



ENERJİ GÖRÜNÜMÜ

2020

TSKB

KATKIDA BULUNAN BÖLÜMLER

Ekonomik Araştırmalar
Escarus (TSKB Sürdürülebilirlik Danışmanlığı A.Ş.)
Kalkınma Finansmanı Kurumları
Kredi Analiz
Mühendislik ve Teknik Danışmanlık
Proje Finansmanı

Kasım 2020

Enerji sektörünün analizi amacıyla hazırlanmış olan bu raporda, Türkiye Sınai Kalkınma Bankası A.Ş.'nin uzman kadrosunca güvenilir olarak kabul edilen kaynaklardan elde edilen veriler kullanılmıştır. Raporda yer alan görüşler ve öngörüler, rapor kapsamında belirtilen ve kullanılan yöntemler ile sektör temsilcileriyle yapılan görüşmelerle üretilen sonuçları yansıtmakta olup bu verilerin tamlığı ve doğruluğundan Türkiye Sınai Kalkınma Bankası A.Ş.'nin herhangi bir sorumluluğu bulunmamaktadır. Raporda yer verilen değerlendirme, görüş, düşünce ve öngörüler, Türkiye Sınai Kalkınma Bankası A.Ş. nezdinde açık ya da gizli bir garanti ve beklenti oluşturmaz. Diğer bir ifadeyle; bu raporda yer alan tüm bilgi ve verileri kullanma ve uygulama sorumluluğu, doğrudan veya dolaylı olarak, bu rapora dayanarak yatırım kararı veren ya da finansman sağlayan kişilere aittir ve ortaya çıkan sonuçtan dolayı üçüncü kişilerin doğrudan ya da dolaylı olarak zarara uğramaları durumunda Türkiye Sınai Kalkınma Bankası A.Ş. hiçbir şekilde sorumlu tutulamaz.

Bu doküman ileriye dönük tahminleri de kapsamaktadır. Türkiye Sınai Kalkınma Bankası A.Ş., bu tahminlere ulaşamaması ya da Rapor'daki bilgilerin tam ve doğru olmamasından sorumlu tutulamaz.

©2020 Bu raporun tüm hakları saklıdır. Türkiye Sınai Kalkınma Bankası A.Ş.'nin izni olmadan raporun içeriği herhangi bir şekilde basılamaz, çoğaltılamaz, fotokopi veya taksir edilemez, dağıtılamaz.

İçindekiler

- 3 Grafik Listesi
- 3 Şekil Listesi
- 4 Tablo Listesi
- 5 Kısaltmalar
- 6 Yönetici Özeti

9 1. 2020 Yılı Enerji Sektörü Görünümü

- 10 1.1. Elektrik Sektörü Görünümü
 - 10 1.1.1. Türkiye’de Güncel Piyasa Yapısı
 - 12 1.1.2. Talep Analizi
 - 13 1.1.3. Kurulu Güç Analizi
 - 14 1.1.4. Üretim Analizi
 - 16 1.1.5. Teşvikler
 - 17 1.1.6. Fiyat Analizi
- 18 1.2. Doğal Gaz Sektörü Görünümü
 - 19 1.2.1. Türkiye’de Doğal Gaz Rezerv ve Üretimi
 - 19 1.2.2. Türkiye’de Doğal Gaz Tüketimi
 - 20 1.2.3. Türkiye’de Doğal Gaz Ticareti
 - 21 1.2.4. Türkiye’de Doğal Gaz Fiyatları
- 23 1.3. Petrol Sektörü Görünümü
 - 24 1.3.1. Türkiye’de Petrol Rezervi, Petrol Üretimi, Rafineriler ve Rafineri Ürünleri
 - 24 1.3.2. Türkiye’de Petrol Tüketimi
 - 25 1.3.3. Türkiye’de Petrol Ürünleri Ticareti
 - 26 1.3.4. Petrol Fiyatı Gelişimi
- 28 1.4. Yenilenebilir Enerji ve Enerji Verimliliği
 - 28 1.4.1. Yenilenebilir Enerji
 - 32 1.4.2. Enerji Verimliliği
- 39 1.5. Enerji Piyasasında Trendler ve Beklentiler
 - 39 1.5.1. Güneş ve Rüzgâr Enerjisinin Elektrik Üretiminde Hâkim Konuma Gelmesi
 - 40 1.5.2. Dağıtık Enerji Şebekelerinin Geleneksel Merkezi Şebekelerin Yerini Alması
 - 41 1.5.3. Elektrik Piyasalarında Üretim, Dağıtım ve Ticarete Dijitalleşmenin Artması
 - 42 1.5.4. Enerji Depolama Sistemlerinin Yaygınlaşması
- 43 1.6. Enerji Yatırımları ve Finansmanı
 - 45 1.6.1. Yatırım ve İşletme Dönemi Riskleri
 - 45 1.6.2. Elektrik Satış Anlaşmaları
 - 46 1.6.3. Yatırımcılardan Beklenen Taahhütler
 - 46 1.6.4. Çevresel ve Sosyal Perspektiften Enerji Yatırımları
 - 47 1.6.5. Proje Teminat Yapısı

49 2. 2020 Yılında Öne Çıkan Temalar

- 50 2.1. Covid-19’un Enerji Sektörüne Kısa Vadede Etkisi
 - 51 2.1.1. Petrol Sektörü
 - 53 2.1.2. Doğal Gaz Sektörü
 - 54 2.1.3. Elektrik Sektörü
 - 55 2.1.4. Yenilenebilir Enerji Sektörü
- 56 2.2. Türkiye’nin Hidrokarbon Aramaları ve Keşifleri
 - 57 2.2.1. Akdeniz’deki Hidrokarbon Aramaları
 - 60 2.2.2. Karadeniz’deki Doğal Gaz Keşfi
- 63 2.3. YEKA ve YEKDEM Gelişmeleri
 - 63 2.3.1. YEKDEM Gelişmeleri
 - 64 2.3.2. YEKA Gelişmeleri
- 67 2.4. Çatı Üstü ve Cephe Güneş Enerjisi Sistemleri
 - 68 2.4.1. Türkiye’de Çatı ve Cephe Tipi GES
 - 70 2.4.2. Mevzuat Alanında Yaşanan Zorluklar
 - 70 2.4.3. Finansman
- 71 2.5. Hibrit Teknolojileri
 - 71 2.5.1. Hibrit Teknolojili Tesisler Nedir?
 - 72 2.5.2. Hibrit Teknolojili Santral Türleri
 - 74 2.5.3. Elektrik Depolama Sistemleri
 - 74 2.5.4. Hibrit Teknolojinin Avantajları ve Dezavantajları
 - 75 2.5.5. Türkiye’de Hibrit Santrallere İlişkin Mevzuatta Yapılan Önemli Değişiklikler
 - 75 2.5.6. Hibrit Elektrik Üretiminde Örnek Ülkeler
 - 76 2.5.7. Hibrit Teknolojili Tesislerin Finansmanı
- 77 2.6. Batarya Depolama Sistemleri
 - 78 2.6.1. Batarya İle Enerji Depolama Sistemlerinin Sınıflandırılması
 - 80 2.6.2. Batarya Teknolojilerinin Kıyaslaması
 - 80 2.6.3. Maliyetler ve Trendler
 - 81 2.6.4. Ülkemizdeki Güncel Gelişmeler
 - 82 2.6.5. Sonuçlar ve SWOT Analizi
- 83 2.7. Elektrikli Araçlar: Türkiye’deki Gelişmeler
 - 84 2.7.1. Türkiye Elektrikli ve Hibrit Otomobil Pazarı
 - 85 2.7.2. Türkiye’nin Otomobili Girişim Grubu (TOGG)
 - 85 2.7.3. Türkiye Elektrikli Araç Pazarında Engeller ve Yapılması Gerekenler
- 88 2.8. Emisyonlar, İklim Adımları ve Türkiye Enerji Sektörü
 - 90 2.8.1. Küresel İklim Adımları
 - 92 2.8.2. Türkiye’de İklim Politikalarının Gelişimi

Grafik Listesi

- 12 **Grafik 1:** Elektrik Talebi ve 10-Yıl Hareketli Ortalama Büyüme
- 13 **Grafik 2:** Aylık Elektrik Talebi Görünümü (TWh)
- 13 **Grafik 3:** Türkiye Kurulu Güç Gelişimi (GW)
- 14 **Grafik 4:** Kaynak Bazında Türkiye Kurulu Güç Gelişimi ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Payı
- 14 **Grafik 5:** Birincil Kaynak Bazında Brüt Elektrik Üretimi (TWh)
- 15 **Grafik 6:** Aylık Brüt Elektrik Üretimi Görünümü (TWh)
- 15 **Grafik 7:** Üretim Kapasitesi ve Gerçekleşen Üretim (TWh)
- 15 **Grafik 8:** 2020 Yılı İlk Dokuz Ay Birincil Kaynak Bazında Brüt Elektrik Üretimi (GWh)
- 16 **Grafik 9:** 2020 Yılı Kapasite Mekanizması Kaynaklarına Göre Kurulu Güç Dağılımı (MW)
- 17 **Grafik 10:** Aylık Ağırlıklı Ortalama PTF/SMF (TL/MWh)
- 17 **Grafik 11:** Yıllık Ağırlıklı Ortalama PTF Gelişim
- 19 **Grafik 12:** Doğal Gaz Tüketimi ve Değişimi
- 21 **Grafik 13:** Türkiye'nin Doğal Gaz İthalatında Boru Gazı ve LNG Payının Gelişimi (%)
- 21 **Grafik 14:** Türkiye'nin Doğal Gaz İthalatında Ülke Payları Değişimi (%)
- 22 **Grafik 15:** Doğal Gaz Fiyatları Gelişimi
- 23 **Grafik 16:** Ham Petrol İthalatı ve Üretimi (milyon ton)
- 26 **Grafik 17:** İran, Rusya Federasyonu ve Irak'tan İthal Edilen Petrolün Aylık Değişimi (milyon ton)
- 26 **Grafik 18:** Brent Petrol Varil Fiyatı Gelişimi (dolar/varil)
- 27 **Grafik 19:** Türkiye'de Benzin ve Motorin Fiyatı Gelişimi (TL)
- 35 **Grafik 20:** Türkiye Kişi Başı Birincil Enerji Tüketimi Gelişimi
- 36 **Grafik 21:** Bazı Seçili Ülkelerde Enerji Yoğunluğu ve Birincil Enerji Arzı (2018)
- 39 **Grafik 22:** Yakın ve Uzak Gelecekte Elektrik Talebi ve Farklı Kaynakların Payı
- 40 **Grafik 23:** Rüzgâr ve Güneş Enerjisine Dayalı Elektrik Santrallerinin LCOE Gelişimi
- 40 **Grafik 24:** Farklı Ülkeler İçin Rüzgâr ve Doğal Gaz Dayalı Elektrik Santrallerinin LCOE Karşılaştırması
- 42 **Grafik 25:** Batarya ile Elektrik Depolama Sistemlerine Yapılan Yatırımlar
- 80 **Grafik 26:** Batarya Teknolojilerinin Gravimetrik ve Volumetrik Enerji Yoğunluklarının Karşılaştırılması
- 80 **Grafik 27:** Batarya Teknolojilerinin Enerji Yoğunluğu ve Fiyat Karşılaştırması
- 81 **Grafik 28:** Lityum İyon Batarya Fiyat Projeksiyonu (2018 dolar/kWh)
- 81 **Grafik 29:** Batarya Teknolojilerinin Enerji Yoğunluğu ve Fiyat Karşılaştırması
- 89 **Grafik 30:** Küresel Sera Gazı Emisyonlarının Sektörel Dağılımı

Şekil Listesi

- 11 **Şekil 1:** Türkiye Elektrik Sektöründe Kurumlar
- 20 **Şekil 2:** Türkiye Doğal Gaz Giriş-Çıkış Noktaları
- 33 **Şekil 3:** Enerji Verimliliği Alanındaki Politika Belgeleri ve Mevzuat
- 37 **Şekil 4:** Enerji Verimliliği İletişim Planı
- 41 **Şekil 5:** Geleneksel Merkezi ve Yeni Dağıtık Şebekelerin Şematik Karşılaştırması
- 57 **Şekil 6:** Karadeniz'e Sınırı Olan Ülkelerin Münhasır Ekonomik Bölgeleri
- 58 **Şekil 7:** Doğu Akdeniz'deki İhtilafı MEB Parselleri
- 58 **Şekil 8:** Doğu Akdeniz'de Arama ve Keşif Yapılan Önemli Sahalar
- 60 **Şekil 9:** Karadeniz'de Hidrokarbon Sondajı Yapılan Bazı Sahalar
- 66 **Şekil 10:** Mini YEKA GES Bağlantı Kapasitesi Dağılımı
- 69 **Şekil 11:** Dünyada Metrekare Başına Düşen Güneş Işınımı

Tablo Listesi

- 12 **Tablo 1:** Elektrik Dağıtım Bölgeleri
- 25 **Tablo 2:** 2019 Yılı Petrol Ürünleri Satış, İthalat ve İhracat Miktarları
- 25 **Tablo 3:** 2019 Ocak-Temmuz Dönemi Petrol Ürünleri Yurtiçi Satış Değerleri
- 29 **Tablo 4:** Yenilenebilir Enerji Kurulu Güç Gelişimi (MW)
- 29 **Tablo 5:** Yenilenebilir Elektrik Üretimi Gelişimi (MWh)
- 30 **Tablo 6:** YEKDEM Kapsamındaki Garantili Fiyatlar ve Yerli Aksam Teşvikleri (dolar cent/kWh)
- 31 **Tablo 7:** Nihai YEK Listesi Gelişimi (MW)
- 31 **Tablo 8:** Gerçekleşen YEKA İhaleleri
- 32 **Tablo 9:** İptal Olan, Ertelenen, Başvuruları Alınacak Olan YEKA İhaleleri
- 33 **Tablo 10:** İhtiyaç Duyulan Yatırım Tutarı ve Hedeflenen Enerji Tasarrufu
- 38 **Tablo 11:** Enerji Verimliliği SWOT Analizi
- 43 **Tablo 12:** Enerji Sektörü Proje Finansmanı (milyar dolar)
- 59 **Tablo 13:** Doğu Akdeniz'de Arama ve Keşif Yapılan Önemli Sahalar
- 62 **Tablo 14:** Türkiye'nin Uzun Dönemli Doğal Gaz Kontratları
- 65 **Tablo 15:** YEKA RES-1 Kapsamında Önlisansı Olan RES'ler
- 66 **Tablo 16:** Mini YEKA GES İl Bazında Bağlantı Kapasitesi
- 78 **Tablo 17:** Redox (Akışkan) Batarya Üreticileri
- 78 **Tablo 18:** Redox (Akışkan) Bataryaların Avantaj ve Dezavantajları
- 79 **Tablo 19:** NaS Bataryaların Avantaj ve Dezavantajları
- 79 **Tablo 20:** Li-ion Batarya Üreticileri
- 79 **Tablo 21:** Li-ion Bataryaların Avantaj ve Dezavantajları
- 82 **Tablo 22:** Batarya İle Elektrik Depolama Sistemleri SWOT Analizi
- 84 **Tablo 23:** Türkiye Marka Bazında Elektrikli Otomobil Satışları Gelişimi
- 84 **Tablo 24:** Türkiye Otomobil Pazarı ve Elektrikli-Hibrit Otomobil Satışları Gelişimi

Kısaltmalar

AB: Avrupa Birliği	MTEP: Milyon Ton Eşdeğer Petrol
ABD: Amerika Birleşik Devletleri	MW: Megavat
BCM: Milyar Metreküp	MWh: Megavatsaat
BES: Biyokütle Enerjisi Santrali	NaS: Sodyum Sülfür
BMDHS: Birleşmiş Milletler Deniz Hukuku Sözleşmesi	OECD: Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Teşkilatı
BOTAŞ: Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.	OPEC: Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü
BP: British Petroleum	ÖTV: Özel Tüketim Vergisi
CETC: Çin Elektronik Teknoloji Grup Şirketi	PHES: Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Enerji Santrali
COP: Taraflar Konferansı	PTF: Piyasa Takas Fiyatı
ECA: İhracat Kredi Kuruluşları	PV: Fotovoltaik
EIA : ABD Enerji Enformasyon İdaresi	RES: Rüzgâr Enerjisi Santrali
ENVER: Enerji Verimliliği Derneği	SMF: Sistem Marjinal Fiyatı
EPC: Mühendislik, Tedarik ve İnşaat Sözleşmesi	SSCB: Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği
EPDK: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu	TANAP: Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı
EPIAŞ: Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.	TCMB: Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası
EPK: Elektrik Piyasası Kanunu	TEAŞ: Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş.
ETKB: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı	TEDAŞ: Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
EÜAŞ: Elektrik Üretim A.Ş.	TEHAD: Türkiye Elektrikli ve Hibrit Araçlar Platformu
EVÇED: Enerji Verimliliği ve Çevre Dairesi Başkanlığı	TEİAŞ: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
FSRU: Yüzer Depolama ve Yeniden Gazlaştırma Ünitesi	TEK: Türkiye Elektrik Kurumu
GEPA: Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası	TES: Termik Elektrik Santrali
GES: Güneş Enerjisi Santrali	TETAŞ: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.
GKRY: Güney Kıbrıs Rum Kesimi	TOGG: Türkiye Otomobil Girişim Grubu Sanayi ve Ticaret A.Ş.
GSYH: Gayrisafi Yurtiçi Hasıla	TPAO: Türkiye Petrolleri A.O.
GW: Gigavat	TSKB: Türkiye Sınai Kalkınma Bankası A.Ş.
GWh: Gigavatsaat	TÜPRAŞ: Türkiye Petrol Rafineleri A.Ş.
HES: Hidroelektrik Enerji Santrali	TWh: Teravatsaat
IEA: Uluslararası Enerji Ajansı	UEVEP: Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı
IMF: Uluslararası Para Fonu	UNEP: Birleşmiş Milletler Çevre Programı
IPCC: Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli	UNFCCC: Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi
İTLS: İhrakiye Teslim Lisansı Sahipleri	VAP: Verimlilik Artırıcı Proje
JES: Jeotermal Enerjisi Santrali	WHO: Dünya Sağlık Örgütü
KFK: Kalkınma Finansmanı Kuruluşları	WMO: Dünya Meteoroloji Örgütü
KKTC: Kuzey Kıbrıs Türk Cumhuriyeti	YEGM: Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü
kW: Kilovat	YEK: Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanılmasına İlişkin Kanun
kWh: Kilovatsaat	YEKA: Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları
LCOE: Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti	YETA: Yenilenebilir Enerji Tedarik Anlaşmaları
LNG: Sıvılaştırılmış Doğal Gaz	YEKDEM: Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması
Lt: Litre	
MCM: Milyon Metreküp	
MEB: Münhasır Ekonomik Bölge	

Yönetici Özeti

2020 yılı hiç şüphesiz hem dünya hem de Türkiye açısından çetin ve yıpratıcı geçmiştir. 2019 yılında Türkiye ekonomisinde görülen bir kısmı kronik (düşük tasarruf oranları, yükselen dış kaynak bağımlılığı, katma değerli üretim yetersizliği, inovasyon eksikliği) ve diğer bir kısmı görece akut sorunlar (özel sektör borç çevirme kabiliyetindeki zayıflama, artan enflasyon, yükselen işsizlik, vb.), güçlü ve istikrarlı bir kalkınma rotası tesis edilebilmesi açısından 2020 yılına çeşitli anlamlar yüklenmesine yol açmıştır. Esasında 2020 yılının ilk birkaç ayı ekonomik açıdan umut veren bazı gelişmelere sahne olmuştur; ne var ki Covid-19 salgınının ekonomik faaliyetleri duraklatıcı ve hatta bazı iş kolları açısından felç edici niteliği, dünyanın pek çok coğrafyasını olduğu gibi Türkiye'yi de derinden etkilemiştir. Önceleri yüzeyin hemen üstündeki kısa boylu ama sık frekanslı dalgalar şeklinde ekonomik faaliyetlere çarpan ve büyümeyi duraklatan Covid-19 salgını, hızlı yayılma potansiyeliyle kısa sürede adeta bir tsunamiye dönüşmüş ve birbiri peşi sıra ulusal ekonomileri şoka uğratmıştır. Yapısal sorunlar sebebiyle ekonomik açıdan çeşitli kırılganlıkları bulunan ve yine de zorlu virajları alarak esenliğe çıkmayı hedefleyen Türkiye, Covid-19 kaynaklı şok dalgasına büyük ölçüde hazırlıksız yakalanan ülkelerden biri olmuştur.

Sanayi başta olmak üzere tarımdan ulaşırmaya, lojistikten turizme bütün iş kollarını ve sektörleri doğrudan etkileyen, doğası itibarıyla çok katmanlı ve çok boyutlu olan enerji sektörü, modern hayatın yaygınlaştığı ve teknolojik karmaşıklığın arttığı bölge ve ülkelerde, arz güvenliğini daha fazla merkeze alan bir yapı göstermektedir. Enerji açlığı ve kalıcı enerji mahrumiyeti bir tarafa, birkaç ardışık gün boyunca enerji arzı sağlanamaması bile, dünyanın neredeyse tamamında sarsıcı felâket senaryolarından biri olarak değerlendirilmektedir. Dolayısıyla, modern enerji sistemlerinde bütün planlamalar talebin kesintisiz biçimde büyüdüğü senaryoya göre yapılmakta, yatırımların dizaynından hizmetlerin sunumuna kadar bütün zincir bu ilke etrafında şekillendirilmektedir. Talebin duraklaması, hele ki düşmesi, alışlageldik kurguların bozulmasına, yeni düşünme ve iş yapış biçimlerinin ortaya çıkmasına sebep olmaktadır.

2020 yılında ekonominin tüm dünyada olduğu gibi Türkiye'de de yavaşlaması ve yer yer gerilemesi, enerji talebinde bir süredir devam edegelen olumsuz seyri tahkim etmiştir. İklim kaynaklı risklerin gittikçe daha yakından hissedilen etkileri ise, başlıca emisyon kaynağı olması yönüyle enerji sektörünün her zamankinden çok daha fazla tartışılmasını beraberinde getirmiştir. Bütün bunlar, enerji sektörünün bileşenleri hakkında yeniden ve en baştan düşünmek için uygun bir vasat yaratmıştır.

Son dönemde ekonomide yaşanan dalgalanmalar, Türkiye'de elektrik ve doğal gaz talep büyümelerinde belirgin bir duraklamaya sebebiyet vermiştir. 2018 ve 2019 yıllarında art arda azalan doğal gaz tüketimi, ilk 3 çeyrek verilerinden anlaşıldığı kadarıyla 2020 yılında da ileri yönlü bir seyir izlememiştir. 2019 yılında büyümeyen elektrik talebi açısından bakıldığında ise, 2020 yılının umut tazeleyici bir yıl olmadığı anlaşılmaktadır. Elektrik piyasasında son yıllarda kapasite artışları devam ederken talep büyümesinin yavaşlaması ve sonra durması, ciddi oranda bir arz fazlası ortaya çıkarmıştır. Bu durum Türkiye'nin mevcut elektrik kurulu gücünü ustalıkla yönetmesini gerektirmekte, piyasa denklemini "çok kazananlı bir oyun" olarak tasarlaması gerektiğini göstermektedir. Zor ama yine de yapılabilir olan bu orkestrasyon, özellikle elektrik piyasasındaki, kısmen de doğal gaz piyasasındaki oyuncuların finansal sürdürülebilirliği için büyük önem arz etmektedir.

Bu yıl üçüncüsü yayımlanan "Enerji Görünümü" raporunda, geçen iki yılda olduğu gibi enerji sektörünün çeşitli alt bileşenleri (elektrik, doğal gaz, petrol, yenilenebilir enerji ve enerji verimliliği) ayrıntılarıyla analiz edilmiş, ayrıca enerji piyasasında öne çıkan hâkim ve belirleyici trendler de değerlendirilmiştir. Önceki yılların raporlarına gelen geribildirimler doğrultusunda, 2020 raporunda "enerji yatırımları ve finansmanı" konusu müstakilen mercek altına alınmıştır. Bu yılki raporu öncekilerden ayıran bir başka önemli husus,

enerji alt sektörlerine yönelik incelemelerin haricinde, tematik başlıkların birbirini tamamlar bir düzlemde ve ayrı alt bölümler olarak sunulmasıdır. Yukarıda ifade edildiği üzere, Covid-19 salgınıyla “enerji sektörünün bileşenleri hakkında yeniden ve en baştan düşünmek için uygun bir vasat oluşması”, böyle bir arayışı beraberinde getirmiştir. Covid-19’un enerji sektörüne kısa vadedeki etkisi, Türkiye’nin hidrokarbon aramaları, Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları (YEKA) ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM) gelişmeleri, çatı üstü ve cephe güneş enerjisi sistemleri, hibrit teknolojileri, batarya depolama sistemleri, elektrikli araçlar, enerji-iklim ilişkisinin doğal bir izdüşümü olarak emisyonlar ve iklim adımları bu yılki raporun tematik başlıkları olarak belirlenmiştir. Enerji sektöründeki dijitalleşmeden talep tarafı yönetimine, hidrojen enerjisinden karbon tutma teknolojilerine kadar kadraja alınan bir dizi tema ise; raporun hedef kitlesinin çeşitliliği ve heterojen niteliği göz önünde tutularak kapsam dışı bırakılmıştır. Bu raporda değinilmemiş olması elbette ki söz konusu başlıkların önemsiz olduğu anlamına gelmemektedir; küresel ve ulusal düzeydeki gelişmelerin seyri, bu tür temaların daha yakından incelenmesinde ana belirleyici olmaya devam edecektir.

Makro bir perspektif dâhilinde Türkiye enerji sektöründeki somut gelişmelerin özetlendiği bu raporda, tematik incelemelerden elde edilen bulgular ışığında, gelişmelerin yönü ve ufku konusunda birtakım çıkarımlar da okuyucuların dikkatine sunulmaktadır. Modüler ve aynı zamanda bütünleşik bir anlayışla kaleme alınan raporun baştan sona kesintisiz okunması mümkün olduğu gibi, özel ilgi duyulan bölümler itibarıyla başlıklar çerçevesinde değerlendirilmesi de mümkündür. Büyük olasılıkla belli başlı zorlukların devam edeceği 2021 yılında, raporda anahatlarıyla değinilen dinamiklerin daha fazla konuşulacağı tahmin edilmektedir.



2020 Yılı Enerji Sektörü Görünümü

Bu rapor, TSKB Enerji Çalışma Grubu tarafından, yüksek katma değerli birçok sektörü destekleyen ve söz konusu sektörlerdeki faaliyetleri birinci dereceden etkileyen enerji sektörünün dinamiklerine, gelişmelerine ve beklentilere dair bir değerlendirme yapmak amacıyla hazırlanmıştır.

Raporun bu bölümünde, Türkiye enerji sektörünün bileşenleri, enerji piyasaları trendleri ve beklentileri ile enerji yatırımları ve finansmanı ana başlıklar itibarıyla incelenmiştir. Türkiye'deki elektrik, doğal gaz, petrol, yenilenebilir enerji ve enerji verimliliği alt sektörlerine yer verilmiştir.





1.1. Elektrik Sektörü Görünümü

Türkiye elektrik sektörü, arz güvenliği ilkesini merkeze alan bir yaklaşımla, ekonomik büyüme ve ülkenin refahına katkı sağlama doğrultusunda gelişmiştir. Türkiye’de uzun süre, dikey bütünleşik bir yapı içerisinde faaliyet gösteren kamu kuruluşu eliyle elektrik hizmeti sunulmuştur. 1990’larda elektrik üretim ve dağıtım faaliyetleri ayrıştırılmış, özel firmaların yatırım ve işletme sürecine katılmaları için girişimler başlatılmış ve çeşitli modeller denenmiştir. 2000’lerin başındaki kanuni düzenlemeler ve kararlı serbestleştirme adımlarıyla, elektrik sektörü bugünkü çok aktörlü ve faaliyetlerin ayrıştırıldığı rekabetçi modele evrilmiştir.

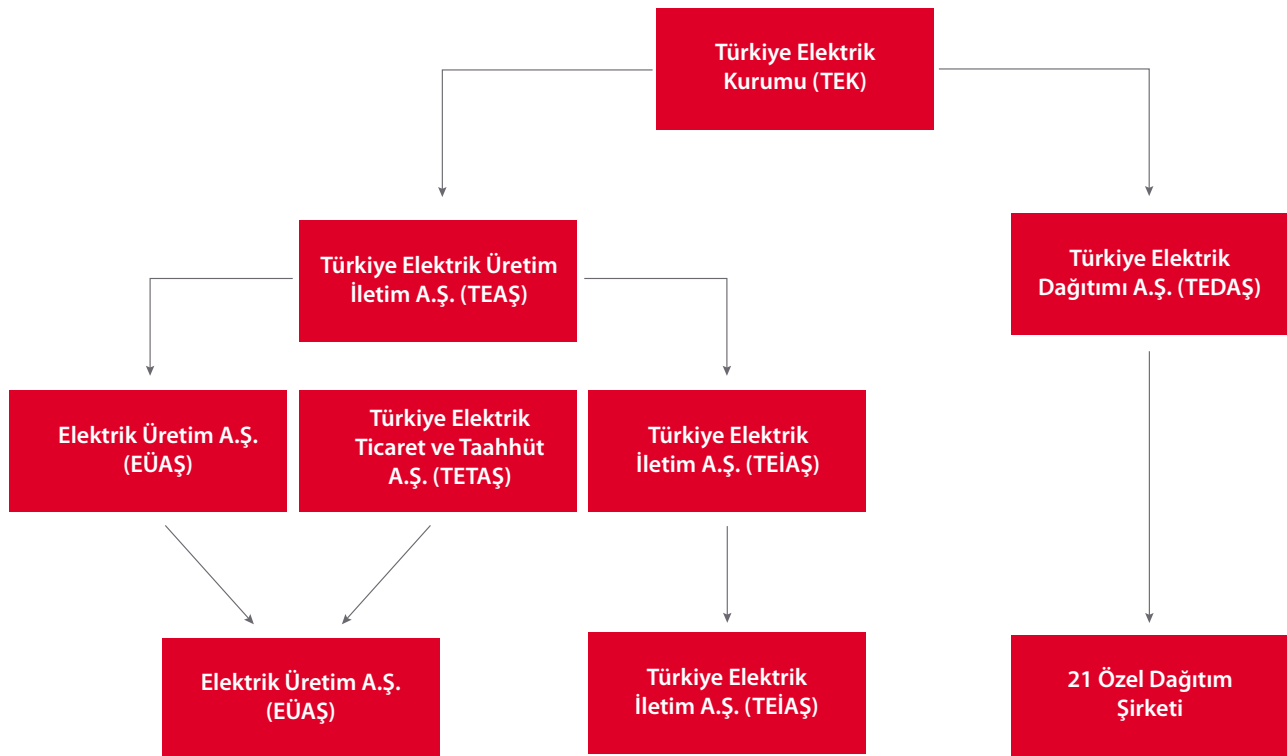
1.1.1. Türkiye’de Güncel Piyasa Yapısı

Ülkemizde elektrik piyasasının gelişmesi ve serbestleşmesi 2001 yılında Elektrik Piyasası Kanunu’nun yürürlüğe girmesiyle başlamıştır. Bu dönem öncesinde Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) ve Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) gibi kamu kurumlarının kontrolünde bir yapı mevcut olup piyasa açıklığı çok sınırlı bir seviyede seyretmiştir. 1970 yılında kurulan TEK, 1994 yılında Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) ve Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) olarak ikiye ayrılmıştır.

1990’larda serbestleşmeye yönelik üretim ve dağıtım faaliyetlerinin ayrışması gibi çalışmalar yapılmış olsa da asıl serbestleşme 2001 yılında TEAŞ’ın Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) olarak üç ayrı şirkete bölünmesiyle, Enerji Piyasası

Düzenleme Kurumu'nun (EPDK) kurulmasıyla ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun (EPK) yayımlanması ile başlamıştır. Aradan geçen 19 yıl itibarıyla elektrik sektörü çok aktörlü hale gelmiş, serbest piyasa rekabetinin etkin olduğu bir nitelik kazanmıştır. Alım garantili projelerin yarattığı sarmal maliyet etkilerinin azalmasından sonra tasfiye edilecek şekilde kurulan ve elektrik enerjisinin ticaret ve taahhüdünden sorumlu olan TETAŞ, 2018 yılında yetkileri ve varlıkları EÜAŞ'a devredilerek kapatılmıştır. Bugün itibarıyla üretim santrallerinin sahiplik durumu incelendiğinde kamuya ait santrallerin EÜAŞ'a bağlı olduğu, kurulu güç içerisindeki kamu payının ise yıllar içerisinde %80'lerden %20 seviyelerine gerilediği görülmektedir. TEİAŞ'ın sorumluluğu mevcut sistemin operatörlüğünü yapmak ve dengeleme güç piyasası ile yan hizmetler piyasasını çalıştırmaktır.

Şekil 1: Türkiye Elektrik Sektöründe Kurumlar



Elektrik dağıtımından sorumlu TEDAŞ'ın sahibi olduğu 20 dağıtım bölgesinin özelleştirme süreci (4046 sayılı Özelleştirme Uygulamaları Hakkında Kanun kapsamında) 2009 yılında Başkent Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin Enerjisa Elektrik Dağıtım A.Ş.'ye devredilmesi ile başlamış, 2013 yılında Toroslar Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin Enerjisa Elektrik Dağıtım A.Ş.'ye devredilmesi ile tamamlanmıştır. Böylece, 3096 sayılı Kanun kapsamında 1990 yılından beri özel şirket yönetimi altında faaliyet gösteren Kayseri ve Civarı Elektrik Türk A.Ş. ile birlikte düşünüldüğünde, toplam 21 elektrik dağıtım şirketinin tamamı özel sektör tarafından işletilmeye başlamıştır.

Üretim, iletim ve dağıtım konularında Şekil 1'de bahsedilen kurum ve kuruluşlar görev alırken piyasa işlemleri için 2015 yılında Enerji Piyasaları İşletme A.Ş. (EPIAŞ) kurulmuştur. EPIAŞ'ın görevi 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu çerçevesinde, organize toptan elektrik piyasasının işletilmesi ve piyasa dahilindeki mali uzlaştırma işlemleri olarak tanımlanan piyasa işlemlerinin yönetilmesidir. EPIAŞ tarafından devreye alınan yeni gün içi piyasası ile düzensiz üretim yapan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinin tahminlerinin gün içinde yapılması sağlanmıştır.

Tablo 1: Elektrik Dağıtım Bölgeleri

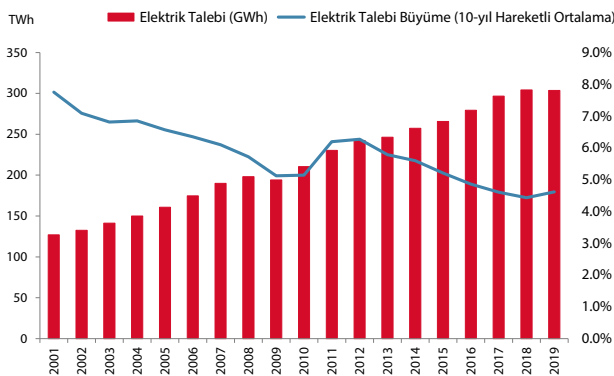
Elektrik Dağıtım Bölgesi	Kapsadığı İller	İhaleyi Kazanan Şirketler
Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş.	Diyarbakır, Şanlıurfa, Mardin, Batman, Siirt, Şırnak	İşkaya Doğu OGG
Vangözü Elektrik Dağıtım A.Ş.	Van, Bitlis, Hakkâri, Muş	Türkerler İnşaat
Aras Elektrik Dağıtım A.Ş.	Erzurum, Ağrı, Ardahan, Bayburt, Erzincan, Iğdır, Kars	Kiler Holding
Çoruh Elektrik Dağıtım A.Ş.	Trabzon, Artvin, Giresun, Gümüşhane, Rize	Aksa Enerji
Fırat Elektrik Dağıtım A.Ş.	Elâzığ, Bingöl, Malatya, Tunceli	Aksa Enerji
Çamlıbel Elektrik Dağıtım A.Ş.	Sivas, Tokat, Yozgat	Limak-Kolin-Cengiz
Toroslar Elektrik Dağıtım A.Ş.	Adana, Gaziantep, Hatay, Mersin, Osmaniye, Kilis	EnerjiSA
Meram Elektrik Dağıtım A.Ş.	Kırşehir, Nevşehir, Niğde, Aksaray, Konya, Karaman	Alarko-Cengiz
Başkent Elektrik Dağıtım A.Ş.	Ankara, Kırıkkale, Zonguldak, Bartın, Karabük, Çankırı, Kastamonu	EnerjiSA
Akdeniz Elektrik Dağıtım A.Ş.	Antalya, Burdur, Isparta	Limak-Kolin-Cengiz
Gediz Elektrik Dağıtım A.Ş.	İzmir, Manisa	Elsan-Tümaş-Karaçay
Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş.	Bursa, Balıkesir Çanakkale, Yalova	Limak-Kolin-Cengiz
Trakya Elektrik Dağıtım A.Ş.	Kırklareli, Tekirdağ, Edirne	İC Holding
Anadolu Yakası Elektrik Dağıtım A.Ş.	İstanbul Anadolu Yakası	EnerjiSA
Sakarya Elektrik Dağıtım A.Ş.	Sakarya, Bolu, Düzce, Kocaeli	AK Enerji
Osmangazi Elektrik Dağıtım A.Ş.	Eskişehir, Afyon, Bilecik, Kütahya, Uşak	Yıldızlar SSS
Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.	İstanbul Avrupa Yakası	Limak-Kolin-Cengiz
Kayseri ve Civarı Elektrik Türk A.Ş.	Kayseri	Kayseri ve Civarı Elektrik Türk A.Ş.
Menderes Elektrik Dağıtım A.Ş.	Denizli, Aydın, Muğla	Aydem Elektrik-Bereket Enerji
Göksu Elektrik Dağıtım A.Ş.	Kahramanmaraş, Adıyaman	AKEDAŞ
Yeşilirmak Elektrik Dağıtım A.Ş.	Samsun, Amasya, Çorum, Ordu, Sinop	Çalık Holding

Kaynak: ETKB, TSKB

1.1.2. Talep Analizi

Türkiye toplam elektrik talebi 2000-2019 yılları arasında 2001, 2009 ve 2019 yılları haricinde bir düşüş göstermemiş ve artış trendini sürdürmüştür. Bu sonuç, elektrik talebinin ülkenin gayrisafi yurtiçi hasıla (GSYH) büyüme oranı ile ne kadar bağlantılı olduğunu göstermektedir. 2018 yılında toplam elektrik talebi 304,2 teravatsaat (TWh) iken, 2019 yılı sonu itibarıyla 303,7 TWh olarak gerçekleşmiştir.

Grafik 1: Elektrik Talebi ve 10-Yıl Hareketli Ortalama Büyüme



Kaynak: TEİAŞ, TSKB

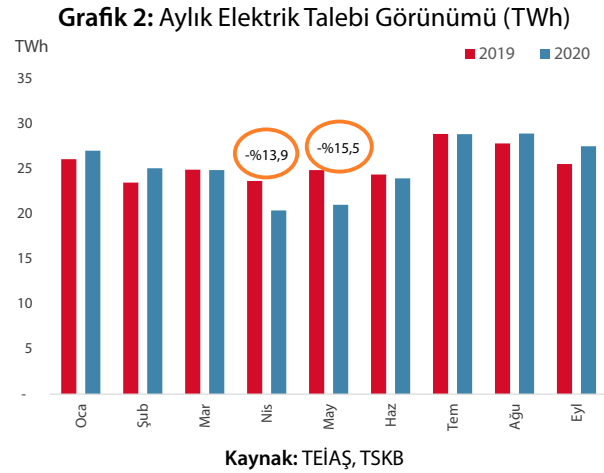
2018 yılında %2,5'lik artışın ardından 2019 yılında %0,2'lik bir azalma yaşanmıştır. Türkiye elektrik talebinin 1985-2019 yılları arasındaki 10-yıllık hareketli ortalama değerleri incelendiğinde 1993-2009 yılları arasında genel olarak bir azalma trendi görülürken, bu trendi 2010-2012 yıllarında bir artış ve 2013-2019 aralığında tekrar bir azalma izlemiştir.

2020 yılı başında dünyayı etkisi altına alan Covid-19, Türkiye'de de etkisini Mart'tan itibaren göstermeye başlamıştır. İlk Covid-19 vakasının açıklandığı 11 Mart tarihinden itibaren Mayıs ayının sonuna kadar kademeli olarak kısıtlamalar ve sıkılaştırmalar getirilmiş olup imalat ve hizmet sektöründe birçok firma dönemsel kapanmalara kadar giden faaliyet azaltımı yaşamıştır. Bu kısıtlamalar ve sıkılaştırma adımları çerçevesinde özellikle Nisan ve Mayıs aylarında elektrik talebinde bir önceki yıla göre kayda değer azalmalar meydana gelmiştir. Haziran ayından itibaren sıkılaştırma adımlarının gevşetilmesi ile birlikte, elektrik talebi toparlanmaya başlamış ve Covid-19 öncesi seviyelere ulaşmıştır. Günlük verilere göre ise Eylül ayı içerisinde günlük elektrik talebi rekorları kırılmıştır.

Mart ayının son çeyreğinde başlayan daralma, Mart ayı elektrik talebinin bir önceki yıla göre %0,2 düşmesi ile sonuçlanmış, elektrik talebindeki azalma Nisan ayında %13,9 ve Mayıs ayında %15,5 değerlerine yükselmiştir. Aylık elektrik talebinde yıllık bazda gerçekleşen negatif büyüme, Haziran ayındaki normalleşme adımları ve Türkiye'nin genelinde görülen sıcak hava şartları çerçevesinde etkisini azaltmaya başlamış, Ağustos ayında pozitif değere dönmüş ve pozitif değer olarak Eylül ayı sonuna kadar devam etmiştir. Temmuz ayında yıllık bazda %0,1 oranında bir azalma gösteren elektrik talebi Ağustos ayında %4,0 ve Eylül ayında %7,7 oranında büyümüştür. Eylül ayı sonu itibarıyla ilk dokuz ay toplamına bakıldığında, 2020 yılı Ocak-Eylül döneminde toplam elektrik talebi 227,2 TWh olarak gerçekleşmiş ve bir önceki yılın aynı dönemine göre %0,9'luk bir azalma göstermiştir.

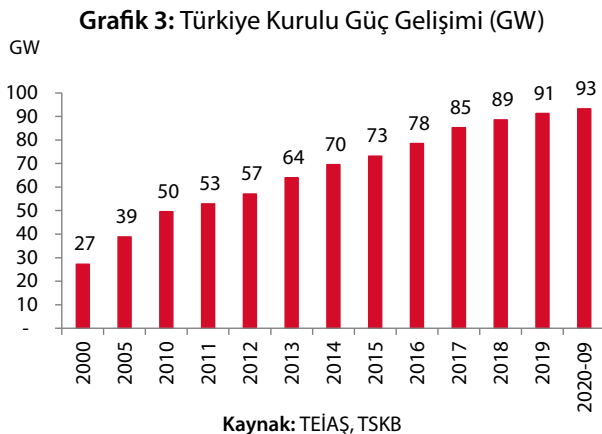
Yapılan analizlere göre, elektrik talebinde son çeyrekte oluşacak %2'lik bir artış, 2020 yılı toplam

elektrik talebinin 2019 yılı seviyesinden %0,2 az olması anlamına gelmektedir. Son çeyrekte aylık elektrik talebinin 2019 yılı son çeyreği değerleri ile aynı olması durumunda ise 2019 yılı toplam elektrik talebinin %0,7 altında bir değerle 2020 yılının tamamlanacağı değerlendirilmektedir.



1.1.3. Kurulu Güç Analizi

2000 yılı itibarıyla 27,3 gigavat (GW) civarında olan Türkiye toplam kurulu gücü 2019 yılı sonunda 91,3 GW seviyesine ulaşmıştır. Son yıllarda yenilenebilir enerji kaynaklarından ve yerli kaynaklardan elektrik üreten santrallere verilen teşviklerin artması ile beraber Türkiye toplam kurulu gücünde kayda değer artış devam etmektedir.



2011-2019 yılları arasındaki dönemde, her yıl ortalama 4,6 GW kurulu güç net olarak devreye girmiştir. Bu dönemde kurulu güçteki artışın toplam elektrik talebindeki artıştan daha yüksek olduğu görülmekte ve bunun en büyük nedenlerinden

birisi olarak yenilenebilir enerji santrallerine verilen teşviklerin olduğu değerlendirilmektedir. 2011-2019 yılları arasında devreye alınan yenilenebilir enerji santrallerinin yıllık ortalama kurulu gücü 3,0 GW civarında gerçekleşmiştir. 2018 yılında yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu güç artışı 3,5 GW civarında seyretmiş, ancak kapanan bazı santrallerden dolayı Türkiye toplam kurulu güç artışı 3,4 GW civarında gerçekleşmiştir. 2018 yılında termik santrallerin toplam net kurulu gücü yaklaşık 0,2 GW azalırken, rüzgâr ve güneş santrallerinin toplam kurulu gücündeki artış miktarı 2,1 GW seviyesinde olmuştur.

2020 yılı ilk dokuz ayı sonunda Türkiye toplam kurulu gücü 93,2 GW seviyelerine ulaşmıştır. İlk dokuz ay içerisinde 1.912 megavat (MW) civarında gerçekleşen kurulu güç artışı yenilenebilir kaynaklardan elektrik üreten santrallerden meydana gelmiştir. 1.263 MW'lık kurulu güç artışı hidroelektrik santrallerinden sağlanmış, toplam artışın 374 MW'lık kısmı rüzgâr enerjisi santrallerinden (RES), 237 MW'lık kısmı ise güneş enerjisi santrallerinden (GES) kaynaklanmıştır. İlgili dönemde doğal gaz ve çok yakıtlılar kullanarak elektrik üreten santrallerin net toplam kurulu gücü 291 MW azalmıştır.

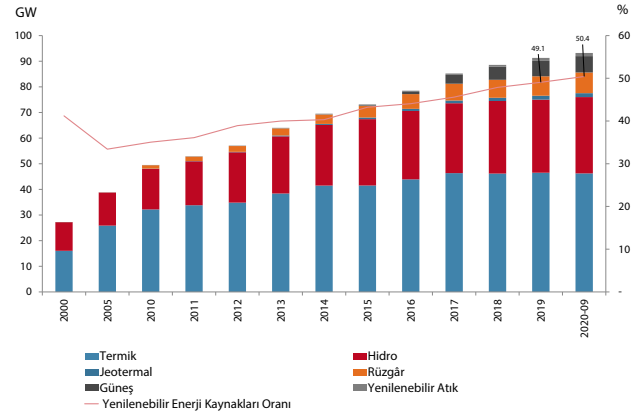
2005 yılından itibaren yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu güçteki payı yükseliş göstermiştir. 2005 yılında %33 seviyelerinde olan yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üreten santrallerin kurulu güçteki payı, 2019 yılında %49,1 seviyesine yükselmiştir. Bu yükselişte YEKDEM'in belirleyici bir rol oynadığı değerlendirilmektedir. 2019 yılı sonunda toplam 44,8 GW'a ulaşan yenilenebilir üretim tesislerinin %63,7'si hidroelektrik santrallerden (HES), %17'si RES'lerden ve %13,4'ü GES'lerden oluşmuştur.

