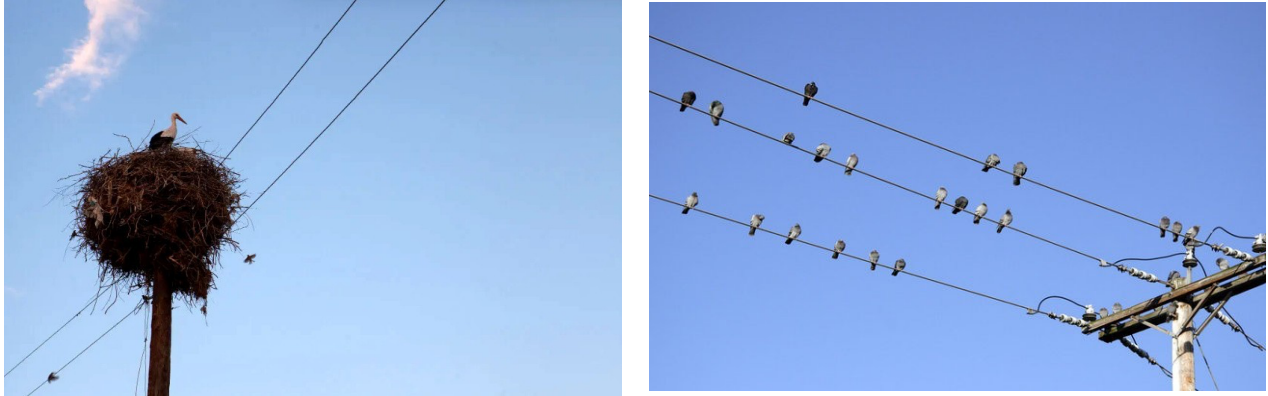
İnsan Kaynaklı Riskler



Şekil 3.5. İnsan Kaynaklı Riskler.

İnşaat çalışmaları sırasında hatların üzerine kalas veya inşaat demiri düşmesi veya trafik kazalarında direklerin devrilmesi gibi insan kaynaklı hatalar da elektrik hatların zarar görmesine neden olur ve elektrik kesintileri meydana gelir.

Hayvanların Neden Olduğu Kesintiler



Şekil 3.6. ENH Üzerindeki Hayvan Görseli.

Kuş, sansar, kedi ve yılan gibi hayvanlar elektrik hatlarında ve trafo merkezlerinde elektrik kesintilerine neden olabilir. Karga ve şahinler bazı zamanlarda ENH direklerinde fazlar arasına girerek kısa devreye sebep olurlar. Bu olay ormanlık alanlarda meydana gelirse direk üstünde çarpılan kuş yere düştüğünde yanan tüyleri orman yangınına da neden olur! Ayrıca çalıştıkları sürece sıcak durumda olan dağıtım trafoları yakınına ısınmak için gelen sansar ve kediler burada kısa devreye sebep olarak sistemin açmasına neden olurlar.

Zorunlu Yük Atmalar

Sistem frekansının 50 Hz altına düşmesini önlemek amacıyla uygulanan kontrollü yük atma işlemleri, özellikle sanayi bölgelerinde üretim kayıplarına ve ekonomik zararlara neden olmuştur.

İletim ve Dağıtım Altyapı Analizi: Türkiye genelindeki iletim ve dağıtım altyapısı, 2025 yılındaki talep artışı ve üretim yapısındaki dönüşüme uyum sağlamakta zorlanmıştır. Başlıca sorun alanları aşağıda özetlenmektedir:

Tablo 3.1: Türkiye İletim Dağıtım Altyapı Analizi

Sorun Alanı	Mevcut Durum (2025)	Etki Düzeyi
Hat yaşlanması	İletim hatlarının yaklaşık %35'i 30 yaş ve üzerindedir	Yüksek (Arıza riski)
Trafo kapasite-leri	Şehir merkezlerindeki trafolar %90 dolulukla çalışmaktadır	Kritik (Aşırı ısınma)
Siber güvenlik	Akıllı şebekelere yönelik saldırı girişimleri %40 artmıştır	Orta
Reaktif güç dengesi	Endüstriyel bölgelerde kompanzasyon yetersizdir	Düşük / Orta

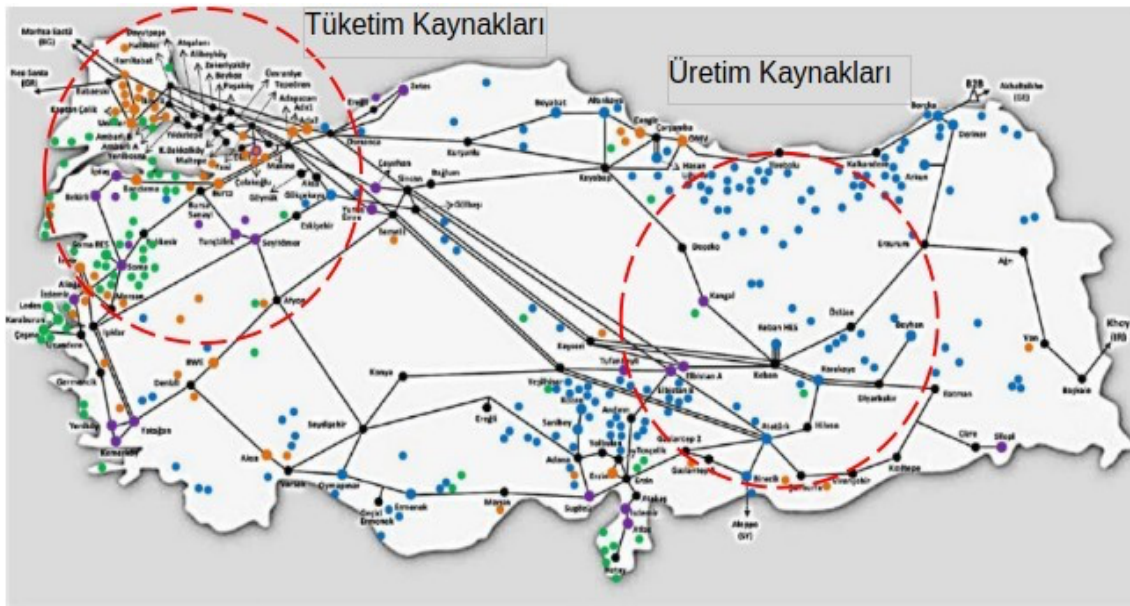
Türkiye Elektrik Sistemi Açısından 2025 Yılı Olayları

Türkiye’de 2025 yılı içerisinde özellikle yaz aylarında ve pik yük dönemlerinde bölgesel iletim kısıtları, aşırı yüklenmeye bağlı trafo ve hat arızaları ile kontrollü yük atma uygulamaları gözlemlenmiştir. Bu durum, sanayi üretiminde kayıplara ve hizmet sürekliliğinde aksamalara yol açmıştır.

Olaylardan Çıkarılan Teknik Dersler

- Şebeke esnekliği yüksek yenilenebilir payı için zorunludur.
- Dağıtık üretim izlenebilirliği olmadan sistem güvenliği sağlanamaz.
- Yaşlanan iletim altyapısı kesinti riskini artırmaktadır.
- Depolama ve hızlı rezervler olmadan arz güvenliği sürdürülemez.

Üretim ve İletim Kaynaklı Sorunlar



Şekil 3.6. Türkiye'nin Üretim ve İletim Kaynaklı Sorunları

Türkiye’de son yıllarda güneş (GES), rüzgâr (RES) ve jeotermal (JES) gibi yenilenebilir enerji santrallerinin sayısı artmış olmakla birlikte, ülkenin coğrafi yapısı ve mevcut üretim dağılımı, iletim sistemi açısından ciddi yapısal sorunlar yaratmaktadır. Hidroelektrik santrallerin büyük bir bölümü Doğu ve Güneydoğu Anadolu bölgelerinde yoğunlaşırken, elektrik enerjisi talebinin en yüksek olduğu sanayi ve tüketim merkezleri Marmara Bölgesi ve özellikle İstanbul çevresinde yer almaktadır. Bu durum, üretim merkezleri ile tüketim merkezleri arasında yaklaşık 1000 km’ye varan enerji transferini zorunlu kılmaktadır.

Bu büyüklükteki güçlerin uzun mesafeler boyunca taşınması, iletim sisteminde kayıpların artmasına ve sistem işletme güvenliğinin zorlanmasına neden olmaktadır. Hat kayıplarının azaltılması ve daha yüksek güç transferinin sağlanabilmesi için iletim gerilim seviyelerinin mümkün olan en yüksek düzeyde tutulması teknik bir zorunluluk olarak ortaya çıkmaktadır. Ancak bu yaklaşım, enerji nakil hatlarının (ENH) ilk yatırım maliyetlerini önemli ölçüde artırmaktadır.

Türkiye elektrik iletim sisteminde üst gerilim seviyesi 380 kV olup, son yıllarda yapılan kademe ayarları ile bazı hatlarda fiilen 400 kV seviyesinde işletme gerçekleştirilmektedir. ENH’larda her fazdaki iletken sayısının artırılmasıyla hattın empedansı düşürülmekte; böylece taşınabilir güç miktarı artırılmakta, aynı zamanda

korona kayıpları azaltılmaktadır. Buna rağmen, mevcut iletim altyapısının artan üretim kapasitesini ve değişken yenilenebilir üretimi karşılamakta zorlandığı görülmektedir.

Dağıtım Sistemine İlişkin Sorunlar

Elektrik sektöründe yaşanan temel sorunlardan biri de dağıtım tesislerine yeterli ve zamanında yatırım yapılamamasıdır. Dağıtım altyapısındaki yetersizlikler, özellikle yoğun tüketim dönemlerinde sık sık elektrik kesintilerinin yaşanmasına neden olmaktadır. Bu durum hem sanayi tesisleri hem de mesken aboneleri açısından ciddi ekonomik ve sosyal sonuçlar doğurmaktadır.

- Dağıtım sistemlerindeki başlıca sorun alanları şu şekilde özetlenebilir:
- Dağıtım hatlarında teknik kayıpların yüksekliği,
- Ülke genelinde süregelen ve bazı bölgelerde kronik hale gelen kaçak elektrik kullanımı,
- Özellikle Doğu illerinde, yüksek gerilim seviyesinde dahi kaçak kullanımın devam etmesi,
- Şebeke modernizasyonu ve akıllı şebeke uygulamalarının yetersizliği.

Bu sorunlar, enerji verimliliğini olumsuz etkilemekte ve sistem işletme maliyetlerini artırmaktadır.

Üretim Hizmetlerine ve Piyasa Yapısına İlişkin Sorunları

Elektrik üretim hizmetlerinde yaşanan sorunlar yalnızca teknik değil, aynı zamanda ekonomik ve yapısal boyutlar da içermektedir. Son dönemde sistem kullanım birim maliyetlerinde yaşanan ciddi artışlar, üretim maliyetlerini yukarı çekmekte ve piyasa dengelerini zorlamaktadır.

Özellikle doğalgaz yakıtlı elektrik üretim santralleri hem doğalgaz arzındaki kısıtlar hem de yakıt fiyatlarında yaşanan yüksek artışlar nedeniyle ciddi darboğazlarla karşı karşıya kalmıştır. Bu durum, bazı santrallerin üretimlerini azaltmasına ya da durdurmasına kadar varan sonuçlar doğurmuştur.

Buna ek olarak;

- Elektrik piyasasında yeterli şeffaflık sağlanamamış,
- Piyasa öngörülebilirliği tesis edilememiş,
- Serbestleşme hedefleri uygulamada karşılığını bulamamıştır.

Bu koşullar, yatırım ortamını olumsuz etkilemekte ve uzun vadeli planlamayı zorlaştırmaktadır.

Kapasite Engeli Nedeniyle GES ve RES Üretim Sorunları

Türkiye’de lisanssız elektrik üretiminde yaşanan kapasite kısıtları, 2025 yılı itibarıyla kritik bir seviyeye ulaşmıştır. TEİAŞ tarafından yayımlanan kapasite tablolarına göre, ülke genelinde lisanssız üretim projeleri için gerek dağıtım gerekse iletim seviyesinde yeni trafo kapasitesi tahsis edilememektedir.

Temmuz ayında yayımlanan kapasite tablolarında dağıtım seviyesinden bağlanabilecek kapasitenin tamamen dolduğu görülmüş; Eylül ayında iletim sistemine bağlantı için yapılan dokuz başvurunun tamamı, bölgesel kapasite kısıtları gerekçesiyle evrak ve teknik değerlendirmeye dahi alınmadan reddedilmiştir. TEİAŞ’ın “1 Eylül – 30 Eylül 2025 Teknik Değerlendirme Raporu” bu durumu açık biçimde ortaya koymuştur.

Bu tablo, yenilenebilir enerji yatırımlarının önünde yalnızca mevzuatsal değil, aynı zamanda ciddi bir şebeke kapasite engeli bulunduğunu göstermektedir. Kapasite yetersizlikleri, enerji dönüşümü hedefleriyle açık bir çelişki yaratmaktadır.

Sonuç olarak; Türkiye’nin Kıta Avrupası elektrik sistemi ile senkron bağlantısı, elektrik sisteminin güvenilirliğini ve teknik yeterliliğini önemli ölçüde artırmıştır. Ancak 2025 yılı

itibarıyla yenilenebilir enerji kaynaklarının sistem içindeki payının hızla artması; sistem ataletinin azalması, bölgeler arası güç salınımlarının artması ve konvansiyonel dengeleme mekanizmalarının bazı zaman dilimlerinde yetersiz kalması gibi yeni teknik risk alanlarını ortaya çıkarmıştır.

Bu çerçevede;

İletim ve dağıtım altyapılarının, artan ve değişken yenilenebilir üretimi karşılayacak şekilde hızla güçlendirilmesi,

Bölgesel kapasite kısıtlarını giderecek yatırımların planlı ve şeffaf biçimde hayata geçirilmesi,

Depolama, esnek üretim ve talep tarafı katılımı gibi dengeleme araçlarının sistematik olarak devreye alınması,

Elektrik piyasasında öngörülebilirliğin ve şeffaflığın artırılması,

Enerji politikalarının kamu yararı, çevresel sürdürülebilirlik ve mühendislik ilkeleri doğrultusunda yeniden ele alınması

EMO Enerji Komisyonu tarafından öncelikli öneriler olarak değerlendirilmektedir.

3.4. İzmir 10.5-34.5 kV Şebeke Dönüşümü

İzmir'de elektrik dağıtım şebekesi, İstanbul örneğinde olduğu gibi, ilk kurulum döneminde 10,5 kV Orta Gerilim (OG) seviyesinde tesis edilmiştir. Bu tercihte, ilgili dönemdeki kablo yalıtım teknolojilerinin daha yüksek gerilim kademelerine elverişli olmaması belirleyici olmuştur. Ancak zaman içerisinde hem enerji talebinin artması hem de kablo ve izolasyon teknolojilerindeki gelişmeler, daha yüksek OG seviyelerinin kullanılmasını teknik ve ekonomik açıdan mümkün kılmıştır.

Ülkemizde 1964 yılında OG kablo üretiminin başlaması ve 1975 yılı itibarıyla XLPE yalıtımlı kabloların devreye alınması, 34,5 kV seviyesinde dağıtımın önünü açmıştır. Bu gelişmelere paralel olarak, özellikle büyük şehirlerde daha yüksek OG seviyeleriyle enerji taşınması yaygınlaşmıştır.

Dağıtımda Çift OG Seviyesi Kullanımı

Başlangıçta 36 kV seviyesinde yaşanan kablo başlığı ve ek problemleri zamanla büyük ölçüde giderilmiş; metropol alanlarda 34,5 kV gerilimle enerji iletimi standart uygulama haline gelmiştir. Ancak bu geçiş süreci, mevcut 10,5 kV altyapısının tamamen dönüştürülememesi nedeniyle, dağıtım sistemlerinde çift OG seviyesi kullanımını beraberinde getirmiştir.

İzmir de bu plansız geçişten olumsuz etkilenen illerden biridir. TEİAŞ'ın aldığı kararlar doğrultusunda, anakent merkezlerine enerji 10,5 kV yerine 34,5 kV seviyesinden taşınmış; bunun sonucu olarak kent içinde 34,5/10,5 kV OG/OG trafo merkezleri kurulmak zorunda kalınmıştır. Bu uygulama, teknik zorunluluktan ziyade geçici bir çözüm olarak hayata geçirilmiş olup, enerji verimliliği, sistem sadeliği ve işletme güvenliği ilkeleriyle çelişen bir yapı ortaya çıkarmıştır.

Çift OG seviyesinin varlığı; ek trafo kayıpları, yatırım ve bakım maliyetlerinin artışı ile arıza yönetiminin karmaşıklaşmasına neden olmaktadır.

Mevcut Durum

İzmir metropol alanında OG gerilim dönüşümüne ilişkin güncel ve bütüncül veriler kamuoyu ile paylaşılmamaktadır. Konuya ilişkin ulaşılabilen en somut çalışma, 2018 yılında GDZ Elektrik Yatırım Planlama birimi tarafından yürütülen Alan Bazlı Master Plan Hazırlanması Projesi'dir.

