



t m m o b
m a k i n a
m ü h e n d i s l e r i
o d a s ı

TÜRKİYE'NİN ENERJİ GÖRÜNÜMÜ 2022



oda raporu

Yayın No: MMO/731



tmmob
makina mühendisleri odası

ODA RAPORU

TÜRKİYE’NİN ENERJİ GÖRÜNÜMÜ 2022

Temmuz 2022, Ankara

Yayın No: MMO/731

tmmob
makina mühendisleri odası

Meşrutiyet Caddesi No: 19 Kat: 6-7-8
Tel: (0 312) 425 21 41 ◆ Faks: (0 312) 417 86 21
e-posta: mmo@mmo.org.tr
<http://www.mmo.org.tr>

YAYIN NO: MMO/731
E-ISBN: 978-605-01-1531-4

Bu yapının yayın hakkı Makina Mühendisleri Odası'na aittir. Kitabın hiçbir bölümü MMO'nun izni olmadan değiştirilemez, elektronik, mekanik vb. yollarla kopya edilip kullanılamaz. Kaynak gösterilmek kaydı ile alıntı yapılabilir.

Temmuz 2022, Ankara

SUNUŞ

Enerjiden yararlanmak modern çağın gereği ve vazgeçilmez bir insan hakkıdır. Bize göre, esasen tümü toplumun ortak malı olan enerji kaynaklarının araştırılması, bulunması, değeriendirilmesinden başlayarak üretim, iletim, dağıtım ve satışına kadar sürecin tüm aşamalarında çevreye, iklime ve doğaya olumsuz etkileri asgari düzeye indirilmeli ve toplum yararı gözetilmelidir. Bu ölçüt enerji ile ilgili tüm faaliyetlerde geçerli olmalıdır. Enerjinin tüm tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve güvenilir bir şekilde sunulması, temel enerji politikası olmak zorundadır. Bu yaklaşım, enerji ihtiyacının karşılanması, bir kamu hizmeti olarak yürütülmesi gereğini ortaya çıkarmaktadır.

Ancak uygulanan neoliberal politikalar sonucunda enerji kullanımının vazgeçilmez bir insan hakkı olduğu gerçeği yok sayılmış; kamu hizmeti olan enerji ve elektrik-doğalgaz temini serbestleştirme ve özelleştirmelerle piyasa faaliyeti haline dönüştürülmüştür. Sermaye birikim rejiminin sınırsız büyüme eğilimi ile birlikte enerji sektörü kamusal bir alan olmaktan çıkarılarak, özel tekelin kâr egemenliğine teslim edilmiş ve ortaya fosil kaynaklara dayalı, yüksek karbon emisyonlu bir ekonomik yapı çıkmıştır. Bu yapıda; tekelin fosil yakıt temelli politikaları nedeniyle küresel ısınmaya yol açan sera gazı salımları dünyayı tehdit eder bir konuma gelmiştir. Bu politikaların bir diğer sonucu da enerji yoksulluğu ve yoksunluğunun dayanılmaz bir boyuta ulaşmış olmasıdır. Bu yapı ve mevcut durum artık sürdürülemez bir noktadadır.

Mevcut fosil yakıt temelli işleyişin, iklimi etkileyen süreç ve etkenlerle etkileşimini irdelemeden, sadece bazı teknolojik yöntemlerle sorunun çözülebileceği öneren yaklaşım ve uygulamaları deşifre etmekle yetinmeyip, enerjide toplum yararını gözetken, kamucu, toplumcu başka bir dönüşüm programını tasarlamak, topluma anlatmak, benimsetmek ve uygulamak gereklidir.

Doğayı ve iklimi olumsuz yönde etkileyen yıkım sürecinin, insan yaşamı ve tüm canlı varlıklar için tehdiide dönüşmesini önlemek için; başta emekçi sınıflar olmak üzere, toplumun ezici çoğunluğunun yaşamlarını çağdaş yaşam koşullarında sürdürebilmelerini, ihtiyaçlarının karşılanmasını, hak ve çıkarlarının korunup geliştirilmesini öngören; kamucu, demokratik planlamacı, katılımcı, toplumcu bir program için, yeşil bir çevre, mavi bir gökyüzü, yaşanabilir bir doğa için, adaletli ve demokratik enerji politika ve uygulamaları için, enerjide başka bir dönüşüm için mücadele etmekle yükümlüyüz.

Enerjinin, toplum çıkarlarını gözetken kamusal planlama kapsamında, kamu hizmeti olarak, doğal ve toplumsal çevreye olumsuz etkileri asgari düzeyde tutularak ve azami ölçüde yenilenebilir kaynaklara dayalı, etkin ve verimli olarak temini, iletimi ve dağıtımını amaçlanmalıdır.

Sorunları aşmak ve krizden mümkün olan en çabuk şekilde ve en az hasarla çıkabilmek için; yurttaşların ve toplumun vazgeçilmez gereksinimlerinin karşılanmasında kamu mülkiyeti, kamusal hizmet ve toplumsal yarar esaslarını temel alan demokratik bir planlama ve toplumsal kalkınma perspektifi ile kamucu, toplumcu bir programın uygulanması gereklidir

Bu bakış açısıyla hazırlanan Türkiye'nin Enerji Görünümü 2022 Oda Raporu, 9 bölüm ve 22 makede ayrıntılı olarak açıklanan enerji gerçekleri ışığında neden başka ve demokratik bir enerji programının gerektiğini açık bir şekilde göstermektedir.

2000'li yıllarda yayımladığımız çeşitli konulardaki enerji raporlarının ardından Oda Enerji Çalışma Grubumuzun 2010 yılından itibaren özverili çalışmalarla hazırladığı Türkiye'nin Enerji Görünümü başlıklı Oda Raporumuz yeni gelişmeleri içererek iki yılda bir yeniden hazırlanmaktadır.

Enerji ve bağlantılı konulara ilgi duyan, bilgiye ihtiyacı olan herkesin Odamızın internet sitesinden indirerek de başvurabileceği bu raporun sektör çalışanları, basın mensupları, üniversite ve tüm

yükseköğrenim kurumlarındaki öğretim üyeleri ve öğrenciler, kısaca kamuoyu için ciddi bir başarı kaynağı olduğuna inanıyoruz.

Raporda özel katkıları bulunan;

- Hazırlık çalışmalarının yöneticiliği ve editörlüğü yanı sıra bölüm yazarlığı görevini de üstlenen MMO Enerji Çalışma Grubu Başkanı endüstri mühendisi Oğuz TÜRKYILMAZ ve MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi makina mühendisi Orhan AYTAÇ'a,
- "Dünyada ve Türkiye'de Birincil Enerji Arzı" bölümü yazarları, MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi makina mühendisi Şayende YILMAZ ve endüstri mühendisi Oğuz TÜRKYILMAZ'a,
- "Enerji Fiyatları ve Enerji Yoksulluğu" bölümü yazarları, Prof. Dr. Seyhan ERDOĞDU, elektrik mühendisi Nedim Bülent DAMAR, elektrik mühendisi Olgun SAKARYA, endüstri mühendisi Oğuz TÜRKYILMAZ', makina mühendisi Orhan AYTAÇ'a
- "Elektrik" bölümü yazarları, endüstri mühendisi Oğuz TÜRKYILMAZ, matematikçi Yusuf BAYRAK'a,
- "Fosil Yakıtlar" bölümü yazarları, elektronik mühendisi Erdiç ÖZEN, yöneylem araştırmacısı, istatistikçi Ülker AYDIN, jeofizik yüksek mühendisi-hukukçu A. Uğur GÖNÜLALAN, kimya yüksek mühendisi Hülya PEKER, maden yüksek mühendisi Dr. Nejat TAMZOK'a,
- "Nükleer Enerji" bölümü yazarı elektrik mühendisi Nedim Bülent DAMAR'a,
- "Yenilenebilir Enerji Kaynakları" bölümü yazarları, kimya mühendisi Serpil SERDAR, MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi makina yüksek mühendisi Görkem TENELER, MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi makina mühendisi Levent BÜYÜKBOZKIRLI, jeoloji yüksek mühendisi Dr. Ali Burak YENER, MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi makina yüksek mühendisi Bülent İLLEEZ, matematikçi Yusuf BAYRAK'a,
- "Enerji Verimliliği" bölümü yazarı MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi makina mühendisi Alpaslan GÜVEN'e,
- "İklim Sorunları" bölümü yazarları endüstri mühendisi Oğuz TÜRKYILMAZ, Sürdürülebilir Ekonomi ve Finans Araştırmaları Derneği Direktörü Bengisu ÖZENÇ, kimya mühendisi Nilgün ERCAN'a,
- "Sonuç ve Öneriler" bölümünde yer alan tezleri 2016'dan bu yana "Biz Ne istiyoruz? Demokratik Enerji Programı" temasıyla yaptığı konuşmalarda oluşturup geliştiren Oğuz Türkyılmaz'a ve süreçteki katkılarının yanı sıra TÜRKYILMAZ ile birlikte bu bölüme son halini veren Orhan AYTAÇ'a ve
- Raporun yayın öncesi son okumalarını yapan MMO Danışmanı İlhan Kamil TURAN ve MMO Yayın Birimi Sorumlusu Ceren YILMAZ ARAS'a,
- Yoğun ve özverili bir çalışmayla raporu yayına hazırlayan MMO Yayın Biriminden Mine POLAT ve tüm birim çalışanlarına teşekkür ediyoruz.

Temmuz 2022

**TMMOB Makina Mühendisleri Odası
Yönetim Kurulu**

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ	1
Oğuz TÜRKYILMAZ, Orhan AYTAÇ	
BÖLÜM 1 DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE BİRİNCİL ENERJİ ARZI	5
Şayende YILMAZ, Oğuz TÜRKYILMAZ	
BÖLÜM 2 ENERJİ FİYATLARI VE ENERJİ YOKSULLUĞU	
2.1 Enerji Yoksulluğu	20
Prof. Dr. Seyhan ERDOĞDU	
2.2 Elektrik Fiyatlarındaki Gelişmeler	35
Nedim Bülent DAMAR	
2.3 Elektrik Tarifelerinde Dönemsel Değişimler	47
Olgun SAKARYA	
2.4 Enerji Fiyatları Artıyor, Enerji Yoksulluğu Yaygınlaşıyor	58
Oğuz TÜRKYILMAZ	
2.5 Özel Elektrik Üreticilerine Güzel Destekler Artarak Devam Ediyor, Bedelini Yurttaşlar Ödüyor	63
Orhan AYTAÇ	
BÖLÜM 3 ELEKTRİK	
3. Elektrik Üretimi: Mevcut Durumu ve Analizi	77
Oğuz TÜRKYILMAZ, YUSUF BAYRAK	
BÖLÜM 4 FOSİL YAKITLAR	
4.1 Doğalgaz Sektör Görünümü	102
Erdinç ÖZEN	
4.2 Petrol	129
Ülker AYDIN, A. Uğur GÖNÜLALAN, Hülya PEKER	
4.3 Dünya'da ve Türkiye'de Kömür Sektörü	171
Dr. Nejat TAMZOK	
BÖLÜM 5 NÜKLEER ENERJİ	
5. Nükleer Güç Santrallerindeki Gelişmeler	184
Nedim Bülent DAMAR	
BÖLÜM 6 YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI	
6.1 Türkiye Hidroelektrik Potansiyeli ve Gelişme Durumu	193
Serpil SERDAR	
6.2 Türkiye Rüzgar Enerjisi	207
Görkem TENELER	
6.3 Türkiye Güneş Enerjisi	223
Levent BÜYÜKBOZKIRLI	

6.4 Türkiye’de Jeotermal Kaynakların Kullanımı ve Jeotermal Enerji	242
Dr. Ali Burak YENER	
6.5 Türkiye’de Biyokütle Enerjisi	253
Bülent İLLEEZ	
6.6 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Üretimini Destekleme Mekanizması (YEKDEM)	278
Yusuf BAYRAK	
BÖLÜM 7 ENERJİ VERİMLİLİĞİ	
7. Dünyada ve Türkiye’de Enerji Verimliliği	299
Alpaslan GÜVEN	
BÖLÜM 8 İKLİM SORUNLARI	
8.1 Sistemin Kapitalizmi Geliştirmeyi Amaçlayan Yeşil(?) Dönüşüm Programı Yerine, Enerjide Toplum Yararını Gözeten Kamusal Planlama Temelli Demokratik Dönüşüm	310
Oğuz TÜRKYILMAZ	
8.2 İklim Hedeflerini Ağır Aksak Bir Dönüşümle Yakalamak Mümkün mü?	322
Bengisu ÖZENÇ	
8.3 Enerji Dönüşümünde Kritik Konular ve Sorular	329
M. Nilgün ERCAN	
BÖLÜM 9 SONUÇ VE ÖNERİLER	345
Oğuz TÜRKYILMAZ, Orhan AYTAÇ	

KISALTMALAR

§	: ABD Doları
°C	: Sıcaklık Birimi (Derece Celcius)
°F	: Sıcaklık Birimi (Derece Fahrenheit)
AB	: Avrupa Birliği
ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
AG	: Alçak Gerilim
AKAKDO	: Arazi Kullanımı ve Arazi Kullanımı Değişikliği ve Ormanlık Raporu
AKP	: Adalet ve Kalkınma Partisi
ARES	: Alaçatı Rüzgar Enerji Santrali
Ar-Ge	: Araştırma Geliştirme
ASELSAN	: Askerî Elektronik Sanayi
ASO	: Ankara Sanayi Odası
AŞ	: Anonim Şirket
AÜ	: Ankara Üniversitesi
BB	: Büyükşehir Belediyeleri
bcm	: Billion Cubic Meters (Milyar Metreküp)
BEP	: Bina Enerji Performansı
BEPA	: Türkiye Biyokütle Enerjisi Potansiyeli Atlası
BES	: Biyokütle Enerji Santrali
BGAA	: Baca Gazı Azot Arıtma
BGKA	: Baca Gazı Kükürt Arıtma
BGS	: Balkan Jeofizik Birliği
BMİDÇS	: Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (United Nations Framework Convention on Climate Change-UNFCCC)
BOTAŞ	: Boru Hatları İle Petrol Taşıma Anonim Şirketi
BP	: British Petroleum
BSO	: Bina Stoku Gözlemevi
CARES	: Coronavirus Aid, Relief, and Economic Security Act (ABD’de COVID-19 yardım ve destek programını düzenleyen yasa)
CBS	: Coğrafi Bilgi Sistemi
CCS	: Carbon Capture and Storage (Karbon Yakalama ve Depolama)
CEZ	: Chernobyl Exclusion Zone
CH4	: Metan
CHP	: Cumhuriyet Halk Partisi
CMK-HMK	: Ceza Muhakemesi Kanunu-Hukuk Muhakemeleri Kanunu
CNG	: Compressed Natural Gas (Sıkıştırılmış Doğalgaz)
CO2 e	: Karbondioksit Eşdeğeri
CO2	: Karbondioksit
COP	: Taraflar Konferansı
COP26	: 26.Taraflar Konferansı
COST	: Avrupa Bilim ve Teknoloji İşbirliği Programı
CSR	: Concentrated Solar Power (Isıl Yoğunlaştırılmalı Güneş Enerji Santralleri)
ÇED	: Çevresel Etki Değerlendirmesi
ÇSGB	: Çalışma ve Sosyal Güvenlik Bakanlığı
ÇŞB	: Çevre ve Şehircilik Bakanlığı
DC	: Direct Current (Doğru Akım)
DEK	: Dünya Enerji Konseyi
DEK-TMK	: Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi
DPT	: Devlet Planlama Teşkilatı
DRES	: Deniz Üstü Rüzgâr Enerjisi Santrali
DSİ	: Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü
EAGE	: European Association of Geoscientists and Engineers
EBRD	: Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası

EDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
EDS	: Enerji Depolama Sistemleri
EIA	: U.S. Energy Information Administration (ABD Enerji Enformasyon Ajansı)
EİEİ	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EİGM	: Enerji İşleri Genel Müdürlüğü
EJ	: Exajoule
EKB	: Enerji Kimlik Belgesi
EMO	: Elektrik Mühendisleri Odası
ENSİA	: Enerji Sanayici ve İş Adamları Derneği
ENTSO Network Codes	: European Network of Transmission System Operators for Gas (Avrupa İletim Sistemi Operatörleri Ağı Kodları)
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPIAŞ	: Elektrik Piyasa İşlemleri Anonim Şirketi
EPOV	: Avrupa Birliği Enerji Yoksulluğu Gözlemevi
EPS	: Enerji Performans Sözleşmesi
ESA	: Elektrik Satış Anlaşması
ESCO	: Energy Service Company (Enerji Hizmeti Şirketleri)
ESM	: Enerji, Sanayi ve Maden Kamu Emekçileri Sendikası
EST	: Energy System for Turkey
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı/Bakanı
ETS	: Emisyon Ticaret Sistemleri
EUROSTAT	: Avrupa İstatistik Ofisi
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
EV	: Enerji Verimliliği
EVÇED	: Enerji Verimliliği ve Çevre Daire Başkanlığı
EVD	: Enerji Verimliliği Danışmanlık (Şirketi)
FSRU	: Floating Storage and Regasification Unit (Yüzer LNG Depolama ve Gazlaştırma Ünitesi)
FV	: Fotovoltaik
GAZBİR	: Türkiye Doğal Gaz Dağıtıcıları Birliği
GAZMER	: (GAZBİR bünyesinde) Doğal Gaz ve Enerji Eğitim Belgelendirme Denetim ve Teknolojik Hizmetler Ltd. Şti.
GCF	: Green Climate Fund (Yeşil İklim Fonu)
GENSED	: Güneş Enerjisi Sanayicileri ve Endüstrisi Derneği
GEPa	: Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası
GES	: Güneş Enerjisi Santrali
GFB	: Geçici Faaliyet Belgesi
GJ	: Gigajoule
GKRY	: Güney Kıbrıs Rum Yönetimi
GRF	: Gaz Referans Fiyatı
GRF	: Günlük Referans Fiyat
GSMH	: Gayri Safi Milli Hasıla
GSYH	: Gayri Safi Yurtiçi/Milli Hasıla
GtCO _{2e}	: Gigaton Karbondioksit Eşdeğeri
Gton	: Gigaton
GÜNDER	: Uluslararası Güneş Enerjisi Topluluğu
GW	: Gigawatt
GWh	: Gigawatt Saat
H ₂ S	: Hidrojen Sülfür
HES	: Hidroelektrik Santrali
HVO	: Hidratlanmış Bitkisel Yağ
IAEA	: International Atomic Energy Agency (Uluslararası Atom Enerjisi Kurumu)
IEA WEO	: International Energy Agency World Energy Outlook (Uluslararası Enerji Ajansı Dünya Enerji Görünümü)
IEA	: International Energy Agency (Uluslararası Enerji Ajansı)

IMF	: Uluslararası Para Fonu
IPCC	: Intergovernmental Panel on Climate Change (Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli)
IRENA	: International Renewable Energy Agency (Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı)
ISD	: Instructional Systems Development (Öğretim Sistem Geliştirme)
İDHYKK	: İklim Değişikliği ve Hava Yönetimi Koordinasyon Kurulu
İHD	: İşletme Hakkı Devri
İÖ	: İlerleme Oranı
İZKA	: İzmir Kalkınma Ajansı
İZODER	: Isı Su Ses ve Yangın Yalıtımcıları Derneği
JCER	: Bağımsız Japon Kuruluşu
JES	: Jeotermal Enerji Santrali
JFMO	: Jeofizik Mühendisleri Odası
JKM	: Japan Korea Marker
KABEV	: Türkiye Kamu Binalarında Enerji Verimliliği Projesi
kcal	: Kilo Kalori
kcal/kg	: Kilo Kalori/Kilogram
KDV	: Katma Değer Vergisi
kg	: kilogram
KHK	: Kanun Hükmünde Kararname
KİT	: Kamu İktisadi Teşekkülü
km ²	: Kilometre Kare
KMO	: Kimya Mühendisleri Odası
KSPS	: Kuru Soğutucu Püskürtme Sistemi
kt	: Kiloton
kTEP	: Kiloton Petrol Eşdeğeri
kW	: Kilowatt
kWh	: Kilowatt Saat
KYKD	: Karbon Yakalama-Kullanma-Depolama
LCOE	: Levelized Cost of Electricity (Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti)
LNG	: Liquefied Natural Gas (Sıvılaştırılmış Doğalgaz)
LPG	: Liquefied Petroleum Gas (Sıvılaştırılmış Petrol Gazı)
m ³	: Metreküp
MADENBİR	: Madencilik Müşavir Mühendisleri Birliği
MAPEG	: Maden ve Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
MGM	: Meteoroloji Genel Müdürlüğü
Mha	: Milyon Hektar
MKEK	: Makine ve Kimya Endüstrisi Kurumu
MMO	: Makina Mühendisleri Odası
Mt	: Megaton, Milyon Ton
MTA	: Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü
MTEP	: Milyon Ton Eşdeğer Petrol
MÜDEK	: Mühendislik Eğitim Programları Değerlendirme ve Akreditasyon Derneği
MÜSİAD	: Müstakil Sanayici ve İş Adamları Derneği
Mtce	: Mega Ton of Coal Equivalent (MTKE: Milyon Ton Kömür Eşdeğeri)
mton	: Milyon Ton
MW	: Megawatt
MWe	: Megawatt Elektrik
MWh	: Megawatt Saat
MWm	: Megawatt Mekanik
MWt	: Megawatt Termik (Megawatt Isıl)
m/s	: Metre/Saniye
NATO	: North Atlantic Treaty Organization (Kuzey Atlantik Antlaşması Örgütü)
NDC	: Nationally Determined Contribution (Ulusal Katkı Beyanı)

NDK	: Nükleer Düzenleme Kurumu
NDK	: Nükleer Düzenleme Kanunu
NEWA	: New Europe Wind Atlas (Yeni Avrupa Rüzgar Atlası)
NGS	: Nükleer Güç Santrali
NZE	: Net Zero Emission (Net Sıfır Emisyon)
ODTÜ	: Orta Doğu Teknik Üniversitesi
OECD	: Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü
OG	: Orta Gerilim
OPEC	: Organization of Petroleum Exporting Countries (Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü)
OSB	: Organize Sanayi Bölgesi/Bölgeleri
OTSP	: Organize Toptan Satış Piyasası
ÖTV	: Özel İletişim Vergisi
PEK	: Projeden Etkilenen Kişiler
PETKİM	: Petrokimya Holding Anonim Şirketi
PİGM	: Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
ppm	: Parts Per Million
PSAs	: Probabilistic Security Analyses (Olasılıklı Güvenlik Analizi)
PTF	: Piyasa Takas Fiyatı
PTT	: Posta Telgraf Telefon (Teşkilatı)
PUE	: Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası İşletim Usul ve Esasları
PV	: Foto-voltaik
REPA	: Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası
RES	: Rüzgar Enerjisi Santrali
RF	: Rusya Federasyonu
SBF KAYAUM	: Siyasal Bilgiler Fakültesi Kamu Yönetimi Uygulama ve Araştırma Merkezi
SEG	: Society of Exploration Geologists (Arama Jeologları Birliği)
SEI	: Southern Electric International (Güney Elektrik Uluslararası Şirketi)
SGK	: Sosyal Güvenlik Kurumu
SILC	: Gelir ve Yaşam Koşulları İstatistikleri
SKDM	: Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması
SKTT	: Son Kaynak Tedarik Tarifesi
Sm ³	: Standart metreküp
SMR	: Küçük Modüler Nükleer Reaktörler
STP	: (EPIAŞ) Sürekli Ticaret Platformu
SÜŞS	: Serbest Üretim Şirketi Santralleri
SYD Vakıfları	: Sosyal Yardım ve Dayanışma Vakıfları
TAEK	: Türkiye Atom Enerjisi Kurumu
TAGTAŞ	: Türk Akım Gaz Taşıma Anonim Şirketi
TANAP	: Trans Anatolia Pipeline Project (Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı Projesi)
TAP Projesi	: Trans Adriatic Pipeline Project (Trans Adriyatik Doğal Gaz Boru Hattı Projesi)
TBMM	: Türkiye Büyük Millet Meclisi
TC	: Türkiye Cumhuriyeti
TCF	: Trilyon Feet Küp
TCMB	: Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası
TEAŞ	: Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi Genel Müdürlüğü
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEK	: Türkiye Elektrik Kurumu
TEMA Vakfı	: Türkiye Erozyonla Mücadele, Ağaçlandırma ve Doğal Varlıkları Koruma Vakfı
TENMAK	: Türkiye Enerji, Nükleer ve Maden Araştırma Kurumu
TEP	: Ton Eşdeğer Petrol

TESAB	: Türkiye Elektrik Sanayi Birliği
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TKİ	: Türkiye Kömür İşletmeleri
TL	: Türk Lirası
TMMOB	: Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği
TOBB	: Türkiye Odalar ve Borsalar Birliği
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TPAO-OTC	: TPAO Offshore Technologies Center
TPDK	: Türkiye Petrol ve Doğalgaz Kurumu
TPE	: Türk Patent Enstitüsü
TPK	: Türkiye Planlama Kurumu
TRT	: Türkiye Radyo Televizyon Kurumu
TSE	: Türk Standartları Enstitüsü
TSKB	: Türkiye Sınai Kalkınma Bankası
TTÇZ	: Tek Terimli Çok Zamanlı
TTF	: Title Transfer Facility (Avrupa Gaz Borsası)
TTK	: Türkiye Taşkömürü Kurumu
TTTZ	: Tek Terimli Tek Zamanlı
TÜBA	: Türkiye Bilimler Akademisi
TÜBİTAK	: Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu
TÜFE	: Tüketici Fiyat Endeksi
TÜİK	: Türkiye İstatistik Kurumu
TÜPRAŞ	: Türkiye Petrol Rafinerileri Anonim Şirketi
TÜREB	: Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği
TÜREK	: Türkiye Rüzgar Enerjisi Kongre ve Sergisi
TÜSİAD	: Türk Sanayicileri ve İş İnsanları Derneği
TWh	: Terawatt Saat
UDN	: Ulusal Dengeleme Noktası
UEA	: Uluslararası Enerji Ajansı
UNDP	: Birleşmiş Milletler Kalkınma Programı
USD	: ABD Doları
UYEA	: Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı
ÜFE	: Üretici Fiyat Endeksi
vpe	: Varil Petrol Eşdeğeri (bop: Barrel of Oil Equivalent)
VS	: Varlık Satışı
WEO	: World Bioenergy Association
YBBO	: Yıllık Birleşik Büyüme Oranı
YEGM	: Yenilenebilir Enerji-Enerji İşleri Genel Müdürlüğü
YEK	: Yenilenebilir Enerji Kaynağı/Kaynakları
YEKA	: Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı
YEKDEM	: Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destek Mekanizması
YERMAM	: Yerbilimleri, Maden ve Metalürji Profesyonelleri Birliği
Yİ	: Yap-İşlet
YİD	: Yap-İşlet-Devret

ÖNSÖZ

TMMOB Makina Mühendisleri Odası'nın enerji sektörü ve işleyişi ile ilgili ilk yayınları, 2000'li yılların başlarında yayımladığı doğalgaz sektörü ile ilgili raporlardı. 2006'da yayımlanan "Enerji Politikaları, Yerli, Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Raporu"nu, 2008'de "Yenilenebilir Enerji Kaynakları" ve "Dünyada ve Türkiye'de Enerji Verimliliği" Raporları, 2010'da "Termik Santraller Raporu" izledi. 2014'te "Enerji Ekipmanlarının Yerli Üretimi", 2017'de "Türkiye'de Termik Santraller Raporu" yayımlandı.

Birincisi 2010 yılında yayımlanan *Türkiye'nin Enerji Görünümü* Raporlarının ilk çıkış noktası, Odamızın düzenlediği Enerji Verimliliği eğitimi için Oğuz Türkyılmaz tarafından hazırlanan ders notlarını genişletmek ve kalıcı hale getirmektir.

İlk raporun gördüğü ilgi ve çok sayıda çalışmada kaynak gösterilmesi, Oda Enerji Çalışma Grubu tarafından dikkate alındı ve Türkiye'nin Enerji Görünümü Raporu'nun kapsamı genişletilerek ve içerdiği bilgiler güncellenerek sürdürülmesine karar verildi. Oda yönetimleri tarafından uygun bulunan bu karar doğrultusunda rapor, her seferinde daha kapsamlı ve daha zengin bir içerikte olmak üzere, 2012, 2014, 2016, 2018 ve 2020'de yayımlanarak bugüne gelindi. Bu arada 2020 yılı Kasım ayında *Türkiye Enerjide Nereye Gidiyor?* başlıklı bir Oda Raporunu hazırladığımızı da belirtmek isteriz.

Türkiye'nin Enerji Görünümü Raporunun hedef kitlesi, başlangıçta Oda örgüt yöneticileri, çalışanları ve üyeleriydi. Daha sonra bu halkalara diğer branşlarda mühendisler, mühendislik eğitimi alan öğrenciler, konuyla ilgili araştırmacılar, gazeteciler ve enerji ile ilgilenen herkes eklendi.

MMO Enerji Çalışma Grubu olarak, Türkiye'nin Enerji Görünümü Raporları ile eş zamanlı olarak hazırladığımız kapsamlı *Türkiye Enerji Görünümü Sunumunu* da sürekli güncelliyoruz. Bu sunumlar, değişik arkadaşlarımız tarafından, Odamızın birçok etkinliğinde, öğrenci üye kamplarında, diğer Odaların, TMMOB'nin ve çok sayıda demokratik kitle ve meslek örgütünün etkinliklerinde ve üniversitelerde binlerce kişi ile paylaşıldı. Geçtiğimiz dönemde, çok sayıda kişinin bir arada katıldığı toplantılara imkan vermeyen COVID-19 koşullarında, uzaktan katılımlı çevrimiçi toplantılarla bu tür paylaşımları sürdürdük. Önümüzdeki aylarda salgın koşullarının tümüyle ortadan kalkması halinde, fiziki katılımlı toplantılarda da görüşlerimizi paylaşma imkanı bulmayı umuyoruz.

TMMOB ve Odaların, ülke ve kamu çıkarları doğrultusunda çalışma anlayışıyla hazırlanan ve bugün binlerce sayfaya ulaşan, ciddi, kapsamlı, güvenilir içerikleriyle; enerji ile ilgili araştırma ve çalışmalarda temel bir referans kaynağı haline gelen MMO Enerji Raporları ve Sunumları, ilk yıllarda sınırlı sayıda Oda üyesi ve Oda teknik görevlilerinin çalışmaları ile hazırlanırken, her yeni çalışmaya sayıları giderek artan Oda üyesi ve farklı meslek disiplinlerinden uzmanlar, gönüllülük esası ile özverili çalışmalar yaparak katkı koydu, destek verdi. Raporların her bölümü, konunun uzmanı değerli yazarlar tarafından hazırlanıyor. Elinizdeki 2022 Raporu, MMO Enerji Çalışma Grubu üyelerinin ve danışmanlarının yanı sıra Elektrik, Jeofizik, Jeoloji, Kimya, Maden Mühendisleri Odalarının üyeleri, ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu'nun üyeleri, akademisyenler, iktisatçı, matematikçi, istatistikçi gibi çok çeşitli meslek gruplarından uzmanların katkılarıyla hazırlandı.

Yazar profilinde bu zenginliğe karşın genç yazarların sayısı az. *Türkiye'nin Enerji Görünümü 2022* Raporunun bölüm yazarları arasında, 2020 Rapor Önsözünde de ifade ettiğimiz gibi kırk yaş grubu ve altındaki yazar sayısı sınırlı. Önümüzdeki dönemde bu sayıyı mutlaka artırmalı, daha çok sayıda genç arkadaşın bölüm yazarlığı ve eş editörlük görevlerini üstlenmesini sağlamalıyız.

Yazarların enerji sektörüne yönelik bakış ve değerlendirmelerinde farklılıklar var ve biz bu farklılıkların olabileceğini baştan kabul ediyoruz. Çalışmalarımızda, araştırmalarımızda hiçbir ön yargımız olmadı. Hata yaptığımızı, öne sürdüğümüz görüşlerde yanlışlıklar olduğunu fark ettiğimiz anda söylediklerimizi ve yazdıklarımızı gözden geçiriyor ve düzeltiyoruz. Çevremizin önerilerine çok önem veriyoruz. Katıldığımız toplantılarda yapılan konuşmaları dikkatle izliyor, dinleyicilerden aldığımız tepkileri, diğer konuşmacıların söylediklerini ve eksik bıraktığımızı fark ettiğimiz hususları not ediyor, sonraki çalışmalarımızda mutlaka dikkate alıyoruz. COVID-19 salgınının etkileri yanı sıra ekonomik nedenlerle Raporu bastırmak maalesef mümkün olmayacak ancak Odanın internet sitesinden indirme imkânı var. Meraklı ve dikkatli okuyucuların gözünden kaçmayacak hataları, düzeltilmesi, eklenmesi gereken hususlara dair önerilerini bizlere bildirmeleri, çalışmalarımızı olası hatalardan arındıracak ve zenginleştirecektir.

İnceleme ve değerlendirmelerimizde sorunlara toplum çıkarları açısından bakmaya ve toplumcu çözümler aramaya yöneldik. TMMOB ve bağlı Odalara yöneltilen; “Bunlar yalnız eleştirirler, sorunların çözümü için hiç öneride bulunmazlar!” suçlamasını, her çalışmamızda daha da zenginleşerek yer alan kapsamlı ve ayrıntılı önerilerle boşa çıkardık.

2020-2022 döneminde, çevreyi koruyucu yatırımları yapmayıp çevreyi zehirlenme pahasına üretimlerini sürdüren santrallerin yarattığı sorunları; alım garantisi, kapasite mekanizması, YEKDEM uygulamalarıyla özel şirketlere kaynak aktarılmasını, enerji fiyatlarındaki çok yüksek artışı ve yaygınlaşan enerji yoksulluğunu vb. kritik ve önemli konuları kamuoyu gündemine taşımaya çalıştık.

Bu raporun, *Sonuç* bölümünde belirttiğimiz üzere:

“Mevcut fosil yakıt temelli işleyişin, iklimi etkileyen süreç ve etkenlerle etkileşimini irdelemeden, sadece bazı teknolojik yöntemlerle sorunun çözülebileceğini öneren, yaklaşım ve uygulamaları deşifre etmekle yetinmeyip, enerjide toplum yararını gözetemeyen, kamucu, toplumcu başka bir dönüşüm programını tasarlamak, topluma anlatmak, benimsetmek ve uygulamak gerekiyor. Doğayı ve iklimi olumsuz yönde etkileyen yıkım sürecinin, insan yaşamı ve tüm canlı varlıklar için tehdiye dönüşmesini önlemek için, başta emekçi sınıflar olmak üzere, toplumun ezici çoğunluğunun; çağdaş yaşam koşullarında yaşamlarını sürdürebilmelerini, ihtiyaçlarının karşılanması, hak ve çıkarlarının korunup geliştirilmesini öngören; kamucu, demokratik planlamacı, katılımcı, toplumcu bir program için, yeşil bir çevre, mavi bir gökyüzü, yaşanabilir bir doğa için, adaletli ve demokratik enerji politika ve uygulamaları için, enerjide başka bir dönüşüm için mücadele etmekle yükümlüüz.

“Enerji politika ve uygulamaları; çağdaş toplumlarda tüm yurttaşların ve toplumun ortak gereksinimleri olan eğitim, sağlık, ulaşım, adalet, iletişim, kültürel ve sportif hizmetlerinin, güvenli çalışma ve yaşam koşullarının, beslenme, uygun barınma ihtiyaçlarının ve tüm bu hizmet ve faaliyetlerin ihtiyaçlarını karşılayacak düzeyde toplam ekonomik faaliyetlerin gereksineceği miktar ve nitelikte enerjinin; toplum çıkarlarını gözetemeyen kamusal planlama kapsamında, kamu hizmeti olarak, doğal ve toplumsal çevreye olumsuz etkileri asgari düzeyde tutularak ve azami ölçüde yenilenebilir kaynaklara dayalı, etkin ve verimli olarak temini, iletimi ve dağıtımını amaçlamalıdır.

“Sorunları aşmak ve krizden mümkün olan en çabuk şekilde ve en az hasarla çıkabilmek için; yurttaşların ve toplumun vazgeçilmez gereksinimlerinin karşılanmasında kamu mülkiyeti, kamusal hizmet ve toplumsal yarar esaslarını temel alan demokratik bir planlama ve toplumsal kalkınma perspektifi ile kamucu, toplumcu bir programın uygulanması gereklidir.”

Raporun Sonuç bölümünde ifade ettiğimiz görüşler; **yenilenebilir kaynaklara dayalı, toplum yararını gözetemeyen, kamusal planlamayı esas alan, ekonomik ve teknik anlamda verimliliğe öncelik veren, kamusal hizmet olarak temin edilecek enerjiyi azami oranda etkin kullanmayı öngören, işleyişi katılımcı, içeriği demokratik bir enerji programı** geliştirme tartışmalarına katkı koyma amacıyla geliştirilmiştir.

Çalışmanın gerekçesi, bulunduğumuz her alanda hatalı politika ve uygulamaları eleştirmekle yetinmeyip; olması gerekeni, toplum çıkarlarını gözeten doğru politika ve uygulamaları tanımlama, anlatma ve duyurma sorumluluğudur. Katkı koymaya çalıştığımız **“demokratik bir enerji programı oluşturma arayışları ve tartışmaları”** kuşkusuz sona ermiş bir çaba veya süreç değildir. Bu alandaki çalışmalar, yalnız uzmanların saptama ve değerlendirmelerine dayanmamalı; madenlerin, enerji santrallerinin ve muhtelif enerji tesislerinin bulunduğu yörelerde yaşanan çevresel ve toplumsal sorunları derinliğine irdeleyen çalışmalar ile yöre halkının gözlem, deneyim ve taleplerini de içermeli, ilgili tüm kesimlerce değerlendirilerek ve tartışılarak son biçimini almalıdır. Bu çağrıyla bir kez daha yineliyor, bu Raporu inceleyenleri, çok sayıda arkadaşımızın katkılarıyla biçimlenen *Demokratik Enerji Programı* söylemini geliştirici nitelikteki önerilerini bizlerle paylaşmalarını diliyoruz.

Öte yandan raporun hazırlanmasında emeği geçen, büyük bir özveri, amatör bir ruh ve profesyonel bir anlayış ile çaba harcayan, nitelikli ve emek ürünü çalışmalarını paylaşan bölüm yazarlarına, üstlendiği bölüm yazarlığı görevine ek olarak metin inceleme, geliştirme, düzenleme ve Sunum hazırlığı çalışmalarımıza da destek olan Yusuf Bayrak'a, son okumalardaki anlayış ve özenleri için MMO Danışmanı İlhan Kamil Turan ve MMO Yayın Birimi Sorumlusu Ceren Yılmaz Aras'a, emekleri için Mine Polat ve Yayın Birimi çalışanlarına, destekleri için MMO Yönetim Kurulları'na ve metin içeriklerinin geliştirilmesi yönündeki önerileri ve katkıları için ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu üyelerine teşekkür ediyoruz.

Bir kocaman teşekkür de aylar süren hazırlık çalışmalarında, bize sabır ve kararlılıkla destek olan eşlerimize.

Saygılarımızla.

Editörler

Oğuz Türkyılmaz ve Orhan Aytaç



BÖLÜM 1

DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE BİRİNCİL ENERJİ ARZI

1. DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE BİRİNCİL ENERJİ ARZI

Şayende YILMAZ
Makina Mühendisi

Oğuz TÜRKYILMAZ
Endüstri Mühendisi

1.1 DÜNYADA BİRİNCİL ENERJİ ARZI

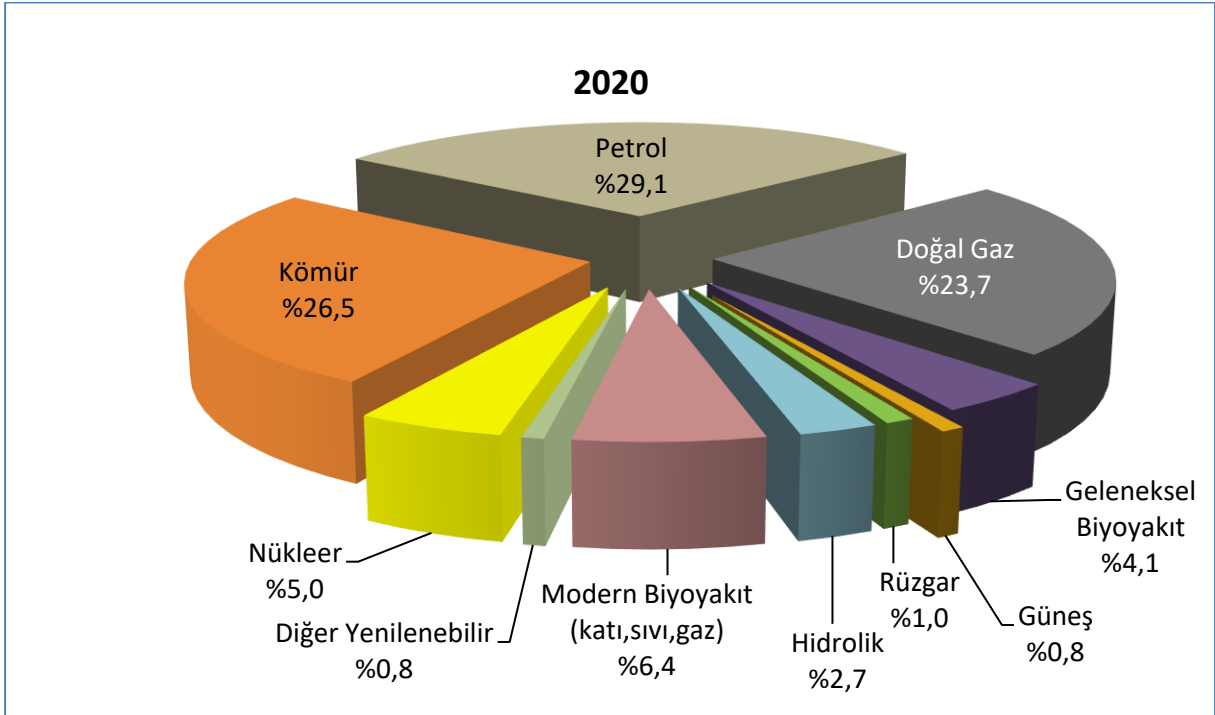
Uluslararası Enerji Ajansı (UEA) Dünya Enerji Görünümü 2021 Raporuna göre dünyanın 2010 yılında 544,3 EJ olan birincil enerji arzı, 2019'da 612,19 EJ olmuştur. Ancak 2020'de yaşanan salgınlarla birlikte ekonomik faaliyetler dünya ölçeğinde gerilemiş, bu gerilemeye paralel olarak birincil enerji arzı da 2019'a göre azalmış ve 588,1 EJ olmuştur.

2020 dünya birincil enerji arzının kaynaklara dağılımında (Tablo 1.1) ilk sırayı 171,4 EJ ve toplam arzın yüzde 29,1'i ile petrol almıştır. Petrolü, 155,8 EJ ve yüzde 26,5 pay ile kömür, 139,1 EJ ve yüzde 23,7 pay ile doğalgaz takip etmiştir. Yenilenebilir kaynaklar 68,3 EJ ile birincil enerji arzının yüzde 11,6'sını karşılayabilmiştir.