2020 yılı ilk dokuz ay verileri incelendiğinde ise, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üreten santrallerin kurulu güçteki payının %50,4'e yükseldiği görülmektedir. Bu yükselişte 2020 yılı içerisinde devreye giren büyük kapasiteli HES'ler önemli rol oynamıştır. Covid-19 pandemisi nedeniyle yurtdışı menşeli ekipman tedarikinde zorluk yaşayan RES ve GES'lerin ilk dokuz ayda kurulu güç artışına katkısı sadece 0,9 GW olmuştur.

2018 yılı sonunda özel şirketlere ait elektrik santrallerinin kurulu gücünün toplam kurulu güçteki payı %79,1 iken EÜAŞ'a ait santrallerin payı %20,9 olmuştur. 2019 yılında EÜAŞ santrallerinin oranı %21,5'e çıkmıştır. 2020 yılı Eylül ayı itibarıyla ise özel şirketlere ait elektrik santrallerinin kurulu gücünün toplam kurulu güçteki payı %77,7 iken,

EÜAŞ santrallerinin payı %22,3 olmuştur. Son iki yılda EÜAŞ'ın payının atmasındaki en önemli neden, yap-işlet-devret ve işletme-hakkı-devri santrallerinin sözleşmelerinin tamamlanması ve bu tesislerin EÜAŞ bünyesine geçmesidir. Eylül ayı itibarıyla toplam kurulu güç içindeki serbest üretim şirketlerinin payı %67,4 ve lisanssız santrallerin payı %7,1 olarak gerçekleşmiştir.

Grafik 4: Kaynak Bazında Türkiye Kurulu Güç Gelişimi ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Payı



Kaynak: TEİAŞ, TSKB

2019-2023 yılları arası hedefleri içeren On Birinci Kalkınma Planı'na göre, 2023 yılı itibarıyla Türkiye'nin toplam kurulu gücünün 109,5 GW'a erişeceği öngörülmektedir.

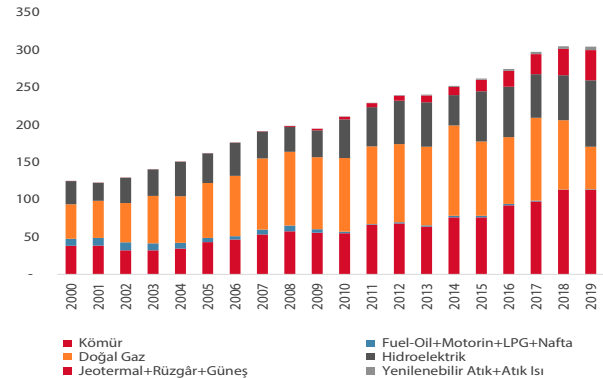
1.1.4. Üretim Analizi

Yıllık elektrik talebi değişikliklerine paralel olarak üretim de 2001, 2009 ve 2019 yıllarında bir azalma göstermiş ve elektrik talebine paralel bir seyir izlemiştir. 1980'li yılların başından itibaren hızla artan elektrik ihtiyacının karşılanması amacı doğrultusunda önemli yatırımlar gerçekleştirilmiş, bu sayede Türkiye'nin toplam brüt elektrik üretiminde kayda değer bir artış meydana gelmiştir. 2001 ve 2009 yıllarında %1,8'lik bir daralma gösteren brüt elektrik üretiminde 2019 yılında %0,2'lik bir azalma gerçekleşmiştir. 2018 yılında 304,8 TWh (milyar kWh) olan brüt elektrik tüketimi 2019 yılı sonu itibarıyla 304,3 TWh seviyesine gerilemiştir.

2020 yılında Covid-19 pandemisi nedeniyle Mart-Haziran döneminde elektrik talebinin azalmasının etkisiyle Türkiye brüt elektrik üretiminde de bir azalma meydana gelmiştir. Mart ayında bir önceki

yılın aynı dönemine göre %0,6 azalan brüt elektrik üretimi, yıllık olarak Nisan ayında %14,6, Mayıs ayında %16,5 ve Haziran ayında %2,6 gerileme kaydetmiştir.

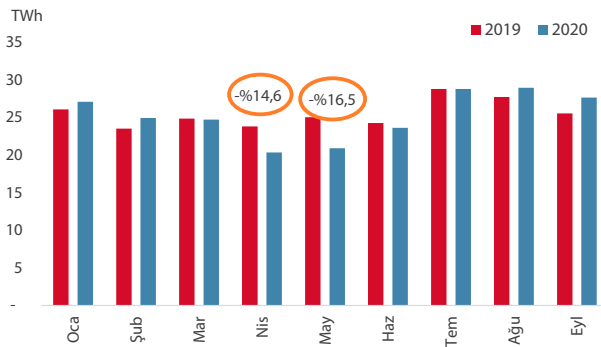
Grafik 5: Birincil Kaynak Bazında Brüt Elektrik Üretimi (TWh)



Kaynak: TEİAŞ, EPDK, TSKB

Eylül ayı sonu itibarıyla toplam brüt elektrik üretimi 226,9 TWh olarak gerçekleşmiş ve bir önceki yılın aynı dönemine göre %1,1'lik bir azalma göstermiştir. Türkiye toplam kurulu gücündeki yakıt kırılımı ve bu yakıtlara ait üretim kapasiteleri incelendiğinde, Türkiye'de 2019 yılı sonu itibarıyla yaklaşık 489 TWh'lık yıllık proje üretim kapasitesi olduğu görülmektedir. Bu projelere ait güvenilir üretim kapasitesi çerçevesinde 413 TWh'lık bir üretim potansiyeli olduğu tahmin edilmektedir. 2020 yılı ilk dokuz ayı sonu itibarıyla yaklaşık 227 TWh elektrik üretildiği göz önünde bulundurulduğunda, Türkiye'de bir arz fazlası olduğunu ve elektrik talep artışının sınırlı kalması durumunda eklenecek her yeni kapasitenin arz fazlasını artıracaklarını söylemek mümkündür.

Grafik 6: Aylık Brüt Elektrik Üretimi Görünümü (TWh)

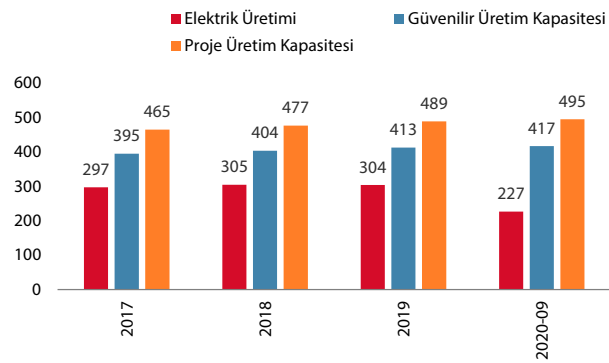


Kaynak: TEİAŞ, TSKB

Covid-19 salgını sebebiyle brüt elektrik üretimi düşerken yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin payının toplam %46,5'e yükseldiği görülmektedir. Bu nedenle, Covid-19 pandemisi sürecinde yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üreten santrallerin konumunu koruduğu ve güçlendirdiği değerlendirilmektedir. 2020 yılı ilk dokuz ayının bir özelliği de hidroelektrik santrallerin brüt elektrik üretimindeki payının %29'un üzerinde olmasıdır. 2010 yılının sonunda devreye giren ilk lisanssız elektrik üretim yönetmeliği, 500 kW üst sınırında ve ilişkili tüketim tesisinin tüketim veya gücünden bağımsız olarak lisanssız santrallerin kurulup işletilmesine imkân sağlıyordu. 2013 yılının Mart ayında üst sınır 1 megavata (MW) çıkarılmıştır. 2016 yılından itibaren işletmeye giren lisanssız santrallerin toplam kurulu gücü 2020 yılı Eylül ayı itibarıyla 6.636,3 MW'a ulaşmıştır. Bu santrallerin büyük bir kısmı GES'lerden oluşurken toplam üretime katkıları aylık olarak değişiklik göstermiştir.

2018 yılında toplam brüt elektrik üretimine %3'lük katkı sağlayan lisanssız santraller, brüt elektrik üretimi içindeki paylarını 2019 yılında %3,5'e ve 2020 yılı ilk dokuz ayında %4,0'e çıkarmışlardır. 2019 yılında GES'lerin toplam lisanssız santraller arasındaki üretim payı %86 civarında iken, 2020 yılı ilk dokuz ayında bu pay %97 seviyelerine yükselmiştir.

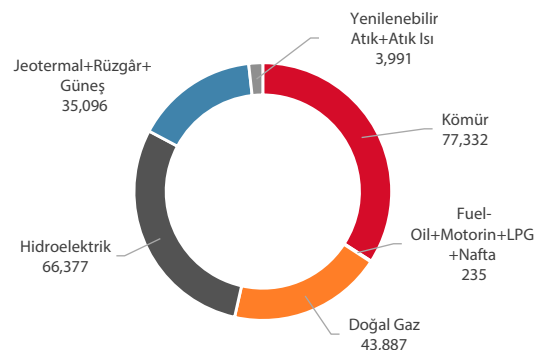
Grafik 7: Üretim Kapasitesi ve Gerçekleşen Üretim (TWh)



Kaynak: TEİAŞ, https://www.mmo.org.tr/sites/default/files/EnerjiGorunumu2018_1.pdf, TSKB

2019 yılı Mayıs ayında Cumhurbaşkanlığı Kararı ile lisanssız faaliyet yapabilecek yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinin kurulu güç üst sınırı 1 MW'tan 5 MW'a çıkarılmıştır. Karar kapsamında kurulu gücün tüketim tesisinin bağlantı anlaşması sözleşme gücü ile sınırlı olması ve üretim ve tüketimin aynı ölçüm noktasında bulunması esası benimsenmiştir. Karar ile birlikte kurulan çatı ve cephe uygulamalı güneş ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesislerinde üretilen ihtiyaç fazlası elektrik için EPDK tarafından ilan edilen kendi abone grubuna ait perakende tek zamanlı aktif enerji bedelinin, tesisin işletmeye girişi tarihinden itibaren 10 yıl süreyle uygulanması kararlaştırılmıştır.

Grafik 8: 2020 Yılı İlk Dokuz Ay Birincil Kaynak Bazında Brüt Elektrik Üretimi (GWh)



Kaynak: TEİAŞ, TSKB

1.1.5. Teşvikler



Türkiye’de elektrik sektörünün gelişimi sürecinde, elektrik arz güvenliğinin sağlanması ve yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin artırılması hedefleri kapsamında hem kısmen fosil yakıtlara hem de yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik teşvik mekanizmaları geliştirilmiş ve devreye alınmıştır. Bu mekanizmalar arasında kapasite mekanizması ile yenilenebilir enerji kaynakları için YEKDEM ve YEKA bulunmaktadır.

YEKDEM, Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanılmasına İlişkin Kanun (YEK) çerçevesinde rüzgâr, güneş, jeotermal, biyokütle, dalga, akıntı, gel-git ile kanal veya nehir veya rezervuar alanı on beş kilometrekarenin altında olan hidroelektrik santrallerinin faydalandığı satın alım garantisidir. YEKA ise kamu ve hazine arazilerinde elektrik enerjisi üretimine uygun yenilenebilir enerji kaynak alanlarının belirlenmesi, derecelendirilmesi, korunması ve kullanılmasına ilişkin bir sistemdir ve asıl amacı yerli ekipman üretiminin desteklenmesidir. YEKDEM ve YEKA, Yenilenebilir Enerji ve Enerji Verimliliği Bölümü’nde detaylı bir şekilde anlatılacaktır.

Kapasite Mekanizması

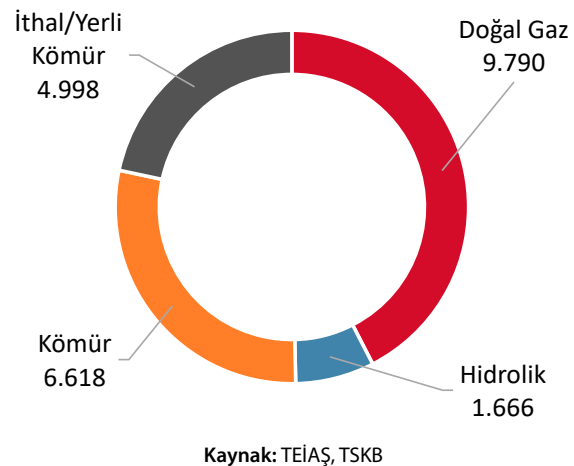
Doğal gaz ve yerli kömür santralleri için 20 Ocak 2018 tarihinde Resmî Gazete’de yayımlanan kapasite mekanizması da arz ve sistem güvenliği için gerekli teşvik mekanizması olarak göze çarpmaktadır.

Santrallerin sabit ve değişken maliyetleri ile piyasa takas fiyatındaki (PTF) ilişki ile hesaplanan bu teşvikten doğal gaz santralleri, yerli kömür santralleri ve ithal kömür santralleri (kullandıkları yerli kömür oranı ile orantılı olarak) faydalanmaktadır. 2018 yılında 1 milyar 407 milyon lira tutarında olan kapasite mekanizması teşvikinden toplam 20.912 MW kurulu güce sahip 28 adet termik santral yararlanmıştır.

2018 yılı Kasım ayında yapılan değişiklik ile belirtilen şartları yerine getiren hidroelektrik santraller de kapasite mekanizmasından faydalanmaya başlamıştır. Bu değişiklik ile birlikte toplam santral sayısı 43’e ve toplam kurulu güç 24.137 MW’a yükselmiştir. 2019 yılında kapasite mekanizmasında dağıtılan tutar 2 milyar lira olarak belirlenmiştir.

2020 yılında ise kapasite mekanizmasında dağıtılacak toplam tutar 2,2 milyar liraya yükseltilmiştir. 2020 yılında kapasite mekanizmasından faydalanmakta olan santrallerden 9.790 MW’lık kısmı doğal gaz, 11.616 MW’lık kısmı kömür ve 1.666 MW’lık kısmı hidrolik kaynaklardan elektrik üretmektedir. Kapasite mekanizmasından faydalanmak için, doğal gaz santrallerinde verimliliğin %50’nin üstünde olması, ayrıca başvuruların alındığı son tarihten geriye doğru 12 aylık dönemde ağırlıklı ortalama kapasite kullanım oranının yerli kaynaklara dayalı olanlarda %10’un, diğerlerinde %15’in altında olmaması şartları aranmaktadır.

Grafik 9: 2020 Yılı Kapasite Mekanizması Kaynaklarına Göre Kurulu Güç Dağılımı (MW)

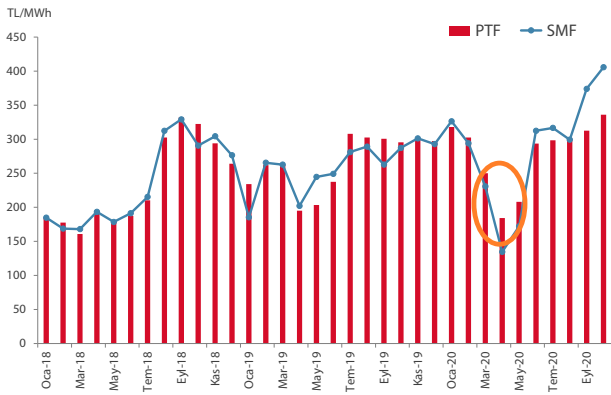


1.1.6. Fiyat Analizi

Türkiye’de elektrik fiyatı her bir saat için bir arz eğrisi, artan sırada listelenen ve tek bir teklifte birleştirilen fiyat-miktar çiftleri tarafından formüle edilmektedir. Talep eğrisi de aynı şekilde formüle edildikten sonra arz-talep eğrilerinin kesişim noktası ilgili saatin PTF’sini belirlemektedir. Dengeleme piyasasının fiyatı, sistemde bir enerji açığı veya enerji fazlası olup olmamasına bağlıdır. Sistemde bir enerji açığı varsa, sistemdeki azami saatlik teklif fiyatı sistem marjinal fiyatı (SMF) olarak alınmaktadır. Bir fazlalık olduğunda, kabul edilen minimum teklif fiyatı SMF olarak kabul edilmektedir. Elektrik fiyatları santral emre amadeliğine, iklim şartlarına, ekonomik ve jeopolitik etkenlere bağlı olsa da emtia fiyatlarının değişimine hemen tepki göstermektedir. 2018 yılının ilk yedi ayında megavatsaat (MWh) başına ortalama 185 TL civarında olan ağırlıklı ortalama PTF, Ağustos ayında elektrik üreten doğal gaz santrallerinin hammaddesi olan doğal gazla Boru Hatları ile Petrol

Taşıma A.Ş. (BOTAŞ) tarafından yapılan zam ile birlikte yükselmiş ve 250-300 TL/MWh seviyelerinde seyretmeye başlamıştır. 2019 yılı Nisan ve Mayıs aylarında HES’lerden üretilen elektrik miktarındaki artış ile elektrik tüketimindeki azalma nedeniyle, ağırlıklı ortalama PTF 200 TL/MWh seviyesine gerilese de 2019 yılı Temmuz ayından sonra ortalama 300 TL/MWh’a çıkmıştır. 2020 yılı Mart ayında Covid-19 pandemisi kaynaklı elektrik talebinde ve emtia fiyatlarında meydana gelen kayda değer azalmalar nedeniyle ağırlıklı ortalama PTF Mart ayında 250 TL/MWh’e ve Nisan ayında 184 TL/MWh’e gerilemiştir. Mayıs ayında 208 TL/MWh ortalama seviyeye yükselen elektrik fiyatları, normalleşme adımlarının başlaması ve hava sıcaklıklarının artması ile Haziran ayında 300 TL/MWh’a yükselmiştir.

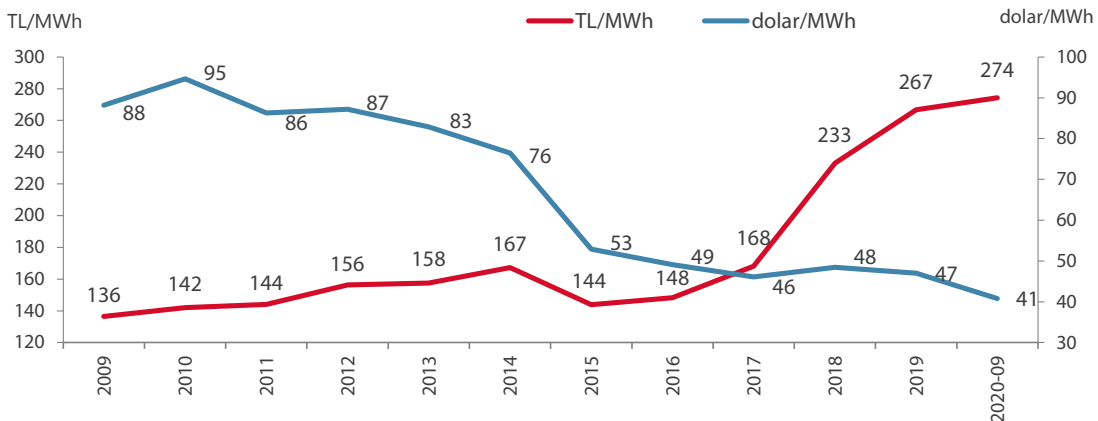
Grafik 10: Aylık Ağırlıklı Ortalama PTF/SMF (TL/MWh)



Kaynak: EPIAŞ, Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası (TCMB), TSKB

2000’li yılların sonunda ortalama 136 TL/MWh seviyelerinde olan ağırlıklı ortalama PTF, 2015 yılına kadar kademeli olarak artış göstermiş ve 2015 yılında ortalama 144 TL/MWh seviyesine gerilemiştir. 2015 yılından sonra yine yükseliş trendini yakalayan elektrik fiyatları, 2018 yılında kayda değer bir sıçrama göstererek ortalama 233 TL/MWh seviyesinde gerçekleşmiştir. 2019 yılı ortalaması 267 TL/MWh olan PTF 2020 yılının dokuzuncu ayında 274 TL/MWh seviyesine yükselmiştir. Ancak dolar cinsinden değerlendirildiğinde tablo biraz farklılaşmaktadır: 2010 yılında ortalama 95 dolar/MWh seviyelerine tırmanan ağırlıklı ortalama PTF, 2010 yılından sonra kademeli olarak gerilemiş ve 2019 yılında 47 dolar/MWh ve 2020 yılı Eylül ayı itibarıyla 41 dolar/MWh seviyelerinde gerçekleşmiştir.

Grafik 11: Yıllık Ağırlıklı Ortalama PTF Gelişimi



Kaynak: EPIAŞ, TCMB, TSKB



1.2. Doğal Gaz Sektörü Görünümü

Türkiye doğal gaz tüketimi; nüfus, sanayileşme ve kentleşme ile doğru orantılı, hava sıcaklığı ile ters orantılı bir şekilde büyümektedir. Türkiye sınırlı yer altı zenginliği sebebiyle petrolde olduğu gibi doğal gazda da net ithalatçı konumundadır. Yıllar itibarıyla doğal gaz üretimi, tüketimin %2'si seviyesinin altında gerçekleşmektedir. Türkiye'nin doğal gazda ithalata bağımlılık oranı %99'un üzerinde olup, gaz ithalatının ülkenin dış ticaret açığında önemli bir yeri bulunmaktadır.

Doğal gaz, küresel birincil enerji tüketiminde, petrolün ve kömürün ardından 3. sırada yer alırken ülkemizde toplam nihai enerji tüketiminde doğal gaz; petrolün ardından 2. sırada yer almaktadır. Ülkemizde, küresel ölçekte yapılan enerji tüketim tahminlerine paralel biçimde kısa-orta vadede

doğal gazın tüketimi artış gösterecek tek fosil yakıt olması beklenmektedir. Son dönemde yapılan araştırmalar ile hidrojenin doğal gaz dağıtım şebekesine entegrasyonu değerlendirilmektedir. Hidrojen teknolojileri ile karbon ayak izinin azaltılması hedeflenirken, ayrıca doğal gaz ithalatının azaltılacağı beklenmektedir.

Türkiye doğal gaz dağıtımında son yıllarda önemli bir atılım göstermiştir. 2001 yılı öncesinde sadece 6 ilde doğal gaz dağıtımı yapılabiliyorken 2019 yılı itibarıyla doğal gazın Artvin, Şırnak ve Hakkâri'ye ulaştırılması ile doğal gaz ulaşmayan il kalmamıştır. Doğal gaz dağıtım firmalarının yatırımları ile 2010 yılında yaklaşık 1 milyon olan doğal gaz hizmeti götürülen toplam abone sayısı Temmuz 2020 döneminde 16,3 milyona yükselmiştir.

1.2.1. Türkiye’de Doğal Gaz Rezerv ve Üretimi

Akdeniz ve Karadeniz’de açıklanan ve olası rezervler hariç, Türkiye yaklaşık 18,5 bcm doğal gaz rezervi ve düşük üretimi ile yıllık tüketiminin %1’ini bile karşılayamamaktadır. Doğal gaz üretimi, 2008 yılında gerçekleşen 969 bcm seviyesini sonraki dönemlerde yakalayamamış, 2008 sonrasında 2011, 2018 ve 2019 yılları dışında azalma eğiliminde olmuştur. Türkiye doğal gaz üretim miktarı 2019 yılında bir önceki yıla göre yaklaşık %11 artarak 474 bcm seviyesinde gerçekleşmiştir.

Cumhurbaşkanı Recep Tayyip Erdoğan tarafından 21 Ağustos 2020’de yapılan açıklamaya göre,

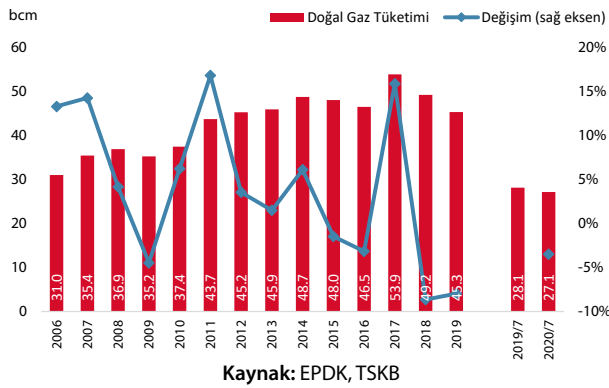
Karadeniz’de derin deniz sondajını gerçekleştiren Fatih sondaj gemisi, Sakarya Gaz Sahası’nda (Tuna-1 Bölgesi) 320 bcm doğal gaz rezervi keşfetmiştir. 17 Ekim 2020 tarihinde ise yine Tuna-1 Bölgesi’nde 85 bcm daha doğal gaz rezervi bulunduğu, böylece bulunan doğal gaz rezervinin 320’den 405 bcm yükseldiği açıklanmıştır. Söz konusu kuyudaki çalışma ise önceden planlandığı şekilde 4.775 metreye ulaşılmasının ardından sona erdirilmiştir. Son dönemde gündeme gelen keşifler ve devam eden sismik ve derin sondaj çalışmaları, önümüzdeki dönemde Türkiye’nin doğal gaz üretiminde artış olabileceğine işaret etmektedir.

1.2.2. Türkiye’de Doğal Gaz Tüketimi

Doğal gaz tüketimi, 2017 yılında 53,9 bcm ile Türkiye tarihinin en yüksek seviyesini gördükten sonra 2018 ve 2019 yıllarında gerileme kaydetmiştir. Doğal gaz tüketimi 2018 yılında %8,6, 2019 yılında ise %8 azalış ile sırasıyla 49,2 bcm ve 45,3 bcm olarak gerçekleşmiştir. 2020 yılı ilk yedi ayı bir önceki yılın aynı dönemine göre kıyaslandığında ise doğal gaz tüketiminde düşüş trendinin sürdüğü izlenmektedir. Söz konusu düşüş trendinde Covid-19 salgınının, doğal gazdan elektrik üretimi yapan santrallerin üretimindeki değişimlerin ve sıcaklıkların etkili olduğu değerlendirilmektedir.

2019 yılında, artan abone sayısı konutlardaki doğal gaz tüketimini desteklerken, dönüşüm ve çevrim sektörlerinin (elektrik ve ısı santralleri) doğal gaz tüketiminde %40'lara varan düşüş yaşanması, söz konusu dönemde tüketimdeki gerilemenin ana nedeni olmuştur. Dönüşüm ve çevrim sektörleri 2017 ve 2018 yıllarında sırasıyla 20,5 ve 18,2 bcm doğal gaz tüketirken, 2019 yılında söz konusu miktar 11,3 bcm olarak gerçekleşmiştir. Ağırlıklı petrol rafinerilerinde olmak üzere enerji sektöründeki tüketim 1,8 bcm, sanayi sektöründeki tüketim ise 2018 yılına göre %4 artarak 12,4 bcm’e yakın bir miktarda olmuştur.

Grafik 12: Doğal Gaz Tüketimi ve Değişimi



Konutlarda tüketilen doğal gaz ise 14,4 bcm olarak gerçekleşerek bir önceki yıla göre %14 artış göstermiştir.

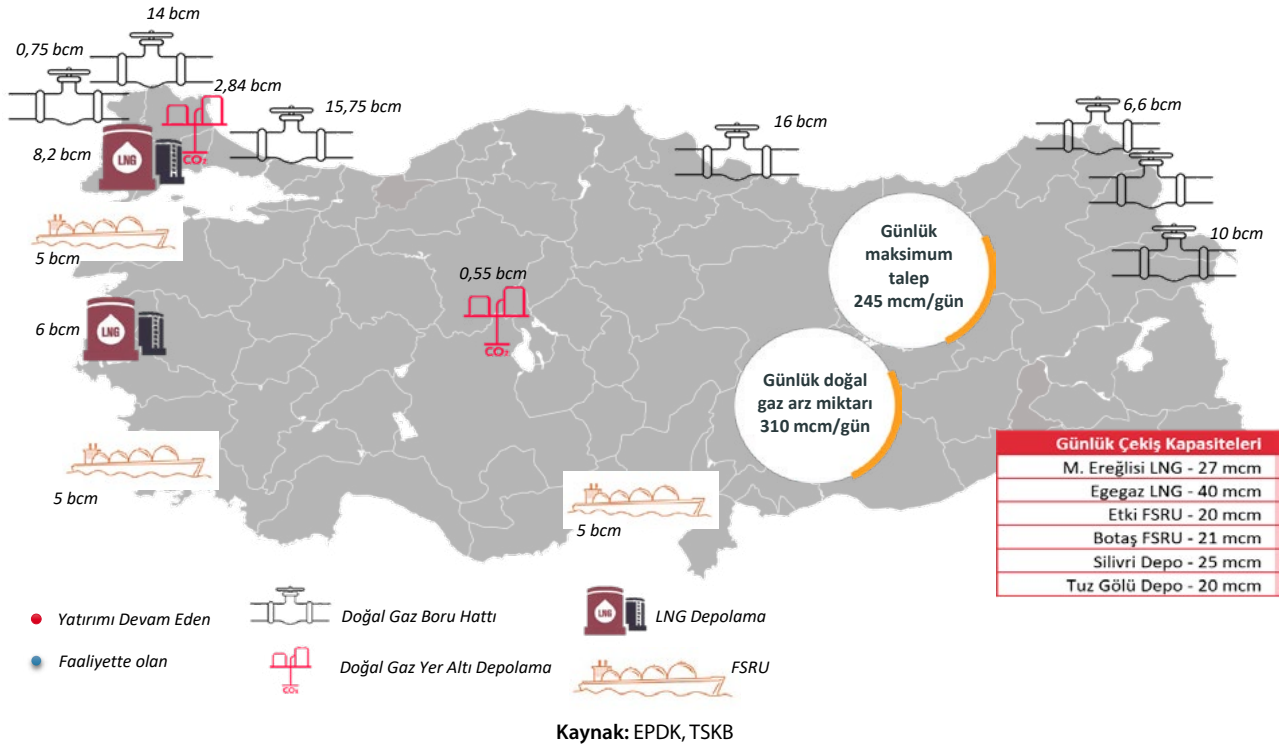
Pandeminin etkili olduğu 2020 yılının ilk yedi aylık döneminde ise doğal gaz tüketimi önceki yılın aynı dönemine kıyasla %3,5 gerilemiştir. Söz konusu gerilemede ağırlıklı pandemi kaynaklı olarak hizmet sektörü, petrol rafinerileri, kimya sektörü ve dönüşüm ve çevrim sektörlerindeki talep azalması etkili olurken, konutlardaki doğal gaz tüketimi ise artış göstermiştir.

1.2.3. Türkiye’de Doğal Gaz Ticareti

Yurt içi doğal gaz üretiminin talebi karşılayamaması nedeniyle Türkiye, doğal gaz tüketiminin tamamına yakını ithalat yoluyla karşılamak zorunda kalmıştır. 2019 yılında 45,2 bcm ithalat yapılmış olup ithalat miktarı bir önceki yıla göre talepteki gerilemenin etkisiyle %9 azalmıştır. 2020 yılı ilk yedi ayında ise, 25,6 bcm ithalat yapılırken, 2017 ve 2018 yılları aynı dönemlerine kıyasla ithalat sırasıyla yaklaşık %14 ve %4 gerilemiştir. Yunanistan ve Bulgaristan’a yapılan ihracat ise 2018 yılına göre %13,3 artarak 763 bcm olarak gerçekleşmiştir.

Doğal gaz arz güvenliğinin sağlanması anlamında oldukça önemli bir rolü olan yeraltı depolama faaliyetleri özellikle son yıllarda ciddi gelişmeler göstermiş ve yaklaşık 3,4 bcm’lik depolama kapasitesine ulaşılmıştır. Ayrıca, sıvılaştırılmış doğal gazın (LNG) depolanması, gazlaştırılması ve iletim hattına gönderilmesi üzerine kurulan ve faaliyette olan dört adet LNG terminali bulunmaktadır. Bunlar; Marmara Ereğlisi LNG Terminali (1994-BOTAŞ), Ege Gaz A.Ş. LNG Terminali (2006-Ege Gaz), Etki Liman LNG tesisi (2016-Etki Liman) ve 2017 yılında devreye giren BOTAŞ Dörtüyl Yüzer Depolama ve Yeniden Gazlaştırma Ünitesi’dir (FSRU). Söz konusu tesislere ek olarak, 2020 yılı sonunda Türkiye’de olması beklenen 170 bin m³ LNG (yaklaşık 0,102 bcm’lik doğal gaz) depolama kapasitesine sahip Ertuğrul Gazi FSRU gemisi de BOTAŞ filosuna eklenmiştir. FSRU sayısında, LNG depolama tesislerinde ve yer altı depolamalarında sağlanan artışla birlikte kısa ve orta dönem arz güvenliği sağlanması konusunda büyük gelişme kaydedilmiştir.

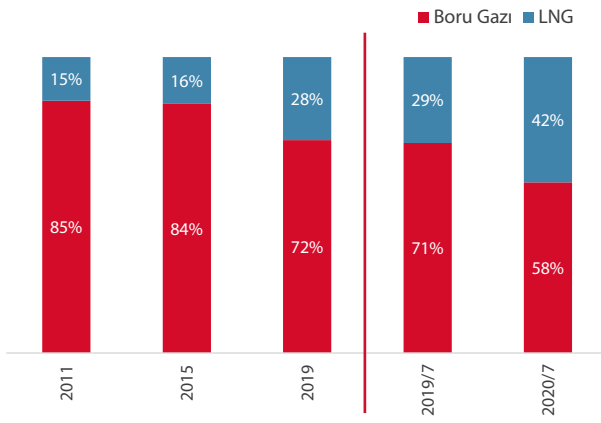
Şekil 2: Türkiye Doğal Gaz Giriş-Çıkış Noktaları



EPDK verilerine göre, Türkiye doğal gaz ithalat miktarlarında LNG’nin payı her geçen yıl büyümekte olup 2019 yılında yaklaşık %13 artarak 12,7 bcm seviyesine yükselmiştir. 2020 yılı ilk yedi ayında ise LNG’nin payı 2018 yılı aynı döneminin %41 üzerinde ve 2017 tam yıl LNG ithalat miktarının üzerinde gerçekleşmiştir. 2019 yılında %29 seviyesine yükselen LNG’nin Türkiye doğal gaz ithalatındaki payının 2020 ilk yedi ayında %40 seviyesinin üzerinde gerçekleştiği izlenmektedir. 2018 yılı gibi doğal gaz tüketiminin önemli derecede azaldığı 2019 yılında da LNG ithalatının artmış olması LNG’nin gelecekte dünya ve Türkiye ticaretinde önemli bir rol üstleneceğini açık biçimde göstermektedir.

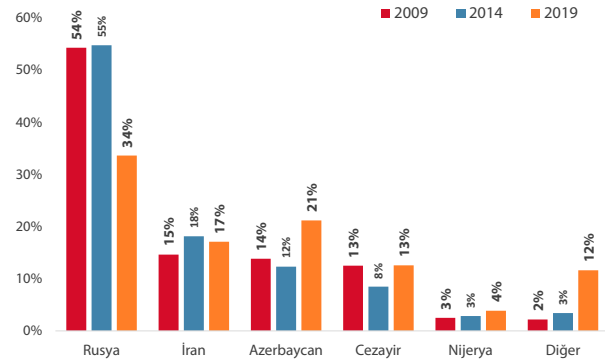
2010-2018 yılları arasında ortalama %54 seviyesinde gerçekleşen Rusya'nın doğal gaz ithalatındaki payının, 2013 yılında %58 seviyesini gördükten sonra gerilediği izlenmektedir. Türkiye'nin doğal gaz ithalatında Rusya'nın payı, son dönemde yapılan kaynak çeşitlendirme çalışmaları ve Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı (TANAP) gibi boru hatları projelerinin tamamlanması ile 2019 yılında %34'e kadar düşmüştür. 2018 ve 2019 yıllarında Türkiye toplam doğal gaz tüketimi azalmış, en çok Rusya ve İran'dan alınan gaz miktarlarında düşüş yaşanmıştır. Azerbaycan ve LNG ticareti yapılan ülkelerin hem toplam arz içindeki payları hem de arz ettikleri gaz miktarları büyümüştür.

Grafik 13: Türkiye'nin Doğal Gaz İthalatında Boru Gazı ve LNG Payının Gelişimi (%)



Kaynak: EPDK, TSKB

Grafik 14: Türkiye'nin Doğal Gaz İthalatında Ülke Payları Değişimi (%)



Kaynak: EPDK, TSKB

Azerbaycan 2019 yılında 9,6 bcm gaz sağlamış ve Türkiye'ye bugüne kadarki en yüksek ihracatı gerçekleştirmiştir. Söz konusu seyir 2020 yılı ilk yedi ayında da izlenmekte olup Azerbaycan'ın payı %23 ile ilk sıraya çıkmıştır (2019/7: %18). Aynı dönemde, geçen yılın aynı dönemine kıyasla Rusya ve İran'dan yapılan doğal gaz alım miktarı ve söz konusu ülkelerin toplam ithalat içindeki payı gerilemiştir. 2019 yılında LNG ithalatında ise BOTAŞ'ın sözleşmeleri kapsamında Nijerya ve Cezayir'den alımlar önceki yılın %20 üzerinde ve 7,4 bcm seviyesinde gerçekleşmiştir. Spot LNG ithalatında bir önceki yıla göre %4 artış yaşanarak 5,3 bcm seviyesine gelinmiştir. Spot LNG ithalat miktarının yaklaşık 2,5 bcm'lik kısmı Katar'dan sağlanmıştır.

1.2.4. Türkiye'de Doğal Gaz Fiyatları

Türkiye'de doğal gaz fiyatları BOTAŞ'ın uzun dönemli sözleşmelerindeki fiyatlara ve döviz kuru hareketlerine paralel olarak hesaplanmaktadır. Geçmişte serbest bir doğal gaz piyasası olmaması nedeniyle BOTAŞ'ın serbest tüketici ve dağıtım firmalarına uyguladığı tarifeler, toptan satış aşında referans fiyat olarak değerlendirilmekteydi.

2014 yılından itibaren dünya genelinde gerileyen gaz fiyatları, artan yurtiçi rekabet ve İran'a yönelik tahkim davasının Türkiye lehine sonuçlanmasıyla yaşanan fiyat indirimi, Türkiye'yi Avrupa'daki en uygun perakende fiyatlarını sunan ülkelerden birisi haline getirmiştir.

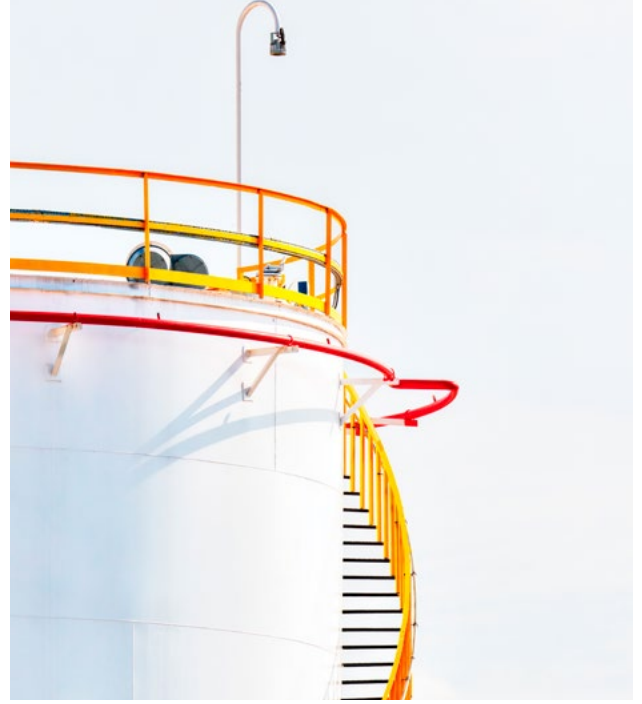


Bununla birlikte, 2018 yılının ikinci yarısında TL cinsinden doğal gaz fiyatlarında bir artış eğilimi ortaya çıkmış, sonraki dönemde ise özellikle elektrik amaçlı kullanımdaki doğal gaz fiyatlarında daha stabil bir fiyat gelişimi izlenmiştir. Elektrik üretimi dışındaki doğal gaz fiyatları ise, 2019 yılında yapılan fiyat artışının dışında sabit seyrini korumuştur.

2019 yılından 2020 yılı ilk yarısına kadar doğal gaz maliyetleri önemli bir değişiklik göstermezken, PTF'deki gerileme doğal gaz santrallerinin spark spread'lerini¹ de düşürmüştür. Düşük seyreden spark spread, doğal gaz santralleri için düşük kârlılık anlamına gelmektedir. Temmuz ayında BOTAŞ tarafından doğal gazdan elektrik üretimi yapan santraller için kullanılacak doğal gaz tarifelerinde yapılan indirim spark spread'i pozitif etkilemiştir.

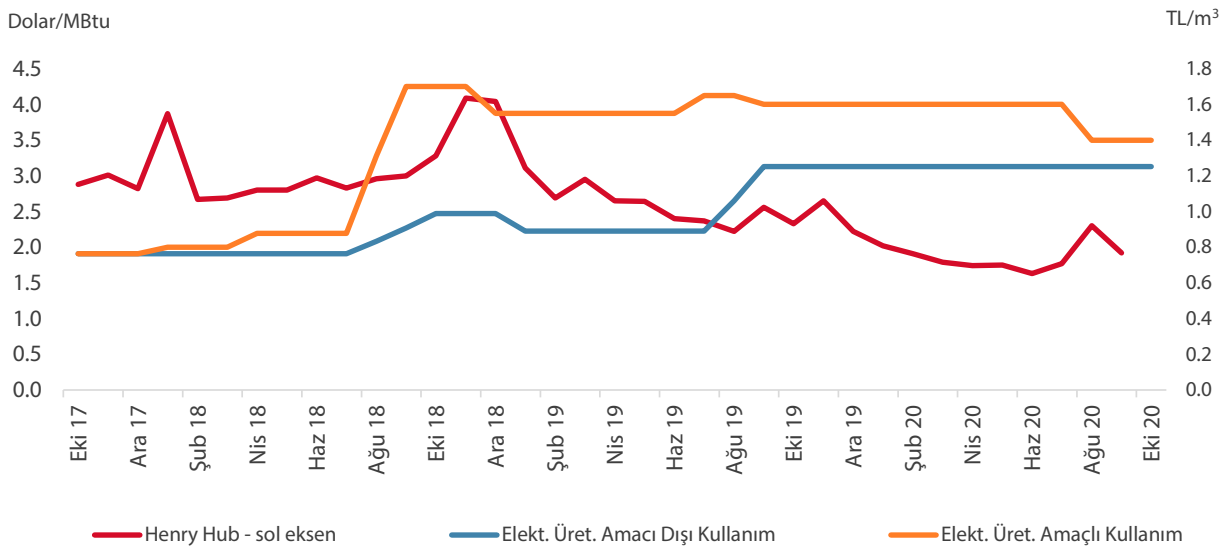
Mevcut durumda toplamda yıllık 59,9 bcm seviyesindeki doğal gaz ithalat anlaşmalarının %88'ine denk gelen 52,6 bcm'lik dilim uzun dönem boru hattı alım sözleşmelerinden oluşurken, geriye kalan kısım LNG sözleşmelerinden oluşmaktadır. Söz konusu anlaşmaların yanı sıra, spot LNG ithalatı da gerçekleştirilmektedir.

Türkiye, son dönemde arz güvenliğini artırmak ve kaynak çeşitliliğini sağlamak için gerçekleştirilen TANAP, FSRU gibi altyapı yatırımları ile en yakını 2021



yılında Rusya, Cezayir ve Katar ile bitecek doğal gaz alım sözleşmelerinde elini güçlendirmiştir. Özellikle küresel anlamda LNG ticaretinin farklı paydaşlar etkinliğinde yaygınlaşması, uzun vadeli kontratların önümüzdeki dönemdeki çekiciliğini azaltmaktadır. Türkiye'nin söz konusu yatırımları ile doğal gazı hem daha ucuz hem de daha kısa vadeli sözleşmeler ile tedarik etme imkânı artmıştır.

Grafik 15: Doğal Gaz Fiyatları Gelişimi



Kaynak: EIA, TCMB, TSKB

¹ Birim elektrik satış fiyatı ile birim elektrik üretimi için kullanılan doğal gaz maliyeti arasındaki farkı ifade etmektedir.

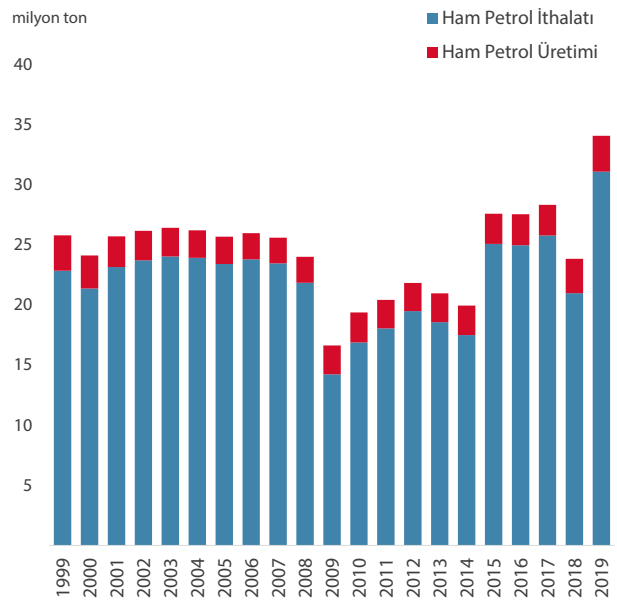


1.3. Petrol Sektörü Görünümü

Petrol, Türkiye'nin hem enerji ürünleri arzı hem de nihai enerji tüketiminde önemli bir yer tutmaktadır. Türkiye enerji ürünleri arzının ortalama %30'u, nihai enerji tüketiminin ise ortalama %35'i petrol ve petrol ürünlerinden oluşmaktadır. Yıllar içerisinde Türkiye'nin ham petrol üretimi artmıştır, ancak talep daha yüksek oranda büyüdüğü için üretimin talebi karşılama oranı düşük kalmaktadır.

Doğal kaynaklarının sınırlı olması nedeniyle Türkiye petrol ihtiyacının %90'dan fazlasını ithalat yoluyla karşılamaktadır. Bu durum dış ticaret açığındaki artışın önemli nedenlerinden biri olarak görülmektedir. Son dönemde özellikle Akdeniz ve Karadeniz'de petrol ve doğal gaz arama projeleri ivme kazanmıştır. Gelişen teknolojiler ve yeni keşif çalışmaları ile birlikte üretimde artış beklendiği devlet yetkililerince ifade edilmiştir. Türkiye'de petrol sektörü faaliyetleri geçmiş dönemlere kıyasla hız kazanmıştır.