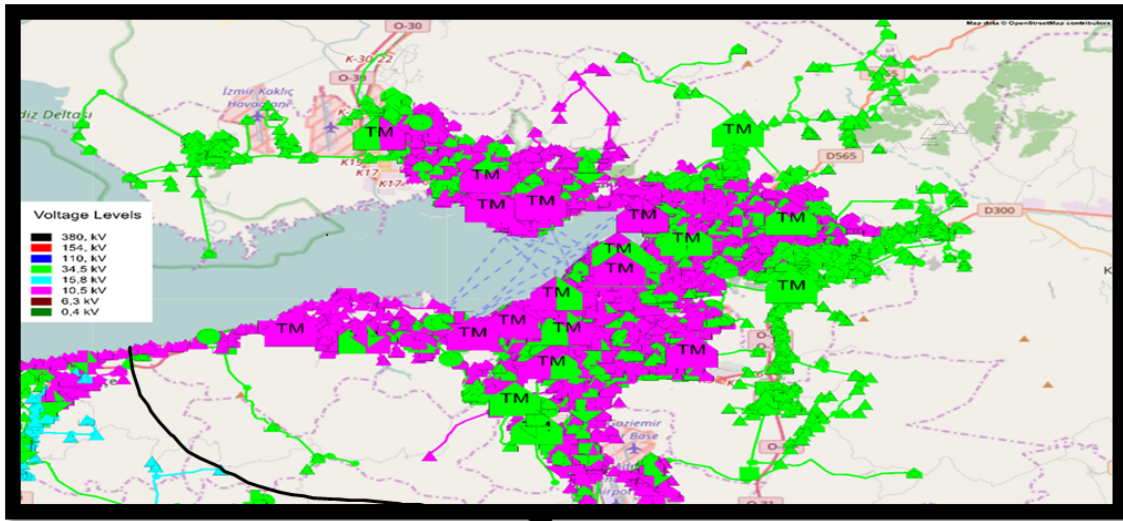
Bu çalışmada;

- İzmir Metropol Bölgesi'nde kısa (5 yıl) ve uzun vadede (10 yıl) toplam 344 MVA kurulu güce sahip 397 adet transformatörün gerilim dönüşümünün planlandığı,

- İlk 5 yıl için 203 adet transformatörün (177 MVA),
- İzleyen dönemde ise 194 adet transformatörün (167 MVA) dönüşümünün öngörüldüğü ifade edilmiştir.

Planlama çalışmalarında N-1 kriteri, dikey ve yatay yük artışları ile şebeke yüklenme analizlerinin dikkate alındığı ve bu analizler sonucunda İzmir Metropol Bölgesi'nde OG gerilim dönüşümünün zorunlu hale geldiği açıkça ortaya konmuştur.

Ancak aradan geçen süreye rağmen, GDZ Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin bu planlar doğrultusunda hangi aşamada olduğu, kaç trafo ve hattın dönüştürüldüğü, dönüşüm takviminin güncellenip güncellenmediği konusunda kamuoyuna açıklanmış herhangi bir güncel veri bulunmamaktadır. Bu durum hem şebeke planlaması hem de kamusal denetim açısından ciddi bir belirsizlik yaratmaktadır.



Şekil 3.7. 10,5 kV ve 34,5 kV Trafo Merkezleri

Sorunun Çözümüne Yönelik Yaklaşımlar

Dağıtım sistemlerinde enerji kayıplarına, işletme zorluklarına ve yatırım maliyetlerinin artmasına yol açan çift OG gerilim seviyesi kullanımının ortadan kaldırılmasına yönelik en kapsamlı çalışmalar, 1992–1994 yılları arasında TÜBİTAK-BİLTEN bünyesinde yürütülen İstanbul Elektrik Dağıtım Sistemi Master Projesi kapsamında gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmalar, büyük şehirlerde uygulanması öngörülen OG dağıtım sistemi gelişim kriterlerini ortaya koymuş ve söz konusu kriterler Orta Doğu Teknik Üniversitesi'nden Prof. Dr. Nevzat Özay ve Prof. Dr. Nezih Güven tarafından teknik ve ekonomik açıdan değerlendirilmiştir.

Yapılan analizlerde, Türkiye'nin sınırlı yatırım kaynaklarını en etkin şekilde kullanabilmesi için 30, 15, 10,5 ve 6,3 kV gibi farklı dağıtım gerilim seviyelerinin tek bir standart gerilim seviyesinde birleştirilmesinin kaçınılmaz olduğu vurgulanmıştır. Çalışmalar, 10,5 kV altyapısının en yaygın olduğu İstanbul Beyoğlu İşletme Bölgesi'nde dahi, 34,5 kV OG dağıtım sisteminin daha ekonomik, daha güvenilir, daha sade ve işletilebilir bir yapı sunduğunu ortaya koymuştur.

Teknolojik gelişmelerle birlikte, özellikle arıza tespiti ve izolasyonuna ilişkin maliyetlerin düşmesi, yüksek gerilimli OG sistemlerin işletilmesini kolaylaştırmıştır. 34,5 kV kablolarla aynı kanala dönecek fiber optik haberleşme altyapısı, indirici merkezler ile dağıtım transformatör merkezleri arasında düşük maliyetli ve hızlı bir iletişim imkânı sağlamaktadır. Bu sayede, arıza yerinin anlık olarak tespit edilmesi, arızalı bölgenin uzaktan kumanda ile kısa sürede izole edilmesi ve enerjinin tekrar verilmesi mümkün hale gelmektedir.

Büyük şehirlerde 34,5 kV OG dağıtımının bir diğer önemli avantajı, trafo yeri bulma sorununu önemli ölçüde azaltmasıdır. Gerilim seviyesinin artmasına bağlı olarak trafo merkezi sayısı azalmakta, buna paralel olarak hat akımları ve kısa devre açma güçleri düşmektedir. Bu durum hem teknik güvenliği artırmakta hem de tesis maliyetlerini azaltmaktadır.

İşletme açısından değerlendirildiğinde; daha az sayıda indirici merkez ve fider ihtiyacı, basit radyal dağıtım yapısı ve uzaktan izleme–kontrol olanakları sayesinde 34,5 kV OG sistemlerinin 10,5 kV sistemlere kıyasla belirgin üstünlükler sunduğu görülmektedir. Yapılan ekonomik karşılaştırmalar da bu teknik avantajları destekler niteliktedir.

Master Plan kapsamında önerilen dönüşüm yaklaşımında, mevcut 10,5 kV şebekenin ekonomik ömrü tamamlanana kadar kullanılmaya devam edilmesi, ancak yük artışlarının öncelikle 34,5 kV seviyesinden karşılanması esas alınmıştır. Yüksek oranda yüklü ve sorunlu bölgelerde, 10,5 kV şebekeye yeni yatırım yapmak yerine, 154/34,5 kV indirici merkezlerden yeni 34,5 kV dağıtım fiderleri tesis edilerek, güzergâh üzerindeki 10,5/0,4 kV merkezlerin 34,5/0,4 kV seviyesine dönüştürülmesi önerilmiştir.

Bu dönüşümlerde özellikle:

- Ringi olmayan merkezlere,
- Ekonomik ömrünü tamamlamış 10,5 kV tesislere,
- Yoğun noktasal yüklerin bulunduğu bölgelere öncelik verilmesi gerektiği belirtilmiştir.

Ayrıca, özel yapılaşmalar (yüksek katlı yapılar, sanayi tesisleri, hastaneler vb.) nedeniyle ortaya çıkan 1 MVA üzerindeki tüm yük taleplerinin doğrudan 34,5 kV sistemden beslenmesi, yeni yerleşim alanlarında ise OG dağıtımın yalnızca 34,5 kV seviyesinde projelendirilmesi temel ilke olarak benimsenmiştir.

3.5. Sonuç

Dağıtım sistemlerinde gözlenen çift OG gerilim seviyesi kullanımı, geçmiş dönemdeki teknolojik sınırlamaların doğal bir sonucu olarak ortaya çıkmış olup, günümüz koşullarında işletme, bakım ve enerji verimliliği açısından sürdürülebilir değildir.

1993 yılında TÜBİTAK-BİLTEN bünyesinde yürütülen çalışmalar, 10,5 kV ve 34,5 kV seviyelerinin birlikte kullanılmasının yerine tek bir OG gerilim seviyesine geçilmesinin teknik ve ekonomik açıdan önemli kazanımlar sağlayacağını açıkça ortaya koymuştur. Yapılan değerlendirmelerde, 34,5 kV OG dağıtım sisteminin; daha düşük toplam yatırım ihtiyacı, daha az indirici merkez ve fider gereksinimi, sade şebeke yapısı ve uzaktan kontrol–kumanda olanakları sayesinde 10,5 kV sistemlere kıyasla daha avantajlı olduğu saptanmıştır.

Bu çerçevede, büyük şehirlerde OG dağıtım sistemlerinin planlı, kademeli ve kararlı bir şekilde 34,5 kV seviyesine dönüştürülmesi, enerji verimliliği, arz güvenliği ve sürdürülebilir şebeke işletimi açısından zorunlu bir politika alanı olarak değerlendirilmelidir.

4. POLİTİKA VE PROGRAMLAR

Ersin Aras, Salim Arslanalp, EMO İzmir Şube Enerji Komisyonu

4.1. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı “Enerji Dönüşümü – YE 2035 Programı ve Sunumun Değerlendirilmesi

4.1.2. Giriş

21 Ekim 2024’te ETKB tarafından “Enerji Dönüşümü ve 2035 Yenilenebilir Enerji Plânını” açıklandı. Bakanlığın yeni plânı; 2022’de plânı; 2022’de hazırladıkları Türkiye Ulusal Enerji Plânından”, 4 Kasım 2024’te Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığınca hazırlanan “2053 Uzun Dönemli İklim Stratejisi” yol haritasından, T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığının hazırladığı “12. Kalkınma Plânından (2024-28)” ve Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) tarafından hazırlanan “2024-28 Stratejik Planından “önemli farklılıklar göstermektedir. ETKB’nin plânlamasının ilgili devlet, sanayi ve eğitim kurumlarıyla eşgüdüm sağlanmadan hazırlandığı ve hedeflerinin gerçekçi olmadığı görülmektedir.

Elektrik üretim ve dağıtım yatırımları mega yatırımlardır. Uzun, orta, kısa dönem plânlamalar yapılarak birbirini tamamlayan aşamalar halinde gerçekleştirilir. Plânlar belirli sürelerde ve gerektiğinde güncelleştirilir.

Gerek Avrupa Birliği gerekse tüm elektrik güç sistemlerini işleten ve yatırım yapan kurumlar benzer yöntemleri kullanarak derinlemesine ve aşamalı plânlamalar sonucu yatırım yapmaktadır. Örnek olarak “The European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)” referans verilebilir”.

Ülke kaynaklarının önemli kısmının ayrıldığı enerji yatırımlarında belirlenmiş ve kanıtlanmış yöntemlerden vaz geçilmemelidir. Yeni hedefler ve projeler, devlet kurumlarının iç prosedürleri eksiksiz tamamlanarak, sanayimizle eş güdüm içinde belirlenmelidir. YGDA teknolojisini uygulayacak ve geliştirecek insan kaynaklarını yetiştiren kurumlara, araştırma merkezlerine büyük önem verilmelidir.

4.1.3. Elektrik Güç Sistemlerinin (EGS) Plânlama Kriterleri

EGS plânlamasında hedef talep edilen elektrik enerjisinin belirli güvenilirlikte ve belirli zaman aralığında en ucuza nasıl sağlanacağıdır. Plânlama süresince dört soruya yanıt aranır:

Belirlenen güvenlik seviyesi için hangi kapasiteleri eklemeliyim (üretim, iletim, dağıtım)?

Bu kapasiteleri nerelere yerleştirmeliyim?

Bunları sisteme ne zaman dahil etmeliyim?

- Elimdeki teknolojileri günümüz ve gelecek için en uygun şekilde nasıl birleştirmeliyim?

İletim sistemi maliyeti için: senelik yatırımlar, işletme masrafları, kayıplar ve verilemeyen enerji maliyeti dikkate alınır.

Şebekede olması gereken özellikler ise:

- Arızaların büyük kısmında yükleri kesintisiz besleyebilmek
- Yeterli yedek kapasite olması, işletme için çok sayıda sınırlama olmaması
- Fazla sayıda hattın belirli güzergâhlarda ve kritik hatların belirli merkezlerde toplanmaması
- Değişik gerilim seviyesindeki iletim ağları arasında yeterli bağ olması
- Güç sisteminin kararlı olmasıdır

4.1.4. EGS'nin Plânlama Aşamaları

EGS'ler uzun, orta ve kısa dönem olmak üzere üç aşamada plânlanır.

Uzun dönem plânlama (10-30 yıl):

- Uzun dönemde veriler kesin değildir, modellemeler basittir ve çok seçenek arasından en iyilemelerle hedef üretim ve iletim şebekeleri belirlenir.
- Üretim çeşitliliği (termik, hidrolik, nükleer, depolama, yenilenebilir, vb.), yerleri, ünite büyüklükleri, saptanır ve bu konularda standartlaşma sağlanır.
- Gerilim seviyeleri, şebeke yapısı, kayıpların en aza inmesi, kısa devre sınırlamaları incelenir.
- Üretim yerleri, hat güzergâhları, trafo/dağıtım merkezlerinin yerleri tespit edilir ve alımı yapılır.
- Uluslararası bağlantılar kararlaştırılır.

Orta dönem plânlama (5-10 yıl):

- Üretim guruplarının ve iletim/dağıtım hatlarının devreye alınma sıralanması hazırlanır. Sıralamaya bağlı olarak projelendirmeler başlar ve ayrıntılı sistem analizleri gerçekleştirilir.

Kısa dönem plânlama (2-5 yıl):

- Orta dönem çalışmalarını esas alınarak üretim santrallerinin ve iletim hatlarının şebekeye bağlanma tarihlerinin belirlenir. İletim şebekelerinin güçlendirilme çalışmaları ve kapsamlı sistem analizleri yapılır.

4.1.5. Avrupa Birliği

Avrupa Birliği (AB) benzer çalışmalar yapmakta, aynı formata dönüştürülen milli plânları AB seviyesinde en iyilemekte ve uygun projelere fon sağlamaktadır. Raporlarında her bir proje hakkında yapılaş nedeni, maliyeti, öngörülen başlama ve bitiş yılları belirtilmektedir.

4.1.6. ETKB'nin Enerji Dönüşümü ve 2035 Yenilenebilir Enerji Plâni

Tablo 1'de ETKB'nin 2022 yılında yayımladığı 'Türkiye Ulusal Enerji Planına' ile 2024 Ekim ayında yayımladığı "Enerji dönüşümü" plânından önemli rakamlar yer almaktadır. Yeni plânda RES ve GES toplamında 37500. MW, yani %45 artış vardır. Ulusal plânda Türkiye'nin 2035'te elektrik gereksinimi 510.5 TWh olduğu belirtilmiştir. 37500 MW artı gücün ürettiği enerjinin nasıl kullanılacağı bilinmemektedir.

Bakanlık rüzgâr ve güneş santrallerini 2024 yılına göre seksen milyar dolar harcayarak dört katına çıkartacağını belirtmektedir. Santral yerleri ve ayrıntıları belli olduğunda konuyu incelemek mümkün olacaktır. Ayrıca 2024 yılı mevcut iletim şebekesine 15,000.- km Yüksek Gerilim Alternatif Akım (YGAA) iletim hattı ve 144 adet trafo merkezi yapılacağını bildirmektedir. Dikkat çeken bölüm ise Yüksek Gerilim Doğru Akım (YGDA) kısmıdır. Mevcut YGAA şebekesine 14,700.- km YGDA iletim hattı ve 40adet Değiştirme Merkezi (DM) ekleneceği belirtilmektedir. Bu amaçla 28 Milyar dolarlık yatırım ön görülmüştür.

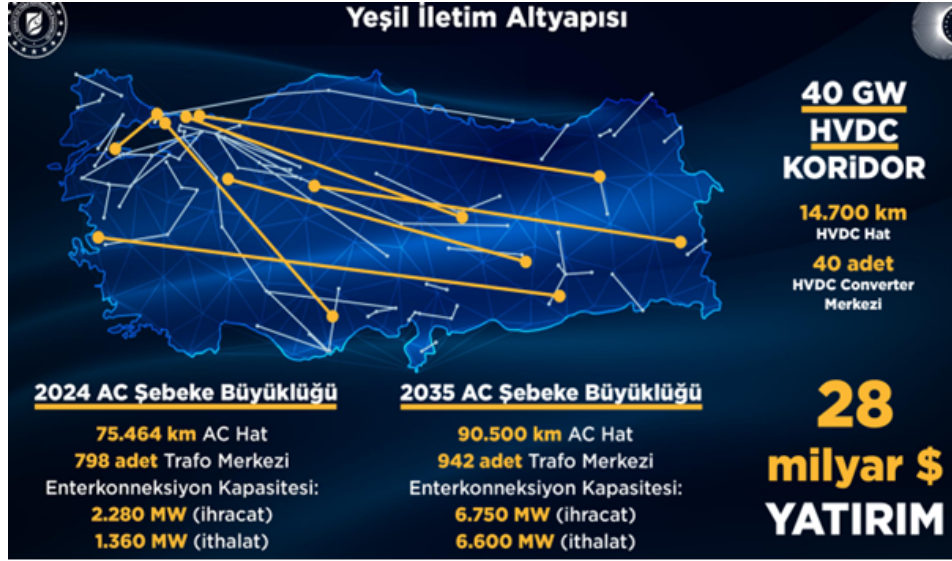
Tablo 4.1. Ulusal Plân İle Dönüşüm Plân Karşılaştırması

	2024 (Halihazır)(MW)	ETKB 2035 (2022 ulusal plânı) (MW)	ETKB 2035 (2024 dönüşüm plânı) (MW)
RES	12,400.	29,600.	43,100.
GES	18,700.	52,900.	76,900.
TOPLAM (RES+GES)	31,100.	82,500.	120,000.
TR Σ Kur. Güç (KW)	115,353.	189,700.	227,200.
RES+GES/KG	%26,96	%43,9	%52,8



Şekil 4.1. ETKB 2035 Yol Haritası

YGDA iletim hatlarının gerilim seviyeleri, kesin güzergâhları ve kurulacak DM'lerin güç ve tipleri belli değildir. YGDA şebekesi uzun mesafelerde büyük miktarlarda gücün iletilmesi için ekonomiktir. Sistem kararlılığına olumlu etkisi ve güç akışının kontrolü gibi özellikleri sayesinde şebeke işletimine faydalı olurlar. Ayrıca deniz üstü Rüzgâr Elektrik Santrallerinin (RES) enerjilerinin kıyıya iletilmesi, kıta-ada bağlantılarında da tercih edilirler.