Tablo 1.1 Dünya Birincil Enerji Kaynakları Arzı[1]

Yakıt Türü	2010	2019	2020	2030	2040	2050
Petrol	172,1	187,9	171,4	198,5	199,6	198,3
Kömür	153	162,2	155,8	150,4	133,7	117,8
Doğal Gaz	115,2	141,5	139,1	156,9	169,3	175,5
Geleneksel Biyoyakıt	26,2	24,2	24,1	21	19,1	17,2
Fosil Yakıtlar Toplamı	466,5	515,8	490,4	526,8	521,7	508,8
Fosil Yakıt Payı (%)	%85,7	%84,3	%83,4	%78,7	%73,2	%68,6
Modern Biyoyakıt (katı, sıvı, gaz)	30,7	37,3	37,8	52,5	65,1	76,0
Hidrolik	12,4	15,2	15,6	18,3	21,1	24,3
Rüzgar	1,2	5,1	5,7	14,4	23,5	31,3
Güneş	0,8	4	4,7	15,9	30	43,6
Diğer Yenilenebilir	2,6	4,2	4,5	7,9	13,3	17,6
Yenilenebilir Toplamı	47,7	65,8	68,3	109	153	192,8
Yenilenebilir Payı(%)	%8,8	%10,7	%11,6	%16,3	%21,5	%26,0
Nükleer	30,1	30,5	29,4	34	38,4	40,5
Nükleer Payı(%)	%5,5	%5,0	%5,0	%5,1	%5,4	%5,5
Toplam	544,3	612,1	588,1	669,8	713,1	742,1

Not: 2030, 2040 ve 2050 rakamları, UEA'nın, mevcut politikaların sürdürülmesi halinde söz konusu yıllarda varılacak düzeylere ait tahminleridir.



Şekil 1.1 Dünya Birincil Enerji Arzının Kaynakları [2]

1.2 FOSİL YAKIT EGEMENLİĞİ SÜRÜYOR

Fosil yakıtların 2020’de %83,4 olan payı, mevcut politikaların sürdürülmesi halinde ağırlığını korumaya devam edecektir. Tablo 1.1’de görüleceği üzere UEA, mevcut politikaların sürdürülmesi halinde, 2050’de fosil yakıtların birincil enerji arzı içinde payının yüzde 83,4’den yüzde 68,6’ya gerilemesine karşın, tüketilen miktarın mutlak olarak azalmayacağı ve yüzde 3,75 artacağını tahmin etmektedir. Yenilenebilir kaynakların arzının toplam enerji arzı içindeki payının yüzde 124, miktarının ise yüzde 182 artacağı öngörülmektedir. NGS santral yatırımlarının payı ise yüzde beş düzeyinde devam edecektir.

UEA’nın değişik gelecek senaryolarına göre Dünya Birincil Enerji Tüketimi Tahminleri Tablo 1.2’de yer almaktadır.

Tablo 1.2 UEA'nın Dünya Birincil Enerji Tüketim Tahminleri [3]

KRİTER	SENARYOLAR	GERÇEKLEŞME	MEVCUT POLİTİKALARIN SÜRMESİ HALİNDE		VERİLEN TAAHHÜTLERİN YERİNE GETİRİLMESİ HALİNDE		SÜRDÜRÜLEBİLİR KALKINMA POLİTİKALARININ UYGULANMASI HALİNDE		NET SIFIR SALIM POLİTİKALARININ UYGULANMASI HALİNDE	
			2020	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030
BİRİNCİL ENERJİ TALEBİ	MİKTAR (EJ)	589,1	671,0	743,9	651,1	674,4	599,2	577,9	547,1	543,0
	2020'den 2050'ye Değişim		%26,3		%14,5		%1,9		%7,7	
YENİLENEBİLİR ENERJİ ARZI	MİKTAR (EJ)	68,5	109,0	192,5	120,6	248,4	142,7	316,4	166,6	362,1
	2020'den 2050'ye Değişim		%181,0		%262,6		%361,9		%428,6	
PETROL ÜRETİMİ	MİKTAR (Milyon Varil/Gün)	91,3	103,0	103,0	96,1	78,7	87,6	47,0		Veri yok
	2020'den 2050'ye Değişim		%12,8		%13,8		%48,5			
DOĞAL GAZ ÜRETİMİ	MİKTAR (Milyar M ³)	4.014,0	4.554,0	5.113,0	4.249,0	3.852,0	4.038,0	2.452,0		Veri yok
	2020'den 2050'ye Değişim		%27,4		%4,0		%38,9			
KÖMÜR ÜRETİMİ	MİKTAR (Mtce)	5.462,0	5.132,0	4.020,0	4.878,0	2.672,0	3.786,0	1.189,0		Veri yok
	2020'den 2050'ye Değişim		%26,4		%51,1		%78,2			
TOPLAM CO ₂ SALIMLARI	MİKTAR (CO ₂)	34.156,0	36.267,0	33.903,0	33.640,0	20.726,0	28.487,0	8.170,0	21.147	0,0
	2020'den 2050'ye Değişim		%0,7		%39,2		%76,1			%100

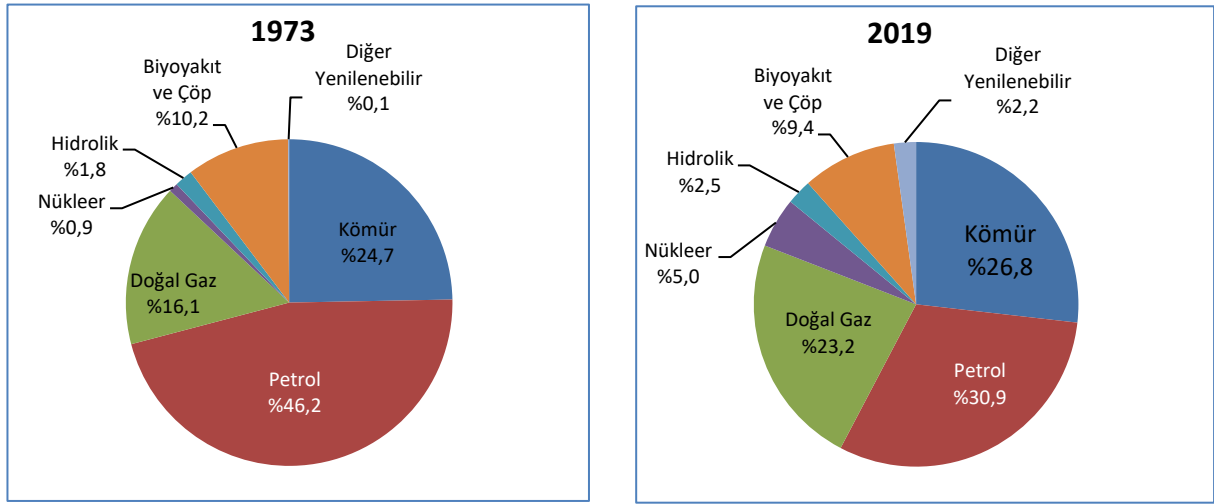
İklim kaynaklı sorunların yakıcı etkilerini azaltmak, başta CO₂ olmak üzere sera gazı salımlarını düşürmek için yeni fosil yakıt üretim tesisi yatırımlarının yapılmaması ve fosil yakıt üretim ve tüketiminin hızla azaltılması gereği, Paris Hükümetlerarası İklim Paneli raporlarında ve UEA'nın çeşitli çalışmalarında belirtildi.

Ancak, Tablo 1.2'de yer alan veriler;

- “Mevcut politikaların sürdürülmesi” durumunda sorunların daha da artacağına,
- “Verilen taahhütlerin yerine getirilmesi halinde” bile fosil yakıtların tüketimindeki azalmaların çok sınırlı olacağına,
- “Sürdürülebilir kalkınma politikalarının uygulanması halinde” dahi sağlanacak azaltımların yeterli olmayabileceğine işaret etmektedir.

Çok iddialı Net Sıfır Salım senaryosunda, yenilenebilir enerji kaynakları arzının 2050'ye kadar yüzde 428 gibi çok yüksek bir oranda artırılmasının öngörülmesine karşın,

- 2050'de yenilenebilir enerji kaynaklarının payının üçte iki olacağı, kalan üçte birin ise ağırlığı fosil olmak üzere fosil yakıtlar ve nükleer olacağı tahmin edilmektedir.
- Net sıfır teriminin de salımları sıfırlamayı değil, tutulan veya doğrudan havadan yakalanan karbon dioksit salımlarını kullanma ve depolama yoluyla, salınan salım ile tutulan salımın eşitlenerek dengelenmesini öngördüğünü de belirtmek gerekir.



Şekil 1.2 Dünya Birincil Enerji Arzında Kaynakların Payları [4]

1973'ten 2019'a kadar olan 46 yıl içinde dünya birincil enerji tüketiminde nükleer enerjinin payı yüzde 456, yenilenebilir enerji kaynaklarının payı yüzde 147, doğalgazın payı yüzde 44, kömürün yüzde 8,5 oranında artarken, petrolün payı %34 oranında azalmıştır.

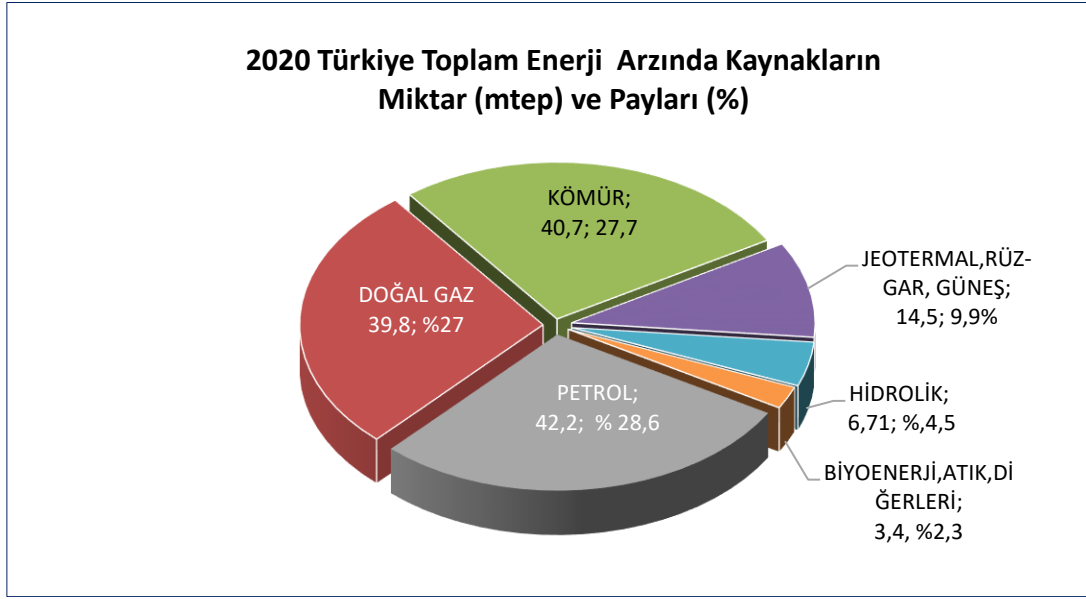
Enerji Tüketiminin Ağırlık Merkezleri Değişiyor

1990'dan 2019'a enerji tüketimi ağırlık merkezlerinde de değişiklikler olmuştur. Avrupa'nın dünya enerji tüketimindeki payı yüzde 47, Amerika'nın yüzde 23 gerilerken, Asya'nın payı yüzde 69 artmıştır.[5]

1.2 TÜRKİYE'DE BİRİNCİL ENERJİ ARZI

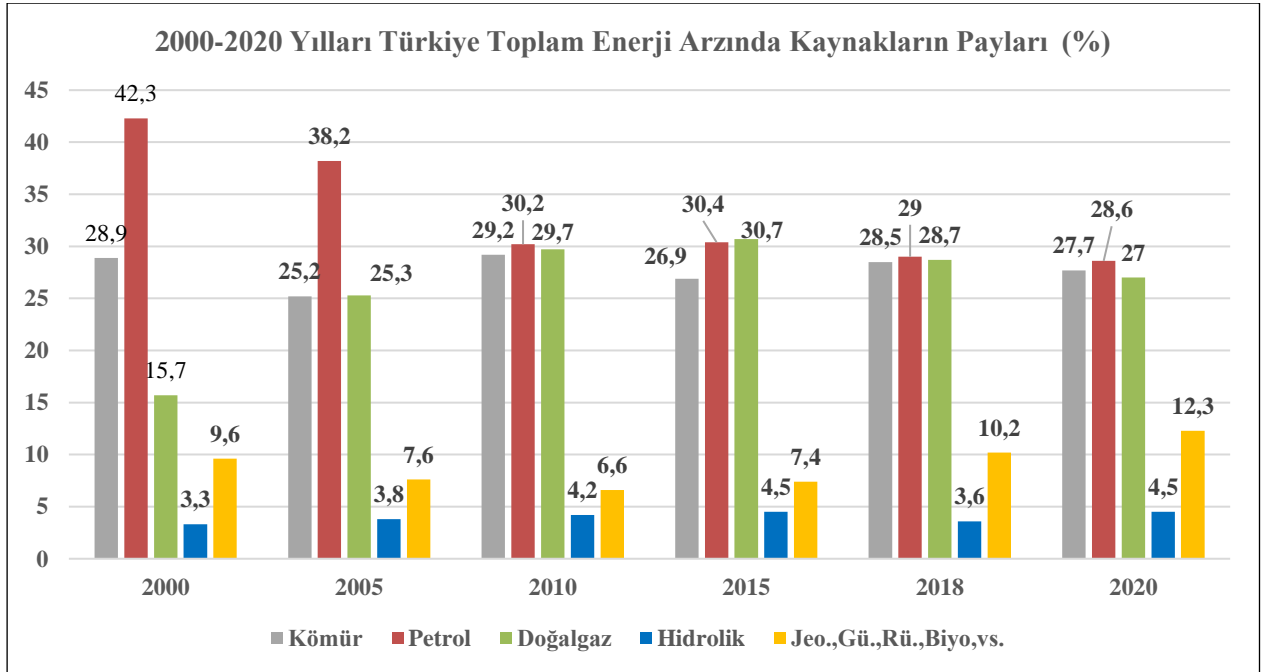
1.2.1 Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Göre Dağılımı

ETKB verilerine göre, Türkiye'nin 2020 yılındaki toplam enerji arzı 147,17 milyon TEP'dir. [6] Bu arzın kaynaklara dağılımında, ilk sırayı 42,19 milyon TEP ve toplam arzın %28,66'sı ile petrol almıştır. Petrolü, 40,72 milyon TEP ve %27,67 pay ile kömür; 39,81 milyon TEP ve %27,05 pay ile doğalgaz takip etmiştir. Bunları 14,50 milyon TEP ve %9,85 pay ile jeotermal, rüzgâr ve güneş; 6,71 milyon TEP ve %4,56 pay ile hidrolik; 3,40 milyon TEP ve %2,31 pay ile biyoenerji, atık ve diğer kaynaklar izlemiştir (Şekil 1.3).



Şekil 1.3 2020 Yılı Türkiye Birincil Enerji Arzında Kaynakların Miktar ve Payları [6]

2000-2020 yılları arasındaki son 20 yılda Türkiye toplam enerji arzı 67.740 bin TEP ile %85,3 artarken, petrol 8.559 bin TEP ile %25,4; kömür 17.749 bin TEP ile %25,9; doğalgaz 27.360 bin TEP ile %40,3; hidrolik 4.060 bin TEP ile %6,0; jeotermal, güneş, rüzgar 13.520 bin TEP ile %19,9 artmış; biyoenerji, odun, çöp ve atıklar toplamı ise %52,2 azalmıştır (Tablo 1.3, Şekil 1.4).



Şekil 1.4 2000-2020 Yılları Türkiye Toplam Enerji Arzında Kaynakların Payları [7]

Tablo 1.3 Türkiye Birincil Enerji Arzı İçinde Kaynakların Miktar ve Payları ile 2000-2020 Artışları [8]

	2000		2010		2015		2018		2020		2000-2020 Artışı (%)	
	Arz Bin TEP	T.E.A Payı (%)	Arz Bin TEP	T.E.A Payı (%)	Arz Bin TEP	T.E.A Payı (%)	Arz Bin TEP	T.E.A Payı (%)	Arz Bin TEP	T.E.A Payı (%)	Arz Mikt. Değişimi (%)	T.E.A Payı (%)
Petrol	33.631	42,3	31.937	30,2	39.238	30,4	41.913	29,2	42.190	28,6	%25,4	-13,7
Kömür	22.972	28,9	30.969	29,2	34.671	26,8	40.975	28,5	40.721	27,7	%77,3	-1,2
Doğalgaz	12.446	15,7	31.456	29,7	39.651	30,7	41.171	28,7	39.806	27	%219,8	11,3
Jeo., Gün., Rüzgar	975	1,2	2.581	2,4	6.635	5,1	11.606	8,1	14.495	10	%1386,7	8,8
Hidrolik	2.656	3,3	4.454	4,2	5.775	4,5	5.155	3,6	6.716	4,5	%152,9	1,2
Biyo. Odun, Çöp, Atık	6.457	8,1	4.489	4,2	2.964	2,3	3.014	2,1	3.369	2,3	-%47,8	-5,8
Stok kullanım	291	0,4	2	0	264	0,2	-168	-0,1	160	0,1		
TOPLAM ENERJİ ARZI	79.428		105.888		129.198		143.666		147.457		%85,6	

2000-2020 yılları arasında Türkiye toplam enerji arzı içinde kaynakların paylarında ise, petrolün payı %13,7; biyoenerji, odun, çöp ve atıkların payı %5,8; kömürün payı %1,2 azalırken; doğalgazın payı %11,3, jeotermal, güneş, rüzgârın payı %8,8, hidroliğin payı %1,2 artmıştır (Tablo 1.3).

1.2.2 Türkiye Birincil Enerji Üretimi

1990-2020 yılları arasındaki 30 yılda; ülkemizin toplam enerji üretimi **%76,3** oranında artarak, 25.138 bin TEP'ten 44.069 bin TEP düzeyine yükselirken; aynı dönemdeki toplam enerji arzı ise 52.465 bin TEP'ten 147.168 bin TEP düzeyine yükselerek **%181,3** artmıştır.

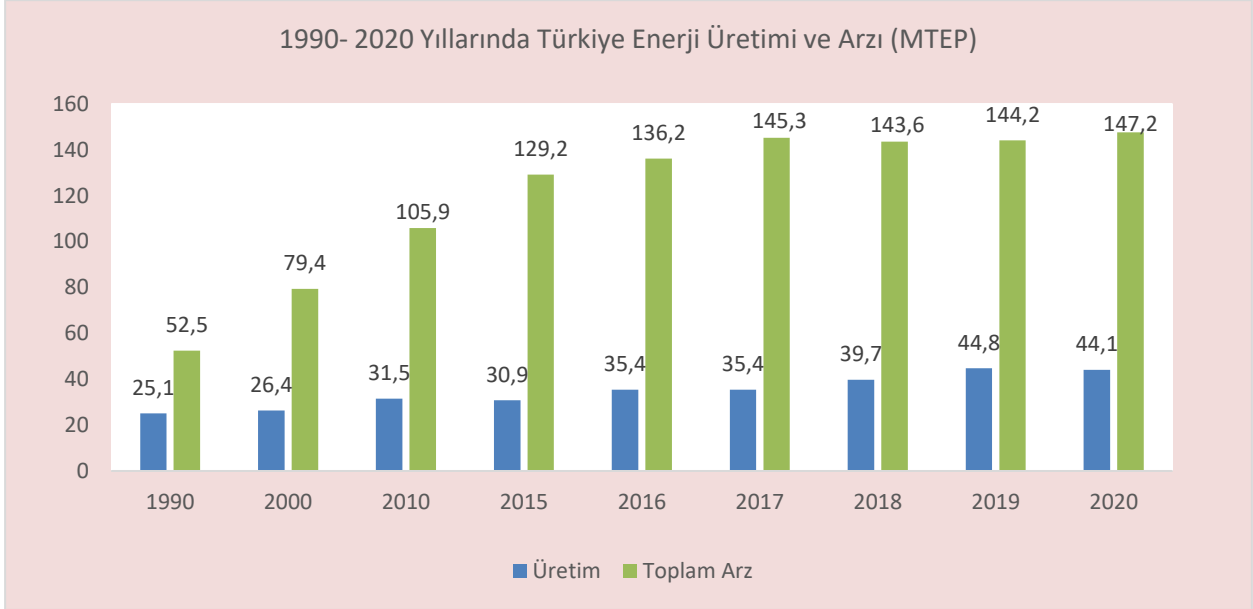
2000 yılında Türkiye toplam enerji üretimi 26,46 MTEP iken, 20 yılda sadece 17,67 MTEP (**% 66,9**) artmıştır. Türkiye toplam birincil enerji üretimi 20 yılda 17,67 MTEP artmışken, bu artışın 7,9 MTEP'i güneş, rüzgar ve jeotermal enerji üretimi olmak üzere son beş yılda gerçekleşmiştir. Diğer taraftan 2000-2020 yılları arasındaki 20 yılda toplam enerji üretimi **% 66,9** oranında artarken, enerji arzı **%85,3** artmıştır. Bu dönemde toplam birincil enerji arzı 79.428 bin TEP'ten 147.168 bin TEP'e yükselmiştir (Tablo 1.4).

Tablo 1.4 Türkiye Toplam Enerji Arzı, Üretimi, İthalat, İhracatı ve 1990-2020, 2000-2020, 2002-2020 Artışları [9]

1990-2020 Türkiye Toplam Birincil Enerji Arzı, Üretimi, İthalatı, İhracatı (MTEP) ve Üretim/Tüketim Arz Değişimleri (%)										
	1990	2000	2002	2010	2015	2018	2020	2002-2020 Artışı (%)	2000-2020 Artışı (%)	1990-2020 Artışı (%)
T.B. Enerji Arzı	52,5	79,4	77,1	105,9	129,2	143,6	147,2	90,1	86,0	181,3
T.B. E. Üretimi	25	26,4	24,4	31,5	30,9	39,7	44,07	80,6	66,9	76,3
T.B. E. İthalatı	30,7	55,1	57,2	84,6	112,8	115,8	114,29	99,8	107,4	272,3
T.B. E. İhracatı	2,1	1,6	3,2	7,9	8,1	6,1	8,8	175,0	450,0	319
E. Üretimi/T.E. (%)*	47,6	33,2	31,6	29,7	23,9	27,6	29,8	-1,8	-3,3	-17,8

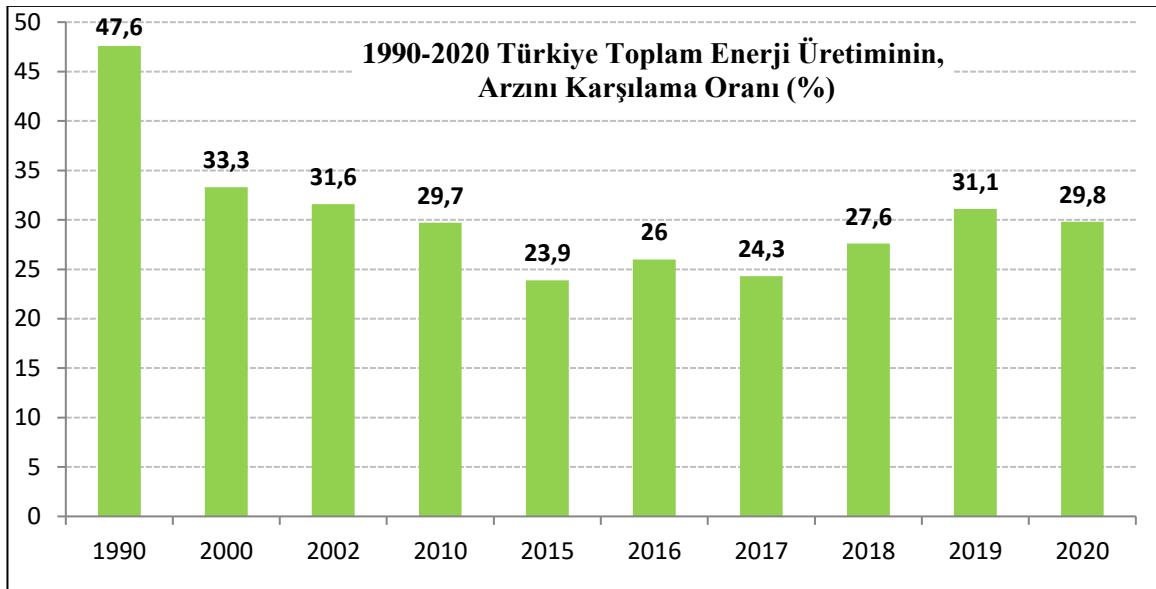
* Toplam birincil enerji üretiminin toplam enerji arzını karşılama oranı

1990-2020 yılları arasındaki otuz yılda toplam enerji ithalatı %272,3 oranında artarak 30.663 bin TEP'ten 114.286 bin TEP düzeyine yükselmiş; enerji ihracatı ise %319 artmıştır. 2000-2020 yılları arasındaki 20 yılda ise toplam enerji ithalatı %107,4 oranında artarak 55.081 bin TEP'ten 114.286 bin TEP düzeyine yükselmiştir. Bu dönemdeki toplam enerji ihracatı 2.104 bin TEP'ten 8.842 bin TEP düzeyine yükselerek %319 artmıştır (Tablo 1.4).



Şekil 1.5 1990-2020 Yıllarında Türkiye Toplam Birincil Enerji Üretimi ve Arzı [10]

2018 yılında 143.666 bin TEP olan toplam enerji ürünleri arzı, 2020 yılında 3.462 bin TEP artmış ve 147.128 bin TEP olarak gerçekleşmiştir.

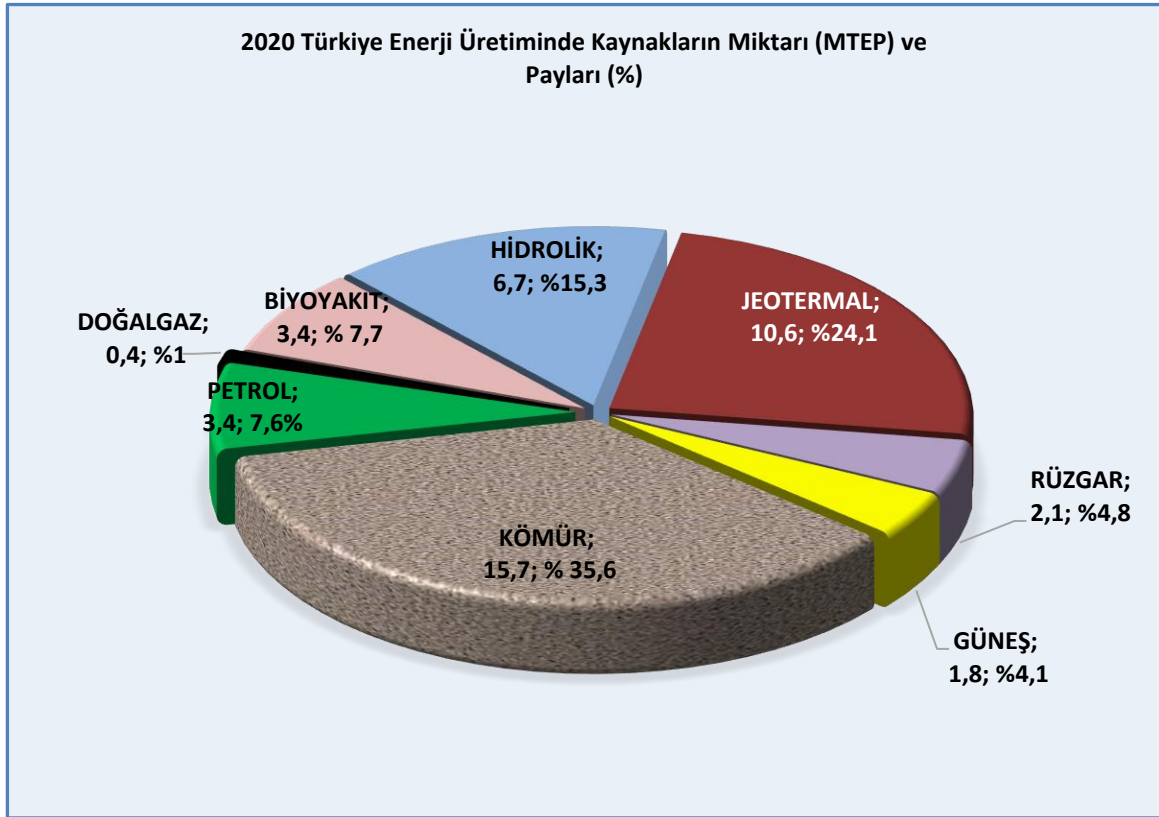


Şekil 1.6 1990-2020 Türkiye Birincil Enerji Üretiminin Arzını Karşılama Oranı (%) [11]

Toplam enerji üretiminin toplam enerji arzını karşılama oranı; son 30 yıllık dönemde %47,6'dan %29,8'e düşerken, son 20 yılda ise %33'ten %29,8'e düşmüştür.

Başka bir ifadeyle, Türkiye'nin toplam enerji arzında dışa bağımlılığı, 1990'da %52 iken, 2000 yılında %67, 2010'da %70 ve 2015 yılında %76 ya kadar yükselmiştir. Son beş yılda özellikle güneş, rüzgar ve jeotermaldeki artış ile 2020'de %70'e gerilemiştir (Şekil 1.6).

Sonuç olarak, enerji güvenliği ve güvenilirliği için, enerji üretimini artırmak, yerli enerji arzını karşılama oranını yükseltmek gerekir. Ancak plansızlık ve yanlış enerji politikaları nedeniyle yerli enerji kaynaklarının geliştirilmesine ve bu kaynaklara dayalı üretimin artırılmasına gereken önem verilmemiştir. Bu nedenle yerli kaynaklara dayalı birincil enerji arzı artışı yeterli düzeyde olmamış, ithal kaynakların payı yükselmiş, Türkiye'nin dışa bağımlılığı ve cari açığı artmıştır.

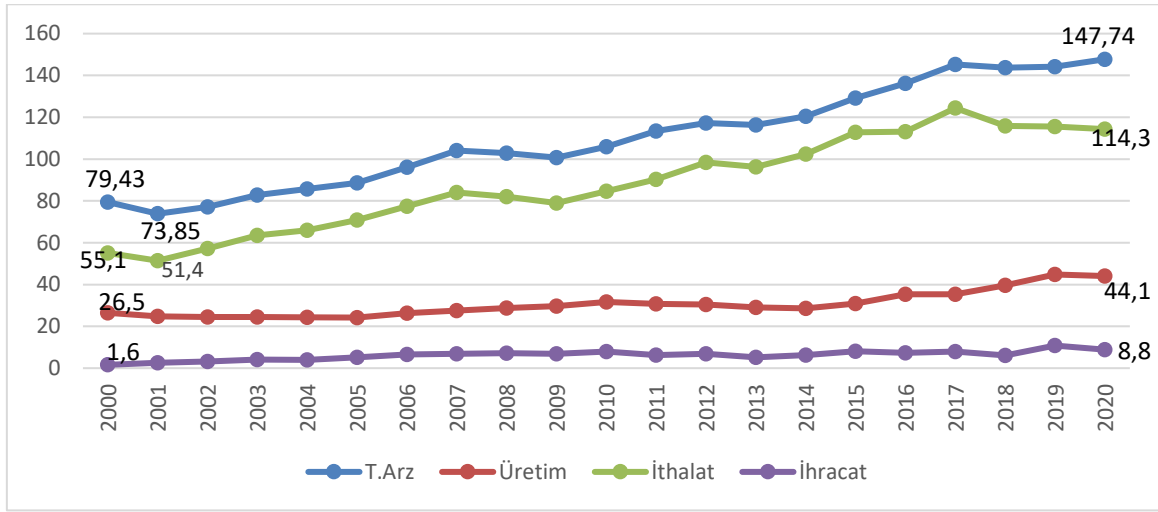


Şekil 1.7 2020 Yılı Türkiye Birincil Enerji Üretiminde Kaynaklarının Miktar ve Payları [6]

2020 yılındaki toplam üretimin 15,7 MTEP ve %35,6'sını, %90'ı linyit olan kömür üretimi oluşturmuştur. Kömürü 10,6 MTEP ve %24 oranı ile jeotermal, 6,7 MTEP ve %15,3 payı ile hidrolik; 3,4 MTEP ve %7,7 payı ile biyoenerji, odun, çöp, hayvan atıkları; 3,4 MTEP ve %7,6 payı ile petrol; 2,1 MTEP ve %4,8 ile rüzgar; 1,8 MTEP ve %4,1 ile güneş; 0,4 MTEP ve %0,9 payı ile doğalgaz izlemiştir (Şekil 1.7). [11]

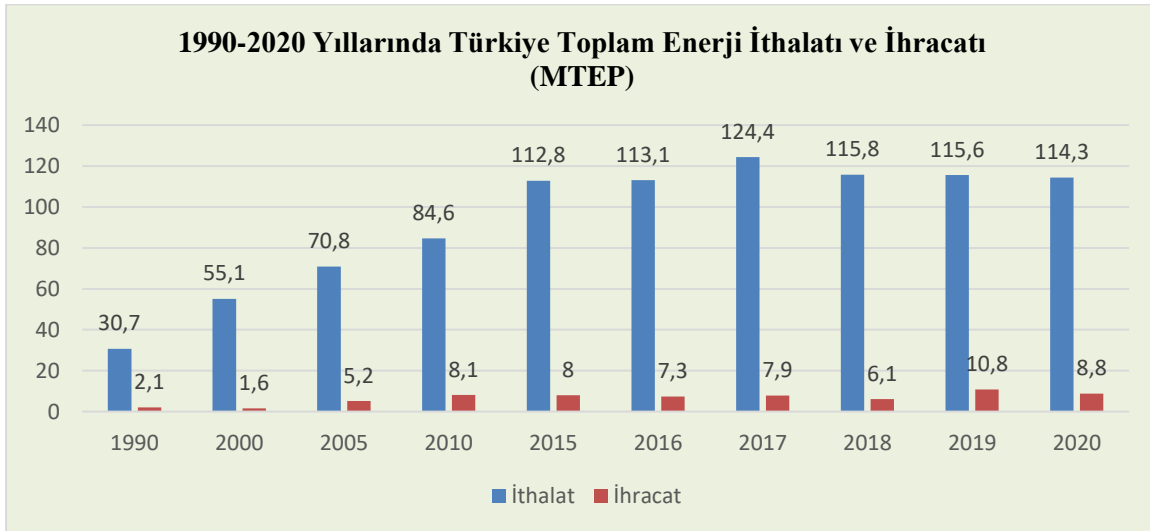
2018 yılına göre 2020 yılında kömür üretimi %6,7 düşerken, jeotermal üretimi %27,7; rüzgar enerjisi üretimi %23,5; güneş enerjisi üretimi %20 artmıştır.

1.2.3 Türkiye'nin Enerji Dış Ticareti

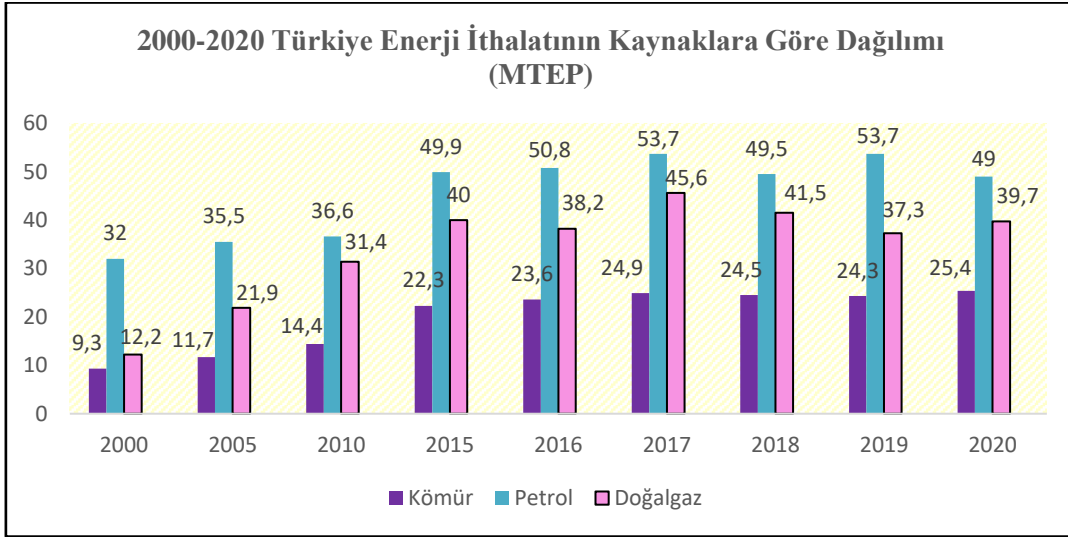


Şekil 1.8 2000-2020 Yılları Arası Türkiye Toplam Enerji Arzı, Üretimi, İthalat ve İhracatı (MTEP)[12]

2000-2020 yılları arasındaki Türkiye toplam enerji arzı, üretimi, ithalat ve ihracat değerleri incelendiğinde; üretimin toplam enerji arzı içindeki payının yükselmesi gerekirken, %33,3'ten %29,8'e düştüğü; ithalatın toplam enerji arzı içindeki payının %69,3'den %77,4'e, ihracatın toplam enerji arzı içindeki payının ise %2'den %6'ya çıktığı görülmektedir. Başka bir deyişle enerji arzı içinde; 20 yılda ihracatın payı ancak %4; ithalatın payı %8,1 artmış; üretimin payı ise %3,5 oranında azalmıştır.



Şekil 1.9 1990-2020 Yılları Arasında Türkiye Toplam Enerji Dış Ticareti [13]



Şekil 1.10 2000-2020 Türkiye Enerji İthalatının Kaynaklara Göre Dağılımı (MTEP) [14]

2013-2020 yılları arasında Türkiye enerji ithalatı içinde en büyük payı ham petrol ve doğalgaz kaynakları almaktadır. Kaynaklar bazında yıllara göre ithalat ödemeleri incelendiğinde; ham petrol ve doğalgaz ithalatının 2013 yılından 2016 yılına kadar azaldığı ancak 2017 yılında yeniden yükselmeye başladığı Tablo 1.5'te görülmektedir. Kömür ithalatının 2014 yılından sonra çok büyük artış gösterdiği, kok kömürü ve işlenmiş petrol ürünleri ithalatının ise 2013 yılına göre azaldığı görülmektedir.

2021 yılında Türkiye'nin toplam ithalatı 271,424 milyar dolar olmuştur. Toplam ithalatın 50,545 milyar dolarını %18,68 ile birincil enerji kaynakları ithalatı oluşturmuştur (Tablo 1.5).

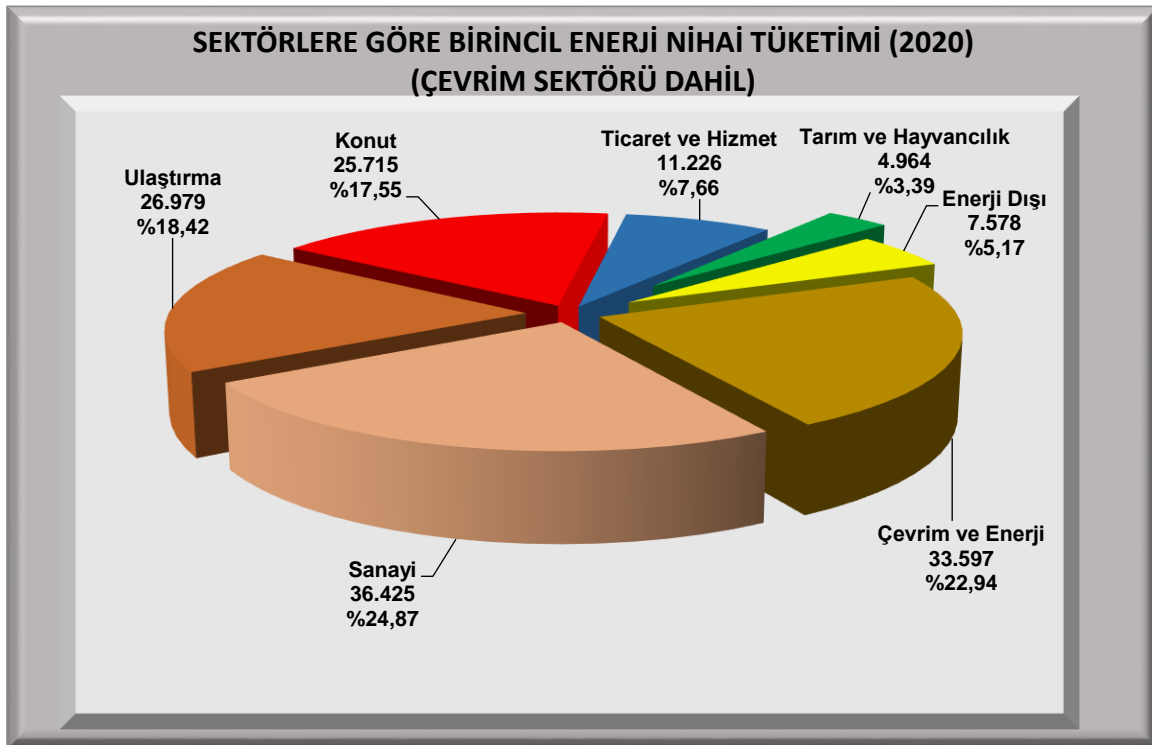
Tablo 1.5 Enerjinin Türkiye'nin Toplam İthalatındaki Payı, ABD Doları (2011–2021) [15]

	Milyon Dolar								
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Kömür ve linyit çıkartılması	827,2	787,2	2.929	2.632	4.074	4.385	3.519	2.271	4.077
Ham petrol ve doğalgaz (Gizli veri)	35.732	34.700	23.425	15.285	20.697	22.911	26.582	18.027	33.281
Kok Kömürü, Rafine Edilmiş Petrol Ürünleri	20.780	20.153	11.868	9.266	12.723	16.160	11.509	8.053	13.187
Toplam Enerji İthalatı	57.340	55.641	38.222	27.183	37.493	43.457	41.610	28.351	50.545
Toplam İthalat	114.679	251.142	213.619	202.189	238.715	231.152	210.347	219.517	271.424
Enerji İthalatının Toplam İthalata Oranı	50,0%	22,2%	17,9%	13,4%	15,7%	18,8%	19,8%	12,9%	18,6%

Tablo 1.6 Enerji Kaynaklarının Enerji İthalatı İçindeki Payları ve Toplam İthalat İçindeki Payları [16]

	Kaynakların Enerji İthalatı İçindeki Payı (%)									
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Kömür ve linyit çıkartılması	1,4%	1,4%	7,7%	9,7%	10,9%	10,1%	8,5%	8,0%	8,1%	
Ham petrol ve doğal gaz (Gizli veri)	62,3%	62,4%	61,3%	56,2%	55,2%	52,7%	63,9%	63,6%	65,8%	
Kok Kömürü, Rafine Edilmiş Petrol Ürünleri	36,2%	36,2%	31,1%	34,1%	33,9%	37,2%	27,7%	28,4%	26,1%	
	Kaynakların Toplam İthalat İçindeki Payı (%)									
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Kömür ve linyit çıkartılması	0,7%	0,3%	1,4%	1,3%	1,7%	1,9%	1,7%	1,0%	1,5%	
Ham petrol ve doğal gaz (Gizli veri)	31,2%	13,8%	11,0%	7,6%	8,7%	9,9%	12,6%	8,2%	12,3%	
Kok Kömürü, Rafine Edilmiş Petrol Ürünleri	18,1%	8,0%	5,6%	4,6%	5,3%	7,0%	5,5%	3,7%	4,9%	

1.2.4 Sektörlere Göre Enerji Tüketimi Dağılımı



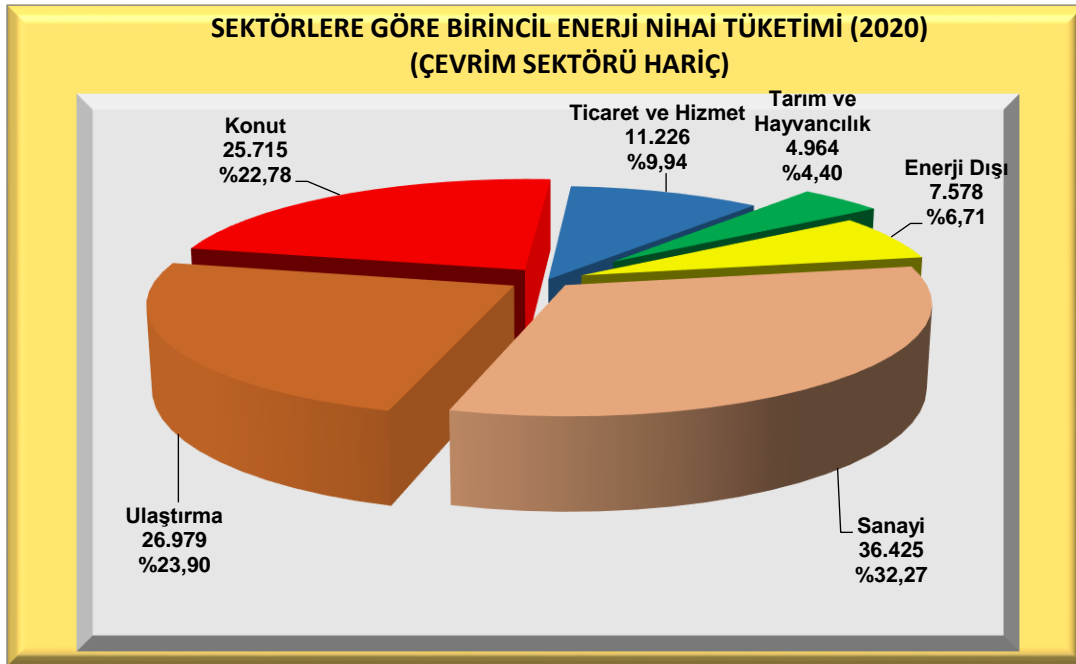
Şekil 1.11 2020 Yılı Birincil Enerji Arzının Sektörlere Göre Dağılımı [6]

Tablo 1.7 2017-2020 Yılları Arasında Birincil Enerji Arzının Sektörlere Göre Dağılımı [17]

Sektörlere Göre Birincil Enerji Arzı (Bin TEP)					
	2017	2018	2019	2020	2018-2020 Değişim %
Çevrim ve Enerji	33.654	34.517	33.556	33.597	-2,7
Sanayi	35.318	36.277	34.300	36.425	0,4
Ulaştırma	28.429	28.452	27.687	26.979	-5,2
Konut	22.836	21.396	23.368	25.715	20,2
Tarım, Hayvancılık ve Ticaret	17.406	16.059	16.953	16.190	0,8
Diğer	7.372	6.965	7.076	7.578	8,8
TOPLAM	145.016	143.666	144.205	147.168	2,4
TOPLAM (Çevrim ve Enerji hariç)	111.362	109.149	110.649	113.571	4,1

2020 yılında; birincil enerji arzının 36,43 MTEP ile %24,7'si sanayi, 33,6 MTEP ile %22,9'u çevrim ve enerji, 27,0 MTEP ile %18,4'ü ulaştırma sektörlerinde, 25,72 MTEP ile %17,5'u konutlarda, 16,2 MTEP ile %11'i ise tarım, hayvancılık ve ticaret sektöründe kullanılmıştır. 2020 yılı toplam birincil enerji arzında 2018 yılına göre %2,4'lük artış olurken, sektörlere bakıldığında sadece konut sektöründe önemli oranda artma olduğu, petrol ve doğalgazdaki ciddi fiyat artışları ve ekonomik daralma nedeni ile ulaştırma ve enerjide düşüş, sanayi ve tarım, hayvancılık ve ticaret sektörlerinde ise herhangi bir değişiklik olmadığı Tablo 1.7'de açıkça görülmektedir. Çevrim ve enerji sektörü hariç diğer sektörlerde 2020 yılı birincil enerji arzında ise 2018 yılına göre %4'lük bir artış olmuştur.