Grafik 16: Ham Petrol İthalatı ve Üretimi (milyon ton)



Kaynak: Maden ve Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, TÜİK, TSKB

1.3.1. Türkiye’de Petrol Rezervi, Petrol Üretimi, Rafineriler ve Rafineri Ürünleri

2019 yılı Türkiye üretilebilir petrol rezervi, 360 milyon varil olarak kaydedilmiş olup rezervlerin ağırlıklı kısmı Türkiye’nin güneydoğusunda yer almaktadır. Türkiye’deki çoğu petrol sahaları yaşlı sahalardır ve kuyu verimleri giderek düşmektedir. Bu nedenle, yeni teknolojiler ve üretim verimini artırmaya yönelik uygulamalar büyük önem taşımaktadır. 2019 yılında ülke çapında 80 adet arama ve tespit kuyusu, 73 adet üretim kuyusu olmak üzere toplam 153 adet kuyu açılmıştır. Bu kuyulardan 4’ü Türkiye Petrolleri A.O. (TPAO) ortaklı olmak üzere, 97’si TPAO tarafından, 56’sı ise sektörde faaliyet gösteren diğer şirketler tarafından açılmıştır.²

2019’dan önceki üç yıla bakıldığında ham petrol üretiminin ortalama 2,5 milyon ton seviyesinde olduğu görülmektedir, 2019 yılında ise ham petrol üretimi yaklaşık 2,9 milyon ton olarak kaydedilmiştir. 2019 yılında ham petrol üretiminde 2018 yılına göre %4,7 artış gerçekleşmiş, 1999 yılı sonrası en yüksek ham petrol üretim değerine ulaşılmıştır. 2019 yılında Türkiye Petrol Rafineleri A.Ş. (TÜPRAŞ); İzmir, İzmit, Kırıkkale ve Batman’da bulunan dört petrol rafinerisi ile 27,2 milyon ton ham petrol işleyerek 28,1 milyon ton üretim gerçekleştirmiştir. TÜPRAŞ rafinerilerinde 2019 yılında 45 farklı ürünün üretimi gerçekleştirilmiştir.

Covid-19 salgınına bağlı olarak talepte meydana gelen daralmanın olumsuz etkilerini azaltmak amacıyla TÜPRAŞ’ın bazı tesislerinde üretime ara verilmiş ve 01 Temmuz itibarıyla normalleşme sürecine geçişin ardından kademeli olarak üretime başlanmıştır. 2019 yılının ilk altı ayında 14,3 milyon ton ham petrol işleyerek 13,7 milyon ton üretim

gerçekleştirmiş olan TÜPRAŞ, 2020 yılının ilk altı ayına ait verilere göre İzmir, İzmit, Kırıkkale ve Batman’da bulunan dört petrol rafinerisi ile 11,6 milyon ton ham petrol işleyerek 10,95 milyon ton üretim gerçekleştirmiştir.



Rafinaj kapasitesi yıllık 10 milyon ton olan STAR Rafineri ise 2018 yılı Ekim ayında devreye girmiştir. Rafineride 2019 yılında motorin, yüksek kükürlü motorin, yüksek kükürlü fuel-oil, jet yakıtı, nafta, petrokok, sıvı olmayan rafineri gazı ve LPG gibi petrol ürünlerinin üretimi gerçekleşmiştir. STAR Rafineri’nin faaliyetlerine başlamasının da etkisi ile 2019 yılında toplam rafineri üretimi 2018 yılına göre %39 artarak 34,7 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Yine STAR Rafineri’nin faaliyetlerine bağlı olarak 2019 yılında motorin türleri ithalatı %21, havacılık yakıtları ithalatı %26, diğer petrol ürünlerinin ithalatı %36 azalmış, yalnızca fuel-oil türleri ithalatı %0,6 oranında artmıştır. Toplam ihracat ise 2018 yılına göre %61 oranında artarak 14,3 milyon ton olarak gerçekleşmiştir.³

1.3.2. Türkiye’de Petrol Tüketimi

2017 yılına kadar artış trendi gösteren petrol ve petrol ürünleri tüketimi 2018 ve 2019 yıllarında azalmış, 2020 yılı Ocak-Temmuz döneminde de azalma eğilimini sürdürmüştür. Bu dönemde, Covid-19 salgını karşısında özellikle Nisan ayından itibaren alınan tedbirler doğrultusunda uygulanan seyahat kısıtlamalarına bağlı olarak havacılık yakıtları ve fuel-oil türlerinin tüketiminin belirgin ölçüde düşmesiyle toplam petrol tüketimi de azalmış görülmektedir.

² <http://tpao.gov.tr/file/2005/2019-tpao-sektor-raporu-3185ed3b4af5442c.pdf>

³ Petrol Piyasası 2019 Yılı Sektör Raporu

Sokağa çıkma kısıtlamaları ile 30 büyükşehirde kent içi hareketliliğin azalması, uçak seferlerinin durdurulması, şehirler arası otobüs yolculuklarının izne bağlanması, gümrük kapılarında uygulanan sınırlamalar, ülke içi ve dışı yük ve yolcu taşımacılığının minimuma inmesi gibi tedbirlerin gerek ham petrol gerekse beyaz ürün (benzin, motorin, jet yakıtı, vb.) talebini ne kadar düşürdüğünü görmek için ise sene sonu tüketim ve stok rakamlarının izlenmesi anlamlı olacaktır.

Tablo 2: 2019 Yılı Petrol Ürünleri Satış, İthalat ve İhracat Miktarları

Ürün Türü	2019 Yurtiçi Satışlar (Tüketim)			2019 Toplam Arz	2019 Toplam Talep
	Rafineri Satışları	Dağıtıcı Akaryakıt Satışları	Dağıtıcı ve İTLS İhrakiye Satışları	(Rafineri Üretimi + İthalat)	(Yurtiçi Satışlar + İhracat)
Benzin Türleri (ton)	2.664	2.395.763	914	5.287.868	5.371.831
Motorin Türleri (ton)	-	22.109.206	425.902	24.543.534	24.656.951
Fuel-Oil Türleri (ton)	76.829	271.611	-	912.728	933.951
Havacılık Yakıtları (ton)	151.525	-	1.024.531	6.319.094	6.232.949
Denizcilik Yakıtları (ton)	-	-	40.299	2.375.983	2.437.245
Toplam	231.018	24.776.580	1.491.646	39.439.207	39.632.927

Kaynak: EPDK, TSKB

Ocak-Temmuz 2020 dönemi toplam petrol ürünleri yurtiçi satış miktarları bir önceki yılın aynı dönemine göre %4,2 azalmış ve 15,6 milyon ton olarak gerçekleşmiştir.

Tablo 3: 2019 Ocak-Temmuz Dönemi Petrol Ürünleri Yurtiçi Satış Değerleri

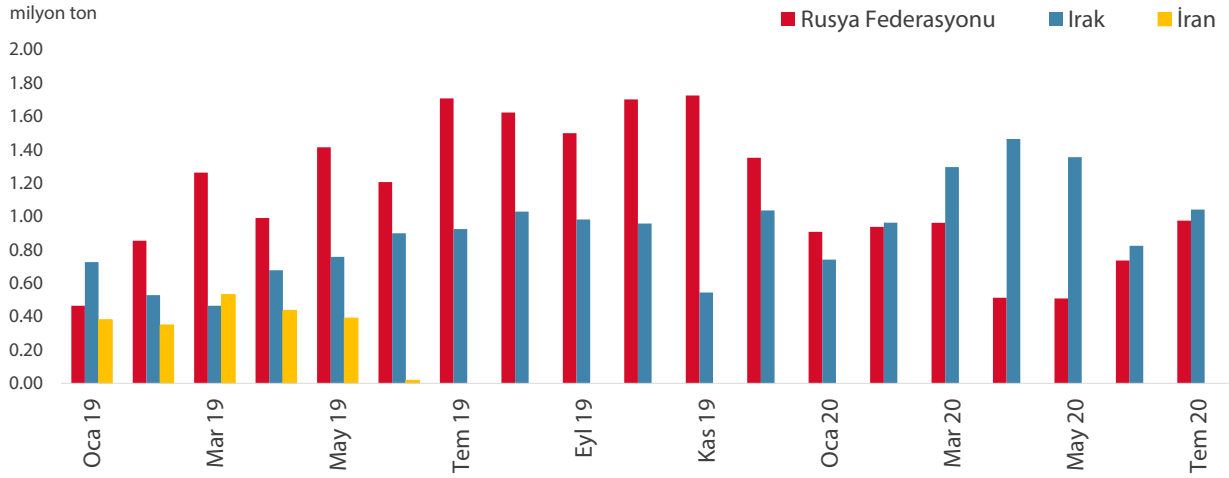
Ürün Türü	Yurt İçi Satış (Tüketim)	
	2019 Ocak-Temmuz Dönemi	2020 Ocak-Temmuz Dönemi
Benzin Türleri (ton)	1.366.762	1.275.760
Motorin Türleri (ton)	13.739.509	13.457.012
Fuel-Oil Türleri (ton)	238.974	168.441
Havacılık Yakıtları (ton)	699.375	400.930
Denizcilik Yakıtları (ton)	26.878	23.322
Gazyağı (ton)	1.360	1.394
Diğer Ürünler (ton)	173.892	233.572
Toplam	16.246.749	15.560.430

Kaynak: EPDK, TSKB

1.3.3. Türkiye’de Petrol Ürünleri Ticareti

ABD’nin İran yaptırımları nedeni ile 2018 yılında önceki dönemlere görece azalarak yaklaşık 21 milyon ton olarak gerçekleşen ham petrol ithalatı, 2019 yılında Rusya ve Irak’ın petrol ürünleri ithalatındaki paylarının artması ve Star Rafinerisi’nin de devreye girmesi ile birlikte 31 milyon tonun üzerine çıkmıştır. 2019 yılının son altı ayında ve 2020 yılının ilk 8 ayında İran’dan petrol ithalatı gerçekleştirilmemiştir. 2020 yılının ilk altı ayında gerçekleşen ham petrol ithalatında ise bir önceki yılın aynı dönemine göre anlamlı bir farklılık gözlenmemiş, 2020 Temmuz ayında gerçekleşen ham petrol ithalatı 2019 yılının Temmuz ayına göre %7,6 oranında artmıştır.

Grafik 17: İran, Rusya Federasyonu ve Irak'tan İthal Edilen Petrolün Aylık Değişimi (milyon ton)



Kaynak: EPDK, TSKB

Türkiye petrol ürünleri ihracatı 2019'un ikinci ayını takiben kademeli olarak azalmaya başlamıştır. 2019 Temmuz ayında 1.058.359 ton olarak gerçekleşen ihracat miktarı, 2020 Temmuz ayında %50 oranında azalarak 519.968 ton olmuştur. Bu azalmanın temel sebepleri arasında küresel Covid-19 salgınının yer aldığı düşünülmektedir.

2019 yılında gerçekleşen petrol ürünleri ihracatında TÜPRAŞ rafinerilerinin payı %47,2, STAR Rafineri'nin payı %9 olarak gerçekleşmiştir.

1.3.4. Petrol Fiyatı Gelişimi

2016 yılında 30 dolar seviyelerini gören petrol fiyatları, 2017 yılında 50-60 dolar seviyelerine yükselmiştir. 2018 yılının üçüncü çeyreğinde ise gösterge Brent petrolünün fiyatı 80 dolara doğru tırmanmış, Suudi Arabistan ile Rusya'nın üretim artırma hedeflerinin ve Amerika Birleşik Devletleri (ABD) petrol stoklarındaki artışların etkisiyle Kasım ayında tekrar 60 dolar seviyelerine gerilemiştir. Referans niteliğindeki Brent petrolünün 2019 yılı ortalama varil fiyatı 64 dolar seviyesindedir. 2020 yılı itibarıyla arz fazlalığı, doların değerindeki artış, hızla yayılan Covid-19 pandemisi ve zayıf ekonomik görünüm gibi nedenlerle dünyada zaten düşük olan petrol talebi daha da zayıflamış ve Brent petrol fiyatı 20 dolar seviyelerine kadar düşmüştür. Petrol fiyatlarındaki düşüş nedeniyle dünyanın halka açık en büyük 14 petrol şirketinin piyasa değeri 1 haftada toplam 495 milyar dolar azalmıştır.⁴ Bu gelişmeler doğrultusunda petrol üreticisi ülkeler günlük arzın %10 mertebesinde düşürülmesi konusunda uzlaşmıştır.

Bununla birlikte ABD iç piyasasındaki stoklar ve finansal işlemlerle ilişkili olarak 2020 Nisan ayında ABD petrol piyasalarında gösterge fiyatı belirleyen Batı Teksas (West Texas Intermediate/WTI) tipi ham petrolün vadeli işlem sözleşmelerinde negatif fiyat görülmüştür.⁵ Bu durum, yüksek maliyetle üretilen kaya gazını da önemli ölçüde etkilemiştir.

Grafik 18: Brent Petrol Varil Fiyatı Gelişimi (dolar/varil)



Kaynak: IEA, TSKB

⁴ Kutlu, Övünç; "Petrol Devleri 1 Haftada 495 Milyar Dolar Kaybetti", Anadolu Ajansı, 15.03.2020.

⁵ Tobben, Sheela; "Oil for Less Than Nothing? Here's How That Has Happened", Bloomberg, 21.04.2020.



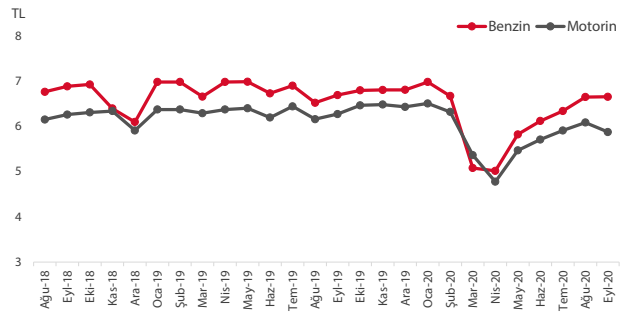
Petrol fiyatlarının düşmesinde salgının hatırı sayılır bir rolü olmuştur. Seyahat kısıtlamaları ile birlikte uluslararası uçuşların seyrelmesi, sanayi ve ticaret faaliyetlerinin kısmen ya da tamamen askıya alınması enerji hammaddelerine olan talebi küresel düzeyde sınırlandırmıştır. Petrol arzının fazla olduğu bir dönemde talebin bu şekilde sınırlandırılması, fiyat düşüşlerinin esas sebebi olarak görülmektedir. Ancak küresel ekonomik durgunluk salgından önce de etkilerini göstermeye başlamıştır. Tüm bu gelişmeler doğrultusunda 2020 Mayıs ayından itibaren birazcık artan Brent petrol fiyatı, Haziran-Ekim 2020 döneminde 40-45 dolar/varil bandında seyretmiştir.

Türkiye petrol ürünleri fiyatları; ham petrol fiyatlarındaki değişim, döviz kurundaki hareketlilik ve vergilerden etkilenmektedir. Hem motorin hem de benzin fiyatları Brent petrol fiyatlarına benzer şekilde uluslararası piyasalarda 2019 yılının ilk yarısında genel olarak yukarı yönlü, 2019 yılının ikinci yarısında ise genel olarak yatay bir seyir izlemiştir.

2019 yılı boyunca uluslararası piyasadaki fiyatlara bağlı olarak benzin ve motorin fiyatları ülkemizde de değişim göstermiş ve vergisiz bayi satış fiyatı ortalaması yıl boyunca 95 oktan kurşunsuz benzin için litre (lt) başına 3,33 TL, motorin için ise 3,59 TL/lt olarak gerçekleşmiştir.

Gösterge niteliğinde olması açısından, İstanbul Avrupa Yakasında oluşan benzin ve motorinin vergili nihai fiyat içerisindeki payların dağılımı incelendiğinde, 2019 yılı ortalaması 6,689 TL/lt düzeyinde olan 95 oktan kurşunsuz benzin nihai fiyatının %50'lik kısmının vergi ve gelir payı, %39'luk kısmının ürün maliyeti, %11'lik kısmının ise piyasada faaliyet gösteren şirketlerin brüt kâr marjından oluştuğu görülmektedir. 2019 yılı ortalaması 6,293 TL/lt düzeyinde olan motorin ürünleri nihai fiyatının %43'lük kısmının vergi ve gelir payı, %46'lık kısmının ürün maliyeti, %11'lik kısmının ise piyasada faaliyet gösteren şirketlerin brüt kâr marjından oluştuğu görülmektedir. Benzin ve motorin için ürün fiyatları aynı olmasına rağmen vergi yükünün fazlalığı nedeniyle benzindeki nihai fiyat daha yüksek seviyede gerçekleşmektedir.

Grafik 19: Türkiye'de Benzin ve Motorin Fiyatı Gelişimi (TL)



Kaynak: EPDK, TSKB

2020 yılında Covid-19'un yayılmasını sınırlamak için alınan önlemler doğrultusunda ağırlıklı olarak benzinli araçların hareketliliğinin kısıtlanması nedeniyle benzine olan talep azalmıştır. Ticari faaliyetlerin kısmen devam etmiş olması motorine olan talebi belirli bir seviyede tutmuştur, bu durum motorin fiyatlarının daha güçlü kalması ve Nisan ayında benzin fiyatının motorin fiyatının altına düşmesi ile sonuçlanmıştır. Vaka sayılarının azalması ve önlemlerin esnetilmesi ile birlikte, fiyatlar da yeniden normal düzeye doğru yönelmiştir.



1.4. Yenilenebilir Enerji ve Enerji Verimliliği

Enerjide sürdürülebilir gelişme için dünyanın birçok ülkesinde yenilenebilir enerji ve enerji verimliliğine büyük önem verilmekte, enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji üzerinden düşük karbonlu bir enerji sistemine geçiş desteklenmektedir. İklim değişikliğinin etkilerinin en kısa sürede en aza indirilmesi için yenilenebilir enerji ve enerji verimliliği her geçen gün daha fazla önem kazanmaktadır.

1.4.1. Yenilenebilir Enerji

Enerji sektörünün üç temel enerji kaynağını fosil yakıtlar ile nükleer ve yenilenebilir enerjinin oluşturduğu görülmektedir. Enerji sisteminin daha esnek bir yapıya kavuşturulması amacıyla kaynakların çeşitlendirilmesi, yerli ve yenilenebilir enerji üretim kapasitelerinin artırılması, ucuz, sürdürülebilir enerjinin sağlanması ülkemizin öncelikli konuları arasındadır.

1.4.1.1. Kurulu Güç Analizi

Türkiye'nin yenilenebilir enerji kurulu gücü yıllar itibarıyla artan bir trend izlemektedir. 2013 yılında 25,6 GW olan Türkiye yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kurulu gücü yıllık ortalama %10 artarak 2020 yılı Eylül ayı itibarıyla yaklaşık 47 GW düzeyine ulaşmış, 2013 yılında %40 olan toplam

kurulu güç içerisindeki payı ise 2020 yılı Eylül ayı itibarıyla %50,4 seviyesine yükselmiştir. 2013 yılı ile 2020 yılı Eylül ayı arasındaki dönemde yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kurulu güç artışında en büyük pay sahibi 7,5 GW'lık artış ile HES'leridir.

HES'leri sırasıyla 6,4 GW'lık artış ile GES'ler, 5,3 GW'lık artış ile RES'ler, 1,2 GW'lık artış ile jeotermal enerjisi santralleri (JES) ve 1 GW'lık artış ile biyokütle enerjisi santralleri (BES) izlemektedir.

2015 yılında HES'ler yenilenebilir enerji kaynakları kurulu gücü içerisinde %82 pay sahibi iken, bu pay yıllar itibarıyla özellikle RES ve GES'lerdeki artışlara bağlı olarak gerileme göstermiştir. Buna rağmen

2020 yılı Eylül ayı itibarıyla HES'ler yenilenebilir enerji kaynakları kurulu gücü içerisinde %63 ile en büyük paya sahiptir. Son yıllarda lisanssız santrallerdeki yatırımların hızla artması ile birlikte RES ve GES'lerin yenilenebilir enerji kaynakları kurulu gücündeki payı sırasıyla %17 ve %14 seviyesindedir. JES'lerin yenilenebilir enerji kaynakları kurulu gücü içerisindeki payı %3, BES'lerin payı ise %3 dolayındadır.

Tablo 4: Yenilenebilir Enerji Kurulu Güç Gelişimi (MW)

Kaynak	2015	2016	2017	2018	2019	2020/9
Hidroelektrik	25.868	26.682	27.273	28.291	28.503	29.790
Rüzgar	4.498	5.751	6.516	7.005	7.591	8.077
Güneş	310	833	3.421	5.063	5.995	6.361
Jeotermal	624	821	1.064	1.283	1.515	1.515
Biyokütle	345	467	575	739	1.163	1.238
Yenilenebilir Toplam	31.645	34.554	38.849	42.381	44.768	46.981

Kaynak: TEİAŞ, TSKB

1.4.1.2. Elektrik Üretim Analizi

2015 yılında 261,8 GWh olan Türkiye geneli toplam elektrik üretimi ağırlıklı olarak yenilenebilir enerjiye dayalı üretim santrallerinin sayısındaki artışa bağlı olarak yıllık ortalama %4 oranında artmış, 2019 yılı itibarıyla 304,3 GWh seviyesine ulaşmıştır. Buna paralel olarak 2015 yılında 84,2 GWh olan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretimi de 2019 yılı itibarıyla 133,7 GWh seviyesine yükselmiştir.

Tablo 5: Yenilenebilir Elektrik Üretimi Gelişimi (MWh)

Kaynak	2015	2016	2017	2018	2019	2020/9
Hidroelektrik	67.146	67.231	58.219	59.939	88.886	66.377
Rüzgar	11.653	15.517	17.904	19.949	21.515	18.645
Güneş	194	1.043	2.889	7.800	10.542	9.624
Jeotermal	3.425	4.819	6.128	7.431	8.230	6.826
Biyokütle	1.758	2.372	2.972	3.623	4.524	3.991
Yenilenebilir Toplam	84.175	90.981	88.111	98.741	133.697	105.464

Kaynak: TEİAŞ, TSKB

Tüm yenilenebilir enerji santrallerinde izlenen üretim artışının etkisi ve doğal gaz santrallerinde üretimin gerilemesi ile 2015-2018 yılları arasında ortalama %31,8 olarak gerçekleşen toplam üretim miktarı içerisindeki yenilenebilir enerji kaynaklarının payı, 2019 yılında %43,9 seviyesine, 2020 yılının ilk 9 ayında ise %46,5 seviyesine yükselmiştir. 2015 yılında HES'ler yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretimi içerisinde %80 pay sahibi iken, yıllar itibarıyla söz konusu payda bir azalma yaşanmıştır.

2020 yılının ilk 9 ayında toplam brüt elektrik üretimi içerisindeki payı %34 olan ithal ve yerli kömür santrallerini; %29'luk pay ile HES'ler, %19'luk pay ile doğal gaz santralleri, %8'lik pay ile RES'ler, %4'lük pay ile GES'ler, %3'lük pay ile JES'ler, %2'lik pay ile BES'ler takip etmektedir.

Türkiye rüzgâr, jeotermal ve güneş enerjisi açısından önemli kaynaklara sahiptir. Bu kaynakların geliştirilmesi gerek iklim değişikliğiyle mücadele gerekse enerjide ithal ve fosil yakıt bağımlılığının azaltılması açısından hayati önem arz etmektedir.

Uluslararası Enerji Ajansı'nın (IEA) Temmuz 2020'de Uluslararası Para Fonu (IMF) işbirliği ile hazırladığı rapora göre; Covid-19 salgını nedeniyle küresel enerji talebinin 2020 yılında bir önceki yıla göre %6 oranında düşmesi, ancak yenilenebilir kaynaklardan elde edilen elektriğin %5 oranında artması beklenmektedir.⁶

1.4.1.3. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması

5346 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanılmasına İlişkin Kanun (YEK Kanunu) çerçevesinde rüzgâr, güneş, jeotermal, biyokütle, dalga, akıntı, gel-git ile kanal veya nehir veya rezervuar alanı on beş kilometrekarenin altında olan hidroelektrik santralleri YEKDEM'den 10 yıl süre ile faydalanabilmektedir. YEK Kanunu'nun yürürlük tarihi olan 18 Mayıs 2005 tarihinden 31 Aralık 2020 tarihine kadar işletmeye girmiş veya girecek olan tesisler bu kapsam dahilindedir.

YEKDEM birim fiyatları hidroelektrik santraller ve rüzgâr enerjisi santralleri için 73 dolar/MWh, jeotermal enerjisinden elektrik üreten santraller için 105 dolar/MWh, biyokütle ve güneş santralleri için 133 dolar/MWh olarak belirlenmiştir. Ayrıca, santrallerde yerli aksam kullanılması ile ilgili yönetmelik hükümleri çerçevesinde yukarıda bahsedilen fiyatlara kullanılan yerli aksam oranında YEK Kanunu Ek-II sayılı cetvelde yer alan birim fiyatlardan beş yıl süreyle ilâve yapılabilmektedir.

Tablo 6: YEKDEM Kapsamındaki Garantili Fiyatlar ve Yerli Aksam Teşvikleri (dolar cent/kWh)

Tesis Türü	Garantili Fiyat (dolar cent/kWh)	Yerli Aksam Teşviki (dolar cent/kWh)
HES	7,3	1,0—2,3
RES	7,3	0,6—3,7
JES	10,5	0,7—2,7
BES	13,3	0,4—5,6
GES	13,3	0,5—6,7

Kaynak: EPDK, TSKB

31 Aralık 2020 tarihinden sonra devreye girecek santraller için yeni şartlar içeren bir destekleme mekanizması çalışması yapıldığı Bakanlık yetkilileri tarafından belirtilmektedir. Tasarlanan bu yeni destekleme mekanizmasının Türk lirası bazlı olacağı ve bireskalasyonsistemikullanılarakfiyatlandırılacağı bilgisi de paylaşılmış olup henüz resmi bir açıklama yapılmamıştır. Ayrıca, 18 Eylül 2020 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanan Cumhurbaşkanlığı kararı ile YEKDEM'den yararlanmak isteyen üretim tesislerinin 31 Aralık 2020'ye kadar devreye girme şartı 30 Haziran 2021'e kadar uzatılmıştır.⁷

Karara göre, 1 Ocak 2021'den 30 Haziran 2021 tarihine kadar işletmeye girecek YEKDEM'e tabi YEK belgeli üretim tesisleri için belirlenen fiyat desteği 31 Aralık 2030'a kadar uygulanacaktır.

Söz konusu alım garantilerinin ve kurdaki artışların da etkisiyle YEKDEM kapsamındaki garantili dolar fiyatlardan yararlanmak isteyen yenilenebilir enerji santrallerinin sayısı yükselmiştir. Elektrik Görünümü Bölümü'nde de bahsedildiği üzere, bu kapsamda 2020 yılında YEKDEM'den yararlanacak santral sayısı 817'ye, toplam kurulu güç 21.860 MW'a yükselmiştir. Lisanslı santrallerin yanı sıra toplam kurulu gücü yaklaşık 6.600 MW olan lisanssız elektrik santralleri de YEKDEM'den faydalanmaktadır.

⁶ IEA, Dünya Enerji Görünümü 2020, Sustainable Recovery Report, Temmuz 2020 (IMF işbirliği ile).

⁷ Resmi Gazete, <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2020/09/20200918-8.pdf>

Tablo 7: Nihai YEK Listesi Gelişimi (MW)

Kaynak	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hidroelektrik	21	930	217	598	2.218	9.561	11.096	11.706	12.588	12.446
Rüzgâr	469	685	76	825	2.775	4.320	5.239	6.200	6.496	6.974
Biyokütle	45	73	101	147	193	204	300	349	503	762
Jeotermal	72	72	140	228	390	599	752	997	1.253	1.503
Güneş	-	-	-	-	-	-	13	14	82	175
Toplam	607	1.760	534	1.798	5.575	14.684	17.400	19.266	20.921	21.860

Kaynak: EPDK, TSKB

1.4.1.4. Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları

Türkiye'deki YEKA projeleri ülkemizin arz güvenliği ve yerli ve yenilenebilir enerji kaynakları stratejisini desteklemektedir, aynı zamanda sürdürülebilir enerji hedefleri açısından da önem arz etmektedir. İhaleler, yabancı yatırımcıların ilgisini çekmek açısından katkı sağlamaktadır. Öte yandan yerli enerji ekipmanlarının üretimi ve Ar-Ge merkezlerinin teşvik edilmesi, ülke ekonomisi açısından katma değer yaratılması, cari açığın azaltılması ve istihdam imkânlarının yaratılması açısından da olumlu olarak değerlendirilmektedir.

ETKB geniş ölçekli yatırımlar için 2016 yılında YEKA modelini geliştirmiştir. İlk YEKA ihalesi 2017 yılında Karapınar GES için yapılmış, ihaleyi Kalyon ve Güney Koreli ortağı Hanwha kazanmıştır. Hanwha, 2019 yılı Ocak ayında finansal nedenlerden dolayı ortaklıktan çekilme kararı almıştır. 2019 yılı Ekim ayında Kalyon Enerji ile Çin Elektronik Teknoloji Grup Şirketi (CETC), 500 MW'lık güneş panel fabrikası için bir anlaşma yapmıştır ve fabrika 2020 yılı Ağustos ayında üretime geçmiştir. 2020 yılı Eylül ayında ise, 1.000 MW'lık GES'in 4 MW'lık kısmı devreye alınmış ve elektrik üretimine başlamıştır. 2017 yılında gerçekleştirilen ilk 1.000 MW'lık YEKA RES-1 ihalesini ise Siemens-Türkerler-Kalyon konsorsiyumu 3,48 dolar cent/kWh fiyat teklifi ile kazanmıştır. Siemens Gamesa Yenilenebilir Enerji şirketi kurulan fabrikada nasıl üretimine 2019 yılı Kasım ayı sonunda başlamıştır.

Tablo 8: Gerçekleşen YEKA İhaleleri

	YEKA GES-1	YEKA RES-1	YEKA RES-2
Yer	Konya Karapınar	Edirne, Kırklareli, Sivas, Eskişehir	Aydın, Balıkesir, Çanakkale, Muğla
Tarih	3/20/2017	8/3/2017	5/30/2019
Kapasite (MW)	1	1	1
Kazanan Fiyat	69,9 dolar/MWh	34,8 dolar/MWh	35,3-45,6 dolar/MWh
Sponsor Şirket	Kalyon, CETC	Kalyon, Siemens Gamesa, Türkerler	Enerjisa (Aydın, Çanakkale) Enercon (Balıkesir, Muğla)
Satın Alım Garanti Süresi	15 yıl	15 yıl	15 yıl
Yerli Ekipman Oranı	İlk 500 MW için %60, ikinci 500 MW için %70	60%	55%

Kaynak: EPDK, TSKB

2018 yılında, Türkiye'nin ikinci en büyük güneş enerjisi santral ihalesi için başvuru tarihi 2019 yılı Ocak ayı olarak açıklanmıştır. Bu ihale kapsamında Şanlıurfa-Viranşehir'de 500 MW, Hatay-Erzin'de 200 MW ve Niğde-Bor'da 300 MW kurulu güç için üç ayrı yarışma planlanmıştır. Ancak, Ocak 2019'da bu ihalenin iptal edildiği duyurulmuştur. Yine 2018 yılında YEKA ihalelerine devam edilmiş ve 21 Haziran 2018'de 1.200 MW deniz üstü RES projesi ihalesinin duyurusu yapılmış, fakat yeterli miktarda talep gelmemesi nedeniyle bu ihale ertelenmiştir.

2019 yılında YEKA RES-2 ihalesi 30 Mayıs tarihinde yapılmıştır. Balıkesir, Çanakkale, Aydın ve Muğla bölgelerinde 250 MW'lık RES'leri kapsayan ihalelerin ikisini Enercon ikisini EnerjiSA kazanmıştır. Enercon, Muğla bölgesini 4,00 dolar cent/kWh ve Balıkesir bölgesini 3,53 dolar cent/kWh fiyat teklifi ile, EnerjiSA ise Aydın bölgesini 4,56 dolar cent/kWh ve Çanakkale bölgesini 3,67 dolar cent/kWh fiyat teklifi ile kazanmıştır.

Mini YEKA olarak da bilinen ve toplamda 1.000 MW'lık kurulu gücü hedefleyen 74 YEKA ihalesinin başvuruları 5-9 Ekim 2020 tarihinden 18-21 Ocak 2021'e ertelenmiştir. Ayrıca 5-9 Ekim 2020 tarihinde alınacak olan 2.000 MW'lık rüzgâr enerjisi santralleri önlisans başvuruları da ertelenmiştir.

Tablo 9: İptal Olan, Ertelenen, Başvuruları Alınacak Olan YEKA İhaleleri

	YEKA GES-2 (İptal)	YEKA DENİZ ÜSTÜ RES-3 (Ertelendi)	MINİ YEKA GES-3
			(Başvuru Alınacak)*
Yer	Niğde, Hatay, Şanlıurfa	Gelibolu, Saroz, Kızılköy	36 bölge (74 YEKA ihalesi)
Kapasite (MW)	1	1,2	1
Tavan Fiyat	65 dolar/MWh	80 dolar/MWh	300 TL/MWh
Satın Alım Garanti Süresi	15 yıl	-	15 yıl
Satın Alım Garanti Miktarı	-	50 TWh	-
Yerli Ekipman Oranı	60%	60%	60%

*Başvurular 18-21 Ocak 2021 tarihlerinde kabul edilecektir.

Kaynak: EPDK, TSKB

Düşük karbonlu bir ekonomiye geçiş için yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen elektriğin payının artması büyük önem arz etmektedir. Ancak tam bir dönüşüm için artık bir arz kaynağı olarak kabul edilen enerji verimliliğinin barındırdığı potansiyelin de iyi değerlendirilmesi ve sunduğu fırsatlardan mutlaka yararlanılması gerekmektedir.

1.4.2. Enerji Verimliliği

Enerji verimliliği, enerji kaynaklarının üretimden tüketime kadar tüm safhalarda en yüksek etkinlikte değerlendirilmesini ifade eden bir kavramdır. Bu yönüyle enerji verimliliği; ısı, gaz, buhar, basınçlı hava, elektrik gibi çok değişik formlarda olabilen enerji kayıplarının engellenmesi, ayrıca yeni ve yenilikçi teknolojilerin kullanımıyla üretimin, hizmet sunumunun, konfor standartlarının veya sosyal refahın etkilenmesine meydan vermeden enerji tüketiminin azaltılmasıdır.

Bu yönüyle enerji verimliliği; enerji sektöründeki diğer ulusal hedefleri tamamlayan ve düşük karbonlu ekonomiye geçişi destekleyen yatay bir alan olup kalkınmanın sürdürülebilir kılınması yolundaki çabaların da en önemli sütunlarından birisidir.



1.4.2.1. Enerji Verimliliğinde Mevzuat ve Kurumsal Altyapı

Türkiye’de özellikle enerji verimliliğine yönelik gerekli tedbirlere yönelik faaliyetler 2000’li yıllardan itibaren başlamıştır. 2007 yılında yürürlüğe giren 5627 sayılı “Enerji Verimliliği Kanunu” ile enerji maliyetlerinin ekonomi üzerindeki yükünün hafifletilmesi ve çevrenin korunması için enerjinin kullanımında verimliliğin artırılması amaçlanmıştır. 2012 yılında yayımlanan “Enerji Verimliliği Strateji Belgesi” ile 2023 yılı enerji verimliliği hedefleri oluşturulmuştur.

Şekil 3: Enerji Verimliliği Alanındaki Politika Belgeleri ve Mevzuat

2007	2008 2010 2011	2012	2014	2018	2019	2020
Enerji Verimliliği Kanunu	Enerji Kaynaklarının ve Enerjinin Kullanımında Verimliliğin Artırılmasına Dair Yönetmelik	Enerji Verimliliği Strateji Belgesi	10. Kalkınma Planı	Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı	11. Kalkınma Planı	Enerji Kaynaklarının ve Enerjinin Kullanımında Verimliliğin Artırılmasına Dair Yönetmelikte Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik
	Binalarda Enerji Performansı Yönetmeliği					
	Ulaştırımda Enerji Verimliliğinin Artırılmasına Dair Yönetmelik					
	KOSGEB Destek Programları Yönetmeliği	Destekler, Yetki Belgesi ve Eğitim Hakkında Tebliğler	Kojenerasyon Tesislerinin Verimliliğinin Hesaplanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Tebliğ	Kamu İdarelerinin Enerji Performans Sözleşmesi Yapmasına İmkân Veren Torba Kanun		Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Strateji Planı (2019-2023)

Kaynak: TSKB

Gelişen ihtiyaçlar doğrultusunda ve 2012 tarihli stratejiyi daha ileri bir aşamaya taşımak üzere 2017 yılında “Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı (UEVEP)” dünyadaki iyi uygulamalar da dikkate alınarak hazırlanmıştır. UEVEP kapsamında bina ve hizmetler, enerji, ulaştırma, sanayi ve teknoloji, tarım yatay konu başlıkları üzerinden 2017-2023 yılları arasında uygulanacak 55 eylem ile 2023 yılında birincil enerji tüketiminin %14 azaltılması (23,9 milyon ton eşdeğer petrol (MTEP) tasarruf) hedeflenmiştir. Söz konusu tasarrufun sağlanabilmesi için 10,9 milyar dolar yatırım yapılması öngörülmüştür.

Tablo 10: İhtiyaç Duyulan Yatırım Tutarı ve Hedeflenen Enerji Tasarrufu

İhtiyaç Duyulan Yatırım Tutarı (000 \$)															
2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Toplam								
958	1.279	1.593	1.681	1.748	1.824	1.846	10.929								
Enerji Tasarrufu															
2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Kümülatif								
kTEP	000 \$	kTEP	000 \$	kTEP	000 \$	kTEP	000 \$	kTEP	000 \$	kTEP	000 \$	kTEP	000 \$	kTEP	000 \$
577	202	1.630	571	2.493	872	3.378	1.182	4.298	1.504	5.264	1.842	6.261	2.191	23.901	8.364

Kaynak: ETKB UEVEP, TSKB

UEVEP kapsamındaki eylemler çerçevesinde 2017-2019 döneminde kümülatif olarak 960 milyon dolar parasal karşılığı olan 2,74 MTEP enerji tasarrufu sağlandığı Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından ifade edilmiştir. 2019 yılında enerji verimliliği için toplamda 1,18 milyar dolar yatırım yapıldığı ve bunun sonucunda 300 milyon dolar parasal karşılığı olan 858 bin TEP birincil enerji tasarrufu sağlandığı da aynı bildirimde açıklanmıştır.⁸ 2017-2019 döneminde sağlanan iyileştirmelerin seviyesi ile 2020 yılında genel olarak ekonomide yaşanan sıkıntılar birlikte düşünüldüğünde, UEVEP’de 2023 yılı için öngörülen hedefleri tutturmanın kolay olmayacağı anlaşılmaktadır. Bununla birlikte, konulmuş hedeflerin izlenmesi ve bulguların kamuoyuyla şeffaf biçimde paylaşılması bu konudaki kararlılığı göstermesi açısından önem arz etmektedir.

⁸ ETKB, Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı 2019 Yılı Gelişim Raporu, Yönetici Özeti. <https://enerjiapi.etkb.gov.tr//Media/Dizin/EVCED/Raporlar/Ulusal%20Enerji%20Verimlili%C4%9Fi%20Eylem%20Plan%C4%B1/UEVEP%202019%20Geli%C5%9Fim%20Raporu%20Y%C3%B6netici%20%C3%96zeti.pdf>

Temmuz 2019 tarihinde yayınlanan On Birinci Kalkınma Planı ile enerji arzının sürekli, kaliteli, sürdürülebilir, güvenli ve katlanılabilir maliyetlerle sağlanması amaçlanmaktadır. On Birinci Kalkınma Planında enerji verimliliği ile ilgili hedeflere aşağıda yer verilmiştir:

1. *Kamu tarafından işletilen santrallerin rehabilitasyonları tamamlanacaktır.*
2. *Kalkınma Ajansları destekleri yeniden yapılandırılarak kurumsallaşma, yenilik yönetimi, müşteri ilişkileri yönetimi, kurumsal kaynak planlaması, e-ticaret, dijital dönüşüm, dış ticaret ve yalın üretim, temiz üretim, enerji verimliliği ile endüstriyel simbiyoz gibi konulara öncelik verilecektir.*
3. *İmalat sanayiinde enerji verimliliği artırılacaktır.*
 - a. *Sanayide kullanılan verimsiz elektrik motorlarının verimli olanlarla değiştirilmesine yönelik destekleme mekanizması oluşturulacaktır.*
 - b. *Isı kullanan büyük endüstriyel tesislerde kojenerasyon sistemlerinin yaygınlaştırılması sağlanacaktır.*
 - c. *Örnek enerji verimliliği uygulamalarının tanıtımı ve yaygınlaştırılması amacıyla, enerji verimliliği projeleri yarışmalarla desteklenecek, uygulamaya yönelik mevzuat ve teknik altyapının oluşturulması sağlanacaktır.*
 - d. *Enerji verimli bölgesel ısıtma ve soğutma sistemlerinin ülke genelinde yaygınlaştırılması ve ısı ticaretine imkân sağlanmasına yönelik ısı piyasası mevzuatı oluşturulacaktır.*
 - e. *Verimlilik artırıcı proje uygulama süreçleri iyileştirilerek tasarruf potansiyeli yüksek olan projeler desteklenecektir.*
 - f. *OSB'lerin, Enerji Yönetim Birimi ve ISO 50001 Enerji Yönetim Sistemi kuruluşunu tamamlayarak Verimlilik Eylem Planlarını hazırlayıp sunmalarına destek verilecektir.*
4. *Elektrikli makineler ve beyaz eşya sektöründe enerji verimliliğinde artış sağlayıcı faaliyetler yoluyla sektörde yerli üretim geliştirilecektir.*
 - a. *Sanayi tesislerinde kullanılan enerji verimsiz motorların, daha verimli motorlar ile değişimi desteklenecektir.*
 - b. *Sanayi tesislerinde kullanılan elektrik motorlarında enerji etiketi uygulanarak verimlilik artışı potansiyeline ilişkin farkındalık sağlanacaktır.*
5. *Tekstil-Deri-Giyim sektöründe yüksek katma değerli yapıya dönüşümde önemli alanlardan biri olan teknik tekstillerle ilgili olarak firmaların optimum teknoloji seçimine, çevreyi korumaya yönelik mevzuata uyumuna, enerji verimliliğine ve atıkların yeniden kullanımına yönelik faaliyetleri ile değer zincirindeki diğer paydaşlarla (özellikle makine, lif ve teknik son kullanım üreticileri) işbirliği yapmaları desteklenecektir.*
6. *Enerji verimliliği kazanımları ve orman varlığının artırılması gibi ilave tedbirlerle, karbon salımının azaltılmasına dair önlemler geliştirilecektir.*
7. *Daha verimli ve kendi enerjisini üreten binaların yaygınlaştırılması kapsamında mevcut binalarda enerji verimliliğini teşvik edici desteklemeler yapılacaktır.*
8. *Liman operasyonlarında enerji verimliliğinin artırılması, çevresel etkilerin en aza indirilmesi ve sürdürülebilirliği sağlanmasına yönelik "Yeşil Liman" uygulamaları desteklenecektir.*
9. *Konut üretiminde kalite, sağlamlık, erişilebilirlik, enerji verimliliği, afetlere dayanıklılık standartları geliştirilecek ve her aşamada gözetilecektir.*

25 Ocak 2020 tarihli "Enerji Kaynaklarının ve Enerjinin Kullanımında Verimliliğin Artırılmasına Dair Yönetmelikte Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik" ile enerji verimliliği etütlerine tabi tüketicilerin sayısının artırılması, etüt süreçlerinin kolaylaştırılması, enerji yöneticisi görevlendirmekle veya enerji yönetim birimi kurmakla yükümlü olan tesisler için ISO 50001 enerji yönetim sistemi kurma zorunluluğu getirilmesi kararları alınmış, ayrıca ölçme-doğrulama uzmanlarının mevzuatta tanımlanması gerçekleştirilmiştir.

2020 Mayıs ayında ise ETKB tarafından 2019-2023 yıllarını kapsayan Stratejik Plan yayınlanmıştır. Söz konusu stratejik plana göre; enerji verimliliğini önceliklendirmek ve uygulamaları artırmak amacıyla; enerji verimliliğinin desteklenmesine yönelik çalışmaların sürdürülmesi, elektrik ve doğal gazda talep tarafı katılımı uygulamasına yönelik piyasa altyapısının oluşturulması, enerji verimliliğine yönelik kamuoyu farkındalığını artıracak çalışmalar yapılması, elektrikli araçlara yönelik enerji sistemi planlanmasının yapılması hedeflenmektedir.

1.4.2.2. Enerji Verimliliği Göstergeleri

Ülke, sektör ve firmaların enerji verimliliği açısından birbirlerine göre konumlarının tespitinde çeşitli kıyas yöntemleri ve göstergeler bulunmaktadır. Kullanılan başlıca enerji verimliliği göstergeleri arasında enerji tüketiminin GSYH'ye oranlanması sonucu hesaplanan enerji yoğunluğu (ton eşdeğer petrol (TEP)/1.000 \$), enerji tüketimi, regresyon analizi, enerji verimliliği endeksi (ODEX) yer almaktadır. Binaların enerji verimliliği



ölçümünde; mesken başına enerji tüketimi ve meskenin her bir metrekaresi başına enerji tüketimi (kWh/m²) gibi çeşitli enerji verimliliği göstergeleri kullanılabilmektedir. Ulaşım alanında ton-km başı enerji tüketimi (nakliye ulaşımı), kişi başı km bazında enerji tüketimi (yolcu ulaşımı) ve araç başı enerji tüketimi (mil-galon veya lt/100 km) gibi çeşitli göstergeler kullanılmaktadır.

Kıyas yöntemlerinin hepsinde birtakım teknik sorunlar bulunmakla birlikte göstergelerin hitap ettiği ölççekler farklılık arz etmektedir. Örneğin, ülkeler arası karşılaştırmada makro niteliğinden ötürü en etkin gösterge enerji yoğunluğudur; buna karşılık sektör içi karşılaştırmalarda spesifik enerji tüketimi daha anlamlı sonuçlar vermekte, firma ölçeğinde ise iç karşılaştırma için en uygun yöntem CUSUM ve regresyon analizi olmaktadır.

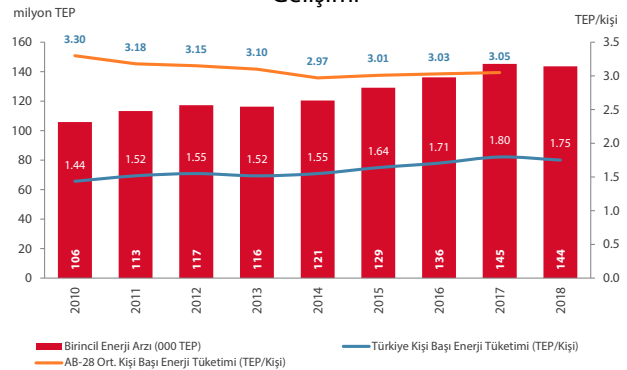
1.4.2.2.1. Enerji Yoğunluğu ve Kişi Başı Enerji Tüketimi

Enerji yoğunluğu bölgeler ve ülkeler bazında bir birim gayri safi yurtiçi hasıla (GSYH) yaratabilmek için ne kadar enerji gerektiğini ölçen bir enerji verimliliği göstergesidir. Enerji yoğunluğu hesaplamasında ideal durum GSYH yükselirken enerji tüketiminin düşük kalmasıdır. Bir diğer deyişle enerji yoğunluğu (TEP/GSYH) oranının düşük olması, ülkeyi enerji verimliliği değerlendirmesinde pozitif ayırtmaktadır.