Şekil 4.2. ETKB Yeşil İletim Altyapısı

Yukarıda belirtilen avantajlarına karşı bazı dezavantajları:

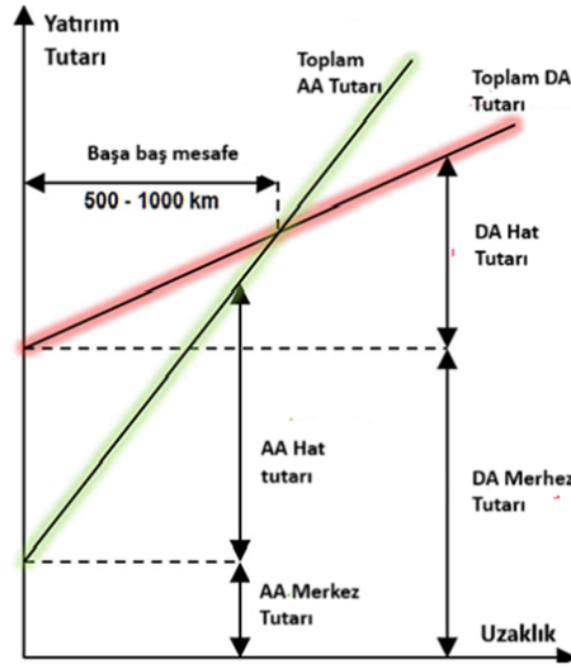
Başa baş noktası öncesi (Şekil 4.3) maliyetleri AA sistemlere göre yüksektir, bakım maliyetleri fazladır. DM'lerindeki kayıplar uç başına akım kaynaklı dönüştürücüler için (CSC), %0,8 gerilim kaynaklı dönüştürücüler (VSC) için %2 dolayındadır. Her hatta toplam olarak tipine göre %1,6 veya %4 kayıp olur.

AA iletim sisteminin ömrü 60-80 yıl arasında olmasına karşın YGDA sistemlerinin iletim hatlarında ömür 40 yıl, DM'lerinin çoğu elektronik parçalarında ise 20 yıl kadardır.

AA şebeke birbirine bağlı olarak çalışabilir. Herhangi bir hatada arızalı kısım kesiciler tarafından şebekeden ayrılır, sistem çalışmasına devam eder. YGDA kesiciler henüz ticari olarak bulunmadığından bağımsız olarak noktadan noktaya felsefesi ile çalışırlar. Herhangi bir arıza tüm DA şebekesini devre dışı bırakır.

AA sistemler kısa süreli aşırı yüklenmeye dayanabilirler, YGDA bu esneklik yoktur.

Şekil 4.3'ten görüleceği üzere YGAA ile YGDA harcama karşılaştırmasında başa baş mesafe projesine bağlı olarak 500 ilâ 1000 km arasında değişmektedir. Dolayısıyla iletim şebekesinin plânlamasında YGDA ve YGAA seçimleri ayrıntılı incelemelere dayanmalıdır.



Şekil 4.3. Yüksek Gerilim Alternatif Akım (YGAA) ve Yüksek Gerilim Doğru Akım (YGDA) kurulumu harcama karşılaştırılması, başa baş noktası.

Ülkemizde gelişmiş bir 400 kV AA iletim şebekesi, sanayii ve bilgi birikimi vardır. Hazırlıklar tamamlanmadan ve gereken çalışmalar yapılmadan büyük çaplı bir YGDA iletim şebekesini kurmak pahalı ve riskli olacaktır. Bunun yanı sıra kısa sürede bu yatırımların yapılması nedeniyle projeler büyük oranda ithal malzeme ve dış bilgiye dayanacak, enerjide dışa bağımlılık artacaktır.

TEİAŞ'ın 2011- 2028 yılları stratejik plânlarında YGDA'ya yönelik bir hazırlık yoktur ve bu husus "YGDA (HVDC) şebekesi yapımı projesinin riskler" bölümünde "HVDC EİH teknolojisinin yeni teknoloji olması nedeniyle kurumsal tecrübenin olmaması" olarak açıkça belirtilmiştir. TEİAŞ'ın bahsettiği proje bakanlığın yeni YGDA projesi olmayıp yatırımlarında yer alan "4 (dört) adet HVDC Converter Tesisi ve toplam 1.400 km uzunluğunda hattın ibarettir". Bakanlığın açıkladığı 15 bin km hat ve 40 adet YGDA Değiştirme Merkezi ne TEİAŞ'ın ne de diğer kurumların yatırım programlarında yoktur.

Sonuç olarak; "Enerji dönüşümü-Yenilenebilir Enerji 2035" programı üzerinde yeterince çalışılmamış, ayrıntıları belli olmayan riskli bir program olarak dikkati çekmektedir. MEGA yatırımlar için gerekli çalışmaların yapılmadığı, diğer devlet kurumları, sanayi ve üniversitelerle iş birliği yapılmadığı, eş güdüm sağlanmadığı görülmektedir.

İki yıl önce sunulan ulusal plândan üretim ve iletim konularında büyük sapmalar ve artışlar vardır. 37,500.- MW'lık ek kapasiteden üretilecek enerjinin nasıl kullanılacağı hakkında bilgi yoktur.

Sunulan plânlama gerçekleştirilirse kullanım kapasitesinin düşük olması kuvvetle muhtemeldir. Programın tüm taraflarla birlikte tekrar gözden geçirilmesinde yarar görülmektedir.

4.2. Türkiye'nin Enerji Dönüşüm Programı – Kesinleşmiş ve İmzalanmış Finansman Kaynakları Özeti

Dünya'nın hızla yeni bir enerji dönüşümü sürecine girdiği görülmektedir. İklim değişikliği, enerji dönüşümü, elektrifikasyon, verimlilik, enerji yetmezliği ve yenilenebilir enerjiler ve benzeri kavramlar enerji politikalarının da belirleyicisi konumuna gelmiştir.

Elektriklenme ile birlikte artan enerji ihtiyacı iklim değişikliğinin sebebi olarak gözüken sera gazları nedeniyle zorunlu olarak fosil yakıtlardan uzaklaşmayı ve yenilenebilir enerji yatırımlarına hız vermeyi gerektirmektedir. Ancak elektrik şebeke altyapısının eski ve yetersiz olması da ayrı bir eksikliktir.

Türkiye'de gelir dağılımının bozuk olması, enerji yoksulluğu gibi sorunlar nedeniyle yeterli yerli tasarruf oluşmadığından büyük miktarda finansman gerektiren bu altyapı yatırımları için uluslararası finansman aranmaktadır.

Uluslararası Finansmanlar

- **Avrupa Yeniden Yapılanma ve Kalkınma Bankası (EBRD):**
1,5 milyar Euro kredi paketi (yenilenebilir enerji ve enerji verimliliği projeleri için)
Rüzgâr ve güneş enerjisi projelerine özel sektör destekleri
- **Dünya Bankası Grubu:**
800 milyon dolar (Türkiye Özel Sektör Enerji Programı kapsamında)
202 milyon dolar (Enerji Verimliliği Projesi için kredi)
- **Avrupa Birliği IPA Fonları:**
450 milyon Euro (2021-2027 dönemi için hibe)
Yeşil Anlaşma kapsamında projeler
- **Japon Uluslararası İş birliği Ajansı (JICA):**
300 milyon dolar kredi (enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji için)
Teknik iş birliği projeleri

Yerel Finansmanlar

- **Türkiye Kalkınma ve Yatırım Bankası:**
2 milyar TL kredi paketi (yenilenebilir enerji projeleri için)
KOBİ'lere özel fonlar (enerji verimliliği için)
- **Kamu Bütçesi Tahsisleri:**
2024 için 15 milyar TL ödenek
2025 hedefi 20 milyar TL bütçe

Özel Sektör Yatırımları

İmzalanmış Yatırım Anlaşmaları:

- Akfen Yenilenebilir Enerji: 1,2 milyar dolar yatırım
- Enerjisa: 800 milyon Euro yatırım

Yeşil Tahvil İhraçları:

- 2023: 2,5 milyar TL
- 2024: 1,8 milyar TL

4.3. Sonuç

- Tüm bu kalemler, resmi kaynaklardan doğrulanmış ve anlaşmaları imzalanmış projelerdir.
- Türkiye'nin bu sene açıklanan 2.035 yılına kadar yapmayı planladığı yenilenebilir enerji yatırım tutarı 80 milyar dolardır.
- Türkiye'nin enerji dönüşüm yatırımlarını gerçekleştirebilmesi için altyapı yatırımlarına harcayacağı para 28 milyar dolar olarak açıklanmıştır.
- Bu boyutta bir finansmanın gerçekleştirilmesi için Türkiye'nin çok acil hukuk, gelir dağılımı ve yapısal reformları tamamlaması gereklidir
- Enerji yoksulluğu aynı zamanda öz kaynak -equity olarak değerlendirilir.
- WEC dataları OECD istatistikleri maalesef ülkemizdeki enerji enflasyonu ve enerji yoksulluğuna bağlı olarak öz kaynağımızı olması gerekenin çok altında tespit etmektedir. Bu husus kredi anlaşmalarında Türkiye'yi gereken özsermayeyi koymakta çok zorlayacaktır.
- Gelir dağılımındaki eşitsizlik bir an önce giderilmelidir. Bir başka deyişle makro ekonomik istikrarı sağlayacak politik düzenlemeler yapılmalıdır. Aksi takdirde yap işlet türü anlaşmalarla Varlıklarımızın yabancı sermayenin eline geçmesi kaçınılmazdır.

5. ENERJİ KOOPERATİFLERİ VE TOPLUMSAL ETKİLERİ

Enver Ünal, Mete Çubukçu, Salim Arslanalp, EMO İzmir Şube Enerji Komisyonu

5.1. Enerji Kooperatifleri: Kavramsal ve Toplumsal Çerçeve

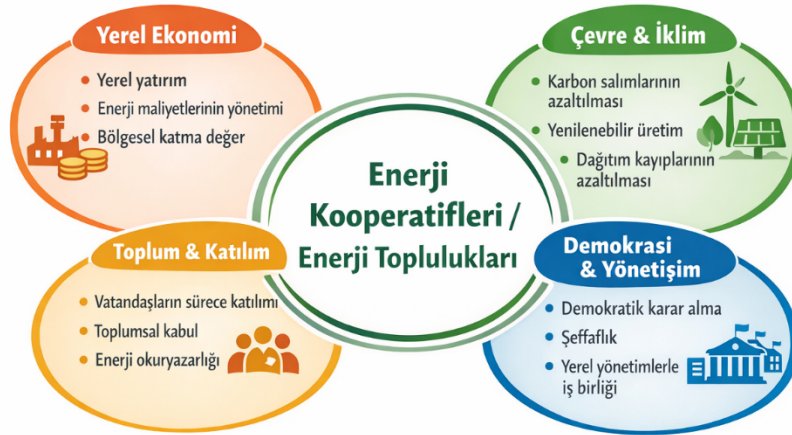
Enerji kooperatifleri; bireylerin, küçük ve orta ölçekli işletmelerin ve yerel kurumların yenilenebilir enerji yatırımlarını ortaklaşa gerçekleştirdiği, demokratik ilkelere dayalı örgütlenme modelleridir. Yurttaşların enerji üretim ve tüketim süreçlerine doğrudan katılımını mümkün kılarak, merkezîyetçi enerji sistemlerine alternatif veya tamamlayıcı bir yaklaşım sunar.

Kooperatifler yalnızca teknik ya da ekonomik bir yatırım modeli değil; enerji demokrasisini, yerel katılımı ve toplumsal sahiplenmeyi güçlendiren bir araçtır. Üyelerin eşit söz hakkı sayesinde enerji üretim kararları yerel düzeyde ve daha şeffaf biçimde alınabilir; bu durum projelerin toplumsal kabulünü artırırken yerel itiraz ve çatışmaları azaltmaya katkı sağlayabilir.

Yerel ölçekte üretim–tüketim mesafesinin kısalması, iletim ve dağıtım kayıplarının azalmasına, şebeke verimliliğinin artmasına ve bölgesel enerji dayanıklılığının güçlenmesine destek olur. Ayrıca yatırım ve gelirin önemli ölçüde yerelde kalması, istihdama katkı ve enerji maliyetlerinin daha öngörülebilir hâle gelmesi gibi sonuçlar, kooperatif modelini yerel kalkınma açısından da işlevsel kılar.

Bununla birlikte enerji piyasalarındaki dalgalanmalar, mevzuat değişiklikleri, finansmana erişim güçlükleri ve bürokratik süreçler kooperatiflerin yaygınlaşmasını ve sürdürülebilirliğini zorlaştırabilmektedir. Bu nedenle kooperatiflerin toplumsal potansiyelinin açığa çıkması, öngörülebilir ve istikrarlı bir düzenleyici çerçeve ile yakından ilişkilidir.

Bu çerçeve, enerji kooperatiflerinin demokratik katılımı, çevresel sorumluluğu ve yerel kalkınmayı birlikte ele alan bütüncül bir yaklaşım sunduğunu göstermektedir.



Şekil 5.1. Enerji Kooperatifleri ve Enerji Topluluklarının Çok Boyutlu Katkı Alanları.

5.2. Enerji Dönüşümünde Yurttaş Katılımı ve Kooperatif Modeli

Enerji dönüşümü, yalnızca üretim teknolojilerinin değişimi değil; yönetim, yatırım yapısı ve karar alma süreçlerinde de dönüşüm anlamına gelir. Bu kapsamda yurttaşların, yerel yönetimlerin ve küçük-orta ölçekli işletmelerin enerji üretimine katılımı; dönüşümün toplumsal tabanını güçlendiren ve yerel dayanıklılığı artıran kritik bir unsurdur. Enerji kooperatifleri, bu katılımı kurumsal ve sürdürülebilir biçimde örgütleyen başlıca modellerden biridir.

Kooperatif modeli, enerji üretimini yalnızca piyasa aktörlerinin alanı olmaktan çıkararak yerel ortaklıklar yoluyla çoğulcu bir yapıya taşır; projelerin toplumsal

sahiplenmesini artırır, yatırımın ve üretilen değerin yerelde kalmasını destekler. Teknik açıdan yaklaşım, üretimin üyelerin tüketimiyle ilişkilendirilebilmesine dayanır. Uygulamada bu ilişki çoğunlukla “tüketim birleştirme” ile tanımlanır; mahsuplaşma ise ilgili dönemde üretim ve tüketimin karşılaştırılmasıyla işletilir.

Kooperatiflerin rolü üretim miktarıyla sınırlı değildir; enerji maliyetlerinin yönetimi, yerel ekonomik dayanıklılığın artırılması ve karbon salımlarının azaltılması açısından da önem taşır. Özellikle tüketimin yoğun olduğu bölgelerde üretimin yakınlaştırılması ve dağıtım kayıplarının azaltılması, kooperatif temelli çatı uygulamaları gibi çözümleri stratejik kılmaktadır.

Öte yandan mevzuatın öngörülebilir olmaması, bağlantı/kapasite kısıtları, finansmana erişim ve bürokratik süreçler kooperatiflerin ölçeklenmesini sınırlandırmaktadır. Bu nedenle sürdürülebilirlik, yerel istikrarlı kadar istikrarlı ve teşvik edici bir politika ortamına da bağlıdır. Gelecek perspektifinde enerji paylaşım platformları, akıllı şebeke uygulamaları ve topluluk temelli depolama gibi dijital çözümler, kooperatiflerin operasyonel kapasitesini güçlendirerek yurttaş katılımını genişletebilir.

5.3. Uluslararası Deneyimler: Almanya Örneği ve Seçilmiş Uygulamalar

Uluslararası deneyimler, enerji kooperatifleri ve enerji topluluklarının yaygınlaşmasında istikrarlı teşvik mekanizmaları, öngörülebilir mevzuat, şebeke erişimi ve yerel sahiplenmeyi güçlendiren yönetim unsurlarının belirleyici olduğunu göstermektedir. Bu bölümde Almanya örneği ve seçilmiş uygulamalar üzerinden kısa bir karşılaştırmalı çerçeve sunulmaktadır.

Almanya Örneğinde Kooperatiflerin Yeri

Almanya (Energiewende), yalnızca büyük enerji şirketlerinin değil; vatandaşların, belediyelerin ve küçük işletmelerin de yatırımcı ve paydaş olarak enerji üretimine dahil olabildiği öncü örneklerden biridir. Yenilenebilir enerji kooperatifleri, bu katılımın kurumsallaşmış ve yaygın biçimlerinden birini oluşturur.

Almanya'daki kooperatifler ağırlıkla güneş, rüzgâr, biyokütle ve küçük ölçekli hidroelektrik yatırımlarına yönelerek hem ekonomik fayda üretmiş hem de yerel iklim eylemine katkı sağlamıştır. Kooperatiflerin büyümesinde, Yenilenebilir Enerji Yasası (EEG) ve özellikle sabit alım garantileri (Einspeisevergütung) ile gelir öngörülebilirliğinin artması önemli rol oynamıştır.

Almanya deneyimi, kooperatiflerin gelişiminin teşvik mekanizmaları kadar piyasa ve mevzuat değişimlerinden de etkilendiğini göstermektedir. Destek mekanizmalarındaki reformlar, ihale temelli uygulamalar, finansman koşullarındaki değişim ve enerji fiyat dalgalanmaları yatırım iştahını etkileyebilmekte; bürokratik süreçler ve proje geliştirme maliyetleri de küçük aktörler açısından sınırlayıcı olabilmektedir. Buna karşın dijital enerji paylaşım platformları, akıllı şebekeler ve topluluk temelli depolama gibi çözümlerin kooperatiflerin operasyonel kapasitesini artıran tamamlayıcı araçlar olması beklenmektedir.