Çevrim ve enerji sektörü hariç tutulduğunda, birincil enerji kullanımında ilk iki sırayı sanayi ve ulaşım almaktadır (Şekil 1.12).

**Şekil 1.12** Çevrim ve Enerji Sektörü Hariç 2020 Yılı Birincil Enerji Arzının Sektörlere Göre Dağılımı [18]

KAYNAKÇA

–TMMOB Makina Mühendisleri Odası *Türkiye'nin Enerji Görünümü 2020* Raporu, https://www.mmo.org.tr/sites/default/files/EnerjiGorunumu2020_1.pdf, son erişim tarihi 30.03.2022.

1. IEA (International Energy Agency) World Energy Outlook 2021, Annex A1a.
2. IEA (International Energy Agency) World Energy Outlook 2021, Annex A1a.
3. IEA (International Energy Agency) World Energy Outlook 2021.
4. IEA (International Energy Agency) Key World Energy Statistics 2021.
5. IEA (International Energy Agency) World Energy Outlook 2019, s. 36.
6. ETKB/EİGM (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı/Enerji İşleri Genel Müdürlüğü). 2020 Yılı Genel Enerji Dengesi. Son erişim tarihi 30.02.2022.
https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/EIGM/tr/Raporlar/Ulusal_Enerji_Denge_Tablolari/2020.xlsx
- 7- 8-9-10-11-12-13-14-17-18. ETKB/EİGM Genel Enerji Denge Tabloları. Son erişim tarihi 30.03.2022.
- 15-16 TÜİK (Türkiye İstatistik Kurumu).

ÖZGEÇMİŞ



Şayende Yılmaz

sayendeyilmaz@hotmail.com

1 Nisan 1959 Eskişehir doğumlu. Eskişehir Anadolu Üniversitesi Mühendislik–Mimarlık Fakültesi Makina Mühendisliği Bölümü mezunu (1979–1983).

Bulunduğu Görevler:

1985-1986 Özel Sektör (Mekanik Tesisat)

1986-1996 TEK Genel Müdürlüğü: Hidrolik Santrallar Daire Başkanlığı ve İşletme ve Bakım Dairesi Başkanlığı (Mühendis).

1996-2016 EÜAŞ: Bursa Doğal Gaz Kombine Çevrim Santralı Tesis Müdürlüğü (Teknik Büro Baş Mühendisliği, Eğitim ve İş Güvenliği Şefliği), 18 Mart Çan Termik Santralı ve İstanbul Ambarlı–B Doğalgaz Kombine Çevrim Santralı Proje Müdürlükleri (Proje Müdür Yardımcısı ve Proje Müdürü).

Makina Mühendisleri Odası'nda çeşitli komisyonlarda görev aldı ve MMO Yedek Yönetim Kurulu Üyeliği yaptı.

MMO Enerji Çalışma Gurubu Üyesidir.



Oğuz Türkyılmaz

oguz.turkyilmaz@mno.org.tr

1951'de Ankara'da doğdu. 1973'te ODTÜ Endüstri Mühendisliği Bölümünden mezun oldu.

1973-1976 arasında Etibank'ta çalıştı. 1976-1977 döneminde TMMOB Makina Mühendisleri Odası Genel Merkez Yönetim Kurulunda İkinci Başkan ve yönetici olarak görev yaptı.

1977-1980 döneminde TMMOB'de Genel Sekreter Yardımcısı olarak çalıştı.

1980'de Demokrat Gazetesi Ankara Bürosunda araştırma servisi şefliği görevini üstlendi. 1982'den bu yana özel sektörde çeşitli kuruluşlarda mühendis ve yönetici olarak çalıştı. Halen müşavirlik yapıyor.

Üyesi Olduğu Kuruluşlar:

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Üyesi ve Enerji Çalışma Grubu Başkanı.

TMMOB Enerji Çalışma Grubu 2. Başkanı.

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Üyesi, (2005-2014 Yönetim Kurulu Üyesi).

ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu Üyesi.

21. Yüzyıl İçin Planlama Grubu Üyesi.

Yayımlar:

Türkiye'de Pamuklu Tekstil Sanayinin Tarihsel Gelişimi ve Bugünü, Kolektif, TMMOB Makina Mühendisleri Odası Yayını.

ABD Emperyalizmi ve Ortadoğu, Kolektif, İmge Kitabevi.

Capitalism's Deadly Threat, Kolektif, Transform Europe, Merlins Press.

Anti Emperyalizm ve Bağımsızlık Fikri, Kolektif, Sol Kültür Yayınları.

Potential and development of hydroelectric power in Turkey, Kolektif, Elsevier.

21. Yüzyılda Planlama, Kolektif, Nika Yayınevi.

Hazırlık çalışmalarını üstlendiği, yazarı olduğu, makalesi bulunduğu, editörlüğünü ve eş editörlüğünü yaptığı doğalgaz ve enerji konulu çok sayıda rapor ve Türkiye'nin Enerji Görünümü (2010, 2012, 2014, 2016, 2018, 2020) Raporları, TMMOB Makina Mühendisleri Odası tarafından yayımlandı.

Doğal Gaz, Mühendis ve Makina, Ekonomik Forum, Elektrik Mühendisliği, EMO Enerji, Cumhuriyet Enerji Eki, Çevre Mühendisleri Odası, ODTÜ Mezunlar Derneği, ESM, Insight Turkey, Perspectives dergilerinde, BirGün gazetesinde, SBF KAYAUM Planlama Kurultayları kitaplarında yazıları yayımlandı.

Ulusal ve uluslararası ölçekte çok sayıda bilimsel ve teknik kongreye çağrılı konuşmacı ve bildiri sahibi olarak katıldı, panelist ve oturum yöneticisi olarak görev yaptı. UNDP etkinlik ve projelerinde çalıştı. Birçok radyo ve TV programına katıldı. Birçok üniversitede konferans ve seminerler verdi. İngilizce ve Fransızca biliyor.



BÖLÜM 2

ENERJİ FİYATLARI VE ENERJİ YOKSULLUĞU

2.1 ENERJİ YOKSULLUĞU¹

Prof. Dr. Seyhan ERDOĞDU
İktisatçı



Bu yazıda enerji yoksulluğuna ilişkin kısa bir kavramsal girişten sonra, enerji yoksulluğunun yapısal belirleyicileri, sosyal yardımlarla çözüm arayışı, enerji yoksulluğunun ölçülmesi, Türkiye’de enerji yoksulluğu ve sosyal yardım uygulamaları ile pandemi döneminde artan enerji yoksulluğu karşısında dünyanın çeşitli ülkelerinde alınan önlemler üzerinde durulacaktır².

2.1.1 KAVRAMSAL GİRİŞ: ENERJİ YOKSULLUĞU NEDİR?

1990’lı yıllardan başlayarak Avrupa Birliği ülkelerinde yoksul hane halklarının enerjiiyi mevcut gelir düzeyi ile karşılayamama durumu ortaya çıkmış ve 2000’li yıllardan sonra daha da ağırlaşan bu sorun enerji yoksulluğu kavramını gündeme getirmiştir.

Sonraki yıllarda dünyanın diğer ülkelerinde de kullanılmaya başlanan enerji yoksulluğu kavramı, sahip olunan gelir düzeyi ile enerji ürünlerinin, ısıtma, soğutma, aydınlatma, yemek pişirme, ev aletlerini ve bilgi teknolojisini kullanma gibi temel sosyal ve maddi ihtiyaçların gerekli düzeyde ve kalitede satın alınamamasını ifade etmektedir.

Enerji ürünleri ile kastedilen doğalgaz, sıvılaştırılmış doğalgaz, sıvılaştırılmış petrol gazı (LPG), elektrik, ham petrol ve petrol ürünleri ve kömür ve diğer katı yakıtlardır. Kömür, odun kömürü, bitkisel atıklar, gübre, gazyağı ve odun, kirletici yakıtlar olarak elektrik ve gaz daha temiz yakıtlar olarak gruplanmaktadır.

Bir genel kavram olarak enerji yoksulluğu, elektrik yoksulluğu, yakıt yoksulluğu, doğalgaz yoksulluğu şeklindeki özel kavramları da içerir.

2.1.2 ENERJİ YOKSULLUĞUNUN ORTAYA ÇIKMASINA YOL AÇAN FAKTÖRLER NELERDİR?

Enerji yoksulluğuna analitik açıdan bakan çalışmalar, 1990’lı yıllarda enerji yoksulluğunun üç temel faktörden dolayı ortaya çıktığını göstermektedir. Bunlardan birincisi düşük hane halkı gelirleri, ikincisi yüksek enerji fiyatları, üçüncüsü ise konutların düşük enerji etkinliğidir.

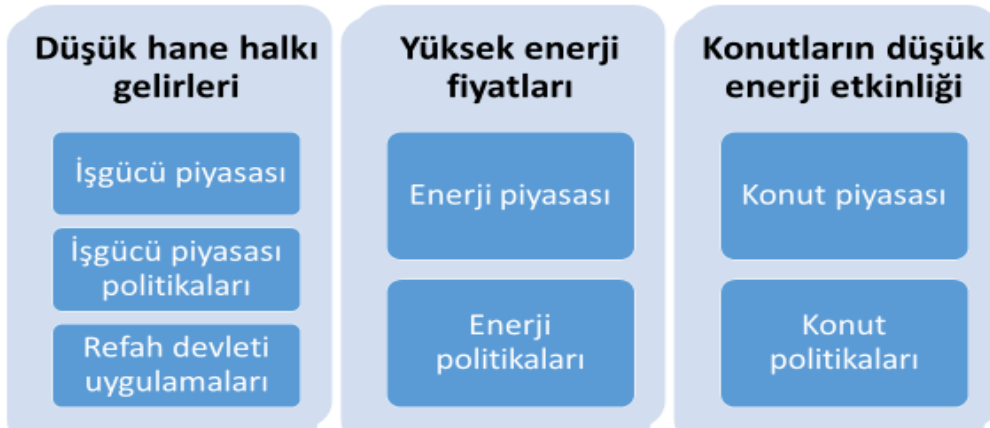
¹ Bu yazı, 9-11 Aralık 2021 tarihlerinde Ankara’da yapılan TMMOB 13. Enerji Sempozyumundaki sunumun güncellenmiş halidir.

²Ayrıca bkz. Erdoğan, 2020.

Enerji yoksulluğuna ilişkin çalışmalarda en çok üzerinde durulan faktör düşük hane halkı gelirleri olmuş; bu faktörü temel alan araştırmacılar, enerji yoksulu hanelere yapılacak sosyal yardımların kimler tarafından, hangi ölçütlere göre ve ne miktarda yapılacağı konularında ayrıntılı çalışmalar yapmışlardır. Ancak bu üç faktörün ortaya çıkmasına yol açan neoliberal doğrultudaki yapısal dönüşümler gerek akademik yazında gerekse enerji yoksulluğuna ilişkin politik belgelerde çok az incelenmiştir.

Bu alandaki sınırlı sayıda çalışma, enerji yoksulluğuna yol açan faktörler olarak düşük hane halkı gelirlerinin işgücü piyasasındaki gelişmeler, işgücü piyasası politikaları ve refah devleti uygulamalarından etkilendiğini; yüksek enerji fiyatlarının enerji piyasalarından ve enerji politikalarından etkilendiğini; konutların düşük enerji etkinliğinin de konut piyasalarından ve politikalarından etkilendiğini göstermektedir (Mari-Dell'Olmo vd. 2016; Recaldea vd. 2019).

Enerji yoksulluğunun yapısal belirleyicilerine ilişkin kavramsal çerçeve



Düşük hane halkı gelirleri: Neoliberal politikaların biçimlendirdiği küresel kapitalizme damgasını vuran istihdam yaratamama, işgücü piyasalarında esnekleşme, güvencesizleşme ve ücret gelirlerinin GSMH içindeki payının azalması gibi olgular hemen her ülkede düşük gelirli hane sayısını artırmıştır. Özellikle 2008 finansal krizinden sonra Avrupa ülkeleri dahil tüm dünyada güvencesizlik riskinin artması, işgücü piyasalarının enerji yoksulluğu ile bağlantısını daha görünür kılmıştır. Öte yandan artan işsizliğin ve düşen ücret payının yarattığı eşitsizlikleri düzeltici bir etki yapması beklenen sosyal devlet uygulamalarının, kaynaklar iş çevrelerine aktarılırken daha da zayıflatılması, enerji yoksulluğunun temel itici faktörü olan hane halkı harcanabilir gelirlerindeki azalmanın ve dolayısıyla enerji yoksulluğunun bir başka yapısal arka planını oluşturmuştur.



Enerji fiyatlarının yüksekliği: Enerji yoksulluğuna yol açan bir diğer faktör olan enerji fiyatlarının yüksekliği olgusunun arkasında ise enerji piyasalarındaki özelleştirmelerin yol açtığı sermaye yoğunlaşması, oligopolcü ve tekelci piyasa yapılanmaları ve bu tür piyasalarda oluşan fiyatların yüksekliği karşısında kamusal düzenlemelerin sınırlı kalışı yatmaktadır.

Enerji yoksulluğu kavramını ilk kez gündeme getiren Avrupa Birliği'nde son yirmi yılda başta elektrik olmak üzere enerji fiyatları enflasyondan daha hızlı oranlarda artmıştır. Araştırmalar bu durumu, enerji sektöründe kamu hizmeti şirketlerinin özelleştirilmesi, üretim, dağıtım ve perakende faaliyetlerinin dikey entegrasyonuna son verilmesi, enerji piyasalarının özel tekelci rekabete açılması, kâr maksimizasyonunu hedefleyen, yoğunlaşma oranının ve şirketlerin piyasa gücünün yüksek olduğu bir özel piyasanın doğması ile ilişkilendirmektedir. Türkiye'de de 1980'li yıllardan sonra enerji sektörünün kamusal niteliği değiştirilmiş ve neoliberal politikalar doğrultusunda alternatif sektör yapılanması olarak serbestleşme ve özelleştirme gündeme getirilmiştir. Enerji sektörünün 1980 sonrasındaki bu neoliberal dönüşümünün kaçınılmaz sonucu, tüketicinin karşılaştığı fiyatların yükselmesi olmuştur.



Konutların düşük enerji etkinliği: Enerji yoksulluğuna yol açan enerji etkinliği düşük konutlar sorunu da konut piyasalarındaki yapısal dönüşümden ayrı düşünülemez. Her şeyden önce konut ile enerji yoksulluğu arasındaki ilişki bazı konutların enerji etkinliğinin düşük olmasından ibaret olmayıp konut piyasalarının özellikleri de enerji yoksulluğu ile bağlantılıdır. Özellikle konut inşaatının ekonominin itici unsurlarından olduğu ülkelerde konut bir ihtiyaç malı olarak değil bir spekülasyon aracı olarak kullanılmaktadır. Bu niteliğiyle de 2008 krizi döneminde mortgage borçları nedeniyle hanelerin gelirlerine el konulması veya evlerinden tahliye edilerek nitelsiz konutlara geçmeleri, enerji yoksulluğunu artıran bir unsur olmuştur. Sosyal konutların konut stoku içinde görece olarak daha

fazla yer tuttuğu ve ihtiyacı olan hanelere kira yardımı yapılan ülkelerde enerji yoksulluğu da daha az hissedilmiştir.

Yukarıda özetlediğimiz bu yapısal belirleyiciler, ülkelerin dünya kapitalist sistemi içerisindeki tarihsel konumlarına, bu konumla ilişkili olan ekonomik ve sosyal yapılarına bağlı olarak enerji yoksulluğunun farklı ülkelere göre öne çıkan biçimlerini ve derecesini biçimlendirmiştir.

2.1.3 ENERJİ YOKSULLUĞUNA SOSYAL YARDIMLARLA ÇÖZÜM ARAYIŞI



Bir sosyal hizmet olma niteliğinin yanı sıra bir insan hakkı olan enerjinin gereken düzeyde karşılanamaması, enerji yoksulluğuna düşen geniş yığınların toplumsal tepkilerine yol açmıştır. Özellikle sosyal refah mekanizmalarının kısıtlı olduğu ülkelerde ödenemeyen faturalar ve kesintilerin yol açtığı toplumsal sorunlar daha ağır hissedilmiştir.

Enerji yoksulluğunu yaşayan hanelerin durumu zorlaştıkça, enerji fiyatlarının yüksekliğine karşı tepkiler ve hükümetler üzerindeki baskılar artmış, uyguladıkları neoliberal politikalarla enerji yoksulluğuna giden yolu açan hükümetler çözüm olarak sosyal yardımlara yönelmişlerdir.

Bu tepkilerin enerjideki özelleştirmelere karşı tepkilere dönüşmesinden çekinen neoliberalizmin kaleleri konumundaki IMF/Dünya Bankası gibi uluslararası mali kuruluşlar da enerji yoksulları için sosyal yardımlardan yana olmuşlardır. Düşük gelirli tüketicilere yönelik sosyal destek programları, genel elektrik ve gaz piyasası serbestleştirme sürecinin ayrılmaz bir parçası olarak düşünülmüştür. Sosyal destekler tüketicilerin tepkilerini önleyecek ve elektrik ve gaz piyasalarındaki genel serbestleştirme sürecini destekleyecektir. Özelleştirilen dağıtım şirketlerinin düşük gelirli tüketicilerin ödeyebilirliklerini sağlamak için geçmiş borçların affedilmesi, sabit ödemeler, taksitli ödemeler gibi yollara veya tüketicileri zorlayan hizmeti kesme yöntemine başvurmaları etkili olmayabilmektedir. Bunun yerine kamu kaynaklarından finanse edilen bir sosyal yardım sistemi, IMF ve Dünya Bankası'nca elektrikte ve gazda piyasalaşmayı kolaylaştıran bir unsur olarak görülmektedir.

Sektörde piyasalaşmaya yönelik girişimler sonucu artması kaçınılmaz olan fiyatlar karşısında yoksul kesimlerin fiyat sübvansiyonları ile değil kamu kaynakları ile finanse edilecek sosyal yardımlarla desteklenmesini savunan özel sektör temsilcilerinin de enerji yardımlarından yana olduğu görülmüştür. Elektrik dağıtım şirketlerinin yoksul hanelere kamu eliyle elektrik yardımını desteklemelerindeki özel amaç, ödenemeyen faturaların tahsili ve kaçak kullanımın azaltılmasıdır. Bu tür bir sosyal yardım, şirketler açısından ödenemeyen faturalar sorununun çözümüne olduğu kadar, kronik kaçak kullanım sorununun çözümüne de yardımcı olacaktır. Yani bir bakıma enerjide özelleştirmeye gidilirken, kaçak elektriğin önlenmesi ve ödenemeyen faturaların tahsili, düşük gelirli

hane halklarına kamu kaynakları kullanılarak verilen tüketim desteği ile kamulaştırılmaktadır. Benzer bir durum doğalgaz için de geçerlidir.

2.1.4 ENERJİ YOKSULLUĞUNUN ÖLÇÜLMESİ

Enerji yoksulluğunun giderek artan önemi akademisyenler ve politika yapımcılarının gündeminde enerji yoksulluğunun ölçülmesi tartışmalarının geniş bir yer edinmesine yol açmış ve Avrupa Birliği ülkelerinin çoğunda enerji yoksulluğunun ölçülmesi ve gerekli önlemlerin alınması önemli bir politika alanı haline gelmiştir (Bouzarovski vd., 2020; European Commission, Directorate-General for Energy, 2020).

Enerji yoksulluğu, zamana ve yere göre değişen, kültürel açıdan hassas, çok boyutlu bir kavramdır ve bu nedenle tek bir gösterge ile kolayca kavranamaz. İlgili literatürde enerji yoksulluğunu ölçmeye yönelik yöntemler üç grupta toplanmaktadır (Thema and Vondung, 2020):

Harcama yaklaşımı – Hanelerin karşı karşıya oldukları enerji maliyetlerinin mutlak veya göreceli eşiklere göre incelenmesi: Bu yöntem, hane halkının harcama düzeyinin belirli bir oranının ölçüt kabul edilmesi ve enerji harcamaları bu oranın üstünde olan hanelerin enerji yoksulu olarak nitelendirilmesidir.

Doğrudan ölçüm yaklaşımı – Evde elde edilen enerji hizmetlerinin (ısıtma, elektrik gibi) seviyesinin belirlenmiş bir standartla karşılaştırılması: Bu yöntem, belirli bir enerji miktarının tüketimini eşik olarak belirleyip hane halkının bu eşik altında enerji tüketimi gerçekleştirmediği durumda enerji yoksulu sayıldığı yöntemdir. Ülkeler arasında hatta aynı ülke içindeki farklı hane halkları arasında enerji ihtiyaçları ve tüketim alışkanlıkları farklı olacağı için eşik olarak belirlenen miktarın standart bir ölçüt haline gelmesi tartışmalıdır.

Beyana dayalı yaklaşım – Hane içinde koşulların kişilerce değerlendirilmesi: Bu yöntem, kişinin barınma koşullarına ilişkin olarak kendi beyan ettiği değerlendirmelere ve hanenin yaşadığı topluma göre belirli temel ihtiyaçları ne ölçüde karşılayabildiğine ilişkin tespitlere dayanır.

Avrupa Birliği Enerji Yoksulluğu Gözlemevi (EPOV) harcama ve mutabakat yöntemlerini birlikte kullanarak dört adet birincil elektrik yoksulluğu göstergesi belirlemiştir³:

Tablo 2.1.1 Avrupa Birliği Enerji Yoksulluğu Gözlemevi (EPOV) Birincil Göstergeleri

Gösterge tipi	Gösterge	Tanım
Harcama temelli göstergeler	Gelirde enerji harcamasının yüksek payı	Gelirinde (eşdeğer) enerji harcaması payı ulusal medyan ortalamasının 2 katından fazla olan nüfus (2M).
	Gelirde enerji harcamasının düşük payı	Mutlak (eşdeğer) enerji harcaması ulusal medyan ortalamasının yarısından az olan nüfus (M/2).
Beyana dayalı göstergeler	Evi yeterince sıcak tutamama	Kişilerin kendi bildirimlerine dayanarak.
	Hizmet faturalarındaki gecikmeler	Hanelerin son 12 ayda elektrik faturalarını zamanında ödeyemediklerini beyan etmelerine dayanarak.

EPOV ek olarak, başta Eurostat web sitesi, Gelir ve Yaşam Koşulları İstatistikleri (SILC) ve Bina Stoku Gözlemevi (BSO) olmak üzere farklı veri kaynaklarından 18 ikincil göstergeden oluşan bir set çıkarmıştır.⁴

³ https://energy-poverty.ec.europa.eu/energy-poverty-observatory_en.

⁴ https://energy-poverty.ec.europa.eu/system/files/2021_09/epov_methodology_guidebook_1.pdf

Tablo 2.1.2 Avrupa Birliği Enerji Yoksulluğu Gözlemevi (EPOV) İkincil Göstergeleri

Gösterge tipi	Gösterge	Tanım
Enerji fiyatları	Akaryakıt fiyatları	Akaryakıttan üretilen kWh başına ortalama hane fiyatları.
	Biyokütle fiyatları	Biyokütleden üretilen kWh başına ortalama hane fiyatları.
	Kömür fiyatları	Kömürden üretilen kWh başına ortalama hane fiyatları.
	Ev elektriği fiyatları	Ev tüketicileri için elektrik fiyatları, DC 2500-5000 kWh/yıl bandı tüketimi, tüm vergiler ve harçlar dahil.
	Bölgesel ısıtma fiyatları	Bölgesel ısıtmadan kWh başına ortalama hane fiyatları
	Ev gaz fiyatları	Ev tüketicileri için doğalgaz fiyatları, 20-200 GJ bandı tüketimi, tüm vergiler ve harçlar dahil
Mutabakata dayalı	Yaz aylarında konforlu serinliğe sahip konut	“Soğutma sistemi konutu serin tutmak için yeterince verimli mi?” ve/veya “Konut sığağa karşı yeterince yalıtılmış mı?” sorusuna göre nüfusun payı.
	Kış aylarında konforlu sıcaklığa sahip konut	“Isıtma sistemi konutu sıcak tutacak kadar verimli mi?” ve/veya “Konut soğuğa karşı yeterince yalıtılmış mı?” sorusuna göre nüfusun payı.
	Sızıntı, nem, çürümenin varlığı:	“Konut / konaklama ile ilgili olarak aşağıdaki sorunlardan herhangi birine sahip misiniz? <input type="checkbox"/> Sızdıran çatı <input type="checkbox"/> Nemli duvarlar/zeminler/temel <input type="checkbox"/> Pencere çerçevelerinde veya zeminde çürüme” sorusuna göre nüfusun payı
Harcamaya dayalı	Gelirin beşte birlik dilimlerinde enerji giderleri	Gelirin 1-5 beşte birlik diliminde yüzdeler pay olarak elektrik, gaz ve diğer yakıtlar için tüketim harcamaları
Bina özellikleri	A enerji etiketine sahip konutlar:	A enerji etiketine sahip konutların payı
	Orta nüfuslu bölgelerde konutlar:	Orta nüfuslu bölgelerde (100 ile 499 kişi/km ² arasında) bulunan konutların payı
	Yoğun nüfuslu bölgelerde konutlar	Yoğun nüfuslu bölgelerde (en az 500 kişi/km ²) bulunan konutların payı
	Isıtma ile donatılmış	Isıtma tesisleri ile donatılmış bir konutta yaşayan nüfusun payı
	Klima ile donatılmış	Klima ile donatılmış bir konutta yaşayan nüfusun payı
	Mülkiyet durumuna göre (kiracılar, ev sahipleri) ve tüm konutlar için kişi başı oda sayısı	Kiralık/sahip olunan /tüm konutlarda kişi başına ortalama oda sayısı
Yoksulluk ve sağlık riskleri	Yoksulluk riski	Yoksulluk veya sosyal dışlanma riski altındaki kişiler (nüfusun yüzdesi)
	Aşırı kış ölümleri/ölümler	Aşırı kış ölümlerinin ölümler içindeki payı

Türkiye’de enerji yoksullarının tespitinde bu tür göstergeler kullanılmamakta, muhtaç durumda olduğu Aile ve Sosyal Hizmetler Bakanlığı’na tespit edilmiş haneler aynı zamanda enerji yoksulu sayılmaktadır.

2.1.5 TÜRKİYE’DE ENERJİ YOKSULLUĞU VE ENERJİ YOKSULLARINA YAPILAN SOSYAL YARDIMLAR

1990’lı yıllarda Avrupa’daki enerji yoksulluğu sorunu İngiltere’de, evlerinde yeterli ısınma sağlayamayan haneler açısından yakıt yoksulluğu olarak kentlerde başlamıştı. Türkiye’de ise enerji yoksulluğu önce kırsal bölgelerde pahalı elektrik fiyatları karşısında tarımsal gelir düşüklüğüne bağlı olarak çiftçilerde görüldü. Bu dönemde, kentlerde mikro işletmeler de enerji yoksulluğu yaşamaya başladılar.

Tüketici haneler açısından enerji yoksulluğu ise özelleştirilen piyasaların yol açtığı artan fiyatlar ve yükselen işsizlik oranları ile düzensizleşen işgücü piyasalarının yol açtığı düşük gelirler ikileminde belirli yıllarda yoğunlaştı. Elektrik faturalarını ödeyebilmek için başta gıda olmak üzere diğer temel harcama kalemlerinde kısıntılar yapan ailelerin yaşadığı elektrik yoksulluğu 2008 kriz döneminden sonra daha hissedilir oldu. Enerji yoksulluğu medyaya kaçak elektrik kullanan hanelerin sayısındaki artış, ödenemeyen faturalar nedeniyle elektriği kesilen yoksul ailelerin dramı şeklinde yansıdı. Aynı dönemde akademik yazında ve politika düzeyinde tartışılmaya başlandı.

Tablo 2.1.3 Mesken Elektrik Tarifesi (Tek Terimli Tek Zamanlı Alçak Gerilim- Vergi ve Fon Dahil/ TÜFE / Asgari Ücretler)

Yıllar	Elektrik Tarifesi TL Aralık (100kWh)	Elektrik Tarifesi Endeksi	TÜFE 2003=100	TÜFE Endeksi	Net Asgari Ücret TL Yılsonu
2005	16,51	100,00	122,65	100	350,15
2006	16,51	100,00	134,49	109,6	380,46
2007	16,03	97,07	145,77	118,8	419,15
2008	24,68	149,49	160,44	130,8	503,26
2009	26,93	163,11	170,91	139,3	546,48
2010	27,24	164,96	181,85	148,2	599,12
2011	29,83	180,62	200,85	163,7	658,95
2012	36,20	219,24	213,23	173,8	739,79
2013	36,38	220,33	229,01	186,7	803,68
2014	39,78	240,89	247,72	201,9	891,03
2015	39,73	240,60	269,54	219,7	1000,54
2016	41,24	249,76	292,54	238,5	1300,99
2017	41,20	249,49	327,41	266,9	1404,06
2018	59,72	361,67	393,88	321,1	1603,20
2019	71,02	430,10	440,50	359,1	2020,90
2020	75,11	454,83	504,81	411,5	2324,71
2021	91,56	554,44	686,95	560,1	2825,90
2022 Nisan	8kWh/gün ve altı 125,69	761,29	Mart, 2022 843,64	687,8	4253,40
	8kWh/gün ve üstü 188,54	1141,97			

Kaynak: Sakarya, 2021; TÜİK; ÇSGB; kendi hesaplamalarımız.

Yukarıdaki Tablo 2.1.3'ün verilerine göre, Türkiye'de 2005–2020 itibarıyla mesken elektrik fiyat artışları, enflasyonun üzerinde olmuştur.

Aynı dönemde asgari ücretlerdeki artışın elektrik ve gaz tarifelerindeki artıştan daha fazla olması elektrik ve gaz fiyatlarındaki artışın tüketiciler üzerindeki etkisini hafifletmiştir.

Ancak bu durumun dönem boyunca aynı eğilimde olduğu söylenemez.

Elektrik tarifelerindeki artışın 2008 yılına kadar enflasyonun altında kaldığını ve “maliyete” dayalı fiyatlandırmanın ertelenmiş olduğunu görüyoruz. Elektrik fiyatlandırmasında oldukça ihtiyatlı davranan hükümet, 2003-2007 döneminde beş yıl boyunca elektrik fiyatlarını sabit tutmuş, 2007 seçimlerinden sonra ise enerjide piyasalaşma hız kazanmıştır.

2020 yılına gelindiğinde son üç yılda (2018-2019-2020) elektrik tarifelerinin yüzde 82 artışla enflasyonun (yüzde 53,92) çok üstünde seyrettiği görülmüştür. Aynı dönemde net nominal asgari

ücretlerdeki artış da (yüzde 65,5) enerji fiyatlarındaki artışın çok gerisinde kaldığı için tüketiciler artan enerji fiyatları ve aynı oranda artmayan gelirler ikileminde enerji yoksulluğunun etkilerini yoğun bir biçimde hissetmişlerdir. Reel asgari ücretlerin 2017 yılında yüzde -6,8; 2018 yılında yüzde -10,1 oranında azalması emekçi yığınların enerji yoksulluğunu derinleştirmiştir. 2019 yılında yoksul hanelere elektrik tüketim desteği başlatılmıştır.

Pandemi koşullarında daha da yoksullaşan emekçi yığınların yaşadığı enerji yoksulluğunun baskısı altında, 2021 yılında hükümet elektrik tarifelerinde dördüncü dönem artışını yapamamış ve 2021 yılında bastırılmış elektrik fiyatları nedeniyle elektrik tarife artış endeksi, enflasyon endeksinin gerisine düşmüştür. Ancak 2022 yılında yapılan yüksek oranlı zamlarla vergiler dahil mesken elektrik fiyatları 8kWh ve altı için yüzde 37,29 oranında 8kWh üstü için ise yüzde 105,93 oranında artmış ve elektrik fiyatlarındaki artış her iki tarife için de yeniden enflasyonun üzerine çıkmıştır.

Türkiye'de enerji yoksullarına yapılan yardımlar kamuoyunun gündemine elektrik yardımları ile gelmişse de bu tür yardımların en eskisi kömür yardımudur. Kömür yardımına 2109 yılında elektrik yardımı, 2022 yılında tüm konutlar için zaten sübvansede edilmekte olan doğalgaz için doğalgaz tüketim desteği eklenmiş, konutların enerji verimliliğini artırmaya yönelik yardımlar ise yok denecek kadar az olmuştur.

Bu yardımların ortak tarafı, yalnızca TC kimlik kartı olanlara yapılması ve sığınmacılarla geçici koruma altındaki Suriyelilerin yardım kapsamı dışında olmasıdır.

Kömür desteği: Türkiye'de enerji yoksulluğu bağlamında sosyal yardıma konu olan ilk yakıt türü kömürdür. 2003 yılında başlatılmış olan bu yardım 3294 sayılı Kanun kapsamındaki sosyal güvencesi olmayan ihtiyaç sahibi haneler ile sosyal güvencesi olan ancak hane içinde kişi başına düşen geliri net asgari ücretin 1/3'ünden az olan hanelere Türkiye Kömür İşletmeleri Genel Müdürlüğü'nden bedelsiz olarak temin edilen kömürün ulaştırılması şeklinde yapılmaktadır. Kömür yardımı yılda bir kez kış dönemi öncesinde asgari 500 kg olmak üzere Sosyal Yardımlaşma ve Dayanışma Vakfı Mütevelli Heyetinin takdiri ile verilmektedir. Program kapsamında 2020 yılında TKİ-TTK kömür yardımı alan hane sayısı **1.805.521** olmuştur. 2021 yılı kömür döneminde 1.830.415 aile için 1.639.489 ton kömür dağıtılması planlanmıştır⁵.

Elektrik tüketim desteği: Türkiye'de 1 Mart 2019 tarihinde uygulamaya konan Elektrik Tüketim Desteği⁶ Elektrik Piyasası Kanununun 17/7 maddesine dayandırılmıştır.⁷ Bu destek, 3294 sayılı Sosyal Yardımlaşma ve Dayanışmayı Teşvik Kanunu ile 2022 sayılı 65 Yaşını Doldurmuş Muhtaç, Güçsüz ve Kimsesiz Türk Vatandaşlarına Aylık Bağlanması Hakkında Kanun kapsamında düzenli sosyal yardım alan hanelerden Türk vatandaşı hak sahiplerini kapsamaktadır.

Desteğin kaynağı öncelikle Sosyal Yardımlaşma ve Dayanışmayı Teşvik Fonudur. Fon kaynaklarının yeterli olmaması durumunda ödeme için ihtiyaç duyulan tutar Aile ve Sosyal Hizmetler Bakanlığı bütçesine konacak ilave ödenekle karşılanmaktadır.

Hanelerin yardımı alması basit bir işleyişe bağlanmıştır. Hak sahiplerini gösterir liste her ay Sosyal Yardımlar Genel Müdürlüğü'nce, Bütünleşik Sosyal Yardımlar Bilgi Sistemi üzerinden hazırlanmaktadır. Hak sahibinin TC Kimlik Kartı ve mesken tipi elektrik faturası ile PTT şubesine gitmesi yeterlidir. PTT aracılığıyla 1-2 kişilik hanelere aylık 75 kWh, 3 kişilik hanelere aylık 100 kWh, 4 kişilik hanelere aylık 125 kWh, 5 ve daha fazla kişilik hanelere aylık 150 kWh karşılığı TL ödeme yapılmaktadır.

Elektrik tüketim desteğinin miktarı Nisan 2022 fiyatlarıyla:

- 1-2 kişilik hanelere 94,26 TL,
- 3 kişilik hanelere aylık 125,69 TL

⁵ <https://www.aile.gov.tr/media/100242/2021-yili-faaliyet-raporu.pdf>

⁶ <https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2019/02/20190228-11.pdf>

⁷ <https://www.mevzuat.gov.tr/MevzuatMetin/1.5.6446.pdf>

- 4 kişilik hanelere aylık 157,11 TL
- 5 ve daha fazla kişilik hanelere aylık 188,53 TL'dir.

Elektrik tüketim desteğine rağmen elektrik faturalarını ödeyemeyen mesken abonelerinin sayısı çok yüksektir. 2021 yılında elektriği kesilen abone sayısı 2.803.623'dir. 2021 yılında doğalgazı kesilen abone sayısı ise 1.078.078 kişidir.⁸

Elektrik yardımına rağmen borcunu ödeyemeyen 2,8 milyon abonenin elektriğinin kesilmiş olmasının nedeni, Türkiye'deki gerçek yoksul sayısının elektrik yardımı alabilenlerden çok daha fazla olmasıdır. Elektrik tüketim desteğinden yararlanacak hanelerin belirlenmesinde ölçüt düzenli sosyal yardım alıyor olmaktır. Düzenli sosyal yardım almanın koşullarından biri ise kişi başı gelirin net asgari ücretin 1/3'ünden fazla olmamasıdır. 2020 yılı için bu rakam $2324,71/3=774,90$ TL/ay'dır. 2020 yılında eşdeğer hane halkı kullanabilir fert medyan gelirinin yüzde 60'ı yoksulluk sınırı olarak alındığında bu rakam 1239,4 TL/ay olmaktadır⁹. Tüm yoksullara elektrik yardımı yapılacaksa görece yoksulluk tanımına göre hanedeki kişi başı gelirin 1239 TL'den az olduğu hanelerin yardım kapsamına alınması gerekirdi. Oysa mevcut düzenlemeye göre 2020 yılında kişi başı gelirin 774,9 TL'den az olması elektrik yardımı için limit kabul edilmiştir.

Aile ve Sosyal Hizmetler Bakanlığı verilerine göre 2020 yılında, **2.168.157** haneye elektrik yardımı yapılması hedeflenmiş ancak yüzde **76,5** oranında gerçekleşmeyle **1.659.448** haneye yardım ulaştırılmıştır. Yardımın toplam miktarı **1,25 Milyar TL** olmuştur¹⁰. Ortalama hane büyüklüğünün 3.3 kişi olduğunu varsayarsak 2020 yılında **5.476.178** kişiye elektrik yardımının ulaştığını söyleyebiliriz. Oysa TÜİK verileriyle 2020 yılında medyan gelirin yüzde 60'ı ölçüsüne göre hesaplanan yoksul sayısı **17.921.000** kişidir. Yani TÜİK'in belirlediği yoksul sayısının ancak yüzde **30,5'ine** elektrik yardımı ulaşabilmiştir¹¹.

2021 yılında elektrik tüketim yardımı kapsamında 2.476.399 hane için 2.575.536.604 TL tutarında kaynak ayrılmış olup, 1.792.200 haneye 1,57 milyar TL tutarında yardım yapılmıştır.¹² 2021 yılında da TÜİK ölçülerine göre yoksul kabul edilen hanelerin çoğunluğuna elektrik yardımının ulaşmadığını söyleyebiliriz.

Doğalgaz tüketim desteği: Türkiye'de doğalgaz kullanımının giderek yaygınlaştığı ve giderek daha çok hanenin doğalgaz abonesi haline geldiği günümüzde, doğalgaz fiyatlarının artışına paralel olarak doğalgaz yoksulluğu da yaygın bir sorun olarak gündeme gelmiştir. Doğalgaz fiyatlarının devlet tarafından sübvansede edilmesine rağmen yoksul haneler mevcut fiyatlarla bile doğalgaz tüketemez olmuşlardır. Kış ölümlerinin artması ihtimali karşısında Türkiye'de ilk kez doğalgaz yardımı yapılması gündeme gelmiş ve Aile ve Sosyal Hizmetler Bakanı'nın 18.02.2022 tarihinde yaptığı açıklama ile muhtaç hanelere "Doğalgaz Tüketim Desteği" adı altında doğalgaz yardımlarının başlatıldığı duyurulmuştur. Yardım, elektrikte olduğu gibi Türk vatandaşlarına verilmekte ve sığınmacılar ve geçici koruma altındaki Suriyeliler yardım kapsamına girmemektedir. Doğalgaz altyapısı bulunan 647 ilçe/beldede ikamet eden ve doğalgaz aboneliği olan muhtaç vatandaşlar doğalgaz yardımına başvurabileceklerdir. Isıl harita baz alınarak belirlenen destek tutarı **yıllık 450 TL** ile **1150 TL** arasındadır ve iki taksit halinde ödenmektedir. 18 Şubat 2022 tarihinde başlayan ve en geç 15 Mart 2022 itibarıyla karara bağlanan birinci dönem ödemelerinin Mart ayında gerçekleşeceği açıklanmıştır. İkinci dönem ödemeleri için ayrıca başvuru gerekmektedir.