2010-2018 döneminde GSYH büyümesinde izlenen yavaşlama ve göstergeye esas döviz kurundaki volatilite ile enerji verimliliği politikalarının henüz istenen seviyede hayata geçirilememiş olması nedeniyle Türkiye'de enerji yoğunluğunun azalmadığı izlenmektedir. Dünyadaki enerji yoğunluğu 2017 yılında %1,7, 2018 yılında ise %1,2 oranında iyileştirilmiş, ancak 2018 yılındaki iyileşme 2010 yılından beri en düşük enerji verimliliği iyileşme oranı olarak gözlemlenmiştir. Enerjinin günlük yaşamdaki önemi ve önceliği sebebiyle kişi başı enerji tüketimi belli bir ölçüğe

kadar kalkınma düzeyi ve refah seviyesi göstergesi olarak değerlendirilmektedir. Genellikle kişi başına düşen enerji tüketiminin fazla olması ülkenin refah seviyesinin yüksek olduğuna işaret etmektedir. Ancak, kişi başı enerji tüketimini ülkeler arasında karşılaştırırken ülkelerin demografik yapısı, coğrafi konumu ve iklimi gibi bazı parametrelerinin de dikkate alınması gerekmektedir.

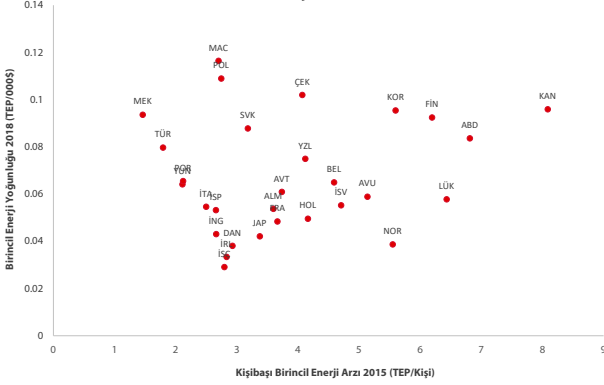
Grafik 20: Türkiye Kişi Başı Birincil Enerji Tüketimi Gelişimi



Kaynak: ETKB, TSKB

Örneğin, ülkede nüfus azaldıkça kişi başı enerji tüketimi artmakta, baz yük etkisi diye tanımlanabilecek bu durum yanıltıcı olabilmektedir.

Grafik 21: Bazı Seçili Ülkelerde Enerji Yoğunluğu ve Birincil Enerji Arzı (2018)



Kaynak: Dünya Bankası, TSKB

Diğer yandan, soğuk bölgelerde ısınma, sıcak bölgelerde soğutma, geniş coğrafyalarda ise uzun mesafeli taşıma ve lojistik ihtiyacı enerji tüketimini artıran başlıca sebepler olarak ortaya çıkmakta ve bu da kişi başı tüketimleri etkileyebilmektedir.

Artan nüfusa rağmen Türkiye'nin kişi başı birincil enerji tüketimi yıllar itibarıyla artış göstermiştir. Ekonomik durgunluğun etkisiyle 2018 yılında kişi başı tüketimin gerilediği görülmektedir. Türkiye'nin kişi başı enerji tüketimi (1,75 TEP) halen pek çok gelişmiş ülkenin gerisindedir. 2018 yılı verilerine bakıldığında, Türkiye kişi başına elektrik tüketiminde diğer ülkelere kıyasla daha düşük bir seviyededir.

Bununla birlikte enerji yoğunluğunda, yani GSYH başına enerji tüketiminde Türkiye orta-yüksek seviyelerde bulunmaktadır.

1.4.2.2.2. Sektörel Enerji Yoğunluğu

Enerji verimliliği çalışmalarında en çok ön plana çıkan sektörler sanayi-imalat, ulaşım, konutlar ve enerji üretim-dağıtım sistemleridir. Türkiye'nin enerji yoğunluğuna sektör perspektifinden bakıldığında sanayi-imalat sektörü enerji yoğunluğunun ulaştırma, hizmet ve tarım sektörlerinkinden daha yüksek olduğu izlenmektedir. Sanayi sektörü ve binalar enerji verimliliği açısından en büyük imkânı sunan alanlardır. Alt sektörler arasında potansiyel enerji verimliliği kazancında farklılıklar içermekle birlikte, sanayi sektöründeki yüksek enerji tüketimi bu sektörü enerji verimliliği yatırımlarının teşviki için hedef sektör haline getirmektedir. Türkiye'de bu konuda yürütülen proje ve desteklerin etkisiyle kayda değer gelişmeler yaşanmaktadır. İmalat sanayiindeki gelişmelerin çoğunun süreç ve ekipman yenilemelerinden kaynaklandığını varsaymak mümkündür. Elektrikli motorlar ve diğer ekipmanlar da dahil olmak üzere modern teknolojiler ile üretim eskisine kıyasla daha verimli hale gelmiştir.

Bina sektörünün yüksek oranda verimlilik kazancı sağlama potansiyeli mevcuttur, çünkü Türkiye'deki eski binalarda bugüne değin önemli iyileştirme yatırımları yapılmamıştır. Daha da önemlisi, yeni binaların tâbi olduğu şartlar, Avrupa'da benzer derece-gün şartlarına sahip ülkelerdeki kadar sıkı değildir. Binalarda yenileme ve tadilatlar verimlilik iyileştirmesi açısından kesinlikle önemli bir etkiye sahiptir; benzer şekilde, daha az enerji tüketen yeni elektrikli cihazların bugüne kadar binalarda sağlanan enerji tasarrufunda hatırı sayılı bir payı olmuştur. Covid-19 salgını nedeniyle küresel bazda konutlardaki enerji verimliliği yatırımlarının 2020 yılında %15 oranında (yaklaşık 150 milyar dolar tutarında) düşmesi beklenmektedir.⁹ Türkiye'de bu alanda benzer bir duraklamanın yaşanmakta olduğunu ileri sürmek mümkündür. Bununla birlikte, özellikle kamu binalarına yönelik olarak başlatılan programların sürükleyici bir rol oynaması ve yön gösterici bir çerçeve oluşturması hedeflenmektedir.



⁹ WEO Outlook 2020, Sustainable Recovery Report, Temmuz 2020, IEA (International Monetary Fund-IMF işbirliği ile)

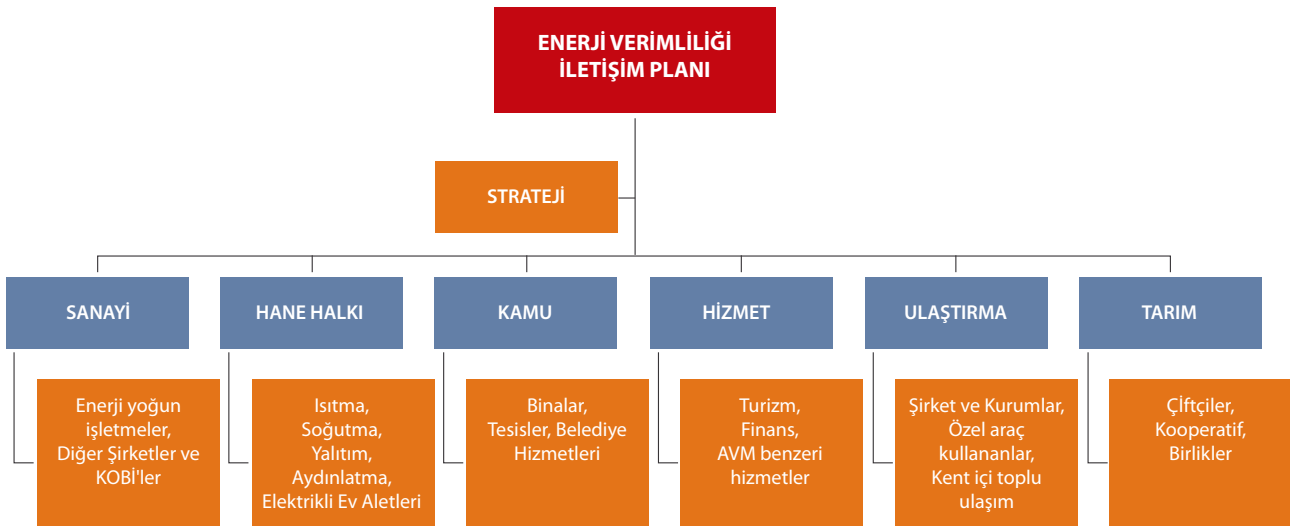
1.4.2.2.3. Enerji Verimliliği İzleme ve Farkındalık Faaliyetleri

Türkiye'deki enerji verimliliği çalışmaları ETKB tarafından yürütülmektedir. Bununla birlikte enerji verimliliğinde elektrik tüketen cihazlar gibi bazı alanlarda Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı'nın (STB), binaların enerji tüketimi ve çevreyle ilgili konularda Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'nın (ÇŞB) da ilave sorumlulukları bulunmaktadır. 2019 yılının Ocak ayında, enerji verimliliği, sürdürülebilirlik ve iklim değişikliği konularındaki çalışmaları yürütmesi amacıyla Enerji Verimliliği ve Çevre Dairesi Başkanlığı (EVÇED) kurulmuştur. EVÇED, toplumda enerji verimliliği kültürü oluşturulması, verimlilik ve çevre konularında farkındalığının artırılarak tüketim alışkanlıklarının pozitif yönde değiştirilmesi amacıyla çeşitli faaliyetler yürütmektedir.

İlgili mevzuat hükümlerine yönelik yükümlülüklerin yerine getirilip getirilmediğini incelemekte, Verimlilik Artırıcı Proje (VAP) Destekleri, Gönüllü Anlaşma Destekleri ve çeşitli bölgesel teşvikler verilmektedir. Sanayi ve bina gibi nihai enerji tüketim sektörlerinde enerji verimliliği etüt çalışmaları ile mevcut durum ve tasarruf potansiyeli tespit edilmekte ve enerji yöneticilerinin enerji verimliliğinde yetkin olması hedeflenmektedir. Ayrıca uluslararası işbirlikleri ve projeler geliştirilmektedir (JICA ve TİKA İşbirliğinde Üçüncü Ülke Eğitim Programı, Türkiye-Danimarka Stratejik Sektör İşbirliği Verimli ve Düşük Karbonlu Isıtma ve Soğutma Projesi, Türk-Alman Enerji Forumu Enerji Verimliliği Çalışma Grubu, Ulusal Enerji Verimliliği Finansman Mekanizması Yol Haritası Hazırlanması ve Türkiye'de Rekabetçi Enerji Verimliliği İhale Mekanizmasının Kurulması Projesi, IPA Enerji Verimliliğinde Kurumsal Kapasitenin Geliştirilmesi İçin Teknik Destek Projesi, IPA 2015 Belediyelere Ekipman Alımı Projesi, Avrupa Enerji Şebekesi Üyeliği ve İşbirliği vb.).

Mayıs 2020 tarihinde Türkiye'nin enerji verimliliği konusunda farkındalık düzeyinin ortaya konulduğu Enerji Verimliliği Endeks Araştırması hane halkının enerji verimliliği konusunda 0-200 değer aralığında (157,7), yani orta-üst seviyede bilinç düzeyi olduğunu göstermiştir. Bilgi boyutu olarak 177,9 olan, yani yüksek-alt seviyedeki endeks, davranış boyutu olarak 137,5 olan orta-alt seviyededir.

Şekil 4: Enerji Verimliliği İletişim Planı



Kaynak: ETKB

Bu bulgular doğrultusunda 2020 yılı Haziran ayında Türkiye'nin enerji verimliliği amaç ve hedeflerine ulaşmak üzere gerçekleştirilmesi öngörülen iletişim faaliyetlerinin planlanmasına yönelik olarak "Enerji Verimliliği Stratejik İletişim Planı" hazırlanmıştır. ETKB tarafından yayınlanan "Stratejik İletişim Planı" paydaşları arasında sanayi, hizmet, ulaştırma, tarım, hizmet sektörleri ile hane halkı ve kamu kurumları bulunmaktadır.



Ayrıca, 07 Aralık 2019 tarihinde kamu kesimi ile özel sektör ve sivil toplum kuruluşlarının katılımcı bir yaklaşımla ve işbirliği çerçevesinde hareket etmesini gerekli kılan enerji verimliliği çalışmalarının ülke genelinde tüm sorumlu ve ilgili kurum ve kuruluşlar nezdinde etkin olarak yürütülmesi, ulusal düzeyde enerji verimliliği stratejilerinin belirlenmesi, eylem plan ve programlarının hazırlanması, Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı da dahil olmak üzere gerçekleştirme düzeylerinin takip edilmesi, etkin bir biçimde uygulanabilmesi için koordinasyon sağlanması, sonuçlarının izlenmesi, gerektiğinde değiştirilmesi ve güncellenmesi amacıyla Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı İzleme ve Yönlendirme Kurulu kurulmuştur.

Tablo 11: Enerji Verimliliği SWOT Analizi

GÜÇLÜ YÖNLER	ZAYIF YÖNLER
Toplumun enerji verimliliği konusundaki artan farkındalığı	Sektörel kapasite gelişim ihtiyacının bulunması
Mevzuat/teknik/idari altyapı ve uygulamaların varlığı	Finansmana erişim zorluğu
Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı' çerçevesinde eylemlerin ve hedeflerin belirlenmiş ve uygulamaların takip ediliyor oluşu	Enerji verimliliği projelerinin yapılabilirliğinde sigorta/teminat ve risk yönetimi gelişimi ihtiyacı
	Enerji verimliliği yatırımlarının önceliklendirilmemiş olması
	Bazı sektörlerde farkındalık eksikliği
	Ölçme, izleme ve doğrulama alt yapısının geliştirilme ihtiyacı
FIRSATLAR	TEHDİTLER
Uluslararası finans imkânlarının bulunması	Enerji Verimliliğinin çok disiplinli olması ve birden fazla kurum ve kuruluşların eşgüdümüne ihtiyaç duyması, gerekli mekanizmaların gelişimindeki gecikmeler
Enerji verimliliğinin arz güvenliğini artırmaya, cari açığın ve iklim değişikliği ile mücadelede sera gazı emisyonlarının azaltımına doğrudan etkisi	Enerji verimliliği projelerinin geri ödeme sürelerinin genellikle uzun olması nedeniyle tüketiciler tarafından tercih edilmemesi
Dünyada ve ülkemizde enerji verimliliği kavramının önceliğinin artması	Küresel ve ulusal ekonomik durgunluk
Artan ulusal ve uluslararası rekabet karşısında maliyet düşürücü faaliyetlerin daha da önem kazanması	Enerji verimliliği projelerinin geliştirme süreçlerindeki bilgi eksikliği, ilgi azlığı
Hemen hemen her sektörde henüz yararlanılmamış yüksek enerji verimliliği potansiyelinin bulunması	Maliyet düşüşü halinde tüketim artışı eğilimi

Kaynak: ETKB

İlave olarak Enerji Verimliliği Farkındalık Planı doğrultusunda oluşturulan kampanyada "Aklınla Verimli Yaşa" çatı söylemi slogan olarak kabul görmüştür. Ocak ayının ikinci haftası Enerji Tasarrufu haftası, 31 Ekim Dünya Tasarruf Günü başta olmak üzere diğer önemli gün ve haftalarda enerji verimliliği ile ilgili faaliyetlerin yürütülmesi öngörülmektedir.



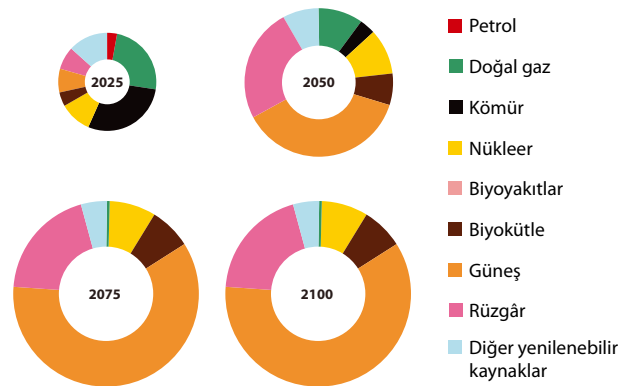
1.5. Enerji Piyasasında Trendler ve Beklentiler

Dünyada ucuzlayan yenilenebilir enerji teknolojileri, dijital uygulamalar ve elektriğin rolündeki artış ile arz güvenliği ve enerji verimliliğine verilen önem dikkat çekmektedir. Son yıllarda enerji piyasasında görülen genel trendleri dört ana grup altında toplamak mümkündür ve aşağıdaki alt başlıklarda bu trendler kısaca analiz edilmektedir.

1.5.1. Güneş ve Rüzgâr Enerjisinin Elektrik Üretiminde Hâkim Konuma Gelmesi

Elektrik şebeke bağlantısı ve entegrasyona yapılacak yeni yatırımlarla, yenilenebilir enerjinin 2050 yılına kadar toplam elektrik üretiminin içinde %62 pay alması beklenmektedir.¹⁰ Grafik 22'de, daire toplam elektrik enerjisi talebini ve paylar da farklı enerji kaynaklarının oranını temsil etmekte olup güneş enerjisinin büyük potansiyeli ile 2025, 2050, 2075 ve 2100 yıllarına kadar geleceği durum çarpıcı biçimde gösterilmektedir.

Grafik 22: Yakın ve Uzak Gelecekte Elektrik Talebi ve Farklı Kaynakların Payı

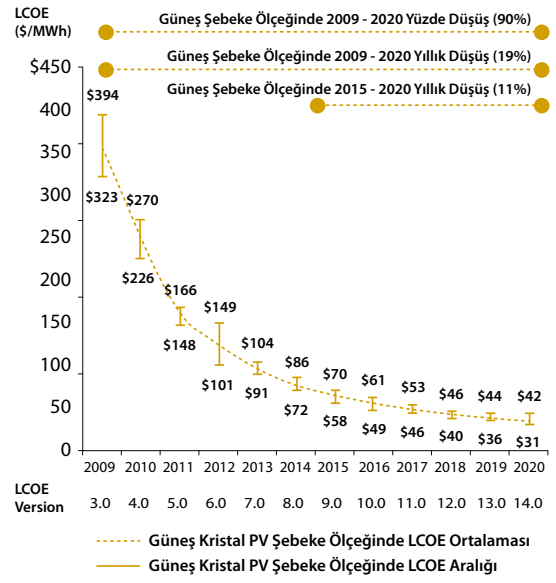
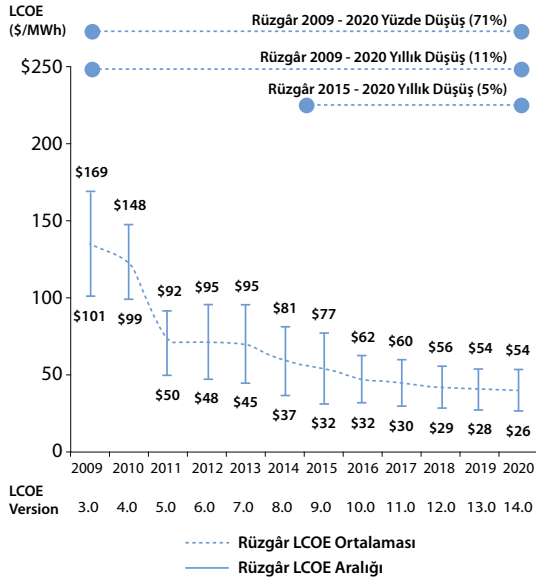


Kaynak: Shell Scenarios Sky, "Meeting the Goals of the Paris Agreement", 2020¹¹

¹⁰ ABD Enerji Enformasyon İdaresi (EIA), Uluslararası Enerji Görünümü (2019)

¹¹ Shell Scenarios Sky, https://www.shell.com/promos/business-customers-promos/download-latest-scenario-sky/_jcr_content.stream/1530643931055/eca19f7fc0d20adbe830d3b0b27bcc9ef72198f5/shell-scenario-sky.pdf

Grafik 23: Rüzgâr ve Güneş Enerjisine Dayalı Elektrik Santrallerinin LCOE Gelişimi

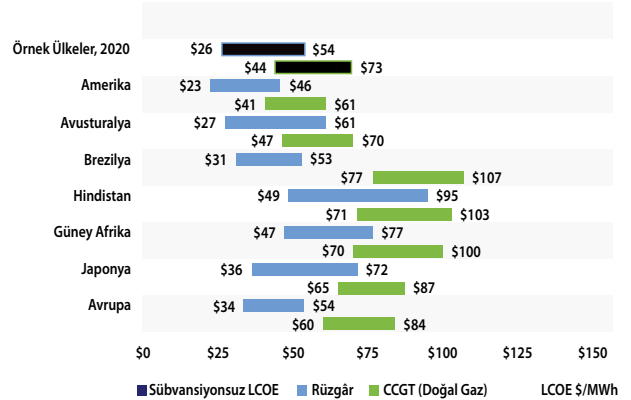


Kaynak: Lazard, LCOE Analizi (2020)¹²

Yenilenebilir enerjinin, özellikle rüzgâr ile güneş dayalı elektrik santrallerinden üretilen elektrik enerjisinin toplam enerji arzındaki payı giderek artmaktadır. Bu durumun arkasında yatan başlıca etkenler söz konusu santrallerin çevre dostu olması, üretim maliyetlerindeki artan düşüş eğilimi ve yeni teknolojiler sayesinde bu tip santrallerin elektrik şebekesine uyumunun artmasıdır.

Güneş ve rüzgâra dayalı elektrik santrallerinin yaygınlaşmasıyla bu teknolojilerin seviyelendirilmiş enerji maliyetleri (levelized cost of energy, LCOE) düşmektedir. Grafik 23'de görüldüğü üzere, 2020 yılında rüzgârın LCOE'si 26-54 dolar/MWh, güneşin LCOE'si ise 31-42 dolar/MWh aralığına gelmiştir. Aşağıdaki düşüş trendini mukayese etmek açısından bakıldığında, Grafik 24'de görüldüğü gibi, en ucuz

Grafik 24: Farklı Ülkeler İçin Rüzgâr ve Doğal Gaz Dayalı Elektrik Santrallerinin LCOE Karşılaştırması



Kaynak: Lazard, LCOE Analizi (2020)

fosil yakıtlı kaynak olan doğal gazın LCOE maliyeti 44-73 dolar/MWh aralığında kalmaktadır.

1.5.2. Dağıtık Enerji Şebekelerinin Geleneksel Merkezi Şebekelerin Yerini Alması

Uzak olmayan bir gelecekte geleneksel merkezi elektrik şebekesi altyapıları yerlerini dağıtık enerji şebekelerine bırakacak, böylece nihai tüketim noktaları ile elektrik üretim santralleri coğrafi olarak ve sayıca birbirine yaklaşacak, enerjinin iletim ve dağıtımında meydana gelen kayıplar azalacaktır. Elektrik şebekesinin emre amadeliği yükselecek ve arıza kaynaklı plansız duruşları azalacak, elektrik üretiminde daha düşük enerji yoğunluğu sağlanacak ve yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik şebekesine entegrasyonu için fırsatlar artacaktır.

¹² Lazard, LCOE Analizi – 2020, <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-and-levelized-cost-of-storage-2020/>

Şekil 5'de dağıtık şebeke modeli ile geleneksel merkezi şebeke modelinin şematik olarak karşılaştırması yapılmakta ve yeni modelin sunduğu avantajlar gösterilmektedir.

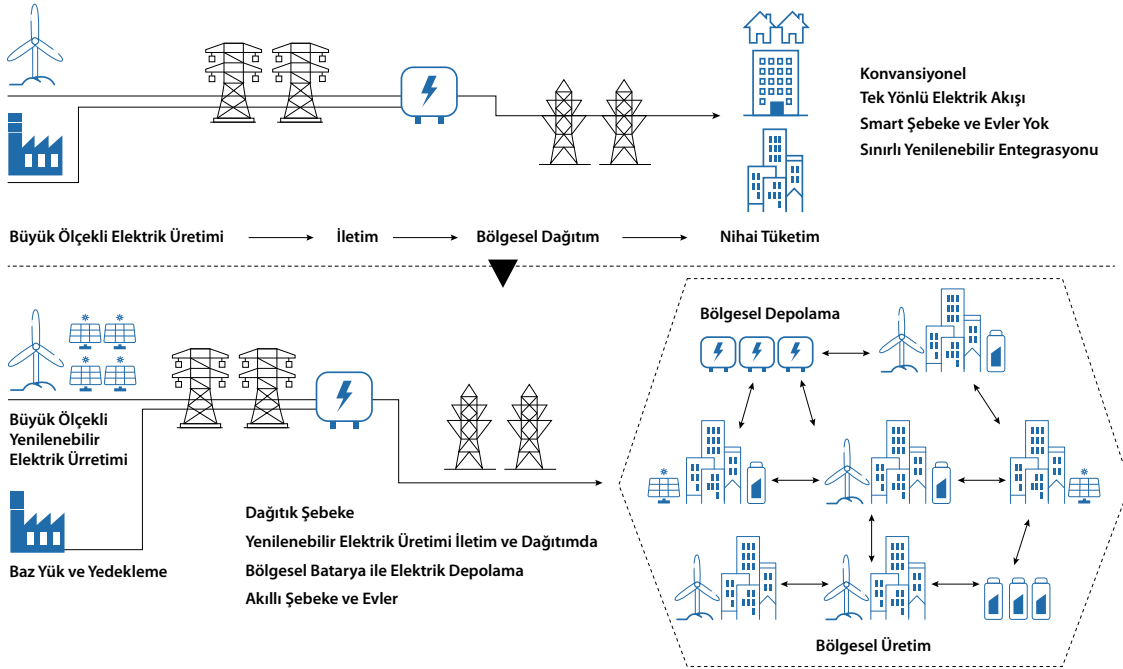
Bu değişim monopol enerji piyasasındaki büyük elektrik şirketlerinin yerine, nihai elektrik tüketicilerinin üretici rolüne (prosumer) geçtikleri, kendi enerji portföylerini yönetebildikleri ve daha demokratik olduğu ifade edilen bir iş modelini getirecektir. Böylece enerji verimliliğine ve enerji kooperatiflerine verilen önem artacak, küçük ölçekli rüzgâr ve çatı tipi güneş santrallerinin kurulumu ivme kazanacaktır. Nihai tüketiciler arasında elektrik

ticaretinin önü de açılacaktır.

Dağıtık elektrik şebekesi modelinde nihai elektrik tüketicilerinin, elektrik üretiminde kullanılan makine ve ekipmanları ile elektrik tüketim örüntülerinin sayısı artacağından bu büyük verinin ve sistem içindeki bileşenlerin karşılıklı etkileşimlerinin uygun bir şekilde yönetilmesi önem arz edecektir.

Gelişmiş ülkeler deneysel olarak; bu zorlukları aşmak, nihai kullanıcılara yönelik çeşitli teşvik mekanizmaları geliştirmek ve karmaşıklaşacak sistemi yönetmek için yeni piyasa mekanizmaları ve iş modelleri üzerinde çalışmaktadır.

Şekil 5: Geleneksel Merkezi ve Yeni Dağıtık Şebekelerin Şematik Karşılaştırması



Kaynak: <https://www.powermag.com/why-the-2010s-were-a-definitive-decade-for-power/>

1.5.3. Elektrik Piyasalarında Üretim, Dağıtım ve Ticarete Dijitalleşmenin Artması

Dünyada rüzgâr enerjisi gibi enerji kaynaklarına olan yönelimin artmasıyla elektrik arz ve talebinin etkin şekilde yönetimi için daha fazla ülke enerji piyasasını gerçek zamanlı fiyatlandırma ile kısa süreli ve yüksek sayıda uzlaşma yapısına geçirecektir. Örneğin; Avustralya Ulusal Elektrik Piyasası ve Avustralya Enerji Piyasası Operatörü tarafından

koordine edilen elektrik dağıtım sürecinin geliştirildiği, arz ve talebin gerçek zamanlı olarak eşleştirildiği bir havuz ve spot piyasa yapısı 2021 yılında faaliyete geçecektir.¹³ Önümüzdeki yıllarda bu örneklerin giderek artması ve daha çok ülkenin bu tip gerçek zamanlı uzlaşmanın olduğu elektrik ticareti piyasalarına geçmesi beklenmektedir.

¹³ <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/five-minute-settlement>

Elektrik piyasalarında gerçek zamanlı uzlaşmaya geçiş ile elektrik şebeke hizmetlerinde değişen tüketici talebine daha hızlı yanıt verilerek kâr artışı sağlanırken, nihai tüketicilerin ise kullandıkları elektrik maliyeti azalacaktır. Yenilenebilir enerji kaynaklı santrallerin şebeke entegrasyonu arttıkça gerçek zamanlı, rüzgâr ve hava şartlarının önceden doğru tahmini ve daha güvenilir bir elektrik şebekesi oluşturulması giderek daha önemli hale gelecektir.

Elektrik endüstrisi gerçek zamanlı piyasa mekanizmasına doğru ilerlerken yenilenebilir kaynaklı enerjilerin ve dağıtık üretimin benimsenmesinin bir sonucu olarak büyük veri akışı ile karar noktalarında artış olacağından, geleneksel otomasyon ve süreç yönetim modelleri artık şebeke operatörleri için yeterli olmayacaktır.

Daha fazla kuruluş dijitalleşme, yapay zekâ ve büyük veri analizi üzerine yatırım yapacaktır. Dijitalleşme, yapay zekâ ile büyük veri analizi konularına yapılacak yatırımlar iş modellerindeki belirsizlikleri azaltacak, önceden manuel olarak gerçekleştirilen işlemleri otomatikleştirecek ve elektrik ticaretinin verimini artıracaktır.

Dijitalleşme, üretim ve altyapıdan son kullanıcılar için geliştirilen cihazlara kadar güç sisteminin tüm seviyelerinde makinelerin ve cihazların karşılıklı etkileşimi ve yaygın kullanımını getirecektir. Enerji 4.0 olarak ifade edilen bu büyük dönüşüm, makine-makine ve makine-insan etkileşimlerine dayalı akıllı enerji sistemleri ve optimum güç yönetimi çözümlerinin hayata geçirilmesini sağlayacaktır.

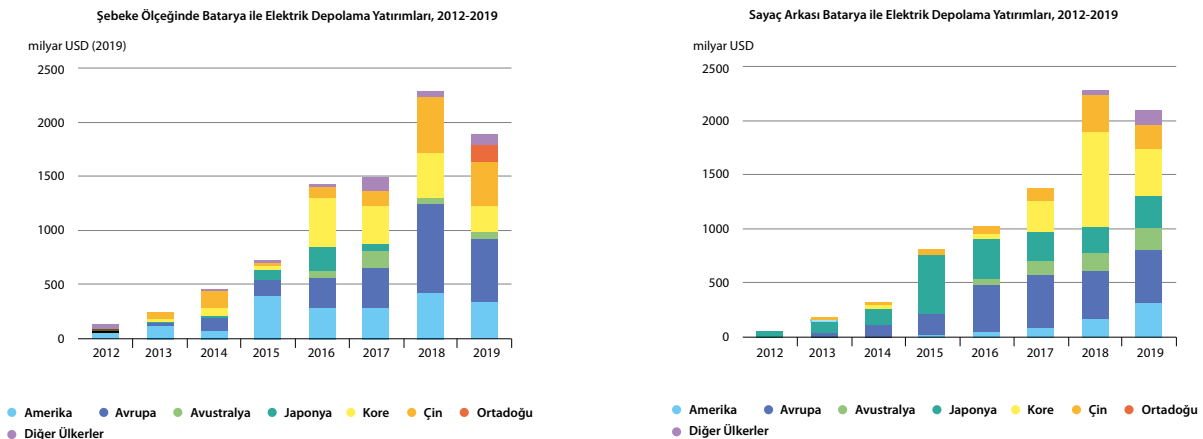
1.5.4. Enerji Depolama Sistemlerinin Yaygınlaşması

Lityum iyon batarya maliyetlerinin düşmesi, elektrik şebekesine verdiği yan hizmetler desteği, pik talep eğrilerinin öteleme ve yönetilmesine yardımcı olması ile gerektiğinde yedek güç sağlama fonksiyonları nedeniyle özellikle batarya tipi enerji depolama sistemlerinin büyüme trendinin gelecekte de devam edeceği görülmektedir.

Grafik 25'te gösterildiği üzere, batarya ile elektrik depolamaya yapılan yatırım, 2019 yılında 4 milyar doların üzerinde kalmasına rağmen ilk kez yıl bazında %13 oranında bir azalma göstermiştir. Şebeke ölçekli bataryalara yapılan harcamalar yaklaşık %15 azalırken, sayaç arkası depolamaya yapılan yatırımlar %5 azalmıştır.

Bununla birlikte, sayaç arkası bataryalar, kilovatsaat başına dolar bazında şebeke ölçeğindeki pillerden yaklaşık iki kat daha pahalıdır. Küresel olarak, batarya fiyatları düştükçe ve proje geliştiriciler batarya depolama sistemindeki diğer maliyet bileşenlerini azaltmaya devam ettikçe -örneğin, montaj ekipmanı, kablolama ve işçilik- tüm sistemin maliyetleri düşmeye devam edecektir.

Grafik 25: Batarya ile Elektrik Depolama Sistemlerine Yapılan Yatırımlar



¹⁴IEA, Dünya Enerji Yatırımları, 2020, <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2020/power-sector#abstract>



1.6. Enerji Yatırımları ve Finansmanı

Enerji piyasasının serbestleşmesi yönünde 2002 yılından bu yana atılan adımlar ve 2005'te yürürlüğe giren YEK Kanunu'nun etkisiyle 2002 yılında 31,8 GW olan Türkiye elektrik kurulu gücü 2020 Eylül ayı itibarıyla 93,2 GW'a ulaşmıştır. Bu süre içerisinde tüm elektrik dağıtım firmaları özel sektöre devredilmiştir ve üretimde de özel sektör ağırlığı oluşmuştur. Özel sektörün yaptığı yeni yatırımların da etkisiyle elektrik üretim içerisindeki özel sektör payı 2002 yılındaki %32 seviyesinden 2020 Eylül ayı sonunda %77,7'ye çıkmıştır. Özel sektörün Türkiye kurulu güç içerisindeki payını bu denli artırmasında en önemli etkenlerden biri de kuşkusuz finansman imkânları olmuştur.

Tablo 12: Enerji Sektörü Proje Finansmanı (milyar dolar)

Yıl/Ay	Nakdi Risk	Gayri Nakdi Risk	Toplam Taahhüt
2016/12	31	6	52
2017/12	35	7	55
2018/12	30	5	46
2019/12	27	4	39
2020/6	27	4	39

Kaynak: Türkiye Bankalar Birliği, TSKB

2014 yılından bugüne kadar 6 ayda bir 19 Türk bankasının raporlamasıyla oluşan Proje Finansman İstatistikleri'ne göre, 2016 yılı öncesi tahsis tamamlanan projeler dahil olarak enerji sektöründeki nakdi risk 31 milyar dolardır. Ağırlıklı ülke kredileri temini amacıyla İhracat Kredi Kuruluşları (ECA) bankalarına hitaben ve özelleştirme işlemlerinde Özelleştirme İdaresi Başkanlığı'na düzenlenen teminat mektupları olduğu değerlendirilen gayri nakdi risk ise 6 milyar dolar olmuştur. Kalan taahhüt rakamı da dikkate alındığında 2016 yıl sonu itibarıyla yerli bankaların enerji sektöründe 52 milyar dolar seviyesinde bir finansman sağladığı bilinmektedir.

2018 yılına gelindiğinde düşük seyreden elektrik satış piyasa fiyatları kur şokuyla birleştiğinden, enerji projelerinde yukarıdaki raporlamaya dahil olmayan ve yabancı bankalarca sağlanan 11 milyar dolar¹⁵ tutarındaki riski tablodaki toplam 46 milyar dolar taahhüt rakamı ile birlikte değerlendirmek, o günkü finansal piyasalardaki sektör büyüklüğünü anlamak için doğru yaklaşım olacaktır. Son yıllarda YEKDEM kapsamı dışında kalan santrallerin elektrik satış gelirleri TL cinsinden oluştuğu ve yatırımlar kapsamındaki borçlarının ağırlıklı kısmı döviz cinsinden olduğu için, kur artışının yaşandığı dönemlerde bu santrallerin yüksek kur riskine maruz kaldıkları izlenmektedir. Ayrıca, son yıllarda serbest piyasadaki satış fiyatlarının arz fazlasının da etkisiyle beklenenin altında gerçekleştiği dikkat çekmektedir. Bu temel noktalar, fosil yakıtlara dayalı (kömür, petrol, doğal gaz) üretim santrallerinin (gerek yeni yatırım gerekse EÜAŞ'tan devralınan varlıklar açısından) alınan kredilerin geri ödemelerinin proje gelirleri ile yapılmasını neredeyse imkânsız hale getirmiştir. Bu sebeple, özellikle 2018'deki ani kur artışı sonrası enerji sektörü oyuncularından finansör kurumlara fosil yakıtlara dayalı enerji üretimi için yeni yatırım talebi gelmemiş, önceki yıllarda finanse edilen projelerin geri ödemeleri gündemin ana başlığını teşkil etmiştir. Sektörde bir taraftan yapılandırılan enerji projelerine, diğer taraftan yapılan yeni yatırımlar için sağlanan kredilere ve sorunsuz projelerin geri ödemeleri sonrası gelinen noktaya bakıldığında, Türkiye Bankalar Birliği Proje Finansmanı İstatistikleri'ne göre yerli bankaların enerji sektörüne sağladığı finansmanın 2020 yılı Haziran ayı itibarıyla 39 milyar dolar olduğu görülmektedir.

Elektrik satış fiyatının düşük seyrettiği 2016-2020 döneminde yenilenebilir enerjinin Türkiye toplam kurulu gücü içerisindeki payının %43'ten %50'ye çıktığı gözlenmiştir. Bu oranlara bakıldığında, aynı dönemde, enerji sektörünün finansman kompozisyonu içinde yenilenebilir enerjinin artan oranda katkı sağladığı söylenebilir.

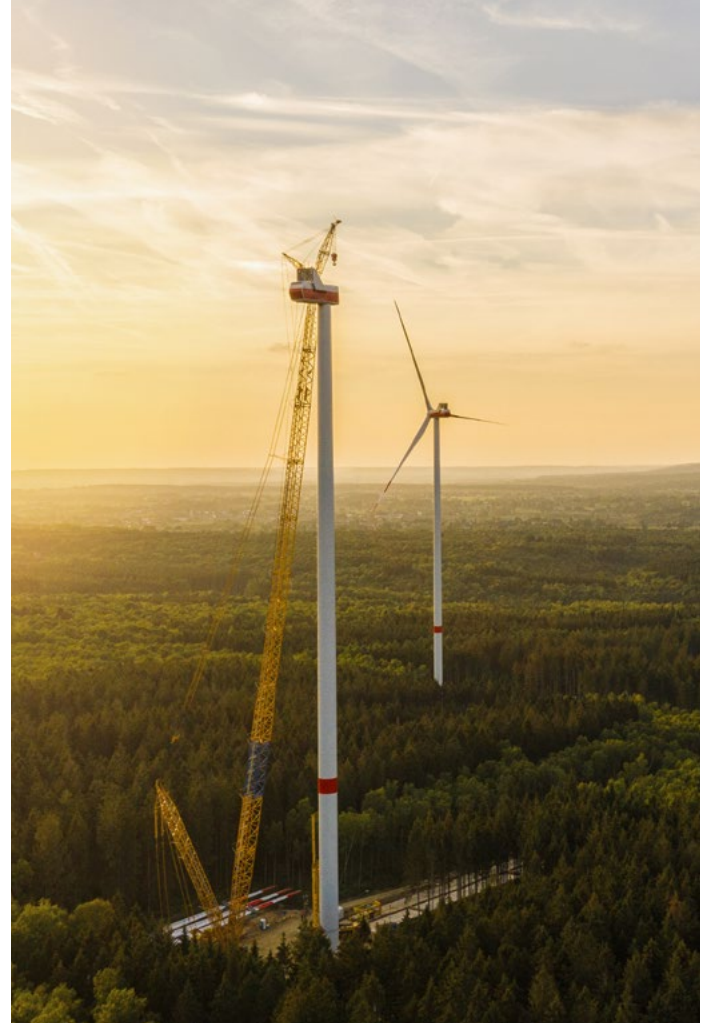
Yenilenebilir enerji projeleri, bir taraftan sürdürülebilirlik perspektifinden çevreye duyarlı projeler olarak kategorize edilirken, diğer taraftan düşen MW başına sabit yatırım tutarlarına karşılık mevcut YEKDEM tarifesinde aynı fiyat seviyesinden EPIAŞ'a satış imkânı ile öne çıkmıştır.

¹⁵ <https://www.enerjigunlugu.net/>

Bu sebeplerle, geçtiğimiz 1-2 yılda mevcut YEKDEM tarifesinden faydalanan projelerin finansmanı yeni yatırım finansmanı açısından sektörü domine etmiştir. Güncel durum itibarıyla EPDK'nın Eylül ayı içerisinde açıkladığı 6 aylık süre uzatımı vesilesiyle yenilenebilir enerji projeleri kredi verenlerin halen gündemindedir.

Raporun devamında "Hibrit Teknolojileri" başlığında içeriği detaylıca ele alınan ve 08 Mart 2020'de Resmi Gazete'de yayınlanan "Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik" sonrasında hibrit yatırımlar da enerji sektöründe ilgiyle karşılanmış olup finansör kuruluşların değerlendirmesine konu olmaya devam etmektedir.

Geçmiş dönemde finanse edilen elektrik üretim yatırımlarına bakıldığında finansman kararı açısından aşağıdaki başlıklar öne çıkmaktadır.



1.6.1. Yatırım ve İşletme Dönemi Riskleri

Greenfield (sıfırdan) yatırımlarda henüz yatırım döneminin başında iken kredi veren kuruluşça finansmana dahil olunması durumunda, ortaya çıkabilecek maliyet artışı ve yatırımın devreye girmesindeki olası gecikmeler başlıca risklerdir. Türkiye’de çoğu kreditor kuruluşta yenilenebilir enerji hikâyesinin başladığı ilk kaynak tipi olan HES’lerde gerek yatırımların planlanan takvimde devreye alınamaması gerekse de yatırım tutarındaki artışlar finansör kuruluşlarda tecrübe yaratmıştır. Özellikle nakit akışları ve finansal modelleri YEKDEM’e göre yapılan projelerde, gerekli tarihlerde EPDK geçici kabullerinin yapılabilmesini teminen yatırımların zamanında devreye girmesi finansörler açısından da en kritik konu olmuştur. Kredi sağlayan kuruluşlar, yatırımın zamanında ve öngörülen maliyetle devreye girmesi için mümkünse anahtar teslim ve sabit maliyetli mühendislik, tedarik ve inşaat (EPC) sözleşmeleri olan projeleri tercih etmektedir. Bu yapının olmadığı durumlarda ise, tedarik sözleşmeleri ayrı ayrı incelenmekte ve tedarikçilerin yatırım şirketine olan taahhütleri irdelenmektedir.

Greenfield yatırımlar açısından yatırım devreye girdikten sonra veya operasyonel varlıklar açısından satın alım finansmanı, refinansman gibi işletme dönemi içerisinde sağlanan finansmanlarda ise performans riski önem arz etmektedir. Bu riskin minimize edilebildiği performans garantisi olan projeler öne çıkmakta, ek olarak ilgili kaynağa göre ölçümlerin yeterli bir dönem için yapılmış olması işletme dönemindeki üretimlerin beklenti seviyelerinde gerçekleşmesi için kritik rol oynamaktadır. Geçmiş dönemlerde yatırım ve işletme dönemi risklerinin bertaraf edildiği projelerde risk iştahı daha yüksek olmuştur. Önümüzdeki dönemde de gerek sigortalar gerekse ilgili sözleşmeler açısından riskleri minimize eden projeler finansman anlamında öne çıkacaktır.

1.6.2. Elektrik Satış Anlaşmaları

2014 yılında elektrik piyasa fiyatlarının, en düşüğü 7,3 cent/kWh olan YEKDEM tarifesinin altında kalması sonrasında YEKDEM’den faydalanma hakkı olan tesislerin tümü başvurularını tamamlayarak bir sonraki yıl YEKDEM dahilinde satış yapmaya başlamıştır. Sonraki yıllarda trendin benzer şekilde olmasından hareketle YEKDEM’e girebilecek yenilenebilir projeler/lisansların el değiştirmesi hızlanmış ve düşen yatırım maliyetleri ve gelişen teknolojiler sonucu artan kapasite faktörlerinin etkisiyle ilgili projeler daha da fizibil olmuştur.

Gelinen noktada, en son 31 Aralık 2020 itibarıyla devreye giren santraller için geçerli olacak YEKDEM’den yararlanma hakkı, pandemi sebebiyle 30 Haziran 2021’e uzatılmıştır. Ancak bu santraller 01 Ocak 2022-31 Aralık 2030 dönemi için toplam 9 yıllık süre ile YEKDEM’den faydalanabilecektir. Mevcut YEKDEM tarifesinden sonraki dönemle ilgili henüz kamu otoritelerince kesin bir açıklama yapılmamış olmakla birlikte EPDK’nın en azından belirli yenilenebilir kaynakları farklı bir teşvik



mekanizmasıyla desteklemeye devam etmesi beklenmektedir.

Yeni yapının mümkün olduğunca erken açıklanması yenilenebilir enerjinin özellikle Ocak 2015-Eylül 2020 aylık dönemde toplam kurulu güç artışındaki %73’lük payının azalmaması için kritiktir. ETKB’nin 2023 yılı itibarıyla GES’lerde 10.000 MW, RES’lerde 11.883 MW, HES’lerde 32.037 MW ve JES ile BES’lerde 2.884 MW olmak üzere toplamda 56.804 MW kurulu güce çıkılmasının hedeflendiği 2019-2023 yıllarını kapsayan Stratejik Planı’na bakıldığında, kamu otoritesinin yenilenebilir enerji içinde RES ve GES’ler için geçtiğimiz yıllardaki büyüme trendinin devam ettirilmesi yönünde bir beklentisi olduğu anlaşılmaktadır.

Hiç şüphesiz, hem 2017 ve 2019 yıllarında gerçekleştirilen ve ihalesi tamamlanan YEKA GES ve RES ihalelerinin hem de 2021 yılında gerçekleştirilmesi planlanan mini YEKA GES ihalesinin yukarıda belirtilen kurulu güçlere ulaşılmasında katkısı olacaktır. Ancak, YEKA'lara ilave olarak bir teşvik mekanizmasının devam ettirilmesi de Türkiye'nin mevcut kurulu gücünün çok üstünde olduğu bilinen yenilenebilir kaynaklara dayalı elektrik üretimi potansiyelinin kapasiteye dönüştürülmesine fayda sağlayacaktır.

2017 yılındaki bağlantı kapasitesi ihalelerinde PTF'ye endeksli olarak ihale kazanmış yatırımcıların finansman bulabilmesinin önündeki en önemli engel, bugünkü düşük seyreden piyasa fiyatlarıdır.