Seçilmiş Ülke Deneyimleri ve Örnek Girişimler

Kooperatifçilik uygulamaları farklı coğrafyalarda farklı hedef ve ihtiyaçlara göre çeşitlenmiştir:

- **ABD:** Kırsal elektrik kooperatifleri yaygın olup, kooperatif modelinin yalnızca üretimde değil dağıtım ve hizmet tarafında da kurumsallaşabildiğini göstermektedir.

- **Danimarka:** Rüzgâr enerjisi yatırımlarında topluluk katılımının erken örnekleriyle anılmaktadır.
- **Belçika (Ecopower):** Kooperatif temelli elektrik tedariki ve yenilenebilir yatırım modeliyle öne çıkan örneklerdendir.
- **Bangladeş:** Enerjiye erişimin sınırlı olduğu bölgelerde kooperatif modelinin sosyal kalkınma ve kadın girişimciliğiyle birlikte ele alındığı uygulamalar bulunmaktadır.

Örnek girişimler: EWS (Almanya), Ecopower (Belçika), ve PBS / Kıyı Elektrifikasyonu ve Kadının Kalkınması (Bangladeş).

Genel olarak bu örnekler, kooperatif modelinin avantajlarını teyit ederken; başarı için istikrarlı mevzuat, finansmana erişim, öngörülebilir şebeke bağlantı süreçleri ve yerel aktörlerle kurumsal iş birliklerinin belirleyici olduğunu da ortaya koymaktadır.

- **ABD:** Kırsal elektrik kooperatifleri yaygın olup, kooperatif modelinin yalnızca üretimde değil dağıtım ve hizmet tarafında da kurumsallaşabildiğini göstermektedir.
- **Danimarka:** Rüzgâr enerjisi yatırımlarında topluluk katılımının erken örnekleriyle anılmaktadır.
- **Belçika (Ecopower):** Kooperatif temelli elektrik tedariki ve yenilenebilir yatırım modeliyle öne çıkan örneklerdendir.
- **Bangladeş:** Enerjiye erişimin sınırlı olduğu bölgelerde kooperatif modelinin sosyal kalkınma ve kadın girişimciliğiyle birlikte ele alındığı uygulamalar bulunmaktadır.

Örnek girişimler: EWS (Almanya), Ecopower (Belçika), ve PBS / Kıyı Elektrifikasyonu ve Kadının Kalkınması (Bangladeş).

Genel olarak bu örnekler, kooperatif modelinin avantajlarını teyit ederken; başarı için istikrarlı mevzuat, finansmana erişim, öngörülebilir şebeke bağlantı süreçleri ve yerel aktörlerle kurumsal iş birliklerinin belirleyici olduğunu da ortaya koymaktadır.

5.4. Türkiye’de Enerji Kooperatifleri: Mevzuat, Uygulama ve Güncel Durum

Türkiye’de yenilenebilir enerji kooperatiflerinin gelişimi, ağırlıklı olarak lisanssız üretim uygulamaları ve “üretim–tüketim ilişkilendirmesi” çerçevesinde şekillenmiştir. Kooperatifler, yurttaşların ve küçük/orta ölçekli işletmelerin yenilenebilir enerji yatırımlarına ortak olmasını; yerel üretimi tüketimle buluşturarak yerel katma değer ve enerji maliyeti yönetimi açısından imkân sunmayı hedefleyen bir örgütlenme modeli olarak öne çıkmıştır.

Uygulama Mantığı ve İşleyiş

Türkiye’de kooperatifler çoğunlukla şu başlıklarda faaliyet yürütmektedir:

- Proje geliştirme (fizibilite, saha/çatı tespiti, izin süreçleri),
- Finansman organizasyonu,
- Şebeke bağlantı başvuruları,
- Kurulum ve işletme süreçlerinin yönetimi,
- Üyelerin bilgilendirilmesi ve yerel paydaşlarla iş birliği.

Teknik işleyişte “tüketim birleştirme” ve mahsuplaşma mekanizması, ortakların yatırım faydasını tüketimleriyle ilişkilendirebilmesi açısından kritik bir bileşen olarak görülmüştür.

Mevzuat ve Piyasa Kaynaklı Sınırlılıklar

Türkiye’de kooperatiflerin yaygınlaşması ve ölçeklenmesi; mevzuat belirsizlikleri, şebeke bağlantısı ve trafo kapasitesi kısıtları, finansmana erişim güçlükleri ve bürokratik süreçler nedeniyle sınırlanabilmektedir. Enerji piyasasındaki dalgalanmalar ve düzenlemelerdeki değişimler de yatırım iştahını etkilemektedir.

Kritik kırılmalardan biri, kooperatiflere yönelik bazı istisnai bağlantı/kapasite düzenlemelerinin Mayıs 2019 değişiklikleriyle yürürlükten kaldırılması ve tüketim birleştirme mekanizmasının fiilen daralmasıdır. Bu durumun kooperatiflerin motivasyonunu ve uygulanabilirliğini zayıflattığı değerlendirilmektedir.

Güncel Görünüm ve Seçilmiş Örnekler

Türkiye’nin güneş enerjisi potansiyeli yüksek olmakla birlikte, enerji kooperatiflerinin sayısal gelişimi ve üretime geçiş oranı istenen düzeye ulaşamamıştır. 2013’ten bu yana çeşitli illerde kooperatifler kurulmuş olsa da önemli bir bölümünün proje geliştirme, bağlantı veya finansman aşamalarında kaldığı; sınırlı sayıda örneğin üretime geçebildiği görülmektedir.

Tablo 5.1. Türkiye’de Enerji Kooperatifleri.

Kooperatif Girişim	İl	Kuruluş (Yıl)	Üye Sayısı	Teknoloji / Proje	Kurulu Kapasite	Güç	Durum
Balcı Zeki Yenilenebilir Enerji Üretim Kooperatifi	Adana	2015	7	Güneş (plan)	–		Üretimde değil
Çorum Yenilenebilir Enerji Üretim Kooperatifi	Çorum	2016	84	Güneş (GES)	500 kW (faal, 2019)		Üretimde
Ege Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketim Kooperatifi	Denizli	2014	8	Güneş (plan)	–		Üretimde değil
İzmir Yenilenebilir Enerji Üretim Kooperatifi	İzmir	2016	42	Güneş (GES)	(pilot) 100 kW (plan)		Üretimde değil
Kayseri Mobilyacılar Yenilenebilir Enerji Üretim Kooperatifi	Kayseri	2017	2020	Güneş (GES)	Yıllık kapasitesi: 7–8 MW (rapor ifadesi)	7–8 MW	Üretimde (2018)
Kulak Köyü Yenilenebilir Enerji Üretim Kooperatifi	Afyonkarahisar	2019	102	Güneş (GES)	100 kW		Üretimde
Muğla Karyalılar Yenilenebilir Enerji Üretim Kooperatifi	Muğla	2018	16	Güneş (plan)	–		Üretimde değil
Nilüfer Belediyesi Enerji	ve Bursa	2016	500	Rüzgâr (deneme) / Güneş (hedef)	Arazi: 7–8 dönüm (Çanakkale/Çardak) (rüzgâr için)		Üretimde değil

Kooperatif Girişim	/ İl	Kuruluş (Yıl)	Üye Sayısı	Teknoloji / Kurulu Kapasite	Güç	/ Durum
Kooperatifleri (girişimi)						
Turan Yenilenebilir Enerji Kooperatifi	Şanlıurfa	2015	20	Biyokütle (başlangıç) / Güneş (sonraki)		Üretimde değil
Troya Yenilenebilir Enerji Kooperatifi	Çanakkale	2017	26	Güneş (plan) / Depolama – (plan)		Faaliyet sonlandırıldı (2023)
Yıldız Enerji Kooperatifi	GES Çorum	2018	7	Güneş (OSB planı)		Üretimde değil

Tablo 5.1'deki örnekler, kooperatif modelinin Türkiye'de uygulama alanı bulunduğunu; ancak bağlantı/kapasite, mevzuat sürekliliği ve finansman erişimi sorunlarının üretime geçişi ve yaygınlaşmayı sınırladığını göstermektedir. Buna rağmen özellikle çatı uygulamaları, tüketimin yoğun olduğu bölgelerde üretimin yakınlaştırılması ve dağıtım kayıplarının azaltılması açısından stratejik bir alan olmayı sürdürmektedir.

5.5. Dijitalleşme, Yenilikçi İş Modelleri ve Enerji Topluluklarında Yeni Dönem

Enerji kooperatifleri ve enerji topluluklarının uzun vadeli başarısı; yatırımın hayata geçirilmesi kadar işletme kapasitesi, finansal sürdürülebilirlik, düzenleyici uyum ve katılımcı sayısının ölçeklenebilmesiyle ilişkilidir. Türkiye'de mevzuat belirsizlikleri, şebeke bağlantı kısıtları, finansmana erişim güçlükleri ve kurumsal kapasite eksiklikleri yaygınlaşmayı sınırlayan temel faktörler arasında öne çıkmaktadır.

Bu nedenle enerji topluluklarının daha geniş bir etki alanı yaratabilmesi için dijital çözümlerle desteklenen yeni iş modellerine ihtiyaç vardır. Dijitalleşme; üretim–tüketim dengesinin izlenebilirliği, topluluk içi paylaşımın şeffaflaşması ve katılımın teşviki açısından dönüştürücü bir araçtır.

Bu yaklaşım, Ege Üniversitesi yürütücülüğündeki AGRECs-BOOST (2025–2027) projesi kapsamında; KOBİ'lerin enerji toplulukları üzerinden yenilenebilir enerjiye erişimi, dijital enerji paylaşımı/takası çerçevesinin geliştirilmesi ve düzenleyici iyileştirme önerilerinin oluşturulması ekseninde ele alınmaktadır.

Dijital Enerji Paylaşımı ve Yenilikçi İş Modelleri

Gerçek zamanlı izleme, topluluk içi dengeleme ve fazla enerjinin farklı değerlendirme araçlarıyla yönetimi; dijital enerji paylaşımının başlıca katkılarıdır. Bu yaklaşım, teknik bir çözüm olmanın ötesinde, topluluk içinde güven ve katılımı güçlendiren bir yönetim aracıdır.

KOBİ'ler için Enerji Toplulukları ve Yaygınlaştırma Potansiyeli

KOBİ'ler yüksek yatırım maliyetleri ve idari süreçler nedeniyle bireysel yenilenebilir enerji yatırımlarına erişimde zorlanabilmektedir. Enerji toplulukları, kolektif katılım yoluyla bu engelleri azaltarak enerji maliyetlerinin yönetimi, karbon salımlarının azaltılması ve yerel ekonomik dayanıklılığın artırılmasına katkı sağlayabilir. Dijital destekli modeller, KOBİ'lerin enerji piyasalarına daha etkin katılımını ve uzun vadeli rekabet gücünü destekleyebilir.

Düzenleyici Çerçeve ve Politika Önerileri

Dijital enerji paylaşımı ve yenilikçi topluluk modelleri, açık ve öngörülebilir bir hukuki/düzenleyici çerçeveye ihtiyaç duyar. Bu kapsamda mevzuatın sadeleştirilmesi, üretim–tüketim ilişkisinin daha esnek düzenlenmesi ve dijital çözümlere alan açacak iyileştirmelerin hayata geçirilmesi önemlidir.

5.6. Sonuç

Enerji kooperatifleri ve enerji toplulukları, enerji dönüşümünün yalnızca teknik değil; toplumsal katılım, yerel kalkınma ve enerji demokrasisi boyutlarını da içeren çok katmanlı bir süreç olduğunu göstermektedir. Almanya başta olmak üzere uluslararası örnekler, yurttaşların, yerel yönetimlerin ve küçük ölçekli işletmelerin enerji üretimine katılımının hem yenilenebilir kapasiteyi artırdığını hem de toplumsal kabulü güçlendirdiğini ortaya koymaktadır.

Türkiye’de ise kooperatiflerin gelişimi lisanssız üretim ve üretim–tüketim ilişkilendirmesi çerçevesinde ilerlemiş; ancak mevzuat istikrarsızlığı, bağlantı/kapasite kısıtları, finansmana erişim güçlükleri ve kurumsal kapasite eksiklikleri nedeniyle beklenen ölçeğe ulaşamamıştır. 2019 sonrası tüketim birleştirme mekanizmasının daralması, birçok girişimin planlama aşamasında kalmasında etkili olmuştur.

Bununla birlikte Türkiye’nin yüksek yenilenebilir enerji potansiyeli ve artan enerji maliyetleri dikkate alındığında, kooperatifler ve enerji toplulukları hâlen güçlü bir stratejik araçtır. Özellikle çatı uygulamaları ve tüketicinin yoğun olduğu alanlarda üretimin yakınlştırılması, dağıtım kayıplarının azaltılması ve yerel düzeyde enerji maliyetlerinin yönetilmesi açısından önemli fırsatlar sunmaktadır.

Dijitalleşme, enerji topluluklarının yeni bir evreye geçişinde kritik bir tamamlayıcıdır: izleme, paylaşım ve optimizasyon çözümleri topluluk içi şeffaflığı ve katılımı artırırken işletme kapasitesini güçlendirebilir. Sonuç olarak Türkiye’de yeniden ivme için; istikrarlı ve teşvik edici mevzuat, öngörülebilir şebeke bağlantı süreçleri, uygun finansman mekanizmaları ve yerel yönetimlerle kurumsal iş birliklerinin güçlendirilmesi önceliklidir. Dijital çözümlerle desteklenen enerji toplulukları, yenilenebilir üretimi artırmanın yanı sıra yerel kalkınma ve iklim hedeflerine uyumu birlikte güçlendiren bir araç olarak değerlendirilmelidir.

6. GÜVENLİK VE ÇEVRESEL RİSKLER

H. Avni Gündüz, Çağrı Polat EMO İzmir Şube Enerji Komisyonu

6.1. Orman Yangınları ve Elektrik Şebekeleri



Şekil 6.1. İzmir Orman Yangını.

Ülkemizde ve dünyada çıkan orman yangınları büyük üzüntülere, can ve mal kayıplarına neden olmaktadır. Yangınların oluş nedenleri bellidir. Alınacak önlemler konusunda toplumun tüm bireyleri hassas olmalı ve alınacak önlemleri desteklemelidir.

Her konuda olması gerektiği gibi Ormanlar konusunda da açık ve şeffaf bilgilere gereksinim vardır. “Türkiye’de ormanların ve ormancılığın durumu, ne yazık ki, pek çok siyasetçi ya da bürokrat tarafından gösterilmeye çalışıldığı gibi parlak değildir. Ormanların ve ormancılığın durumuna ilişkin bilgiler toplumla şeffaf bir şekilde paylaşılmamakta, belirli bilgiler, belirli amaçlarla ve belirli iletişim araçlarıyla yayılmaya çalışılarak gerçek dışı bir algı oluşturulmaya çalışılmaktadır.”

Akdeniz Havzasının doğu bölümünde yer alan Türkiye’nin geniş bir bölümü Akdeniz ikliminin etkisi altındadır. Bilindiği üzere Akdeniz iklimi yazları sıcak ve kurak, kışları ılık ve yağışlı iklimle karakterize edilmektedir. Bu iklim yapısı, Amerika Birleşik Devletleri’nin Kaliforniya Bölgesi, Güney ve Güneybatı Avustralya ile Şili’nin orta bölümleri olmak üzere dünyanın 4 farklı bölgesinde daha egemen durumdadır.

Dünyada da Ormanları korunması ve geliştirilmesi özellikle iklim değişikliği tehdidinin ön plana çıkmasıyla kamuoyunda ve hükümetler arasında yeni önlemlerin ortaklaşa alınması çalışmalarını yapmaya zorlamıştır. Örneğin ‘Paris İklim Anlaşması’ ile ‘Ormanlar ve Arazi Kullanımı Üzerine Glasgow Liderler Deklarasyonu’ ormanların korunması ve ormansızlaşmanın önlenmesi amacını gütmektedir.

Ormansızlaşmanın pek çok çevresel, sosyal ve ekonomik sonucu bulunmaktadır. Bununla beraber Ormandan ve Orman sahalarından elde edilen ekonomik çıkarlar ormanların tahribatında önemli etmenlerdendir. İklim değişikliği mücadelesi kapsamında önlenmesi istenilen CO2 salımlarının dünyadaki yangınlar nedeniyle son yıllarda arttığı gözlenmiştir.

Yukarıdaki nedenlerle orman yangınları bütün dünyada ormansızlaşmanın önüne geçmek amacıyla önlem alınması gereken işlerdendir. Ancak kişi ve kuruluşların kâr amaçlı faaliyetleri ormansızlaşmanın diğer önemli etmenlerindendir. Ormanları korumak ve geliştirmek bu nedenle top yekûn alınacak yasal ve kamusal önlemlerle olanaklıdır.

Orman yangınları konusunda önlem alması gereken ilgili kuruluşlardan Elektrik iletim ve dağıtım şirketleri bulunmaktadır. Her yıl yaz mevsimi gelmeden önce Valilikler tarafından eşgüdüm toplantıları yapılarak alınacak önlemler belirlenir. Ancak görünen o ki bu önlemlere rağmen çeşitli nedenlerle orman yangınları çıkmaya devam etmektedir. Nedeni bilinemeyen yangınlar için ise maalesef elektrik hatlarından çıkan kıvılcım gösterilmesi yaygın kanaatlere sahiptir. Kuruluşlar ayrı ayrı önlem almakla görevlendirildiğinden yangın sonrasında karşılıklı suçlamalar olmaktadır. Oysa önemli olan yangından önce ve yangın sırasında yapılması gerekenlerin müstereken yürütülmesidir.

Özelleştirme süreci başlayınca kamu kuruluşlarına yeni personel alınmadığı gibi emekli olanların kadroları da iptal edildi. Zorunluluktan taşeronlaşma başladı. Orman içindeki ENH bakımları ve bitki temizliği ya yetersiz kadrolu elemanlarla veya dışarıdan elemanlarla yaptırılmaya başlandı. Bu tür çalışmalar yetersiz kalacaktı. Buna bir de orman şefliklerinin çoğunda işin yapılmasına yardımcı olmayan sert tutumlar ve bazı gereksiz mahkemelik durumları da eklersek orman içi bakımların neden yeterince yapılamadığı anlaşılabilir.