Doğalgaz desteğinden yararlanacak kişiler öncelikle e-Devlet üzerinden yaptıkları Sosyal Yardım Başvurularında bir ön elemeye tabi tutulmakta daha sonra ilgili Sosyal Yardım ve Dayanışma Vakıfları tarafından muhtaçlık kriterlerine uyup uymadıkları tespit edilmektedir. Bu tespit yapılırken,

⁸ <https://www2.tbmm.gov.tr/d27/7/7-55890sgc.pdf>

⁹ <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Gelir-ve-Yasam-Kosullari-Arastirmasi-2020-37404>

¹⁰ <https://www.aile.gov.tr/media/73627/2020-faaliyet-raporu.pdf>

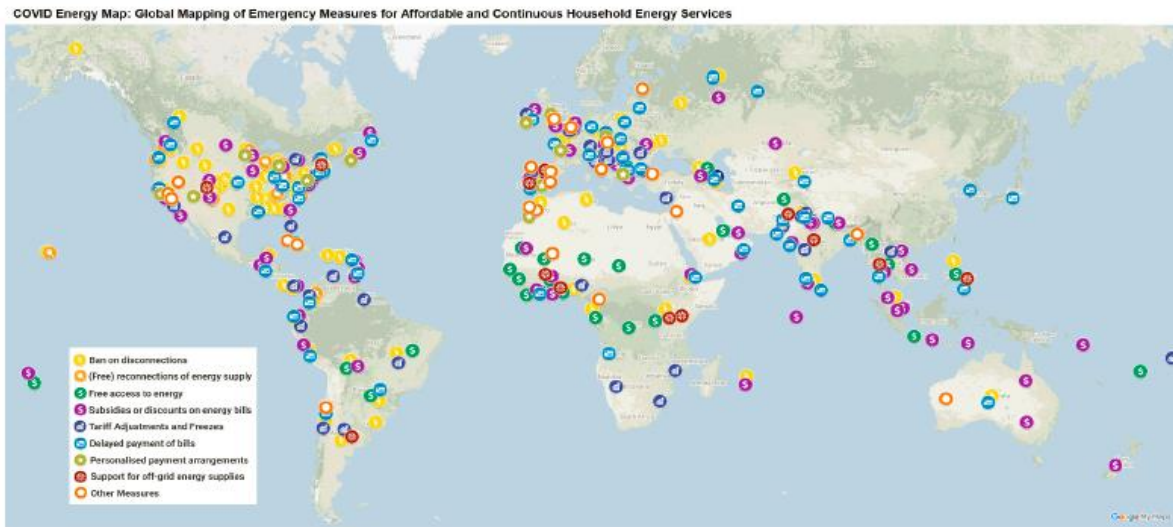
¹¹ <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Gelir-ve-Yasam-Kosullari-Arastirmasi-2020-37404>

¹² <https://www.aile.gov.tr/media/100242/2021-yili-faaliyet-raporu.pdf>

3294 sayılı Sosyal Yardımlaşmayı Teşvik Kanunu kapsamında olanlar dışında dönemsel ihtiyaç sahibi olduğu SYD Vakıflarınca belirlenenlere de doğalgaz yardımı yapılmaktadır. Yardıma hak kazananlar kimlik belgesi ve doğalgaz faturası/ön ödemeli sayaç kartı ile PTT şubelerine giderek desteklerini alacaktır. Ön ödemeli sayaç kullananların destek miktarı kartlarına yatırılacak, faturalılarda ise fatura bedeli yardım miktarını aşarsa faturanın tamamı ödenmeden yardım verilmeyecektir. Sağlık raporu bulunan kronik hastalara veya hayatlarını cihaza bağlı sürdüren muhtaç vatandaşlara ödeme yüzde 5 artırılabilecektir. Doğalgaz desteğinin birinci dönem ödemelerinden kaç kişinin yararlandığına ilişkin bir bilgi mevcut değildir.

Konutlarda enerji verimliliğini artıracak destekler: Avrupa'da bazı ülkelerde önemli bir yer tutan konutların enerji verimliliğini artırarak enerji yoksulluğunu önleme çabaları Türkiye'de kayda değer bir düzeye gelmiş değildir. 2019 yılında illere göre teslimi gerçekleşen sosyal konut sayısı sadece 69'dur ve yeni başvuru alınmamaktadır. 2020 yılında tüm barınma yardımları kapsamında 23.498 hane için 88,39 Milyon TL yardım yapılmıştır¹³. 2021 yılında ise tüm barınma yardımları kapsamında 30.363 hane için 119,6 Milyon TL yardım yapılmış, yapımı tamamlanan sosyal konutların muhtelif işlemleri için de SYD Vakıflarına sadece 1.054.926,00 TL tutarında kaynak aktarılmıştır¹⁴.

2.1.6 PANDEMİ DÖNEMİNDE ARTAN ENERJİ YOKSULLUĞU KARŞISINDA DÜNYANIN ÇEŞİTLİ ÜLKELERİNDE ALINAN ÖNLEMLER



Pandemi dönemindeki dışarı çıkma yasakları, karantinalar, kendi kendine izolasyon, evde eğitim ve evde çalışma gereklilikleri, dünyanın her yerindeki insanları yeterli, güvenli ev ortamlarının ne kadar hayati bir önem taşıdığı ve bu bağlamda enerji, internet, temiz su gibi temel ev hizmetlerine erişimin ne kadar vazgeçilmez olduğu gerçeği ile karşı karşıya bıraktı.

Bir yandan pandemi döneminde hanelerin artan enerji ihtiyacı bir yandan da pandemi krizinin ağırlaştırdığı geçim koşulları karşısında hükümetler, enerjiyi uygun fiyatlı ve kullanılabilir kılmak için çeşitli önlemler aldılar. Hükümetlerin yanı sıra yerel yönetimler, enerji piyasası düzenleyicileri ve şirketlerin de enerji yoksulluğuna karşı sınırlı da olsa bazı önlemler aldığı görüldü.

¹³ <https://www.aile.gov.tr/media/73627/2020-faaliyet-raporu.pdf>

¹⁴ <https://www.aile.gov.tr/media/100242/2021-yili-faaliyet-raporu.pdf>

Avrupa Bilim ve Teknoloji İşbirliği (COST¹⁵) programı aracılığıyla finanse edilen ve enerji yoksulluğu ile mücadeleye odaklanan bir araştırma ağı olan ENGAGER¹⁶, geniş bir coğrafyaya yayılan bu önlemler dizisine ilişkin bir haritalama çalışması yürüttü. ENGAGER bu çalışmayla 120'den fazla ülkede 380'den fazla acil durum önlemini bir araya getiren açık erişimli kanıta dayalı kapsamlı bir veri tabanı oluşturmuş bulunuyor. Mart 2020–Mart 2021 dönemini kapsayan bu veri tabanında toplanan bilgiler, Pandemi döneminde enerji yoksulluğuna karşı alınan önlemlerin bir panoramasını sunuyor¹⁷. Sonuçların analizi haritada listelenen önlemlerin aşağıdaki kategorilerde gruplandırılabilceğini ortaya koyuyor:

- Bağlantı kesme yasakları
- Bedelsiz yeniden bağlama
- Faturaların ödenmesine ilişkin ertelemeler
- Kişiselleştirilmiş ödeme düzenlemeleri
- Ücretsiz enerji temini
- Fiyat indirimleri veya sübvansiyonlar
- Tarife ayarlamaları veya tarifelerin dondurulması
- Şebeke dışı enerji temininde destekler
- Diğer önlemler
 - COVID-19 acil yardım paketlerinin bir parçası olarak benimsenen konutların güçlendirilmesi politikaları (O'Callaghan ve Murdoch, 2021) KDV ayarlamaları,
 - Ön ödemeli tüketiciler için acil durum kredisi,
 - Düşük gelirli hanelerin enerji verimliliği kredilerinin anapara ödemelerinde ertelemeler veya borç tahsilat ertelemeleri.

Veri tabanında, uzun vadede COVID-19'un etkilerinden “yeşil iyileşme” ile çıkışın bir parçası olarak çeşitli ülkelerde benimsenmeye başlanan **konutların enerji verimliliğinin “yeşil” güçlendirilmesi politikaları** yer almamaktadır. 2020'de İngiltere, Güney Kore, Danimarka, Fransa, Almanya ve İspanya'da bu tür yeşil güçlendirme programlarına 30,6 milyar dolar ayrıldığını göz önüne alırsak, merkez ülkelerde enerji yoksulluğuna karşı konutların yeşil programlarla güçlendirilmesine verilen önemin altını çizmiş oluruz.

Haritalama projesinin bulgularına göre (Hesselman vd., 2021) elektrik yoksullarına yönelik önlemler, krizin ilk birkaç ayında, Mart-Nisan 2020'de hızla uygulamaya konmuştur. Bu önlemlerin başlangıç süresi genellikle 2-4 ay olmuş veya ilan edilen olağanüstü hollere ve karantina sürelerine bağlanmıştır. Ancak pandeminin süresi uzadıkça daha uzun vadeli önlemler alındığı görülmüştür. Örneğin ABD'nin bazı eyaletlerinde faturaların ödenmesinde erteleme süresi 36 aya kadar çıkarılmıştır. Bağlantı kesme yasakları ve ertelenmiş ödeme planları pandemi döneminde yoksul haneleri enerjisiz bırakmama amacına yönelik benzer önlemler olduğu için genellikle birbirlerine alternatif olarak kullanılmışlardır. Farklı önlemlerin coğrafi dağılımı açısından, bağlantı kesme yasaklarının özellikle ABD ve Avrupa'da popüler olduğu, 109 bağlantı kesme yasağının 70'inin bu bölgelerde yoğunlaştığı görülmektedir. Bunun bir nedeni bazı Avrupa ülkeleri ve ABD eyaletlerinde pandemiden önce de kış aylarında Kış Ateşkesi denen bağlantı yasaklarının olması ve pandemi döneminde bu yasakların kolayca genişletilmesidir. Kış Ateşkesi, kış aylarında, bağlayıcı yasal düzenlemelerle veya tedarik şirketleriyle yapılan anlaşmalar yoluyla hanelere enerji kesintilerinin yasaklanmasıdır. Bu tedbir bazı durumlarda tüm tüketiciler için geçerlidir bazı durumlarda da gelir kriterlerine veya diğer kırılganlık gereksinimlerine bağlı olarak değişmektedir.

Bir diğer yaygın uygulama alanı, yoksul hanelerin enerji tüketimlerine sağlanan mali desteklerdir. Bu destekler, ücretsiz enerji temini, enerji faturalarında kısmi indirimler veya sübvansiyonlar, tarifelerin

¹⁵[http:// www.cost.eu](http://www.cost.eu)

¹⁶ <http://www.engager-energy.net/>

¹⁷ <http://www.covidenergymap.com>

ayarlanması veya pandemiye bağlı olarak dondurulması, tek seferlik veya tekrarlayan krediler, enerji destek kuponları hatta Hindistan örneğinde olduğu gibi aynı yakıt tedarikleri biçiminde olmuştur.

İndirimler veya tarifelere üst sınır koyma gibi tarife düzenlemeleri yoluyla mali destek sağlanması, sadece gelişmekte olan ülkelerde değil, İspanya, Portekiz, İtalya, Romanya, Slovenya, Hırvatistan gibi Avrupa ülkelerinde de uygulanmıştır.

İngiltere'nin 2020'de uygulamaya konduğu 170 Milyon Sterlinlik COVID Kış Hibe Programı enerji (ısıtma, pişirme, aydınlatma) maliyetlerine yardımcı olmak amacını taşıyordu. Hollanda Hükümetinin Ocak 2021'de temel ihtiyaçlar için uyguladığı plan da enerjiyi içermekteydi. Benzer bir eğilim, bazı ABD eyaletlerinin 2020 yazından sonra uygulamaya koyduğu COVID-19 destek stratejilerinde de görülür. Bu destekler mevcut "Düşük Gelir Yüksek Enerji Maliyetlerine Yardım Programları"na ek olarak uygulanmış ve kısmen yerel bütçelerle kısmen de Federal Hükümetin 2,2 Trilyon dolarlık özel COVID-19 yardım programını düzenleyen CARES yasası kapsamında finanse edilmiştir.

Veri tabanında şebekeye bağlı elektrik ve doğalgaz tüketicileri için alınan önlemler ağırlıklıyken, bazı ülkelerde şebeke dışı enerji temininin de desteklediği görülmüştür. Örneğin, İspanya, Portekiz ve Arjantin, tüp gaz fiyatlarını, Filipinler yakacak odun, kömür, kerosen ve LPG için fiyatları dondurmuştur. İngiltere'nin COVID-19 Kış Yardım Programına ısıtma, pişirme ve aydınlatma için kullanılan petrol ve taşınabilir gaz tüpleri tüm yakıtlar dahildir.

Pandemi döneminde Türkiye'de enerji yoksulları: Türkiye'yi de kapsayan yukarıda sözünü ettiğimiz haritada 2020 yılında Türkiye yalnızca İstanbul Büyükşehir Belediyesinin askıda fatura uygulamasıyla¹⁸ yer almıştır.

Türkiye'de pandeminin ikinci yılı olan 2021 yılında da enerji yoksullarına ilişkin özel bir program uygulanmamıştır. Sadece aktif enerji tüketim tutarı üzerinden %1 oranında alınan enerji fonu bedeli 1 Ocak 2021 tarihinde %0,7'ye indirilmiş, bu marjinal azalmanın enerji faturaları üzerinde bir etkisi olmamıştır.

2022 yılında ise 7346 sayılı yasa ile Enerji Fonu ve TRT Payı tümüyle kaldırılmıştır. Ancak artan enerji fiyatları karşısında bu bedellerin faturalara yansıtılmamasının da haneler üzerinde kayda değer bir etkisi olmamıştır.

Ayrıca 7346 sayılı yasa ile **kademeli tarifeye geçiş için gereken düzenleme** yapılmıştır.¹⁹ Kanunun gerekçesinde kademeli tarifenin amacının elektrik enerjisini tasarruflu kullanmak olduğu, fazla tüketim yapanların fazla tüketimin maliyetine katlanması gerektiği belirtilmiştir. Ancak gerek kanunun hazırlık aşamasında gerekse TBMM Genel Kurul görüşmeleri sırasında nasıl bir maliyet tablosunun esas alınacağı, normal tüketim değerinin neye göre belirleneceği, nasıl tasarruf sağlanacağına ilişkin herhangi bir veri TBMM'ye sunulmamıştır. İtalya, Japonya, ABD gibi ülkelerde uygulanan kademeli elektrik tarifesi önerisine ilişkin olarak tüketicilerin, sendikaların, ilgili meslek örgütlerinin görüşü de alınmamıştır. Kademe ayarlamasında yoksul hanelerdeki kişi sayısının etkileri, yoksul konutlarının ve ev eşyalarının enerji verimliliğinin düşüklüğü gibi hususların nasıl hesaba katılacağı da belli değildir. Dünyadaki kademeli tarifelendirme uygulamalarına ilişkin tartışmaların ortaya koyduğu gibi konutların elektrik talebi inelastiktir ve fiyatlara ancak uzun vadede tepki vermektedir. Maliyetlere ve elektrik tasarrufuna etkileri sistemin nasıl dizayn edileceğine bağlıdır. Hanelerin elektrik tüketimlerinde değiştiremeyecekleri yapısal unsurlar vardır. Enerji verimliliği düşük konutlarda yaşayan yoksul hanelerin tüketim miktarlarını azaltmak için ek kaynağa ihtiyacı olacaktır. Bu unsurlar göz önüne alındığında kademeli tarifenin özelleştirilen elektrik üretim ve dağıtımının geniş emekçi yığınlarına kestiği "faturaların" yükünü azaltmayacağını şimdiden söylemek mümkündür.

¹⁸ <https://askidafatura.ibb.gov.tr/>

¹⁹ Bu amaçla Yasanın 31. Maddesi ile, 6446 sayılı Kanunun 17 nci maddesinin dördüncü fıkrasının üçüncü cümlesine "abone grupları" ibaresinden sonra gelmek üzere "bu abone grupları için elektrik enerjisi tüketim miktarına göre farklı" ibaresi eklenmiştir.

Belirtilen bu eksikliklere rağmen **EPDK'nin 31.12.2021 tarihli kararıyla 1 Ocak 2022'den itibaren günlük 5 kWh'ya** kadar tüketim, düşük tüketim olarak belirlenip zamlı kademeli tarife yürürlüğe konmuştur²⁰. Ancak zamların ve abonelerin tüketim miktarları baz alınarak hesaplandığı söylenen kademeli düzenlemedeki günlük ortalama 5 kWh tüketim eşik değerinin gerçekçi olmadığı ortaya çıkmış, geniş halk kesimlerinin yüksek fatura bedelleri karşısında isyanı karşısında hükümet geri adım atmıştır. **01.02.2022 tarihi itibarıyla oluşturulan faturalarda bu limit 7 kWh/gün** olarak uygulanmış, **1 Mart 2022 tarihinde oluşturulan faturalarda ise 8 kWh/güne** çıkartılmıştır.

Öte yandan çeşitli esnaf gruplarının da elektrik zamlarına karşı protestolara katılması üzerine EPDK'nin **28.02.2022 tarih ve 10820 sayılı Kararı ile 01.03.2022 tarihinden itibaren geçerli olmak üzere**; ticarethane abone grubunda Kademeli Tarife eklenmiş ve Ticarethane Alçak Gerilim Tek Zamanlı abone grubunun **30 kWh'a kadar olan günlük ortalama tüketimlerinin** Düşük Tüketimli Kademe Tarifesi'nden, bu limitlerin üzerinde kalan tüketimler ise Yüksek Tüketimli Kademe Tarifesi'nden hesaplanarak faturalandırılması kararlaştırılmıştır.

Elektrik tarifelerine ilişkin bir başka değişiklik ise **28 Şubat 2022 tarih ve 5249 sayılı Cumhurbaşkanlığı Kararı** ile mesken ve tarımsal abone gruplarında elektrikteki **KDV oranının yüzde 8'e** düşürülmesi olmuştur.

Ancak yukarıda da belirtildiği üzere fon ve vergilerde yapılan bütün bu değişiklikler ve kademeli tarife uygulaması artan elektrik tarifeleri karşısında elektrik yoksulluğuna çare olmamış, düşük gelirli haneler ödenemeyen faturalar yüzünden karanlığa gömülmeye devam etmiştir.

Pandemi döneminde karşılanabilir ve kaliteli enerjiye ulaşmada geniş yığınların yaşadıkları zorluklar, bu zorluklara karşı gösterdikleri tepkiler ve enerji yoksulluğuna karşı pek çok ülkede alınan ek tedbirler enerji hizmetlerinin, kâr amacı güden enerji şirketleriyle yapılan sözleşmelerle karşılanacak ticari bir faaliyet değil, sağlık, eğitim, güvenlik, toplumsal içermeye ve kişisel gelişim açısından vazgeçilmez, hayati nitelik taşıyan **temel bir kamu hizmeti** olduğu anlayışını yaygınlaştırmıştır.

Ayrıca enerji hizmetlerinin temel bir kamu hizmeti olmasının yanı sıra bir **insan hakkı** olduğu yolundaki perspektifi de güçlendirmiştir.



Örneğin Avrupa'da, büyük sendikalar, sosyal ve çevresel kuruluşlardan oluşan bir ağ olan **“Enerji Hakkı Koalisyonu”** üyeleri, “temiz ve uygun fiyatlı enerji hakkının” AB düzeyinde tanınması mücadelesini yoğunlaştırdılar.²¹ Koalisyonun enerji hakkı bağlamındaki talepleri bağlantı kesilmesi yasağını, herkes için minimum miktarda enerjiyi, enerji verimliliği düşük konutların yenilenmesini, en

²⁰ EPDK kararında düşük tüketimli tüketicilerin 20.01.2018 tarih/30307 sayılı Resmi Gazete'de yayınlanan Son Kaynak Tedarik Tarifelerinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ kapsamında tanımlanan düşük tüketimli tüketiciler olduğu ifade edilmiştir.

²¹ <https://righttoenergy.org/>

savunmasız kişilerin korunmasını, AB'de ortak bir enerji yoksulluğu tanımını ve enerji sisteminin kamusal ve demokratik mülkiyetini içermektedir.

Pandemi dönemi, enerji yoksulluğunun toplumsal cinsiyet boyutunu da görünür kıldı. Kadınlar işgücü piyasasındaki eşitsiz konumları, cinsiyete dayalı ücret ve emekli aylığı farkları, tek ebeveynli hanelerdeki ağırlıkları nedeniyle zaten yüksek bir yoksulluk oranına sahipken, pandemi onların yoksulluğunu daha da derinleştirdi. Öte yandan hanedeki enerji yoksulluğuyla baş edebilmenin çarelerini bulmak için çabalamak, başta gıda olmak üzere diğer harcamalardan kısarak enerji yoksulluğunu yönetmek de kadınlara düştü.



Sonuç olarak: Enerjide özelleştirmeye ve işgücü piyasalarındaki düzensizleşmeye paralel olarak yaygınlaşan enerji yoksulluğu olgusu, dünyanın çeşitli ülkelerinde enerji yoksullarına yardım temelinde bir sosyal politika geliştirilmesine yol açmış; enerji hizmetleri kamusal alanının dışına çıkınca, sosyal yardım kapsamına girmeye başlamıştır.

Türkiye'de de ekonomik ve sosyal hedef koyan plancı kalkınmacı anlayışın terk edilmesi, enerji sektörünün düzenlenmesinde ulusal yasama erkinin yerini uluslararası kuruluşların alması, sektördeki topyekûn özelleştirme yaklaşımı, enerji güvenliği, arz güvenilirliği, kaynak yeterliliği açısından olduğu kadar enerji yoksulluğu açısından da çözümlenemez sorunlar yaratmıştır. Son yıllarda enerji ürünlerindeki fiyat artışlarının enflasyonun ve ücret artışlarının üstüne çıkması ve ülkedeki artan işsizlik oranları enerji yoksulluğunu yaşayan hanelerin durumunu daha da zorlaştırmıştır.

Türkiye'de meslek örgütlerinin ve sendikaların enerji yoksulluğunun yapısal nedenlerine dayalı olarak geliştirdikleri politika bir insan hakkı olan enerji hizmetinin ucuz, kesintisiz ve kaliteli bir şekilde kamu tarafından sunulmasıdır. Bunu sağlamanın tek yolu da enerji alanının “şirketlerin kâr hırsı ile değil, kamu yararını hedef alan politikalarla yönetilmesi”; özelleştirme uygulamalarına son verilerek, acilen yeniden kamulaştırmalar yapılmasıdır.

KAYNAKÇA

Bouzarovski S, Thomson H, Cornelis M, Varo A ve Guyet R, 2020. Towards an inclusive energy transition in the European Union: Confronting energy poverty amidst a global crisis. Luxembourg: Publications Office of the European Union.

Erdoğan, S. 2020. Dünyada ve Türkiye'de Enerji Yoksulluğu Üzerine. Türkiye'nin Enerji Görünümü 2020. Ankara: TMMOB MMO. 29-46.

European Commission, Directorate-General for Energy, Member state reports on energy poverty 2019, Publications Office, 2020, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/81567>

Hesselman, M. A. Varo, R. Guyet and H. Thomson, 2021. Energy poverty in the COVID-19 era: Mapping global responses in light of momentum for the right to energy. *Energy Research and Social Science*. 81. 102246.

Mari-Dell'Olmo, M., Rodriguez-Sanz, M., Garcia-Olalla, P., Pasarin, M.I., Brugal, M.T., Cayla, J.A., Borrell, C., 2007. Individual and community-level effects in the socioeconomic inequalities of AIDS-related mortality in an urban area of southern Europe. *J. Epidemiol. Community Health* 61, 232–240.
<https://doi.org/10.1136/jech.2006.048017>.

O'Callaghan, B.J. ve E. Murdoch 2021. Are we building back better? Evidence from 2020 and Pathways to Inclusive Green Recovery, UN Environment Programme.
<https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/35281/AWBBB.pdf>

Recaldea, M., Peraltab, A., Oliverasa, L., Tirado-Herrerof, S., Borrella, C., Palenciab, L., Gotsensb, M., Artazcoza, L. ve Mari-Dell'Olmob, M. (2019) Structural energy poverty vulnerability and excess winter mortality in the European Union: Exploring the association between structural determinants and health *Energy Policy* 133, 110869

Sakarya, O. 2021, Elektrik Tarifeleri Tabloları, Ankara.

Thema, J., and Vondung, F. (2020) EPOV Indicator Dashboard: Methodology Guidebook. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH.

ÖZGEÇMİŞ



Prof. Dr. Seyhan Erdoğan
seyhanerdogdu@gmail.com

1968 yılında Ortadoğu Teknik Üniversitesi İdari İlimler Fakültesi Ekonomi ve İstatistik Bölümünden mezun oldu. Yüksek lisansını aynı üniversitenin Siyaset Bilimi ve Kamu Yönetimi Bölümünde; doktorasını A. Ü. Çalışma Ekonomisi ve Endüstri İlişkileri bölümünde tamamladı. 1968-1972 yıllarında ODTÜ Ekonomi ve İstatistik Bölümünde öğretim üyesi olarak çalıştı. 12 Mart askeri müdahalesi döneminde üniversitedeki görevine son verildi. 1981-1988 döneminde özel sektörde yöneticilik; 1988 sonrasında işçi sendika ve konfederasyonlarında danışmanlık ve eğitimcilik yaptı. 2001 yılında Ankara Üniversitesinde öğretim üyeliğine geri döndü. 2009 yılında A. Ü. SBF Çalışma İlişkileri ve Endüstri İlişkileri Bölümünde Doçent, 2014 yılında Profesör oldu. 2019-2020 yıllarında Bilkent Üniversitesinde ders verdi. Yurtiçinde ve yurtdışında yayınlanmış çok sayıda çalışması bulunmaktadır. Elektrik sektöründe özelleştirmelere karşı TMMOB, MMO ve EMO'nun çalışmalarına katkı yapmıştır. Halen sendikaların ve demokratik kitle örgütlerinin faaliyetlerine katkı vermeye devam etmektedir.

2.2 ELEKTRİK FİYATLARINDAKİ GELİŞMELER

Nedim Bülent DAMAR
Elektrik Mühendisi

1 Ocak 2022 tarihinde elektrik tarifelerine yapılan zamlar tüm ülkede büyük tepkilere neden oldu. Edirne'den Ağrı'ya pek çok ilde yurttaşlar elektrikte fiyat artışını protesto etti, faturalarını yaktı, pek çok yurttaş faturalarını ödeyemedi, esnaf kepenk kapattı.

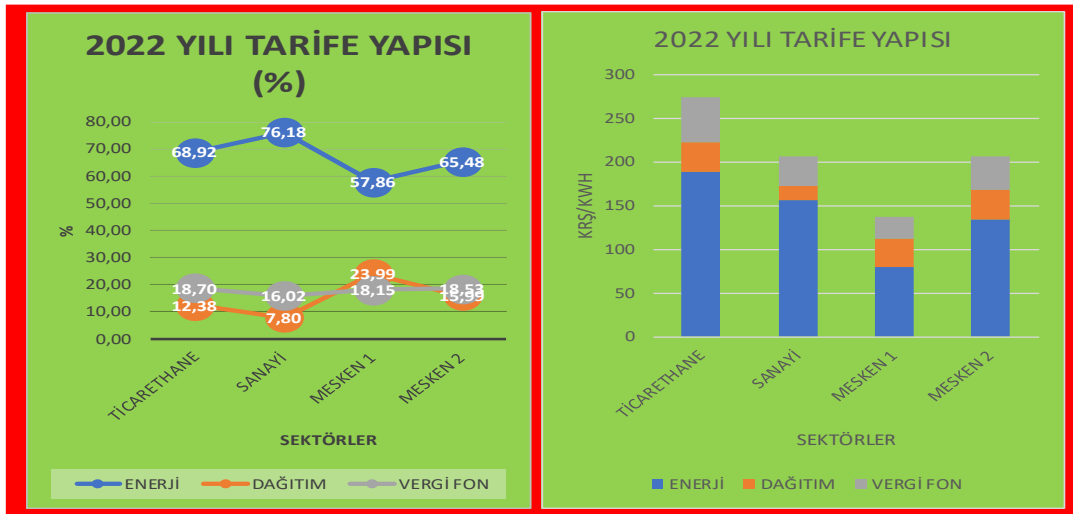
Elektrik zamlarına olan tepkiler çok fazla ses getirdi. Bunun üzerine telaşlanan ve zamların muhalefet yüzünden yapıldığı gibi komik gerekçelerle yurttaşları oyalayamayan iktidar önce tarifeleri kademelendirme, bu yeterli görülmeyince ilk kademe miktarını artırma yoluna gitti. Ticarethane tarifelerinde kademe uygulayarak esnafın da tepkisini azaltmayı denedi ve en son KDV oranını kademelerde %8'e indirerek tepkileri azaltmaya çalıştı. Rusya Ukrayna savaşının yankılarının da etkisi ile elektrik tarifeleri ile ilgili tepkiler pek gündeme gelmez oldu.

1 Nisan 2022 tarife döneminde de sanayi ve genel aydınlatma dışındaki abonelere zam yapmayarak tepkilerin iyice sönmesine çalışıldı.

Ancak yapılan bu düzenlemeler devletin vergi gelirlerinde azalmalara neden olduğu gibi kurulu sistem içerisinde sürdürülebilirliği pek mümkün olamayacak önlemler olarak görülmekte ve EPIAŞ piyasasında fiyatların artmaya devam etmesinin tarifelerde artışlara neden olacağı düşünülmektedir.

Tepkileri dindirmek için yapılan kademelendirme, zamların ertelenmesi ve vergi indirimleri, kurulmuş olan sistem içerisinde boşluklara sebep olmuş ve bazı gelir düşmelerine neden olabilme ihtimalleri yaratmıştır. Gerekli düzeltmelerin yapılması ve elektrik sektörü paydaşlarının gelirlerinde olası azalmaların önünün alınması gerektiği düşüncesinde olan iktidar, bu önlemlerle hem yurttaşların gönlünün alınması hem de sektör bileşenlerinde memnuniyetsizlik oluşmamasını önlemeyi amaçlamaktadır.

Türkiye'de elektrik tarifeleri EPDK tarafından hazırlanmış olan tarife belirleme esaslarına göre yapılmaktadır. Enerji bedeli, dağıtım bedeli ve vergilerden oluşan tariflerde esas unsur elektrik enerjisi maliyetidir. 2022 yılı birinci çeyrek tarifeleri ile yapılmış olan aşağıdaki grafikte bu durum net olarak görülmektedir.



Şekil 2.2.1 2022 Yılı Elektrik Tarifeleri Yapısı (2022 Birinci çeyrek AG Tek Terimli Tarife örnek alınmıştır.)

Bu grafikte görüleceği üzere elektrik tarife fiyatları içerisinde her fiyat kademesi için enerji bedeli dağıtım ve vergilerden daha büyük bir orandadır. Tarife kademelerinde enerji bedeli %76 oran ile en yüksek sanayi sektöründe, %58 ile en düşük Mesken 1 kademesindedir.

Halen geçerli olan elektrik tarife belirleme tebliğine¹ göre elektrik tarifelerinde enerji perakende satış fiyatı aşağıdaki formüle göre belirlenmektedir.

$$PSF_d = \frac{ETM_d}{ÖSM_d}$$

Bu formüldeki bileşenler şu şekilde tarif edilmiştir:

- ETM_d : d perakende satış tarife dönemi için hesaplanan öngörülen enerji tedarik maliyeti,
 $ÖSM_d$: d perakende satış tarife dönemi için öngörülen satış miktarı, yani; belli bir dönemde satın alınacak elektriğin bedelinin o dönem içerisinde satın alınması tahmin edilen elektrik miktarına bölünmesi ile elektrik perakende satış fiyatı tespit edilir.

Bu iki bileşenin içerisinde de esas olarak iki tayin edici unsur vardır. Aşağıdaki formülden görüleceği üzere ETM , **EÜAŞ'tan satın alınan elektriğin** maliyeti ve **piyasadan satın alınan elektriğin** maliyetinin bir formül ile birleştirilmiş şeklidir.

$$(11) \quad ETM_d = \left[\sum_{u=1}^n SF_{d,u} \times TM_{d,u} + \sum_{u=1}^n \{PTF_{d,u} \times (1 + \Phi_{d,u}) \times [(GÖP_{d,u} \times A) + GİP_{d,u} + DGP_{d,u}]\} + \sum_{u=1}^n (MYEK_{d,u} \times MK_{d,u}) + \sum_{u=1}^n (PTF_{d,u} \times (1 + \Phi_{d,u}) \times İA_{d,u}) + \Omega_1 \right] \times (1 + NKMO) + \Omega_2 + \Omega_3 + (\Omega_4 \times K) + \Omega_5$$

- ETM_d : d perakende satış tarife dönemine ilişkin öngörülen enerji tedarik maliyetini,
 $SF_{d,u}$: d perakende satış tarife döneminin u uzlaştırma dönemine ait EÜAŞ'ın Kurul tarafından onaylanmış toptan satış tarifesinde yer alan fiyatı (kr/kWh),
 $TM_{d,u}$: d perakende satış tarife döneminin u uzlaştırma dönemi için EÜAŞ ile yapılan elektrik enerjisi satış anlaşması kapsamındaki uzlaştırmaya esas ikili anlaşma bildirim miktarını (kWh),
 $PTF_{d,u}$: d perakende satış tarife döneminin u uzlaştırma dönemi için gün öncesi piyasasında oluşması öngörülen piyasa takas fiyatını (kr/kWh),

$ÖSM$ 'de aynı şekilde **EÜAŞ ve piyasadan alınan elektrik miktarının** belli bir formül ile birleştirilmiş şeklidir.

$$(2) \quad ÖSM_d = \sum_{u=1}^n TM_{d,u} + \sum_{u=1}^n (GÖP_{d,u} + GİP_{d,u} + DGP_{d,u}) + \sum_{u=1}^n (MK_{d,u}) + \sum_{u=1}^n (İA_{d,u})$$

- u : DUY uyarınca belirlenen her bir uzlaştırma dönemini,
 n : d perakende satış tarife dönemindeki uzlaştırma dönemi sayısını,
 $TM_{d,u}$: d perakende satış tarife döneminin u uzlaştırma dönemi için EÜAŞ ile yapılan elektrik enerjisi satış anlaşması uyarınca yapılmış uzlaştırmaya esas ikili anlaşma bildirim miktarını (kWh).

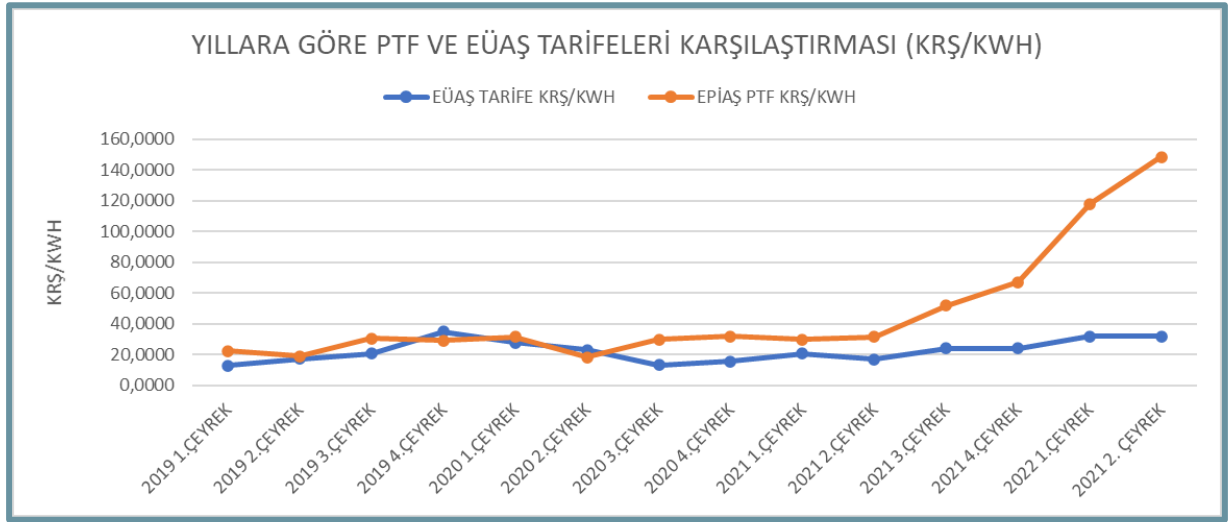
Burada kısaltılmış şekilde verilmiş olan bu formülün bileşenleri ayrıntılı olarak ilgili tebliğde açıklanmaktadır. Karmaşık gibi görülen bu formüller kısaca; tarifeye esas elektrik satış fiyatının

¹ 17.11.2020 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanan Perakende Satış Tarifesinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ.

EÜAŞ ve piyasadan alınacak elektriğin maliyetinin yine EÜAŞ ve piyasadan alınacak elektrik miktarına bölünmesi ile bulunduğunu göstermektedir. Piyasa fiyatı, EPIAŞ tarafından yönetilen bir nevi borsada oluşmaktadır. EÜAŞ fiyatları ise EPDK tarafından hazırlanan bir tarife ile belirlenmektedir. Piyasada işlemlerinde hâkim olan özel elektrik üretim şirketleridir. EÜAŞ ise sermayesi ve kontrolü devletin elinde olan bir şirkettir.

2.2.1 EÜAŞ'IN FİYATLANDIRMADAKİ ROLÜ

EÜAŞ halen devletin elinde bulunan elektrik üretim tesislerinde ürettiği elektriği EPDK tarafından her üç ayda bir belirlenen tarife fiyatları ile doğrudan dağıtım şirketlerine ve/veya görevli elektrik tedarik şirketlerine satar. Bu satışların ana amacı dağıtım şirketlerine kayıp ve kaçak elektrik ile, genel aydınlatma ve diğer bazı elektrik tüketimini daha uygun fiyatla karşılamaktır. Şekil 2.2.2'deki grafikten görüleceği üzere 2021 ikinci çeyreğine kadar yakın değerlerde olan EÜAŞ ve PTF fiyatları bu tarihten sonra PTF fiyatlarının yükselmesi ile ayrılmıştır.



Şekil 2.2.2 Yıllara Göre EÜAŞ Tarife Fiyatları ile EPIAŞ PTF Fiyatlarının Karşılaştırılması

Devletin elektrik üretim ve ticaret şirketi olan EÜAŞ'ın 2021 yılı elektrik üretimi içerisindeki payı %16,3 seviyesindedir. EÜAŞ'ın devlet destekleri nedeni ile bazı kömür yakıtlı elektrik üreticilerinden ve işletme hakkı devredilmiş santrallardan satın alıp ikili anlaşmalarla görevli şirketlere ve dağıtım şirketlerine sattığı elektrik ile piyasada olan varlığı biraz artmakla birlikte 2021 yılında elektrik sistemine toplam verdiği elektrik yaklaşık 70 milyar kWh olmuş, payı ise %21 oranı ile sınırlı kalmıştır. EÜAŞ 2021 yılı satışlarının ayrıntıları aşağıdaki Tablo 2.2.1' de gösterilmiştir.

Tablo 2.2.1 EÜAŞ 2021 Yılı Elektrik Enerjisi Satış Tablosu

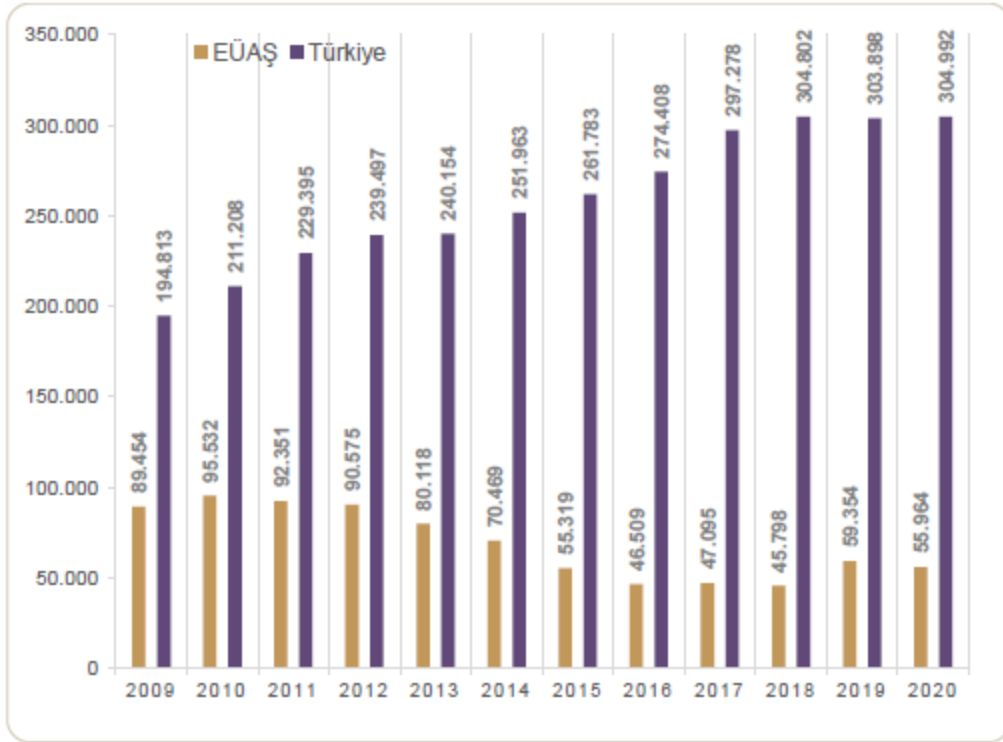
KURUM / KURULUŞ ADI	EÜAŞ 2021 YILI ELEKTRİK ENERJİSİ SATIŞ PORTFÖY TABLOSU (MWh)												
	OCAK	ŞUBAT	MART	NİSAN	MAYIS	HAZİRAN	TEMMUZ	AĞUSTOS	EYLÜL	EKİM	KASIM	ARALIK	TOPLAM
DAĞITIM ŞİRKETLERİ	3.401.516	2.440.647	2.901.434	2.088.424	2.227.044	2.091.508	3.365.791	3.447.072	1.975.898	1.700.006	2.147.194	3.334.484	31.121.018
GÖREVLİ PERAKENDE SATIŞ ŞİRKETLERİ	1.816.057	2.973.810	2.539.894	3.147.262	2.635.437	3.550.002	2.443.071	2.542.163	2.344.004	3.184.470	3.065.110	1.849.400	32.090.680
TĒLAŞ (İSK)	447.310	404.731	434.968	441.665	412.208	357.995	518.104	584.696	515.505	405.199	425.180	478.725	5.426.286
ETKB BAĞLI VE İLGİLİ KURULUŞLAR	88.202	78.078	87.925	78.990	75.911	74.310	61.062	95.580	72.056	74.513	76.715	82.077	945.420
MEVCUT SÖZLEŞMELER KAPSAMINDAKİ MÜŞTERİLER	28.044	23.297	28.358	27.824	26.851	26.952	26.113	29.327	28.806	29.919	32.438	36.979	344.907
TOPLAM	5.781.128	5.920.564	5.992.580	5.784.165	5.377.451	6.100.767	6.414.141	6.698.838	4.936.268	5.394.107	5.746.637	5.781.665	69.928.311

Kaynak: EÜAŞ web sitesi

EÜAŞ'ın elektrik ticaretini yapış şeklinin daha iyi anlaşılabilmesi için elektrik temin kaynakları ile elektriğı sattığı yerleri gösteren tablolar, EÜAŞ 2020 yılı Sektör Raporundan alındığı şekilde aşağıda Şekil 2.2.4, 5 ve 6'da verilmiştir.

Bu şekillerin incelenmesinden anlaşılacağı üzere EÜAŞ kendi üretimi ve buna ilaveten verilen görev gereğı yerli kömür santrallerine uygulanan teşvik alımları ile aldığı ve hatta EPIAŞ piyasasından aldığı elektriğı (Bkz. Tablo 2.2.2), adları ve alım miktarları Tablo 2.2.3'de bildirilen müşteri gruplarına, Şekil 2.2.2'de belirtilen düşük tarife değerleri ile satmaktadır.