Özellikle rüzgâr potansiyeli daha yüksek olan sahalılar için, EPIAŞ'a elektrik satışı halinde PTF'nin altında bir fiyattan satış taahhüdü ile bağlantı kapasitesi hakkı kazanılmıştır. Bu projeler henüz yatırımcılar tarafında geliştirme aşamasındadır. Kredi sağlayan kuruluşlar ile finansman için görüşülmeye başlandığında,

YEKDEM kapsamında sayılan şartlardan farklı yapılar ve riskler içerdikleri için, bu projelerde kredi/öz kaynak yapısı başta olmak üzere şartlar YEKDEM projelerine göre farklılaşacaktır. Gerek bağlantı kapasitesi ihalesinde alınan önlisanslar kapsamında geliştirilen gerekse de YEKDEM'den çıkacak projelerde finansman/satın alım finansmanı vb. ihtiyaçlarda, üretilen elektriğin piyasaya satış yerine Yenilenebilir Enerji Tedarik Anlaşmaları (YETA) ile satılmasının projenin daha iyi şartlarla finanse edilebilmesine imkân sağlayabileceği değerlendirilmektedir.

İkili anlaşma yapılacak şirketin bankalar nezdinde orta-uzun vadeli kredibilitesi, tedarik anlaşmasının hukuki zemini ve yapının bankaların alışkın olduğu teminat yapısını sağlayabiliyor olması bu alternatifin kredi verenler nezdinde karşılık bulmasını sağlayacaktır. Özellikle global platformlarda iklim değişikliği ile mücadele taahhütleri bulunan uluslararası şirketlerin Türkiye iştiraklerinin elektriği bu tip anlaşmalarla yenilenebilir enerji üreticilerinden sağlama konusunda ilk örnekleri teşkil edebileceği değerlendirilmektedir.

1.6.3. Yatırımcılardan Beklenen Taahhütler

Kredi veren kuruluşlar, enerji projesi finanse ederken gerek yatırım dönemindeki gerekse işletme dönemindeki riskleri analiz ederek projeye ilişkin finansal model oluşturmaktadır. Bu noktada, projeye ilişkin finansal olan ve finansal olmayan taahhütler talep edilmektedir.

Geçmiş dönemde enerji sektöründe finanse edilen projelerin Türk piyasasında ağırlıklı %60-80 bandında bir oranla kredi ile finanse edildiği, kalan kısmının ise özkaynaklarla fonlandığı söylenebilir. Yukarıda değinildiği şekilde, proje özelinde oluşturulan nakit akıma göre özkaynak ihtiyacı şekillenecek ve projede hedeflenen "borç servis karşılama oranı" netleştirilecektir.

Diğer taraftan, projenin nakit akışının kredi veren ve yatırımcı arasında paylaşılmasına ilişkin esaslara ilişkin taahhütler de yer alacaktır.

1.6.4. Çevresel ve Sosyal Perspektiften Enerji Yatırımları

"Yeşil Enerji" olarak tabir edilmesine karşın yenilenebilir enerji yatırımları da çevresel ve sosyal riskler (RES'lerde kuş göç yollarının olumsuz etkilenmesi, JES'lerde sondaj çamuru ve sera gazı emisyonları, HES'lerin birçoğunda kamulaştırmaya konu arazilerin varlığı ve gönülsüz yeniden iskân, vb.) barındırabilmektedir. Bankacılık sektörü, finanse edilen yatırımlarda çevresel ve sosyal konulara git gide daha çok eğilmekte ve gerek inşaat aşamasında gerekse işletme aşamasında çevresel duyarlılık ve sosyal etki açısından ihtiyaç duyulan değerlendirmelerin gereğince yapılmasına özen göstermektedir. Çevresel ve sosyal risk içeren projelerde ise, söz konusu risklerin en iyi şekilde tanımlanması ve bu konuda dünyadaki öncü kalkınma finansmanı kuruluşlarının (KFK) benimsediği ilkelere uygun şekilde yönetilmesi beklenmektedir.

Yatırımcının çevresel ve sosyal konularda meseleye bu perspektiften yaklaşması hem doğrudan yabancı finansman sağlanmasının önünü açmakta hem de özellikle kalkınma bankaları üzerinden uzun vadeli dış finansmana ulaşmayı kolaylaştırmaktadır.

Çevresel ve sosyal açıdan uluslararası standartları sağlayan ve riskleri aksiyon planları ile yöneten projeler son yıllarda dünyada hızla örnekleri artan “yeşil tahvil” ihracı yoluyla da finansmana erişim imkânı bulabilecektir. Bu anlamda, gerek Paris anlaşması kapsamında COP-21’de KFK’nın tekrar ettiği iklim değişikliği ile mücadeleye yönelik yatırımlara finansman sağlama taahhütleri gereğince gerekse de yeşil tahvil ihracı gibi alternatif finansman imkânlarına ulaşabilmek açısından çevresel ve sosyal konular öne çıkacaktır.

EPDK tarafından 23 Temmuz 2020’de yayınlanan ve dünyada örnekleri bulunan “Yeşil Enerji Tarifesi” kapsamında Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik tedarik etmek isteyen tüketicilerin kullandıkları enerjinin bu kaynaklardan üretildiğinden emin olabilmeleri için, yeşil elektrik tarifesi kapsamında şeffaf ve güvenilir bir kanıtlanma mekanizması geliştirilmesi ve Yenilenebilir Enerji Kaynak Garanti Belgesi (YEK-G Belgesi) oluşturulması planlanmaktadır. YEK-G sistemi ve piyasası altyapısının kurulması kapsamında 14 Kasım 2020 tarihli Resmi Gazete’de “Elektrik Piyasasında Yenilenebilir Enerji Kaynak Garanti Belgesi Yönetmeliği” yayımlanmıştır. Dünyada ve Türkiye’de iklim değişikliği ile mücadele konusuna eğilen kurum ve kuruluşlar arttıkça ve bunlar sürdürülebilirlik yaklaşımını kurumsal stratejilerinin bir parçası haline getirdikçe, yenilenebilir enerjiden üretilen elektriğe olan talep de artacak, bu da yenilenebilir enerji yatırımlarını tetikleyen bir başka unsur olabilecektir.



1.6.5. Proje Teminat Yapısı

Enerji projeleri ağırlıklı olarak proje finansmanı yaklaşımıyla ve kapalı devre olarak finanse edilen yatırımlardır. Bu kapsamda, genellikle proje sahibi şirket ilgili yatırım için bir özel amaçlı şirket kurar. Finansör kuruluşlar enerji sektöründe bir yatırım veya satın alımı finanse ederken krediyi asli olarak tesiste üretilecek elektrikten elde edilecek satış bedelleri ile geri ödenecek şekilde değerlendirirler. Bu anlamda, enerji üretim yatırımları finansmanında asli teminat elektrik satış bedellerinin kredi veren bankaya temliki

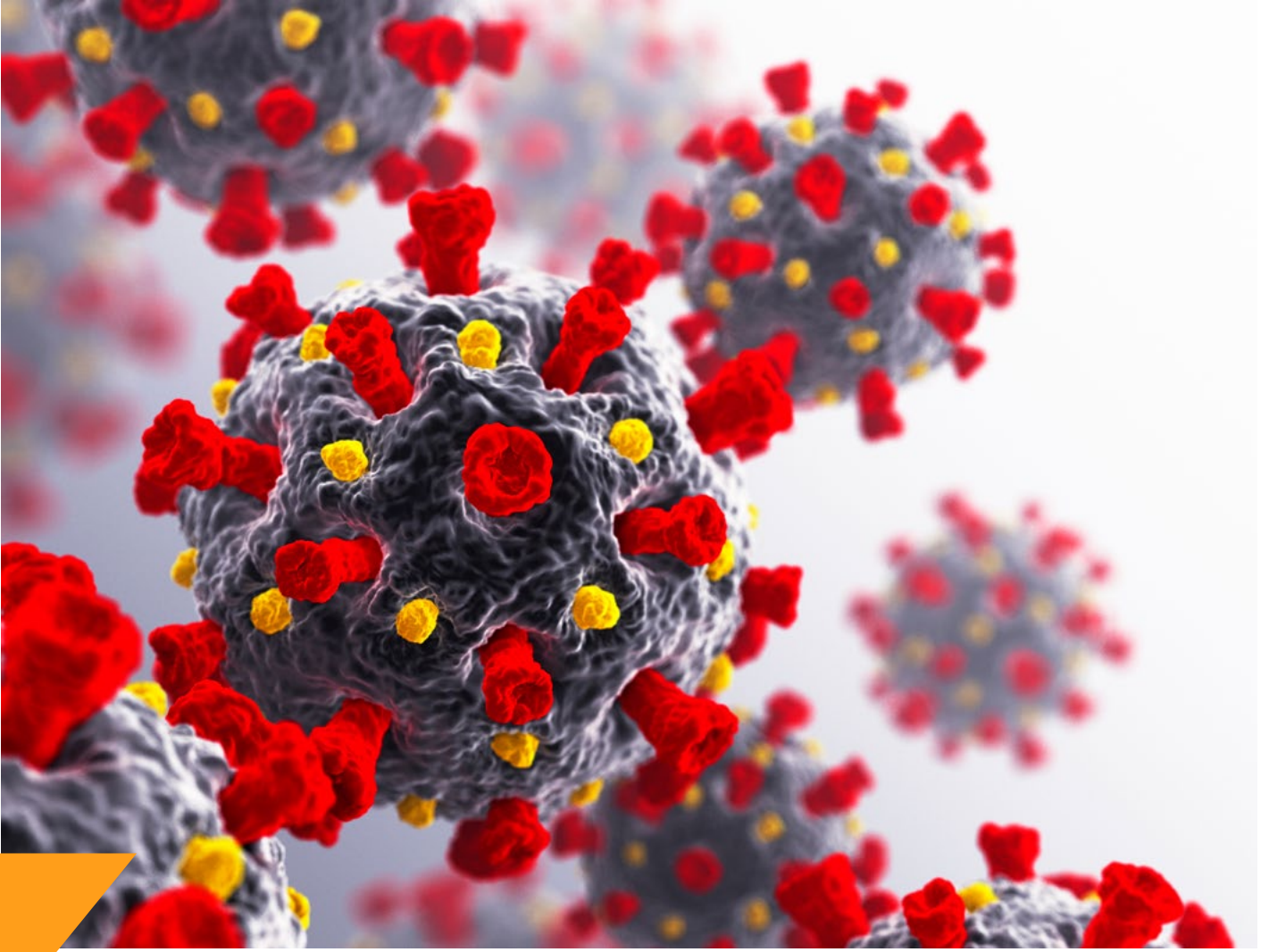
olmaktadır. Bunun dışında, özel amaçla kurulmuş özel amaçlı şirketin hesaplarının ve hisselerinin rehini, tüm makine ekipman üzerinde taşınır rehini, var ise gayrimenkuller üzerinde ipotek ise diğer proje teminatlarını oluşturmaktadır. Proje teminatlarına ek olarak, inşaat dönemi için proje özkaynak yükümlülüğü ve proje tamamlama garantileri ile işletme dönemi için geriye dönük ve ileriye yönelik belirli testlerin geçilmesi halinde kaldırılabilir şekilde sponsor garantisi alınmaktadır.



2020 Yılında Öne Çıkan Temalar

Raporun bu bölümünde 2020 yılında enerji sektörü özelinde konuşulan ve öne çıkan temalar detaylandırılmakta ve bahse konu başlıklar hakkında daha kapsamlı bir perspektif sunulmaktadır.





2.1. Covid-19'un Enerji Sektörüne Kısa Vadede Etkisi

Covid-19, ilk olarak Çin'in Vuhan Kenti'nde 2019-Aralık ayının sonlarında solunum yolu belirtileri (ateş, öksürük, nefes darlığı) gelişen bir grup hastada yapılan araştırmalar sonucunda 13 Ocak 2020'de tanımlanan bir virüstür.¹⁶ Üç ay gibi kısa bir sürede dünyaya yayılan salgını Dünya Sağlık Örgütü (WHO), 12 Mart 2020 tarihinde pandemi, -birçok coğrafyayı bir arada tehdit eden yaygın salgın- olarak ilan etmiştir.

Ekim ayı sonu itibarıyla 46 milyondan fazla kişi hastalığa yakalanmış, toplam 1.195.000 kişinin de bu salgın nedeniyle öldüğü raporlanmıştır. Türkiye'de ise ilk Covid-19 vakası görülen tarih 11 Mart 2020'dir. T.C. Sağlık Bakanlığının açıkladığı verilere göre, 31 Ekim 2020 tarihi itibarıyla toplam vaka sayısı 283.270, toplam iyileşen hasta sayısı 375.367 ve

toplam vefat sayısı 10.252 olarak raporlanmıştır. Tüm dünyayı etkisi altında alan, sosyal ve ekonomik hayatı durma noktasına getiren Covid-19 salgını, yaşam tarzı, iş yapış şekilleri ve alışkanlıklarımızı ciddi biçimde değiştirmektedir. Bu değişim, bazı kategorilere pozitif etkileşim getirirken bazı kategoriler için negatif bir etki yaratmaktadır. Salgın ve salgına karşı alınan önlemler sebebiyle 2020 yılının ilk çeyreğinde dünya ekonomisinde peş peşe problemler yaşanmaya başlanmıştır. IMF, 2020 yılı Haziran ayında yayınladığı "Dünya Ekonomik Görünümü (WEO)" raporunda 2020 yılı için dünya ekonomisinin %4,9 daralacağını öngörmüştür.¹⁷ Ocak ayı başındaki tahminlere kıyasla (%3 büyüme öngörüsü) yapılan bu revizyon dünya ekonomisinin büyüme tahminlerinde neredeyse %8'lik bir gerileme yaşanacağına işaret etmektedir.

¹⁶ <https://covid19.saglik.gov.tr/TR-66300/covid-19-nedir.html>

¹⁷ Dünya Ekonomik Görünümü, IMF, Haziran 2020. Şu adresten görülebilir: <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2020/06/24/WEOupdateJune2020>

Covid-19 pandemisi, gelişmiş ya da gelişmekte olan ekonomi ayrımı yapmaksızın tüm dünya ülkelerini sarsmaktadır. Küresel olarak, ABD Merkez Bankası (Fed), Avrupa Merkez Bankası (ECB), IMF gibi kuruluşların mali destek programları ile ekonomik-ticari faaliyetlerin canlandırılması hedeflenmektedir. İhracatta yaşanan kayıplar ve uluslararası ticaret hacminin daralması, küresel ekonomide imalat sanayii üretimi için gerekli olan ara malı girdilerinin sağlanmasındaki aksaklıkların ve küresel değer zincirlerinde yaşanan tıkanıklıkların sonucudur.

IMF Başkanı Kristalina Georgieva, Covid-19 pandemisinin yarattığı ekonomik krizin, 1930'larda yaşanan Büyük Buhran'dan daha ağır olduğunu da belirtmiştir.¹⁸

Pandemiyle mücadele kapsamında ülkemizde işletmelerin kendi aldıkları veya kamu otoritesinin yönlendirmesiyle uyguladıkları tedbirler kapsamında bazı kısıtlamalara gidilmiştir. Bazı tesislerde üretimin durdurulması veya teması azaltmak için çalışan sayısının azaltılması kapsamında kapasite sınırlaması getirilmiştir. Özellikle hizmet ve perakende sektörlerinde faaliyet gösteren birçok işletme kapatılmış ve bu önlemler de üretkenliğin azalmasına sebep olmuştur. Tüm bunların yanı sıra seyahat kısıtlamaları, sokağa çıkma yasağı uygulamaları, ücretsiz izin uygulamaları ve çalışma saati düzenlemeleri hem birçok sektördeki üretimin hem de üretime olan talebin düşmesine yol açmıştır. Vaka sayısının hızla artması ve buna engel olmak

için alınan tedbirler diğer birçok ekonomi gibi Türkiye ekonomisini de önemli oranda etkilemiştir. Covid-19 salgını, Türkiye ekonomisini, 2018 yılı kur artışları ile yaşanan konjonktürün henüz atlatılmadığı bir süreçte yakalamıştır. 2019 yıl sonu itibarıyla işsizlik oranı %13,6, enflasyon oranı %11,0 düzeyinde oluşan Türkiye ekonomisi, IMF'nin "Dünya Ekonomik Görünümü" raporundaki Haziran ayı projeksiyonlara göre Covid-19 salgın etkileri sebebiyle 2020 yılında %5 daralma yaşayacaktır.¹⁹ Resmi büyüme projeksiyonları daha olumlu bir görünüm sergilemekle birlikte, 2020 yılının pek çok açıdan zorlu geçtiğine şüphe yoktur.

Küresel piyasalarda olduğu gibi Türkiye'de de Covid-19 pandemisinin etkileri birçok sektör özelinde yaşanmış olup bu etkiler halen görülmeye devam etmektedir. Enerji sektörünün alt bileşenleri olan petrol, doğal gaz ve elektrik üretimi sektörleri süreçten olumsuz etkilenen sektörler arasında bulunmaktadır. Özellikle uluslararası uçuşların ve şehirler arası yolculukların sınırlandırılması gibi petrol sektörünü doğrudan etkileyen kararlar, evden dışarı çıkma kısıtlaması ve alışveriş merkezleri ile kafe ve restoranların açılmaması gibi ısıtma kaynaklı doğal gaz kullanımını ve elektrik tüketimini etkileyen kararlar, Türkiye enerji sektörünün kısa vadede yönünü çizen faktörler olarak ön plana çıkmaktadır. Bu başlık altında Covid-19 pandemisinin petrol, doğal gaz, elektrik talebi ile yenilenebilir enerji üzerindeki etkisi önce küresel bağlamda, sonrasında ise Türkiye özelinde incelenmiştir.

2.1.1. Petrol Sektörü

Covid-19 pandemisi nedeniyle birçok ülkede yavaşlayan ve hatta durma noktasına gelen üretim, ulaşım, hizmet ve ticaret faaliyetleri sebebiyle petrol piyasalarında talep taraflı bir baskı olduğu izlenmektedir. Bu dönemde talebin önce yavaşlaması, sonra duraklaması ile ülkelerin petrol depolama kapasiteleri tamamen dolma noktasına gelmiştir. Söz konusu gelişme Nisan ayında Amerikan Batı Teksas tipi petrolün fiyatını tarihinde ilk kez negatif seviyeye indirmiştir. Aynı dönemde, Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü ve Müttefikleri (OPEC+) üyesi olan petrol üreticisi ülkelerin aldığı yaklaşık 10 milyon varillik kesinti kararı bile arz fazlası problemini çözmeye yetmemiştir.

IEA Başkanı Dr. Fatih Birol Ağustos ayında yapmış olduğu bir açıklamada, petrolde küresel piyasalarda büyük bir arz fazlası olduğunu ve Covid-19 pandemisinde ikinci bir dalganın gelmesi halinde petrol talebinde ve fiyatlarında aşağı yönde ciddi baskılar oluşacağını belirtmiştir. Nisan ayını "Kara Nisan" olarak değerlendiren Birol, küresel petrol tüketiminin seyrini belirleyen Çin'de petrol tüketiminin Covid-19 pandemisi öncesi miktarlara yaklaştığını kaydetmiştir.

¹⁸ IMF, <https://www.imf.org/external/pubs/ft/fandd/2020/06/turning-crisis-into-opportunity-kristalina-georgieva.htm>

¹⁹ Dünya Ekonomik Görünümü, IMF, Haziran 2020, <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2020/06/24/WEOUpdateJune2020>

IEA, EIA ve OPEC her ay yayınladıkları petrol sektörü raporlarında güncel gelişmelerin yanı sıra küresel petrol talebi ile fiyat öngörülerini de paylaşmaktadır. Ülkelerin Covid-19 kapsamında getirdiği sınırlamalar ve bunların etkilerinin daha net görülmesi ile birlikte Nisan ayında yayınlanan raporlarda tüm kurumlar, seviyeleri farklı olmakla birlikte, 2020 yılı geneli için petrol talebinde düşüş öngörmüştür. Covid-19 pandemisinin ilk olarak görüldüğü Ocak ayında Brent tipi ham petrol varil fiyatı 65-70 dolar bandyken pandemiye bağlı etkiler sebebiyle varil fiyatı Ekim ayı sonu itibarıyla 40 dolar mertebesinde seyretmektedir. Türkiye, petrol ve petrol ürünleri tüketiminde net ithalatçı konumda bulunan bir ülkedir ve bu nedenle küresel piyasalarda oluşan fiyat ve kur hareketlerinden doğrudan etkilenmektedir. Petrol fiyatlarındaki bu düşüş Türkiye'nin cari dengesine pozitif anlamda bir katkı yapmıştır. Ancak pandemi sonrasında fiyatların hangi seviyelere çıkacağı önemli olacaktır.

EPDK verileri incelendiğinde, 2020 yılı Nisan ve Mayıs ayları petrol ürünleri tüketim değerlerinde Covid-19 pandemisinin etkisi görülmektedir. 2020 yılı ilk çeyreğinde 2017-2019 yılları ilk çeyreği ortalamasına göre %5,2'lik bir artış gösteren petrol ürünleri tüketiminde Nisan ayında %27'lik, Mayıs ayında %27,3'lük bir azalma gerçekleşmiştir. 2020 yılı Haziran ayında ise iki aylık negatif büyüme pozitif dönmüş ve 2017-2019 ortalamaları ile karşılaştırıldığında %2,6'lık bir artış gözlenmiştir. 2017-2019 yılları petrol ürünleri tüketimi Nisan ayı için 2.353.444 ton iken bu miktar 2020 yılında 1.717.105 ton olarak, 2017-2019 dönemi Mayıs ayı ortalaması 2.510.319 ton iken 2020 yılı Mayıs ayında 1.825.667 ton olarak gerçekleşmiştir. Haziran ayında ise 2020 yılı tüketim miktarı tekrar 2017-2019 yılları ortalamasının üzerine çıkmıştır. 2017-2019 yılları ortalama petrol ürünleri tüketimi Haziran ayı için 2.417.293 ton iken, bu miktar 2020 yılında 2.480.680 ton olmuştur.



İthalat miktarları incelendiğinde ise Nisan ve Mayıs aylarında %40'ların üzerinde bir azalma görülmektedir. 2020 yılı Ocak-Mart dönemi ile 2017-2019 yılları aynı dönem ortalamaları karşılaştırıldığında %29,4'lük bir azalma gözlenirken, Nisan ayında %48,1'lik, Mayıs ayında ise %41,4'lük bir azalma gerçekleştiği anlaşılmaktadır. EPDK verilerinin de teyit ettiği gibi, Nisan ve Mayıs aylarında Covid-19 pandemisinin yayılmasını engellemek için alınan tedbirlerin bir sonucu olarak akaryakıt tüketiminde ciddi bir düşüş yaşanmıştır. Haziran ayında başlayan normalleşme adımları çerçevesinde tüketim ve ithalatın geçmiş yıllardaki seviyelerine yükseldiği görülmektedir. Bununla birlikte, akaryakıt dağıtım sektörü hem bireysel hem de endüstriyel kullanımın Nisan ve Mayıs aylarında çok keskin şekilde düşmesi nedeniyle ciddi gelir kayıplarına uğramıştır. Bahse konu düşüşlerin tekrarlanması veya devam etmesi durumunda, bayi ağında gelir kaybına paralel olarak iş gücü kayıpları ve zorunlu el değiştirmelerin gündeme gelebileceği değerlendirilmektedir.

Kış döneminde Covid-19 pandemisi dışındaki hastalıklardaki olağan artışın yanı sıra pandemide ikinci dalga veya ikinci pik yaşanması durumunda ülkeler bazında sınırlamalar tekrar gündeme gelebilecektir. Küresel anlamda mevcut seyir dikkate alındığında pandeminin petrol talebine etkisinin sadece 2020 yılı geneli için değil, 2021 yılı için de risk oluşturduğu düşünülmektedir.

2.1.2. Doğal Gaz Sektörü

Salgının küresel çapta hızla yayılmasının etkisiyle birlikte sanayi faaliyetlerinin ve elektrik üretiminin 2020 yılının ilk çeyreğinde düşmesine bağlı olarak doğal gaz tüketimi de küresel çapta düşüş göstermektedir. Tüketimdeki bu azalma diğer enerji kaynaklarındaki düşüslere paralel bir seyir izlemektedir. Talep ve fiyatlamada petrole benzer bir grafik çizen doğal gazda Nisan ayındaki fiyatlara bakıldığında 2020 yılı ilk aylarına göre %40'lık rekor düşüşlerin olduğu gözlenmektedir. Doğal gaz fiyatlarındaki bu düşüşün 2021 yılında hızla toparlanması beklenirken yeni kuyu açma faaliyetlerinde ve LNG yatırımlarında da rekor düşüşler kaydedilmektedir.²⁰ Söz konusu dönemde talebin azalmasıyla birlikte petrolde olduğu gibi doğal gazda da depolama kapasitelerinde ciddi artışlar meydana gelmektedir.²¹

IEA'nın Haziran ayında yayımladığı "Gaz 2020" raporuna göre, küresel doğal gaz piyasalarında talep önemli oranda azalırken, 2020 yılındaki tüketim miktarında %4 düşüş beklenmektedir. Dünya gaz tüketiminin %75'inden sorumlu olan ve olgunlaşmış piyasaların bulunduğu Kuzey Amerika, Avrupa ve Asya coğrafyaları da bu daralmadan etkilenecektir.²² Aynı rapora göre, küresel gaz piyasalarında 2021'de toparlanma beklense de büyümenin kriz öncesi dönemdeki öngörülerini yakalayamayacağı tahmin edilmektedir. Covid-19 pandemisinin ilk olarak görüldüğü Ocak ayında Henry Hub doğal gaz fiyatı 2 dolar (her bin BTU ya da 0,0283 m³ için) bandının üzerinde seyrederken, pandemiye bağlı etkiler sebebiyle doğal gaz fiyatı yılın ikinci çeyreğinde 1,7 dolar seviyesine kadar gerilemiştir. Ağustos ayında tekrar 2 dolar üzerine çıkan doğal gaz fiyatının Ekim ayı sonu itibarıyla 3,4 dolar civarında olduğu görülmektedir.

Doğal gazda net ithalatçı olan Türkiye'nin son 10 yıldaki ortalama doğal gaz tüketimi 46 bcm civarındadır. Her ne kadar 2017'de 53 bcm rakamı görüldüyse de talep 2019 yılında 46 bcm'e düşmüştür. 2020 yılında da talebin 45 bcm'i geçmeyeceği tahmin edilmektedir.

EPDK aylık sektör raporu verileri incelendiğinde, Covid-19 pandemisi nedeniyle alınan tedbirlerin doğal gaz tüketimi üzerindeki etkileri görülmektedir. 2017 yılı Ocak ayından itibaren aylık doğal gaz tüketiminde aşağı yönlü trend ve mevsimsellik gözlenmektedir. Covid-19 pandemisi tedbirleri öncesinde, 2020 yılı Ocak ayında 2017 yılından itibaren en yüksek tüketim miktarı gerçekleşirken, 2020 yılı Haziran ayında son dört yılın en düşük tüketim miktarı kayda geçmiştir.



²⁰ WB, <https://blogs.worldbank.org/opendata/will-natural-gas-and-coal-prices-recover-coronavirus-covid-19-slump>

²¹ EIA, <https://www.eia.gov/naturalgas/storage/dashboard/>

²² IEA, <https://www.iea.org/reports/gas-2020>

2.1.3. Elektrik Sektörü

Covid-19 pandemisinin yayılmasını önlemek için birçok ülke tarafından oluşturulan kısıtlamalar nedeniyle küresel elektrik talebinde kayda değer miktarda azalma meydana gelmiştir. Sanayi ve hizmetler sektörlerindeki ve ticaret operasyonlarındaki duraklama nedeniyle elektrik talebinde meydana gelen azalma, konut kaynaklı elektrik talep artışından çok daha ağır basmıştır. Covid-19 pandemisi, elektrik talebinde sadece negatif yönlü bir etki ile sınırlı kalmamış, bunun yanı sıra elektrik talebinin saatlik profilinde de değişikliğe yol açmıştır. Sanayi üretimi ve ticaret aktivitelerindeki yavaşlama, birçok ülkede pandemi öncesinde Pazar günleri görülen elektrik talebi profilinin bu dönemde hafta içine kaymasına neden olmuştur. IEA'nın Nisan ayında yayınladığı "Küresel Enerji Görünümü 2020" raporuna göre, 2020 yılı ilk çeyrek küresel elektrik talebi 2019 yılının aynı dönemine göre %2,5 azalmıştır.²³



IEA, küresel elektrik talebinin 2020 yılında %5 düşeceğini öngörmektedir.²⁴ Bu düşüşün, "Büyük Buhan"dan bu yana görülen en büyük düşüş olacağı tahmin edilmekte, küresel mali kriz nedeniyle 2009 yılında izlenen düşüşün sekiz katı olacağı hesaplanmaktadır. 2009 yılında Çin ve Hindistan'da devam eden büyüme, o dönemde elektrik talebindeki daralmayı belli bir marjda tutmuştur. Ancak 2020 yılında talep büyümesinin hiçbir büyük ülke için söz konusu olmadığı belirtilmektedir.

Covid-19 pandemisinin hızla yayılmasıyla birlikte küresel piyasalarda olduğu gibi ülkemizde de elektrik talebinde kayda değer azalmalar meydana gelmiştir. Kısıtlamalar nedeniyle konutlarda artan tüketimin ekonomik faaliyetlerdeki yavaşlama nedeniyle sanayi, hizmetler ve ticaret sektörlerinde meydana gelen düşüşü karşılayamadığı gözlenmiştir. Elektrik talebindeki dramatik düşüş, piyasada zaten elektrik fazlası olduğu için elektrik satış fiyatlarının azalmasına sebep olmuştur. Türkiye'nin elektrik üretiminde pandeminin etkisiyle 2020 yılı Ocak ayından Mayıs ayına kadar düşüş, daha sonrasında normalleşme süreciyle birlikte ekonomik faaliyetlerin toparlanmaya başlamasının da etkisiyle artış yaşanmıştır. İlgili dönemdeki üretim düşüşü termik kaynaklı enerji santrallerinde meydana gelmiştir.

Ortalama günlük elektrik tüketimi verileri incelendiğinde, 2020 yılı Nisan ve Mayıs aylarında son iki yılın en düşük ortalama günlük tüketim miktarlarının olduğu görülmektedir. 2019 yılında günlük ortalama 730.000 MWh ile 860.000 MWh aralığında bir dalgalanma mevcutken, günlük ortalama elektrik tüketimi 2020 yılı Nisan ayında 637.686 MWh ve Mayıs ayında 576.438 MWh olarak gerçekleşmiştir. Bu düşüşlerdeki en büyük etkenin sanayi tesislerindeki yavaşlama olduğu değerlendirilmektedir. Haziran ayında ise normalleşme adımları sonucunda günlük ortalama elektrik tüketimi 750.000 MWh seviyelerine yükselmiştir. Temmuz ve Ağustos aylarında normalleşme adımlarının genişlemesi ve iklim şartlarının da etkisi ile ortalama günlük elektrik tüketimi bir önceki yılın aynı seviyelerine gelmiştir.

²³ IEA, <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>

²⁴ IEA, <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020>

2.1.4. Yenilenebilir Enerji Sektörü

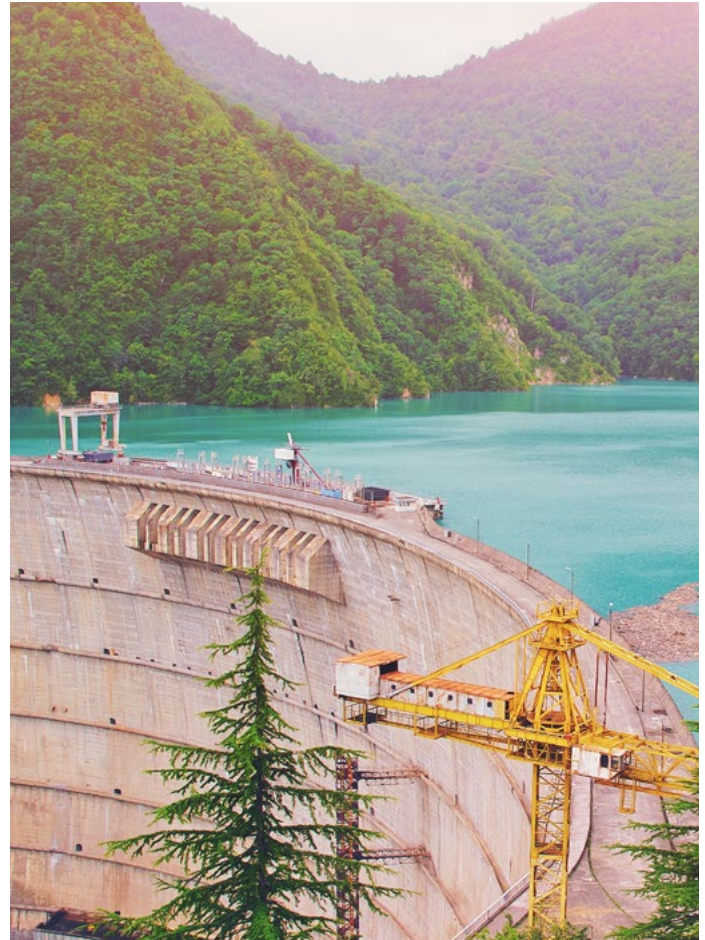
IEA, "ilave" yenilenebilir elektrik kapasitesinin 2020 yılında (bir önceki yıla kıyasla) 2000 yılından beri ilk defa azalacağını öngörmektedir. IEA, 2020 yılında %13 seviyesinde bir gerileme tahmin ederken, söz konusu değişiklik IEA'nın daha önceki tahminlerinde %20 oranında revizyon anlamına gelmektedir. 2020 yılı Ağustos ayında yayınlanan "Covid-19'un Elektrik Üzerindeki Etkisi" raporuna göre²⁵, hemen hemen tüm bölgelerde, talebin düşmesiyle elektrik kırılımında ibre, düşük işletme maliyetleri ve yasal düzenlemeler nedeniyle şebekeye öncelikli erişimi bulunan yenilenebilir enerji santrallerine kaymıştır. Yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretiminin toplam elektrik üretimi içindeki payı, işletmedeki rüzgâr ve güneş santralleri, hava koşulları ve toplam talep gibi birçok faktöre bağlıdır.

Rapora göre, yenilenebilir elektrik üretiminin payı, bazı AB ülkelerinde, özellikle İtalya, İspanya ve Almanya'da, karantina döneminde rekor kırmıştır.

Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynakları, 2020 yılının ilk çeyreğinde %1,5 oranında üretim artışıyla büyüme kaydeden tek enerji kaynağı olmuştur. Covid-19 pandemisi tedbirleri sonucunda elektrik tüketimindeki ve dolayısıyla elektrik üretimindeki azalma, termik santral kaynaklı elektrik üretiminde azalma ile sonuçlanmıştır. Nisan ve Mayıs ayları yenilenebilir kaynakların elektrik üretimindeki payı %60'ın üzerinde gerçekleşmiştir. Nisan ayında yenilenebilir kaynakların toplam elektrik üretimindeki payı %66,1 iken Mayıs ayında bu oran %62,2 olarak gerçekleşmiştir. Normalleşme adımlarının devreye girmesi ile termik santrallerin de devreye girdiği görülmektedir. Haziran ayında %44,2 olan yenilenebilir enerjinin elektrik üretimindeki payı, Temmuz ve Ağustos aylarında sırasıyla %42,2 ve %40,5 olmuştur.

Elektrik üretimi sektörü, birçok sektörün durma noktasına geldiği pandemi sürecinden en çok fiyatlama alanında etkilenmiştir. Endüstriyel talebin azaldığı, konut talebinin arttığı bu dönemde doğal gaz ve kömür kaynaklı elektrik üretiminde düşüş

yaşansa da YEKDEM teşvikleri sayesinde yenilenebilir kaynakların elektrik üretimindeki payı artış sergilemiştir. Covid-19 pandemisi yenilenebilir enerji yatırımlarını da doğrudan etkilemektedir. Rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinin ekipmanlarının büyük bir kısmı ithal edildiğinden, süren yatırımlarda tedarik zorlukları yaşanmıştır. Bu nedenle YEKDEM'den yararlanmak isteyen üretim tesislerinin 31 Aralık 2020'ye kadar devreye girme şartında esas olan süre, 30 Haziran 2021'e kadar uzatılmıştır. Covid-19 pandemisinin bir diğer etkisinin rüzgâr enerjisine dayalı önlisans başvurularına olduğu görülmektedir. 17 Eylül 2020 tarihinde EPDK tarafından yapılan açıklamaya göre, 5-10 Ekim 2020 tarihleri arasında yapılması planlanan rüzgâr enerjisine dayalı önlisans başvuruları ikinci bir duyuruya kadar ertelenmiştir.²⁶



²⁵ IEA, Covid-19'un Elektrik Üzerindeki Etkisi, <https://www.iea.org/reports/covid-19-impact-on-electricity>

²⁶ EPDK, <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/5-9212/ruzgar-enerjisine-dayali-onlisans-basvurulari-hk>



2.2. Türkiye'nin Hidrokarbon Aramaları ve Keşifleri

Petrol ve doğal gaz açısından çok yüksek oranlarda dışa bağımlı bir ülke olan Türkiye, son yıllarda hidrokarbon aramaları için deniz alanlarını odağına almış ve dikkat çekici adımlar atmıştır. Yaşanan ve yaşanması muhtemel gelişmelerin dış ticaret dengesini iyileştirme ve döviz ihtiyacını azaltma gibi olumlu ekonomik yansımalarının olacağını şüphe yoktur; bunun haricinde, söz konusu hamle ve girişimlerin Türkiye'nin dış politika yönelimlerinde belirleyici bir etken olacağı da açıkça görülmektedir. Konuya bu yönüyle bakıldığında, Türkiye'nin Doğu Akdeniz'deki hidrokarbon arama girişimlerinde siyasi-diplomatik hususların biraz daha fazla öne

çıkacağı, Karadeniz'deki arama ve keşif faaliyetlerinde ise teknik-ekonomik boyutların daha belirleyici olduğu izlenmektedir. Söz konusu farklılıktan dolayı Türkiye'nin hidrokarbon aramalarında geldiği nokta, Akdeniz ve Karadeniz odakları esas alınarak iki alt başlıkta incelenecektir.

Deniz alanlarındaki arama faaliyetleri açısından şüphesiz en önemli husus, gerek kıta sahanlığı²⁷ gerekse münhasır ekonomik bölge (MEB)²⁸ konusunda denize kıyıdaş ülkelerin birbirleriyle uzlaşmalarıdır.

²⁷Bir ülkenin/devletin anakarasından başlayarak denizde 12 deniz miline (22 km.) kadar olan açıklıktaki alana "karasuları" (territorial waters, territorial sea) denilmektedir. Bu alanda devletler, karada sahip oldukları bütün egemenlik haklarına sahiptirler. İlk 12 millik alandan hemen sonra başlayan ikinci 12 millik alana bitişik bölge (contiguous zone) denilmektedir. Kıyıdaş devletler bu bölgede mali, sıhhi, gümrükle veya göçle ilgili kanunları uygulamakta sınırlı bir yetkiye/egemenliğe sahiptirler ve bu egemenlik bir ihlâl durumunun ya da olasılığının ortaya çıkması şartına bağlıdır. "Kıta sahanlığı" (continental shelf) ise, kıyı devletinin denizin altında süren doğal uzantısıdır. Kıta sahanlığı için i) kıyıdan başlayarak denizin 200 metre derinliğe ulaştığı noktaya kadar olan alan, ii) karasularının bittiği çizgiden 200 mil ötesini kapsayan alan, olmak üzere 2 tespit kriteri mevcuttur. Kıta sahanlığı açısından herhangi bir devletin bu hakları ayrıca ilan etmesine gerek yoktur, söz konusu devlet doğal biçimde bu haklara sahiptir. Bununla birlikte, kıta sahanlığı sınırının, hakkaniyet ilkesine göre diğer kıyıdaş devletlerle yapılacak anlaşma ile belirlenmesi gerekmektedir. Kıyı devleti bu alanlarda madenler/doğal kaynaklar, öteki cansız kaynaklar ve deniz yatağında yaşayan canlılar üzerinde egemenlik hakkına sahiptir.

²⁸Münhasır Ekonomik Bölge (MEB - Exclusive Economic Zone [EEZ]), karasularının bittiği noktadan 200 deniz mili uzaklığa kadar alandaki su tabakası ile deniz yatağında ve deniz yatağının altında, kıyı devletine münhasır ekonomik haklar ve yetkiler tanınan deniz alanını ifade etmektedir. Deniz hukukunun en temel metinlerinden biri olan 1982 Birleşmiş Milletler Deniz Hukuku Sözleşmesi'nde (BMDHS - United Nations Convention on the Law of the Seas [UNCLOS]), MEB şu şekilde tanımlanmaktadır: "Karasularının ötesinde ve bu sulara bitişik bir bölge olup Sözleşmede düzenlenmiş özel bir rejime (m. 55-75) tâbi olan ve bu rejim gereği kıyı devletinin hakları ve yetkileri ile diğer devletlerin hakları ve serbestlikleri bu Sözleşmenin ilgili maddeleri ile düzenlenmiş olan bölgedir."

Şekil 6: Karadeniz'e Sınırı Olan Ülkelerin Münhasır Ekonomik Bölgeleri



Bir ülkenin kendi kıyısından açık denize doğru çekeceği 200 millik mesafe, diğer bir kıyıdaş ülkenin 200 millik mesafesiyle çakışırsa, bu durumda söz konusu iki ülkenin (bazen daha çok sayıda ülkenin) müzakere ederek tarafların menfaatlerini gözeterek adil bir çözüme ulaşmaları beklenir. Nitekim Karadeniz'de böyle bir yol izlenmiştir. Türkiye önce Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği (SSCB) ile 1978'de "Karadeniz'de Kıta Sahaneliği Sınırlandırması Hakkında Anlaşma"yı imzalamıştır.

Daha sonra, SSCB ve Romanya'nın 1984 ve 1986 yılları arasında Karadeniz'de MEB ilan etmeleri üzerine Türkiye de 1986'da Karadeniz'de MEB ilan etmiştir. İlan edilen MEB, daha önce tespit edilen kıta sahanlığı sınırıdır. SSCB'nin 1991 yılında dağılmasıyla, sınır anlaşmalarının devamlılığı çerçevesinde eski sınırlar Gürcistan, Rusya Federasyonu ve Ukrayna için de geçerli olmuştur. Bulgaristan ile de 1997 yılında bir anlaşma yapılmıştır.

Şekil 6'daki haritadan görüleceği üzere Karadeniz'de hakkaniyetli bir paylaşım yapılmış ve taraflar barış içinde bu paylaşımı kabul etmiştir.²⁹ Akdeniz'de ise Karadeniz'dekine benzer bir uzlaşma mevcut değildir. Dahası, Türkiye'nin Ege Denizi'nde Yunanistan ile "karasuları ve kıta sahanlığı" problemi vardır. Yunanistan, Lozan Antlaşması'nda 3 mil olarak belirlenen Ege'deki karasularını 1936 yılında 6 mile çıkarmıştır. Bu ihlal yetmezmiş gibi, son 30 yıldır da 1982 tarihli Birleşmiş Milletler Deniz Hukuku Sözleşmesi (BMDHS) sözleşmesine atıfla karasularını 12 mile çıkarmak istemektedir. Bundan dolayı Türkiye ile Yunanistan arasında kıta sahanlıklarının sınırı da henüz belirlenebilmiş değildir.

2.2.1. Akdeniz'deki Hidrokarbon Aramaları

Akdeniz'de kendi egemenlik alanını tescil etmek isteyen Türkiye, 27 Kasım 2019'da Libya ile "Deniz Yetki Alanlarının Sınırlandırılması Mutabakatı"ını imzalamış ve Libya ile arasında 18,6 millik (yaklaşık 30 km) bir sınır oluşturmuştur. Böylece, güneybatı deniz sahasında kıta sahanlığı ve MEB sınırını belirlemiştir. Daha önemlisi, Libya ile imzalanan mutabakat muhtırasından sonra ortaya çıkan MEB sınırları, bu bölgeden geçirilmek istenen tüm boru hattı projelerinde Türkiye'nin onayını gerekli kılacaktır. Doğu Akdeniz'deki enerji denklemi açısından bu adım çok kritik bir önem taşımaktadır. Şekil 10'daki harita ise, Türkiye'nin Yunanistan ve Güney Kıbrıs Rum Yönetimi (GKRY) ile yaşadığı anlaşmazlığı özetlemektedir.

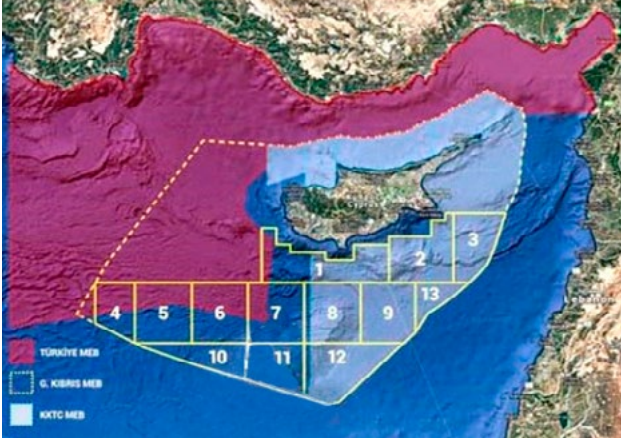
TPAO'nun Akdeniz'de yürüttüğü arama faaliyetleri kapsamında toplanan 3B sismik verileri, bölgenin potansiyelini ortaya çıkarmak açısından değerli bir

veri setidir. Toplanan sismik veriler doğrultusunda, İskenderun ve Mersin körfezlerinde 1960'lı yıllardan günümüze kadar bölgenin hidrokarbon potansiyelini test etme amaçlı toplam 18 adet deniz arama kuyusu açılmıştır.



²⁹ Rusya'nın Kırım'ı ilhakından sonra Ukrayna MEB'i batıya doğru daralmış olup haritanın kuzeyi güncel değildir. Ancak bu durum Türkiye'nin MEB sınırlarını etkilememektedir.

Şekil 7: Doğu Akdeniz'deki İhtilaflı MEB Parselleri



Bölgede GKRY'nin isimlendirdiği / taksim ettiği 13 parsel bulunmaktadır. 1, 2 ve 3 no'lu parseller adanın güney ucunun kuzeyinde, 4, 5, 6, 7, 8, 9 ve 13 no'lu parseller orta kısımda, 10, 11 ve 12 no'lu parseller de en güneyde yer almaktadır. Türkiye ve Kuzey Kıbrıs Türk Cumhuriyeti'nin (KKTC) hak iddia ettikleri alanlar ile GKRY'nin ilan ettiği MEB arasında çakışmanın olmadığı iki yer 10 ve 11 no'lu parsellerdir. 1-2-3-8-9-12-13 no'lu parseller KKTC'nin haklarından, 4-5-6-7 no'lu parseller ise Türkiye'nin ilan ettiği MEB'den dolayı GKRY'nin iddialarıyla çatışmaktadır.