Orman Yangınlarının Çeşitli Nedenleri

Elektrik hatları, ormanlık alanlardan geçerken şu sorunlar nedeniyle yangın riski taşır:

- İklim faktörleri nedeniyle orman yangını olaylarında artış: Aşırı sıcaklar nedeniyle otların kurumması, havadaki nem oranının azlığı ve insan faktörü nedeniyle oluşabilen yangınlar.
- Şebeke Kaynaklı Yangınlar:
 - Arıza oluşması esnasındaki tutuşmalar: Hat çarpışmaları, ekipman arızaları veya bitki örtüsü ile temas ark kıvılcımlarına neden olabilir.
 - Eskimiş Altyapı: Yaşlanan izolatörler, iletkenler, parafudrlar, sigortalar ve trafolar arıza riski taşır.
- Aşırı yüklenme
- Hava Koşulları: Şiddetli rüzgâr, düşen dallar ve kuraklık gibi durumlar elektriksel arızalardan kaynaklı yangın olasılığını artırır.
- İnsan kaynaklı yangınlar: Orman içine çeşitli nedenlerle girenlerin neden olduğu durumlar

Şebeke Güvenilirliği ve Toplum Güvenliği Üzerindeki Olumsuz Etkileri

Her yangında elektrik şebeke nedenli bir kuşkuyla düşülmesi, kişi ve kuruluşlara karşı önyargıların oluşması, tutulan çoğu raporlamalarda “elektrikten çıkmıştır” ifadelerinin bulunduğunu bilinmektedir. Medyanın tutanakların ve yangın nedenlerinin en kısa zamanda kamuoyuna duyurma isteği ve haberleri yangın nedenlerinin daha detaylı araştırmaya gidilmemesi yolunu açmaktadır. Türkiye’de Orman Genel Müdürlüğü’ne göre, yangınların %5-10’u elektrik kaynaklıdır (2020-2023 verileri). Bu veriye bakıldığında bile elektrikten çıkan yangın nedenlerinin tam tespit edilemediği görülmektedir.

Şebeke güvenilirliği ve toplum güvenliği üzerindeki olumsuz etkilerinin yanı sıra ciddi boyutta ekonomik zararın ve can kayıplarının olması bu etkileri artırmakta, çevre ve habitat zarar görmektedir.

Yangınların Şebeke Ekipmanlarına Zararı

- Isıl Hasar: Aşırı ısı, iletkenleri ve izolatörleri eritebilir veya şekil bozabilir.
- Duman ve Parçacıklar: Yalıtım direncini azaltır ve sensör doğruluğunu olumsuz etkiler.
- Alev etkileri: Yangınlar ahşap direkleri yok edebilir ve çelik ya da kompozit yapıları (bizde pek yok) zayıflatabilir.
- Erişim Kısıtlamaları: Tahliye bölgeleri ve yol kapanmaları, onarım ekiplerinin müdahalesini geciktirir ve kesinti sürelerini uzatır.

Personel İçin Riskler

- İşletme-Bakım sırasında Tehlikeler: Elektrik hattı çalışanları, yoğun duman, ani yön değiştiren yangınlar ve düşen parçalarla karşı karşıyadır.
- Acil Müdahale Gecikmeleri: Yangınla mücadele ve şebeke arızalarının eşzamanlı yönetimi koordinasyon sorunlarına yol açabilir. “Yangın var” duyurusundan sonra elektriklerin kesilmesi ön şartı dışında bir ortak müdahale prosedürü oluşmamıştır.

ENH'ları için Çözüm Önerileri

- Erken arıza tespiti, yeni cihazlarla teknolojinin kullanılması (Hat izleme, termal izleme, ark algılama vb)
- Eski sistemlerin yenilenmesi, yeni tesislerin kurulumları. Bunu sağlamak için sadece mevcut hat tadilatlarını izleyip/bilgi alıp proje değişikliği yapacak olan Etüt-Proje servisi olmalı ve sürekli çalışmalıdır.
- Kritik bölgelerde hatların yeraltına alınması
- İş gücü eğitimi ve sürekliliğinin sağlanması.
- Sürekli izlemeyle birlikte hat altındaki bitki temizlenmesi ve bakım programlarının eksiksiz uygulanması
- Yapılacak bakım faaliyetleri mevzuatının tekrar değerlendirilmesi, Orman Genel Müdürlüğü ve İletim ve Dağıtım şirketleri arasında yapılacak sözleşmelerde yapılacak işlemler açık bir şekilde belirtilmesi
- Yasal düzenleyici destek ve finansman sıkıntılarının giderilmesi (Orman içinden ENH geçirmek için Orman GM'den izin alınır ve her yıl kiralama parası ödenir ama alt bitki bakımları ENH sahibine bırakılır. Orman GM bu bakım hizmetini de parası karşılığı üstlenmelidir. Hazine bu masrafların bir kısmını karşılayabilir veya OGM kiralama masraflarını düşük tutabilir.)
- Yapılacak bakım faaliyetleri mevzuatının tekrar değerlendirilmesi gerekmektedir.
- Ormanlar ve bitki örtüleri bir ülke için son derece önemli ve hayati ise ve de sürekli olarak TV'lerde tanıtım amaçlı programlarla ve reklam kuşaklarıyla belirtiliyorsa, yapılacak iş bellidir. Ormancılıkta çalışmış, halen çalışanların ve orman içi köylülerinin görüşleri ile çeşitli raporlarla belirtilen çözümler vardır.
- Siyasi iradedden hemen hemen bağımsız bir orman idaresi olmalıdır. Orman Bakanlığı sadece ormancılıkla ilgilenmeli, başka bakanlık birimleriyle ilgilenmemelidir. Her türlü teçhizatla donatılmış yasa ve yönetmeliklerle desteklenmiş orman alanlarının talanını engelleyebilecek bir ormancılık sisteminin düzenlenmesi beka sorunudur.



Şekil 6.2. Orman Yangını.



Şekil 6.3. Ormanlık Bir Alan İçin ENH ve AG Hatları Örneği

6.2. Enerji Arz Güvenliğinin Yeni Cephesi: Statik Savunmadan "Siber Dayanıklılığa " Geçiş

Günümüzde enerji, modern toplumların sadece ekonomik kalkınma aracı değil, aynı zamanda ulusal güvenliğin de omurgasıdır. Elektrik şebekelerinin dijitalleşmesi, Akıllı Şebekeler ve özellikle Endüstri 4.0 dönüşümü, operasyonel verimliliği artırırken, enerji altyapılarını daha önce hiç karşılaşmadıkları bir risk ve tehdit ihtimali ile baş başa bıraktı. Artık bir trafo merkezinin güvenliği sadece tel örgülerle veya fiziksel güvenlik görevlileriyle sağlanmadığını; savaş, görünmez bir cephede, fiber optik kablolar ve endüstriyel protokoller üzerinde verildiğini hepimiz biliyoruz.

IT ve OT Yakınsaması: Bildiğimiz Güvenliğin Sonu

Geleneksel olarak Bilgi Teknolojileri (IT) ve Operasyonel Teknolojiler (OT) birbirinden izole dünyalardı. Enerji santrallerini, dağıtım merkezlerini yöneten SCADA ve Endüstriyel Kontrol Sistemleri, daha çok izole ve dış dünyaya kapalı, "hava boşluklu" güvenli alanlar olarak kabul edilirdi. Ancak günümüz gereklilikleri ile veri analitiği, uzaktan izleme ve kestirimci bakım ihtiyaçları, bu izolasyon duvarlarını yıktı.

Bu yakınsama, enerji sektörünü siber saldırganların bir numaralı hedefi haline getirdi. Ukrayna güç şebekesine yapılan saldırılar veya Colonial Pipeline vakası bize acı bir gerçeği öğretti: Geleneksel IT güvenlik araçları (Antivirüsler, standart Firewall'lar), milisaniyelerin hayati önem taşıdığı, erişilebilirliğin (Availability) gizlilikten (Confidentiality) daha öncelikli olduğu OT dünyasını korumakta yetersiz kalıyor.

Klasik Modellerin Yetersizliği ve Purdue Paradoksu

Yıllardır endüstriyel siber güvenliğin referans mimarisi olan "Purdue Modeli", sistemleri hiyerarşik katmanlara ayıran (Level 0'dan Level 5'e) yapısal bir çerçeve sağlayarak uzun yıllar OT sektörüne katkılar sağladı. Ancak bu model, tehditlerin sadece "dışarıdan içeriye" dikey olarak geleceği varsayımı üzerine kuruluydu. Oysa günümüzün gelişmiş kalıcı tehditleri, tedarik zinciri zafiyetleri veya içeriden gelen tehditler sayesinde bu katmanları kolayca aşabiliyor.

Enerji güvenliğinde artık şu soruyu sormak zorundayız: "Saldırıyı nasıl engelleriz?" değil, "Sistemimiz saldırı altındayken bile minimum kapasiteyle enerji üretmeye/dağıtmaya nasıl devam eder?"

İşte bu noktada, doktora çalışmalarımın odak noktası olan ve enerji altyapılarının siber güvenliğine yeni bir soluk getiren REPUR (Resilience Expansion of PURDUE) güvenlik çerçevesi devreye giriyor.

REPUR: İnsan Odaklı ve Dayanıkl Bir Gelecek

REPUR güvenlik çerçevesi, klasik Purdue modelini reddetmek yerine, onu günümüzün hibrit tehditlerine karşı evrimleştiren ve adapte eden yeni bir yaklaşım sunuyor. Enerji güvenliğinde "sadece teknolojik koruma" devrinin bittiğini savunan bu model, denkleme iki kritik değişken daha ekliyor: Teknik dayanıklılık (Resilience) ve İnsan Faktörü (Human-Centricity).

Dayanıklılık (Resilience) Katmanı

Bir enerji sisteminin güvenliği, sadece basit güvenlik önlemlerinin sağlamlığı ile ölçülemez. REPUR, sistemin bir siber saldırı anında "darbeyi emme", "fonksiyonlarını sürdürme" ve "hızla toparlanma" yeteneğini ölçer. Bir SCADA sistemi hacklense bile, manuel kontrole geçiş süreçleri ne kadar hızlı? Kritik verilerin çevrimdışı (offline) yedekleri ne kadar güvenilir? REPUR, statik bir "güvenliyiz" algısı yerine, dinamik bir "hazırlıklıyız" olgunluğunu hedefliyor.

İnsan Odaklı (Human-Centric) Güvenlik

Siber güvenlik zincirinin en zayıf halkası her zaman insandır; ancak aynı zamanda en güçlü savunma hattı da olabilir. Enerji tesislerinde çalışan operatörlerin, mühendislerin ve yöneticilerin siber farkındalığı, en pahalı yazılımlardan daha kritiktir. REPUR modeli, organizasyonun güvenlik kültürünü, çalışanların tehditleri tanıma yetkinliğini ve psikolojik hazır bulunuşluğunu bir "güvenlik kontrolü" olarak ele alır ve ölçümler. Çünkü yorgun veya eğitimsiz bir operatörün tıklayacağı bir ortalama e-postası, tüm teknolojik yatırımları boşa çıkarabilir.

6.3. Sonuç

Mühendislik Disiplini Olarak Siber Güvenlik

Enerji sektöründe siber güvenlik, artık bir "IT problemi" değil, bir "mühendislik problemi"dir. Tıpkı bir barajın depreme dayanıklılığını hesapladığımız gibi, enerji şebekelerimizin siber dayanıklılığını da hesaplamak, modellemek ve güçlendirmek zorundayız.

REPUR yaklaşımı, enerji altyapılarımızı sadece "kalın duvarlarla" korumayı değil; onları siber olaylar karşısında esnek, dirençli ve insan zekasıyla tahkim edilmiş, yaşayan organizmalara dönüştürmeyi önermektedir. Elektrik mühendisleri olarak bizlere düşen görev, voltajı ve frekansı regüle ettiğimiz hassasiyetle, dijital varlıklarımızın bütünlüğünü ve operasyonel sürekliliğimizi de güvence altına almaktır. Geleceğin enerjisi, sadece yenilenebilir kaynaklardan değil, aynı zamanda modernize olmuş güvenlik çerçevelerinin oluşturduğu siber dirençli altyapılardan doğacaktır.

7. TEKNOLOJİ VE YENİLİKÇİ ÇÖZÜMLER

Kadriye Avcü, Salim Arslanalp, Yusuf K. Yıldız, Enver Ünal, Harun Gümüş, Ali Eray Ergin, EMO İzmir Şube Enerji Komisyonu

7.1. Giriş

Enerji sistemlerinin karbonsuzlaşması, enerji verimliliğinin artırılması ve yenilenebilir enerji kaynaklarının yaygınlaştırılması süreçleri; saha temelli, ölçülebilir ve doğrulanabilir uygulamaların geliştirilmesini zorunlu kılmaktadır. Bu bağlamda, enerji dönüşümüne yönelik politikaların ve mühendislik çözümlerinin etkinliği, teorik varsayımlardan ziyade gerçek kullanım verilerine dayalı analizlerle değerlendirilebilmektedir.

Bu çalışma, saha temelli pilot uygulamalar ile ulusal ve uluslararası araştırma projelerinden elde edilen bulguların bütüncül bir çerçevede ele alınmasını ve Elektrik Mühendisleri Odası (EMO) Enerji Komisyonu için teknik bir referans oluşturmasını amaçlamaktadır.

7.1.1. Yöntemsel Çerçeve

Yürütülen pilot uygulamalar, alt ölçümleme, sürekli izleme, veri analitiği ve ölçüm-doğrulama (Measurement & Verification, M&V) metodolojileri esas alınarak tasarlanmıştır. Enerji tüketimi, pik talep, güç kalitesi, reaktif enerji kullanımı ve karbon emisyonu göstergeleri bütüncül bir yaklaşımla değerlendirilmiştir.

Bu metodoloji, farklı kullanıcı tipleri ve sektörlerde elde edilen verilerin karşılaştırılabilir ve doğrulanabilir olmasını sağlamış; uygulama öncesi ve sonrası performans farklarının nicel olarak ortaya konulmasına imkân tanımıştır.

7.1.2. Pilot Uygulamalar ve Saha Bulguları

Pilot uygulamalar; kamu binaları ve üniversite yerleşkeleri, sanayi tesisleri, organize sanayi bölgeleri, kamu aydınlatması, tarımsal sulama sistemleri, konut uygulamaları ve güneş enerjisi santrallerini kapsayacak şekilde yürütülmüştür.

Saha verilerine dayalı analizler sonucunda; aydınlatma sistemlerinde %8–15, HVAC sistemlerinde %5–10, sanayi tesislerinde birim ürün başına enerji tüketiminde %3–7, kamu aydınlatmasında %10–20 ve konut uygulamalarında %5–12 aralığında iyileştirme potansiyelleri tespit edilmiştir. Güneş enerjisi santrallerinde ise performans oranı, kurulu güç başına üretim ve inverter uyumu göstergeleri üzerinden üretim doğrulaması gerçekleştirilmiştir.

7.1.3. Kabul Edilmiş Araştırma ve Uygulama Projeleri

Pilot uygulamalardan elde edilen deneyimler, Ege Üniversitesi yürütücülüğünde kabul edilmiş ulusal ve uluslararası projelerle desteklenmiştir. Bu projeler; elektrik sektöründe karbonsuzlaşma için dijital çözümler geliştirilmesini hedefleyen GCC-SYNERGY, tarım ve enerji entegrasyonuna odaklanan agrivoltaik projeler SOLARHUB ve DIGIGROW, yüzer güneş enerjisi santrallerine yönelik STEWART projesi ve enerji kooperatiflerinin teknik ve dijital kapasitesini artırmayı amaçlayan AGREC-BOOST projesidir. AGREC-BOOST projesi Kasım 2025 itibarıyla başlamış olup iki yıl süreyle yürütülecektir.

Bunlara ek olarak, Ege Üniversitesi'nin ortakları arasında yer aldığı, Kemalpaşa Kaymakamlığı koordinasyonunda ve KOSBİ'nin ana ortaklığında yürütülen “Kemalpaşa Organize Sanayi Bölgesi'nin Yeşil Dönüşümü için Dijital Altyapı Projesi”

kabul edilmiştir. Söz konusu proje, OSB ölçeğinde merkezi enerji izleme, yönetim ve karar destek altyapılarının geliştirilmesini hedeflemektedir.

7.1.4. Tartışma ve Değerlendirme

Elde edilen bulgular, enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji uygulamalarında saha verisine dayalı, ölçüm–doğrulama esaslı yaklaşımların teknik ve ekonomik açıdan belirleyici olduğunu göstermektedir. Pilot uygulamaların yaygınlaştırılabilir modellere dönüştürülmesi, yalnızca münferit tasarrufların değil, bölgesel ve sektörel ölçekte sürdürülebilir kazanımların elde edilmesini mümkün kılmaktadır.

Bu yaklaşım, Avrupa Birliği destekli STEWART projesinde benimsenen saha temelli metodoloji ile yöntemsel benzerlikler taşımakta; ancak ulusal mevzuat ve yerel koşullara uyarlanmış bir çerçeve sunmaktadır.

Sonuç olarak: bu çalışma kapsamında geliştirilen saha temelli pilot uygulama ve proje yaklaşımının, EMO Enerji Komisyonu tarafından değerlendirilecek teknik bir referans çerçeve oluşturacağı değerlendirilmektedir. Ölçülebilir ve doğrulanabilir verilere dayalı bu yaklaşımın, enerji verimliliği politikalarının geliştirilmesi, teknik rehber dokümanların hazırlanması ve meslek içi bilgilendirme faaliyetlerinin desteklenmesi açısından önemli bir girdi sağlayacağı öngörülmektedir.