Burada açıkça görüldüğü üzere EÜAŞ bu uygulama içerisinde yukarıdaki formülde verilen elektrik enerji fiyatının belirlenmesinde (genellikle düşürülmesinde) önemli role sahiptir. Yani sattığı elektrik ne kadar çok ve fiyatı ne kadar düşük olursa, EPDK'nin hazırladığı elektrik tüketici tarifeleri de o oranda düşük tutulabilecektir. Bu uygulamada, EÜAŞ'ın zarar etmesi durumunda zararı görev zararı olarak görüleceğı için bütçeden yani yurttaşların vergilerinden karşılanacaktır.



Şekil 2.2.3 Türkiye Elektrik Üretiminde EÜAŞ'ın Payı

Kaynak: EÜAŞ 2020 Sektör Raporu

Tablo 2.2.2 EÜAŞ Elektrik Enerjisi Üretim ve Alım Tablosu

Portföy	2019		2020	
	Enerji Miktarı (milyar kWh)	Pay (%)	Enerji Miktarı (milyar kWh)	Pay (%)
EÜAŞ Üretimi	59,4	52,9	56,0	63,2
Yap-İşlet Santralleri	10,8	9,6	0,0	0,0
Yap-İşlet-Devret Santralleri	0,7	0,6	0,4	0,5
İşletme Hakkı Devir Santralleri	5,4	4,8	3,2	3,6
EPIAŞ	12,0	10,7	6,9	7,8
Yerli Kömür	24,0	21,4	22,1	24,9
Yurt Dışı	0,0	0,0	0,0	0,0
TOPLAM	112,3	100,0	88,6	100,0

Kaynak: EÜAŞ 2020 Sektör Raporu

Tablo 2.2.3 EÜAŞ Elektrik Enerjisi Satış Tablosu

Müşteri Grubu	2019		2020	
	Satış Miktarı (milyar kWh)	Pay (%)	Satış Miktarı (milyar kWh)	Pay (%)
Elektrik Perakende Satış Şirketleri	58,1	52,3	28,6	32,8
Elektrik Dağıtım Şirketleri	34,7	31,2	32,0	36,8
EPIAŞ	11,1	10,0	19,9	22,8
TEİAŞ (İletim Sistemi Kayıp Kaçak)	5,6	5,0	5,2	6,0
ETKB Bağlı ve İlgili Kuruluşlar	1,0	0,9	1,0	1,1
Mevcut Sözleşmeler Kapsamındaki Müşteriler	0,6	0,5	0,4	0,4
TOPLAM	111,1	100,0	87,0	100,0

Kaynak: EÜAŞ 2020 Sektör Raporu

Bugünkü koşullarda EÜAŞ'ın bu sınırlı üretim kapasitesi ile devletin elektrik tarifelerinin en büyük bileşeni olan enerji bedelini önemli ölçüde etkilemesi mümkün olmamaktadır. Elektrik üretici şirketlerin fiyat taleplerine devlet müdahale edemediğinden piyasada oluşan elektrik fiyatları yükselmekte ve tarifede enerji payının azaltılması mümkün olmamaktadır. Bu durumda iktidar yüksek elektrik tarifeleri nedeni ile vatandaş tepkisine maruz kalmaktadır. Bu durumun elektrik üreticisi özel şirketlerin çıkarlarına fazla dokunmadan yurttaşların yüksek elektrik fiyatları nedeni ile iktidara oy vermekten kaçmalarının önlenmesi için enerji sektörü yöneticileri çeşitli yöntemler denemeyi kararlaştırmıştır.

Birinci olarak Rusya Ukrayna savaşının başladığı gün EPDK tarafından aşağıdaki 10814 sayılı karar alınmıştır.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunun 24/02/2022 tarihli toplantısında; 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun 26 ncı maddesinin on birinci fıkrası uyarınca görevli tedarik şirketlerinin, son kaynak tedariki kapsamındaki tüketiciler için 4. tarife uygulama döneminin kalan süresi boyunca temin edeceği elektrik enerjisinin, takvim yılı bazında %50'sinden az olmamak kaydıyla %90'ına kadar olan miktarını Elektrik Üretim Anonim Şirketi'nden temin etmelerine,

Yani yurttaşlara elektrik satan şirketler, satacakları elektriğin en az yüzde ellisini, en fazla yüzde doksanını EPDK'nin 25.07.2019 tarih ve 8750 sayılı kararı ile tarif ettiği dördüncü uygulama dönemi süresince yani 31.12.2025 tarihine kadar EÜAŞ'tan satın alacaklardır.

Bu şekilde elektrik tarifelerini ayarlamamanın bir yöntemi bulunmuş ve tarifelerde enerji bedelinin belirlenmesinde EÜAŞ'ın da etkin bileşen olması sağlanmış olmaktadır. EÜAŞ tarifelerini yapma yetkisi EPDK'de olduğundan, EPDK iktidarın istediği tüketici tarifesi sonucunu verecek şekilde EÜAŞ tarifesinde ayarlamalar yapabilecek ve yukarıda anlatıldığı şekilde tarife değerleri fazla tepki çekmeyecek duruma getirilebilecektir.

Ancak alınan bu kararın uygulanabilmesi için EÜAŞ'ın elinde görevli tedarik şirketlerinin taleplerini karşılayacak üretim imkanı olması gerekmekte iken mevcut santralleri ile bu miktar üretim yapabilmesi olanaksız olduğundan üreticilerden elektrik satın alınması yoluna başvurulması kararlaştırılmıştır.

EÜAŞ'ın zaten TETAŞ ile birleşmesi ile elektrik ticareti yapma statüsü de oluşmuştu ve elektrik alıp satışı yapabilecek yetkisi mevcuttu. Kurul kararının 26 Şubat günü Resmi Gazete'de yayımlanmasından 10 gün sonra 8 Mart 2022 tarihinde EÜAŞ aşağıdaki ihale duyurusunu yayımladı.

— 8 Mart 2022

6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve İkincil Mevzuat kapsamında 01.04.2022- 31.12.2025 döneminde;

yıl boyu baz yük dağılımıyla:

- Yerli Kömür Yakıtlı Santralleri İşleten Lisans Sahibi Özel Şirketlerden 150 Milyar kWh'e kadar,
- İthal Kömür Yakıtlı Santralleri İşleten Lisans Sahibi Özel Şirketlerden 44 Milyar kWh'e kadar,
- Doğalgaz Yakıtlı Santralleri İşleten Lisans Sahibi Özel Şirketlerden 44 Milyar kWh'e kadar,
- Yenilenebilir Enerji Kaynaklı Santralleri İşleten Lisans Sahibi Özel Şirketler ile Tedarik Lisansı Sahibi Özel Şirketlerden 17,5 Milyar kWh'e kadar,

ve çeyrek dönem baz yük dağılımıyla:

- Yenilenebilir Enerji Kaynaklı Santralleri İşleten Lisans Sahibi Özel Şirketler ile Tedarik Lisansı Sahibi Özel Şirketlerden 26 Milyar kWh'e kadar,

olmak üzere elektrik enerjisi satın alınacak olup, konuya ilişkin ayrıntılı dokümanlar ekte yer almaktadır.

Dosyalar

İhale tarihi 18 Mart 2022 olarak açıklanan ihale dokümanında elektrik alımına başlanacak tarih de 1 Nisan 2022 olarak belirtilmişti. Bu kadar kısa sürede bu büyüklükte ihaleleri yapıp karara bağlayabilmek için çok önceden yapılmış bir plan veya özel talimat gerekmektedir. Anlaşılan bu alım için ihale kanununun veya devletin öteki alım yöntemlerinin bu iş için göz ardı edilmesi kararlaştırılmıştı.

Beş ayrı ihale olarak yapılacak elektrik alımı, 1 Nisan 2022 tarihi ile 31.12.2025 tarihi arasında temin edilecek elektrik miktarını kapsamakta ve alınacak toplam elektrik miktarı Tablo 2.2.4'de görüleceği üzere 281,5 milyar kwh olarak belirtilmekte idi. Bu ihalelerin yapılması halinde toplam tutarının 2022 Mart ayı ilk yarı EPIAŞ piyasa fiyatları ortalaması ile 450 milyar TL olacağı hesaplanıyordu. İhale koşulları ihaleye girecek şirketler açısından çok avantajlı olacak şekilde belirlenmiş idi. Verilen fiyat enflasyona, kur artışına, yurtdışı kömür ve doğalgaz fiyat artışlarına karşı korunarak bir eskalasyon formülü uygulanmış, ayrıca eğer bu dönem boyunca EPIAŞ piyasasında oluşan fiyatlar %25'ten fazla artar veya eksilirse yine fiyat ayarlaması yapılacağı hükme bağlanmıştı. Böylece üç yıl sekiz ay boyunca ihaleyi kazanacak firmalara fiyatları bugünden belli alım garantisi verilmiş oluyordu.

Tablo 2.2.4 EÜAŞ Tarafından İlan Edilen Elektrik Alım İhalesi Kaynaklara ve Yıllara Göre Satın Alınacak Elektrik Tablosu (Milyar kWh)

Kaynak	2020	2023	2024	2025	Toplam
Yerli kömür	30	40	40	40	150
İthal Kömür	9,5	12	11,5	11	44
Doğalgaz	9,5	12	11,5	11	44
Yenilenebilir	7,5	11	12	13	43,5
TOPLAM	56,5	75	75	75	281,5

Son birkaç aydır EPİAŞ elektrik piyasasında oluşan fiyatlar yeni rekorlar kırmaktadır. 2022 Mart ayı ilk yarı ortalaması kWh bedeli 1,60 TL'nin üzerindedir. Böyle bir ortamda yapılacak ihalede, oluşacak fiyatların yüksek olması normal sayılabilir. Ukrayna Rusya savaşının etkisi ile yurtdışında artan doğalgaz ve buhar kömürü fiyatları piyasadaki bu artışın nedeni olarak kabul edilmekte idi.

Bu miktarların Türkiye'nin elektrik tüketimindeki yerini inceleyecek olursak, bu satın almaların gerçekleşmesi durumunda EÜAŞ'ın Türkiye elektrik piyasasının tayin edici unsuru haline geleceğini görmekteyiz.

EÜAŞ'ın son on yıl üretimleri su gelirlerine bağlı olarak 45 ila 95 milyar kWh arasında değişmiştir. 2021 yılı üretimi çok kurak bir yıl olmasına rağmen 53,3 milyar kWh civarındadır. Ortalama olarak EÜAŞ'ın 55 milyar kWh/yıl üretim yapabileceği kabul edilirse, yıllık olarak satın alacağını planladığı 75 milyar kWh ile elektrik portföyü 130 milyar kWh olmaktadır. Bu rakam, 2021 yılı tüketimin yaklaşık %40'ı civarında olacaktır. Böylece tüketilecek elektriğin %40'ını kontrol edecek olan iktidar elektrik tarifelerinde yurttaş tepkisini çekmeyecek ayarlamaları yapacak ve son zamanlarda büyük oy kaybına neden olduğu ifade edilen elektrik fiyatları konusundaki sorunun üstesinden geleceğini planlamakta idi.

Elektrik tarifeleri yurttaşın satın alma gücü ile paralel olursa tepkiye neden olmaz. Ancak, Türkiye'de yüksek enflasyon ve TL'nin sürekli değer kaybı sonucu yurttaşların satın alma gücü düşmektedir. Bundan dolayı elektrik fiyatları bugünkü seviyesini korusa bile yine de yurttaşların sırtında taşıyamayacağı bir yük olarak görülecektir. Elektrik vazgeçilemez bir enerji cinsi olduğundan elektrik fiyatları kabul edilebilir seviyeye gelmedikçe yurttaş tepkisi devam edecektir. Görüldüğü üzere bu durumun ayırına varan iktidar, elektrik fiyatlarını gündemden düşürmek için EÜAŞ'ın elektrik satış fiyatlarını iyice düşük tutarak EÜAŞ'ın görev zararı yazmasına neden olmayı bu ihale ile göze almış durumdadır. Bu durum ise sonuçta yurttaşların vergisi ile elektrik sübvansiyonu yapılmış olması sonucunu doğuracaktır. Yani pahalı elektrik bedelini yurttaş fatura öderken değil vergi verirken ödeyecektir.

Bu ihalenin gerçekleşmesi durumunda tarifelerin istenildiği şekilde yapılabilmesi için tüm enstrümanlar iktidarın eline geçmiş olmaktadır. Böylece elektrik üreten özel şirketler her türlü olası sorundan etkilenmeden, yapılacak tüm harcamalar devlet tarafına taşınmıştır. Böylece elektrik piyasası tek denetim aracı olan tarifelerin baskısından arındırılmış olmaktadır. Yani, Türkiye'nin elektriğinin %60'a yakınının fiyatı; hiçbir denetime tabii olmadan, elektrik üreticilerinin kâr maksimizasyonunun insafında ve tarife çıpasına bağlı olmadan oluşacak, yapılacak tarifeler ile oluşacak fark ise devlet tarafından yine yurttaş vergileri ile karşılanacaktır.

Ve eğer bu durum gerçekleşir ise elektrik piyasası fiili olarak, asli görevi olan rekabetçi fiyat üretilmesi işlevini yerine getirmesi gerekmeyen bir duruma gelecektir.

Böyle bir durum sürdürülebilir mi? Yurttaşların vergileri elektrik üreticileri kâr etsin diye kullanılabilir mi? EÜAŞ elektrik satın alacaksa neden EÜAŞ santralleri özelleştirilmiştir ve neden özelleştirmeye devam edilmektedir? Bu sorular ve benzerlerinin bir cevabı yoktur. Konu, "Biz yaptık böyle oldu" denebilecek bir şey değildir. Elektrik fiyatı bu yöntem ile ucuzlatılacak ise bu aslında ucuzlatma değil

yurttaşların ödeme şeklini değiştirmektir. Kamu kaynaklarının özel sektör lehine kullanılması anlamına gelmektedir.

Bu yöntem ve düşünce şekli sürdürülebilir değildir. Bu uygulamalar hayata geçerse ve zaman içerisinde devletin üzerindeki yük arttıkça yıkıcı etkileri daha net olarak görülecektir. Bugünkü uygulamalar devam ettiği sürece ve iktidar elektrik üreticilerinin kârlarına dokunacak olan maliyet bazlı fiyatlandırma yöntemine geçmedikçe, yurttaşların üzerindeki elektrik pahalılığı yükü kalkmayacaktır.

Bu ihale ilanı, devletin yerli kömürü teşvik politikasını da bir kez daha gözler önüne sermiştir. Devlet bu ihaleler ile elektrik alımı yanında yerli kömürü de teşvik etmek için ihale içerisine gizleyerek Türkiye’de yerli kömürden elektrik üretenlere 2025 yılı sonuna kadar alım garantisi vermeyi de amaçlamıştır. EÜAŞ bu elektrik alım ihaleleri ile 2022 yılında 30 milyar kWh diğer 3 yılda ise her yıl 40 milyar kWh yerli kömürden üretilen elektrik satın alacağını açıklamıştır. 2021 yılında yerli kömürden 43,4 milyar elektrik üretilmiştir. EÜAŞ kendine ait yerli kömür santrallerinde yıllık 3,5-4 milyar kWh arası elektrik üretmektedir. Bu durumda, EÜAŞ Türkiye’de yerli kömürden üretilen tüm elektriği satın alacaktır. Yani ülkemizde yerli kömürden üretilen elektriğe 2025 yılı sonuna kadar satın alma garantisi verilmektedir. Bu ise imza atılan Paris İklim Anlaşması gereğince belli bir süre sonra kapatılacak olan bu santrallerin sera gazı salımlarını desteklemek anlamına gelmektedir. Bu, iklim değişikliğine karşı verilen savaşa büyük bir darbedir.

Sonuç olarak, EÜAŞ’ın bu alımları ile iktidar önümüzdeki yıllarda elektrik tarifelerini istediği şekilde yönlendirme olanağını elde etmeyi ummuş, yerli kömürden elektrik üreten üreticileri, 2025 yılı sonuna kadar güvence altına almaya çalışmış, ihale ile seçilecek bazı diğer kaynak üreticilerine iyi fiyatla alım garantisi vermeyi hedeflemiştir.

Bu ihale girişimi ile iktidar aslında elektrik enerjisi politikasını ve yönünü gözler önüne sermiştir. Bu politika, açıkça kömürden elektrik üretimini desteklemek ve yurttaşın iktidar destekleyiciliğinden uzaklaşmasının önlenmesi amacıyla yine yurttaşın toplanan vergileri elektriği ucuza satabilmek için kullanarak yurttaşın pahalı elektriğe olan tepkisini azaltmaktır.

Ancak, bu ihalelere teklif gelmemiş ve bir kez ertelendikten sonra iptal edilmiştir. Anlaşılan özel sektör elektrik üreticileri, önümüzdeki dönemde piyasa fiyatları ile elektrik satmayı daha kârlı görmektedirler. Bu uygulamanın, bir nevi piyasaya müdahale olduğu görüşü de çeşitli yerlerde dile getirilmiştir. Fakat bu sonuç, EÜAŞ eliyle elektrik tarife fiyatlarının belirlenmesi yönteminin yakın dönemde uygulanmasının önünü kesmiştir.

Bu ihale gerçekleşmeyince EÜAŞ’ın talebi üzerine EPDK tedarik şirketlerinin alacağı elektriğin yüzde ellisi ile doksani arasındaki miktarı EÜAŞ’tan alması koşulunu getiren 24.02.2022 tarihli kararı da 08.04.2022 tarihinde yürürlükten kaldırmıştır. Bu yazıda ayrıntıları ile anlatılan bu ihale süreci ülkemizdeki elektrik konusunda karar vericilerin ne denli günlük ve plansız kararlar ile elektrik sektörünü yönetmeye çalıştıklarını gözler önüne sermektedir. Elektrik sektöründe planlamanın önemi ve plansızlığın sonuçları bu yöntemde açıkça görülmektedir.

Ancak anlaşılan iktidar elektrik üretimi ile ilgili olarak bu uygulamanın başarısız olması durumunda ikinci bir yolu elde bulundurabilmek için 8 Mart 2022 tarihinde TBMM’ce kabul edilen Nükleer Denetleme Kurumu Kanunu ile Elektrik Piyasası Kanunu’na bir madde eklemiştir. Madde aynen şöyledir:

(6) 14/3/2013 tarihli ve 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun;

b) 17 nci maddesine aşağıdaki fıkra eklenmiştir.

“(11) Ulusal veya uluslararası piyasalarda elektrik enerjisi üretimine girdi olan emtia fiyatlarının ve/veya kaynak maliyetleri arasındaki farkların makul olmayan artışları nedenleriyle, arz güvenliğinin ve/veya tüketicilerin korunması amacıyla elektrik enerjisinin üretim maliyetleri dikkate alınarak, her seferinde altı ayı geçmemek üzere, Kurum tarafından kaynak bazında tüketiciyi ve/veya maliyeti yüksek üretimi destekleme bedeli belirlenebilir. Bu bedel, üretim maliyeti düşük üreticiden karşılanarak arz güvenliğinin, maliyeti yüksek üretimin ve/veya tüketicilerin desteklenmesi amacıyla kullanılır. Uygulamaya ilişkin usul ve esaslar Bakanlığın uygun görüşü alınarak Kurum tarafından belirlenir.”

Yani doğalgaz veya ithal kömürün fiyatı çok artar ve tarifelerde ayarlama güçleşir ise doğalgaz veya ithal kömürden elektrik üreten kuruluşlara doğrudan destek ödemeleri yapılabilecektir.

EPDK, yukarıda anlatılan ihale yönteminin gerçekleşmemesi üzerine bu yasa hükmüne dayanarak 29.03.2022 tarih ve 10888 nolu aşağıdaki kararı yürürlüğe koymuştur.

KURUL KARARI

Karar No : 10888

Karar Tarihi : 29/03/2022

Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunun 29/03/2022 tarihli toplantısında; 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanununun 17 nci maddesinin onbirinci fıkrası ve 18/3/2022 tarihli 31782 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanarak yürürlüğe giren Kaynak Bazında Destekleme Bedelinin Belirlenmesine ve Uygulanmasına İlişkin Usul ve Esaslar’ın 4 üncü maddesinin birinci ve ikinci fıkraları kapsamında;

1) 01/04/2022 tarihinden itibaren 6 ay süreyle tüketiciyi ve/veya maliyeti yüksek üretimi destekleme amacıyla destekleme bedeli uygulanmasına,

2) Destekleme bedelinin belirlenmesinde kullanılacak olan “azami uzlaştırma fiyatları”nın aşağıdaki tabloda yer aldığı şekilde uygulanmasına;

Kaynak Tipi	Azami Uzlaştırma Fiyatı (TL/MWh)
İthal Kömür	2.500
Doğalgaz/Fuel Oil/Nafta/LPG/Motorin	2.500
Diğer kaynaklar	1.200

karar verilmiştir.

Bu kararla birlikte, EPİAŞ piyasası 6 ay süre ile iki kanat olmuştur. Tepe fiyatı 2.500 TL olan ithal kaynak kanadı ve 1.200 TL olan yerli kaynak kanadı. Bu tepe fiyatlarla, EPİAŞ piyasasından alınacak enerji EÜAŞ’tan daha düşük fiyatla alınacak enerji ile birleştirilip, oluşacak fiyat ile tarife enerji fiyatı belirlenerek tarifelerin düşük kalmasına çalışılacaktır.

EPDK bu tavan fiyat uygulamasında, fiyat belirlenmesinin belli bir formülle yapılacağını 18 Mart tarihli kurul kararı ile duyurmuş ancak kısa bir süre sonra 8 Nisan tarihinde yeni bir karar ile bu formülde değişiklik yapmıştır. Bu durum da yukarıda anlatılan ihale kararı gibi elektrik sektörü yönetim kararlarının acele ile ve bir planlama yapılmadan alındığının açık göstergesi olmaktadır. Tüm yurttaşları yakından ilgilendiren ve kullanmak zorunda oldukları elektriğin fiyatının belirlenmesinde etkili olacak bu tür kararların alınmasında, tüm yurttaşların etkileneceği gerçeği gözetilerek üreticilerin değil her daim yurttaşların çıkarları ön planda tutulmalıdır.

Şekil 2.2.4 ve 2.2.5’deki iki grafikte Nisan 2022 başı itibarı ile yurtdışı piyasalarda oluşan doğalgaz ve buhar kömürü fiyatlarının gelişimi gösterilmektedir. Burada görüldüğü üzere, son beş yılda çok az

dalgalanma gösteren doğalgaz ve buhar kömürü fiyatları, 2021 ortalarından başlayarak hem artış göstermiş hem de büyük oranlı iniş çıkışlara sahne olmuştur.

Geçmiş yıllarda belirgin bir fiyat gelişimi içerisinde olan bu iki enerji yakıtının, uzun süreli dalgalanma ile devam edeceği düşünülmektedir. Pandemi sonrası etkileri sönümlenip, Ukrayna Rusya savaşı sona erdikten sonra fiyatların eski değerlerine yakın seyredeceği düşünülebilir.



Şekil 2.2.4 TTF Hollanda Merkezinde Oluşan Doğalgaz Fiyatları EUR/kWh

Kaynak: Trading Economics web sitesi



Şekil 2.2.5 Yurtdışı Buhar Kömürü Fiyatları USD/Ton

Kaynak: Trading Economics web sitesi

Ancak, ithal yakıtlardaki yurtdışı fiyat artışları nedeni ile EPDK tarafından alınan son karar EPİAŞ piyasasında çeşitli kaynakların rekabet etmesi durumunu ortadan kaldırmıştır. Artık muhtemelen iki kanat da maksimum fiyat üzerinden satış yapmaya çalışacaktır. EPİAŞ piyasasının bu çerçevede çalışması doğalgaz ve ithal kömür santrallerinin kârlılıklarını yeterli gördükleri sürece devam edebilir. Ancak yukarıda verilen iki grafikte görüldüğü üzere, dünyada son bir yıldır doğalgaz ve kömür fiyatları büyük değişiklikler göstermektedir. Dışarıya bağıllık bu şekilde devam ettikçe tavan fiyat belirlemesi gibi geçici önlemlerin elektrik tarifelerini uzun süre baskılamayacağı bugünden görülmektedir.

Enerji yönetiminin, ülke yönetimine paralel olarak “ben ne istersem yaparım, yaptırırım” anlayışıyla alınan bu kararların uygulanamaması ve çok kısa bir zaman diliminde tekrar değişiklikler yapılması plansızlığın, öngörüsüzlüğün ve beceriksizliğin göstergesidir.

Elektrik enerjisi vazgeçilemez bir enerjidir. Bu nedenle, kamu hizmeti olarak görülmeli ve özel sektöre kâr aracı olarak verilmemelidir.

Son bir yıl içerisinde, Türkiye’de görülen elektrik fiyat artışları ve piyasa sıkışmaları bu gerçeği açıkça gözler önüne sermektedir. Öyle ki piyasanın bizzat kurucusu ve savunucusu olan bugünkü iktidar, son önlemlerinde görüldüğü üzere piyasaya doğrudan müdahaleyi zorunlu görmüştür. Ayrıca, EÜAŞ’ın açtığı ihaleye katılmayan piyasa oyuncularını bu işlemleri piyasaya müdahale olarak gördüklerini eylemleri ile göstermişlerdir.

Elektrik hizmetinin yurttaşlar çıkarına tek çözümü, elektrik enerjisi temininin toplumun alım gücüne uygun koşullarda kamu hizmeti olarak kamu tarafından verilmesidir. Öteki tüm çözümler geçici rahatlama sağlayabilseler de sürdürülebilir değildir çünkü elektrik kâr aracı olabilecek bir meta değil insanlar için vazgeçilemez bir gerekliliktir.

ÖZGEÇMİŞ



Nedim Bülent Damar
damarnb@gmail.com

1947 Ankara doğumlu. 1970 yılında ODTÜ Elektrik Mühendisliği Bölümünden mezun oldu. Evli, iki çocuğu var.

Mesleki İş Deneyimleri:

1970-1979 Türkiye Elektrik Kurumu Hidroelektrik Santralleri İşletme Başkanlığı Mühendis-Başmühendis ve Müdür.

1980-1985 Çeşitli özel sektör kuruluşlarında Mühendis, Teknik Müdür ve benzeri görevler.

1985-Bugün Ortaklığının olduğu Pelka Elektrik Mühendislik San. ve Tic. AŞ'de yöneticilik.

Sivil Toplum Kuruluşları Katılımları:

TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası, 1970 yılından beri üye. 1975-1980 yılları arası Yönetim Kurulu Üyesi, 1979-1980 dönemi Yönetim Kurulu Başkanı.

EMSAD-Elektromekanik Sanayiciler Derneği, Kurucu üye, kuruluşundan 2001 yılına kadar Yönetim Kurulu Üyesi, iki dönem Yönetim Kurulu Başkanı

HESİAD-Hidroelektrik Santralleri İşadamları Derneği, kurucu Üye, Yönetim Kurulu Üyesi, Denetim Kurulu Üyesi.

ASO-Ankara Sanayi Odası Elektrik Komitesi Başkan ve üye (geçmiş yıllarda).

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi üyesi.

ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu üyesi.

TMMOB Nükleer Güç Santralleri İzleme Komitesi Üyesi.

Yayınlanmış Eserleri:

Enerji Politikaları

Hidroelektrik Santraller

Elektromekanik Sanayinin Sorunları

Nükleer Santraller üzerine çeşitli dergi ve gazetelerde yayımlanan makaleler ve araştırmalar.

2.3 ELEKTRİK TARİFELERİNDE DÖNEMSEL DEĞİŞİMLER

Olgun SAKARYA
Elektrik Mühendisi

2022 yılını, doğalgazdan elektriğe, benzinden motorine insaf ölçüsü ile açıklanamayacak derecede yüksek oranlarda yapılan zam haberleri ile karşıladık. Mal ve hizmet sektörlerinin başat girdileri arasında yer alan enerji hammaddeleri ve türevlerine yapılan zamlar, toplumsal yaşamımızın her alanını etkisi altına almış oldu.

Elektrik özelleştirilmeleri aşamasında kamuoyuna sunulan “rekabet sonucu sağlanan faydaların tüketicilere yansıtılması” gerekçesinin aksine, faydalar sermaye şirketlerine yansımış, tüketici konumundaki vatandaşlara da sürekli zamlar ile artan pahalılık kalmıştır.

1 Ocak 2022 tarihinde yürürlüğe giren zamlı tarifeler üzerine açıklama yapan Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), Mesken aboneleri için getirilen ve düşük kademesi yüzde 50 oranında zamlı olan kademeli tarife hedefini de “dar gelirli vatandaşlarımızı korumak ve enerji kullanımında tasarruf ve verimliliği artırmak” gerekçesiyle topluma müjde olarak sunmuştur.

Oysa söz konusu kademeli tarife, AKP'nin iktidara geldiği 2002 yılında da (Tablo 2.3.1) günlük 5 kWh ile sınırlı olmak kaydıyla vardı ve 2003 yılı Nisan ayından itibaren yine AKP iktidarı tarafından uygulamadan kaldırılmıştı. Kaldırıldığında da topluma müjdeli bir uygulama olarak sunulmuştu.

Tablo 2.3.1 2002 Yılı TEDAŞ Tarife Kategorileri

		OCAK	ŞUBAT	MART	NİSAN	MAYIS	HAZİRAN	TEMMUZ	AĞUSTOS	EYLÜL	EKİM	KASIM	ARALIK	ORTALAMA		
Birim: TL/kWh																
A) ÇİFT TERİMLİ TARİFE																
D	Sanayi	Kalkınmada Öncelikli İller	90 900	90 800	90 900	91 900	92 700	93 800	95 650	97 350	100 300	100 300	102 750	102 750	95 650	
		Diğer İller	97 200	97 200	97 200	98 200	99 000	100 200	102 150	103 950	107 100	107 100	109 700	109 700	102 392	
A	Endüksiyon ve Ark Ocaklıları	Kalkınmada Öncelikli İller	89 200	89 200	89 200	90 100	90 900	92 000	93 800	95 500	98 400	98 400	100 750	100 750	94 017	
		Diğer İller	90 900	90 900	90 900	91 900	92 700	93 800	95 650	97 350	100 300	100 300	102 750	102 750	95 646	
G	İçme ve Kullanma Suyu	Kalkınmada Öncelikli İller	97 200	97 200	97 200	98 200	99 100	100 300	102 300	104 150	107 100	107 100	109 700	109 700	102 438	
		Diğer İller	53 750	49 650	53 400	58 150	62 700	67 550	73 150	78 800	85 300	85 300	95 250	95 250	71 504	
T	Antma Tesisleri	Kalkınmada Öncelikli İller	57 500	55 950	59 700	64 450	69 000	73 950	79 650	85 200	92 100	92 100	102 200	102 200	77 833	
		Diğer İller														
B) TEK TERİMLİ TARİFE																
M	Sanayi	Kalkınmada Öncelikli İller	106 200	106 200	106 200	107 400	108 200	109 500	111 650	113 650	117 100	117 100	119 950	119 950	111 925	
		Diğer İller	113 400	113 400	113 400	114 600	115 500	116 900	119 200	121 350	125 000	125 000	128 050	128 050	119 486	
M	İçme ve Kullanma Suyu	Kalkınmada Öncelikli İller	103 350	103 350	103 350	104 600	105 500	106 800	108 900	110 850	114 250	114 250	117 000	117 000	109 100	
		Diğer İller	110 500	110 500	110 500	111 800	112 900	114 300	116 550	118 650	122 250	122 250	125 200	125 200	116 717	
Ü	Antma Tesisleri	Kalkınmada Öncelikli İller	62 300	64 950	68 700	73 650	78 200	83 250	89 150	94 900	102 100	102 100	112 450	112 450	87 017	
		Diğer İller	66 700	72 150	75 900	80 850	85 500	90 650	96 700	102 600	110 000	110 000	120 550	120 550	94 346	
S	Meskenler	K. Ö. İller	150 kWh'a Kadar	107 500	107 500	107 500	108 700	109 500	110 700	112 900	114 950	118 600	118 600	121 350	121 350	113 246
			150 kWh Üzeri	161 250	161 250	161 250	163 050	164 250	166 050	169 350	172 425	177 750	177 750	182 025	182 025	169 899
			Diğer İller	114 800	114 800	114 800	116 100	117 000	118 400	120 700	122 900	126 700	126 700	129 750	129 750	121 033
E	Ticarethane, Resmî Daire, Yazhane, Şantiye ve Geçici Aboneler	150 kWh Üzeri	172 200	172 200	172 200	174 150	175 500	177 600	181 050	184 350	190 050	190 050	194 625	194 625	181 550	
			136 500	136 500	136 500	137 900	139 200	140 900	143 600	148 150	150 600	150 600	154 250	154 250	143 913	
			110 500	110 500	110 500	111 800	112 900	114 300	116 550	118 650	122 250	122 250	125 200	125 200	116 622	
L	Hayır Kurumları, Dernekler, Vakıflar, Müzeler, Resmî Okullar, Resmî Kurs, Resmî Sağlık Kuruluşları, Spor Tesisleri, Kültür Binaları ve Kırsal Heyvanları Çiftlikleri	150 kWh Üzeri	94 300	93 750	96 000	97 450	99 500	101 950	105 400	108 700	113 500	113 500	118 850	118 850	105 063	
			73 700	73 700	73 700	74 500	75 000	75 800	77 300	78 700	81 100	81 100	83 050	83 050	77 558	
R	Şehit Aileleri ve Muharip/Matûl Gazileri	150 kWh Üzeri	110 550	110 550	110 550	111 750	112 500	113 700	115 950	118 050	121 650	121 650	124 575	124 575	116 338	
			73 900	73 350	73 350	74 600	75 500	76 800	78 900	80 650	84 250	84 250	87 000	87 000	79 146	
I	Tanrısal Sulama	Kalkınmada Öncelikli İller	103 350	103 350	104 600	105 500	106 800	108 900	110 850	114 250	114 250	117 000	117 000	117 000	109 486	
			110 500	110 500	111 800	112 900	114 300	116 550	118 650	122 250	122 250	125 200	125 200	107 508		

2.3.1 YAZ-BOZ TAHTASINA DÖNDÜRÜLEN DÜZENLEMELERE TABİ TARİFELER

Mesken aboneleri için aylık kullanımların değerlendirilerek uygulamasına başlanan 5 kWh ve altı (30 gün üzerinden yapılan değerlendirme ile aylık tüketim 150 kWh/ay) ile sınırlı tutulan ve bir önceki döneme göre yüzde 50 zamlı olan kademeli tarifedeki kademe sınırı kamuoyunun tepkisine neden olmuştu.

“Bağımsız Kurum” EPDK, mesken aboneleri için Ocak ayında 5 kWh/ve altı olarak uygulanan kademe sınırını Şubat ayında 7 kWh/gün, Mart ayında ise 8 kWh/gün olarak revize etmek durumunda kalmıştı.

Dolayısıyla, mesken abonelerinin aylık tüketimleri için hiçbir araştırma ve bilimsel çalışmaya dayanmadan başlatılan kademeli tarife uygulamasında, yılın ilk üç ayında üç farklı kademe sınırının uygulandığı bir tarife yapısı ortaya çıkmıştı. Kademe sınırının, 8 kWh/gün olarak belirlenmesi mümkün iken Mart ayına kadar bekletilmiş olması düşündürücüdür. Ocak ve Şubat aylarında kademe sınırını aşmak zorunda kalan vatandaşlarımızın daha fazla fatura ödemesi neden göz ardı edilmiştir?

2022 yılı başında yapılan acımasız zamlara karşı kamuoyunda oluşan tepkiler üzerine, Mart ayı tarifelerine yansıtılmak üzere, Mesken ve Tarımsal Sulama aboneleri için Katma Değer Vergisi yüzde 18'den yüzde 8'e indirilmiş, ticarethane abonelerinde de 30 kWh/gün ile sınırlı olmak üzere kademeli tarife uygulaması getirilmiştir. Mesken abonelerinde olduğu gibi ticarethane abonelerinde de vatandaşlarımız Ocak ve Şubat aylarında yüzde 125 oranında zamlı fahiş fiyatlar ile fatura ödemek zorunda bırakılmışlardır.

Gerek mesken, gerekse ticarethane abone gruplarındaki kademe uygulamasında önemli bir eşitsizlik söz konusudur. Mesken ve ticarethane abonelerinden sadece *Tek Terimli Tek Zamanlı* (TTTZ) alçak gerilim (AG) bağlantılı olan abonelere kademe uygulaması getirilmiştir. AG bağlantılı *Tek Terimli Çok Zamanlı* (TTÇZ) ile her iki abone grubundaki orta gerilim (OG) bağlantılı aboneler bu haktan yararlandırılmamış ve yüksek kademedeki zam oranlarına mahkûm edilmiştir.

Mesken ve ticarethane abonelerine getirilen kademeli tarife uygulaması, yılbaşında yapılan zamların yükünü elbette ki hafifletmemiştir. 1 TL ucuz ekmek alabilmek için kışın soğuk havada saatlerce Halk Ekmek kuyruğunda bekleyen, semt pazarlarında sebze ve meyve atıklarından seçerek yiyecek ihtiyacını karşılamaya çalışan vatandaşlarımızın çektiği ekonomik sıkıntılar söz konusu iken yapılan zamların kabul edilebilir bir tarafı yoktur ve kamuoyunda oluşan tepki de zamların geri alınmasının talebi yönünde olmuştur.

1 Nisan 2022 tarihinden geçerli elektrik tarifelerinde sanayi abonelerine yapılan zam sonucu sanayi tarifesi de ticarethane abone grubu seviyesine getirilmiştir. Elektrik tarifelerinin kWh bazında vergiler dâhil olmak üzere birim fiyatları ve değişim oranları Tablo 2.3.2'de yer almaktadır.

Tablo 2.3.2 Elektrik Tarifeleri ve Değişim Oranları

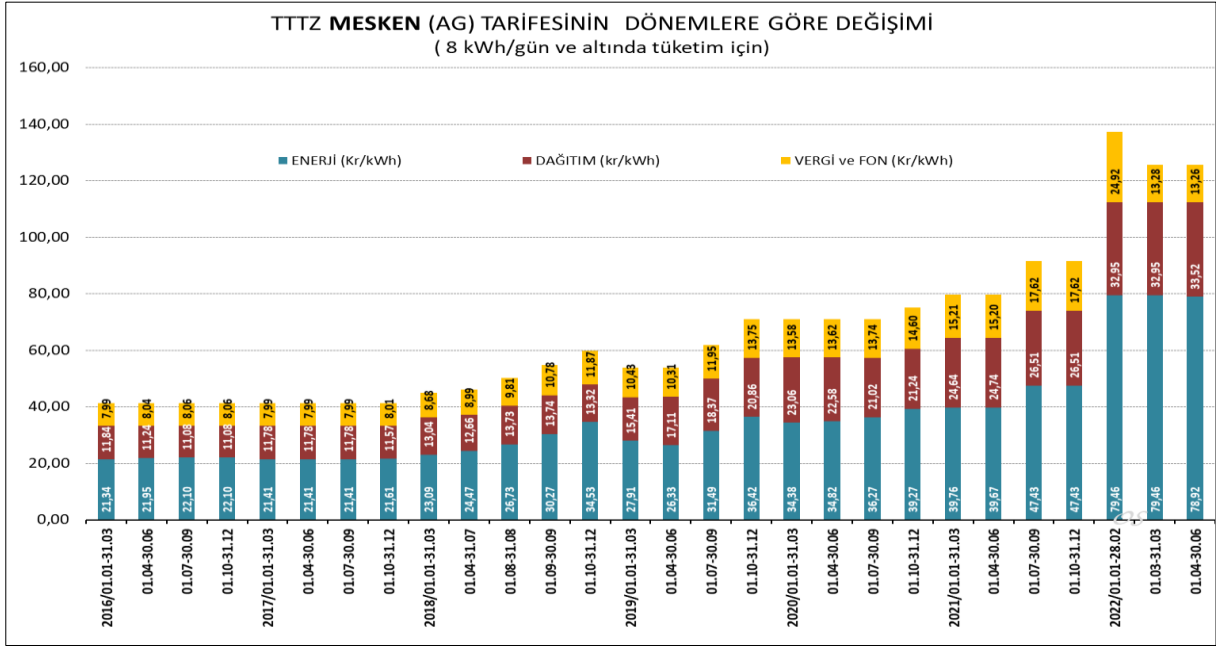
TARİFE GRUBU (TEK TERİMLİ TEK ZAMANLI - TTTZ)	Vergiler Dahil Tarife Fiyatı (kr/kWh)				Nis-Haz.22 Tarifesinin		
	Eki-Ara.21	Oca-Şub.22	Mar.22	Nis-Haz.22	Mar.22'ye	Oca-	Eki-
					Göre	Şub.22'ye	Ara.21'e
					Değişim	Değişim	Değişim
					(%)	(%)	(%)
Mesken AG (8 kWh ve altı)	91,56	137,33	125,69	125,69	0,00	-8,47	37,29
Mesken AG (8 kWh üstü)	91,56	206,00	188,54	188,54	0,00	-8,47	105,93
Mesken OG	86,88	195,47	178,91	178,91	0,00	-8,47	105,93
Ticaret.AG (30 kWh ve altı)	121,75	273,95	205,46	205,46	0,00	-25,00	68,75
Ticaret.AG (30 kWh üstü)	121,75	273,95	273,95	273,95	0,00	0,00	125,00
Ticaret.OG	115,63	260,17	260,17	260,17	0,00	0,00	125,00
Sanayi AG	101,45	228,26	228,26	273,95	20,01	20,01	170,03
Sanayi OG	91,50	205,87	205,87	260,17	26,37	26,37	184,33
Tarım.Sulama (AG)	107,30	206,00	188,54	188,54	0,00	-8,47	75,71
Tarım.Sulama (OG)	102,28	196,36	179,72	179,72	0,00	-8,47	75,71

NOT: AG: Alçak Gerilim, OG: Orta Gerilim

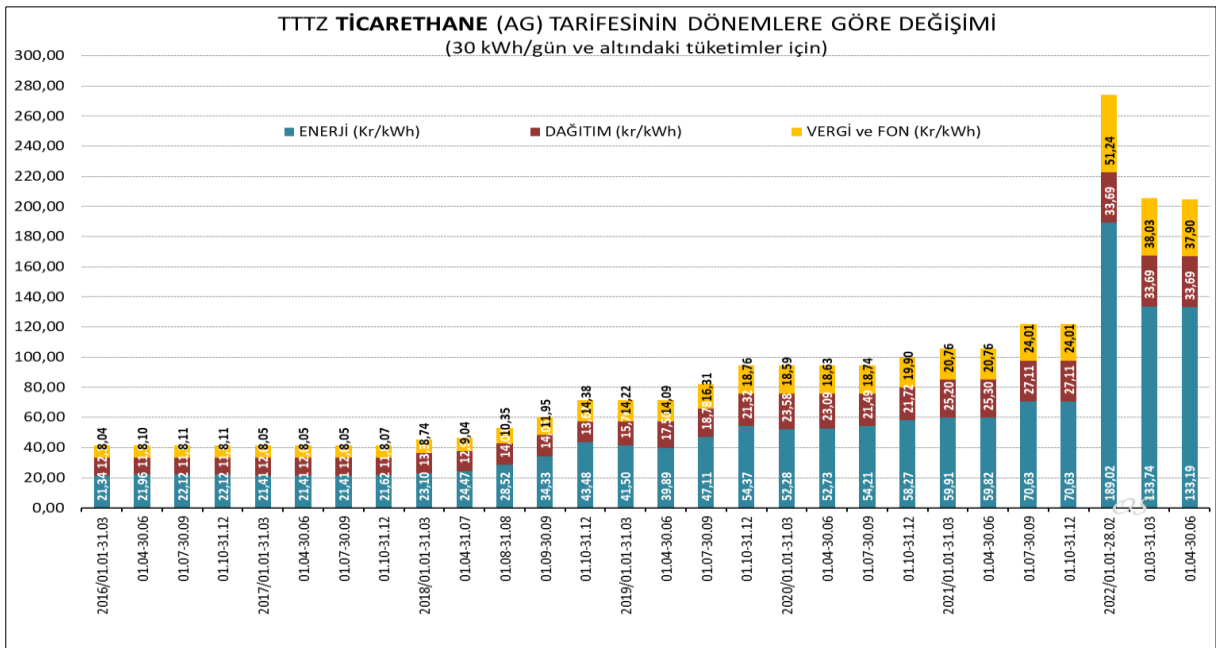
2.3.2 DÜZENLEMeye TABİ TARİFELERİN GÖRÜNEN BİLEŞENLERİNDEKİ DÖNEMSEL DEĞİŞİMLER

EPDK, 01.01.2016 tarihinden bu yana; dağıtım sistemi kullanım bedeli, iletim sistemi kullanım bedeli, kayıp/kaçak bedeli, sayaç okuma bedeli, perakende enerji bedeli ve perakende satış hizmet bedeli gibi elektrik tarifelerine yansıtılan maliyet unsurlarını kamuoyundan gizlemektedir. Söz konusu bu bedeller, enerji ve dağıtım bedeli tanımları içinde saklı tutulmakta ve fatura bildirimlerinde vatandaşın hangi faaliyete ne kadar ödeme yaptığını öğrenme hakkı engellenmektedir. Dönemsel olarak yayımlanan tarife tablolarında enerji ve dağıtım bedelleri ayrıştırılmış olarak yer almakta ancak vatandaşa sunulan fatura bildirimlerinde ise bu ayrıntı bile gizlenerek iki bileşenin toplamı verilmektedir.