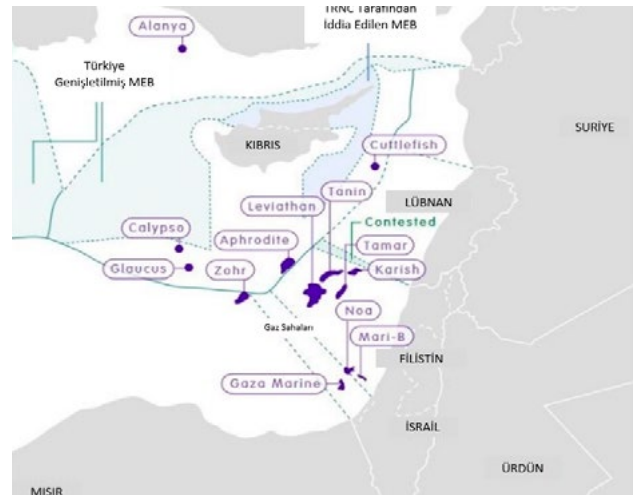
TPAO'ya göre bu kuyularda, çeşitli seviyelerde gaz ve petrol emareleri ile karşılaşmıştır. TPAO'nun envanterine katılan sondaj gemileri sayesinde aramaların TPAO'nun kendi imkânlarıyla yürütülmesi, birçok açıdan geç kalmış Türkiye'yi denkleme dahil etmektedir. Ekim 2018 ve Temmuz 2020 arasındaki dönemde Doğu Akdeniz'de Yavuz ve Fatih sondaj gemileri ile toplamda 8 sondaj gerçekleştirilmiş olmasını bu açıdan değerlendirmek gerekmektedir.

Statista'ya göre dünyada ispatlanmış doğal gaz rezervleri 7,02 katrilyon feet küp (yaklaşık 198,8 trilyon m³) civarındadır. BP ise 2019 yılı raporunda bu değeri (2018 sonu) 196,9 trilyon m³ olarak açıklamıştır. Yani dünya ispatlanmış doğal gaz rezervlerinin 200 trilyon m³ (daha kolay bir ifadeyle 200.000 bcm) civarında olduğunu düşünmek mümkündür. İsrail ve Mısır'a ait deniz sahalarında yapılan keşiflerde üretilebilir olarak nitelenen doğal gaz rezerv miktarı yaklaşık 2,1 trilyon m³ civarındadır.

Bunlara GKRY keşifleri eklendiğinde rakam 2,5 trilyon m³'e yaklaşmaktadır. Bir başka deyişle, Doğu Akdeniz'deki bilinen doğal gaz rezervi toplamı mevcut dünya rezervlerinin yaklaşık %1'i kadardır.

Diğer yandan, henüz arama faaliyetlerine konu olmamış, ancak eldeki sismik ve jeolojik verilerin analizi ile doğal gaz bulunduğu düşünülen alanlara yönelik rezerv tahmini daha büyüktür. 2010 yılında ABD kuruluşu "United States Geological Survey" tarafından iki ayrı parça halinde yayımlanan ve en sık atıf alan tahmine göre bölgedeki (Levant havzası

Şekil 8: Doğu Akdeniz'de Arama ve Keşif Yapılan Önemli Sahalar



Kaynak: Eastern Mediterranean gas: testing the field (energy-reporters.com)

+ Nil Deltası havzası) doğal gaz rezervi yaklaşık 10 trilyon m³'tür. Bu miktarın büyük bölümünün (6,3 trilyon m³) Mısır'ın deniz sahasında ve özellikle Nil Deltası havzasında yer aldığı ifade edilmektedir.³⁰ Doğu Akdeniz'de arama ve keşif yapılan önemli sahalardan 4'ünde (Aphrodite, Calypso, Glaucus, Cuttlefish) GKRY'nin faaliyetleri söz konusudur. Toplam 6 saha (Leviathan, Tamar, Tanin, Karish, Noa ve Mari-B) ise İsrail'in üretim yaptığı alanları göstermektedir. Şu ana kadar Doğu Akdeniz'de keşfedilen en büyük rezerve sahip Zohr sahası ise Mısır'a aittir. Tablo 13, üretim-keşif-arama faaliyetleri açısından bölgedeki durumu hem rezervler hem de uluslararası aktörler açısından özetlemektedir.

³⁰ USGS, Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Levant Basin Province, Eastern Mediterranean, Fact Sheet 2010-3014, Mart 2010 (<http://images.mofcom.gov.cn/lb/accessory/201008/1282430618252.pdf>) ve USGS, Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Nile Delta Basin Province, Eastern Mediterranean, Fact Sheet 2010-3027, Mayıs 2010 (<http://images.mofcom.gov.cn/lb/accessory/201008/1282430618252.pdf>).

Tablo 13: Doğu Akdeniz’de Arama ve Keşif Yapılan Önemli Sahalar

Ülke	Saha	Tipi	Büyükük (bcm)	Ortaklık Yapısı
Mısır	Zohr	Üretim	850	%50 Eni, %30 Rosneft, %10 BP, %10 Mubadala (BAE)
	Batı Nil Deltası	Üretim	142	%83 BP, %17 DEA (Almanya)
	Norus	Üretim	5.642	%75 Eni, %25 BP
	Atoll	Üretim	20	%100 BP
	Baltim	Üretim	55	%50 Eni, %50 BP
	Diğer Küçük Sahalar	Üretim	623	%40 Eni, %25 BP, %20 Mubadala
İsrail	Leviathan	Üretim	305	%40 Noble
	Tamar	Üretim	110	%36 Noble
	Diğer Sahalar	Üretim	140-220	%47 Noble
GKRY	Aphrodite (Parsel 12)	Keşif	180	%35 Noble, %35 BP, %30 Delek (İsrail)
	Calypso (Parsel 6)	Keşif	140-220	%50 Eni, %50 Total
	Glaucus (Parsel 10)	Keşif	Muhtemel	%60 ExxonMobil, %40 Qatar Petroleum
	Cuttlefish (Parsel 3)	Keşif	-	%50 Eni, %30 Total, %20 KoGas
	Parsel 2&9 (2013)	Arama	-	%60 Eni, %20 Total, %20 KoGas
	Parsel 11 (2013)	Arama	-	%50 Eni, %50 Total
	Parsel 8 (2017)	Arama	-	%50 Eni, %50 Total
	Parsel 7 (2019)	Arama	-	%50 Eni, %50 Total
Lübnan	Parsel 4&9	Arama	100	%40 Eni, %40 Total, %20 Novatek
Filistin	Gaza Marine	Keşif	28	%90 BP
Türkiye	Parsel 2&7	Arama	-	TPAO
	Antalya	Arama	-	TPAO

Kaynak: John V. Bowlus, “Eastern Mediterranean Gas: Testing the Field”, European Council on Foreign Relations, Mayıs 2020, https://www.ecfr.eu/specials/eastern_med/gas_fields, TSKB

Sıcak bir iklime sahip olduğu için fazlaca ısıtma yükü bulunmayan, sanayisi çok gelişmemiş ve nüfusu da küçük bir ada ülkesi olarak GKRY'nin en iyimser şartlarda tüketeceği doğal gaz yıllık 0,5-0,6 bcm civarında seyredecektir. Dolayısıyla kendi iç tüketimine 300 sene yetecek bir rezerv için yatırım yapmak, ancak bu gazın başka pazarlara nakledilmesi için bir çözüm bulunması durumunda anlamlı olacaktır. Diğer yandan, İsrail'in keşfedilen ispatlanmış doğal gaz rezervleri toplamı yaklaşık 1 trilyon m³'tür. Bu miktarın yarıya yakınının ihraç edilmesi öngörülmektedir. Ancak büyük çaplı ihracat için henüz şartlar olgunlaşmamıştır. Filistin ve Ürdün piyasaları büyükük itibarıyla son derece sınırlı iken, Mısır'ın son dönemde önemli keşifler yapmış olması bu seçeneği pek çok açıdan zorlu hale getirmektedir. Ocak-2020'de İsrail, Leviathan ve Tamar sahalarından çıkardığı gazı Mısır'a ihraç

etmeye başlamıştır. Mısır'ın Damietta ve Idku'daki LNG terminalleri gazın Avrupa'ya gönderilmesi için yeterli esnekliğe sahiptir, ancak İsrail için boru hattı seçeneği ticari açıdan hâlâ daha caziptir.

Doğu Akdeniz gazı için boru hattı seçeneğinin daha ekonomik olacağı pek çok açıdan kabul gören bir yaklaşımdır. Tam bu yüzden Mısır, İsrail, GKRY, Yunanistan ve İtalya bir araya gelerek EastMed deniz altı boru hattı projesini hayata geçirme tartışmaları yürütmüştür. Türkiye'nin Libya ile imzaladığı mutabakat muhtırası, bu projeyi -en azından şimdilik- suya düşürmüştür.³¹ Nitekim 2 Ocak 2020'de imzalanan Doğu Akdeniz Boru Hattı Anlaşması'na İtalya katılmamıştır. Diğer yandan, 2.000 kilometreden daha uzun olması öngörülen EastMed projesinin en azından 6-7 milyar dolarlık yatırım gerektireceği tahmin edilmektedir.

³¹ 1982 tarihli BMDHS kapsamında bir kıta sahanlığı üzerinde üçüncü devletlere boru hattı ve kablo döşeme izni verilmekle birlikte, kıyı devletinin hattın geçeceği yerler itibarıyla söz hakkı bulunmaktadır. Girit-Yunanistan-Adriyatik Denizi-İtalya güzergâhını izlemesi öngörülen böyle bir projeye, Türkiye'nin her türlü zorluğu çıkaracağı açıktır. Çünkü BMDHS'nin 79'uncu maddesinin 3'üncü bendinde “Kıta sahanlığına düşen petrol borularının takip edeceği hat sahil devlet tarafından kabul edilmelidir” ifadesi yer almaktadır.

Gazın Türkiye'ye (boru hattı ya da LNG yoluyla) ulaştırılması, Türkiye'nin iç şebekesi üzerinden Avrupa sınırına (Yunanistan ve Bulgaristan) sevk edilmesi her açıdan daha ekonomik bir seçenektir.

Türkiye tartışmasız bir şekilde bölgenin en büyük doğal gaz pazarına ve en gelişmiş depolama, iletim ve LNG ithalat altyapısına sahiptir. Yine Türkiye uzun yıllardır bölgenin doğal gaz ticaret merkezi olma yolunda çalışmalarına devam etmektedir.

İstanbul'da kurulan ve bölgenin ilk enerji borsası olan EPIAŞ'ta 2018 yılında doğal gaz piyasası açılmıştır ve bölgenin referans gaz fiyatının burada belirlenmesi amaçlanmıştır. Boru hatları ile ülkeye gelen kontratlı gazın daha fazla özel sektöre açılması, alınan gazın fiyatlandıktan sonra başka ülkelere satılması için tedarikçilerden izin alınması gibi adımlar atılabildiğinde, Türkiye doğal gaz ticaretinde önemli bir bölgesel merkez olma potansiyelini koruyacaktır.

2.2.2. Karadeniz'deki Doğal Gaz Keşfi

Türkiye'nin deniz alanlarında hidrokarbon arama çalışmaları 2000'li yıllarda mesafe kat etmiştir. 2004'te Ayazlı-1 kuyusunda ticari değeri olan doğal gazın bulunması umutları artırmış, 2006 yılında British Petroleum (BP) Doğu Karadeniz'de derin deniz aramalarını başlatmıştır. 2008'de BP'den lisansı devralan TPAO; Chevron, ExxonMobil, Petrobras gibi şirketlerle işbirliği içinde arama faaliyetlerini hızlandırmıştır. Bir süredir deniz alanlarında (off-shore) arama yapan TPAO, Karadeniz'in batısında doğal gaz ve doğusunda petrol rezervleri keşfetmeyi hedeflemiştir. Son yıllarda 1 sismik gemiyi (Oruç Reis) ve 3 sondaj gemisini (Fatih, Yavuz, Kanuni) envanterine katan TPAO, Akdeniz'de olduğu gibi Karadeniz'de de faaliyetlerini sürdürmektedir. Bu gemilerin; yabancı gemi kiralama şirketlerinin takvim sıklığına, politik tercihlerine ya da salt kâr odaklı pozisyonlarına bağımlı kalmadan arama-tespit çalışmaları yapabiliyor olmaları önemlidir.

Bu faaliyetler ilk meyvesini Karadeniz'de vermiştir. Türkiye'nin Karadeniz'deki MEB'inde 320 bcm büyüklüğünde bir doğal gaz rezervi keşfettiği Cumhurbaşkanı Tayyip Erdoğan tarafından 21 Ağustos 2020 tarihinde kamuoyuna açıklanmıştır. Keşfin yapıldığı Sakarya sahasındaki Tuna-1 kuyusunda denizde 2.115 metre derinliğe inildiği, deniz yatağına ulaşıldıktan sonra da 1.415 metre gidildiği, bu haliyle 3.530 metre olan toplam derinliğin sonraki katmanlardaki muhtemel rezervleri görebilmek amacıyla artırılacağı ifade edilmiştir. Bundan yaklaşık 2 ay sonra, 17 Ekim 2020 tarihinde yaptığı açıklamada Cumhurbaşkanı Erdoğan, kuyudaki doğal gaz rezervine ilişkin tahminlerin 85 bcm arttığını ve toplam miktarın 405 bcm'i bulunduğunu, kuyudaki çalışmanın 4.775 metreye ulaşıldıktan sonra sona erdiğini açıklamıştır.

Açıklanan ve henüz tahmin niteliğinde olan rezerv rakamlarının kesinleşmesi için ilave teknik çalışmalar yapılması gerekmektedir. Gazın bulunduğu sahanın jeolojik ve jeofizik dokusunun net biçimde belirlenmesi için yeni sondajlara ihtiyaç duyulacaktır. Tespit kuyuları ve detay rezervuar modellemesi ile çerçevesi belirlenecek güvenilir ispatlanmış rezervin öğrenilebilmesi için ise en az 1 senelik bir süreye ihtiyaç olacağı değerlendirilmektedir. Su derinliği, su altı karasal yapının jeolojik özellikleri, dalga boyları gibi bilgilere dayanılarak doğal gazın ne şekilde üretileceğine dair konseptin belirlenmesi ve bundan sonra platform, sualtı ve yüzey tesisleri inşa edilmesi olası yol haritası adımları olarak görülmektedir.

Şekil 9: Karadeniz'de Hidrokarbon Sondajı Yapılan Bazı Sahalar



Şekil 9'daki haritada da gösterildiği üzere "Sakarya Doğal Gaz Sahası" olarak adlandırılan ve Tuna-1 kuyusunun içinde bulunduğu alan, Romanya'nın daha önce 900 metre su derinliğinde doğal gaz bulunduğu Neptün Bloku'na (Domino sahası) yakındır.

Türkiye'nin üzerinde hiçbir tartışma bulunmayan kendi MEB'inde böyle bir keşif yapması, belli miktarda ve ekonomik şartlarda gaz üretimi yapabileceğini göstermesi açısından ayrı bir öneme sahiptir. Keşfedilen sahadaki muhtemel gaz miktarı olağanüstü bir rakam olmamakla ve halihazırda küresel gaz piyasasını etkileyecek bir nitelik arz etmemekle birlikte, bu keşif uluslararası petrol şirketlerinin ilgisini Karadeniz'e çekebilecektir.

Keşifle ilgili ekonomik değerlendirmeler aşağıda maddeler halinde sunulmaktadır:

- Keşfedilen doğal gaz; "kuru gaz" denilen, zararlı madde barındırmayan ve üretim aşamaları daha kolay olan kaliteli bir gazdır. Bu niteliğinden dolayı gazın çıkarılması ve tüketime sunulmasının ekonomik açıdan kârlı bir yatırım olacağı değerlendirilmektedir.
- Açıklanan keşfin ilk etapta ekonomiye doğrudan bir etkisi olmayacaktır. Ancak 2000-2019 dönemini kapsayan 20 yıldaki cari açık rakamının 581,7 milyar dolar ve net enerji ithalatının (ithalat-ihracat) 583,1 milyar dolar olduğu dikkate alındığında, küçük büyük demeden uygun maliyetle çıkarılabilecek her türden petrol ve gazın Türkiye ekonomisini pozitif yönde etkileyeceği kesindir. En iyimser ve en yeşil senaryolarda bile petrol ve doğal gazın 2050'ye kadar hayatımızda olmaya devam edeceği anlaşılmaktadır. Bu açıdan bulunan rezervin ekonomik açıdan pozitif bir katkısı olacağı açıktır.
- Petrol-gaz aramalarında bugüne kadar yaşanan olumsuzlukların yarattığı psikolojik bariyerin aşılması da bu keşifle mümkün hale gelebilecektir. Bu sahadaki tahmini rezervin doğrulanması, Türkiye'nin başka sahalarda araştırma yapması için kuvvetli bir teşvik unsuru olacaktır. Her bir sondajın birkaç yüz milyon dolara mal olabildiği düşünüldüğünde, rezervin doğrulanmasıyla Türkiye'de bu alanda daha çok harcama yapılması muhtemel olacaktır. Orta vadede petrol-gaz endüstrisinin "upstream" tarafının kuvvetlenmesi hafife alınmaması gereken bir ihtimaldir.
- Türkiye'nin son 10 yıldaki doğal gaz tüketim ortalaması 45 bcm civarındadır. Her ne kadar 2017'de 53 bcm rakamı görüldüyse de ulusal talep 2019 yılında 46 bcm'e düşmüştür. 2020 yılında da talebin 45 bcm'yi geçmeyeceği tahmin edilmektedir. Açıklanan doğal gaz rezervinin büyüklüğü, bugünkü değerlerle Türkiye'nin yaklaşık 9 yıllık doğal gaz talebine denktir.
- İlk üretime geçildiğinde klasik üretim gelişimi beklentisi çerçevesinde üretimin (sahadan alınabilecek maksimum gazın) birkaç bcm ile sınırlı kalması çok güçlü olasılıktır. Sonraki yıllarda plato üretim seviyelerine (tahminen en fazla 10-12 bcm) erişilebilecektir. Dolayısıyla, sahanın işletmeye geçtikten sonra -yeni keşifler yapılmazsa- minimum 30 yıl faaliyette olması beklenmelidir.
- Bilindiği üzere doğal gaz ithalat fiyatı, spot alımlar haricindeki uzun dönemli kontratlarda, çoğu kez kamuoyuna detayı açıklanmayan formüllerle belirlenmektedir. Formülün en önemli değişkeni petrol fiyatıdır. Petrol fiyatının artması geçmiş dönemlerde gaz alım fiyatlarını da artırmıştır. Bugün 40 dolar/varil civarında olan Brent fiyatının geçmişte 115 dolar/varil'e çıktığını ve bunun da aynı şekilde doğal gaz fiyatlarını zıplattığı anımsanmalıdır. Bugün bin metreküpü 180 dolar mertebesinde olduğu tahmin edilen Rus gazının fiyatının 500 dolara yaklaştığı dönemler olmuştur. Dolayısıyla, Türkiye gibi %99 ithalatçı durumundaki bir ülke için rezervin ekonomik değer hesabı yapılırken, son 20 yılın rakamlarının ortalamasının alınması daha doğru olacaktır.
- Keşfedilen sahada bundan 4-5 sene sonra yapılacak -iyimser tahminle- yıllık 10 bcm'lik üretim, o günkü muhtemel tüketim seviyesi itibarıyla Türkiye'nin doğal gaz talebinin %16-18'lik kısmını karşılayacaktır. Almanya, Japonya, Çin, ABD ve İtalya'nın ardından dünyanın en büyük 6. doğal gaz ithalatçısı olan Türkiye açısından bu, yıllık 2-2,5 milyar dolarlık bir değer anlamına gelmektedir.
- Gazın denize dönecek boru hatlarıyla karaya ulaştırılması da ayrı ve önemli bir maliyet kalemi olacaktır. Türkiye'nin bugüne kadar dahil olduğu gaz iletim projeleri hep karasal hatlar olduğu için deniz altı hat maliyetini kestirmek kolay değildir. Su derinliği, boru çapı gibi değişkenler maliyeti önemli oranda etkilemektedir. Emsal olarak alınabilecek Rusya'nın Karadeniz'deki gaz iletim hattının kesin yatırım tutarı da bilinmemektedir. Ayrıca, uluslararası ortalamalardan hareketle maliyetin 350-400 milyon dolar mertebesinde olacağı tahmin edilmektedir.
- 2021 yılında Türkiye'nin bazı gaz anlaşmaları bitecektir. Dolayısıyla keşfedilen rezerv, gelecekte yapılması planlanan ikili anlaşmalarda Türkiye'nin elini kuvvetlendirecek bir etken olabilecektir. Tablo 14'e göre 2021 sona ermeden 18,3 bcm miktarında gaz alım sözleşmesinin süresi bitecektir. 6,6 bcm Azerbaycan gazıyla (SOCAR Faz-1) ilgili sözleşmenin yenilenmeyeceği ve listede yer alan SOCAR Faz-2 gazıyla ikame edileceği dikkate alındığında, 11,7 bcm gazın sözleşmelerine yönelik müzakere yürütülmesi gerektiği anlaşılmaktadır. Küresel doğal gaz fiyatlarının düşmesine ilave olarak Türkiye'nin gaz keşfi yapması, bu müzakerelerde ülkemizin/şirketlerimizin elini kuvvetlendirecektir. Aynı durumdaki sonraki yılların kontrat müzakereleri için de caridir.

- Keşifle birlikte kamu enerji KİT'lerinden olan TPAO ve BOTAŞ için yeni finansal modellerin konuşulması beklenmelidir. Elektrik sektöründeki özelleştirmelerden farklı olarak, TPAO ve BOTAŞ'ta halka arz yönünde bir tercihin öne çıkabileceği anlaşılmaktadır.

Tablo 14: Türkiye'nin Uzun Dönemli Doğal Gaz Kontratları

Ülke	Firma	Tip	Bitiş Tarihi	Miktar (bcm)
Katar	BOTAŞ	LNG	Eyl-2020	2,10
Rusya Federasyonu (Türk Akım)	BOTAŞ	Boru Gazı	2021	4,00
Nijerya	BOTAŞ	LNG	2021	1,30
Rusya Federasyonu (Türk Akım)	Avrasya Gaz	Boru Gazı	2021	0,75
Rusya Federasyonu (Türk Akım)	Bosphorus Gaz	Boru Gazı	2021	0,75
Azerbaycan	BOTAŞ	Boru Gazı	2021	6,60
Rusya Federasyonu (Türk Akım)	Enerco Enerji	Boru Gazı	2021	2,50
Rusya Federasyonu (Türk Akım)	Shell Enerji	Boru Gazı	2021	0,25
Cezayir	BOTAŞ	LNG	2024	4,40
Rusya Federasyonu (Mavi Akım)	BOTAŞ	Boru Gazı	2025	16,00
İran	BOTAŞ	Boru Gazı	2026	9,60
Azerbaycan	BOTAŞ	Boru Gazı	2033	6,00
Rusya Federasyonu (Türk Akım)	Akfel Gaz	Boru Gazı	2043	2,25
Rusya Federasyonu (Türk Akım)	Batı Hattı	Boru Gazı	2043	1,00
Rusya Federasyonu (Türk Akım)	Bosphorus Gaz	Boru Gazı	2043	1,75
Rusya Federasyonu (Türk Akım)	Kibar Enerji	Boru Gazı	2043	1,00
Azerbaycan	BOTAŞ	Boru Gazı	2046	0,15

Kaynak: BOTAŞ, Enerji IQ Piyasa Raporu, TSKB

Birçok ekonomik meselede (özellikle enerji meselelerinde) olduğu gibi, doğal gaz keşfinin de siyasi ve diplomatik tarafları işin ekonomisini yakındıran ilgilendiren bir niteliğe sahiptir. Keşfin bu yönüne ilişkin değerlendirmeler aşağıda maddeler halinde sunulmaktadır:

- Türkiye'nin üzerinde herhangi bir siyasi anlaşmazlığın bulunmadığı ve egemenlik hakkının açıkça tanındığı bir alanda doğal gaz keşfi yapması, Türkiye'nin doğal gaz sektöründe -şimdilik- küçük de olsa bir oyuncu olacağını kesin hale getirmiştir. Karadeniz'deki gazın çıkarılması, orta vadede Türkiye'nin Akdeniz'de maruz kaldığı baskıyı hafifletebilecek bir mahiyet arz etmektedir.
- Doğal gaz fiyatlarının küresel düzeyde gerileme yaşadığı, bazı yatırımların fızıbil olmaktan çıktığı için iptal edildiği bir konjonktürde, ekonomikliği büyük oranda kesin olan Sakarya Doğal Gaz Sahası için Türkiye'nin yabancı hidrokarbon şirketleriyle işbirlikleri geliştirmesi için uygun bir vasat ortaya çıkmıştır.
- Önemli maliyet bileşenlerinden birisi üretim kuyuları ile kara arasında döşenecek boru hatları olacaktır. Hattın kapasitesinin yakın sahalardaki başka (olası) keşiflere bağlı olarak yüksek tutulması maliyetleri artıracak, ancak yeni keşifler yapılması durumunda birim maliyetler belirgin biçimde düşebilecektir. Bu durum, Türkiye'nin Romanya ve Bulgaristan ile hidrokarbon arama faaliyetlerinde işbirliği yapma arayışlarını güçlendirebilecektir.
- Türkiye, bir dönem tükettiği doğal gazın yarısından fazlasını Rusya'dan ithal etmiştir. Öyle ki Rusya'nın gaz ithalatındaki payının %57'ye ulaştığı yıllar olmuştur ve kaynak ülke çeşitliliği bağlamında ciddi bir arz güvenliği riski doğmuştur. 2019 yılında bu rakamın %33'e kadar gerilemesi yeni bir dengenin habercisidir ve keşfedilen sahada üretime geçilmesi, bu dengeyi Türkiye lehine tahkim edecektir.
- Türkiye öteden beri bir enerji hub'ı olmayı hedeflemektedir. Buna karşılık ülkemiz, boru hatlarının kavşak noktası olması itibarıyla sahip olduğu avantajı ("transit ülke" konumunu), zenginleştirilmiş finansal kaynaklar ve güçlendirilmiş hukuki altyapıyla besleyerek bir enerji hub'ına dönüştürmeyi henüz başaramamıştır. Kendi doğal gazını çıkarıyor olmak, diğer şartları da yerine getirmesi durumunda, Türkiye'nin bir enerji hub'ı olması için önemli bir basamak olabilecektir.



2.3.YEKA ve YEKDEM Gelişmeleri

Yenilenebilir enerji kaynakları kullanımının hedeflenen seviyelerde gerçekleşmemesi ve ilk yatırım maliyetlerinin yüksek olması bu kaynakların daha fazla teşvik edilmesi gerekliliğini ortaya çıkarmıştır. Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynakları için başlıca destekleme mekanizmaları YEKDEM ve YEKA’dır. 2019 ve 2020 yılları içerisinde hem YEKDEM hem de YEKA kapsamında kayda değer gelişmeler yaşanmıştır.

2.3.1. YEKDEM Gelişmeleri

YEKDEM, 2000’li yılların başında yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimini hedefleyen santraller için kamu garantili bir şekilde dizayn edilen bir mekanizmadır. İki temel kanun ve çeşitli düzenlemelerle altyapısı oluşturulan YEKDEM, yenilenebilir enerji santrallerinin üretime geçtikten sonraki ilk 10 yıl boyunca YEK kapsamında üretilen elektriğin dolar bazlı alım garantisini içermektedir. Ayrıca, santralde kullanılan yerli ekipman miktarına ve cinsine göre, ilk 5 yıl boyunca garantili alım fiyatına ilave olarak yerli ekipman teşviki sağlanmaktadır.

Bu raporun “Elektrik Görünümü” ve “Yenilenebilir

Enerji” bölümlerinde de bahsedildiği üzere, 05 Aralık 2013 tarih ve 28842 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı uyarınca YEKDEM’e tabi YEK Belgeli üretim lisansı sahiplerinin 5346 sayılı YEK Kanuna ekli I ve II sayılı cetvelde yer alan fiyatlardan yararlanma süreleri 31 Aralık 2015 tarihinden 31 Aralık 2020 tarihine uzatılmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimi kompozisyonundaki payının büyümesinde en büyük etkenlerden biri olan döviz garantili YEKDEM’in 31 Aralık 2020 tarihinden itibaren sonlandırılacağı bilgisine istinaden yeni bir mekanizmanın açıklanmasına dair beklentiler 2020 yılında da sürmüştür.

Covid-19 pandemisi ithal ekipman gerekliliğinin fazla olduğu yenilenebilir enerji kaynaklı santral yatırımlarında tedarik zinciri gecikmeleri nedeniyle güncel YEKDEM'e yetişememe riskini doğurmuştur ve yenilenebilir enerji yatırımlarının 2020 yılı hedeflerinin arkasında kalmasına sebep olmuştur. Bu kapsamda, sektörde pandeminin mücbir sebep oluşturması sebebiyle 6-8 ay arasında bir süre uzantısı beklentisi oluşmuştur. 18 Eylül 2020 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanan 17 Eylül 2020 tarihli Cumhurbaşkanlığı kararı ile, 01 Ocak-30 Haziran 2021 tarihleri arasında işletmeye girecek olan YEKDEM'e tabi YEK santrallerinin Kanuna Ekli I sayılı cetvelde yer alan YEKDEM fiyatlarından 31 Aralık 2030 tarihine kadar yararlanabileceği açıklanmıştır.³²

Karara göre, 01 Ocak-30 Haziran 2021 tarihleri arasında devreye giren ve 31 Ekim 2021 tarihine kadar EPDK'ya başvurusunu yapan YEK santralleri, 01 Ocak 2022 tarihinden 31 Aralık 2030 tarihine kadar ürettikleri elektrikleri YEKDEM fiyatlarından satabileceklerdir. Yine aynı karar kapsamında, 01 Ocak-30 Haziran 2021 tarihleri arasında devreye girecek YEK santrallerinde kullanılan mekanik ve/veya elektro-mekanik aksamın yurtiçinde imal edilmiş olması halinde, satılan elektriğin fiyatına üretim tesisinin işletmeye giriş tarihinden itibaren beş yıl süreyle ekipman destekleri de ilave edilecektir. 2020 yılında, toplam kurulu gücü 21.050 MW olan 817 santral güncel YEKDEM'den faydalanmaktadır. Altı ay süre uzatımı ile beraber bir miktar ilave kurulu gücün

daha YEKDEM bünyesine gireceği öngörülürse, 2021 ve 2022 yıllarından sonra YEKDEM'den faydalanacak YEK santrallerinin toplam kurulu gücünün kademeli olarak azalması beklenmektedir.

2020 yılı Haziran ayında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Fatih Dönmez bir röportajında, mevcut YEKDEM'in yerine farklı bir sistem ile devam edileceğini belirtmiştir.³³ Bu sistemin detayları hakkında uzunca bir süre bilgi açıklanmazken, yeni sistemde YEKDEM'in Türk lirası üzerinden ve bir eskalasyon sistemi ile birlikte uygulanacağı ifade edilmiştir. Haziran ayında ilk defa dillendirilen Türk lirası bazlı yeni sistem ile ilgili ön bilgiler, Ekim ayı başında Türkiye Büyük Millet Meclisi'ne (TBMM) sunulan kanun teklifinde yer almıştır.

05 Ekim 2020 tarihinde TBMM Başkanlığına sunulan "Elektrik Piyasası Kanunu ile Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun Teklifi"ne göre, YEK bedeli Türk lirası olarak belirlenebilecek. Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üreten ve bu madde hükmüne tabi olmak istemeyen firmalar ise, lisansları kapsamında serbest piyasada satış yapabilecek. 30 Haziran 2021 tarihinden sonra işletmeye girecek YEK belgeli üretim tesisleri ile tüketim tesisinin ihtiyacını karşılamaya yönelik olarak kurulacak lisanssız üretim tesisleri için yerli katkı fiyatları, bu fiyatların güncellenmesi, uygulanacak süre ve uygulamaya ilişkin konular Cumhurbaşkanı kararıyla belirlenecek.³⁴

2.3.2. YEKA Gelişmeleri

2017'den beri uygulanmakta olan YEKA ihalelerinin 2020 sonrasında da Türkiye'nin enerji dönüşümünde önemli bir rol oynamaya devam etmesi öngörülmektedir. 2017 yılından itibaren açıklanan 5 YEKA ihalesinden toplam 3.000 MW kurulu güce sahip üçü başarıyla sonuçlandırılmış olup bunlardan ikisinde kısmen devreye girme ve inşaat aşamaları söz konusudur.

2017 yılında gerçekleştirilen ilk ihale Kalyon ve Güney Koreli Hanwha konsorsiyumunun kazandığı YEKA GES-1 ihalesidir. 2019 yılı Ocak ayında Hanwha'nın

konsorsiyumdan çekilmesinin ardından 2019 yılı Ekim ayında Kalyon ile CETC, 500 MW'lık güneş panel fabrikası için bir anlaşma yapmıştır ve fabrika 2020 yılı Ağustos ayında üretime geçmiştir. 2020 yılı Eylül ayında ise, 1.000 MW'lık GES'in 4 MW'lık kısmı devreye alınmış ve elektrik üretimine başlanmıştır.

2017 yılında gerçekleştirilen 1.000 MW'lık YEKA RES-1 ihalesini ise Siemens-Türkerler-Kalyon konsorsiyumu kazanmıştır. Siemens Gamesa Yenilenebilir Enerji şirketi kurulan fabrikada nasel üretimine 2019 yılı Kasım ayı sonunda başlamıştır.

³² Resmi Gazete, <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2020/09/20200918-8.pdf>

³³ <https://ekonomi.haber7.com/ekonomi/haber/2989884-bakan-fatih-donmez-ilk-operasyon-temmuz-ayinda-basliyor/?detay=2>

³⁴ <https://www.aa.com.tr/tr/politika/enerji-alaninda-duzenlemeler-iceren-kanun-teklifi-tbmmde/1996417>

Bu proje kapsamında, yapılması planlanan RES için ön lisans başvurusu 2018 yılı Kasım ayında gerçekleştirilmiştir. EPDK, 24 Eylül 2020 tarihinden itibaren geçerli olmak üzere projeler için şirkete iki yıl süre ile önlisans hakkı sağlamıştır.³⁵ Proje kapsamında 6 RES inşa edilmesi planlanmıştır.

Tablo 15: YEKA RES-1 Kapsamında Önlisansı Olan RES'ler

Santral Adı	Başlangıç Tarihi	Bitiş Tarihi	Kurulu Gücü (MW)
Gürün RES	9/24/2020	9/24/2022	90
Kangal RES	9/24/2020	9/24/2022	160
Sergen RES	9/24/2020	9/24/2022	145
Balkaya RES	9/24/2020	9/24/2022	260
Eskişehir RES	9/24/2020	9/24/2022	50
Edirne RES	9/24/2020	9/24/2022	295

Kaynak: EPDK, TSKB

2018 yılı Mayıs ayında tamamlanan ve toplam kurulu gücü 1.000 MW olan YEKA RES-2 ihalelerinden ikisini EnerjiSA ve diğer ikisini Enercon kazanmıştır. Her biri 250 MW kurulu güce sahip olan ve Aydın ve Çanakkale'de inşa edilmesi planlanan RES'lerin finansmanı konusunda EnerjiSA, 7 banka ile anlaşmasını 21 Eylül 2020 tarihinde duyurmuştur.³⁶ "Sürdürülebilirlikle Bağlantılı Kredi Sözleşmesi" kapsamında sağlanacak finansman 650 milyon euro tutarındadır.

Gerçekleştirilen büyük ölçekli yarışmalarının ardından ETKB, YEKA GES-2'nin küçük ölçekli projeler şeklinde olacağını açıklamıştır. Bu kapsamda, 2019 yılı Kasım ayında, mini YEKA GES yarışmalarının Aralık ayında ilan edilmesinin ve Nisan ayında da tekliflerin alınmasının planlandığı belirtilmiştir.³⁷ 2020 yılı başında Covid-19 pandemisi nedeniyle oluşan belirsizlikler, enerji sektörünü de etkilemiştir. 09 Mart 2020 tarihinde mini YEKA GES yarışmaları hakkında değerlendirmelerde bulunan Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Fatih Dönmez, mini YEKA GES yarışmaları için şartname ve sözleşme taslağı hazırlıklarının tamamlandığına dikkati çekmiştir. Yarışma ilanının Resmi Gazete'de yayımlanacağını belirten Bakan Dönmez, ilk yarışmanın 2020 yılı ilk yarısında gerçekleşeceğini söylemiştir.³⁸

Tüm bu gelişmeler çerçevesinde, 03 Temmuz 2020 tarihli Resmi Gazete'de mini YEKA GES yarışmalarının ilan metni yayımlanmıştır.³⁹ İlanda, 36 ilde her biri 10 MW, 15 MW ve 20 MW olacak şekilde güneş

enerjisine dayalı toplam 74 adet mini YEKA GES yarışmasının gerçekleşeceği ve toplam 1.000 MW bağlantı kapasitesine başvuruların 19-23 Ekim 2020 döneminde yapılacağı belirtilmiştir.



Mini YEKA GES kapsamında, her bir yarışma için yarışma başlangıç tavan fiyatı 30 kuruş/kWh ve elektrik enerjisi alım süresi sözleşmelerin imzalandığı tarihten itibaren 15 yıl olarak belirlenmiştir.

³⁵ EPDK, <http://lisans.epdk.gov.tr/epvys-web/faces/pages/lisans/elektrikUretimOnLisans/elektrikUretimOnLisansOzetSorgula.xhtml>

³⁶ <https://www.haberturk.com/enerjisa-ya-650-milyon-euro-kredi-2810416-ekonomi>

³⁷ Güneş Enerjisi Yatırımcıları Derneği, <http://www.guyad.org/TR,445/guneste-mini-yeka-ihaleleri-aralikta-ilan-edilecek.html>

³⁸ ETKB, <https://enerji.gov.tr/haber-detay?id=596>

³⁹ Resmi Gazete, <https://www.resmigazete.gov.tr/ilanlar/eskiilanlar/2020/07/20200703-4-10.pdf>

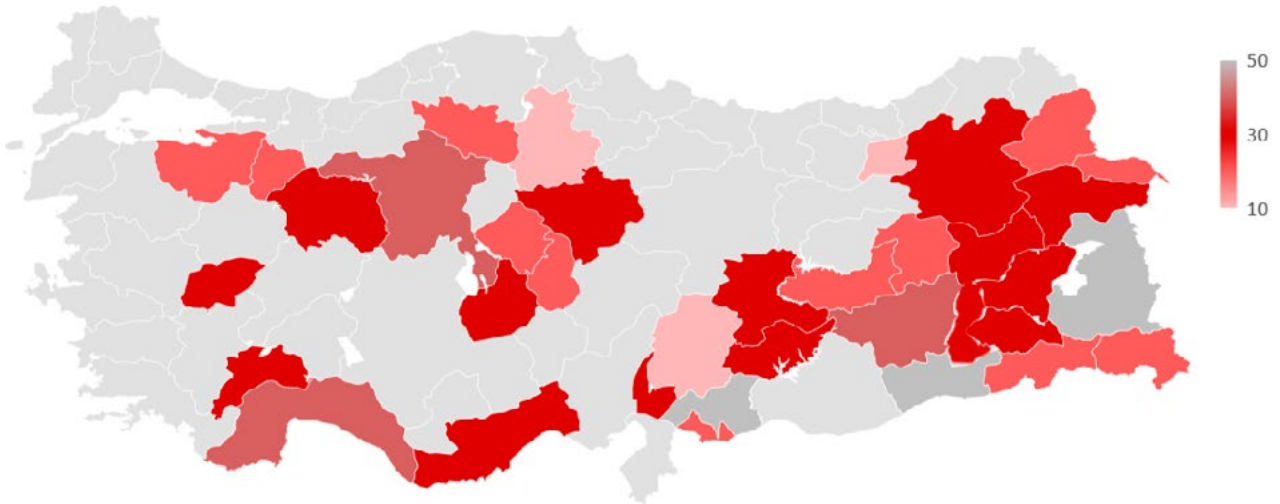
Tablo 16: Mini YEKA GES İl Bazında Bağlantı Kapasitesi

Bağlantı Bölgesi	Bağlantı Kapasitesi (MW)	Bağlantı Bölgesi	Bağlantı Kapasitesi (MW)	Bağlantı Bölgesi	Bağlantı Kapasitesi (MW)
Adıyaman	30	Çankırı	20	Kilis	20
Ağrı	30	Çorum	10	Malatya	30
Aksaray	30	Diyarbakır	40	Mardin	50
Ankara	40	Elazığ	20	Mersin	30
Antalya	50	Erzurum	30	Muş	30
Batman	30	Eskişehir	30	Nevşehir	20
Bayburt	10	Gaziantep	50	Osmaniye	30
Bilecik	20	Hakkâri	20	Siirt	30
Bingöl	20	Iğdır	20	Şırnak	20
Bitlis	30	Kahramanmaraş	10	Uşak	30
Burdur	30	Kars	20	Van	50
Bursa	20	Kırşehir	20	Yozgat	30

Kaynak: ETKB, TSKB

Tüm bu gelişmelere ilaveten, daha önce 19-23 Ekim 2020 aralığı olarak açıklanan mini YEKA GES yarışmalarına başvuru tarihlerinin 18-22 Ocak 2021 aralığına ertelendiği 08 Ekim 2020 tarihinde bir düzeltme ilanı ile Resmi Gazete'de yayımlanmıştır.⁴⁰

Şekil 10: Mini YEKA GES Bağlantı Kapasitesi Dağılımı



Kaynak: ETKB, TSKB

⁴⁰ Resmi Gazete, <https://www.resmigazete.gov.tr/ilanlar/eskiilanlar/2020/10/20201008-4-8.pdf>



2.4. Çatı Üstü ve Cephe Güneş Enerjisi Sistemleri

Küresel iklim değişikliği, nüfus artışı ve kişi başına düşen enerji tüketimindeki artışın modern dağıtım şebekeleri üzerinde giderek daha fazla olumsuz etki yaratması, alternatif ve temiz enerji kaynakları bulma, dolayısıyla şebekelere daha fazla fotovoltaik (PV) kaynağı dahil etme ihtiyacını doğurmuştur.

Elektriğin tüketildiği noktada veya yakınında üretilmesinin hedeflendiği elektrik üretim sistemi olarak adlandırılan "dağıtık üretim" şekli, eski "merkezi üretim" yapısına göre çevresel ve verimlilik alanlarında getirdiği büyük avantajlar nedeniyle son yıllarda artan bir şekilde önem kazanmaktadır.

Dağıtık enerji şebekelerinde, arıza riski azaltılmakta; bir bölgedeki elektrik kesintilerinin diğer alanlara yayılması, akıllı sayaçlar ve küçük ölçekli batarya depolama sistemleri gibi gelişen teknolojiler ile birlikte engellenmektedir. Güneş enerjisinden elektrik üretimi, modern dağıtık elektrik

şebekelerinde özellikle ön plana çıkmakta ve çatı, cephe uygulamaları yanında, binalara entegre PV sistemler de gelişmiş ülkelerde görülmektedir.

Çatı üstüne ve bina cephesine uygun bir konstrüksiyon ile monte edilen sistemler veya binalara entegre sistemler, dünyada "sıfır enerjili bina" kavramı çevresinde geliştirilen ve en yüksek enerji verimliliğinin hedeflendiği devlet politikaları ile desteklenmektedir.

Birçok ülke, destekleyici teşviklere örnek olarak, "mahsuplaşma (net-metering)" ile güneş enerjisinden kendi elektriğini üreten konut ve ticari müşterilerin kullanmadığı elektriği tekrar şebekeye satmalarını sağlamakta, piyasanın belirli bir olgunluğa ulaşması sonrası ise "öztüketim (self-consumption)" modeline geçiş yaparak enerji verimliliğini teşvik etmeyi ve nihai tüketicilerde bu konudaki farkındalığı artırmayı amaçlamaktadır.

2.4.1. Türkiye’de Çatı ve Cephe Tipi GES

Yenilenebilir enerjiyi destekleyen mekanizmalar sayesinde, ülkemizde toplam elektrik üretiminde fosil yakıtlı santrallerin payı azalırken, rüzgâr, güneş, hidro ve jeotermal gibi yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik santrallerinin sayısı ve elektrik arzındaki payları hızla artmıştır. Ardından, diğer gelişmiş enerji piyasalarının olduğu ülkelere paralel olarak, özellikle lisanssız santrallerin sayısını artırmayı hedefleyen adımlar atılmış, 2019 yılında Lisanssız Elektrik Yönetmeliği’nde yapılan değişiklikler ile çeşitli teşvikler getirilmiştir.

Lisanssız Elektrik Yönetmeliği çerçevesinde kurulan GES santralleri, tüketim ile üretimin aynı yerde olduğu ve “aylık mahsuplaşma ile üretilen enerjinin tüketim fazlası kısmının şebekeye verildiği” ya da “öztüketim ile üretilen enerjinin tamamının tüketildiği” projelerdir. Bu çerçevede, her iki yöntem Yönetmelikte bulunduğu madde numaraları (5.1.C ve 5.1.Ç) ile elektrik piyasasında ifade edilmektedir.

Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği 5.1.C

Yönetmeliğin 5.1.C maddesi kapsamında (aylık mahsuplaşma) önemli noktalar aşağıda özetlenmiştir:

- Sadece çatı üstü ve cephe uygulamalarını kapsamaktadır (arazi hariçtir).
- Üretim noktası ile tüketim noktası aynı yerde olmalıdır.
- Tüketim zorunluluğu mevcuttur.
- Maksimum sözleşme gücünde GES kurulumu mümkündür.
- 10 yıl alım garantisi (satın alınan kWh bedeli karşılığında) mevcuttur.
- Aylık mahsuplaşma (kWh-kWh bazında) söz konusudur.
- Şebeke sınırı (şebeke arıza akım limiti) mevcuttur.

Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği 5.1.Ç

Yönetmeliğin 5.1.Ç maddesi (öztüketim projeleri) kapsamında önemli noktalar aşağıda özetlenmiştir:

- 5 MW üst sınırı yoktur (Üst sınır sözleşme gücü kadar).
- Hem veriş hem çekiş yönünde dağıtım bedeli alınmaktadır.
- Lisanssız ile aynı başvuru süreçlerine sahiptir.
- Üretim ve tüketimin aynı noktada olması kaydıyla araziye kurulum yapılabilmektedir (OSB bölgesi hariç).
- İzin alınamama riski azdır.

Ayrıca; OSB’lerde lisanssız GES uygulamalarında önemli hususlar aşağıda özetlenmiştir:

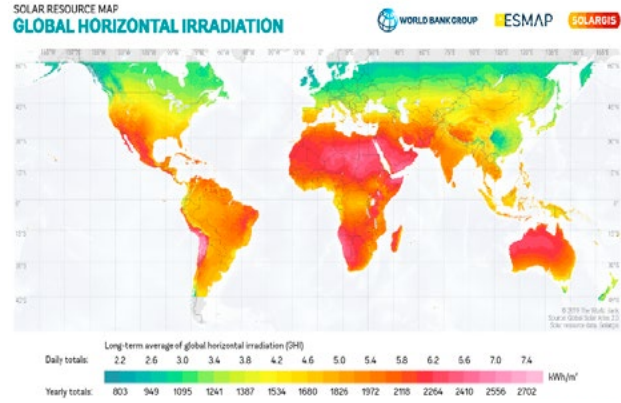
- Organize sanayi bölgesi statüsünde olan yerlerde hem 5-1-C hem de 5-1-Ç kapsamaları uygulanır.
- Sadece çatı üstü ve cephe uygulamaları mevcuttur (arazi uygulaması yoktur).
- Üretim tesisi kurulacak yer ile tüketim noktası aynı yerde olmalıdır.