7.2. Enerji Depolama Yönetmeliği Üzerinde Düşünceler

EPDK tarafından yayınlanan Elektrik Enerjisi Depolama tesislerine ait birbirini tamamlayan yönetmelik değişiklikleri ve eş zamanlı olarak yürürlüğe giren yeni GES yönetmeliği birçok soru işaretini de beraberinde getirmiştir.

Enerji Depolama Tesis Yatırımlarını iki temel gerekçe ışığında incelemek gerekir:

Bu iki tip tesisin birbirlerinden net çizgilerle ayrılmadığı bir yönetmelik birçok kargaşaya sebebiyet vermektedir. Kurulacak depolama tesisleri finansmandan başlayarak, işletme prensipleri, fayda/maliyet hesaplamaları açısından birbirinden farklı olacağından performans beklentileri de bir o kadar değişik olacaktır. Bu da işin başında yapılacak fizibilite çalışmalarının güvenilirliği hususunda tereddüt yaratacaktır.

7.2.1. Enerji Ticareti Amaçlı Depolama Tesisleri

Değişiklikler metinde elektrik enerjisi depolamada Akü-Redresör gruplu depolama tesislerine ön plana çıkmaktadır. Lithium -iyon bataryaların gelişmesiyle yüksek kapasiteli ve uzun süreli enerji depolama imkanlarının geliştiği doğrudur. Ancak şebeke bağlantısız uygulamalarda (elektrikli her türlü vasıta, acil durum kaynakları, çevrimdışı şebekeler) başarılı örnekleri olan batarya temelli depolama tesislerinin şebeke üzerinde kullanımları için başta Avrupa almak üzere tüm dünyada yoğun inceleme, gözlem ve çalışmalar devam etmektedir.

Enerji ticareti bünyesinde kullanılan depolama tesisleri Avrupa da muhtelif enerji üreticilerinin sahibi olduğu tersine pompalı rezervuarlı hidrolik santrallerin kullanımıyla çok uzun süredir devrededir. Ancak endüstriyel ve ani karakterli yüklere, tepkimesi yavaş ve artan talebe göre kapasiteleri de düşük kalan hidrolik depolamanın yerine yük akışında ve elektrik piyasasında dengeleme vazifesi görecek “arbitraj” amaçlı batarya temelli EDT’ni gündeme getirmiştir. Öncelik yenilenebilir enerji santrallerinin, RES ve GES, olmak üzere kesintili üretimden kaynaklanan verimsizliğin önüne geçmek, nominal tüketim fazlası enerjiyi depolayarak düşük üretim saatlerinde bütünleşik tüketim tesisine veya yüksek elektrik fiyatları süresince serbest piyasasına verilerek fiyat arbitrajı yapmaktır.

Elektrik ticaretini amaçlayan EDT'nin ağırlıklı olarak işletme emniyeti ve fayda/maliyet kriterleri açısından değerlendirmeler, Dünya Enerji Konseyi (WEC) tarafından önerilen ve AB HORIZON 2020 Kapsamının büyük kısmını teşkil eden Dağıtılmış Enerji Şebekeleri kavramının hayata geçirilmesine paralel olarak düşünülmektedir. AB'de Dağıtılmış Enerji Şebekelerine geçiş Micro – Grid uygulamaları üzerinden olacaktır. Kendi kendine yetebilen mikro-şebekeler üretim, dağıtım ve tüketim planlamasının müstakil olarak yapıldığı akıllı şebekelerdir. Çeşitli Üretim Kaynaklarının (RES, GES, KÖMÜR, DG, BioMass, Jeotermal, Hidrojen gibi) ve farklı karakteristikteki yük odaklarının içeren mikro şebeke etütlerinde EDT' nin elzem olduğu ancak birçok bağlantı ve entegrasyon sorununu detaylı çalışmalarla çözmek gerektiği de aşikardır. Yönetmelik işlevler için Dağıtım Şirketlerinin Müstakil EDT kurup işletebileceklerini söylemektedir. Bu noktada AB benzeri mikro-şebekeleri ima etmektedir. Ancak mevcut yatırım taahhütlerini sektördeki finansman sıkıntıları dolayısıyla zorlukla yerine getiren bazı müesseselerde de eksik kalan yerine getiremeyen dağıtım şirketlerinin ENH yapılması maliyetli olan bölgelere EDT kurmasının mantığı anlaşılamamıştır. Eğer bununla ulaşılamayan bölgelere YES+ EDT kombinasyonu ile şebeke sorunu halledilmek isteniyorsa bu Dağıtılmış Şebeke ve Mikro-şebeke mantığının hiç anlaşılmamış olduğunu göstermektedir. Mikro-şebekeler kendi içinde kararlı(stabil) yapılardır ve Ulusal Şebekeye bağlanma ve acil durumda ayrılmalari Enerji Güvenliğini tehlikeye atmayacak yapılardır.

7.2.2. İletim ve Dağıtım Sistemlerinde Arz Güvenliğini Sağlamaya Yardımcı Unsurlar

- a. Öncelikle belirtmek altını kalın çizmek gerekir ki çıkarılan yönetmelik teknik açıdan tüm sorumluluğu 36 kV ve üstü gerilim seviyelerinde TEİAŞ'a, 36 kV altı şebekelerde dağıtım lisansı sahibine vermektedir.
- b. Yönetmelik hazırlayanlar ardışık veya paralel şebekelerde basit kompanzasyon tesislerinin şebekelerde yol açmış olduğu olumsuzluk ve arızalarla ilgili bunca pratiği yok saymış gibi gözükmektedirler. Bu durumda tek güvenilir kurum olan Ulusal şebeke işletmecisi TEİAŞ 'ın sırtına büyük bir yük binmektedir. Her ne kadar 2022 ULUSAL ENERJİ PLANINDA 7,5 GW olarak geçse de EDT için başvuru rakamı 67 GW ve 1000 tesisin üzerindedir. EPDK 110 milyar USD bir yatırım ön görmektedir.
- c. Yükün daha iyi anlaşılması için bu rakam tüm AB için; 2022 itibariyle 10GW, 2030 için 57 GW tır.
- d. Böylesi büyük yatırımlar serisi söz konusu olacak Enerji Depolama Projesini bakkaldan alınacak pil misali, hiçbir ön hazırlık sunmadan, bir gerekçe raporu dahi yazmadan bilen bilmeyen her vatandaşın görüşüne açmış ve talep toplamıştır.
- e. Ulusal şebekenin durumu, yatırım ihtiyaçları, Dağıtım Şirketlerinin Yatırım ve Finansal performansları malumdur. Zaten böylesi bir EDT piyasası gelişmesi Ulusal Enerji Planını hazırlayanlarca da ön görülmemiştir.
- f. Türkiye'nin yenilenebilir enerji geçişi ve sıfır emisyon dengesini bu projeyle ve yönetmelikle çözeceklerini ifade eden yetkililerin hesabı doğru yapamadıkları, EDT ve Yenilenebilir Enerji Sistemleri entegrasyonunu hiç anlamamış oldukları, anlayanlarında fikir beyan edemediklerinden endişe duyulmaktadır.

- g. Sadece örnek olması açısından bir teknik hususa dikkat çekelim. EDT'lerin her birinin şebekeye bağlanması bir fazla redresör grubunun devreye girmesi ve onu kontrol eden akıllı biriminden bağlanması demektir. Ardışık veya paralel bağlı bu ünitelerde şebekelerdeki arıza akımlarına, bir başka deyişle kısa devre kesme güçlerine dayanım esastır. Maalesef tristör grupları nedeniyle doğrultucular en sınırlı dayanıma sahip devre elemanlarıdır ve önlem alınmazsa çok sıkıntılı arıza kaynaklarıdır. Önlem alabilmek için de tesis şebeke etütlerinin güvenilir düzeyde olması gerekir. Yoksa EDT üzerinden şebekeye intikal edecek darbelerle kararlılığı bozmak işten bile değildir. Mesele bugün olası bir iki arızayla baş etmek değil, artan sayıyla birlikte net bir teknik protokolü TEİAŞ tarafından onaylanmamış 7,5 GW ile Ulusal Enerji Sisteminin karşı karşıya kalacağı tehlikelerdir.
- h. Depolama tesisi olarak Akışkan Bataryalardan (çevre dostu, uzun ömürlü ve yüksek kapasiteli, hızlı tepkimeli), termal ergimiş tuz çevrimli güneş santralleri ve daha birçok teknolojiye neden bir kelime ile bile bahsedilmediği anlaşılamamıştır.

7.3. Yüzer Güneş Enerjisi Santralleri (GES) ve Agrivoltaik Uygulamalar

Yüzer GES

Yüzer Güneş Enerjisi Santralleri (Floating Photovoltaic - FPV) fotovoltaik panellerin ağırlıklı olarak elektrik üretimi amacıyla kullanılan baraj rezervuarları, sulama amaçlı göletler ve endüstriyel su yüzeyleri üzerine yerleştirildiği yenilikçi bir güneş enerjisi uygulamasıdır.

Türkiye'de yürürlükte bulunan mevzuat ve ilgili kurum görüşleri doğrultusunda, içme ve kullanma suyu temin edilen baraj ve göletlerde Yüzer GES kurulmasına izin verilmemektedir. Bu nedenle ülkemizdeki Yüzer GES uygulamaları, büyük ölçüde hidroelektrik santrallerine ait üretim rezervuarları üzerinde yoğunlaşmaktadır.

Bu sistemler, kara alanı kullanım ihtiyacını ortadan kaldırmaları, su yüzeyinin sağladığı doğal soğutma etkisi sayesinde fotovoltaik modül sıcaklıklarını düşürerek verim artışı sağlamaları ve baraj rezervuarlarında buharlaşma kaynaklı su kayıplarını azaltıcı potansiyel sunmaları nedeniyle, hidroelektrik üretimi yapılan barajlarda tamamlayıcı bir yenilenebilir enerji çözümü olarak değerlendirilmektedir.

Türkiye'de Yüzer GES projeleri; su kullanım öncelikleri, çevresel etkiler, baraj işletme güvenliği ve enerji üretim sürekliliği dikkate alınarak ilgili kamu kurumlarının izinleri ve teknik kriterleri çerçevesinde planlanmakta ve uygulanmaktadır.

Su ortamında çalışması nedeniyle Yüzer GES projelerinde mühendislik gereklilikleri, arazi tipi GES'lere kıyasla daha katıdır. Yüksek nem, dalga etkisi, mekanik stresler ve korozyon riskleri tasarım aşamasında dikkate alınmalıdır. Bu kapsamda modül seçiminde IEC 61215, IEC 61730, IEC 61701 ve IEC 62804 gibi standartlara uygun ürünlerin tercih edilmesi önem arz etmektedir. Ayrıca demirleme ve bağlama sistemleri, rüzgâr, dalga ve su seviyesi değişimlerine karşı uzun dönemli mekanik stabilite sağlayacak şekilde tasarlanmalıdır.

Agrivoltaik Uygulamalar

Agrivoltaik (Agri-PV) uygulamaları, tarım arazilerinin hem bitkisel üretim hem de elektrik enerjisi üretimi amacıyla eş zamanlı olarak kullanıldığı, arazi verimliliğini maksimize eden yenilikçi bir güneş enerjisi çözümüdür.

Türkiye’de yürürlükte bulunan tarım mevzuatı ve arazi kullanım politikaları doğrultusunda, birinci sınıf tarım arazilerinin enerji tesisi olarak kullanılmasına yönelik kısıtlamalar bulunsada Agri-PV, 'çift kullanım' prensibiyle bu alanlarda sürdürülebilir bir model sunmaktadır. Bu nedenle ülkemizdeki Agrivoltaik çalışmaları; henüz başlangıç aşamasında olup, özellikle yüksek katma değerli tarım ürünlerinin yetiştiği bölgelerde ve Ar-Ge odaklı pilot projelerde yoğunlaşmaktadır.

Bu sistemler, sınırlı arazi kaynaklarının korunmasını sağlamaları, panellerin bitkiler üzerinde oluşturduğu kontrollü gölgeleme sayesinde toprak nemini koruyarak su tüketimini azaltmaları ve çiftçilere enerji maliyetlerini düşürme imkânı sunmaları nedeniyle, modern tarım stratejilerinde stratejik bir tamamlayıcı olarak değerlendirilmektedir.

Türkiye’de Agrivoltaik projeler; toprak yapısı, yetiştirilecek ürünün mikroklima ihtiyaçları, tarımsal sürekliliği ve ekosistem dengesi dikkate alınarak ilgili kamu kurumlarının (Tarım ve Orman Bakanlığı ile ETKB) teknik kriterleri çerçevesinde planlanmaktadır.

Aktif tarım alanlarında çalışılması nedeniyle Agri-PV projelerinde mühendislik gereklilikleri, geleneksel arazi tipi Güneş Enerji Santrallerine kıyasla daha karmaşıktır. Konstrüksiyon yüksekliği, panel açıklıkları ve taşıyıcı sistem mukavemeti; tarım makinelerinin geçişine, bitkilerin ihtiyaç duyduğu fotosentez ışığına ve değişken rüzgâr yüklerine uyumlu olacak şekilde tasarlanmalıdır.

Bu kapsamda modül seçiminde ışık geçirgenliği olan yarı-şeffaf veya çift yüzeyli (bifacial) teknolojiler tercih edilmeli; sistemin statik hesabı, toprağın kimyasal yapısına ve tarımsal faaliyet kaynaklı korozyon risklerine karşı uzun dönemli dayanıklılık sağlayacak şekilde yapılmalıdır.

7.4. Hidrojen Enerjisi

Hidrojen, birincil bir enerji kaynağı değil; farklı kaynaklardan üretilip depolanabilen ve taşınabilen bir enerji taşıyıcısıdır. Karbonsuzlaştırma hedefleri açısından hidrojenin temel işlevi; doğrudan elektrifikasyonun sınırlı kaldığı sektörlerde (özellikle demir-çelik, kimya, rafineri, ağır taşımacılık ve belirli endüstriyel ısı uygulamaları) fosil yakıtların yerine düşük/ sıfır emisyonlu bir seçenek sunmasıdır. Elektrik sistemi açısından ise hidrojen, yenilenebilir üretimdeki dalgalanmayı dengelemek için esnek yük (elektrolizörler) ve uzun süreli/ mevsimsel depolama (Power-to-Gas/Power-to-X) bileşeni olarak değerlendirilmektedir.

Hidrojenin iklim etkisini belirleyen ana unsur üretim yoludur. Güncel uygulamalarda hidrojenin büyük bölümü doğal gaz reformasyonu ve kömür gazlaştırma gibi fosil temelli süreçlerden sağlanmakta; düşük emisyonlu hidrojenin payı ise sınırlı kalmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı verilerine göre küresel hidrojen üretimi 2023'te 97 Mt seviyesine ulaşmış, bunun %1'inden daha azı düşük emisyonlu kaynaklardan üretilmiştir. Bu tablo, hidrojenin “nihai hedef” olarak değil; doğru kurgulanmış üretim-tüketim zinciri ile anlam kazanan bir dönüşüm aracı olarak ele alınmasını gerektirmektedir.

Elektroliz yoluyla “yeşil hidrojen” üretimi, yenilenebilir elektriğin yeterliliği ve maliyeti ile doğrudan ilişkilidir. Elektrolizör teknolojisine bağlı olarak elektrik tüketimi tipik olarak yaklaşık 50–55 kWh/kg-H₂ mertebesinde. Su gereksinimi stokiometrik olarak en az 9 litre/kg-H₂ düzeyinde olmakla birlikte, arıtma ve soğutma gereksinimleri nedeniyle pratikte daha yüksek değerlere çıkabilmektedir. Bu nedenle hidrojen politikalarının; (i) ilave yenilenebilir kapasite (additionality), (ii) şebeke bağlantı ve sistem işletme etkileri, (iii) su yönetimi ve çevresel kısıtlar, (iv) sertifikasyon/izlenebilirlik ve (v) güvenlik-standart altyapısı birlikte ele alınarak tasarlanması önem taşımaktadır.

Avrupa Birliği'nde hidrojen, Yeşil Mutabakat ve sanayi dönüşümü çerçevesinde stratejik bir bileşen olarak konumlandırılmıştır. Avrupa Komisyonu'nun hidrojen stratejisinde, elektrolizör ölçeklenmesi ve yenilenebilir hidrojenin endüstri-ulaşımda kullanımı öncelikli alanlar arasında yer almaktadır. REPowerEU çerçevesinde ise 2030 yılı için yenilenebilir hidrojenin AB içi üretim ve ithalat hedeflerinin büyütüldüğü görülmektedir. Bununla birlikte, hedeflerin sahaya yansması; proje finansmanı, izin süreçleri, altyapı ve talep tarafı düzenlemeleri gibi alanlarda ilerleme gerektirmekte; Avrupa düzeyinde hedeflerin uygulanabilirliğine ilişkin eleştiriler de gündeme gelmektedir.

Türkiye'de hidrojen alanındaki temel politika belgesi olarak "Türkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası" yayımlanmıştır. Belgede, 2030 perspektifinde elektrolizör kapasitesi ve ulaştırma uygulamalarına dönük hedefler ile Ar-Ge/yerli üretim başlıkları öne çıkmaktadır. Ayrıca son dönemde "hidrojen vadisi" yaklaşımı kapsamında bölgesel kümelenme ve pilot uygulamalara yönelik adımlar atılmakta; Güney Marmara'da hidrojen vadisi girişimi kamu-üniversite-sanayi iş birliği perspektifiyle yürütülmektedir. Uygulama tarafında ise hidrojenin enerji sistemine entegre edilmesi; yenilenebilir elektrik arzının artırılması, bağlantı kapasitesi, piyasa tasarımı ve karbon fiyatlandırması/teşvik mimarisi ile yakından ilişkilidir.