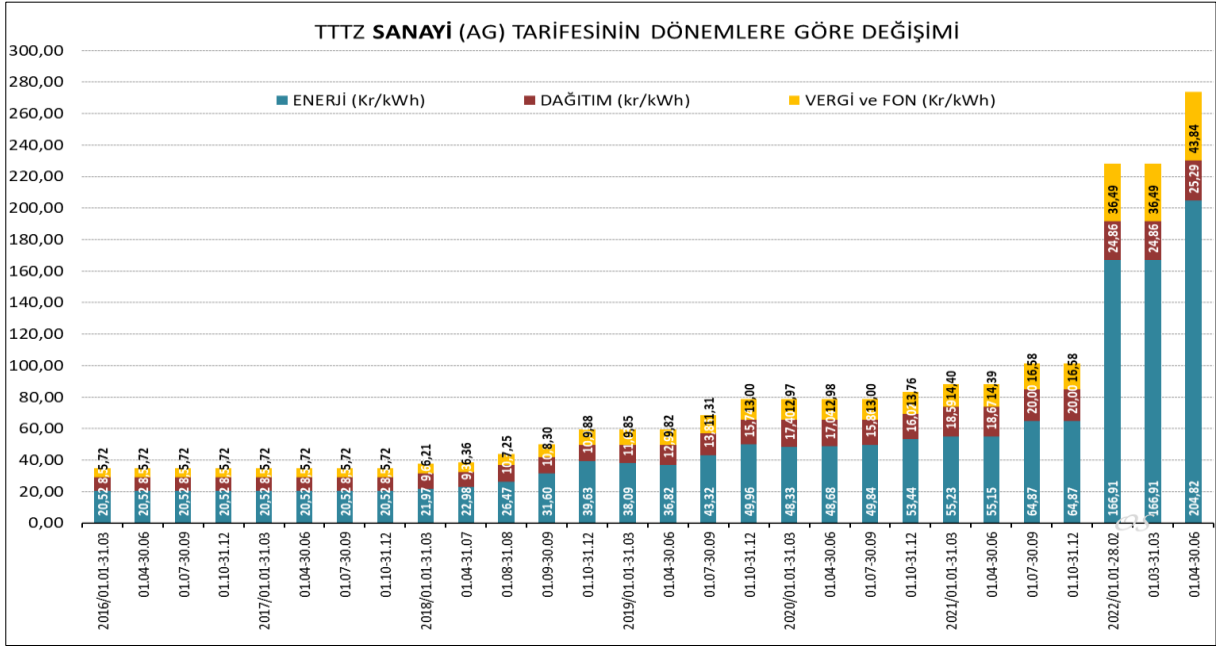
Tek terimli tek zamanlı AG bağlantılı mesken, ticarethane, sanayi ve tarımsal sulama abonelerine ait elektrik tarifelerinin, 2016 yılının başından günümüze kadar geçen süre içindeki dönemsel tarife bileşenlerini gösteren şekiller (Şekil 2.3.1–2.3.4) aşağıda yer almaktadır.



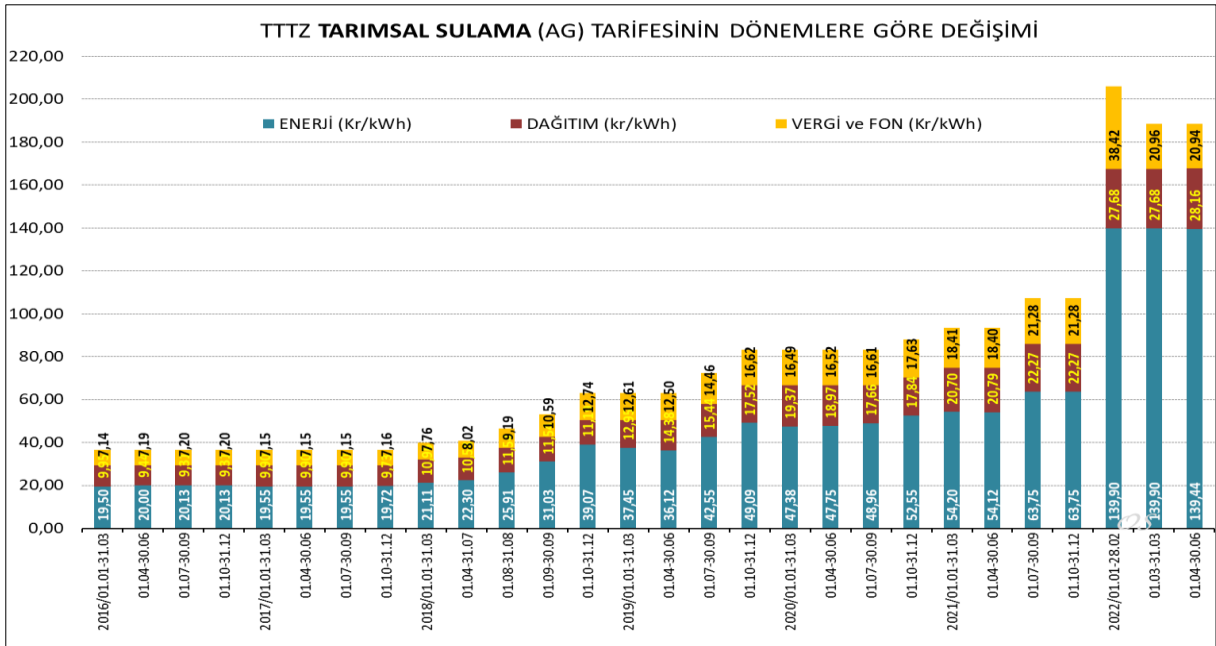
Şekil 2.3.1 Mesken Abonesinin Dönemsel Tarife Bileşenleri



Şekil 2.3.2 Ticarethane Abonesinin Dönemsel Tarife Bileşenleri



Şekil.2.3.3 Sanayi Abonesinin Dönemsel Tarife Bileşenleri



Şekil.2.3.4 Tarımsal Sulama Abonesinin Dönemsel Tarife Bileşenleri

Tek terimli tek zamanlı AG bağlantılı mesken abonelerine ait elektrik tarifelerinin, 2018 yılından itibaren 2022 yılı Nisan ayına kadar geçen süre içindeki dönemsel artış katsayıları Tablo 2.3.3'te yer almaktadır. 2018 yılı başında, 100 kWh tüketim karşılığında 44,82 TL olan bir meskenin, Tablo 2.3.3'te görüleceği üzere vergiler dahil fatura tutarı 2022 yılı Nisan ayı itibarıyla 2,8 (2,8043) kat artmış ve 125,69 TL olmuştur.

Benzer durum diğer abone grupları içinde geçerlidir. 2018 yılı başına göre 100 kWh tüketim karşılığı;

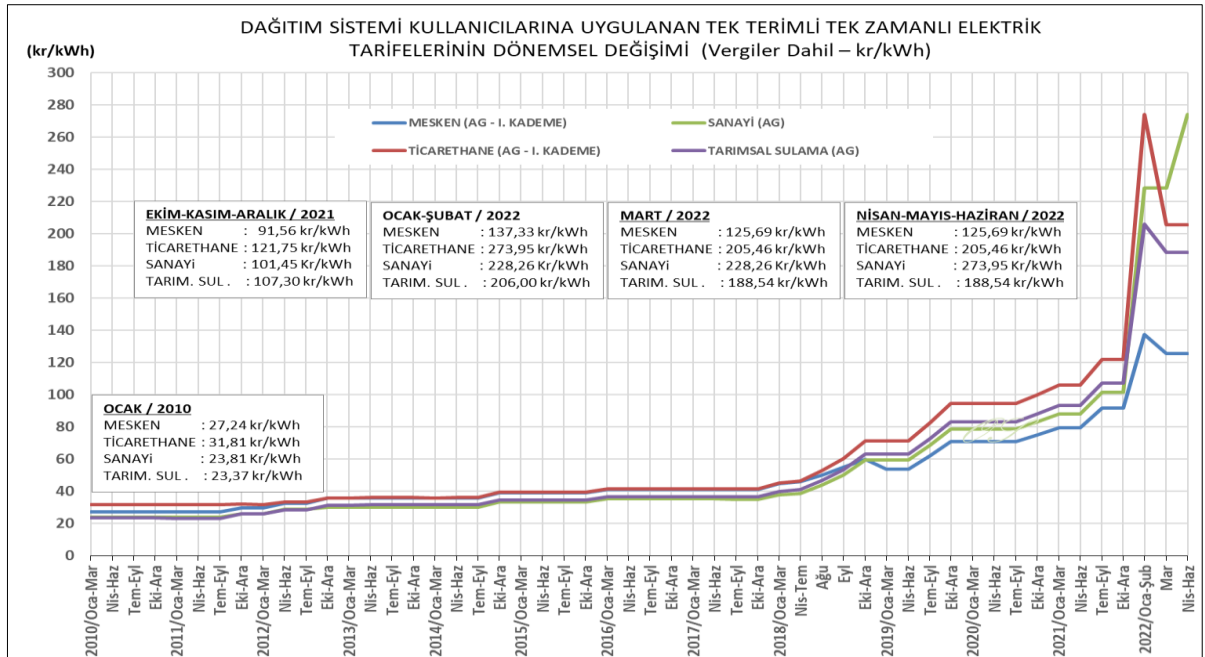
- Ticarethane abonesinin günümüzdeki fatura tutarı 4,55 kat,
- Sanayi abonesinin günümüzdeki fatura tutarı 7,24 kat,
- Tarımsal sulama abonesinin günümüzdeki fatura tutarı ise 4,73 kat artmıştır.

Tablo 2.3.3 TTTZ Mesken (AG) Tarifesinin Dönemlere Göre Değişim Katsayıları

FATURA TUTARI (TL/100 kWh)	2018/Oca-Mar	Nis-Tem	Ağu	Eyl	Eki-Ara	2019/Oca-Mar	Nis-Haz	Tem-Eyl	Eki-Ara	2020/Oca-Mar	Nis-Haz	Tem-Eyl	Eki-Ara	2021/Oca-Mar	Nis-Haz	Tem-Eyl	Eki-Ara	2022/Oca-Şub	Mar	Nis-Haz
MESKEN (AG-8 kWh ve altı)	44,82	46,12	50,27	54,79	59,72	53,75	53,75	61,81	71,02	71,02	71,02	71,02	75,11	79,61	79,61	91,56	91,56	137,33	125,69	125,69
2018 1ç (Oca-Şub-Mar)	1,00	1,03	1,12	1,22	1,33	1,20	1,20	1,38	1,58	1,58	1,58	1,58	1,68	1,78	1,78	2,04	2,04	3,06	2,80	2,80
2018 2ç (Nis-May-Haz-Tem)		1,00	1,09	1,19	1,30	1,17	1,17	1,34	1,54	1,54	1,54	1,63	1,73	1,73	1,99	1,99	2,98	2,73	2,73	2,73
2018 3ç/8 (Ağustos)			1,00	1,09	1,19	1,07	1,07	1,23	1,41	1,41	1,41	1,41	1,49	1,58	1,58	1,82	1,82	2,73	2,50	2,50
2018 3ç/9 (Eylül)				1,00	1,09	0,98	0,98	1,13	1,30	1,30	1,30	1,30	1,37	1,45	1,45	1,67	1,67	2,51	2,29	2,29
2018 4ç (Eki-Kas-Ara)					1,00	0,90	0,90	1,03	1,19	1,19	1,19	1,19	1,26	1,33	1,33	1,53	1,53	2,30	2,10	2,10
2019 1ç (Oca-Şub-Mar)						1,00	1,00	1,15	1,32	1,32	1,32	1,32	1,40	1,48	1,48	1,70	1,70	2,55	2,34	2,34
2019 2ç (Nis-May-Haz)							1,00	1,15	1,32	1,32	1,32	1,32	1,40	1,48	1,48	1,70	1,70	2,55	2,34	2,34
2019 3ç (Tem-Ağu-Eyl)								1,00	1,15	1,15	1,15	1,15	1,22	1,29	1,29	1,48	1,48	2,22	2,03	2,03
2019 4ç (Eki-Kas-Ara)									1,00	1,00	1,00	1,00	1,06	1,12	1,12	1,29	1,29	1,93	1,77	1,77
2020 1ç (Oca-Şub-Mar)										1,00	1,00	1,00	1,06	1,12	1,12	1,29	1,29	1,93	1,77	1,77
2020 2ç (Nis-May-Haz)											1,00	1,00	1,06	1,12	1,12	1,29	1,29	1,93	1,77	1,77
2020 3ç (Tem-Ağu-Eyl)												1,00	1,06	1,12	1,12	1,29	1,29	1,93	1,77	1,77
2020 4ç (Eki-Kas-Ara)													1,00	1,06	1,06	1,22	1,22	1,83	1,67	1,67
2021 1ç (Oca-Şub-Mar)														1,00	1,00	1,15	1,15	1,73	1,58	1,58
2021 2ç (Nis-May-Haz)															1,00	1,15	1,15	1,73	1,58	1,58
2021 3ç (Tem-Ağu-Eyl)																1,00	1,00	1,50	1,37	1,37
2021 4ç (Eki-Kas-Ara)																	1,00	1,50	1,37	1,37
2022 1ç (Oca-Şub)																		1,00	0,92	0,92
2022 1ç (Mar)																			1,00	1,00
2022 2ç (Nis-May-Haz)																				1,00

NOT: Tabloda yer alan rakamların virgülden sonraki basamak sayısının iki hane ile sınırlandırılması nedeniyle sonuçlar yaklaşık değer olarak çıkmaktadır.

2010 yılının başından günümüze kadar geçen süre içinde AG bağlantılı Tek Terimli Tek Zamanlı; mesken, ticarethane, sanayi ve tarımsal Sulama abonelerine ait vergiler dahil elektrik tarifelerindeki değişim Şekil 2.3.5'te görülmektedir.



Şekil 2.3.5 Elektrik Tarifelerinin Dönemsel Değişimi

2.3.3 ÇOK (ÜÇ) ZAMANLI TARİFE ÖRTÜLÜ BİR TUZAK...

Tek Terimli Tek Zamanlı (TTTZ) tarife dışında, Tek Terimli Çok (Üç) Zamanlı (TTÇZ) tarifeyi tercih eden abone gruplarında da kademe uygulaması söz konusu değildir. Özellikle konut ekonomisine katkı sağlamak amacıyla tercihlerini çok (üç) zamanlı tarifeden yana kullanan mesken aboneleri için çok (üç) zamanlı tarifenin ekonomik anlamda örtülü bir tuzak olduğu düşünülmektedir.

Tek Zamanlı tarife, günün tüm zaman dilimlerinde tüketilen elektrik enerjisi için **tek fiyat** olarak uygulanan tarife türüdür.

Çok Zamanlı tarife ise; günü, gündüz (06.00-17.00), puant (17.00-22.00) ve gece (22.00-06.00) olmak üzere üç zaman dilimine bölen ve bu zaman dilimlerindeki tüketimler için **farklı fiyat** uygulanan tarife yapısını içermektedir.

Çok (üç) zamanlı tarife türünü tercih eden aboneler, tüketimlerinin ağırlıklı bir bölümünü gece saat dilimleri içinde gerçekleştirdiklerinde ucuz tarifeden elektrik enerjisi kullanma olanağına sahiptirler. Üçlü vardiyada çalışan yüksek tüketimli sanayi aboneleri, üretimlerini, dolayısıyla elektrik tüketimlerini gece saatlerine kaydardıklarında ve tüketim analizlerinin bu tarifeye uygun olması durumlarında bu tarife türünü tercih etmektedirler.

Ancak mesken abonelerinde durum farklıdır. Her ne kadar tüketim alışkanlıklarını değiştirerek bu tarife yapısına uygun davranmaya dikkat edilse de, konutlardaki günlük yaşam aktivitelerinin tamamının gece saatlerine kaydırılması pratikte mümkün olmamaktadır. Çünkü konutlarda günün her saatinde tüketimi olan buzdolabı ve ısınma amaçlı kombi veya klima gibi elektrikli cihazların olması, puant saatlerde konut içi aktivitenin yoğunluğu gibi nedenlerle, gündüz ve puant saat dilimlerinde zorunlu elektrik tüketimi söz konusudur. Dolayısıyla, gerek gündüz gerekse puant saat dilimlerinde de hatırı sayılır miktarda elektrik tüketimi olması kaçınılmazdır.

Çok (üç) zamanlı tarifeyi tercih eden mesken abonelerinin kademeli tarifeden yararlanamamasını da göz önünde aldığımızda, Tablo 2.3.4'te de görüleceği üzere gündüz ve puant saat dilimlerindeki tarifelerin Tek Zamanlı tarifeye göre pahalı olması, faturalar üzerinde olumsuz sonuç yaratmaktadır.

Tablo 2.3.4 Tek Terimli Tek Zamanlı ve Çok Zamanlı Tarife Fiyatları (TL/kWh)

FATURA DÖNEMİ (AG-MESKEN)	TEK ZAMANLI TARİFE (kr/kWh)	ÇOK ZAMANLI TARİFE (kr/kWh)		
		GÜNDÜZ (06.00-17.00)	PUANT (17.00-22.00)	GECE (22.00-06.00)
Ara.21	0,915551	0,927488	1,362174	0,579871
Oca-Şub.22 (I. Kademe)	1,373327	2,086848	3,064892	1,304710
Mar.22 (I.Kademe)	1,256943	1,909997	2,805156	1,194141
Nis-May-Haz.22 (I. Kademe)	1,256943	1,909997	2,805156	1,194141
Ara.21	0,915551	0,927488	1,362174	0,579871
Oca-Şub.22 (II. Kademe)	2,059989	2,086848	3,064892	1,304710
Mar.22 (II.Kademe)	1,885414	1,909997	2,805156	1,194141
Nis-May-Haz.22 (II. Kademe)	1,885414	1,909997	2,805156	1,194141

Bu tarife türünü seçen mesken abonelerinin, fatura giderlerini tek zamanlı tarife ile karşılaştırarak tarife tercihi yapmalarında ekonomik açıdan yarar vardır. Ortaya çıkan sonuca göre, ihtiyaç halinde tarife değişikliği için yazılı olarak başvurmaları gerekmektedir.

2.3.4 İKİLİ ANLAŞMA KISKACINDAKİ SON KAYNAK TEDARİK TARİFESİ

Serbest tüketici niteliğine haiz olduğu halde elektrik enerjisini ikili anlaşmalar ile temin etmeyen yüksek tüketimli kullanıcılar, ihtiyaç duydukları elektrik enerjisini “son kaynak tedarik tarifesi” kapsamında görevli tedarik şirketlerinden temin etmektedirler.

Son kaynak tedarik tarifesi, 20.01.2018 tarihli Resmi Gazete’de yayımlanarak yürürlüğe giren “Son Kaynak Tedarik Tarifesinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ” kapsamında, $SKTT_d = (PTF_d + YEKDEM_d) \times KBK$ formülü ile hesaplanmaktadır.¹

EPDK, 10502 sayılı Kurul Kararı ile 01.01.2022 tarihinden itibaren, yüksek tüketimli olarak tanımlanan kullanıcıların yıllık tüketim miktarlarını; mesken tüketici grubuna yönelik 50 milyon kWh/yıl, tarımsal sulama tüketici grubuna yönelik 7 milyon kWh/yıl ve diğer tüketici gruplarına yönelik 3 milyon kWh/yıl olarak belirlemiştir.

Son kaynak tarifenin bileşeni olan YEKDEM maliyetlerine ait 2022 yılı öngörülleri, EPDK’nin 31.12.2021 tarih ve 10709 sayılı Kurul Kararı (Tablo 2.3.5) ile belirlenmiştir.

Tablo 2.3.5 EPDK’nin 10709 Kararı ile Öngörülen YEKDEM Maliyetleri (31.12.2021)

Aylar	2022 Öngörülen YEKDEM Maliyeti (TL/MWh)
Ocak	13,07
Şubat	-14,77
Mart	-56,01
Nisan	-67,98
Mayıs	-101,42
Haziran	-86,22
Temmuz	-78,98
Ağustos	-67,57
Eylül	-60,54
Ekim	-50,19
Kasım	-55,78
Aralık	-67,98

Tedarikçiler tarafından ikili anlaşmaların tek taraflı olarak fesih edildiği ve ikili anlaşma yapabilmek için tedarikçi bulmakta zorlandıkları yönünde şikâyetlerin arttığı son zamanlarda, yüksek tüketimli tüketiciler, enerji ihtiyaçlarını son kaynak tedariki kapsamında görevli tedarik şirketlerinden temin etmek durumunda kalmaktadırlar.

EPDK; 2 Nisan 2022 tarihli Resmi Gazete’de yayımlanan 31.03.2022 tarih ve 10906 sayılı Kurul Kararı ile 31.12.2021 tarih ve 10709 sayılı Kurul Kararı ile kabul edilen 2022 yılı için tedarik edilen birim enerji miktarı başına öngörülen YEKDEM maliyetlerini, Mart ayı ve sonrası için Tablo 2.3.6’da yer aldığı üzere revize etmiştir.

¹ <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/23-2-3/mevzuat>

Tablo 2.3.6 EPDK'nin 10906 Kararı ile Öngörülen YEKDEM Maliyetleri (31.03.2022)

Aylar	2022 Öngörülen YEKDEM Maliyeti (TL/MWh)
Mart	-284,36
Nisan	-532,12
Mayıs	-588,83
Haziran	-435,69
Temmuz	-504,97
Ağustos	-466,33
Eylül	-358,49
Ekim	-318,16
Kasım	-298,98
Aralık	-355,02

EPDK; 10906 sayılı Kurul Kararında öngörülen YEKDEM maliyetlerini revize etmiş, ayrıca yüksek tüketimli tüketiciler için Tebliğ ile düzenlenen son kaynak tedarik tarifesi formülündeki YEKDEM maliyetini;

- *Öngörülen YEKDEM maliyetinin negatif olduğu aylarda, ikili anlaşmalara ilişkin referans niteliğinde olan öngörülen YEKDEM maliyetinin ve yüksek tüketimli tüketicilere ilişkin son kaynak tedarik tarifesi hesaplamalarında kullanılan öngörülen YEKDEM maliyetinin “0 TL/MWh” olarak belirlenmesine,*

şeklindeki Kararı ile yeniden düzenlemiştir.

EPDK'nin, 10906 sayılı Kurulu Kararı ile revize ettiği öngörülen YEKDEM maliyetlerine karşın yüksek tüketimli tüketicilere ilişkin son kaynak tedarik tarifesi hesaplamalarında kullanılan öngörülen YEKDEM maliyetini “0 TL/MWh” olarak belirlemiş olması dikkat çekici bir uygulama olmuştur. Çünkü, EPDK'nin 10709 Kurul Kararında, 2022 yılı Ocak ayı dışındaki tüm aylar için öngörülen YEKDEM maliyetlerinin negatif olmasına karşın, üç ay sonraki 10906 sayılı Kurul Kararında yer aldığı gibi öngörülen YEKDEM maliyetinin “0 TL/MWh” olarak belirlenmesi yönünde bir hükmü söz konusu olmamıştır.

Ayrıca EPDK, 2 Nisan 2022 tarihli Resmi Gazete’de yayımlanan 10907 sayılı Kurul Kararında “*Son Kaynak Tedarik Tarifesinin Düzenlenmesi Hakkında Tebliğ kapsamında 1 Temmuz 2022 tarihinden itibaren geçerli olmak üzere yıllık tüketim miktarlarını; mesken tüketici grubuna yönelik 50 milyon kWh/yıl, tarımsal sulama tüketici grubuna yönelik 7 milyon kWh/yıl ve diğer tüketici gruplarına yönelik 1 milyon kWh/yıl olarak uygulanmasını*” kararlaştırmıştır.

Sanayi ve Ticarethane abone gruplarını kapsayan diğer abone gruplarına yönelik tüketim sınırı da, 2022 yılının ikinci yarısından itibaren 1 milyon kWh/yıl olacak şekilde belirlenmiş ve bu aboneler de son kaynak tedarik kapsamına dâhil edilmişlerdir. Tebliğ’de “her yıl” belirlenmesi hükmü mevcut iken ikinci kez yapılan tüketim sınırı değişikliği ile 01.07.2022 tarihinden itibaren yüksek tüketimli tüketici sayısı artmış olacaktır. Mevcut durumda ikili anlaşma yapabilmek için tedarikçi bulmakta zorlanan ve 01.07.2022 tarihinden itibaren bu gruba ilave olacak tüketiciler de eklendiğinde sayıca artacak olan yüksek tüketimli tüketiciler de son kaynak tedarik kapsamında görevli tedarik şirketlerinin insafına bırakılmış olacaklardır.

Yılbaşında uygulamaya giren elektrik tarifeleri ile ilgili olarak “görevli tedarik şirketlerinin enerji maliyetlerine” yönelik 15.03.2022 tarihinde bireysel bilgi talebinde bulunan Makina Mühendisleri Odası Yönetim Kurulu Sayman Üyesine EPDK'nın 6 Nisan 2022 tarihli yazılı yanıtının sonunda yer alan;

“Tekrar belirtmek gerekirse, görevli tedarik şirketlerinin ortalama enerji alım maliyeti 175 kr/kWh civarındayken ortalama aktif enerji satış bedeli 120 kr/kWh olarak uygulanmaktadır. Gerek 2022 yılı başında, gerekse mevcut durumda görevli tedarik şirketlerinin maliyetlerinin 5-10 katına elektrik enerjisi sattığı iddiasının hiçbir şekilde gerçeklik payı bulunmamaktadır. Kaldı ki mevcut durumda görevli tedarik şirketleri maliyetlerinin altında satış gerçekleştirmektedirler.”

ifadesinde de 2022 yılı 3. çeyrek (1 Temmuz 2022) tarifesine zam yapılması zorunluluğunun sinyali verilmektedir.

2.3.5 SONUÇ

2001 yılında yürürlüğe giren Elektrik Piyasası Kanunu ile birlikte yürütülen serbestleştirme ve özelleştirme politikaları sonunda, hali hazırda elektrik üretim faaliyetleri yüzde 83,9 oranında, elektrik dağıtım ve ticareti faaliyetleri yüzde 100 oranında sermaye şirketlerinin kontrolüne geçmiştir. Serbest piyasa olarak kutsanan, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine tabi ikili anlaşmalar üzerine kurgulanan mevcut yapı artık işletilemez olmuştur.

Elektrik piyasasında; üretim, dağıtım ve tedarik hizmeti alanlarında yaklaşık 2150 şirket lisanslı olarak faaliyet yürütmektedir. Sektöre bakış açıları ve yaklaşımları farklı, hizmet anlayışları farklı bu kadar çok sayıdaki sermaye şirketinin sektör üzerinde ortaklaştığı tek nokta ise kapitalist işletme anlayışının doğası gereği daha fazla kâr etmek ve daha fazla sermaye birikimi yaratmaktır.

Elektrik enerjisi ile ilgili üretim, iletim ve dağıtım faaliyetlerinin eş zamanlı planlanması ve yürütülmesi ile elektrik enerjisi kullanımının toplumun ortak ve vazgeçilemez bir gereksinimi olduğu gerçeğine karşın böylesine çok başlı bir yapıda planlamadan ve kamusal hizmet anlayışından bahsetmek olası değildir.

Sermaye şirketlerinin kâr alanına ve insafına terk edilmiş olan elektrik enerjisi sektöründe;

- Üretimden tüketime kadar geçen süreçte merkezi bir planlama anlayışını benimseyen, toplumsal faydayı ön planda tutan,
- Enerji verimliliğini ilk kaynak olarak değerlendiren, yenilenebilir enerji kaynaklarından azami ölçüde yararlanarak arz güvenliğini sağlayan ve ulusal çıkarları gözetken,
- Kültür ve tabiat varlıklarını koruyan, doğal yaşamı tahrip etmeyen, toplumla barışık, ulaşılabilir ölçüde ekonomik olan,
- Özelleştirme uygulamalarına son veren ve nükleer enerjiden elektrik üretimini reddeden,
- İletim faaliyetlerinde kamusal varlığın korunarak, üretim ve dağıtım faaliyetlerinin kamusal hizmet alanına dâhil edildiği, özerk yapıda kamusal hizmet anlayışını önceleyen,

enerji politikalarının mümkün olan en kısa sürede hayata geçirilmesi gerekmektedir.

ÖZGEÇMİŞ



Olgun Sakarya

olgun.sakarya@gmail.com

1979 yılında Ankara Devlet Mühendislik ve Mimarlık Akademisi, Mühendislik Fakültesinden Elektrik Mühendisi olarak mezun oldu.

Etüt Araştırma Plan Proje Mühendisi olarak kısa bir süre çalıştığı Köy İşleri ve Kooperatifler Bakanlığının ardından TEK ve TEDAŞ Genel Müdürlüğünün taşra ve merkez birimlerinde, teknik personel ve yönetici olarak görev yaptı.

2011 yılının Ekim ayında TEDAŞ Genel Müdürlüğü AR-GE Dairesi Başkanlığı Dağıtım Şebekeleri Planlama Müdürlüğünden emekli oldu. Kasım 2011/Mart 2018 tarihleri arasında Elektrik Mühendisleri Odasında Enerji Birim Koordinatörü olarak görev yaptı.

Mesleği ile ilgili olarak Fransa, ABD ve Polonya'da teknik gezi, seminer ve eğitim programlarına katıldı. ABD'nin Alabama eyaletindeki SEI (Southern Electric International) eğitim tesislerinde; personel eğitimlerine yönelik Eğitim Sistemlerini Geliştirme (ISD-Instructional Systems Development) projesi kapsamında çalıştı.

2004-2005 akademik yılında, Ankara Üniversitesi Banka ve Ticaret Hukuku Enstitüsünden Lisansüstü seviyesinde Enerji ve Rekabet Hukuku dersleri aldı, Enerji Hukuku programını tamamladı.

Elektrik Mühendisleri Odasının Yönetim, Onur, Denetim Kurullarında ve değişik komisyonları ile Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliğinin enerji alanındaki çalışmalarında görev aldı.

2.4 ENERJİ FİYATLARI ARTIYOR, ENERJİ YOKSULLUĞU YAYGINLAŞIYOR

Oğuz TÜRKYILMAZ
Endüstri Mühendisi

2.4.1 ÜCRET VE ASGARİ ÜCRET YETMEZLİĞİ

Bugün TÜİK verilerine göre tüketici fiyat endekslerinin yüzde 70'i aştığı, üretici fiyatlarının yüzde 120'den daha fazla arttığı koşullarda, bir alev topu gibi büyüyen ve bazı iktisatçılara göre yüzde 160'ı aşan fiyat artışları daha da yükselecektir.

Yılsonunda yapılan yüzde 50 artışa karşın art arda gelen zamlar nedeniyle alım gücü hızla kaybolan asgari ücretle insan onuruna yaraşır bir yaşam sürdürmek imkânsızdır. Ülkemizde hızla ortalama ücrete dönüşmesi ve asgari geçim için oldukça yetersiz kalması nedeniyle, asgari ücrete dönük istem ve beklentiler haklı olarak yükseliyor. Çünkü asgari ücret, tüm çalışanları ve onların ailelerinin yaşam koşullarını ilgilendiriyor.

Türkiye, Avrupa Birliği'nde en düşük asgari ücrete sahip ülkelerden biri olmasının yanı sıra, asgari ücretle çalışan oranının da en yüksek olduğu ülkedir. Ülke, hızla asgari ücretliler toplumuna dönüşüyor. Ülke çapında asgari ücretlileşme süreci hızlanıyor. Asgari ücret ile ortalama ücretler arasındaki makas kapanıyor. Milyonlarca işçi, yasal hakları olmasına rağmen asgari ücretin altında, hatta yarısının bile altında çalışmaya zorlanıyor. Türkiye'de milyonlarca işçi asgari geçim için yetersiz olan asgari ücretle geçinmeye çalışırken, milyonlarca işçi de asgari ücret dahi alamıyor. Milyonlarca emeklinin maaşı da asgari ücretin yüzde 41 altında. Giderek artan bir biçimde daha çok emekçi asgari ücrete yakın ücretlerle çalışır hale geliyor. Asgari ücretteki artışın diğer emek gelirlerine yansımaması, hem özel sektörde hem kamuda; maaş ile ücret artışlarının en fazla resmi enflasyon oranında artırılması, asgari ücreti ortalama ücret haline getiriyor. Türkiye'de emek gelirleri artışının sınırlı bırakılması asgari ücret ile diğer ücretlerin arasındaki makasın kapanmasına ve asgari ücret civarı bir ücretle çalışanların oranının artmasına sebep oluyor.

Asgari ücretin yeniden belirlendiği Aralık 2021'den önce, 3,4 milyon işçi (bütün ücretli çalışanların yüzde 18'i) asgari ücretin altında bir ücretle çalışmakta iken, asgari ücret ve altında bir ücretle yaşamını sürdürmek zorunda olan işçilerin sayısı 6,3 milyon (bütün ücretli çalışanların yüzde 33,8'i) civarındaydı. Bu rakamların bugün daha da artmış olduğu ve ücretli çalışanların büyük bölümünün ücretlerinin asgari ücret düzeyinde olduğu söylenebilir.

Dolar cinsinden asgari ücret en düşük seviyesinde

2008'de 371 ABD doları eşdeğeri olan asgari ücret 2016'da 430 dolara yükseldi. Sonra ekonomik ve siyasal istikrarsızlığa bağlı olarak asgari ücret dolar cinsinden gerilemeye başladı. 2021 yılı ortalama kuruna göre asgari ücret 336 ABD doları iken, Mayıs 2022 güncel kurlarına göre yüzde 15 gerileyerek 284 dolara düştü.

2.4.2 ENERJİSİ KESİLEN MİLYONLAR

Yoksulların enflasyonunun varsıllara göre çok daha yüksek olduğu, gelir dağılımının eşitsiz ve bozuk olduğu ülkemizde enerji yoksulluğu sorunu giderek ağırlaşmaktadır.

Günümüz Türkiye'sinde, art arda gelen zamlarla, aileler her ay tutarı daha fazla artan enerji, su vd. faturalarını ödemekte zorlanmakta ve ödeyemedikleri için elektriği, gazı ve suyu kesilen konut sayısı yüz binlerle belirtilmektedir.

CHP Bursa Milletvekili Erkan Aydın'ın elektrik ve doğalgaz kesintileriyle ilgili 22 Aralık'ta Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Fatih Dönmez'in yanıtlanması istemiyle Meclis'e sunduğu soru önergesindeki; “2021 Ocak ayından 2021 yılının Aralık ayı sonuna kadar kaç hanenin elektriği kesildi? Hala kesik olan konut sayısı kaçtır? Vatandaşlarımızın elektrik şirketlerine ne kadar toplam borcu bulunmaktadır? 2021 Ocak-2021 Aralık ayı arasında kaç hanenin doğalgaz sayacı kapatılmıştır? Vatandaşlarımızın toplam ne kadar doğalgaz borcu bulunmaktadır?” sorularına ETK Bakanı Dönmez tarafından verilen cevapta;

- 2021 yılında 182 milyon 725 bin 236 doğalgaz faturasının düzenlendiğini, bu faturalardan 1 milyon 78 bin 18'i ödenmediği için, ödemeyen abonelerin gazının kesildiğini,
- 333 milyon 764 bin 689 elektrik faturasının düzenlendiğini, bu faturalardan 2 milyon 970 bin 505'i ödenmediği için, ödemeyen abonelerin gazının kesildiğini,
- Ödemeyen borç miktarının elektrikte 850 milyon 141 bin 98 TL, doğalgazda ise 368 milyon 510 bin 739 TL olduğu belirtildi.¹

Ancak Bakanın verdiği gaz ve elektrik kesme vaka sayılarında, 2021 içinde kaç abonenin gazının ve elektriğinin ödemeyen borç nedeniyle ve ne kadar süreyle kesildiği, abonelerin ne kadarının kaç gün süre sonunda kesintiye neden olan borçlarını ödeyebildikleri ve kaç abonenin borçlarını ödeyemedikleri için doğalgaz ve elektrik sözleşmelerinin feshedildiği bilgileri yoktur.

ETKB Dönmez, borcundan dolayı elektriği kesilen abone sayısını, 197.000 mesken abonesi olmak üzere 278.000 olarak açıklamıştı.²

Gerek elektrik gerekse doğalgaz borçlarını ödeyemeyen abonelerin toplam borç miktarları, belirli tercihli sermaye gruplarına aktarılan kamu kaynakları ile kıyaslandığında çok düşük kalmalarına karşın, iktidar göz ardı ettiği kesimlere bu desteği vermekten sakınmış, milyonlarca yurttaşın soğukta ve karanlıkta kalmasına ilgisiz ve duyarsız kalmıştır.

2.4.3 DOĞALGAZ FİYATLARI

İktidar, 2019 Mart ayında yapılacak yerel seçimler öncesinde bir seçim yatırımı olarak BOTAŞ'ın doğalgaz satış tarifelerinde konutlar ve küçük işletmeler için yüzde 10, elektrik santralleri için yüzde 8,8 indirim yaptırmıştı. Ancak, seçimlerden sonra yapılan zamlarla, 2019 içinde doğalgaz satış fiyatları konut ve küçük işletmeler için yüzde 41,1, büyük sanayi için yüzde 14,1, elektrik santralleri için yüzde 3,8 arttı. Bütün dünyayı olduğu gibi ülkemizi de yakından etkileyen korona salgını dönemi olan 2020'de ise, konut ve küçük işletmelere satış fiyatı aynı kalırken, büyük sanayiye yüzde 8,8, elektrik santrallerine yüzde 11,6 indirim yapılmıştır.

2021 içinde ise, politika değişmiş ve doğalgaz fiyatlarına her ay zam yapılmıştır. Satış fiyatları konut aboneleri için yüzde 47,1, küçük sanayi işletmeleri için yüzde 76,6, büyük sanayi işletmeleri için yüzde 345,5, elektrik santralleri için yüzde 290,4 artmıştır. Zam furyası, 2022'nin ilk dört ayında da devam etmiş, BOTAŞ bu dönemde doğalgaz satış fiyatlarını konutlar için yüzde 35, küçük ve büyük işletmeler için yüzde 50, elektrik santralleri için yüzde 94,8 artırmıştır.

Sonuçta 31.12.2018-01.05.2022 arası son kırk aylık dönemde, BOTAŞ doğalgaz fiyatları konutlarda yüzde 153,9, küçük işletmelerde yüzde 238,6, büyük sanayide yüzde 599, elektrik santrallerinde yüzde 805,5 artmıştır. Aynı dönemde TÜFE artışının yüzde 114,19 olduğu dikkate alındığında, BOTAŞ'ın doğalgaz satış fiyatlarındaki artışın enflasyon oranından yüzde 34,8–605,6 daha fazla olduğu görülebilir.

¹ <https://www.gazeteduvar.com.tr/bakan-donmez-2021de-2-milyon-970-bin-abonenin-elektrigi-kesildi-haber-1561926>.

² <https://www.trthaber.com/haber/ekonomi/bakan-donmez-meskende-elektrigi-kesik-abone-sayisi-197-bin-674946.html>.

2021 ve 2022 içinde yapılan yüksek oranlı zamlarla, sübvansiyon büyük sanayi işletmeleri ve elektrik santralleri için tamamına yakın düzeyde kaldırılmıştır. Konutlar ve küçük işyerlerine yönelik sübvansiyon sürmektedir. Doğalgaz faturaları, BOTAŞ'ın yaptığı zamların yanı sıra özel doğalgaz dağıtım şirketlerinin BOTAŞ'tan aldıkları gazın fiyatına ekledikleri ve sürekli artan Sistem Kullanım Bedelleri ile artmaktadır. Sistem Kullanım Bedelleri, EPDK tarafından her dağıtım bölgesi ve şirketi için ayrı ayrı belirlenmektedir. Fiyat artışlarının sürekli olarak yansıtıldığı sistem kullanım bedeli, faturanın yaklaşık yüzde 16'sını, KDV ve ÖTV de yüzde 16'sını oluşturmaktadır. Sistem kullanım bedeli ve vergiler, tüketicinin ödediği tutarın üçte birine yakındır.

Tablo 2.4.1 Doğalgaz Fiyat Artışları (2018-2022)

Abone Grubu	31.12.2018	01.01.2019		01.01.2020		01.01.2021		01.01.2022		01.05.2022		Toplam Artış %
	Fiyat	Fiyat	Değişim %	Fiyat	Değişim %	Fiyat	Değişim %	Fiyat	Değişim %	Fiyat	İlk 5 Ay Artış Değişim %	
Konut	0,988904	0,890014	-% 10,0	1,2562	% 41,1	1,264169	% 0,6	1,86018	% 47,1	2,511119	% 35,0	%153,9
1. Kademe 300.000 m³ / yıla kadar	0,988904	0,890014	-% 10,0	1,2562	% 41,1	1,264169	% 0,6	2,232141	% 76,6	3,348212	% 50,0	%238,6
2. Kademe 300.000 m³ / yıl üstü	1,351527	1,351527	% 0,0	1,55	% 14,7	1,414	-% 8,8	6,3	% 345,5	9,450000	% 50,0	%599,0
Elektrik Üretimi	1,7	1,55	-% 8,8	1,6	% 3,2	1,414	-% 11,6	5,52	% 290,4	10,75	% 94,8	%805,5

2.4.3.1 Ankara ve İstanbul Örnekleri

2018-2022 dönemine ait temel bazı ekonomik göstergeler ve elektrik ve doğalgaz fiyatlarının gelişimi ile İstanbul ve Ankara'da konut abonelerinin Nisan 2022 fiyatları ile aylık ortalama elektrik, gaz, su, iletişim bedellerinin toplamı ve bu toplamın asgari ücretli bir işçinin ücreti içindeki payı Tablo 2.4.2, 2.4.3 ve 2.4.4'te görülmektedir.

Tablo 2.4.2 2018 Aralık–2022 Mayıs Arasında Bazı Göstergelerdeki Artışlar

Gösterge	2018 Aralık–2022 Mayıs Dönem Artışı (%)
TÜİK Enflasyon	129,7
Yeniden Değerlendirme Oranı	125,39
Asgari Ücret*	165,3
Konut Elektrik Fiyatı (8kWh/gün)	110,5
Konut Elektrik Fiyatı (8kWh/gün üstü)	215,6
İstanbul Doğalgaz Fiyatı	159,6
Ankara Doğalgaz Fiyatı	138,9

Tablo 2.4.3 İstanbul'da Hane Halkı Aylık Ortalama Elektrik, Doğalgaz ve Su Harcamaları (Mayıs 2022 Fiyatlarıyla)

Harcama Türü	Aylık Tüketim	Birim Fiyat	Tutarı (TL)
Elektrik	240 kWh	1,2569 TL/ kWh	301,66
Doğalgaz	73 m ³	3,8476 TL/m ³	280,88
Su ve Atık Su	15 m ³	7,62 TL/m ³	114,30
Telefon ve internet			311,00
Toplam			1.007,84

Aylık harcamaların, 4.253,40 TL olan asgari ücrete oranı % 23,70'dir.