Türkiye, güneşlenme süresi ve güneş ışınım şiddetinin mertebesiyle diğer Avrupa ülkeleri içinde ön plana çıkmaktadır. Türkiye’nin önemli bir kısmının da içerisinde yer aldığı “Güneş Kuşağı”nda yer alan ülkeler, güneş enerjisinden en iyi yararlanan bölgeler olarak değerlendirilmektedir. Söz konusu bölgeler Ekvator’un 40o kuzeyi ile güneyi arasındaki bölgeyi kapsamakta olup küresel anlamda günlük ve yıllık olarak en fazla güneş ışınımı alan bölgeler olarak dikkat çekmektedir. Güneş ışınımı yüksek olmasına rağmen, bu bölgeler teknik potansiyel açısından daha düşük potansiyelli bölgelerin gerisinde kalabilmektedir. Söz konusu farklılıkta; sıcaklık/nem, Ekvator’a uzaklık (mevsimsel değişkenlik), orman örtüsü, arazinin şekilleri, tarım arazisi, turizm bölgesi, askeri bölge olup olmaması gibi sebepler etkili olabilmektedir.

Ülkelerin güneş enerjisi potansiyelleri analiz edilirken; teorik, teknik ve uygulanabilir (fizibil) potansiyel arasında bir ayırım yapılmaktadır. Teorik potansiyel, toplam arz temelinde bir teknolojinin mümkün olan maksimum uygulamasını dikkate alırken; teknik potansiyel, kısıtlamaları da dikkate aldığı için teorik potansiyele kıyasla daha düşüktür. Uygulanabilir potansiyel ise teknik kısıtlamaların yanı sıra, tüm yasal koşulları, ekonomik ve aynı zamanda rakip kullanım alanlarını da dikkate almaktadır.

Dünyada güneş enerjisinden elektrik üretimi ve kurulu güç bakımından ilk 5 ülke arasında yer alan Almanya'nın ışınım değerlerine bakıldığında, yatay ışınımın yıllık toplamının 1.000 ile 1.300 kWh/m² aralığında olduğu izlenmektedir. Söz konusu ışınım değerleri Türkiye'nin güneş anlamında en verimsiz bölgesi olan Karadeniz Bölgesi'nden bile daha düşük değerleri işaret etmektedir. Benzer şekilde güneş kurulu gücü ve güneşten elektrik üretim anlamında ilk üç ülke arasında yer alan Japonya'da da ışınım değerleri çok sınırlı bir alanda 1.500 kWh/m²'yi geçmektedir. Diğer bölgelerde ise ışınım değeri 1.000-1.500 kWh/m² aralığında izlenmektedir. Avrupa'nın güneyinde yer alan ve güneş enerjisi kurulu gücü kapsamında dünyada ilk 10 sırada yer alan İspanya ve İtalya'nın ise yıllık ışınım değerlerinin 1.100 ile 1.900 kWh/m² aralığında gerçekleştiği takip edilmektedir.

Şekil 11: Dünyada Metrekare Başına Düşen Güneş Işınımı



Kaynak: Dünya Bankası, Esmap, Solargis

Söz konusu ülkeler ışınım potansiyellerinin kullanımını yaptıkları yatırımlarla artırmaktadır. Dünya güneş enerjisi kurulu gücünün 2019 yılı sonu itibarıyla yaklaşık %35'ini ve güneş enerjisinden elektrik üretiminin yaklaşık %31'ini oluşturan Çin'de ise coğrafyanın büyüklüğü sebebiyle ışınım değerleri daha dağınık seyretmektedir. Kuzey yarım kürede yer alan diğer ülkeler gibi, ülkenin güneyinde yer alan bölgelerin ışınımları yıllık 2.200 kWh/m² değerlerini görürken, kuzey bölgelerde ışınım değeri 1.200 kWh/m²'lere kadar gerilemektedir.

Türkiye'nin güneş enerjisi uygulamaları açısından en iyi alanlarının nereler olduğunun tespit edilmesi ve belirlenen bu alanlardaki güneş enerjisine dayalı elektrik veya ısı enerjisi üretim imkânlarının belirlenmesi amacıyla ETKB tarafından Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası (GEPA) hazırlanmıştır.

GEPA'ya göre, yıllık toplam güneşlenme süresi günlük ortalama 7,5 saat üzerinden 2.741 saat iken yıllık toplam gelen güneş enerjisi 1.527 kWh/m².yıl (günlük ortalama 4,18 kWh/m².gün) olarak belirtilmektedir. Türkiye, 110 günün üzerinde bir güneş enerjisi potansiyeline sahiptir. Türkiye'nin en fazla güneş enerjisi alan bölgesi Güneydoğu Anadolu Bölgesi iken, bunu Akdeniz Bölgesi izlemektedir. Söz konusu rakamlar, Türkiye'nin coğrafi konumu nedeniyle birçok ülkeye kıyasla daha yüksek güneş enerjisi potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir.

Dünyada olduğu gibi ülkemizde de çeşitli sebeplerle güneş potansiyelinin altında değerlendirilebilen iller bulunmaktadır. Örneğin, yıllık ortalama düşen güneş enerjisi Türkiye ortalamasının üzerinde seyreden ve 1.600 kWh/m² olan Antalya ilinde Nisan 2020 itibarıyla yaklaşık 144 MW lisanssız GES varken, il genelinde yıllık ışınım miktarı metrekare başına 1.400-1.550 kWh arasında değişen Ankara'da 357 MW kurulu güce sahip güneş santrali bulunmaktadır. Söz konusu farklılıkta, Antalya ilindeki tarım ve turizm bölgelerinin fazlalığı ile iklim koşulları gibi hususlar ön plana çıkmaktadır.

Türkiye'de kamunun söz konusu güneş potansiyelini değerlendirme konusundaki teşvik edici tutumu da çeşitli resmi politika belgelerinde kendine yer bulmaktadır. 1 Mayıs 2020 tarihinde ETKB tarafından yayınlanan 2019-2023 Stratejik Planı'na (Stratejik Plan) göre, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik kurulu gücünün toplam kurulu güce oranının %59'dan %65 seviyesine yükseltilmesi hedeflenmektedir. Stratejik Plan'a göre, 2019 yılında 5,75 GW olan güneş enerjisi kurulu gücü, 2023 yılında 10 GW'a yükselecektir.

2.4.2. Mevzuat Alanında Yaşanan Zorluklar

Çatı tipi GES yatırımları kapsamında mevzuat alanında çeşitli zorluklar yaşanabilmektedir. Bunlar; yönetmelik ve mevzuatsal zorluklar, teknik zorluklar ile çevresel ve sosyal zorluklar olarak değerlendirilmiştir.

Yönetmelik ve Mevzuatsal Zorluklar

• 5.1.Ç Maddesi Kapsamında Yüksek Dağıtım Bedeli Ücretlendirmesi

12 Mayıs 2019 tarihli Lisanssız Elektrik Yönetmeliği'nde yapılan revizyon ile birlikte, 5. Madde'nin 1. fıkrasındaki 5.1.C bendinde 5 MW ile sınırlandırılan kurulu güç kapsamında üretilen fazla elektriğin satışına izin verilmektedir. 5.1.Ç bendinde ise, aylık mahsuplaşmaya uygulama izin verilse de yüksek dağıtım ücretlendirmesi bulunmaktadır. Fiyat ve fizibilite avantajı açısından 5.1.C projelerinin firmalar tarafından tercih edildiği görülmektedir.

• Çatının Mülkiyeti Sorunu ve Garantiler

EPC firmaları, çatı tipi GES yaptırmak isteyen yatırımcı firma ile sadece satış sözleşmesi yapabilmektedir. Gelir kaynağı projenin getireceği tasarruftan olacağı için EPC firması ve yatırımcı firma arasında garanti ve/veya temlik yapısı kurulamamaktadır.

Faturanın ödenmemesi durumunda dahi hukuki yaptırım bulunmamaktadır. Yatırımcı firma tüketim abonesi olduğundan hiçbir şekilde sayacı bloke edilememekte ve/veya elektriği kesilememektedir. Bu durum için standart hukuki bir sözleşme hazırlanması gerekliliği değerlendirilmektedir. Ayrıca, lisanslı projelerdeki damga vergisi istisnasının projenin alt yükleniciler ile yapılan sözleşmelerde olmadığı ve düzenleme yapılması gerekliliği değerlendirilmektedir.

Teknik Zorluklar

• Santral Kabulünde Yaşanan Zorluklar

Çatı tipi GES'lerin işletmeye geçiş kabulü noktasında bir projede yerel itfaiye birimi panel sıraları arasında kaçış noktaları ve geniş kaçış merdiveni istemekte, bir diğeri ise çok daha basit bir merdiveni yeterli görebilmektedir. GES projeleri imara tabi olup, onay ve kabul makamı farklıdır. Çatı tipi GES projelerinde ön kabul bağlı olunan TEDAŞ tarafından yapılmakta ve proje onayı bölgedeki dağıtım şirketi tarafından gerçekleştirilmektedir. Bu kapsamda, bir düzenleme yapılması gerekliliği değerlendirilmektedir.

• Kabuldeki Teknik Usul ve Esasların Detayları

Çatı tipi GES projelerinde kötü montaj riski, yangın tehlikesi, şebeke bağlantı noktasında dengesizlikler, çatı ve mukavemeti ile ilgili teknik sorunlar olabileceği düşünülmekte olup yatırımcı firmaların projelere standart ve sertifikasyon getirilmesi gerekliliği değerlendirilmektedir.

Çevresel ve Sosyal Zorluklar

Çatı üstü GES sektörünün tekrar canlanması için Covid-19 salgını sonrası belirli bir sürenin geçmesi gerekmektedir. Fizibiliteyi etkileyen elektrik üretim ve tüketim miktarlarının salgın öncesine gelmesi önem arz etmektedir. Covid-19 etkisi ile söz konusu dönemde tüketim düştüğünden, tarife PTF + YEKDEM bedeli olduğundan, YEKDEM maliyet bileşeni oldukça yükselmiştir. OSB'ler için 0,39 – 0,40 TL/kWh değeri 0,53 TL/kWh bedeline kadar yükselmiştir.

2.4.3. Finansman

Çatı üstü GES sistemlerinin hayata geçmesi konusunda dünyada geliştirilmiş birçok finansman aracı ve politika mekanizması mevcuttur. İmtiyazlı krediler, hibeler, risk paylaşım mekanizmaları, tüketici kredileri, sigortalar ve leasing sistemleri yatırımcıları cesaretlendirecek yöntemler olarak kaydedilmektedir.

Türkiye'de bankacılık sistemi tarafından sağlanan uzun vadeli kredi kullanımına dayalı finansman modeli önemini koruyacaktır. Ancak mevcut finansman modellerine alternatif finansman

modelleri geliştirilmesi gerekmektedir. Yenilenebilir enerji yatırımlarında farklılaşan yatırım ölçekleri ve değişen iş modelleri, yeni enstrümanlara yönelik ihtiyacı artırmaktadır. Nitekim, bireysel segmente yönelik çatı sistemlerinin tüketici finansmanı kuruluşları tarafından finanse edilmesine yönelik çalışmalar, perakende çözümlerin de gündeme gelebileceğine işaret etmektedir. Dağıtık sistem finansmanında kurumsal ve ticari kredilere ek olarak bireysel kredilere dayanan modellerin gelişim alanı bulunmaktadır. Bireysel kredilerin riski azaltması, bankaların ilgisini artıracaktır.



2.5. Hibrit Teknolojileri

Dünyada örnekleri bulunan hibrit teknolojisi, EPDK'nın 8 Mart 2020'de ilgili yönetmeliği yayınlanmasıyla Türk enerji sektörünün de gündemine girmiştir. Raporun bu bölümünde hibrit teknolojiler ve santral türleri incelenmiş, dünyadaki örnekler üzerinden Türkiye özeline geçilerek EPDK'nın hibrit yatırımlarla ilgili yayınladığı mevzuata ve finansman konusuna değinilmiştir.

2.5.1. Hibrit Teknolojili Tesisler Nedir?

EPDK tarafından "birden çok kaynaklı elektrik üretim tesisi" olarak da adlandırılan "hibrit teknoloji ile elektrik üreten tesisler"; birleşik yenilenebilir elektrik üretim tesislerini, birleşik elektrik üretim tesislerini, destekleyici kaynaklı elektrik üretim tesislerini ve birlikte yakmalı elektrik üretim tesislerini kapsamaktadır.

Hibrit teknolojiler genellikle, sürekli veya kritik anlarda elektrik sağlamak amacıyla iki veya daha fazla enerji üretim uygulamasının kombinasyonu anlamına gelmektedir. Birleşik yenilenebilir elektrik üretim tesisleri, şebekeye aynı bağlantı noktasından

bağlanan ve tamamı yenilenebilir birden fazla enerji kaynağından elektrik üretmek amacı ile kurulan tek bir elektrik üretim tesisini temsil ederken, birleşik elektrik üretim tesisleri, şebekeye aynı bağlantı noktasından bağlanan birden fazla enerji kaynağından elektrik üretmek amacı ile kurulan tek bir elektrik üretim tesisini ifade etmektedir.

Hibrit teknoloji ile elektrik üreten tesisler arasında kabul edilen destekleyici kaynaklı elektrik üretim tesisi, üretim tesislerinde ısıl dönüşüm sürecinde diğer bir enerji kaynağından da yararlanan tek bir elektrik üretim tesisi olarak tanımlanmaktadır.

Son olarak, birlikte yakmalı elektrik üretim tesisleri, yenilenebilir enerji kaynakları dışındaki kaynakların kullanıldığı elektrik üretim tesislerinde, ana kaynak yanında yenilenebilir yardımcı kaynağın aynı tesiste yakıldığı tek bir üretim tesisini belirtmektedir.⁴¹

2.5.2. Hibrit Teknolojili Santral Türleri

Hibrit teknolojili santrallerde yenilenebilir ve termik enerji kaynaklarının ikili veya daha fazla olarak kullanımı mümkündür. Proje ihtiyaçlarına göre bu tesisler şebekeye bağlı (on-grid), şebekeden bağımsız (off-grid) ve green-line (şebeke destekli) olarak tasarlanabilir. Hibrit teknolojili elektrik santralleri, sistem verimini artırmak ve aynı zamanda enerji arz dengesi sağlamak için konvansiyonel termik santrallerin yenilenebilir enerji santralleri ile ya da yenilenebilir santrallerin kendi aralarında entegre çalışmasını içermektedir.



2.5.2.1. Hibrit Termik Santraller

Son yıllarda hammadde maliyetlerinin de etkisi ile işletme maliyetleri yükselen termik elektrik santralleri (TES), ayrıca karbondioksit ve diğer gaz emisyonları nedeniyle eleştiri konusu olmaları sebebiyle daha az tercih edilmektedirler. Gerek kömür santralleri gerek de doğal gaz santralleri için iç tüketim ve işletme maliyetlerinin azaltılması açısından güneş ve/veya rüzgâr enerjisinden faydalanmak bir fırsat penceresi olarak değerlendirilmektedir.

2.5.2.2. BES+GES/RES

Biyokütle/biyogaz enerjisi, atıkların yakılması veya farklı işlemlerden geçirilmesi sonucu elde edilen enerji çeşidine denilmektedir. Biyokütle; termal, biyolojik ve fiziksel proseslerle hidrojen, etanol, metanol veya metan gibi çeşitli enerji kaynaklarına çok çeşitli tekniklerle dönüştürülebilmektedir. Biyogaz teknolojilerinde, biyokütlenin gazlaştırılması ve pirolizi ile sıvı ve gaz yakıt formları elde edilebilmektedir. BES'ler genellikle tarım arazilerinin etrafında kurulu oldukları için, uygun alan sıkıntıları olabilmektedir. Potansiyel alanların rüzgâr ölçümleri yapıldıktan sonra BES'ler ve RES'ler hibrit bir şekilde çalıştırılabilmektedir.

2.5.2.3. RES+GES

RES'ler geceleri gündüze kıyasla daha fazla üretim yapmaktadırlar. GES'ler ise gün içi saatlerde üretim yapabilen santrallerdir. Bu tip santrallerin ortalama KKO'ları %20 mertebesinde gerçekleşmektedir. Bununla birlikte, güneş ışınlarının en kuvvetli ve parlak olduğu yaz aylarında rüzgâr hızı düşüktür. Bu iki teknolojinin hibrit çalışması tüm dünyada yaygın olarak görülmektedir. RES ile GES'lerin hibrit bir şekilde çalıştırılması genellikle farklı zaman dilimlerinde üretim imkânı bulunan iki elektrik kaynağının birbirini tamamlaması için ideal bir örnektir. Bununla birlikte, mevcut RES'lere yardımcı kaynak olarak GES kurulumu daha hızlı ve efektif bir opsiyon olarak düşünülmektedir. Bu durumda da ana kısıtlardan birisi RES'lerin ormanlık ve/veya dağlık alanlarda kurulması ve bu sahalarda uygun arazi miktarının kısıtlı olmasıdır.

⁴¹ Resmi Gazete, <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2020/03/20200308.pdf>

2.5.2.4. Dizel Jeneratör Sistemleri

Dizel jeneratörler yıllar boyunca özellikle sanayi kuruluşlarında elektrik kaynağı olarak kullanılmışlardır. Fakat yıllar geçtikçe fosil yakıt fiyatlarındaki artış nedeniyle şirketler artık alternatif enerji kaynaklarını tercih etme yolunu seçmektedirler. Dünyada en yaygın hibrit sistemlerden biri olan ve dizel jeneratör sistemi ("diesel genset") olarak da bilinen PV dizel hibrit sistem, PV panellerin dizel jeneratörler ile birleştirilmesi ile oluşmaktadır. Dizel jeneratörler, talep ile PV sistemler tarafından üretilen elektrik arasındaki boşluğu doldurmak için kullanılmaktadır.

2.5.2.5. JES+GES

JES'ler ağırlıklı olarak Türkiye'nin batısında, Ege Bölgesi'nde bulunmaktadır. Jeotermal kuyuların hazırlanma aşamasında, sondaj ve borulama çalışmalarından sonra ilgili kuyunun çevresi dış etkenlerden korunma amacıyla çevrilmektedir. Santral alanı olarak adlandırılan bu alanlar başka bir amaçla kullanılmamaktadır. JES'ler en yüksek kapasite faktörüne sahip yenilenebilir enerji santralleri olarak bilinmektedir. JES'lerin iç tüketimleri diğer santral tiplerine göre daha yüksek olmakla beraber %10-20 arasında değişiklik göstermektedir ve bu nedenle iç tüketimlerini karşılamak için yardımcı kaynağa en çok ihtiyaç duyan yenilenebilir enerji kaynağıdır.

2.5.2.6. HES+GES

Rezervuarlı HES'ler çok büyük alanların kamulaştırılması ile inşa edilmektedirler. Bu nedenle santral alanları çok geniştir ve bu alanlarda herhangi bir tarımsal vb. aktiviteye izin verilmemektedir. Bu alanlara hem saha tipi güneş santralleri hem de baraj gölü üzerine yüzer güneş santralleri kurularak hibrit teknolojilerin hayata geçirilmesi mümkündür. Güneş panelleri soğukta daha verimli çalıştılarından, baraj gölü üzerine kurulacak paneller hem daha verimli olabilecek hem de buharlaşmayı azaltarak mevcut suyu gölde muhafaza edebileceklerdir.

Tüm bu çerçevede rezervuara inşa edilecek güneş panellerinin hem HES verimliliğini hem de GES verimliliğini artıracak özellikte olduğu görülmektedir. Karların erimeye başladığı bahar aylarında diğer aylara göre daha yüksek elektrik



üretilebilen nehir tipi HES'lerde, yaz aylarında yağmur miktarlarının azalması nedeniyle elektrik üretimi azalmaktadır. Yaz aylarında güneşlenme sürelerinin artması nedeniyle GES'ler nehir tipi HES'leri tamamlayan bir teknoloji olabilmektedir.

2.5.2.7. Pompaj Depolamalı HES

Pompaj depolamalı HES'ler (PHES), GES ve RES'lerin sayılarının artmasına bağlı olarak şebeke üzerindeki olumsuz etkilerinin azaltılmasına, fazla üretim anında bu enerjinin depolanmasına, şebeke işletimi açısından voltaj ve frekans kontrolü özelinde olmak üzere yan hizmetlerde kullanılmasına, baz yük santrallerinden üretilen enerjinin talebin az olduğu saatlerde depolanarak puant saatlerde kullanılmasına imkân vermektedir.

Yüksek yatırım maliyeti, pompaj kaynaklı yüksek elektrik tüketimi ve uzun inşaat süresi dezavantajlarına rağmen büyük depolama kapasitesi ve kısa sürede devreye girme avantajı nedenlerinden ötürü PHES'ler tercih edilmektedir. PHES'ler suyu rezervuarlarında depolamak için pompa kullanmakta ve elektrik harcamaktadırlar. Pompalama amacıyla kullanılan bu elektrik, hibrit teknolojiler vasıtasıyla tesis içerisinde üretilebilmektedir.

2.5.3. Elektrik Depolama Sistemleri

Yenilenebilir hibrit teknoloji elektrikli santrallerinin tamamlayıcı unsuru olarak değerlendirilebilen elektrik depolama sistemleri, bu kaynaklar tarafından üretilen elektriğin sezonluk, aylık ve günlük değişimini (varyasyonunu) yok etmek için kullanılmaktadır. Hibrit teknolojilerle birlikte düşünülen depolama sistemlerinin varlığı, elektrik talebinin her durumda karşılanabilmesi için büyük bir önem taşımaktadır. Elektrik depolama sistemleri, yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik şebekesine entegrasyonunu destekleme potansiyelini de artırmaktadır.⁴²

2.5.4. Hibrit Teknolojinin Avantajları ve Dezavantajları

Hibrit teknolojilerinin hem mevcut santraller için hem de yeni devreye alınacak projeler için başlıca avantaj ve dezavantajlarını aşağıdaki şekilde özetlemek mümkündür:



2.5.4.1. Hibrit Teknolojinin Avantajları

- Yenilenebilir enerji santrallerinde oluşan sistem dengesizliğinin azaltılması,
- Artık fızıbil olmayan ve kredi ödemelerinde zorlanan tesislere destek sağlanması,
- Şebekeden bağımsız çalışma (depolama teknolojileri ile birlikte kırsal bölgelerde tamamen sistemden izole olabilme),
- Santral sahalarında bulunan âtil arazilerin değerlendirilmesi ve düşük yatırım maliyeti,
- Verimlilik artışı ve enerjinin sürdürülebilirliğine katkı.

2.5.4.2. Hibrit Teknolojinin Dezavantajları

- Sistemin ve işletmesinin daha kompleks olması,
- Üretim planlamasının doğru yapılmasının zorluğu,
- Hibrit tesisin her iki bileşeninin sıfırdan inşa edilmesi durumunda yatırım maliyetinin yüksek olması.

⁴² Mühendislik Mimarlık Fakültesi Dergisi, Akıllı Şebekelerde Enerji Depolama Uygulamalarının Önündeki Fırsatlar ve Karşılaşılan Zorluklar, (2017), <https://dergipark.org.tr/tr/download/article-file/316477>

2.5.5. Türkiye’de Hibrit Santrallere İlişkin Mevzuatta Yapılan Önemli Değişiklikler

Sektörün ihtiyaçlarına yönelik olarak mevcut ve yeni kurulacak lisanslı elektrik üretim santrallerinde, birden fazla kaynaktan elektrik üretilmesinin önünü açan iki yeni düzenlemeden ilki olan “Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik” 08 Mart 2020 tarihli ve 31062 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanmıştır.

Yayımlanan yönetmelik değişikliği ile;

- Söz konusu tesislerde kullanılan yardımcı kaynak ünitesinin, ana kaynağa dayalı tesisin ünitesi olarak tek bir önlisans veya lisans kapsamında değerlendirilebilmesi (Yönetmelik md.5/1),
- Bu tesislerdeki yardımcı kaynak ve ana kaynağın kurulu güçlerinin toplanarak ana kaynak üzerinden birlikte değerlendirmeye alınması, böylece şebekeye aynı bağlantı noktasında bağlanmak kaydıyla birden fazla enerji kaynağından elektrik üretilebilecek tesisler kurulabilmesi (Yönetmelik md.12/5-e, md.20/6-e, md.43/15),
- Yüzer GES projeleri tanımı da mevzuata eklenirken, bu tesislerin rezervuarlı veya regülatörlü hidroelektrik üretim tesisleri santral sahaları kapsamındaki su yüzeylerine kurulabilmesi (md.4/1-aaa) mümkün kılınırken,
- Birleşik üretim ve birleşik yenilenebilir elektrik üretim tesisinde yardımcı kaynak, hiçbir koşulda ana kaynağa dönüştürülemez (Yönetmelik md.5/4),
- Önlisansa derç edilmiş olan sahanın dışına çıkılamayacak, ayrıca tesisin toplam kurulu elektriksel gücü ve mevcut bağlantı şekli ile bağlantı noktası ve gerilim seviyesi değişmeyecek (Yönetmelik md.30/3),
- Hidrolik kaynaklara dayalı önlisansların başvurularında DSİ tarafından uygun görüş verilmesi gerekecektir (Yönetmelik md.12/6-c, md.18/12-d).

Söz konusu düzenlemenin yürürlük tarihi 01 Temmuz 2020 olarak belirlenmiştir.

EPDK tarafından hazırlanan bir diğer önemli düzenleme; elektrik üretim tesisi kurmak üzere yapılan önlisans başvuruları veya alınan önlisanslara ilişkin proje sahaları ile üretim lisansı başvuruları veya üretim lisansları kapsamındaki tesislere ilişkin santral sahalarının belirlenmesinde uygulanacak esasları belirleyen “Elektrik Piyasasında Önlisans veya Lisanslara Konu Üretim Tesislerinin Santral Sahalarının Düzenlenmesine İlişkin Usul ve Esaslar”, 25 Haziran 2020 tarihli Resmî Gazete’ de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

2.5.6. Hibrit Elektrik Üretiminde Örnek Ülkeler

Hibrit teknolojilerin yeni bir gelişim alanını temsil etmeleri sebebiyle hibrit santrallere yönelik tamamlanmış mevzuat altyapısı, oldukça sınırlı sayıdaki ülkede hazır bulunmaktadır.

Hindistan hibrit santraller konusunda öncü ülkelerden biridir ve hibrit konusunda hem hedefler hem de regülasyonlar anlamında ön plana çıkmaktadır. 2017 yılından buyana Hindistan, rüzgâr-güneş hibrit teknolojilerini desteklemek yönünde politikalar yürütmektedir. Ülke, söz konusu çerçeve

politikalar sonrasında 2018 yılında, toplamda 2,5 GW kurulu güce sahip olacağı belirtilen rüzgâr-güneş hibrit santrallerinin ilk ihalelerini gerçekleştirmiştir.⁴³ Hibrit teknolojilerin kullanım amaçları ülke ve bölge bazında değişiklikler göstermektedir. Örneğin, Afrika’da dizele bağımlılığı azaltmak ve şebekedeki elektrik kalitesini artırmak için şebekeye bağlı/şebekeden bağımsız hibrit çözümler kullanılırken, Avrupa’da ise yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretiminin payının yükseltilmesi ve öngörülebilirlik ile verimliliğin artırılması hedeflenmektedir.

⁴³ Wind Power, <https://www.windpowermonthly.com/article/1466024/india-auction-25gw-wind-solar-hybrids>

2.5.7. Hibrit Teknolojili Tesislerin Finansmanı

Dünyada hibrit teknolojileri konusunda sınırlı sayıda görece daha ileri durumda olan ülkelerin çoğunda bu yatırımların kamu paydaşlığında yapılmış olması sebebiyle konvansiyonel proje finansman modeline örnek teşkil edecek bir modele ulaşılamamaktadır.

2.5.7.1. Türkiye'deki Uygulamalar ve Gelişmiş Piyasalardaki Durum

Türkiye'de hibrit teknoloji ile elektrik üreten tesislere ilişkin Yönetmelik Mart 2020'de yayınlanmış ve EPDK lisans/önlisans başvuruları veya tadil başvurularını 01 Temmuz 2020 itibarıyla kabul etmeye başlamıştır. Sektörde hibrit yatırımları henüz başlangıç aşamasında olup EPDK başvurusu devam eden ve proje finansmanı çerçevesinde finansman görüşmeleri yapılan projeler bulunmaktadır.

2.5.7.2. Finansman Mekanizmaları

Hibrit teknolojilerine dayalı santral yatırımları için finansman başvurularında konu, sponsorun kredibilite konularına ek olarak talep özelinde ileriye dönük nakit akım varsayımları ve teminat yapısı altında incelenecektir. Dolayısıyla bu raporda da mesele anılan başlıklar üzerinden yorumlanmıştır.

2.5.7.2.1. Nakit Akım Varsayımları

Mevcutta operasyonel olan bir santralde yeni yatırıma ilişkin finansman değerlendirmesi yapılırken, projenin ana üretim kaynağı ile yarattığı nakit akımına ek olarak ne kadarlık ilave bir gelir yaratabileceği ve buna karşılık bu ilave yatırımın maliyeti karşılaştırılacaktır. Yatırım tutarı açısından önemli bir fark, ortak enerji nakil hatları ve trafo merkezi kullanımı dolayısıyla MW başına yatırım tutarının, başka bir yerde tekil santral olarak kurulan aynı kaynak tipindeki bir santrale göre daha düşük olmasıdır. Buna karşılık, 25 Haziran 2020 tarihli Usul ve Esaslar kapsamında santrallerin mevcut ana kaynağa dayalı santral arazisi içinde kalması kısıtı sebebiyle yardımcı güç olarak kullanılacak kaynak için kurulacak ünite gerek güneş gerek rüzgâr tarafında sıfırdan kurulacak bir santrale göre optimum koordinatlarda olmayabilecek, bu da üretim miktarı beklentilerini düşürebilecektir. Finansman taleplerinin değerlendirilmesinde en kritik konulardan birisi de mevcutta üretimde olan tesisler açısından YEKDEM'den son yararlanma dönemine ne kadarlık bir süre kaldığı ve eğer proje yerli katkı payı desteğinden faydalaniyorsa, ek olarak ilk 5 yıllık sürenin sonuna ne kadar süre kaldığı olacaktır.

2.5.7.2.2. Teminat

Enerji santrali yatırımlarında kullanılan uzun vadeli krediler, ilgili santrallerin EPIAŞ'a veya ikili anlaşmalarla 3. taraflara yaptıkları satışlar üzerinden sağlanacak gelirler ile geri ödenmek üzere tahsis edilmektedir. Bu anlamda, elektrik satış bedellerinin kredi veren bankaya temliki finansmanda en kritik teminat olmaktadır.

Mevcut ana kaynağa dayalı santralin yardımcı kaynak ile hibrit tesise dönüştürülmesi durumunda, sisteme verilecek elektrik miktarı artacak ve her iki kaynak da aynı şebeke noktasından sisteme bağlandığı için aynı PK Kodu üzerinden sistemde

tek olarak takip edilecektir. Dolayısıyla, kredi veren kuruluş mevcut tesisine ek bir yatırımla devreye alınacak yardımcı kaynağa dayalı santrali finanse ettiğinde, halihazırda almış bulunduğu temlik sözleşmesinin kapsamı genişlemiş olacaktır. Genel olarak mevcut bir tesisin hibrit tesise dönüştürülmesi durumunda, konvansiyonel proje teminatları tesisi anlamında herhangi bir engel görülmemektedir. Hibrit tesisin hem ana kaynak hem yardımcı kaynak açısından sıfırdan kurulması durumunda, tüm proje teminatları her iki tesisin tüm hakları, varlıkları, makine ekipmanı, arazileri için bütünsel olarak tesis edilecektir.



2.6. Batarya Depolama Sistemleri

Yenilenebilir kaynakların kesikli ve düzensiz doğası, elektrik şebekesi üzerinde yarattığı olumsuz etki ve düşük emre amadeliliği nedeniyle bağlantı kapasitesi sınırlı kalmaktadır. Bu temel soruna önemli bir çözüm enerjinin depolanmasıdır. Elektrik üretiminde ihtiyaç fazlası enerjinin depolanması ile kesikli ve düzensiz elektrik üretiminin olduğu zamanlarda şebekeye geri verilmesi, sürekli enerji arzını mümkün kılmakta ve mevcut kaynakların etkinliğinin artırılmasını sağlamaktadır.

Geçmişten günümüze farklı tip enerji depolama teknolojileri (mekanik, termokimyasal, kimyasal, elektriksel ve elektrokimyasal) teorik olarak geliştirilmiş, ancak bu teknolojilerden çok azı büyük ölçüde ticari üretime geçebilmiştir. Bu teknolojilerden özellikle elektrokimyasal (batarya) enerji depolama sistemleri günümüzde bir trend

olarak öne çıkmaktadır. Batarya ile enerji depolama sistemleri içinde farklı pil teknolojileri – kurşun-asit (lead-acid), lityum iyon (li-ion), çinko-hibrit (Zn-hibride), sodyum-sülfür (NaS), redox (akış) – bulunmakla birlikte, li-ion tipi dünyada kullanım sayısı ve gerçekleşen referans projeler olarak ön plana çıkmaktadır. Bu durumun ana nedeni otomotiv endüstrisinde kullanılan batarya tipinin de li-ion olması ve giderek artan imalat kapasiteleri ile birlikte bu tip bataryaların birim üretim maliyetlerinin düşme eğilimidir.

Batarya ve diğer sistem bileşenlerinin maliyetlerindeki düşüş trendi ve batarya ile enerji depolama sistemlerinin elektrik şebekesindeki yardımcı fonksiyonu, bu tip depolama sistemlerinin kullanımını yakın gelecekte önemli oranda artıracaktır.

2.6.1. Batarya İle Enerji Depolama Sistemlerinin Sınıflandırılması

Batarya sistemleri elektrik enerjisinin kimyasal formda depolanmasının uygulanmış en eski yöntemlerinden biri olup temelde kimyasal reaksiyonla elektrik üreten sistemlerdir.

Batarya sistemleri tekrar şarj edilemeyen (primer) bataryalar ve şarj edilebilir (sekonder) bataryalar olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Birincil (primer)

tip içinde (çinko-karbon, çinko-klorür, alkali-mangan, çinko-hava, gümüş-çinko, lityum temelli piller vb.) ve ikincil (sekonder) tip bataryalar içinde (kurşun asit, nikel-kadmium, nikel metal hidrür, li-ion vb.) kimyasalları bulunmaktadır. Kullanılan farklı batarya tiplerinin pazar payı incelendiğinde, li-ion bataryaların pazar payını sürekli artırdığı gözlenmektedir.

2.6.1.1. Kurşun Asit Bataryalar

En eski ve en olgun batarya teknolojisidir. Batarya kurşun (Pb) katot ve kurşun dioksit (PbO₂) anot ve kimyasal ortam olarak sülfürik asit (H₂SO₄) elektrolitten oluşur. En büyük kullanım alanı, araçlardaki starter akülerdir. Kurşun karbon elektrotlu bataryaların düşük şarj voltajı, kısa zamanda şarj, plakalarda az korozyon, yüksek döngü sayısı gibi avantajları vardır. Kurşun asit bataryalar, iyi bilinen bir teknoloji ve düşük fiyatlı olmalarına rağmen ağır ve düşük enerji kapasitesine sahiptirler.

2.6.1.2. Akışkan (Redox) Bataryalar

Akışkan batarya sistemleri yüksek enerji yoğunluğuna sahiptirler. Bu sistemler, gelişme aşamasında olan bir batarya teknolojisini temsil etmektedir. Akışkan bataryaların birkaç tipi vardır, bunlar; demir-krom (Fe-Cr), demir-vanadyum (Fe-V), çinko-bromide (Zn-Br₂), çinko-kloride (Zn-Cl₂) ve hibrit akış sistemleridir. Bu tip bataryalarda güç ve enerji akışı ayrıdır. Aşağıdaki tabloda belli başlı redox (akışkan) batarya üreticileri listelenmektedir.

Tablo 17: Redox (Akışkan) Batarya Üreticileri

Redox Batarya Teknolojisi	Üretici Firmalar
Vanadium Redox Bataryalar	American Vanadium, Imergy, UET/UniEnergy, Vionx
Çinko Redox Bataryalar	Enphase (Previously ZBB), Primus Power Flow, RedFlow

Kaynak: DNVGL Batarya İle Enerji Depolama Çalışması (2017)

Redox (akışkan) bataryaların avantaj ve dezavantajları ise aşağıdaki tabloda özetlenmektedir.

Tablo 18: Redox (Akışkan) Bataryaların Avantaj ve Dezavantajları

Avantajlar	Dezavantajlar
Büyük uygulamalar için ölçeklenebilir	Geleneksel pillerden daha karmaşık
Derin deşarjda daha uzun ömür	Gelişiminin erken aşamasında
Uzun çevrim ömrü (10.000'den fazla tam döngü)	Yüksek maliyetli vanadyum ve güncel membran tasarımlar

Kaynak: Dünya Enerji Konseyi, Enerji Depolamaya Beş Adım (2020)

2.6.1.3. Sodyum Sülfür Bataryalar (NaS)

Sodyum sülfür (NaS) batarya, sıvı tuz sodyum (Na) ve sülfürden (S) yapılmıştır. NaS piller bir tür erimiş tuz pilidir. Bu tip bataryalar yüksek enerji yoğunluğuna, hızlı tepki sürelerine ve uzun çevrim ömürlerine sahiptir. Ayrıca piyasadaki en uzun kullanım ömrü süreleri de bu batarya tipinde görülmektedir. NaS piller, 300°C veya üzerinde çalışan bir kimyasal reaksiyon yoluyla elektriği depolamaktadır. Daha düşük sıcaklıklarda kimyasallar katılaşmakta ve reaksiyon oluşmamaktadır. NaS batarya üretiminde öne çıkan firma NGK (Noritake's Insulator Division) şirkettir. NaS bataryaların avantaj ve dezavantajları Tablo 19'da özetlenmektedir.

Tablo 19: NaS Bataryaların Avantaj ve Dezavantajları

Avantajlar	Dezavantajlar
Yüksek enerji yoğunluğu	Termal yönetim ihtiyacı
Yüksek şarj ve deşarj verimliliği	Termal kendi kendine deşarj, park süresini sınırlandırma
Uzun çevrim ömrü	Sodyum ve sülfürün reaksiyona girmesi nedeniyle güvenlik endişeleri

Kaynak: Dünya Enerji Konseyi, Enerji Depolamaya Beş Adım (2020)

2.6.1.4. Lityum İyon Bataryalar (Li-ion)

İlk ticari li-ion şarj edilebilir batarya 1991 yılında üretilmiştir. Yüksek enerji yoğunluğu, önemsiz oranda kendi kendine deşarj özelliği nedeniyle portatif cihazlarda yaygın şekilde kullanılmaktadır. Li-ion bataryalar içerilerinde kullanılan kimyasallar bakımından değişiklik göstermektedir. En önemli ve gelecek vaat eden kimyasallardan üçü, Lityum Nikel Mangan Kobalt Oksit (LiNiMnCoO_2 veya NCM), Lityum Demir Fosfat (LiFePO_4) ve Lityum Titanat ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ veya LTO) olarak ön plana çıkmaktadır.

Bu farklı li-ion batarya teknolojisi üreticilerinden öne çıkan ve pazarda test edilmiş olanları aşağıda Tablo 20'de verilmektedir.

Tablo 20: Li-ion Batarya Üreticileri

Li-ion Teknolojisi	Üretici Firmalar
Lityum Nikel Mangan Kobalt Oksit (LiNiMnCoO_2 veya NCM)	Enerdel, Hitachi, LeClanche, LG Chem, Panasonic, PBES, Samsung, XALT, Electronova
Lityum Demir Fosfat (LiFePO_4)	A123, BYD, K2 Energy, Microvast, Saft, Sony, Thundersky, XO Genesis
Lityum Titanat ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ veya LTO)	Altainano, LeClanche, Microvast, Toshiba, XALT

Kaynak: DNVGL Batarya ile Enerji Depolama Çalışması (2017)

Li-ion bataryaların avantaj ve dezavantajları ise aşağıdaki tabloda özetlenmektedir.

Tablo 21: Li-ion Bataryaların Avantaj ve Dezavantajları

Avantajlar	Dezavantajlar
Çok yüksek enerji yoğunluğu	Son derece reaktiflik ve yanıcılık
Düşük bakım	Geri dönüşüm programları ve güvenlik gerektirmesi
Nispeten düşük kendi kendine deşarj	Yaşlanma etkisi
Yüksek anma gerilimi	Doğal bozulma

Kaynak: Dünya Enerji Konseyi, Enerji Depolamaya Beş Adım (2020)

2.6.2. Batarya Teknolojilerinin Kıyaslaması

Farklı batarya teknolojilerin fiyat, performans ve kararlılıkları açısından detaylı olarak araştırılması ve ihtiyaca cevap veren ürününün kullanılması gerekmektedir. Li-ion, NaS, nikel-kadmiyum (NiCd) gibi bataryalar güç ihtiyacı fazla olan, güç yoğunluğu gerektiren uygulama alanlarında kullanılmaktadır. Bu batarya teknolojileri içerisinde li-ion'un gelişim ve kararlılığı bakımından ileriki zamanlarda büyük potansiyele sahip olacağı tahmin edilmektedir. Boyutlarının ve ağırlığının küçük olması yanında, li-ion bataryalar %100'e yakın depolama kapasitesi ve yüksek enerji yoğunluğu sunmaktadır.

Depolama amaçlı batarya sistemlerinin karşılaştırılması için öncelikle birkaç teknik tanıma ihtiyaç duyulmaktadır.

- Çevrim Ömrü (Cycle Life): Bataryanın performansını önemli ölçüde kaybetmeden önceki şarj/deşarj çevrim sayısıdır.
- Derin Çevrim (Deep Cycle): Bataryanın %80 ve fazlası orandadeşarjıdır. Ömrü kısaltır.
- Çevrim Verimliliği (Round-Trip Efficiency): Bir çevrimde bataryadan alınan enerjinin, verilene oranıdır.
- Enerji Yoğunluğu: Tek bir sistemin ünitesindeki

2.6.3. Maliyetler ve Trendler

Batarya maliyetlerinin orta ve uzun vadede kullanılan pil teknolojisine bağlı olarak düşmeye devam edeceği tahmin edilmektedir. Batarya enerji depolama sistemi maliyetleri tipik olarak kW ve kWh başına verilmektedir.

Bir su tankı analogisi ile bir batarya enerji depolama sisteminin maliyet bileşenleri karşılaştırılırsa, tankın boyutu (lt) enerjiye (kWh) benzerken, akış hızı (lt/saat) ise güce (kW) karşılık gelmektedir.

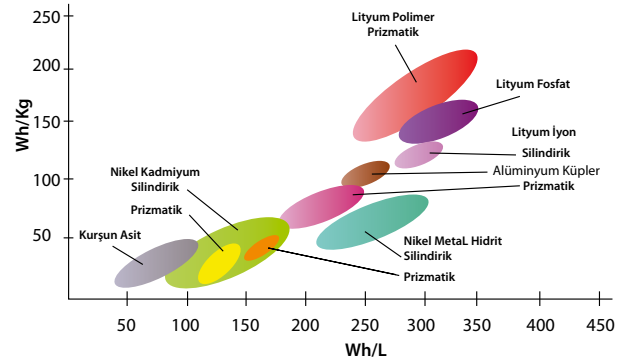
Bir batarya enerji depolama sistemi farklı ana bileşenlerden oluşmaktadır.

- Bataryalar (seri halde bağlı şekilde) ve batarya sistemini içine alan konteyner,
- Batarya yönetim otomasyonu,
- Doğru akım tarafı anahtar ve kablolar ve iki yönlü invertörler,

ağırlık (kW/kg) başına depolanabilen enerji miktarıdır.

- Kullanım Ömrü: Enerji depolama cihazının kullanımda kalabildiği toplam süredir.

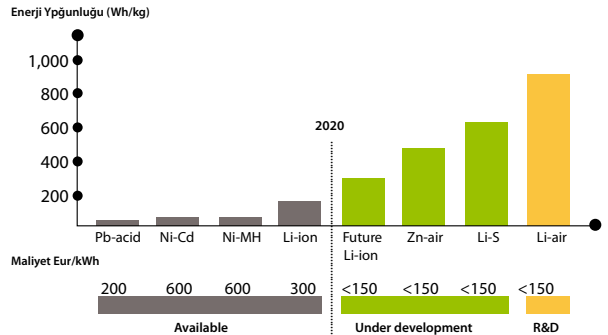
Grafik 26: Batarya Teknolojilerinin Gravimetrik ve Volumetrik Enerji Yoğunluklarının Karşılaştırılması



Kaynak: Electropaedia, <https://www.mpoweruk.com/chemistries.htm>

Yukarıda anlatılan batarya teknolojilerinin sahip olduğu enerji yoğunluklarının gravimetrik ve volumetrik olarak karşılaştırılması Grafik 26'da sunulmaktadır. Şekilden de görülebileceği üzere li-ion piller daha yüksek yoğunluklu enerji sağlamaktadır.

Grafik 27: Batarya Teknolojilerinin Enerji Yoğunluğu ve Fiyat Karşılaştırması



Li-air = lithium-air, Li-ion = lithium ion, Li-S = lithium - sulfur, Ni-Cd = Nickel-cadmium, Ni-MH = nickel-metal hydride, Pb-acid = lead-acid, Zn-air = zinc-air.

Kaynak: Asya Kalkınma Bankası, Batarya Enerji Depolama Sistemi Kitapçığı (2018)

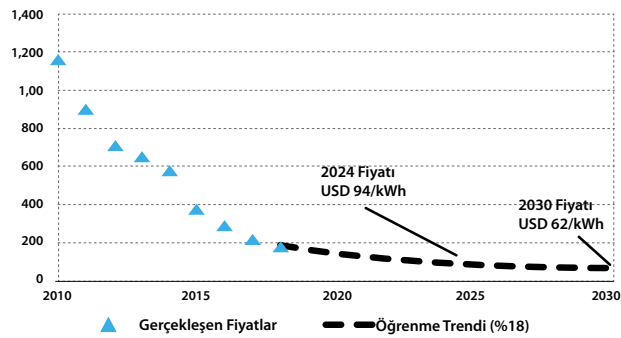
- Alternatif akım tarafı kablolar ve trafo,
- Elektrik şebekesi ile otomasyonu sağlayan enerji yönetim sistemi,

- Uzaktan kontrol ve izleme sistemi,
- Isıtma ve soğutma ve yangın sistemi.

Bataryalardaki teknolojik değişiklikler daha yüksek enerji yoğunluğuna doğru ilerlemekte olup yeni nesil pil teknolojileri (li-ion, çinko-hava, lityum-kükürt, lityum-hava vb.) ile lityum ikincil (şarj edilebilir) pillerin enerji yoğunluğunun daha iyileştirileceği ve kW başına 50 doların altında fiyata ineceği beklenmektedir.

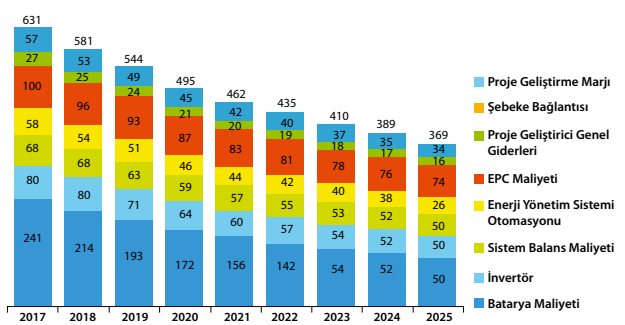
Li-ion batarya teknolojisinin 2018 yılı fiyatları ve maliyetlerdeki düşüş trendi dikkate alınarak önümüzdeki yıllardaki projeksiyonu çıkarılmış, fiyatın 2030 yılında yaklaşık 62 dolar/kWh seviyesine düşeceği tahmin edilmiştir. İlgili projeksiyon aşağıdaki şekilde sunulmaktadır.