Güvenlik ve teknik standartlar, hidrojenin yaygınlaşmasının ön koşullarındandır. Hidrojen yakıt kalitesi ve uygulama alanlarına göre kalite gerekleri ISO 14687 standardı ile; hidrojen dolum istasyonlarının genel güvenlik ve işletme gerekleri ise ISO 19880-1 standardı ile tanımlanmaktadır. [8] Bu çerçevede, mevzuat-denetim-yetkin personel-acil durum prosedürleri bütünlüğü sağlanmadan hidrojen altyapısının ölçeklenmesi mümkün görülmemektedir.

Değerlendirme ve öneriler:

Hidrojenin "genel amaçlı yakıt" değil, sınırlı ve öncelikli kullanım alanları (sanayi hammaddesi, yüksek sıcaklık prosesleri, ağır taşımacılık, e-yakıtlar) için planlanması; elektrik sisteminde esneklik ve depolama katkısının gerçekçi biçimde modellenmesi gerekmektedir.

Elektroliz tabanlı üretimde iklim faydasının korunması için yenilenebilir elektrik tedarikinin ilaveli, zamansal ve coğrafi uyum ilkeleriyle izlenebilir kılınması önemlidir (AB'de RFNBO kriterleri bu doğrultuda tanımlanmaktadır).

Pilot uygulamalar; rüzgâr-güneş potansiyeli yüksek bölgelerde, sanayi tüketim noktalarına yakın ve şebeke kısıtları dikkate alınarak kurgulanmalı; su gereksinimi ve yerel çevresel kısıtlar proje öncesi değerlendirmeye dâhil edilmelidir.

Güvenlik-standart altyapısı, belgelendirme ve denetim süreçleri (yakıt kalitesi, dolum istasyonları, işletme prosedürleri) eş zamanlı yürütülmelidir.

8.DAĞITIM ŞİRKETLERİNDE TESİS İŞLETMECİLİĞİ VE İYİLEŞTİRME

Volkan Şirin, Mustafa Orçun Öztürk, Kadriye Avcı EMO İzmir Şube Enerji Komisyonu

8.1. Tesis Kontrollerine İlişkin Sorunlar

8.1.1. İnsan Kaynağı ve Çalışma Süresi Uyumsuzluğu

Sahadaki tesis çalışmaları 24 saat esasıyla yürütülürken, bir kontrol mühendisinin yasal çalışma süresi haftada 5 gün ve günde 9 saat ile sınırlıdır. Bu durum, denetimde sürekliliği engellemektedir.

8.1.2. İş Yükü ve Sorumluluk Dengesizliği

Bir mühendise denetleyebileceği azami tesis sayısı için net bir üst sınır getirilmemiştir. Aşırı iş yükü, denetim kalitesini düşürmekte ve risk oluşturmaktadır.

8.1.3. Mevzuat Kaynaklı Belirsizlik ve Çelişkiler

- Proje uygulamalarında, mevzuata aykırı olduğu veya bu durumun net olmadığı hallerde hızlı danışılacak bir merci bulunmamaktadır.
- Yürürlükteki yönetmelikler arasında çelişkiler mevcuttur (Örn: Elektrik Kuvvetli Akım Tesisleri Yönetmeliği ile Kablo Montaj Usul ve Esasları arasında farklı hükümler).

8.1.4. Sorumluluk ve Hukuki Riskler

- Kontrol mühendislerinin tesisler üzerindeki sorumluluğu süresiz (sonsuz) olarak algılanmakta, bu durum ciddi bir psikolojik baskı ve tedirginlik yaratmaktadır.
- Kazı çalışmaları, kontrol sorumlusunun haberi ve onayı olmadan tamamlanabilmektedir.
- Orman yangını gibi olaylarda, ilk sorumlu olarak elektrik hatları ve dolayısıyla kontrol mühendisleri gösterilmektedir.
- Can veya mal kaybıyla sonuçlanan olaylarda açılan davalarda, teknik ve hukuki süreç yeterince irdelenmeden uzmanlık ve tecrübe gerektiren bilirkişilik kurumunun sağlıklı çalışmaması nedeniyle kontrol mühendisleri birincil sorumlu ilan edilmektedir.

8.2. Çözüm Önerileri

İnsan Kaynağı, Teknoloji ve Kayıt Altına Alma

- Yapılan işin yoğunluğuna ve niteliğine uygun sayıda kontrol mühendisi ve yardımcı personel istihdam edilmelidir.
- Mühendisin fiziken bulunmadığı kritik noktalarda, coğrafi konum ve zaman damgalı video kaydı zorunlu hale getirilmeli ve bu kayıtlar güvenilir bir veri saklayıcı sistemde muhafaza edilmelidir.
- Tüm saha çalışmaları için dijital bir e-çalışma defteri/günlüğü tutulmalı ve tüm süreçler kayıt altına alınmalıdır.
- Olağanüstü durumlarda gereken fazla mesai, yatırım bütçesinden karşılanmalıdır.

Mühendis Otoritesi ve İş Onay Mekanizmasının Güçlendirilmesi

- Planlanan her bir iş, bağlı olduğu kontrol mühendisinin onayına tabi kılınmalıdır.

- İş yükünün denetim kalitesini aksatıp aksatmayacağına ilişkin nihai karar yetkisi mühendise ait olmalıdır.

Bilimsel Danışma ve Karar Alma Mekanizmalarının Kurulması

- Mevzuat açısından tereddüt yaşanan durumlarda yazılı görüş alınmak üzere teknik bilim kurulları oluşturulmalıdır.
- Bu kurulların aldığı kararlar, tüm dağıtım şirketleri için bağlayıcı nitelikte içtihat değeri taşıyan emsal kararlar haline getirilmelidir.

Kontrol Sorumluluğunun Periyodik Bakım ile Sınırlandırılması

- Tesisler üzerindeki kontrol sorumluluğu, ilk kabul ve periyodik bakım döngüsü ile sınırlandırılmalıdır. Tesisler dinamik yapılardır ve değişim gösterir.
- İlk periyodik bakımda sorumluluk, bakımı yapan mühendise devredilmeli, sonraki her bakım periyodunda bu devir işlemi resmi olarak tekrarlanmalıdır.

Mevzuat Uyumlaştırması

- Farklı yönetmelikler arasındaki çelişkileri gidermek amacıyla acilen bir mevzuat uyumlaştırma çalışması başlatılmalıdır.

Kazı Çalışmalarında Sıkı Denetim ve Onay Mekanizması

- AYKOME ve benzeri kurullar, kontrol sorumlusunun yazılı onayı olmadan kazı çalışmasına izin vermemelidir.
- Onay alınmadan başlatılan her türlü kazı, "kaçak kazı" olarak değerlendirilmeli ve ağır yaptırımlar uygulanmalıdır.

Orman Yangınlarında Sorumluluk Paylaşımı

- Orman yangınlarında otomatik olarak kontrol ve bakım mühendislerini hedef alan anlayış değiştirilmelidir. Orman alanlarındaki asli sorumluluk Orman Bölge Müdürlüğü'ndedir.
- Valilik başkanlığında, ilgili tüm tarafların yer aldığı komisyonlar kurulmalıdır.
- Orman Bölge Müdürlükleri, kendi sorumluluk sahalarındaki işlerin planlanması, kontrolü ve bakım denetiminden birincil derecede sorumlu olmalı, bu süreçler Valilik onayına tabi tutulmalıdır.

Bilirkişi Süreçlerinin İyileştirilmesi

- Bilirkişilik Daire Başkanlığı, barolar ve ilgili meslek odaları iş birliğiyle, bilirkişilere yönelik teknik ve hukuki eğitim programları düzenlenmelidir.
- Teknik dayanaktan yoksun, spekülatif bilirkişi raporları hazırlayan kişiler hakkında, meslekten geçici veya sürekli men cezaları da dâhil olmak üzere disiplin soruşturması başlatılması sağlanmalıdır.

8.3. Elektrik Tarifelerinin İncelenmesi ve Tarife Uygulamalarındaki Sorunlar

8.3.1. Giriş

Elektrik enerjisi, çağdaş yaşamın sürdürülebilmesi açısından vazgeçilmez bir kamusal hizmettir. Meskenlerde aydınlatma, ısıtma, soğutma ve elektrikli cihazların kullanımı; sanayi, tarım, ticaret, sağlık, eğitim ve ulaşım gibi toplumsal yaşamın tüm alanları elektrik enerjisine bağımlı hâle gelmiştir. Bu nedenle elektrik enerjisinin yeterli, sürekli, kaliteli ve erişilebilir şekilde sunulması, yalnızca teknik bir gereklilik değil, aynı zamanda sosyal devlet anlayışının temel unsurlarından biridir.

Türkiye’de elektrik enerjisi sektörü, özellikle son yirmi yılda kapsamlı bir yapısal dönüşüm sürecinden geçirilmiştir. Bu süreçte üretim ve dağıtım faaliyetleri büyük ölçüde özelleştirilmiş, piyasa temelli bir yapı oluşturulmuştur. Elektrik enerjisinin kamusal bir hizmet olmaktan çıkarılarak ticari bir meta hâline getirilmesi, elektrik tarifelerinin belirlenmesinde kamu yararı yerine maliyet ve kârlılık odaklı yaklaşımların ağırlık kazanmasına yol açmıştır.

Elektrik tarifeleri, bu dönüşüm sürecinin nihai tüketiciye yansıyan en somut göstergesidir. Elektrik faturaları aracılığıyla hane bütçelerine yansıyan tarife politikaları, özellikle dar ve sabit gelirli kesimler açısından giderek artan bir ekonomik yük oluşturmaktadır. Bu durum, elektrik enerjisine erişimin toplumsal boyutunu daha görünür hâle getirmekte ve enerji yoksulluğu tartışmalarını gündeme taşımaktadır.

Raporun amacı, elektrik tarifelerinin 2025 yılı itibarıyla ulaştığı düzeyi incelemek, tarife uygulamalarında ortaya çıkan sorunları değerlendirmek ve Elektrik Mühendisleri Odası’nın kamu yararını esas alan görüş ve önerilerini ortaya koymaktır.

8.3.2. Elektrik Piyasası ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

Türkiye’de elektrik piyasası 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu kapsamında düzenlenmektedir. Bu Kanun ile elektrik enerjisinin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu biçimde tüketicilere sunulması hedeflenmiştir. Aynı zamanda rekabetçi, mali açıdan güçlü ve şeffaf bir piyasa yapısının oluşturulması amaçlanmıştır.

2025 yılı itibarıyla elektrik enerjisi sektöründe üretim faaliyetleri büyük ölçüde özel sektör eliyle yürütülmektedir. İletim faaliyetleri kamu tarafından sürdürülmekte, dağıtım faaliyetleri ise bölgesel tekel niteliğindeki özel dağıtım şirketleri tarafından gerçekleştirilmektedir. Dağıtım şirketlerinin faaliyet gösterdikleri bölgelerde rekabet koşulları bulunmamakta; bu durum dağıtım bedellerinin belirlenmesinde kamusal denetimin önemini artırmaktadır.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), elektrik piyasasında tarifelerin belirlenmesi, piyasa aktörlerinin denetlenmesi ve tüketicilerin korunması görevlerini üstlenmiştir. Ancak 2025 yılı itibarıyla EPDK’nın tarife belirleme süreçlerinde şeffaflık ve katılımcılığın sınırlı kaldığı görülmektedir. Tarifeler, çoğu zaman kamuoyu ile yeterli bilgi paylaşımı yapılmadan ilan edilmekte; bu durum tüketiciler açısından öngörülemezlik ve güvensizlik yaratmaktadır.

8.3.3. Elektrik Tarifelerine İlişkin Kavramsal ve Mevzuat Çerçevesi

Elektrik tarifelerinin anlaşılabilmesi için serbest tüketici, ulusal tarife, Son Kaynak Tedarik Tarifesi (SKTT), Piyasa Takas Fiyatı (PTF) ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması (YEKDEM) gibi temel kavramların birlikte değerlendirilmesi gerekmektedir.

Serbest Tüketici ve Ulusal Tarife

Serbest tüketici, yıllık elektrik tüketimi belirlenen sınırın üzerinde olan ve tedarikçisini seçme hakkına sahip bulunan tüketicileri ifade etmektedir. Serbest tüketici limitlerinin düşürülmesiyle birlikte bu kapsama giren abone sayısı artmıştır.

Ulusal tarife ise EPDK tarafından belirlenen, görece daha öngörülebilir ve düzenlenmiş bir fiyat yapısı sunmaktadır. Ancak serbest tüketici limitlerinin düşürülmesi, ulusal tarifeden yararlanabilen mesken abone sayısını azaltmıştır.

Tablo 8.1. Yıl Bazlı Serbest Tüketici Limit Değişimleri (2021–2025)

Yıl	Serbest Tüketici Limiti (kWh)	Kamu – Özel Hizmetler (Ticarethane) (kWh)	Sanayi (kWh)	Mesken (kWh)	Tarımsal Faaliyetler (kWh)
2021	1.200	7.000.000	7.000.000	100.000.000	100.000.000
2022	1.100	3.000.000	3.000.000	100.000.000	100.000.000
2023	1.000	1.000.000	1.000.000	100.000.000	100.000.000
2024	950	1.000.000	1.000.000	100.000.000	100.000.000
2025	750	15.000	15.000	5.000	100.000.000

Son Kaynak Tedarik Tarifesi (SKTT)

SKTT, serbest tüketici limitini aşmasına rağmen ikili anlaşma yapmayan abonelerin elektrik enerjisini piyasa koşullarına endeksli fiyatlarla temin etmesini öngören bir tarife mekanizmasıdır. İlk etapta istisnai bir uygulama olarak tanımlanan SKTT, zaman içerisinde yaygın bir uygulamaya dönüşmüştür.

SKTT kapsamında elektrik fiyatları, sabit ve öngörülebilir olmaktan uzak, piyasa dalgalanmalarına açık bir yapı sergilemektedir.

Piyasa Takas Fiyatı (PTF)

PTF, EPIAŞ bünyesinde işletilen Gün Öncesi Elektrik Piyasasında arz ve talebin kesişmesi sonucu oluşan saatlik referans fiyatı ifade etmektedir. Yakıt fiyatları, döviz kuru ve arz-talep dengesi PTF üzerinde belirleyici olmaktadır.

YEKDEM

YEKDEM, yenilenebilir enerji yatırımlarını teşvik etmek amacıyla oluşturulmuş bir destekleme mekanizmasıdır. YEKDEM maliyetleri, nihai elektrik fiyatlarına yansıtılmakta ve özellikle SKTT kapsamındaki aboneler için ek maliyet oluşturmaktadır.

SKTT – PTF – YEKDEM İlişkisi

SKTT kapsamında uygulanan fiyatlar, büyük ölçüde PTF ve YEKDEM maliyetlerinin birleşimiyle oluşmaktadır. Bu yapı, ulusal tarifeyle kıyasla daha yüksek ve değişken fatura tutarlarına neden olmaktadır.

EPDK'nın Tarifeleri ve Tarife Uygulamaları

EPDK tarafından belirlenen nihai perakende satış tarifeleri, üçer aylık dönemler hâlinde ilan edilmektedir. Elektrik enerjisi gibi sürekli tüketilen bir hizmet için tarifelerin

bu sıklıkta değiştirilmesi, tüketiciler açısından ciddi bir öngörülebilirlik sorunu yaratmaktadır.

Mesken aboneleri için uygulanan kademeli tarife sistemi, belirlenen tüketim sınırlarının hanelerin gerçek ihtiyaçlarıyla uyumlu olmaması nedeniyle örtük bir zam mekanizmasına dönüşmüştür. Elektrik Mühendisleri Odası, tarifelerin belirlenmesinde sosyal etkilerin yeterince dikkate alınmadığını değerlendirmektedir.

Elektrik Enerjisinin Faturalandırılması

Elektrik faturaları, elektrik tarifelerinin tüketiciler üzerindeki gerçek etkisini ortaya koyan en somut göstergedir. 2025 yılı itibarıyla 240 kWh aylık tüketim için mesken abonelerinin ödediği fatura tutarı yaklaşık 975 TL seviyesine ulaşmıştır.

Enerji bedeli ile sistem kullanım bedellerinin tek kalem hâlinde sunulması, faturalarda şeffaflığı azaltmakta ve tüketicilerin denetim imkânını sınırlamaktadır.

Son Kaynak Tedarik Tarifesi (SKTT) ve Serbest Tüketici Limitleri

Son Kaynak Tedarik Tarifesi (SKTT), serbest tüketici limitini aşmasına rağmen ikili anlaşma yapmayan abonelerin piyasa koşullarına endeksli fiyatlarla elektrik tüketmesini öngören bir tarife mekanizmasıdır. 2025 yılı itibarıyla yapılan düzenlemeler, SKTT'nin istisnai bir uygulama olmaktan çıkarak geniş bir abone kitlesini etkileyen bir yapıya dönüştüğünü göstermektedir.

Serbest Tüketici Limitleri ve Kapsamın Genişlemesi

2025 yılında mesken aboneleri için serbest tüketici limiti yıllık 5.000 kWh olarak belirlenmiştir. Bu sınır, elektrikli ısıtma, soğutma ve sıcak su kullanan haneler için olağan tüketim düzeylerinin dahi SKTT kapsamına girmesine neden olmaktadır. Sanayi ve ticarethane aboneleri için belirlenen 15.000 kWh sınırı ise çok sayıda küçük ve orta ölçekli işletmeyi doğrudan etkilemektedir.

Bu durum, SKTT'nin fiilen zorunlu bir tarife rejimine dönüşmesi riskini beraberinde getirmektedir.

SKTT Kapsamında Fiyat Oluşumu

SKTT kapsamında elektrik fiyatları, piyasa takas fiyatları ve YEKDEM maliyetlerine doğrudan endekslenmektedir. Bu yapı, fiyat dalgalanmalarının doğrudan faturalara yansımaya neden olmakta ve fiyat istikrarını ortadan kaldırmaktadır.