Tablo 2.4.4 Ankara'da Hane Halkı Aylık Ortalama Elektrik, Doğalgaz ve Su Harcamaları (Mayıs 2022 Fiyatlarıyla)

Harcama Türü	Aylık Tüketim	Birim Fiyat	Tutarı (TL)
Elektrik	240 kWh	1,2569 TL/kWh	301,66
Doğalgaz	80 m ³	3,7154 TL/m ³	297,23
Su ve Atık Su	15 m ³	8,98 TL/m ³	134,70
Telefon ve İnternet			311,00
Toplam			1.044,59

Aylık harcamaların, 4.253,40 TL olan asgari ücrete oranı % 24,56'dir.

2.4.4 İVEDİ OLARAK YAPILMASI GEREKENLER

Çok ciddi bir sorun olan ve giderek çoğalan enerji yoksulluğunun yakıcı etkilerini azaltmak için enerji yoksullarına kamusal destekler artırılmalı ve genişletilmelidir. Odamız ve Elektrik Mühendisleri Odasının yıllardır dile getirdiği, bir ailenin aylık asgari elektrik tüketiminin 230 kilovat saat olduğu gerçeğini görmezden gelen siyasi iktidar, fahiş elektrik ve doğalgaz zamlarını protesto eylemlerinin yaygınlaşması üzerine konutlara 1. kademe tüketim sınırını 240 kilovat saate yükseltmek zorunda kalmıştır. Düşük gelirli ailelere yapılan elektrik yardımının üst sınırı ise hala 150 kilovat saattir. 2 milyon 140 bin hanenin 150 kilovat saate kadar tüketimlerini devlet karşılamaktadır. Bu uygulama derhal gözden geçirilmeli, hanede yaşayan kişi sayısından bağımsız olarak yoksul ailelerin 240 kilovat saate kadar tüketimlerinin tamamı kamu tarafından karşılanmalıdır.

Bireysel ısınma ile ısınan bir konutun yıllık doğalgaz tüketimi, örneğin Ankara'da 960 m³'tür. Mayıs ayı BaşkentGaz satış fiyatlarıyla, bu tüketim için ödenecek miktar 3.566,78 TL'dir. Düşük gelirli ailelere yapılacağı açıklanan 450-1.150 TL yardım, yıl içinde hiç yeni zam yapılmasa bile, ödenecek gaz bedelinin yalnızca yüzde 12,6-33,2'sini karşılamaktadır. Bugün yardıma ihtiyaç duyan bir hanenin doğalgaz için ödeyeceği paranın yalnız sekizde biri ile üçte birini karşılayan destek düşük ve yetersizdir. Destek tutarı, yıllık gaz ihtiyacı olarak ödenecek gaz bedeline eşitlenmeli ve kapsamı tüm düşük gelirli aileleri kapsayacak şekilde genişletilmelidir. Ayrıca yerel yönetimler bedelsiz veya düşük bedelle su desteği vermelidir.

Enerji girdileri ve ürünlerindeki yüksek vergiler düşürülmeli, elektrik faturalarına eklenerek konut abonelerinden zorla tahsil edilen kayıp/kaçak bedeli ve dağıtım şirketlerine ilave kazançlar sağlayan tüm kalemler iptal edilmelidir.

Konutlarda temel ihtiyaçlardan olan elektrik, doğalgaz, su ve iletişim, çağdaş insan yaşamının temel unsurlarıdır. Yurttaşların bu temel ihtiyaçları KDV, Özel İletişim Vergisi vb. vergilerden muaf olarak karşılanmalıdır.

ÖZGEÇMİŞ



Oğuz Türkyılmaz
oguz.turkyilmaz@mno.org.tr

1951'de Ankara'da doğdu. 1973'te ODTÜ Endüstri Mühendisliği Bölümünden mezun oldu.

1973-1976 arasında Etibank'ta çalıştı. 1976-1977 döneminde TMMOB Makina Mühendisleri Odası Genel Merkez Yönetim Kurulunda İkinci Başkan ve yönetici olarak görev yaptı.

1977-1980 döneminde TMMOB'de Genel Sekreter Yardımcısı olarak çalıştı.

1980'de Demokrat Gazetesi Ankara Bürosunda araştırma servisi şefliği görevini üstlendi. 1982'den bu yana özel sektörde çeşitli kuruluşlarda mühendis ve yönetici olarak çalıştı. Halen müşavirlik yapıyor.

Üyesi Olduğu Kuruluşlar:

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Üyesi ve Enerji Çalışma Grubu Başkanı.

TMMOB Enerji Çalışma Grubu 2. Başkanı.

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Üyesi, (2005-2014 Yönetim Kurulu Üyesi).

ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu Üyesi.

21. Yüzyıl İçin Planlama Grubu Üyesi.

Yayımlar:

Türkiye'de Pamuklu Tekstil Sanayinin Tarihsel Gelişimi ve Bugünü, Kolektif, TMMOB Makina Mühendisleri Odası Yayını.

ABD Emperyalizmi ve Ortadoğu, Kolektif, İMGE Kitabevi.

Capitalism's Deadly Threat, Kolektif, Transform Europe, Merlins Press.

Anti Emperyalizm ve Bağımsızlık Fikri, Kolektif, Sol Kültür Yayınları.

Potential and development of hydroelectric power in Turkey, Kolektif, Elsevier.

21. Yüzyılda Planlama, Kolektif, Nika Yayınevi.

Hazırlık çalışmalarını üstlendiği, yazarı olduğu, makalesi bulunduğu, editörlüğünü ve eş editörlüğünü yaptığı doğalgaz ve enerji konulu çok sayıda rapor ve Türkiye'nin Enerji Görünümü (2010, 2012, 2014, 2016, 2018, 2020) Raporları, TMMOB Makina Mühendisleri Odası tarafından yayımlandı.

Doğal Gaz, Mühendis ve Makina, Ekonomik Forum, Elektrik Mühendisliği, EMO Enerji, Cumhuriyet Enerji Eki, Çevre Mühendisleri Odası, ODTÜ Mezunlar Derneği, ESM, Insight Turkey, Perspectives dergilerinde, BirGün gazetesinde, SBF KAYAUM Planlama Kurultayları kitaplarında yazıları yayımlandı.

Ulusal ve uluslararası ölçekte çok sayıda bilimsel ve teknik kongreye çağrılı konuşmacı ve bildiri sahibi olarak katıldı, panelist ve oturum yöneticisi olarak görev yaptı. UNDP etkinlik ve projelerinde çalıştı. Birçok radyo ve TV programına katıldı. Birçok üniversitede konferans ve seminerler verdi. İngilizce ve Fransızca biliyor.

2.5 ÖZEL ELEKTRİK ÜRETİCİLERİNE GÜZEL DESTEKLER ARTARAK DEVAM EDİYOR, BEDELİNİ YURTTAŞLAR ÖDÜYOR

Orhan AYTAÇ
Makina Mühendisi

Ülkemizde başlangıcı 1980'lere dayanan elektrik enerjisi sektörünün özelleştirilmesi/piyasalaştırılması sürecinde Yap-İşlet, Yap-İşlet-Devret, İşletme Hakkı Devri, Varlık Satışı gibi özelleştirme modelleri uygulanmış ve özel firmaların serbest üretici olarak yeni elektrik santralleri yapmaları teşvik edilmiştir. Öte yandan kamu kurumlarının yeni üretim yatırımları yapmasının önüne geçilmiştir. Bu dönemde, özel elektrik üretim ve dağıtım şirketlerine sağlanan destekler; doğrudan transferler, maliyet sübvansiyonları, vergi muafiyetleri, satış fiyatı ve yatırım desteklerinin yanı sıra arazi ve şebeke bağlantısı gibi kıt kaynaklara erişim konusunda sağlanan imtiyaz ve öncelikler, kamu varlıklarının tahsisi gibi çeşitli biçimlerde olmuştur.

Son yıllarda elektrik üretim şirketlerine işletme aşamasında verilen hesaplanabilir destekler, Mayıs 2020'de yayımlanan TMMOB Makina Mühendisleri Odası *Türkiye'nin Enerji Görünümü 2020* Oda Raporu'nda¹ ve Kasım 2020'de yayınlanan *Türkiye Enerjide Nereye Gidiyor* Oda Raporu'nda² ele alınmıştır. Bu çalışmalarda belirtildiği gibi; yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğe ABD doları bazında ve yerli kömürden elektrik üreten santrallerin üretimlerinin bir bölümüne TL bazında (dönemsel olarak güncellenen) sabit fiyat ile alım garantisi verilmesi; bazı elektrik üreticilerinin piyasa ortalama satış fiyatından (EPIAŞ dönemsel ortalama Piyasa Takas Fiyatı) daha yüksek fiyatlarla elektrik satmalarını sağlamakta olup; ayrıca bazı santrallara da üretimlerinden bağımsız olarak Kapasite Mekanizması adı altında da ödeme yapılmaktadır. Ayrıca doğalgaz yakıtlı santrallara maliyetinin altında bedel ile gaz satışı, yerli kömür santrallerine çevre izni teşviki ve özelleştirilen yerli kömür yakıtlı santrallerin çevre mevzuatına uyum tarihinin ötelenmesi ve sonra çevre mevzuatına aykırılıklarına göz yumulması şeklinde destekler de söz konusudur.

Bu çalışmamızda, anılan bu ilave ödeme ve destekler 2021 sonu itibariyle irdelenmekte, ayrıca Piyasa Takas Fiyatı kavramı tartışmaya açılmaktadır.

2.5.1 YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI DESTEKLEME MEKANİZMASI (YEKDEM) KAPSAMINDAKİ ÖDEMELER

Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminin ciddi oranda artmasını sağlayan YEKDEM'in, 2010 yılında belirlenen enerji alım fiyatlarının, başlangıçta o günün maliyetleri ile uyumlu olduğu görülmektedir. Ancak yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretim teknolojilerindeki gelişme eğilimi ve bu gelişmelerin getirisi olarak yatırım maliyetlerinde büyük düşüşler olacağı öngörülmesine rağmen, 2013 yılındaki Bakanlar Kurulu Kararı ile 2016-2020 döneminde de YEKDEM'e önceki

¹ *Türkiye'nin Enerji Görünümü 2020 Oda Raporu*

(<https://www.mmo.org.tr/kitaplar/turkiyenin-enerji-gorunumu-2020>), Bölüm 16.2 "Özel Elektrik Üretim Şirketlerine Sağlanan 'Özel ve Güzel' Destekler".

² *Türkiye Enerjide Nereye Gidiyor? Oda Raporu*

(https://www.mmo.org.tr/sites/default/files/turkiye_enerjidenereyegidiyor.pdf). Bölüm 6. "Elektrik Üretim Şirketlerine İlave Ödemeler Yapılıyor, Elektrik Fiyatları Artıyor".

şartlarla devam edilmesi kararlaştırılmıştır.³ Böylece, maliyetler düşerken yüksek alım fiyatları uygulanmıştır. Sonuçta, özel firmalarca üretilen elektrik enerjisine yüksek fiyatla alım garantisi verilmesi, çok büyük santrallerin bu uygulamadan yararlandırılmaları, öz tüketim şartının (özellikle gerçek sahiplerinin kimlikleri konusunda çeşitli iddialar öne sürülen ve kurulu gücü toplamda 7.000 MW'a yaklaşan lisanssız GES'lerde) hakkıyla uygulanmaması ve denetimsizlik iştah kabartmış ve bir yandan doğayı-çevreyi olumsuz yönde etkileyen birçok yatırıma yol açılmış, diğer yandan da yurttaşların elektrik faturalarının tutarı yükselmiştir. Özel sektöre ait akarsu HES, rüzgâr, jeotermal ve güneş santrallerinin neredeyse tamamı, ayrıca bazı büyük Barajlı HES'ler de YEKDEM desteğinden yararlanmıştır ve yararlanmaya devam etmektedir. 2020 ve 2021 yıllarında Türkiye toplam elektrik tüketiminin yaklaşık dörtte biri YEKDEM kapsamındaki tesislerden alınmıştır.

Tablo 2.5.1 YEKDEM Kapsamında Gerçekleşen Toplam Ödemeler ve Piyasa Takas Fiyatının Üzerindeki Ödemeler (2018–2021)

YIL	PİYASA TAKAS FİYATI (AĞIRLIKLIL YILLIK ORTALAMA, EPDK) (TL/MWh)	ÜRETİM (GWh)	TOPLAM ÖDENEN (MİLYON TL)	PİYASA ORTALAMA SATIŞ FİYATININ ÜZERİNDEKİ ÖDEME (MİLYON TL)
2018	233,10	62.505,40	26.171	11.601
2019	268,44	78.676,60	38.037	16.917
2020	285,9	73.404,80	46.335	25.351
2021	507,85	74.156,25	61.442	23.782
TOPLAM		214.586,80	110.543	77.651

Önceki yıllar da dikkate alındığında 2012-2021 döneminde piyasa fiyatına göre yaklaşık 92,55 milyar TL fazla ödeme yapıldığı sonucuna varılmaktadır.

2.5.2 KAPASİTE MEKANİZMASI

Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği, 20 Ocak 2018 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanmış ve daha bir senesi dolmadan 10 Kasım 2018 ve 9 Ocak 2019'da yayımlanan değişiklik yönetmelikleriyle, yararlanma kriterleri ve ödeme sistemi esastan değiştirilmiştir.

“Kapasite mekanizması” bazı ülkelerde arz eksikliği riski olduğu durumlarda uygulanmaktadır. Ülkemizde de kapasite mekanizmasının ilk gündeme geldiği 2006-2007 yıllarında amaç, hızla artan talep karşısında arz güvenliğinin sağlanmasıydı. Şimdi ise, yapılan plansız yatırımların ardından arz fazlalığı ortamında, özel şirketlere ek destek sağlamanın yöntemlerinden birisi olarak görülmektedir.

Yönetmelik'in 2018 yılında uygulanan ilk halindeki kriterlere göre; bu sisteme dâhil olabilecekler yerli kömür, doğalgaz ve yerli kömür yakması halinde ithal kömür santralleridir. Bütçe sınırları içindeki ödemede öncelik yerli linyit, taş kömürü ve asfaltit santrallerine verilmektedir. Kamu, YEKDEM, YİD, Yİ, İHD kapsamındaki santraller ile hidroelektrik, rüzgâr ve güneş santralleri kapsam

³ YEKDEM mevzuatı ve gelişimi bu Raporun “6.6 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Üretimini Destekleme Mekanizması (YEKDEM)” bölümünde detaylı olarak ele alınmıştır.

dışındadır. Başvuruları kabul edilen özel sektör santrallarına, maliyetleri piyasada oluşan fiyatın, kaynak çeşidine göre hesaplanan teorik birim maliyetin altında kalması (ve doğal olarak o santralin bu nedenle satış yapamaması veya zarar etmesi) halinde, üretim yapmadıkları (veya zararına satış yaptıkları) süre için bir bütçe sınırları içinde TEİAŞ tarafından ilave ödeme yapılması imkânı getirmektedir.

Yönetmelik'te 2019 yılında yapılan değişiklikle, başlangıçta kapsam dışı olan hidroelektrik santrallar kapsam içine alınmış; diğer bazı kriterler de firmaların lehine esnetilmiştir. Ödeme parametreleri de değiştirilerek; sisteme kayıtlı santrallar için piyasa takas fiyatından ve süreden bağımsız olarak, kaynak tipine göre aylık bütçeden faydalanma oranı saptanması, santralin kurulu gücünün o kaynak tipinin toplam kurulu gücü oranına göre ödeme yapılması benimsenmiştir.

Bir yandan ihtiyacın üzerinde kapasite olmasına rağmen, bürokratik formalitelerini yerine getiren yatırımcılar için yeni santral yatırımlarına kolaylıkla izin verilmekteyken, diğer yandan EPDK tarafından Mayıs 2021'de gerçekleştirilen yönetmelik değişikliği ile (kapsam bir kez daha genişletilerek) daha önce kapsam dışı olan Yİ (Yap İşlet) santralların ve yaşı 13 yıldan büyük olan ithal yakıtlı santralların da, verimlilik oranları %50'nin üzerinde olması kaydıyla, 1 Temmuz 2021'den itibaren Kapasite Mekanizmasından faydalanmaları sağlanmıştır. 2021 bütçesi 2,6 milyar TL olarak açıklanmasına rağmen, Yönetmelik'te yapılan değişiklikler nedeniyle, yılsonu ödemeler toplamı 2,85 milyar TL olmuştur.

Aralık 2021'de yayımlanan yeni yönetmelikle mekanizmadan faydalanma kriterleri aynı kalmış, ödeme hesaplama yöntemi değiştirilmiştir. 2022 yılıbaşıdan itibaren yürürlüğe giren yeni yönetmeliğe göre aylık bütçenin yüzde ellisi üretim dikkate alınmadan kurulu güç oranında dağıtılacak, diğer yüzde ellisi ise santralların kaynak bazındaki maliyetlerinin PTF üzerinde olduğu zaman dilimlerinde oluşan kümülatif maliyet farkına göre dağıtılacaktır. Maliyet hesaplamasına esas olan kaynak-yakıt bazında sabit maliyet bileşenleri ve değişken maliyet bileşenleri ile bunların güncellenmesine ilişkin hükümler EPDK Kurul kararı ile belirlenecektir.

2022 yılı bütçesi EPDK tarafından 3 milyar TL olarak belirlenmiştir. TEİAŞ tarafından ilan edilen Ocak, Şubat ve Mart ayları ödeme listelerine göre, önceki yıllarda bu ödemelerden en büyük payı yerli kömür santralları almışken, 2022'nin ilk üç ayında en büyük pay doğalgaz santrallarına aittir.

Tablo 2.5.2 Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Ödemelerinin Dağılımı
(1 Ocak 2018–31 Mart 2022)

YAKIT / KAYNAK	KAPASİTE MEKANİZMASI									
	2018		2019		2020		2021		2022 Ocak-Mart	
	SANTRAL SAYISI	ÖDENEN (Milyon TL)	SANTRAL SAYISI	ÖDENEN (Milyon TL)	SANTRAL SAYISI	ÖDENEN (Milyon TL)	SANTRAL SAYISI	ÖDENEN (Milyon TL)	SANTRAL SAYISI	ÖDENEN (Milyon TL)
KÖMÜR (YERLİ) (*)	14 Adet	654,8	15 Adet	1.133,6	15 Adet	1.183,18	15 Adet	1.534,65	15 Adet	105,42
DOĞAL GAZ	12 Adet	718,3	12 Adet	632,4	15 Adet	816,67	18 Adet	1.075,09	18 Adet	452,88
HİDROLİK	---	---	10 Adet	126,3	10 Adet	155,31	10 Adet	165,35	10 Adet	44,16
KÖMÜR (İTHAL+YERLİ) (**)	3 Adet	34,1	6 Adet	107,7	5 Adet	45,07	8 Adet	77,56	8 Adet	2,44
TOPLAM	28 Adet	1.407,1	43 Adet	2.000,0	45 Adet	2.200,23	51 Adet	2.852,65	51 Adet	604,90

(*) 9 Adedi özelleştirilen santrallar

(**) Bu kapsamda başvurusu kabul edilmesine rağmen ithal kömür yerli kömürle karıştırılarak yakılma işlemi gerçekleştirilmeyen santrallar mevcuttur. Bunlara ödeme yapılmamıştır

2.5.3 YERLİ KÖMÜR YAKITLI SANTRALLARDAN PİYASA TAKAS FİYATININ ÜZERİNDE BEDEL İLE (GARANTİLİ) ELEKTRİK ALIMI

EÜAŞ'ın kömür santrallarının özeleştirilmesiyle santralları satın alan özel şirketler ve 2014-2016 arasında yeni yerli kömür santralları kuran özel yatırımcıların istemiyle, yerli kömür kaynaklarından elektrik üretim maliyetlerinin piyasada oluşan elektrik satış bedellerinden fazla olduğu gerekçesiyle, 4 Ağustos 2016 tarih ve 2016/9096 sayılı Bakanlar Kurulu kararıyla bu santralların üretimlerinin belirlenecek bir kısmının, TETAŞ (artık EÜAŞ) tarafından piyasa fiyatından daha yüksek bedel ile (piyasa fiyat dalgalanmalarından bağımsız olarak, daha önce saptanmış olan sabit birim fiyat üzerinden) alınmasını temin edecek düzenlemeler yapılmıştır.

TETAŞ, yerli kömür santrallarından Eylül-Aralık 2016'da 6 milyar kWh elektrik enerjisini 185 TL/MWh birim fiyatıyla satın almıştır. Bu uygulamaya 2017 yılında aynı birim fiyat ile devam edilmiş ve TETAŞ 18 milyar kWh enerji satın almıştır. Santrallar bunun dışındaki üretimlerini elektrik piyasasında satmaya devam etmişlerdir.

2018 ve daha sonrasına yönelik olarak ise, birim fiyatın her yıl tekrar belirlenmesi yerine enflasyona göre artış öngörülmüş, 2018 yılı birinci çeyrek dönemi için belirlenen birim fiyat 201,35 TL/MWh olarak saptanmış, 2018 yılı ikinci çeyrek döneminden itibaren 2024 yılı sonuna kadar her çeyrek dönem için birim fiyatın ÜFE/TÜFE'ye göre artırılması kararlaştırılmış ve bu kapsamda alınacak enerji miktarı, santralların öngörülen üretimlerinin yarısı olarak belirlenmiştir. Fiyat güncelleme formülü 2020 yılbaşından itibaren TÜFE ve ÜFE'nin yanı sıra ABD doları kurunu da içerecek şekilde değiştirilmiş ve ayrıca fiyatlar 5-5,5 dolar-sent/kWh aralığı ile sınırlandırılmıştır.

EÜAŞ tarafından yıllık olarak alınması planlanan elektrik enerjisi miktarı ilan edilmekte ve ardından ilgili üreticilerle yıllık elektrik satış anlaşması (ESA) yapılmaktadır. Ancak bu düzenlemeden yararlanan santrallardan alınan elektrik miktarının santrallara göre dağılımı ve yapılan ödemeler kamuoyuna açıklanmamaktadır. Birçok konuda olduğu gibi bu konuda da şeffaflık yoktur. Yıllık planlama bilgilerinden yola çıkarak tarafımızdan hesaplanan PTF üzeri yıllık ödeme tutarları Tablo 2.5.3'te verilmiştir.

2021 yılının ikinci yarısında ve özellikle son üç ayda PTF'nin çok yüksek düzeyde gerçekleşmesi nedeniyle sabit alım fiyatı ile PTF arasındaki fark azalmıştır. Bu eğilimin 2022 yılında da devam edeceği hatta sabit alım fiyatının PTF'nin altında kalabileceği öngörüsü nedeniyle şirketler EÜAŞ'nin 2022 yılı duyurusuna olumlu cevap vermemiş, başvuruda bulunmamışlardır.

Tablo 2.5.3 Yerli Kömür Yakıtlı Santrallardan Piyasa Takas Fiyatının Üzerinde Bedel ile Alınan Elektrik Miktarı ve Ödemeler

	Eylül-Aralık 2016	2017	2018	2019	2020	2021
ALIM MİKTARI (GWh)	6.000	18.000	20.815	24.004	28.260	28.862
ALIM FİYATI (TL/MWh)	185	185	201,35 + 3'er aylık eskalasyon	285,00 + 3'er aylık eskalasyon	313,4 + 3'er aylık eskalasyon	399,3 + 3'er aylık eskalasyon

Sabit birim fiyat ile elektrik alımının, **tümünün**, ilgili dönemde Piyasa Takas Fiyatının sabit alım fiyatından düşük olduğu saatlerde yapılacağı **kabulüyle**:

YAKIT / KAYNAK	TAHMİNİ İLAVE ÖDENEN (Milyon TL)					
	Eylül-Aralık 2016	2017	2018	2019	2020	2021
KÖMÜR (İTHAL+YERLİ)	-----	-----	42	76	89	345
KÖMÜR (YERLİ)	300	800	958	2.024	2.169	5.464
TOPLAM	300	800	1.000	2.100	2.258	5.809

Eylül 2016 - Aralık 2021 döneminde PTF üzeri ödeme : Yaklaşık 12,27 milyar TL

2.5.4 DOĞALGAZ YAKITLI SANTRALLARA MALİYETİNİN ALTINDA BEDEL İLE GAZ SATIŞI

Özel elektrik üreticilerine sağlanan temel yakıt maliyeti desteği, sübvansiyonlu doğalgaz satışı yoluyla olmuştur. BOTAŞ, konutlara ve ticari tüketicilere olduğu gibi, doğalgaz yakıtlı elektrik santrallarına da (Yİ, YİD ve EÜAŞ santralları hariç) maliyetinin altında satış fiyatı uygulamaktadır.

BOTAŞ'ın ithalat bedelleri ilan edilmemektedir. Konuyu yakından takip eden uzmanların ilettikleri 2018-2021 dönemi tahmini ortalama aylık ithalat birim bedelleri ile bu bedellere kapasite, iletim, depolama bedelleri ve tahmini genel giderlerin ilavesiyle oluşan tahmini toplam birim maliyetler, ilan edilen tarifelere göre BOTAŞ'ın elektrik üreticilerine satış fiyatı ve ilgili ayın ortalama TL-ABD doları kuru Tablo 2.5.4'te verilmiştir.

Santralların doğalgaz sarfiyatı (toplam tüketim ve üretilen elektrik üzerinden) ortalama yaklaşık 0,2 m³/ kWh olarak saptanmıştır. Doğalgaz santrallarının yıllık üretimi TEİAŞ verilerinden, her bir Yİ-YİD ve EÜAŞ santralının yıllık üretimleri EPIAŞ Şeffaflık Platformundan alınmıştır.

Tablo 2.5.4 BOTAŞ'ın Tahmini Doğalgaz İthalat Bedeli ve Maliyeti (2018–2021)

	OCAK	ŞUBAT	MART	NİSAN	MAYIS	HAZ.	TEM.	AĞUS.	EYLÜL	EKİM	KASIM	ARALIK
2018												
Tahmini Doğalgaz İthalat Bedeli (\$/1000m ³)	245	245	245	249	249	249	264	264	264	300	300	300
TAHMİNİ MALİYET (\$/1000m ³)	261	261	261	265	265	265	280	280	280	318	318	318
BOTAŞ Doğal Gaz fiyatı TL/sm ³	0,800	0,800	0,800	0,878	0,878	0,878	0,878	1,312	1,700	1,700	1,700	1,700
TL - \$ Kuru	3,77	3,76	3,81	3,96	4,12	4,60	4,63	4,93	6,63	5,97	5,58	5,20
2019												
Tahmini Doğalgaz İthalat Bedeli (\$/1000m ³)	282	282	282	264	264	264	260	260	260	232	232	232
TAHMİNİ MALİYET (\$/1000m ³)	300	300	300	281	281	281	277	277	277	248	248	248
BOTAŞ Doğal Gaz fiyatı TL/sm ³	1,570	1,529	1,558	1,646	1,752	1,711	1,673	1,643	1,692	1,670	1,682	1,682
TL - \$ Kuru	5,34	5,20	5,30	5,60	5,96	5,82	5,69	5,59	5,76	5,68	5,72	5,85
2020												
Tahmini Doğalgaz İthalat Bedeli (\$/1000m ³)	240	240	240	232	232	232	188	188	188	173	173	173
TAHMİNİ MALİYET (\$/1000m ³)	257	257	257	249	249	249	204	204	204	188	188	188
BOTAŞ Doğal Gaz fiyatı TL/sm ³	1,682	1,682	1,682	1,600	1,600	1,600	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400
TL - \$ Kuru	5,93	6,06	6,32	6,83	6,94	6,82	6,86	7,24	7,52	7,91	7,99	7,74
2021												
Tahmini Doğalgaz İthalat Bedeli (\$/1000m ³)	182	182	182	207	207	215	255	271	294	410	495	625
TAHMİNİ MALİYET (\$/1000m ³)	198	198	198	223	223	232	275	290	315	435	520	655
BOTAŞ Doğal Gaz fiyatı TL/sm ³	1,414	1,428	1,442	1,442	1,632	1,713	2,060	2,060	2,369	2,724	4,000	4,800
TL - \$ Kuru	7,40	7,10	7,66	8,17	8,36	8,61	8,60	8,49	8,54	9,20	10,66	13,64

Tablo 2.5.4'te verilen tahmini maliyet bedellerine göre, BOTAŞ 2018 yılında doğalgazdan EÜAŞ, YİD ve Yİ santralleri hariç yaklaşık 54.700 GWh elektrik üretimine yaklaşık 2 milyar TL maliyet desteği (sübvansiyon) sağlamıştır (Maliyetin %13,7'si).

2019 yılında doğalgazdan elektrik üretiminin yıllık ortalamaların çok altında; EÜAŞ, YİD ve Yİ santralleri hariç yaklaşık 43.000 GWh olarak gerçekleşmiştir. Yakıt maliyeti desteği sağlanmamıştır. BOTAŞ toplam satış bedeli maliyetinin yaklaşık 950 milyon TL üzerinde olmuştur (%7,3 "kâr").

2020 yılında Covid-19 salgınının etkisiyle petrol fiyatlarında yaşanan gerileme nedeniyle doğalgaz ithalat fiyatında (ABD doları bazında) düşüş devam etmiş, BOTAŞ satış fiyatında da indirimler yapılmıştır. Sonuçta yukarıda belirtilen santrallerde üretilen yaklaşık 56.600 GWh elektrik için yakıt maliyeti desteği yaklaşık 230 milyon TL olmuştur (Maliyetin %2,5'i).

2021 yılında ise, doğalgaz ithalat fiyatlarının artması, TL'nin değer kaybı ve doğalgaz santrallerinin çok yüksek düzeyde çalıştırılması nedeniyle (BOTAŞ satış fiyatlarındaki yüksek artışlara rağmen) söz konusu santrallerde üretilen yaklaşık 86.000 GWh elektrik için 13,1 milyar TL yakıt maliyeti desteği verilmiştir (Maliyetin %24,8'i).

2.5.5 ÇEVRE İZİNİ TEŞVİKİ

Basında çıkan haberlere göre:

Özelleştirmeler yoluyla santral satın alan veya rödovans yöntemi ile saha olarak yerli kömür yakıtlı santral kuran özel şirketlere, ÇEVRE İZİNİ belgeleri olması halinde, satış tarifelerine %3 fiyat farkı uygulaması başlatıldı.

Bu haberlerden anlaşılan, çevre izni olmayan santraller halk sağlığı ve doğa hiçe sayılarak çalıştırabiliyorlar ve bir anlamda destekleniyorlar. Çevre izni alanlar ise zaten uymak zorunda

oldukları çevre mevzuatına uyum sağladıkları için (oluşan maliyet gerekçe gösterilerek) ek ödeme talep ediyorlar, istediklerini alıyorlar, böylece destekleniyorlar.

2.5.6 ÇEVRE MEVZUATINA UYUM TARİHİNİN ÖTELENMESİ: “ÇEVREYİ KIRLETME VE KIRLETMEYE DEVAM ETME HAKKI”

Ülkemizde, kamu tarafından 1956-2006 yılları arasında toplam 8.381 MW gücünde 14 adet yerli kömür yakıtlı termik santral işletmeye alınmıştır. Bunlardan 44 MW gücündeki Soma A santralının işletilmesi durdurulmuş, EÜAŞ tarafından eğitim ve AR-GE santrali olarak değerlendirilmesi planlanmıştır. Diğer 13 tesisten Çayırhan Termik Santralının toplam 620 MW gücündeki dört ünitesinin ikisinin işletilmesi 2000’de, diğer ikisinin işletilmesi ise 2001’de 20 yıl süre ile özel sektöre devredilmiştir. Toplam 4.602 MW gücünde 9 adedi 2013-2015 yılları arasında varlık satışı yoluyla, 1.355 MW gücünde 1 adedi 2018 yılı sonunda işletme hakkı devri yoluyla özelleştirilmiştir. Çeşitli kanun değişiklikleriyle, özelleştirilen santrallara ve kamu (EÜAŞ) tarafından işletilen santrallara, çevre mevzuatına uyum sağlamaları için 2019 yılı sonuna kadar süre tanınmıştır.⁴

Firmaların çoğunluğu, yapmaları gereken çevre koruyucu yatırımlara, tesisleri almalarından yedi (veya en azı beş) yıl geçmiş olmasına rağmen, halen başlamamıştır. Firmaların bir kısmı bu süre içerisinde mevcut filtre, baca gazı kükürt arıtma tesisleri vb. çevre koruyucu ünitelerini işletme ve bakım maliyetleri nedeniyle çalıştırmamıştır. Bu süreyi, “çevreyi kirletme hakkı” süresi olarak kullanmışlardır. Söz konusu santrallarda, çevre mevzuatına uyumla ilgili yatırımların yapılması ve gerekli izinlerin tamamlanması için çıkarılan 3 Temmuz 2017 tarih ve 30113 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan *6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu’nun Geçici 8 inci Maddesine İlişkin Uygulama Yönetmeliği*’nde (yapıtım gücü olamasa bile) bir izleme mekanizması kurulacağı belirtilmiş olmasına rağmen bu mekanizma işletilmemiştir. Firmalar çevre koruyucu önlemler alma konusunda bir zorunluluk hissetmeden, *Sanayi Kaynaklı Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği*’nin gereklerini yerine getirmeden elektrik üretimine devam etmişlerdir. Bu da, tarafımızdan, özel elektrik üreticilerine verilen bir diğer “özel ve güzel destek” olarak değerlendirilmektedir.

Sürenin dolmasına yaklaşık bir ay kala, 21 Kasım 2019’da, bir torba yasa ile süre 30 Haziran 2022’ye uzatılmış ancak ilgili madde Cumhurbaşkanı tarafından veto edilmiştir. Ardından ilgili 13 santral Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile Çevre ve Şehircilik Bakanlığı tarafından 4 gruba ayrılmış, bu santrallardan 5’i yükümlülüklerini gerçekleştirene kadar kapatılmış, birine kısmi olarak çalışma izni, 4’üne geçici çalışma izni verilmiş ve 3 santralın ise yükümlülüklerini yerine getirdiği bildirilmiştir. Bu tasnifin hangi kriterlere göre yapıldığı, firmalardan hangi belgelerin alındığı bilinmemektedir. Bir anlamda “özel ve güzel destek” devam ettirilmiştir.

Kömür yakıtlı termik santralların, çevre mevzuatı kapsamında almaları gereken önlemler ve yayın tarihleri itibarıyla güncel durumları daha önceki Oda Raporlarımızda detaylı olarak dile getirilmiştir.^{5,6}

2020 yılbaşında kapatılan santrallar birkaç ay içerisinde kükürt azaltımı için Kuru Soğurucu (sönmüş kireç) Püskürtme Sistemi kurarak 08.06.2020’de Geçici Faaliyet Belgeleri aldılar. Bu sistemin kükürt tutma verimi buna göre tasarlanmış toz filtresiyle birlikte %50-80 arasındadır. KSPS yeterli kükürt arıtma yapamadığı gibi santraldan havaya bırakılan toz miktarının eskisine göre daha da artma riskine

⁴ Halbuki varlık satışı yolu ile özelleştirilen santrallar için ihaleye katılan firmalar gerekli yatırımları iki sene içinde tamamlama taahhüdünde bulunmuşlar ve bu husus devir sözleşmelerinde de yer almıştır.

⁵ *Türkiye'nin Enerji Görünümü 2020 Oda Raporu*

(<https://www.mmo.org.tr/kitaplar/turkiyenin-enerji-gorunumu-2020>), Bölüm 8.2 “Ülkemizdeki Kömür Yakıtlı Santrallar Çevre Mevzuatıyla Uyumlu mu?”.

⁶ *Türkiye Enerjide Nereye Gidiyor? Oda Raporu*

(https://www.mmo.org.tr/sites/default/files/turkiye_enerjidenereyegidiyor.pdf), Bölüm 8 “Çevreyi Kirlettiği İçin Kapatılan Linyit Yakıtlı Santrallar Tekrar Devrede! Kapatılmayanlar Kirlenmiyor muydu?”

sebeptir. Halbuki 2020 yılı başında kapatılmayan diğer santrallarda eskiden kurulmuş olan sistem kireç taşı ile yaş yıkamadır. Bu sistemin verimi asgari %95 olup maliyeti KSPS maliyetinin 10-15 katıdır. Zaten geçici faaliyet belgesi verilen santrallarda da kurulan kükürt arıtma sisteminin geçici olduğu, bir yıl içinde yaş yıkama sistemine haiz tesislerin kurulacağı ileri sürülmektedir. Ancak bu tesislerin yapım süresinin bir yıldan çok daha fazla olması, bu söylenenlerin de gerçekleri yansıtmadığını ortaya koymaktadır.

Ocak ve Haziran 2020'de Geçici Faaliyet Belgesi verilen santrallar ya iyileştirmeleri tamamlayıp bir sene içerisinde Çevre İzni almaları ya da faaliyetlerini durdurmaları gerekmesine rağmen iyileştirmelerini tamamlamadan yeniden Geçici Faaliyet Belgesi olarak iki seneye yakın süredir çalışıyorlar. Özelleştirilen Yerli Kömür Yakıtlı Santralların *Sanayi Kaynaklı Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği*'nin Gereklere Göre Durumları Tablo 2.5.5'te verilmiştir.

Tablo 2.5.5 Özelleştirilen Yerli Kömür Yakıtlı Santralların *Sanayi Kaynaklı Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliği*'nin Gereklere Göre Durumları

SANTRAL	Toz Filtresi Durumu	BGKA Durumu	BGAA Durumu	ŞİRKET	GEÇİCİ FAALİYET BELGESİ - ÇEVRE İZNİ	MART 2022 İTİBARIYLA DURUM
18 Mart Çan	Var, iyileştirilmeli	Yoktu, yapıldı	Yok	EÜAŞ	01.01.2020'de Çevre İzni verildi (Bu santralların iyileştirme için sözleşmeler yapılmıştı, çalışmalar başlamıştı. Henüz hiçbir iyileştirme tamamlanmamıştı)	BGKA kurulması ve diğer iyileştirme işleri için Mart 2020'de üretim durduruldu, işlemlerin ardından Aralık 2020'de tekrar devreye alındı. Yeni kurulan BGKA'nın oluşan bir anıza nedeniyle 2021 Eylül'den beri çalıştırılmadığı yönünde duyurular var.
Yeniköy	Var, iyileştirilmeli	Var, iyileştirilmeli	Yok	İC İçtaş - Limak		Haziran 2019'dan itibaren geçerli olan sınır değerlerin karşılanabilmesi için toz ve BGKA iyileştirilmesi ve ilave BGAA kurulması devam ediyor. (2021 sonu itibarıyla 5 üniteden sadece 2 ünite tamamlandı, sonuncu ünitenin 2022 sonunda bitirilmesi planlanıyor)
Kemerköy	Var, iyileştirilmeli	Var, iyileştirilmeli	Yok			
Afşin Elbistan B	Var, iyileştirilmeli	Var, iyileştirilmeli	Yok	EÜAŞ	01.01.2020'de Geçici Faaliyet Belgesi verildi. GFB'lerin 6 ay için verildiği söylendi. 6 ay sonra hiçbir açıklama yapılmadı. Mevzuata göre GFB süresi 1 yıl ve uzatılmıyor. O süre de doldu. Bakanların ilk açıklamasının üstünden 2 yıl 4 ay geçti, hiçbirinde iyileştirme yapılmadı. Santrallar yeni GFB'ler verilerek veya GFB'siz işletilmeye devam ediyor.	Haziran 2019'dan itibaren geçerli olan sınır değerlerin karşılanabilmesi için toz filtreleri ve BGKA tesisleri iyileştirilmeli. Azot salınımı için de gerekiyorsa önlem alınmalı.
Orhaneli	Var, iyileştirilmeli	Var, iyileştirilmeli	Yok	Çelikler		Haziran 2019'dan itibaren geçerli olan sınır değerlerin karşılanabilmesi için toz filtreleri ve BGKA tesisleri iyileştirilmeli. Azot salınımı için de gerekiyorsa önlem alınmalı.
Yatağan	Var, iyileştirilmeli	Var, iyileştirilmeli	Yok	Bereket E.		Aralık 2020'de iyileştirme/yenileme için sözleşmeler imzalandı. Haziran 2019 sınır değerlerine uyumu sağlayacak çalışmalar tamamlanmadan Ocak 2021'de Çevre İzni verildi.
Çayırhan	Var, iyileştirilmeli	Var, iyileştirilmeli	Yok	Ciner / EÜAŞ		İşletme hakkı süresi sona erdi. EÜAŞ'a iade edildi. 2022 yılı içinde özelleştirme ihalesi yapılacaktır. Haziran 2019'dan itibaren geçerli olan sınır değerlerin karşılanabilmesi için toz filtreleri ve BGKA tesisleri iyileştirilmeli. Azot salınımı için de gerekiyorsa önlem alınmalı.
Soma B	Var, iyileştirilmeli	Yoktu	Yok	Konya Şeker	01.01.2020'de Bölgesel ısıtma nedeniyle 2 ünitesine çalışma izni verildi	6 üniteden 4 ünitesine KSPS ile Geçici Faaliyet Belgesi verildi. (Haziran 2020)
Kangal	Var, iyileştirilmeli	1 ünite var, iyileştirilmeli. Diğer 2 ünite yoktu	Yok	Konya Şeker	01.01.2020'de durduruldu, bazı üniteleri 08.06.2020'de Geçici Faaliyet Belgesi ile üretime başladı. Bir yıllık GFB süreleri doldu. Santrallar yeni GFB'ler verilerek veya GFB'siz işletilmeye devam ediyor.	Ünite 3'de BGKA var Ocak 2020'de çalıştırılmasına devam edildi, diğer 2 ünitesine Haziran 2020'de KSPS ile Geçici Faaliyet Belgesi verildi
Çatalağzı	Var, iyileştirilmeli	Yoktu	Yok	Bereket E.		KSPS ile 2 ünitesine de Geçici Faaliyet Belgesi verildi (Haziran 2020)
Seyitömer	Var, iyileştirilmeli	Yoktu	Yok	Çelikler		Haziran 2020'de 4 ünitenin 2'sine KSPS ile Geçici Faaliyet Belgesi verildi. Şirket yetkilileri ıslak BGKA kurulmakta olduğu yönünde açıklamalar yapıyorlar.
Tunçbilek	Var, iyileştirilmeli	Yoktu	Yok			3 ünitenin 2'sine KSPS ile Geçici Faaliyet Belgesi verildi (Haziran 2020) Şirket yetkilileri ıslak BGKA kurulmakta olduğu yönünde açıklamalar yapıyorlar.
Afşin Elbistan A	Var, iyileştirilmeli	Yoktu	Yok			4 ünitenin 2'sine (Haziran 2020'de) KSPS ile Geçici Faaliyet Belgesi verildi. Şubat 2021'de 3'üncü üniteye de Geçici Faaliyet Belgesi verilmesine dair teyid edilmeyen duyurular var. Şirket yetkilileri ıslak BGKA kurulmakta olduğu yönünde açıklamalar yapıyorlar.