Grafik 28: Lityum İyon Batarya Fiyat Projeksiyonu (2018 dolar/kWh)



Kaynak: Bloomberg, New Energy Finance (2019)

Grafik 29: Batarya Teknolojilerinin Enerji Yoğunluğu ve Fiyat Karşılaştırması



Kaynak: Asya Kalkınma Bankası, Batarya Enerji Depolama Sistemi Kitapçığı (2018)

Aynı kapasiteye sahip bir batarya enerji depolama sistemi için, mühendislik, tedarik ve inşaat sözleşmesi (engineering, procurement and consulting, EPC) maliyetleri de batarya maliyetlerine benzer bir oranda düşmektedir. Batarya enerji depolama sisteminin tüm kurulum maliyeti fiyat projeksiyonu aşağıda Grafik 29'da gösterilmektedir.

2.6.4. Ülkemizdeki Güncel Gelişmeler

Batarya ile depolama teknolojilerinde sürekli büyüme ve gelişmeler yaşanmaktadır. Ülkemizin bu teknolojilere uzak kalmaması, kamu ve öz araştırma geliştirme çabalarının desteklenmesi önem arz etmektedir. Ülkemizde çıkartılan yönetmeliklerde ilk defa enerji depolama tesislerinden yan hizmet birimi olarak bahsedilmiştir.

ETKB'nin 1 Nisan 2020 tarihinden itibaren uygulamaya geçirdiği "Elektrik Üretim ve Elektrik Depolama Tesisleri Kabul Yönetmeliği" ile elektrik depolama tesislerinin kabul işlemlerinin ilgili mevzuat ve standartlara uygun olarak yapılması amaçlanmıştır. 04 Ocak 2019 tarihinde EPDK tarafından elektrik depolama faaliyetlerine ilişkin olarak "Elektrik Depolama Faaliyetleri Yönetmeliği Taslağı" yayınlanmış ve taslak üzerinde görüşler toplanmıştır. Nihai mevzuat beklenmektedir.



2019 yılının Ocak ayında gerçekleştirilmesi planlanan, ancak iptal edilen güneş enerjisi için yeni YEKA ihalesi kapsamında, bir batarya depolama sistemi kurulumu öngörülmüş ve bu sistemden beklenen teknik özellik ve performans kriterleri ihale şartnamesinde duyurulmuştur. Özel sektör ve ilgili paydaşlar tarafından incelenen bu ihale şartları için geri dönüşler yapılmıştır. Bu çalışmalar ışığında, yakın gelecekte tekrar bu tip batarya depolama sistemleri için ihalelerin açılacağı beklenmektedir.

2.6.5. Sonuçlar ve SWOT Analizi



Dünyada 2050 yılında güneş ve rüzgârdan elde edilecek elektrik enerjisinin dünyanın toplam ihtiyacının %63'ünü karşılayacağı öngörülmektedir. Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı, batarya depolama teknolojileri maliyetlerinde 2016-2030 yıllarında ortalama %60'luk düşüş öngörüsü ile, şebekeye bağlanacak batarya depolama sistemlerinin yükseliş trendinin devam edeceğini tahmin etmektedir.

Rüzgâr ve güneşte kurulu gücün artması ve gelecekteki elektrikli araç sayısı projeksiyonları göz önüne alındığında, elektrik şebekesine daha fazla esneklik kazandıracak batarya tipi depolama teknolojilerine yatırım yapılmasının önemi daha iyi anlaşılacaktır.

Tablo 22: Batarya İle Elektrik Depolama Sistemleri SWOT Analizi

Güçlü Yönler	Zayıf Yönler	Fırsatlar	Tehditler
Elektrik şebekesi üzerindeki yük ve ihtiyaç azaltımı	Gerekli mevzuat ve teknik standartların eksikliği	Şebeke üzerinde gelişmiş frekans yönetimi	Depolama malzemeleri temininde sıkıntılar
Batarya ve kurulum maliyetlerinde hızlı düşüş	Maliyetlerin görece yüksek olması	Piyasa kapasitesi	Madenlerin arzı noktasında sıkıntılar
Şebeke kararlılığına destek	Karmaşık gelir ve iş modeli yapısı	Farklı elektrik tarife zamanlarından faydalanabilme	Mevzuatın değişme ihtimali
Yenilenebilir santrallerin entegrasyonu	Uygulama noktasında altyapı eksiklikleri	Şebekenin işletme ve kapasitesinin iyileştirilmesi	Teknolojinin henüz doymamış olması
Teknoloji çeşitliliği ve gelişimine etkisi	Know-how ile yerli kaynak ve ekipman eksiklikleri	Yenilenebilir enerji payında büyüme	



2.7. Elektrikli Araçlar: Türkiye'deki Gelişmeler

Önümüzdeki nesillere sürdürülebilir bir gelecek bırakılması için diğer tüm sektörlerde olduğu gibi otomotiv sektöründe de temiz teknolojilerin kullanılması, enerji verimliliğinin yükseltilmesine ve emisyon ve karbon salımının azaltılmasına katkı sağlayacak teknolojilerin desteklenmesi önem arz etmektedir.

Küresel ısınmanın geldiği kritik seviye ve giderek artan çevresel, sosyal ve ekonomik maliyetler karşısında birçok sektör gibi otomotiv sektörü de geri dönülmez bir dönüşümün içerisine girmiştir. Zira karayolu ulaşımı, insan kaynaklı karbondioksit yayılımının yaklaşık %16'sını oluşturmaktadır.⁴⁴ Dünyayı fosil yakıtlara bağımlılıktan kurtarabilecek

önlemler arasında elektrikli araçlar önem kazanmaktadır. Türkiye, kullanılmakta olan 1.000 civarı elektrikli araç ile kendi piyasasını geliştirmeye daha yeni başlamıştır. Ancak, araç sahiplik oranının artışı ve nüfusun büyümesiyle, elektrikli araç kullanımının artması yönünde önemli bir potansiyel bulunmaktadır. Bunun yanı sıra Türkiye yerli elektrikli araç üretimine başlamıştır.

Bu sayede kentlerdeki yerel hava kalitesinin iyileşmesi ve yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanan elektrik ile hem ulaştırma hem de elektrik sektöründe enerji üretimi ve tüketiminden kaynaklanan karbondioksit emisyonlarının azaltılması sağlanacaktır.

⁴⁴Uluslararası Motorlu Araç İmalatçıları Örgütü (OICA). <http://www.oica.net/category/climate-change-and-co2/>

2.7.1. Türkiye Elektrikli ve Hibrit Otomobil Pazarı

Türkiye’de yıllar itibarıyla elektrikli otomobil satışları incelendiğinde, satışların 2016 yılı dışında artan oranlı bir trend izlediği görülmektedir. 2015 yılından itibaren 2020 yılı Eylül ayına kadar toplam 878 adet elektrikli otomotiv satılmıştır. Elektrikli otomobil satışının %31’ini Renault, %29’unu BMW, %25’ini Jaguar, %9’unu Mini Cooper, %7’sini ise Smart gerçekleştirmiştir.

Tablo 23: Türkiye Marka Bazında Elektrikli Otomobil Satışları Gelişimi

Türkiye Elektrikli Otomobil Satışları (Adet)	Segment	2015	2016	2017	2018	2019	2020/9	Toplam
BMW i3	C2	83	24	35	37	50	23	252
Jaguar I-Pace	E7	-	-	-	38	119	60	217
Mini Cooper SE	B2	-	-	-	-	-	76	76
Renault Zoe	B2	36	20	42	79	31	60	268
Smart EQ	A6	-	-	-	1	22	42	65
Toplam		119	44	77	155	222	261	878

Kaynak: Türkiye Elektrikli ve Hibrit Araçlar Platformu, TSKB

Elektrikli araç satışları, son yıllardaki farklı tipte elektrikli araç ve şarj altyapısını destekleyen politikalar sayesinde küresel seviyede hızla artmaktadır. 2018 yılının sonunda, küresel araç stokundaki toplam elektrikli araç sayısı 5 milyonu aşmıştır. Yaklaşık aynı sayıda şarj noktası da elektrikli araçların elektrik talebini sağlamak için hizmet vermektedir.⁴⁵

Tablo 24: Türkiye Otomobil Pazarı ve Elektrikli-Hibrit Otomobil Satışları Gelişimi

	2015	2016	2017	2018	2019	2019/9	2020/9
Türkiye Otomobil Pazarı	725.596	756.938	722.759	486.321	387.256	228.628	388.690
Elektrikli ve Hibrit Otomobil Pazarı	1.094	1.082	4.582	4.054	12.196	7.775	12.011
Elektrikli ve Hibrit Araç/Otomobil Pazarı (%)	0,2	0,1	0,6	0,8	3,1	3,4	3,1
Otomobil Pazarı Yıllık Değişimi (%)		4,3	-4,5	-32,7	-20,4		70,0
Elektrikli ve Hibrit Otomobil Pazarı Yıllık Değişimi (%)		-1,1	323,5	-11,5	200,8		54,5

Kaynak: Otomotiv Distribütörleri Derneği Basın Bülteni



⁴⁵ Shura Enerji Dönüşümü Merkezi, Türkiye Ulaştırma Sektörünün Dönüşümü: Elektrikli Araçların Türkiye Dağıtım Şebekesine Etkileri, 2019, <https://www.shura.org.tr/wp-content/uploads/2019/12/Turkiye-ulasirma-sektorunun-donusumu-Elektrikli-araclar%C4%B1n-Turkiye-dagitim-sebekesine-etkileri-.pdf>

2.7.2. Türkiye'nin Otomobili Girişim Grubu (TOGG)

Küresel ölçekte rekabet edecek bir otomobil markası yaratma hedefiyle Anadolu Grubu (%19), BMC (%19), Kök Grubu (%19), Turkcell (%19), Zorlu (%19) ve Türkiye Odalar ve Borsalar Birliği'nin (%5) ortaklığında 25.06.2018 tarihinde Türkiye'nin Otomobili Girişim Grubu Sanayi ve Ticaret A.Ş. (TOGG) kurulmuştur. 1,2 milyon metrekare alan üzerinde 230 bin metrekare kapalı alana sahip olacak Gemlik'teki fabrikanın temelleri 18 Temmuz 2020'de atılmıştır. 2020 yılı son çeyreğinde ekipman siparişine başlanması ve hat montajının 2021 yılı 3. çeyreğinde başlaması planlanmaktadır.

Fabrika yatırımının tutarı 22 milyar TL olarak öngörülmektedir. 18 ayda tamamlanarak 2022 yılının sonunda ilk doğuştan elektrikli, bağlantılı ve güncel otonom seviyesine sahip, orta büyüklükte (C segmenti), sportif, çok amaçlı otomobilin (SUV) TOGG markasıyla banttan ineceği belirtilmiştir. 27 Aralık 2019'da Bilişim Vadisi'nde SUV ve sedan modelleri tanıtılmıştır. Fabrikanın yıllık üretim kapasitesinin 175.000 adet olacağı ve 10 yıllık süreçte 5 farklı modelden (C segment SUV-çıkış tarihi 2022, C segment sedan-çıkış tarihi 2024, C segment hatchback-çıkış tarihi duyurulacak, B segment SUV-çıkış tarihi duyurulacak, C segment MPV-çıkış tarihi duyurulacak) toplam 1 milyon adet

otomobil üretileceği ifade edilmiştir. Türkiye'nin yerli otomobili TOGG'un üretimi ile ilgili hedefin 2022'de en az %51 oranında, 2025'ten sonra ise %68 oranında yerli üretim payına ulaşmak olduğu belirtilmiştir.

Araç üretimi için çok önemli bir yer tutan tedarikçi safhasında TOGG, 2020 yılı Ekim ayında Çinli batarya üreticisi Farasis ile anlaşmalarını duyurmuştur. Anlaşmaya göre, TOGG'un geliştirdiği elektrikli araçlarda kullanılacak li-ion bataryalarını Farasis firması tedarik edecektir. 300 km veya 500 km menzil sağlayan pil konfigürasyonları seçenekleri olan otomobil evde, ofiste veya yol üzerindeki istasyonlarda şarj edilebilecek, hızlı şarj ile 30 dakikadan kısa sürede %80 pil doluluk seviyesine ulaşılacaktır. 8 yıl boyunca pil garanti güvencesine sahip olacaktır.

Elektrikli ve bağlantılı otomobillerin yalın bir teknik altyapıya, internet üzerinden yazılım güncelleme imkânına, kullanıcıları teknik konularda önleyici bilgiler ile uyarma kabiliyetine sahip olmasının teknik servis/bakım ihtiyacını en aza indireceği, böylece kilometre başına enerji maliyetinin içten yanmalı motorlu otomobillere göre çok daha düşük olacağı öngörülmektedir.

2.7.3. Türkiye Elektrikli Araç Pazarında Engeller ve Yapılması Gerekenler

Türkiye'nin elektrikli araç pazarı konusunda kat etmesi gereken önemli adımlar vardır ve uygulaması gereken regülasyonlara ihtiyaç bulunmaktadır. AB üyesi ülkelerin AB bünyesinde elektrikli ve hibrit araçlar ile ilgili uygulamalara bakıldığında aşağıdaki regülasyon ve uygulamalar dikkat çekmektedir.⁴⁶

"Alternatif Yakıt Altyapısı Direktifi (2014/94/EU)", AB çapında elektrikli araç şarj istasyonu altyapısının kurulması için her 10 elektrikli araç için 1 şarj istasyonu olması ve şarj istasyonlarının konum bilgilerinin daha ulaşılabilir olması gerektiğini vurgulamaktadır. Ayrıca teknik özelliklerinin standart hale getirilmesine yönelik

hükümler de tanımlanmaktadır. Şarj istasyonlarının genel elektrik talebinin az olduğu zamanlarda elektrik şebekelerinden yeniden dolmuş yapan akıllı ölçüm sistemlerine sahip olmasının önemli olduğu da belirtilmektedir. Böylece elektrikli araç pillerinin uzun vadede şebekeye geri besleme yapmasını sağlayan akıllı sistemler için zemin hazırlanmaktadır. Elektrikli araçların sessiz hareket etmesi, bu tür araçlara aşına olmayan yaya ve sürücülerin güvenliği için endişe doğurduğundan "Akustik Araç Uyarma Sistemine İlişkin Yetki Devrine Dayanan Komisyon Tüzüğü" kapsamında AB, ses yayıcı cihazın 1 Temmuz 2021'den itibaren bütün yeni elektrikli araçlarda zorunlu hale getirmiştir.

⁴⁶TEHAD, Elektrikli ve Hibrit Araçlar Dergisi, Nisan 2020

“Binaların Enerji Performansı Direktifi (2018/844)” kapsamında AB üyesi ülkelerde ikamete mahsus olmayan tüm yeni ve/veya kapsamlı yenilemelerden geçmiş olan binalarda ve 10 adet in üzerinde park yeri kapasitesine sahip olan binalarda en az 1 adet elektrikli araçlar için şarj dolun istasyonu bulunması gerekmektedir.

“Temiz Araçlar Direktifi (2009/33)” 2019 yılında yeniden ele alınmıştır. Bu düzenleme ile kamu ihalelerinde çeşitli teşvikler sağlanarak düşük emisyonlu araçlara yönelik talep artırılmaya çalışılmaktadır.



Oldukça masraflı olan elektromobilité dönüşümü için AB bünyesinde pek çok “Mali Destek Programları” bulunmaktadır. Mali destek fonlarının öncelikli olarak şarj istasyonu altyapılarına, elektrikli otobüs alımlarına ve inovasyon çalışmalarına yöneldiği gözlemlenmektedir.

Dünya motorlu araçlar üretiminde %30’luk pay⁴⁷ ile lider konumda olan ve 2016’da 352 bin adetlik satış rakamıyla en önemli elektrikli araç pazarı haline gelen Çin, geçtiğimiz Ekim ayında ülkede yıllık 30 bin adedin üzerinde üretim yapan tüm otomotiv üreticilerine 2019 yılından itibaren üretimlerinin en az %10’unu elektrikli araçlara ayırma zorunluluğu

getirmiştir. Çin’in getirdiği bu yeni düzenlemenin sektörün büyük oyuncularını elektrikli araç segmentinde daha agresif bir şekilde tavrı almaya zorlayacağı tahmin edilmektedir.

Türkiye’nin de ana ihracat pazarı olan Avrupa’da ise İngiltere ve Fransa 2040, Hollanda 2025 yılı itibarıyla tüm benzinli ve dizel araçların satışının yasaklanmasını onaylamış durumdadır. Ayrıca Avusturya, Danimarka, İrlanda ve Portekiz gibi birçok ülke elektrikli araçlara yönelik çeşitli ara hedefler belirlemişlerdir. Bu ülkelerde sıkı emisyon kontrolleri ve şehir merkezlerine girişlerin sınırlandırılması uygulamalarının yanı sıra, elektrikli araçlar için farklılaştırılmış vergi ve harç politikaları yürürlüğe konmuştur.

Türkiye elektrikli araçlar-hibrit araçlar ile ilgili aşağıdaki soruların cevapları elektrikli araç kullanımında önem arz etmektedir.

1. Elektrikli araç-hibrit araç satış fiyatları ne seviyededir?
2. Şarj ile kaç km yol gidilmektedir?
3. Batarya ne kadar sürede dolmaktadır?
4. Şarj istasyonları nerede bulunmaktadır?

Elektrikli araçlarda en çok tercih edilen model Renault Zoe modeli olup 27.10.2020 itibarıyla liste satış fiyatı 372.900 TL’dir. Hibrit otomobiller arasında en çok tercih edilen modeller Yeni Toyota Corolla ve Toyota C-HR modelleri olup, 27.10.2020 itibarıyla Yeni Toyota Corolla liste satış fiyatı 317.250-367.050 TL aralığında (hibrit olmayan modeli liste satış fiyatı 224.200-307.000 TL aralığındadır), Toyota C-HR modeli ÖTV teşvikli liste satış fiyatı ise 238.250-328.550 TL aralığındadır. ÖTV teşviki bulunmasına rağmen hibrit araç fiyatlarının yüksek seyrettiği görülmektedir.

Elektrikli araçların ne sıklıkla şarj edilmeye ihtiyaç duyacakları gidilen mesafeye ve batarya kapasitesine bağlıdır. Elektrikli bir binek aracının ortalama mesafesi, şu anda, yaklaşık 200 km’dir ve batarya teknolojisindeki gelişmelerle bu rakamın artması beklenmektedir. Batarya hızlı şarj istasyonlarında 1-1,5 saat gibi bir sürede dolabilmektedir.

⁴⁷ Avrupa Otomobil Üreticileri Birliği, The Automotive Industry Pocket Guide 2017-18

Şarj istasyonları kısmında ise tüm şarj markaları kendi sayfalarında istasyon haritalarını paylaşmaktadır. Bu istasyonlar artmaya devam ettikçe elektrikli araç kullanımı daha da artacaktır.



Türkiye Elektrikli ve Hibrit Araçlar Platformu (TEHAD) 2020 yılı Şubat ayında Türkiye 2030 Elektrikli Ulaşım Yol Haritası Çalıştayı gerçekleştirmiştir. Çalıştayda 5 ana konu olarak;

- i) akü, batarya teknolojileri ve elektrik depolama;
- ii) dijitalleşme ve tüketici kullanım alışkanlıkları;
- iii) şebeke alt yapısı;
- iv) otomotiv yan sanayi ve satış sonrası hizmetler;
- v) şarj istasyonları

başlıkları belirlenmiştir. Ana konularla ilgili mevcut engeller belirlenmiş, kısa-orta-uzun vadede gerçekleştirilmesi gereken aksiyonlara yer verilmiştir. Gerekli adımların atılması konusunda TEHAD, TÜBİTAK, üniversiteler, orijinal yedek parça üreticileri, Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı, Çevre ve Şehircilik Bakanlığı, Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı, pil üreticileri, araç üreticileri, Küçük ve Orta Ölçekli İşletmeleri Geliştirme ve Destekleme İdaresi Başkanlığı, yan sanayi üreticileri, sigorta şirketleri, EPDK, dağıtım firmaları, şarj operatörleri, enerji üretici firmalar, yerel yönetimler, belediyeler ve TOGG'un

katkısının gerektiği ifade edilmiştir. IEA, dünyada 2030 yılı itibarıyla 56 milyon adet elektrikli aracın dolaşımında olacağını öngörmektedir.⁴⁸ McKinsey tarafından, 2030 yılında dünyada satılan araçların %10-%50 arasındaki kısmının elektrikli olacağı tahmin edilmekte olup, PriceWaterHouseCoopers tahminleri ise 2030 yılında yeni satılan araçların %55'inin elektrikli olacağı yönündedir. Bloomberg New Energy Finance tarafından yayınlanan "Uzun Vadeli Elektrikli Araç Görünümü" raporunda, Covid-19 salgını sebebiyle 2020 yılında elektrikli otomobil pazarının %18 oranında düşeceği, yaşanacak bu düşüşün içten yanmalı otomobiller için ise %22 olarak gerçekleşeceği belirtilmiştir. 2040'da dünya genelinde satılan her yeni binek otomobilin ise %58'inin elektrikli olacağı, tüm araç filosunda elektrikli araçların %31'lik bir payı olacağına işaret edilmiştir.⁴⁹ 2015'te duyurulan ve 2016 Nisan ayında 175 ülke tarafından imzalanan Paris İklim Değişikliği Anlaşması ile küresel ortalama sıcaklık artışını 2100'de sanayi öncesi döneme göre 2 ile 1,5°C arasında sınırlandırma hedefi ortaya konulmuştur.⁵⁰

IEA'e göre, Paris İklim Değişikliği Anlaşması'nda belirlenen hedefin başarılması için 2040 yılında 600 milyon elektrikli aracın kullanılıyor olması gereklidir. Küresel olarak bu denli önem arz eden elektrikli araçlar kapsamında ülkemizde öne çıkan konu başlıkları şunlardır: Akü, batarya teknolojileri ve elektrik depolama konusunda yüksek maliyetler, şarj sürelerinin uzun olması, talebin artması durumunda şebekelerin buna tam anlamıyla hazır olmaması, akaryakıt ağları ile entegrasyonun sağlanmamış olması, elektrikli araca sahip olma maliyetinin yüksek olması, menzilin yeterli olmadığı düşünülmesi, satış sonrası hizmetlerin CASE⁵¹ (Bağlı-Otonom-Paylaşılan-Elektrikli) ile uyumlu olmaması. Bilgi birikiminin artırılması, teşviklerin sağlanması, menzil uzatıcı çözümlerin geliştirilmesi, güvenlik endişelerini kaldırmak için sürüş ve seminer gibi etkinliklerin yapılması, Otopark Yönetmeliği'nin tüm binalarda geçerli hale getirilmesi, orijinal yedek parça üreticilerinin CASE satış sonrası hizmetler eylem planının kurgulanması, satış sonrası için elektrikli araç bakım merkezlerinin kurulması bu kapsamda atılması gereken öncelikli adımlardır.

⁴⁸ IEA, Küresel Elektrikli Araçlar Görünümü (2017)

⁴⁹ TEHAD, <http://tehad.org/2020/05/21/uzun-vadeli-elektrikli-arac-gorunum-raporu-yayinlandi/>

⁵⁰ IEA, Global Electric Vehicles Outlook, 2017.

⁵¹ CASE: Connected – Autonomous – Shared - Electric



2.8. Emisyonlar, İklim Adımları ve Türkiye Enerji Sektörü

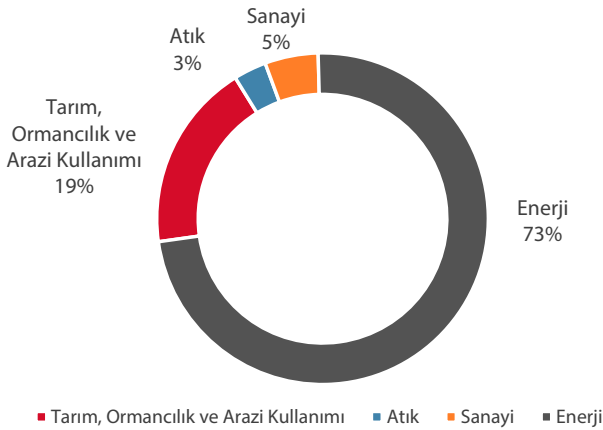
İklim değişikliği, dünyanın küresel bir krize ne kadar hazırlıksız olduğunu çok acı bir şekilde gözler önüne seren küresel Covid-19 krizi kadar hızlı olmasa da etkisi çok daha ciddi sonuçlara yol açacak bir insanlık sorunudur. Bilim temelli uyarılar uzun yıllardır yapılmaktadır, ancak etkili eylem konusunda ne yazık ki yeterince mesafe alınamamıştır. Yapılan çalışmalarda 2100 yılına gelindiğinde sıcaklıkların sanayi devrimi öncesi döneme göre 4°C artacağı tahmin edilmektedir.

Yalnızca 1,5°C'lik bir sıcaklık artışı ile birlikte yıllık ortalama kuraklık döneminin 2 ay artacağı, tüm dünyada su kıtlığı ile karşı karşıya kalacak insan sayısının 271 milyon kişiye ulaşacağı, Akdeniz'de orman yangınları sebebiyle yanan alanların %41 oranında artacağı, aşırı yağış frekansının %17 oranında yükseleceği, deniz seviyesindeki artış nedeniyle yıllık sel felaketlerinden kaynaklanan kayıpların 10,2 trilyon doları aşacağı, 2100 yılında küresel GDP'de %8 oranında kayıp gerçekleşeceği, sıtma hastalığının bulaşma potansiyeli olan coğrafi alanların %19 oranında yaygınlaşacağı, Avrupa'da yaz sıcaklıklarının görülmemiş düzeylere çıkma olasılığının %47 oranında artacağı öngörülmektedir. 2°C ve üzerindeki artış senaryolarında ise bu etkilerin çok daha şiddetli gerçekleşeceği ifade edilmektedir. Bu durum, 4°C'lik sıcaklık artışının dünya üzerinde geri döndürülemeyecek çok yıkıcı etkilere yol açacağı anlamına gelmektedir.

İklim değişikliği etkilerinin bir sektörden diğerine sıçrama riski bulunmaktadır ve bu etkiler yalnızca günlük yaşamı değil, iş yaşamını ve kamusal etkinlikleri de ciddi anlamda tehdit edecek bir potansiyele sahiptir.

Son dönemde sıklıkla meydana gelen aşırı hava olaylarının, sel felaketlerinin, sağanak yağışların, büyük boyutlara ulaşan doluların ve sıcaklıkların mevsim normallerinin üstüne çıkarak rekor kırmalarının sorumlusu iklim değişikliğidir.

Grafik 30: Küresel Sera Gazı Emisyonlarının Sektörel Dağılımı



Kaynak: Our World in Data, TSKB

İklim değişikliği sorununa bağlı olarak kutup bölgelerindeki buzulların erimesi, deniz seviyelerinin gittikçe yükselmesiyle özellikle güney Asya-Pasifik bölgesindeki birçok ada devletinde ve denize kıyısı olan ülkelerde büyük göç dalgalarının başlaması olasıdır. Araştırmalar biyoçeşitlilik üzerindeki yıkıcı iklim etkilerini de ortaya koymaktadır.⁵² İklim değişikliğini tetikleyen karbon emisyonlarının hızlı bir şekilde önüne geçilmez ise Covid-19'a benzer salgın hastalıkların ortaya çıkışı da hızlanacaktır. İklim değişikliğinin en büyük yıkıcı etkilerinden bir diğeri de yaşanması kaçınılmaz olan su kıtlıkları olacaktır. Günümüzde küresel sera gazı emisyonlarının üçte ikisi ısınma, elektrik, ulaştırma ve sanayi için kullanılan enerji sektöründen kaynaklanmaktadır. Enerji kullanımından kaynaklanan karbon emisyonlarının yaklaşık yarısı sanayide kullanılan enerjiden kaynaklanmaktadır. Kalan kısım, taşımacılık sektörleri ve binalarda enerji kullanımı arasında kabaca eşit olarak bölünmektedir. Fosil yakıtlara bağımlı olan dünya ekonomisi, yenilenebilir enerjinin küresel enerji arzındaki payının artmasıyla bu bağımlılığını belirli ölçüde azaltabilmiştir. Ancak yine de fosil yakıtlar küresel enerji arzında hâlâ çok

önemli bir paya sahiptir. Teknolojik gelişmelerle ilk yatırım maliyetleri düşen ve fosil yakıtlara alternatif olmaya başlayan yenilenebilir enerji kaynaklarının küresel enerji sistemindeki payı her geçen gün artsa bile mevcut ilerleme düzeyi iklim değişikliği ve küresel ısınma artış hızını sınırlandırabilmek için yetersiz kalmaktadır.

Endüstri devrimi sonrasında sera gazı emisyonlarına ABD ve bazı AB ülkeleri gibi gelişmiş ülkeler neden olmuşlardır.⁵³ Fakat, günümüzde sanayi ve üretim kaynaklı emisyonların yer değiştirmesi, farklılaşan kalkınma politikaları ve yapılan yeni çalışmalar sebebiyle sera gazı emisyonları dağılımının değiştiği gözlenmektedir. Son yıllarda sera gazı emisyonları dağılımı incelendiğinde en büyük payın Çin'e ait olduğu görülmektedir. Çin'i ABD, Hindistan, Rusya, Endonezya takip etmektedir.⁵⁴ Bu dağılım, emisyonların gelişmekte olan ülkelere kaymakta olduğunu göstermektedir. Kişi başına enerji tüketimi, enerji verimliliğinin bir göstergesi olan enerji yoğunluğu, enerji arzının karbon yoğunluğu gibi temel göstergelerde gelişmiş ve gelişmekte olan ülkeler arasında belirgin farklılıklar mevcuttur.

Her ne kadar Covid-19 salgını nedeniyle sanayi ve konaklama, eğlence, spor, ulaştırma, turizm vb. hizmet endüstrilerinin derinden etkilendiği, faaliyetlerin yavaşlatıldığı veya tamamen durduğu 2020 yılının başında enerji talebi kaçınılmaz olarak düşmüş olsa da salgın sonrası dünya ekonomisindeki toparlanma ile birlikte enerji talebinin nüfus artışı, kentleşme gibi farklı değişkenlere bağlı olarak -azalan bir ivmeyle de olsa- yükselmeye devam edeceği değerlendirilmektedir. Talep artışı enerji sektöründe dönüşümü de beraberinde getirmekte, yeni arz altyapısının kurulmasını ya da enerji verimliliği çalışmaları ile daha az enerjiyle daha fazla üretim yapılmasını tetiklemektedir. Enerji sektöründe dönüşümün önemli bir bölümünü, iklim politikaları doğrultusunda, sektörün karbondan arındırılmasına yönelik çabalar oluşturmaktadır. Bu çabalar doğrultusunda fosil yakıt talebinin artış hızında azalma sağlanabilmiştir.

Gelişen politikalar doğrultusunda, dünya daha düşük karbonlu bir hedefe doğru ilerlerken, küresel enerji sistemi yeniden yapılanmaktadır.

⁵² <https://edition.cnn.com/2020/02/21/weather/species-extinction-climate-trnd/index.html>

⁵³ World Resources Institute, Kümülatif CO2 Emisyonları 1850-2011

⁵⁴ Climate Watch, Geçmiş Sera Gazı Emisyonları, https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?breakBy=countries&chartType=percentage&end_year=2016®ions=WORLD&start_year=1990

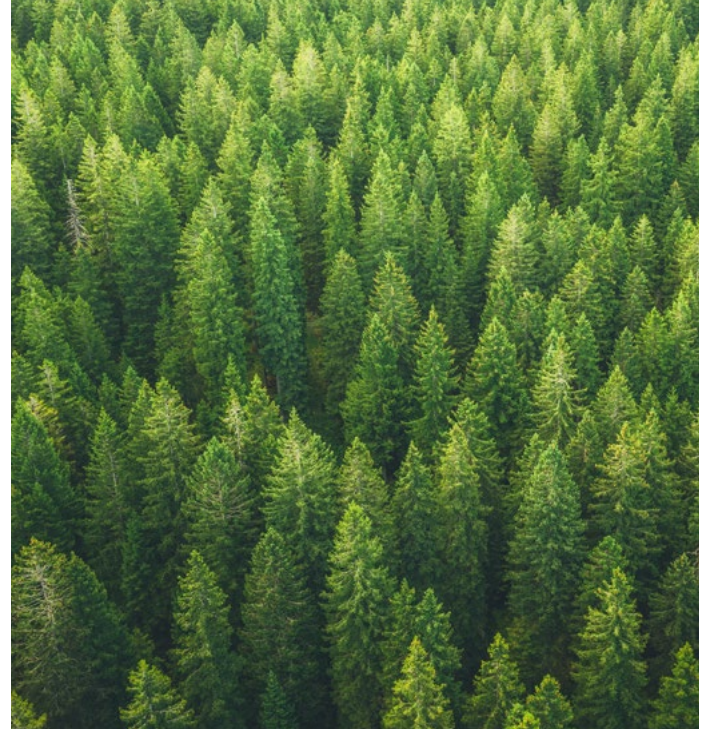
Bu yeniden yapılanma sürecinde küresel enerji talebinin artan refah ve yaşam standartlarına bağlı olarak büyümeye devam etmesi, ancak enerji talebinin fosil kaynaklardan daha temiz kaynaklara doğru kayması öngörülmekte ve yenilenebilir enerjinin dünyanın artan enerji ihtiyaçlarını karşılamada giderek daha önemli bir rol oynaması beklenmektedir. Dünya genelinde yapılan çalışmalar, enerji arzında kaynak çeşitliliğini artırmak, daha fazla tüketici seçeneği sunabilmek, enerji piyasalarını yerelleştirmek, entegrasyonu artırmak gibi konulara odaklanmaktadır.

Gelecek 30 yıl içerisinde petrol ve türevlerine olan talebin azalması öngörülmektedir. Doğal gazın ise, büyüyen ve gelişmekte olan ekonomileri desteklemedeki rolü ve karbon tutma-depolama teknolojileri ile birleştirildiğinde sifıra yakın karbon emisyonu yaratan bir enerji kaynağı olarak tanımlanması nedeniyle petrol ve türevlerine göre daha uzun süre kullanılmaya devam edilecek bir kaynak olduğu değerlendirilmektedir. Büyük fonların ve finans kuruluşlarının kömürlü termik santraller konusundaki yaklaşımları ise, "fosil yakıtla ilgili yatırımların finansmanından çekilme" eğilimindedir. Bu eğilim enerji sektörünün gelişiminde belirleyici olabilecektir.

Önümüzdeki 30 yıl içinde en hızlı büyüyen enerji kaynaklarının rüzgâr ve güneş enerjisi başta olmak üzere yenilenebilir enerji kaynakları olması muhtemeldir. Rüzgâr ve güneş enerjisinde kapasitenin geliştirilmesi için yapılan yatırımların önemli ölçüde artması beklenmektedir. Gelişen kentleşme ve kentlerde yaşayan nüfusun artması, elektrikli araçların yaygınlaşması gibi nedenlerle elektrik talebinin artacağı tahmin edilmektedir. Buna bağlı olarak nihai enerji tüketiminde elektriğin payı, önümüzdeki 30 yıl içinde önemli ölçüde artacaktır. Yenilenebilir enerji santrallerinin kömürlü santralleri perderpey ikame etmesiyle elektrik üretiminin karbon yoğunluğunun düşürülmesi de güçlü bir

diğer ihtimaldir. Enerji sektöründe özellikle elektrik kullanımı kaynaklı emisyonlar diğerlerinden daha kolay önlenmektedir. Elektriklendirilmesi zor olan, düşük karbonlu enerji için alternatif kaynaklara ihtiyaç duyan, yüksek sıcaklıkta üretim süreçleri içeren entegre demir- çelik, çimento ve kimya sektörlerinin emisyonlarının azaltılması zordur. Aynı zamanda kara taşımacılığı, havacılık ve denizcilik dahil uzun mesafeli nakliye hizmetlerinde de benzer bir durum söz konusudur. Bu nedenle enerji verimliliğindeki gelişmeleri teşvik etmeye yönelik politikalar ve eylemler de düşük karbon geçişine ulaşmak için büyük önem arz etmektedir.

Öte yandan, iklim değişikliğinin enerji sektörü üzerinde de önemli etkileri söz konusudur. Enerji arz sistemleri de operasyonel faaliyetlerin etkilenmesi, dağıtımın kesintiye uğraması ve talepte meydana gelebilecek değişiklikler gibi iklim değişikliğinin çeşitli etkilerine maruz kalabilmektedir.



2.8.1. Küresel İklim Adımları

Atmosferdeki CO₂ birikimine bağlı olarak ikliminin değişme olasılığı ilk kez 1896 yılında İsveçli bilim insanı Svante Arrhenius'un yazdığı makale ile gündeme gelmiştir. Bu tarihten 1979 yılına kadar emisyon azaltıcı hiçbir tedbir alınmamıştır.

1979 yılında ise Dünya Meteoroloji Örgütü'nün öncülüğünde Birinci Dünya İklim Konferansı düzenlenmiş ve konunun önemi tüm ülkelerin dikkatine sunulmuştur.

1988 yılında Dünya Meteoroloji Örgütü (WMO) ve Birleşmiş Milletler Çevre Programı (UNEP) tarafından insan faaliyetlerinin neden olduğu iklim değişikliğinin risklerini değerlendirmek üzere Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli (IPCC) kurulmuştur. Panelin başlıca faaliyetlerinden birisi Birleşmiş Milletler öncülüğünde imzalanan, küresel ısınmaya yönelik hükümetler arası ilk çevre sözleşmesi olan Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'nin (UNFCCC) uygulanmasına ilişkin konularda özel raporlar yayınlamak ve teknik değerlendirmeler hazırlamaktır. Söz konusu sözleşme insan kaynaklı çevresel kirliliklerin iklim üzerinde tehlikeli etkileri olduğunu kabul ederek atmosferdeki sera gazı oranlarını düşürmeyi ve bu gazların olumsuz etkilerini en aza indirerek belli bir seviyede tutmayı amaçlamaktadır.

Sözleşme 1992 yılında Brezilya'nın Rio de Janeiro kentinde düzenlenen "Rio Çevre ve Kalkınma Konferansı"nda imzaya açılmış ve ülkelerin onaylamasıyla 21 Mart 1994 tarihinde yürürlüğe girmiştir. Sözleşmenin yürürlüğe girdiği 1994 yılından sonra her yıl "COP" olarak da adlandırılan taraflar konferansı düzenlenmektedir. Bu konferansların ilki olan Berlin Zirvesi'nde (COP-1) oluşturulan bir protokol ile ülkelerin 2005 yılına kadar karbon gazı salımlarını 1990 yılına göre %20 oranında azaltmaları hedeflenmiştir. Ancak protokol kabul edilmemiş ve bunun yerine 2 yıllık bir süreç başlatılması kararı alınmıştır.

Aralık 1997'de Kyoto'da gerçekleştirilen UNFCCC 3. Taraflar Konferansı'nda Kyoto Protokolü kabul edilmiştir. Kyoto Protokolü, küresel ısınma ve iklim değişikliği konusunda mücadeleyi sağlamaya yönelik uluslararası ilk çerçevedir. Bu protokolü imzalayan ülkeler, karbondioksit ve sera etkisine neden olan diğer beş gazın salımını azaltmaya veya karbon ticareti yoluyla haklarını artırmaya söz vermişlerdir. Protokol ülkelerin atmosfere saldıkları karbon miktarını 1990 yılındaki düzeylere düşürmelerini gerekli kılmaktadır.

2015 yılında Paris'te düzenlenen UNFCCC 21. Taraflar Konferansı'nda 2020 sonrası iklim değişikliği rejiminin çerçevesini oluşturan Paris Anlaşması kabul edilmiş, 04 Kasım 2016 itibarıyla yürürlüğe girmiştir. Anlaşma kapsamında ortalama küresel sıcaklık artışının sanayi öncesi döneme göre en fazla 1,5°C ile sınırlanması hedeflenmektedir.

Günümüzde ise 1°C'lik sıcaklık artışına ulaşılmıştır. 1,5°C sınırını aşmamak için CO₂ emisyonlarının 2010 yılına göre 2030 yılında %45 azaltılması ve 2050 yılında net sıfır emisyonu ulaşılması gerekmektedir.

Uluslararası iklim politikalarının hayata geçmesi için ülkeler ve bölgesel iradeler farklı eylemler hayata geçirmektedir. Bu alanda AB özellikle geçtiğimiz 5 yılda hayata geçirdiği plan ve politikalar ile öne çıkmaktadır. Mart 2020'de Avrupa Komisyonu tarafından AB'de net sıfır emisyon hedefini yasal olarak bağlayıcı kılabilecek İklim Yasası AB Parlamentosu'na sunulmuş ve yasa teklifi Komisyon tarafından onaylanmıştır. Buna ek olarak salınan sera gazı emisyon miktarının azalması, yeni iş imkânlarının gelişmesi, döngüsel ekonomi modellerinin uygulanması ve yaşam standartlarının artırılması amaçlarıyla Avrupa Yeşil Mutabakatı yürürlüğe girmiştir. Avrupa Komisyonu bünyesinde yürütülen Yeşil Mutabakat, AB'nin 2050'ye kadar net sera gazı emisyonlarının sıfırlanması, ekonomik büyümenin kaynak kullanımına bağlılığın sona ermesi, kimsenin ve hiçbir bölgenin geride bırakılmaması temel hedeflerini içeren yeni büyüme stratejisi olarak tanımlanmaktadır. Bu hedefler kapsamında atılacak adımlar 7 politika alanı altına gruplandırılmıştır. Her politika alanı kapsamında farklı hedef ve amaçlar tanımlanmıştır. Temiz enerji başlığı da bu politika alanlarından biridir. Bu başlık kapsamında yürütülmesi hedeflenen çalışmaların amacı enerji verimliliğini desteklemek, enerji sektörünün çoğunluğunu yenilenebilir enerji bazlı hale getirmek, AB'nin güvenilir ve hesaplı enerji kaynaklarına erişimini sağlamak ve tamamen entegre, bağlı ve dijital bir AB enerji piyasası oluşturmaktır. Bu bakış açısıyla AB'nin mevcut enerji mevzuatının gözden geçirilerek 2021 yılının Haziran ayına kadar revize edilmesi, revizyonların ise 2023 yılına kadar üye ülkelerin milli yasalarına yansıtılması hedeflenmektedir.





2.8.2. Türkiye’de İklim Politikalarının Gelişimi

Türkiye gelişen ekonomisi ile dünyanın önemli enerji tüketicileri arasındadır. Bu doğrultuda 2018 yılında 520,9 milyon ton CO₂ olarak hesaplanmış olan toplam sera gazı emisyonları, küresel emisyonların %1’ine karşılık gelmektedir. Türkiye’nin neden olduğu emisyonlarda da en büyük pay küresel görünüm ile paralel olarak enerji kaynaklı emisyonlara aittir (%71,6). Enerji kaynaklı emisyonları sırasıyla %12,5 ile endüstriyel işlemler ve ürün kullanımı, %12,5 ile tarımsal faaliyetler ve %3,4 ile atık takip etmektedir.⁵⁵

Türkiye’de iklim politikaları 2000’li yıllarda gelişmeye başlamıştır. Türkiye, 2004 yılında UNFCCC’ye, ardından 2009 yılında Kyoto Protokolü’ne taraf olmuştur. Türkiye Kyoto Protokolü’ndeki sınıflandırılması sebebiyle iklim politikalarında diğer Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Teşkilatı (OECD) ülkelerinden daha geç bir takvim izlemiştir. Protokol, ülkeleri emisyonlardaki tarihsel sorumluluk ve gelişmekte olan ülkelere finansal destek sağlanmasına yönelik maddi sorumluluğa göre farklı kategorilere ayırmaktadır. Türkiye, ilk olarak hem tarihsel sorumluluğu olan Ek-1 ülkeleri arasında hem de maddi sorumluluğu olan Ek-2 ülkeleri arasında sınıflandırılmıştır. İlerleyen yıllarda Türkiye’nin özel durumu tanınmış ve Ek-2 listesinden

çıkartılarak sadece Ek-1 listesinde kalmasına karar verilmiştir. Bu durumda, Türkiye Ek-1 ülkesi olmakla beraber Kyoto Protokolü altında herhangi bir emisyon azaltım taahhüdüne tabi olmamıştır.

Türkiye’de iklim politikalarını destekleyici nitelikte olan, enerji sektörüne yönelik mevzuat altyapısı ve politikalar da 2000’li yılların başından itibaren geliştirilmeye başlanmış, bu çerçevede yenilenebilir enerji kaynaklarının desteklenmesi ve geliştirilmesine yönelik Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun 2005 yılında kabul edilmiştir. Dünyanın belli coğrafyalarında olduğu gibi Türkiye’de de iklim değişikliği politikaları ile paralel olarak hem kurulu güçte hem de üretimdeki yenilenebilir enerji kaynaklarının payı 2009 yılından itibaren artmaya başlamıştır.

Benzer şekilde, enerji verimliliğinin etkin olarak uygulanması için 2007 yılında Enerji Verimliliği Kanunu yürürlüğe girmiştir. 2012 yılında Ulusal Enerji Verimliliği Strateji Belgesi düzenlenmiştir. 2014 yılında doğrudan iklim değişikliği konulu regülasyon olan Sera Gazı Emisyonlarının Takibi Hakkında yönetmelik, takip eden yıllarda ise yönetmeliğe ait tebliğler yayınlanmıştır. 2018 yılı başında ise Enerji Verimliliği Eylem Planı açıklanmıştır. Türkiye ayrıca sırası ile 2010 ve 2011 yıllarında açıklanan “İklim Değişikliği Stratejisi” ve “İklim Değişikliği Uyum Stratejisi ve Eylem Planı” aracılığıyla ulusal olarak belirlenmiş gönüllü azaltım vaatlerine katkıda bulunmaktadır.

Türkiye Paris Anlaşması’nı 2015 yılında imzalayan ülkeler arasındadır. Yukarıda sayılan sebeplerden ötürü, imzalanmış olan anlaşma henüz TBMM’de onaylanmamıştır. Bütün bunlar, Türkiye’nin iklim önceliklerini eski dönemlere göre daha fazla dikkate alan bir kalkınma patikası oluşturmaya çalıştığını göstermektedir. Bazı alanlarda henüz istenilen köklü adımlar atılamamış olmakla birlikte, genel eğilimin küresel iklim yönelimlerine paralel olduğunu söylemek mümkündür. Atık yönetiminden ormanların korunmasına ve su kaynaklarının etkin yönetimine kadar iklimle ilgili pek çok başlıkta olduğu gibi enerji sektöründe de daha yeşil ve çevreye duyarlı bir sisteme evrilmenin arayışları sürmektedir.

⁵⁵TÜİK, Sera Gazı Emisyon İstatistikleri, 1990-2018.



Meclisi Mebusan Caddesi No.81
Fındıklı İstanbul 34427, Türkiye
T: +90 (212) 334 50 41
F: +90 (212) 334 52 34