Örnek Fatura Senaryoları

SKTT öncesi ve sonrası yapılan örnek hesaplamalar, mesken aboneleri için SKTT'ye geçişin fatura tutarlarında çok yüksek artışlara yol açtığını göstermektedir. Yapılan örneklerde, yıllık 6.000 kWh tüketimi olan bir mesken abonesinin elektrik faturasının SKTT kapsamında neredeyse iki katına çıktığı görülmektedir.

Tablo 8.2. PTF + YEKDEM – SKTT Öncesi / Sonrası Fatura Kıyaslama Tablosu

PTF + YEKDEM – SKTT ÖNCESİ / SONRASI FATURA KIYASLAMA TABLOSU								
Dönem	Abone Grubu	Okuma Tarihi	Tüketim (kWh)	Aktif TL	Dağıtım TL	KDV Matrahı	KDV Tutar	Toplam Tutar
SKTT Öncesi Fatura	AG TTTZ Mesken	01.11.2024 30.11.2024	418	366,21	570,65	936,86	93,69	1.030,55
SKTT Sonrası Fatura	AG TTTZ Mesken	01.11.2024 30.11.2024	418	1.275,94	570,65	1.846,59	184,66	2.031,25
FARK			0	909,73	0	909,73	90,97	1.000,70

- Mesken abone grubu için örnek hesaplama paylaşılmıştır.
- AG TTTZ Mesken abone grubu için SKTT'ye geçiş sonrasında fatura artış oranı yaklaşık %97 olarak gerçekleşmiştir.
- Hesaplamalar; tarife tipi, okuma tarihi aralığı, bağlantı tipi ve benzeri kriterlere göre değişiklik gösterebilmektedir.
- Tabloda yer alan veriler esas alınarak karşılaştırmalı fatura hesaplamaları yapılmıştır.

Tablo 8.3. PTF + YEKDEM – SKTT Öncesi / Sonrası Fatura Kıyaslama Tablosu (sanayi)

PTF + YEKDEM – SKTT ÖNCESİ / SONRASI FATURA KIYASLAMA (SANAYİ)									
Dönem	Abone Grubu	Okuma Tarihi	Tüketim (kWh)	Aktif TL	Dağıtım TL	BTV TL	KDV Matrahı	KDV Tutar	Toplam Tutar
SKTT Öncesi Fatura	AG TTTZ Sanayi	01.11.2024 30.11.2024	1250	3344,53	1287,48	33,45	4665,45	933,09	5598,54
SKTT Sonrası Fatura	AG TTTZ Sanayi	01.11.2024 30.11.2024	1250	3.974,74	1287,48	39,75	5301,96	1.060,39	6362,35
FARK			0	630,21	0	6,3	636,51	127,30	763,81

- Sanayi abone grubu için örnek hesaplama paylaşılmıştır.
- AG TTTZ Sanayi abone grubu için fatura artış oranı yaklaşık %14 olarak gerçekleşmiştir.
- Hesaplamalar; tarife tipi, okuma tarihi aralığı, bağlantı tipi vb. kriterlere göre değişkenlik gösterebilmektedir.
- Tabloda belirtilen veriler baz alınarak kıyas hesaplamaları yapılmıştır.

Sanayi ve ticarethane aboneleri açısından bakıldığında, oransal artışlar daha sınırlı olmakla birlikte, mutlak tutar olarak ciddi maliyet artışları ortaya çıkmaktadır. Bu durum işletmelerin rekabet gücünü zayıflatmakta ve dolaylı olarak istihdam üzerinde olumsuz etkilere yol açmaktadır.

SKTT'nin Sosyal ve Hukuki Boyutu

Elektrik enerjisinin kamusal hizmet niteliği, sosyal devlet ilkesi ile doğrudan ilişkilidir. Tüketicilerin açık ve bilinçli bir tercih yapmadan piyasa koşullarına maruz bırakılması, kamusal hizmet anlayışıyla bağdaşmamaktadır.

SKTT uygulamasının mevcut hâliyle enerji yoksulluğunu derinleştirdiği ve mesken aboneleri açısından ciddi sosyal sorunlar doğurduğu değerlendirilmektedir.

Yoksulluk ve Enerji Yoksulluğu

Tablo 8.4. Elektrik Faturasının Asgari Ücret İçindeki Payı

Yıl	240 kWh Aylık Fatura (TL)	Net Asgari Ücret (TL)	Pay (%)
2024	~660	17.002	3,9
2025	~975	22.104	4,4

Elektrik giderlerinin asgari ücret içindeki payının artması, enerji yoksulluğu riskinin 2025 yılı itibarıyla derinleştiğini göstermektedir. Elektrik Mühendisleri Odası, enerji yoksulluğu ile mücadelenin sosyal devlet politikalarıyla ele alınması gerektiğini vurgulamaktadır.

Kayıp – Kaçak Sorunu

Tablo 8.5. Dağıtım Şirketlerinin Bildirim Sistemi Üzerinden EYDF-29 Formu İle EPDK'ya Sunduğu Veriler Kullanılarak Hazırlanmıştır.

Dağıtım Şirketi	Gerçekleşen Kayıp Oranı 2023 (%)	Gerçekleşen Kayıp Oranı 2024 (%)
Dicle	42,79	37,62
Vangözü	32,35	25,04
Aras	16,61	14,53
Toroslar	12,06	9,09
Fırat	10,94	8,82
Akdeniz	7,44	8,06
Çamlıbel	6,61	7,21
Osmangazi	6,94	6,98
Çoruh	6,43	6,35
Yeşilırmak	6,54	6,18
Boğaziçi	6,29	6,17
Kayseri	8,09	5,92
Sakarya	5,56	5,73
Meram	5,77	5,71
ADM	5,54	5,51
GDZ	5,24	5,41
Başkent	5,6	5,05
Uludağ	5,16	5,02
Trakya	4,92	4,91
AYEDAŞ	4,74	4,36
Akedaş	14,13	3,63

Akedaş EDAŞ, Fırat EDAŞ ve Toroslar EDAŞ bölgelerinde 6/2/2023 tarihinde gerçekleşen deprem afeti sebebiyle kayıp verileri ciddi oranda etkilenmiştir. Bazı dağıtım bölgelerinde kayıp-kaçak oranlarının hâlen yüksek seviyelerde olması, elektrik sektöründeki yapısal sorunların devam ettiğini göstermektedir. Kayıp-kaçak bedellerinin tüm tüketicilere yansıtılması kabul edilemez bir uygulamadır.

8.4. Sonuç

Elektrik enerjisi sektöründe sürdürülebilirlik, uzun vadeli ve kamusal bir enerji planlaması ile mümkündür. Kamunun planlayıcı ve denetleyici rolü güçlendirilmelidir. 2025 yılı itibarıyla elektrik tarifeleri, doğrudan toplumsal refahı etkileyen bir kamusal politika alanı hâline gelmiştir. Elektrik Mühendisleri Odası Enerji Komisyonu, elektrik enerjisinin kamusal bir hizmet olduğu gerçeğinin altını bir kez daha çizmekte; tarifelerin sosyal devlet ilkesi temelinde yeniden ele alınması gerektiğini vurgulamaktadır.

9. SONUÇ ve ÖNERİLER

Kadriye Avcı, EMO İzmir Şube Enerji Komisyonu

Bu raporun ortaya koyduğu temel sonuçlar aşağıda özetlenmiştir:

- Türkiye’de enerji dönüşümü niceliksel olarak ilerlemekte, ancak niteliksel olarak ciddi yapısal sorunlar barındırmaktadır. Yenilenebilir enerji kurulu gücündeki artış, şebeke altyapısı, planlama ve kamusal denetim eksiklikleri nedeniyle sürdürülebilir bir dönüşüme dönüşmemektedir.
- İletim ve dağıtım altyapısı, enerji dönüşümünün önündeki en kritik engellerden biridir. Özellikle orta gerilim seviyesinde şebeke modernizasyonu sağlanmadan, yenilenebilir enerji entegrasyonu ve enerji depolama uygulamalarının yaygınlaşması mümkün değildir.
- Enerji politikaları ile uygulamalar arasında ciddi bir kopukluk bulunmaktadır. Ulusal strateji belgelerinde yer alan hedefler, sahadaki teknik kapasite ve regülasyon yapısı ile uyumlu değildir.
- Enerji sektörü giderek kamusal denetimden uzaklaşmakta; bu durum hem arz güvenliğini hem de toplumsal adaleti zedelemektedir. Enerji fiyatları ve tarifeler, geniş toplum kesimleri için sürdürülemez bir yük haline gelmiştir.
- Enerji yoksulluğu, Türkiye’de yapısal bir sorun haline gelmiştir. Bu durum yalnızca ekonomik değil, aynı zamanda sosyal ve çevresel bir krizdir.

ÖNERİLER

Enerji Komisyonu olarak rapor kapsamında aşağıdaki önerilerin hayata geçirilmesini zorunlu görmekteyiz:

- **Kamusal Planlama ve Denetimin Güçlendirilmesi**

Enerji sektörü, piyasa odaklı yaklaşımlar yerine kamusal planlama esaslı bir yapıya kavuşturulmalıdır.

İletim ve dağıtım sistemlerinde kamunun düzenleyici ve denetleyici rolü güçlendirilmelidir.

- **Şebeke Altyapısının Dönüştürülmesi**

Dağıtım şebekeleri, aktif sistem işletmeciliği yaklaşımıyla yeniden yapılandırılmalıdır. Orta gerilim şebekeleri başta olmak üzere, dijitalleşme ve izleme altyapıları yaygınlaştırılmalıdır.

- **Yenilenebilir Enerji ve Depolama Entegrasyonu**

Enerji depolama uygulamaları, yalnızca yatırım odaklı değil, sistem bütünlüğü gözetilerek planlanmalıdır.

Yüzer GES, agrivoltaik ve hibrit sistemler için teknik standartlar netleştirilmelidir.

- **Enerji Kooperatifleri ve Katılımcı Modeller**

Yurttaşların enerji üretimine katılımını sağlayan kooperatif modelleri desteklenmeli, Mevzuat ve finansman engelleri kaldırılmalıdır.

- **Enerji Yoksulluğuna Karşı Sosyal Politikalar**

Elektrik tarifeleri, sosyal adalet ilkesi gözetilerek yeniden düzenlenmelidir.

Enerjiye erişim, temel bir yurttaş hakkı olarak ele alınmalıdır.

Bu rapor, enerji alanında teknik bilgi ile kamusal sorumluluğun birleştiği bir mühendislik duruşunun ürünüdür. Enerji sisteminin geleceği, yalnızca teknolojik tercihlerle değil; kamuyu önceleyen politik kararlarla şekillenecektir. EMO İzmir Şubesi Enerji Komisyonu, bu sürecin bilimsel, teknik ve toplumsal takipçisi olmaya devam edecektir.

KAYNAKÇA

1. **T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB)** *Türkiye Elektrik Kurulu Gücü ve Kaynaklara Göre Dağılım (2025)*, Enerji İşleri Genel Müdürlüğü, Ankara.
2. **Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)** *Elektrik Üretim – İletim İstatistikleri ve Kurulu Güç Verileri*, Yıllık İstatistik Raporları, Ankara.
3. **Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)** *Elektrik Piyasası Sektör Raporları*, Lisanslı Elektrik Üretim Tesisleri İstatistikleri, Ankara.
4. **Elektrik Mühendisleri Odası (EMO)** *Enerji Politikaları, Elektrik Üretimi ve Yenilenebilir Enerji Değerlendirme Raporları*, EMO Yayınları, Ankara.
5. **TMMOB – Enerji Sempozyumu Bildirileri** *Türkiye’de Enerji Politikaları, Yenilenebilir Enerji ve Elektrik Piyasası Yapısı*, TMMOB Enerji Sempozyumu, Bildiri Kitapları.
6. **Elektrik Mühendisleri Odası İzmir Şubesi Enerji Komisyonu Görüş ve Değerlendirme Metinleri**, İzmir.
7. **Ulusal Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü (YEGM)** *Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası (GEPA) ve Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA)*, Ankara.
8. **International Energy Agency (IEA)** *World Energy Outlook ve Renewables 2024/2025 Raporları*, Paris.
9. **IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)** *Sixth Assessment Report (AR6) – Energy Systems and Mitigation Pathways*, Geneva.
10. **European Environment Agency (EEA)** *Renewable Energy, Grid Integration and Energy System Flexibility*, Technical Reports.
11. **IRENA (International Renewable Energy Agency)** *Renewable Power Generation Costs ve Electricity Storage and Grid Integration Reports*, Abu Dhabi.
12. **SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi** *İber Yarımadası Elektrik Kesintisi: Yüksek Yenilenebilir Enerji Payına Sahip Sistemlerde Şebeke Kararlılığına Dair Dersler* SHURA Gündem, Sayı: 07, 2025.
13. **Red Eléctrica de España (REE)** *Preliminary Technical Report on the Iberian Peninsula Power System Disturbance – April 2025* Madrid, 2025.
14. **ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)** *Continental Europe Synchronous Area – System Disturbance Analysis* ENTSO-E Incident Report, 2025.
15. **International Energy Agency (IEA)** *Integrating Variable Renewables into Power Systems* Paris, 2023.
16. **IEEE Power & Energy Society** *Impact of Low Inertia on Power System Stability with High Penetration of Inverter-Based Resources* IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 38, No. 4, 2023.
17. **CIGRÉ Working Group C2/C4** *Voltage Stability and Reactive Power Management in Power Systems with High Share of Renewables* Technical Brochure, 2022.
18. **Fraunhofer ISE** *Grid Integration of Renewable Energy Sources: Challenges and Solutions* Freiburg, 2022.
19. **U.S. National Renewable Energy Laboratory (NREL)** *Inverter-Based Resource Grid Support Functions and System Reliability* NREL Report, 2021.
20. *Nysten, J. V. European.*

21. Nouicer, A. (2022). 1.4 EU agencies and organisations. *The EU Green Deal* (2022 ed.), 35.
22. **Özay, N., Güven, N.** İstanbul Elektrik Dağıtım Sisteminin Gelişimi ve Orta Gerilim Dağıtım Seviyesi Seçimi Üzerine Çalışmalar. ODTÜ Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü, Ankara.
23. **GDZ Elektrik Dağıtım A.Ş.** Alan Bazlı Master Plan Hazırlanması Projesi. İzmir Metropol Bölgesi Çalışması, 2018.
24. **TÜBİTAK – BİLTEN** İstanbul Elektrik Dağıtım Sistemi Master Plan Projesi. TÜBİTAK-BİLTEN Yayınları, Ankara, 1993.
25. **Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)** *Elektrik Üretim – İletim İstatistikleri ve Kurulu Güç Verileri*, Yıllık İstatistik Raporları, Ankara.
26. **Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)** *Enerji Dönüşümü ve 2035 Yenilenebilir Enerji Plânı*, Ankara.
27. **Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK)** *Türkiye Ulusal Enerji Plânı*, Ankara.
28. **Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı**, *2053 Uzun Dönemli İklim Stratejisi*, 2024.
29. **T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı**, *12. Kalkınma Plânı (2024-2028)*, Ankara.
30. Jovicic, D. (2019). *High voltage direct current transmission: converters, systems and DC grids*. John Wiley & Sons.
31. **Troya Çevre Derneği**, Yenilenebilir Enerji Kooperatifleri – Potansiyeller, Sorunlar ve Çözüm Önerileri. *Rapor*, 2025.
32. **Troya Çevre Derneği**, Türkiye Enerji Kooperatifleri: Güncel Durumu. *Rapor (PDF)*, 2025.
33. Ticaret Bakanlığı Kooperatifçilik Genel Müdürlüğü- Gülsüm Gözde AYANOĞLU Gümrük ve Ticaret Uzmanı
34. Orman Genel Müdürlüğü, Türkiye, 2023.
35. IPCC İklim Raporu, 2022.
36. **Türkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası**, T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB), Ocak 2023. https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/SGB/tr/Kurumsal_Politikalar/HSP/ETKB_Hidrojen_Stratejik_Plan2023.pdf Enerji Bakanlığı
37. **Global Hydrogen Review 2024**, International Energy Agency (IEA), Ekim 2024. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf> IEA Blob
38. **Hydrogen production (Global Hydrogen Review 2024 – web sayfası)**, International Energy Agency (IEA), 2024. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024/hydrogen-production> IEA
39. **A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe (COM/2020/301 final)**, European Commission, Temmuz 2020. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX%3A52020DC0301> EUR-Lex.
40. **REPowerEU Plan (COM(2022) 230 final)**, European Commission, Mayıs 2022. https://eurlex.europa.eu/resource.html?format=PDF&uri=cellar%3Afc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0001.02%2FDOC_1 EUR-Lex
41. **Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part III (Costs)**, IRENA, Mayıs 2022. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_Global_Hydrogen_Trade_Costs_2022.pdf IRENA

42. **Clean Hydrogen Production Cost: PEM Electrolyzer**, U.S. Department of Energy (DOE), Mayıs 2024. <https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/24005-clean-hydrogen-production-cost-pem-electrolyzer.pdf> hydrogen.energy.gov
43. **ISO 14687:2025 – Hydrogen fuel quality (standard bilgi sayfası)**, ISO, 2025. <https://www.iso.org/standard/82660.html> iso.org
44. **ISO 19880-1:2020 – Gaseous hydrogen fuelling stations (standard bilgi sayfası)**, ISO, 2020. <https://www.iso.org/obp/ui/en/> iso.org
45. **Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 (RFNBO – yenilenebilir elektrik kriterleri)**, EUR-Lex, Haziran 2023. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX%3A32023R1184> EUR-Lex
46. **Türkiye’nin İlk Hidrojen Vadisi Projesi “Güney Marmara Hidrojen Kıyısı – HYSouthMarmara” Projesi’nin İlk Çalıştayı**, Güney Marmara Kalkınma Ajansı (GMKA), Haziran 2024. <https://www.gmka.gov.tr/haber/turkiyenin-ilk-hidrojen-vadisi-projesi-guney-marmara-hidrojen-kiyisi-hysouthmarmara-projesinin-ilk-calistayi-gerceklesti> gmka.gov.tr