BGKA: Baca Gazı Kükürt Arıtma Sistemi (DeSOx) BGAA: Baca Gazı Azot Arıtma Sistemi (DeNOx)

KSPS: Kuru Soğurucu Püskürtme Sistemi (Kükürt oksit azaltımı amacıyla kazandan çıkan duman kanalına toz filtresinden önce sönmüş kireç püskürtme sistemi)

Özelleştirilen yerli kömür yakıtlı santrallar için bir başka girişim ise, bu santrallara tanınan çevre mevzuatına uyum süresinin dolmasına 5 gün kala, 26.12.2019'da (Cumhurbaşkanı'nın vetosundan sonra), yayımlanan *Atıkların Düzenli Depolanmasına Dair Yönetmelikte Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik* (Geçici Madde 3) ile depolamada aranacak kriterler belirlenmeden üniversitelerin inşaat veya çevre mühendisliği bölümlerinden alınacak bir rapor ile katı atık sahalarının, kapasitelerinin

üstünde kullanmasının önü açılması oldu. Yönetmeliğin iptali için TMMOB, TEMA Vakfı ve Ekoloji Kolektifi dava açtı, Danıştay 11.11.2020'de yürütmeyi durdurma kararı verdi. Bu karara göre, böyle bir rapor ile çalıştırılmakta olan santrallerin kapatılması gerekiyordu, ancak Danıştay kararının ardından 19.03.2021'de düzenlenecek raporun içeriği tanımlanarak yeni bir değişiklik yönetmeliği yayımlandı. Düzenleme yeterli olmadığından yeniden yargıya taşındı, ancak santraller çalıştırılmaya devam ediyor.

2.5.7 ELEKTRİK ÜRETİM ŞİRKETLERİNE YAPILAN PİYASA DIŞI ÖDEMELER TOPLAMI

Yukarıda konu edilen piyasa fiyatının üzerinde ve piyasa haricindeki ödemelerin toplamları Tablo 2.5.6'da verilmiştir. 2018-2021 döneminde üretilen elektrik enerjisinin PTF (ağırlıklı ortalama) ile hesaplanan ederi 338,65 milyar TL, aynı dönemde PTF üzeri ödemelerin, Kapasite Mekanizması ödemelerinin ve doğalgaz santrallerine yakıt maliyeti desteğinin karşılığı 117,28 milyar TL olmuştur. Bu meblağ üretilen elektrik enerjisinin toplam piyasa ederinin yaklaşık %35'idir.

Tablo 2.5.6 Elektrik Üretim Şirketlerine 2012–2022 Döneminde Yapılan Piyasa Dışı Ödemelerin ve Desteklerin Toplamı

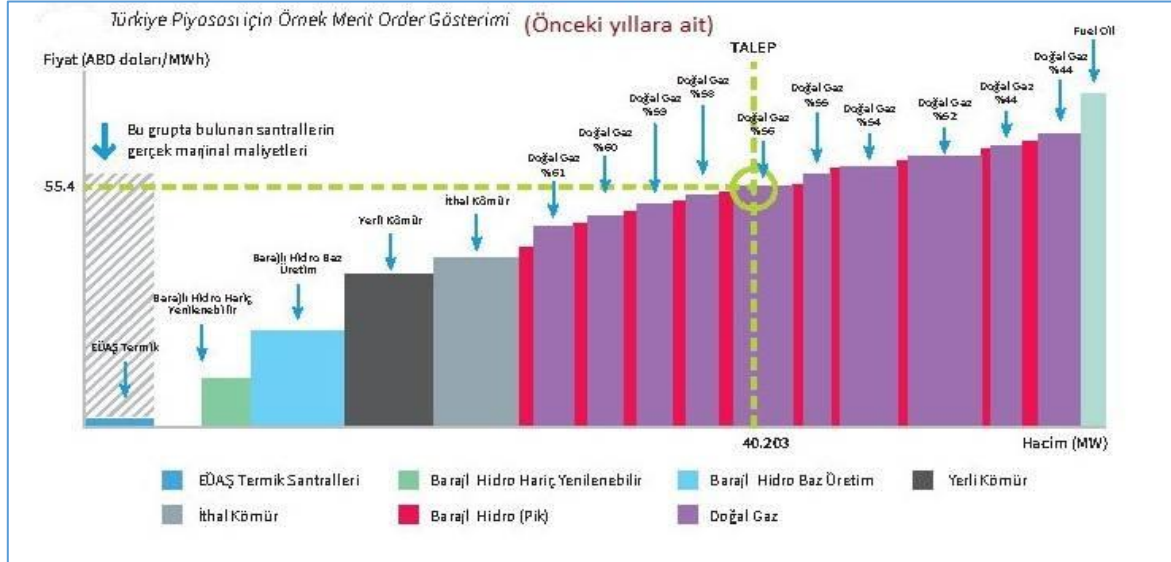
ÖDEME ÇEŞİTLERİ	İLAVE OLARAK ÖDENEN (Milyar TL)			
	Önceki Yıllar	2018-2020	2021	TOPLAM
YEKDEM - YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI DESTEKLEME MEKANİZMASI KAPSAMINDA PTF ÜZERİNDE ÖDEME TUTARI (2012-2021) (Bazı Kabullerle Tarafımızdan Hesaplanmıştır)	14,9	53,87	23,78	92,55
YERLİ KÖMÜR SANTRALLARINDAN SABİT FİYATLA ELEKTRİK ALIMI İÇİN İLAVE ÖDEME TUTARI (2016-2020) (Bazı Kabullerle Tarafımızdan Hesaplanmıştır)	1,1	5,15	5,81	12,06
KAPASİTE MEKANİZMASI ÖDEMESİ (2018-2021) (EPDK - TEİAŞ)	--	5,61	2,85	8,46
DOĞAL GAZ SANTRALLARINA YAKIT MALİYETİ DESTEĞİ (Bazı Kabullerle Tarafımızdan Hesaplanmıştır)	?	7,15	13,06	20,21
YERLİ KÖMÜR SANTRALLARI İÇİN ÇEVRE İZİNİ TEŞVİKİ	---	Alım Fiyatına %3 İlave		
ÖZELLEŞTİRİLEN YERLİ KÖMÜR SANTRALLARI İÇİN ÇEVRE MEVZUATINA UYUMDA ESNEKLİK	?	?	?	?
TOPLAM	16,00	71,78	45,50	133,28

2.5.8 PTF-ELEKTRİK ÜRETİM MALİYETİ; YENİDEN TARTIŞILMASI GEREKEN BİR KONU

Yukarıda, PTF üzerinde ilave ödemeler dile getirildi. Esasen PTF'nin de yeniden irdelenmesi gerekiyor. PFT'nin olduğu "Merit Order (Marjinal Maliyet)" Sistemi için genelde şöyle söyleniyor:

"Piyasadaki tüm üreticiler, kısa dönemli marjinal maliyetlerine ve emre amade kapasitelerine göre sıralanmaktadır. Artan marjinal maliyetlerine göre sıralanmış üreticiler arasından belli bir saatteki talebi karşılamak için çalışması gereken son üreticinin marjinal maliyeti, piyasa fiyatını oluşturmaktadır. Bütün piyasa katılımcılarının kârlarını maksimize etmeye çalıştığı mükemmel bir

rekabetçilik ortamında, bunun olması beklenmektedir. Türkiye piyasası özelinde fiyatı belirleyen santraller genellikle, doğalgaz santralleri veya puant saatlerde üretim yapan barajlı hidroelektrik santralleri olmaktadır.”⁷



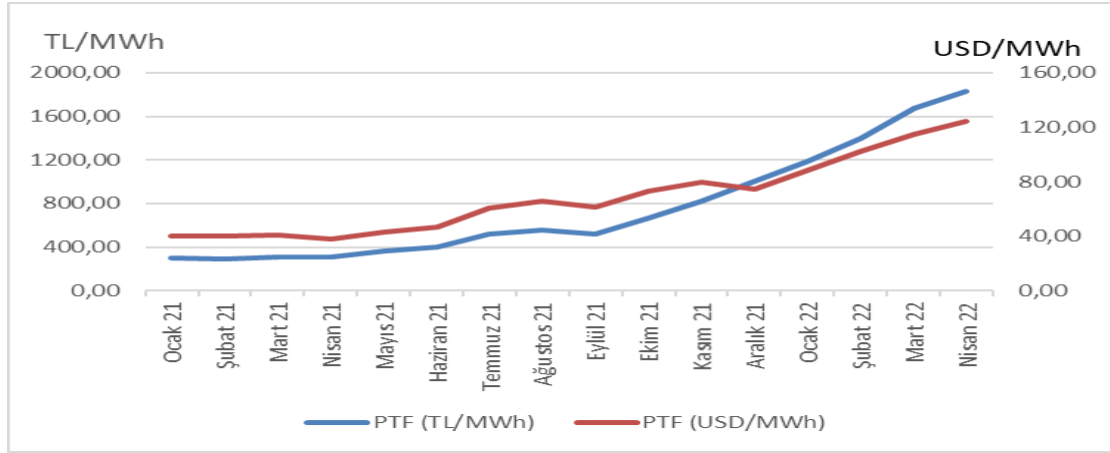
Şekil 2.5.1 Türkiye Piyasası için Örnek Merit Order Gösterimi (Önceki Yıllara Ait)⁷

Ancak, ülkemizde (dünyada olduğu gibi) elektrik sektörünün piyasalaştırılmasına paralel olarak uygulanan bu yöntem, Şekil 2.5.1’de görüldüğü gibi, maliyeti düşük santrallerin ürettikleri elektrik enerjisini maliyetlerinin üzerindeki fiyatlarla satmalarına olanak sağlamaktadır. Büyük gruplar, doğalgaz santrallerinin yanı sıra daha düşük maliyetli yerli kömür ve/veya YEKDEM harici (ve dahili) yenilenebilir enerji santrallerine de sahip oldukları için yüksek PTF’nin referans satış bedeli olması bu gruplara avantaj sağlamaktadır. Özel elektrik üreticilerine avantajlar sağlayan bu sistemin bedeli (tarifeler aracılığıyla) tüketiciler tarafından ödenmektedir. Bu konuya, Avrupa’da da sol çevreler dikkat çekmektedir.

Tüketicilere satış tarifelerinin (son kaynak tedarik tarifesi dahil) belirlenmesinde PTF ve YEKDEM fiyatları esas alınmaktadır. “Merit Order (Marjinal Maliyet)” Sistemi ile oluşan PTF ve YEKDEM ödemeleri faturalar aracılığıyla doğrudan, diğer ilave ödemeler ise genel bütçe (dolaylı vergiler, artan kamu borçları vb) üzerinden yurttaşlara yansıtılmaktadır.

Sonuçta hepsi bizim tarafımızdan ödenmektedir.

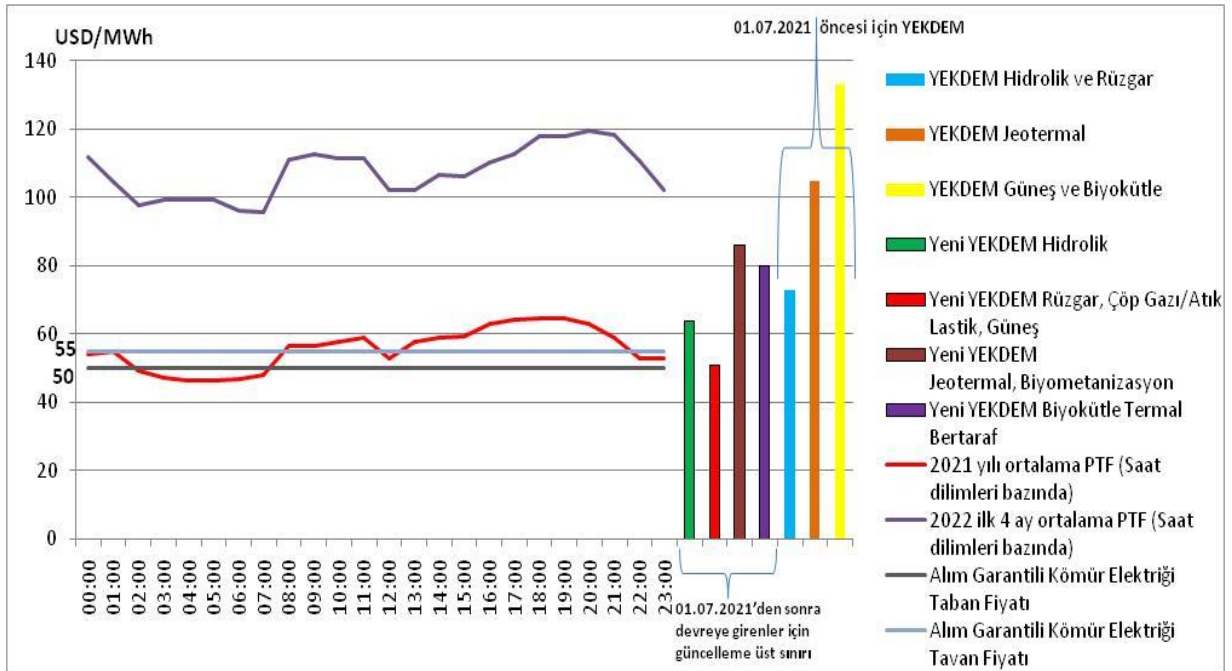
⁷ SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi–2030 Yılına Doğru Türkiye’nin Optimum Elektrik Üretim Kapasitesi
https://www.shura.org.tr/wp-content/uploads/2020/09/rapor_TR_web_.pdf?_ga=2.10047799.361993946.1652104159-1565331159.1638298791



Şekil 2.5.2 Ocak 2021–Nisan 2022 Döneminde Piyasa Takas Fiyatı

2021 yılının ikinci yarısından itibaren başlayarak, ithal yakıtların fiyatının küresel ölçekte çok yüksek seviyelere çıkması ve Türk Lirasının değer kaybı nedeniyle ağırlıklı olarak doğalgaz yakıtlı santrallerin belirlediği PTF Nisan 2022'de ağırlıklı ortalama olarak 400 TL/MWh seviyelerinden 1.780 TL/MWh seviyelerine çıktı. (Şekil 2.5.2)

2021 yılsonuna doğru EÜAŞ önceki yıllarda olduğu gibi yerli kömürden üretilen elektrik için alım garantili sözleşme yapmak üzere duyuruda bulundu. Ancak PTF'nin geldiği düzey nedeniyle olumlu yanıt veren olmadı. Daha önceki yıllarda YEKDEM'den yararlanan ve 2022'de de yararlanabilecek olan bazı santraller için şirketleri YEKDEM'den yararlanma başvurusu yapmadı. YEKDEM'den yararlanma süreleri tamamlanan santraller piyasaya PTF üzerinden satış yapmaya başladılar (Şekil 2.5.3).



Şekil 2.5.3 2021 ve Ocak-Nisan 2022'de Saat Dilimleri Bazında Ortalama PTF, Yerli Kömür Yakıtlı Santrallerden Alım Garantili Elektrik Enerjisi Alım Fiyatının Taban ve Tavan Fiyatları, 01.07.2021 Öncesinde Devreye Giren Santraller için YEKDEM Fiyatları (Yerli Katkı Payı Hariç), 01.07.2021'den Sonra Devreye Giren Santraller İçin YEKDEM Fiyatlarının Güncelleme Üst Sınırları

2022 Mart ayı Kapasite Mekanizması ödemelerine esas olmak üzere EPDK, tarafından belirlenen maliyet bileşenlerine göre, doğalgaz kullanılarak üretilen elektrik enerjisinin ortalama maliyeti 1.792 TL/MWh, yerli kömürden üretilen elektriğin maliyeti 692 TL/MWh, hidrolik kaynaklardan üretimin maliyeti 300 TL/MWh olmuştur. Santral bazında maliyet ise, santralin verimliliğine göre değişmektedir. Bu dönemde, EPIAŞ verilerine göre, satışlar için referans fiyat olan PTF asgari 850, azami 1.745 TL/MWh, aylık ağırlıklı ortalama ise 1.678 TL/MWh'tir. Düşük maliyetli santraller, yükseklerle aynı fiyattan elektrik satabilmektedirler.

Tarafımızdan bazı kabullerle yapılan hesaplama göre ise, aynı dönemde ortalama elektrik üretim maliyeti (en fazla) yaklaşık 1.000 TL/MWh olarak düşünülebilir.⁸ Buradan hareketle "Merit Order" isteminde oluşan ortalama satış fiyatlarının ortalama maliyetlerin çok üzerinde olduğu rahatlıkla söylenebilir. Ayrıca, özel elektrik üreticilerine yukarıda belirttiğimiz destekler de verilmektedir.

Elektrik fiyatlarındaki artışlara kamuoyunun her kesiminden ve yurdumuzun her bölgesinden gelen itirazların ardından fiyatlarda alelacele bazı iyileştirmeler yapılmıştır. Elektrik üreticilerinin yüksek fiyatlarına karşın, geçici çözüm olarak PTF'nin sınırlandırılması veya tavan fiyat olarak da nitelendirilebilecek "kaynak türleri için azami uzlaştırma fiyatı" uygulaması gündeme gelmiştir. Yasal düzenlemelerin ardından, EPDK tarafından, şimdilik 1 Nisan 2022'den itibaren 6 ay süreyle sınırlı olmak üzere uygulama esasları ilan edilmiş; Nisan ayı için PTF'nin 1.200 TL/MWh'nin üzerinde olması halinde yerli kaynaklardan elektrik üreten şirketlere aradaki fark kadar "borç" yazılması, 2.500 TL/MWh üzerinde gerçekleşmesi halinde ithal kaynaklardan elektrik üreten şirketlere "borç" yazılması, PTF'nin 2.500-1.200 TL/MWh arasında gerçekleşmesi durumunda ise ithal kaynaklardan elektrik üreten şirketlere "alacak" yazılması, daha sonra bunların mahsuplaşılması şeklinde yorumlanabilecek bir uygulama başlatılmıştır. Azami uzlaştırma fiyatları aylık olarak güncellenecektir. Böylelikle yüksek maliyetli santrallerin, daha düşük maliyetli santraller tarafından "desteklenerek" PTF'nin düşürülmesi hedeflenmiştir. İthal kaynaklar için saptanan tavan fiyatın yüksekliği dikkat çekicidir. Öte yandan uygulama hakkındaki 17.03.2022 tarihli ilk EPDK Kurul Kararındaki birçok hükmün, çok kısa bir süre sonra, 29.03.2022 tarihli Karar ile değiştirilmesi bu kararların nasıl alındığının sorgulanmasına sebep olmaktadır.

Piyasalaştırmanın zorunlu kıldığı "Merit Order" veya benzeri sistemler ve özel elektrik üreticilerine çeşitli destekler ülkemizde 1980'den bu yana 42 yıldır sürdürülen politikalar ve söylemlerin sonucunda doğal olarak kabullenilmekte ve çözümler yine bu çerçevede aranmaktadır. Ancak beynimize örülmeye çalışılan neoliberal öğretinin zincirlerini kırarak, bu deli gömleğini üzerimizden atarak, kapitalist sistem içinde bile toplum yararını gözeten önermeler, politikalar geliştirebilir ve uygulayabiliriz.

⁸ 2022 Mart ayı yaklaşık ortalama elektrik üretim maliyetinin hesaplanmasında resmi verilerin kullanılmasına özen gösterilmiş ve yapılan kabuller aşağıda belirtilmiştir:

Doğalgaz, ithal kömür, sıvı yakıt yakıtlı santraller için 2022 Mart ayı Kapasite Mekanizması Ödemelerine esas olmak üzere EPDK tarafından doğalgaz yakıtlı santraller için belirlenen maliyet bileşenlerinin toplamı esas alınmıştır (1.792,42 TL/MWh). Yerli kömür yakıtlı santraller için 2022 Mart ayı Kapasite Mekanizması Ödemelerine esas olmak üzere EPDK tarafından yerli kömür yakıtlı santraller için belirlenen maliyet bileşenlerinin toplamı esas alınmıştır (691,64 TL/MWh). YEKDEM harici rezervuarlı hidroelektrik santraller için 2022 Mart ayı Kapasite Mekanizması Ödemelerine esas olmak üzere EPDK tarafından hidroelektrik santraller için belirlenen maliyet bileşenlerinin toplamı esas alınmıştır (300,22 TL/MWh). Diğer tüm yenilenebilir enerji santralleri için (ilk YEKDEM fiyatlarının güncel maliyetlerin çok üzerinde olduğundan hareketle) yeni YEKDEM fiyatları esas alınmıştır. 29.01.2021 tarihli Cumhurbaşkanlığı Kararı ile TL bazında yayınlanan fiyatların o tarihteki USD/MWh karşılıkları 2022 Mart ortalama USD kuru ile tekrar TL'ye çevrilmiştir. Yakıt/kaynak türlerine göre santrallerin 2022 Mart ayı üretim miktarları için TEİAŞ ve EPIAŞ verilerinden yararlanılmıştır. Yaklaşık ortalama maliyet aylık üretim miktarlarından ve yukarıda belirtilen birim bedellerden yola çıkılarak saptanmıştır.

ÖZGEÇMİŞ



Orhan Aytac

orh.aytac@gmail.com

1956'da Eskişehir'de doğdu. ODTÜ Makina Mühendisliği Bölümünden Şubat 1979'da mezun oldu.

Çalışma hayatına Haziran 1979'da Türkiye Şeker Fabrikaları AŞ Ankara Makine Fabrikasında başladı ve 1980-1982 döneminde Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) tarafından imal ettirilen ve halen ülkemizin %100 yerli türbin-jeneratöre haiz tek tesisi olan Hirfanlı HES IV. Ünite parçalarının imalatından sorumlu atölye mühendisi olarak çalıştı. 1982-1989 arasında Türkiye Elektromekanik Sanayi AŞ (TEMSAN) Diyarbakır Su Türbini ve Generatör Fabrikasının kuruluş, imalata başlama ve ilk teslimatlar sürecinde görev yaptı. 1992-1997 arasında MKEK Çankırı Silah Sanayi AŞ Genel Müdürlüğü yapan Sn. Aytac daha sonra GES Genel Endüstriyel Sistemler AŞ ve ardından EKON Endüstri ve İnşaat AŞ Genel Müdür Yardımcısı olarak çeşitli endüstriyel ve enerji tesislerinin kısmi yerli imalat, yapım ve işletmeye alma işlerinde çalıştı. 2015 yılında profesyonel çalışma hayatını sonlandırdı.

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu tarafından hazırlanan Oda Raporlarının yazımında görev aldı. MMO Enerji Çalışma Grubu tarafından hazırlanan Türkiye'de Termik Santraller 2017, Türkiye'nin Enerji Görünümü 2018 ve 2020, Türkiye Enerjide Nereye Gidiyor? başlıklı Oda Raporlarında bölüm yazarlığının yanı sıra eş editörlük görevini üstlendi. Enerji konusundaki diğer Oda Raporlarının ve Türkiye Enerji Görünümü Sunumlarının hazırlanmasına katkıda bulundu. Oda adına birçok etkinliğe katıldı, konuşmalar yaptı. Mühendis ve Makina Güncel dergisine makaleler yazdı.

TMMOB Makina Mühendisleri Odası, Oda Enerji Çalışma Grubu, ODTÜ Mezunları Derneği ve Derneğin Enerji Komisyonu üyesidir.



BÖLÜM 3

ELEKTRİK

3. ELEKTRİK ÜRETİMİ: MEVCUT DURUMU VE ANALİZİ

Oğuz TÜRKYILMAZ
Endüstri Mühendisi

Yusuf BAYRAK
Matematikçi

3.1 KURULU GÜÇ

Kurulu güçte, 2010 ile 2021 arasında yıllık ortalama %6,9 artış olmuş; en yüksek artış ise %12,2 ile 2013 yılında gerçekleşmiştir. Bu dönemde, termik santrallerin kurulu gücü 1,49 kat, üretimleri 1,42 kat; yenilenebilir enerji santrallerinin kurulu gücü 2,99 kat, üretimleri 2,00 kat; toplam kurulu güç 2,02 kat, toplam üretim ise 1,57 kat artmıştır.

Bu dönemde, yenilenebilir enerji santral yatırımlarının hız kazanmasının yanı sıra; termik santral yatırımlarına da devam edilmesiyle, yıllık kurulu güç artış oranları, her zaman yıllık üretim artış oranından fazla olmuştur.

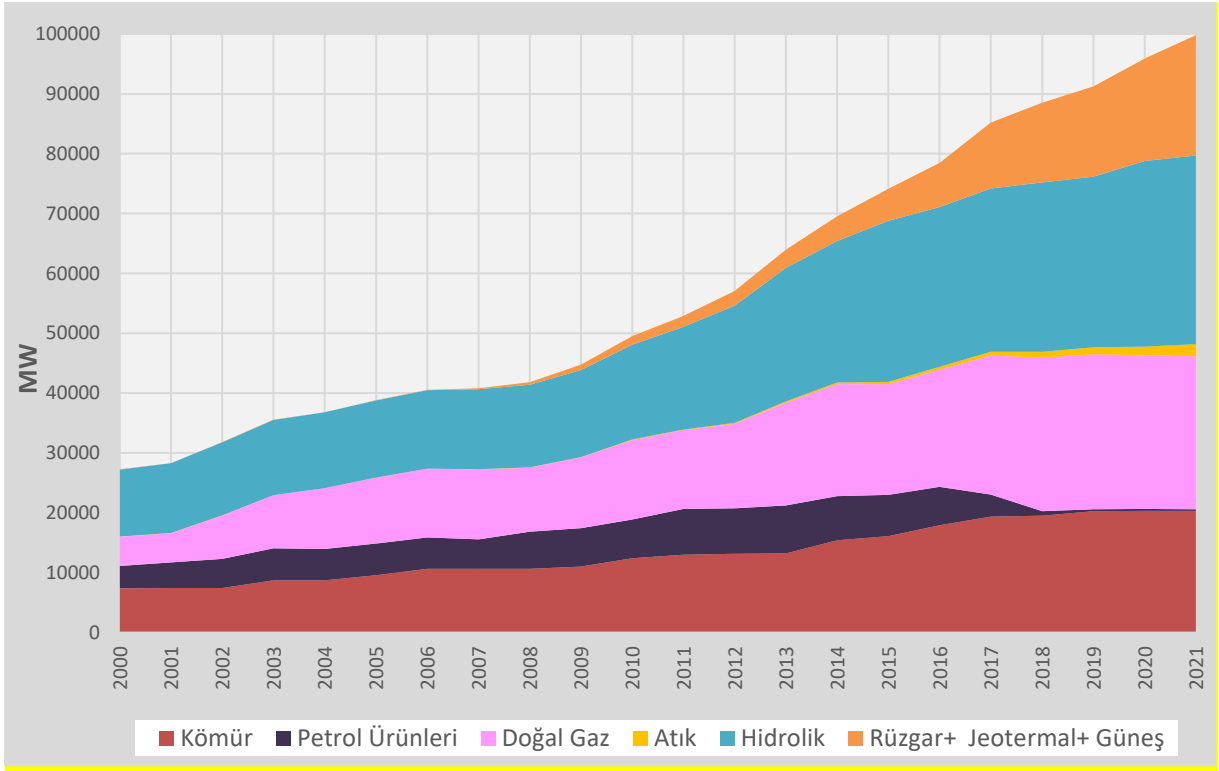
2021 yılı sonuna göre: Türkiye'de elektrik üretim santrallerinin toplam kurulu gücü 99.819,8 MW değerine ulaşmıştır. 2000 yılından bu yana kurulu gücün kaynaklara göre gelişimi Tablo 3.1 ve Şekil 3.1'de, toplam kurulu gücün fosil ve yenilenebilir kaynak payları Şekil 3.2'de gösterilmiştir.

Kurulu gücün kaynaklara göre gelişimi incelendiğinde son yıllarda petrol ürünlerine bağlı kurulu güçte azalma, rüzgar, güneş ve jeotermal kaynaklar daha fazla olmak üzere diğer kaynaklara bağlı olanların hepsinde ise artış olduğu görülmektedir.

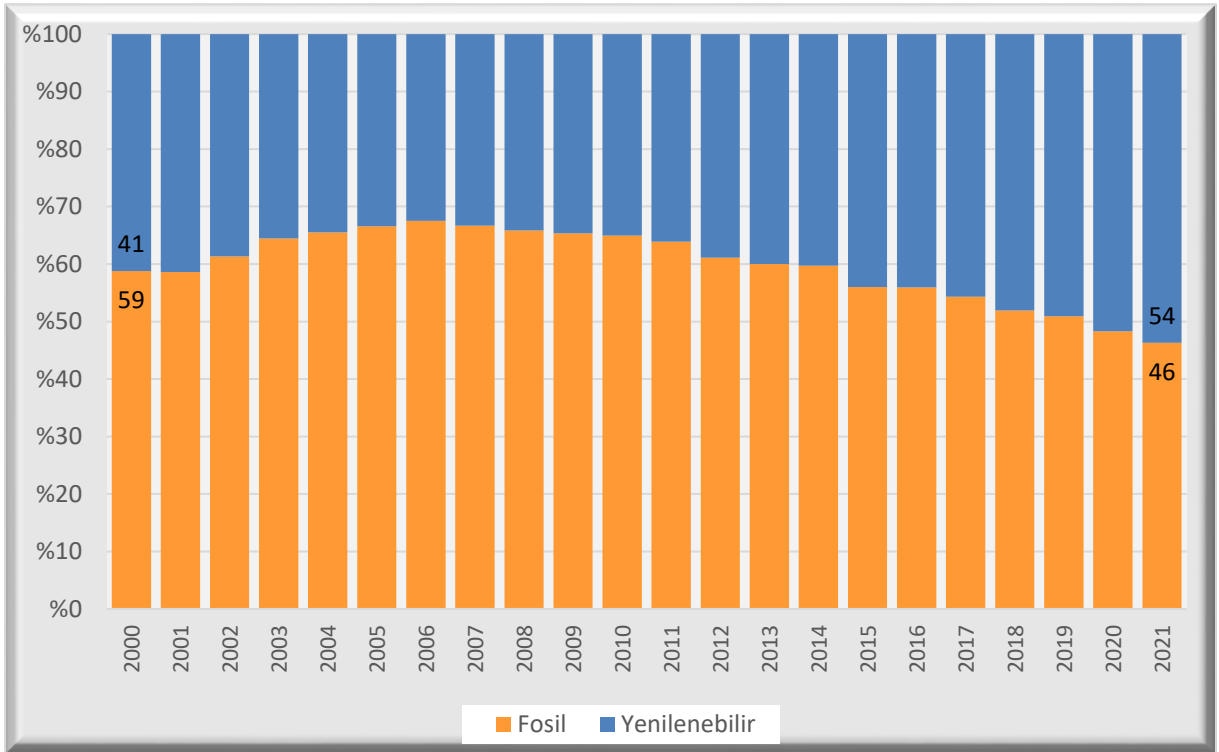
Tablo 3.1 Türkiye Toplam Kurulu Gücünün Kaynaklara Göre Yıllık Gelişimi (2000-2021)

	Kömür		Petrol Ürünleri		Doğalgaz		Fosil		Atık		Hidrolik		Rüzgar+ Jeotermal+ Güneş		Yenilenebilir		Toplam
	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	MW	Pay (%)	
2000	7399	27,1	3725	13,7	4905	18,0	16029	58,8	24	0,1	11175	41,0	36	0,1	11235	41,2	27264
2001	7446	26,3	4302	15,2	4851	17,1	16600	58,6	24	0,1	11673	41,2	36	0,1	11733	41,4	28332
2002	7439	23,4	4855	15,2	7247	22,8	19541	61,4	28	0,1	12241	38,4	36	0,1	12305	38,6	31846
2003	8704	24,5	5381	15,1	8862	24,9	22947	64,5	28	0,1	12579	35,3	34	0,1	12640	35,5	35587
2004	8750	23,8	5236	14,2	10131	27,5	24117	65,5	28	0,1	12645	34,3	34	0,1	12707	34,5	36824
2005	9588	24,7	5303	13,7	10976	28,3	25867	66,6	35	0,1	12906	33,2	35	0,1	12977	33,4	38844
2006	10668	26,3	5249	12,9	11462	28,3	27379	67,5	41	0,1	13063	32,2	82	0,2	13186	32,5	40565
2007	10668	26,1	4913	12,0	11647	28,5	27229	66,7	43	0,1	13395	32,8	169	0,4	13607	33,3	40836
2008	10662	25,5	6217	14,9	10657	25,5	27535	65,8	60	0,1	13829	33,1	394	0,9	14282	34,2	41817
2009	11006	24,6	6421	14,3	11826	26,4	29253	65,4	87	0,2	14553	32,5	869	1,9	15509	34,6	44761
2010	12403	25,0	6466	13,1	13302	26,9	32171	65,0	107	0,2	15831	32,0	1414	2,9	17353	35,0	49524
2011	13028	24,6	7634	14,4	13144	24,8	33805	63,9	126	0,2	17137	32,4	1843	3,5	19106	36,1	52911
2012	13174	23,1	7568	13,3	14116	24,7	34858	61,1	169	0,3	19609	34,4	2423	4,2	22201	38,9	57059
2013	13218	20,7	8024	12,5	17171	26,8	38413	60,0	235	0,4	22289	34,8	3071	4,8	25595	40,0	64008
2014	15400	22,2	7379	10,6	18724	26,9	41503	59,7	299	0,4	23643	34,0	4075	5,9	28017	40,3	69520
2015	16104	21,7	6901	9,3	18528	25,0	41533	56,0	370	0,5	26868	36,2	5376	7,3	32614	44,0	74147
2016	17938	22,9	6414	8,2	19564	24,9	43915	55,9	496	0,6	26681	34,0	7405	9,4	34582	44,1	78498
2017	19349	22,7	3737	4,4	23206	27,2	46292	54,3	634	0,7	27273	32,0	11001	12,9	38908	45,7	85200
2018	19557	22,1	715	0,8	25675	29,0	45947	51,9	955	1,1	28291	32,0	13333	15,1	42579	48,1	88526
2019	20284	22,2	312	0,3	25904	28,4	46500	50,9	1163	1,3	28503	31,2	15101	16,5	44767	49,1	91267
2020	20323	21,2	312	0,3	25675	26,8	46309	48,3	1485	1,5	30984	32,3	17113	17,8	49582	51,7	95891
2021	20360	20,4	258	0,3	25576	25,6	46193	46,3	2035	2,0	31493	31,5	20099	20,1	53627	53,7	99820

Kaynak: TEİAŞ



Şekil 3.1 Türkiye Elektrik Üretim Santralleri Toplam Kurulu Gücünün Kaynaklara Göre Yıllık Gelişimi (2000-2021)

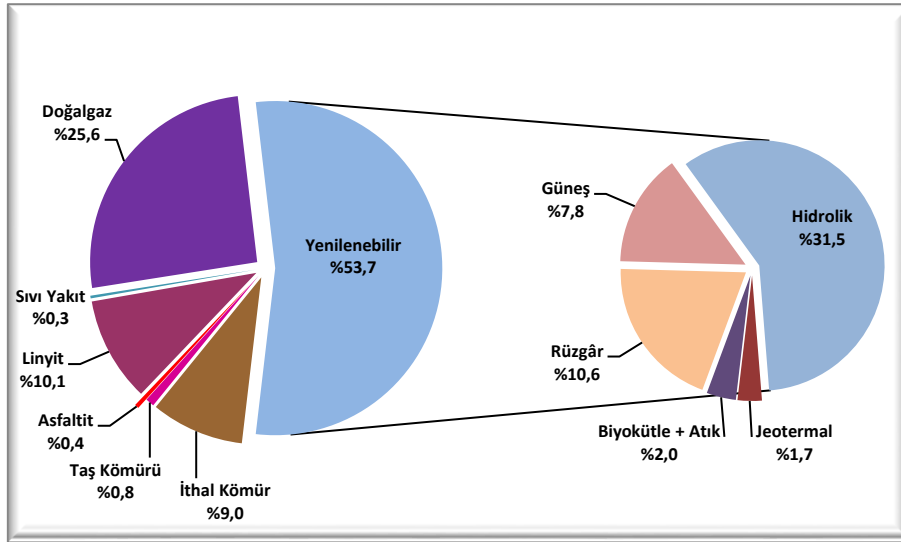


Şekil 3.1 Türkiye Toplam Kurulu Gücünün Fosil ve Yenilenebilir Kaynaklara Göre Gelişimi (2000-2021)

Tablo 3.1 Kaynaklara Göre Kurulu Güç Tablosu (2021)

BİRİNCİL KAYNAK	KURULU GÜÇ	
	(MW)	Payı (%)
İthal Kömür	8.993,8	%46,3
Taş Kömürü	840,8	
Asfaltit	405,0	
Linyit	10.119,9	
Sıvı Yakıt	257,6	
Doğalgaz	25.575,7	
Fosil Kaynak	46.192,8	
Biyokütle + Atık	2.035,4	%53,7
Rüzgâr	10.607,0	
Güneş	7.815,7	
Hidrolik	31.492,7	
Jeotermal	1.676,2	
Yenilenebilir Kaynak	53.627,0	
TOPLAM	99.819,8	

Kaynak: TEİAŞ

**Şekil 3.2** Kaynaklara Göre Kurulu Güç (2021)

Tablo 3.2 ve Şekil 3.3'te kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı incelendiğinde hidrolik kaynağın %31,5'lik payla birinci sırayı aldığını, ikinci sırada %25,6'lık payla doğalgazın geldiğini, %20,3'lük payla kömürün üçüncü sırada olduğu görülmektedir. Rüzgara dayalı kapasitenin de %10,6 pay ile linyit kapasitesini aştığı görülmektedir.

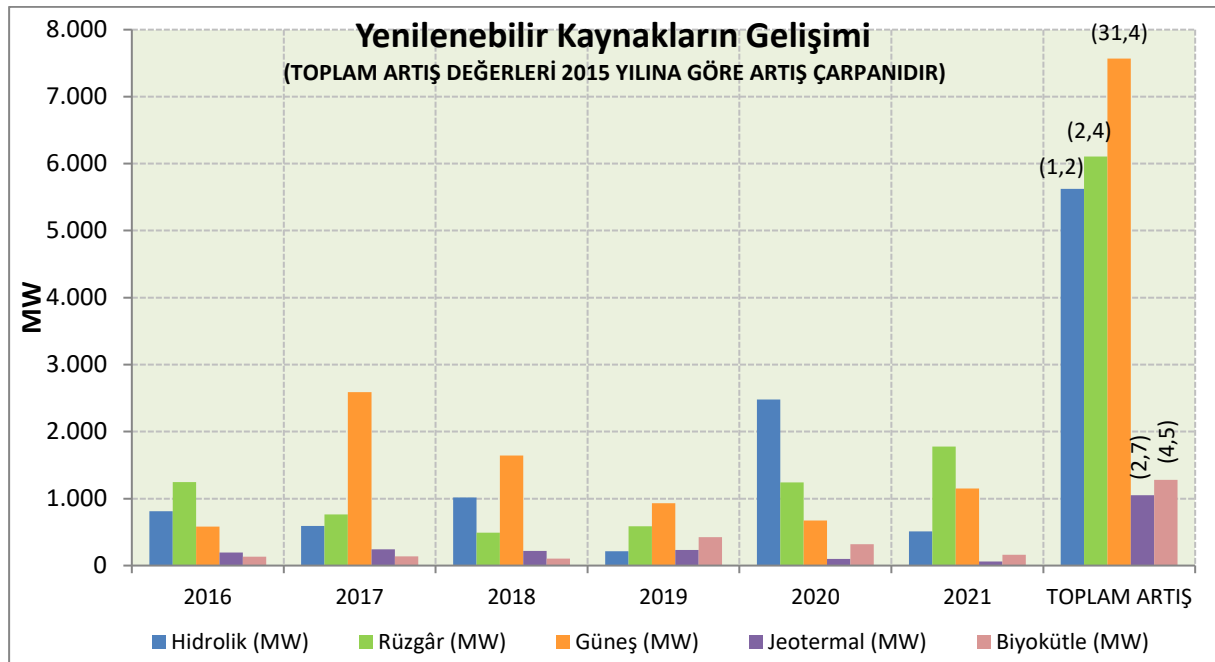
2015 yılından bu yana yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretim kurulu gücün gelişimi Tablo 3.3'te, aynı dönemde yıllık artış miktarları Tablo 3.4'te ve Şekil 3.4'te gösterilmiştir.

Tablo 3.2 Yenilenebilir Kaynaklara Dayalı Kurulu Gücün Gelişimi

	Hidrolik (MW)	Rüzgâr (MW)	Güneş (MW)	Jeotermal (MW)	Biyokütle (MW)
2015	25.867,8	4.503,2	248,8	623,9	362,4
2016	26.681,1	5.751,3	832,5	820,9	496,4
2017	27.273,1	6.516,2	3.420,7	1.063,7	634,2
2018	28.291,4	7.005,4	5.062,9	1.282,5	738,8
2019	28.503,0	7.591,2	5.995,2	1.514,7	1.163,3
2020	30.983,9	8.832,4	6.667,4	1.613,2	1.484,6
2021	31.492,6	10.607,0	7.815,6	1.676,2	1.644,2
2015'e Göre Artış Oranı	%21,7	%135,5	%3.041,3	%168,7	%353,7

Tablo 3.3 Yenilenebilir Kaynaklara Dayalı Kurulu Gücün Yıllık Artışı (2015-2021)

	Hidrolik (MW)	Rüzgâr (MW)	Güneş (MW)	Jeotermal (MW)	Biyokütle (MW)
2016	813,3	1.248,1	583,7	197,0	134,0
2017	592,0	764,9	2.588,2	242,8	137,8
2018	1.018,3	489,2	1.642,2	218,8	104,6
2019	211,6	585,8	932,3	232,2	424,5
2020	2.480,9	1.241,2	672,2	98,5	321,3
2021	508,7	1.774,6	1.148,2	63,0	159,6
2015'e Göre Toplam Artış	5.624,8	6.103,8	7.566,8	1.052,3	1.281,8



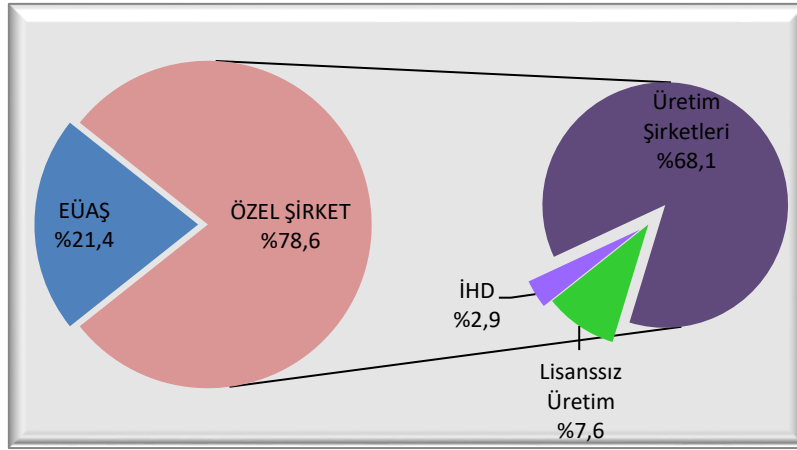
Şekil 3.3 Yenilenebilir Kaynaklara Dayalı Kurulu Gücün Yıllık Artışı

2021 yılı sonu itibarıyla Türkiye toplam kurulu gücünün kuruluşlara dağılımı Tablo 3.5 ve Şekil 3.5'te gösterilmiştir.

Tablo 3.4 Türkiye Toplam Kurulu Gücün Kuruluş Niteliğine Dağılımı (2021)

KURULUŞ		Kurulu Güç (MW)	Toplam İçindeki Payı (%)
KAMU	EÜAŞ	21.318,4	21,4
ÖZEL	İHD	2.941,4	2,9
	Üretim Şirketleri	68.012,9	68,1
	Lisanssız Üretim	7.547,1	7,6
GENEL TOPLAM		99.819,8	100,0

Kaynak: TEİAŞ



Şekil 3.4 Türkiye Toplam Kurulu Gücün Kuruluş Niteliğine Dağılımı (2021)

Kurulu gücün kuruluşların niteliğine göre dağılımı incelendiğinde EÜAŞ, payının %21,4'e gerilerken özel şirketler payının ise %78,6 oranına yükseldiği görülmektedir. Lisanssız üretim tesislerinin (ağırlıklı güneş kaynağına bağlı olanlar) yapımında belirgin bir artış olmaya başladığı ve toplam kurulu gücün %7,6 payının lisanssız kapasite olduğu görülmektedir.

3.2 ÜRETİM

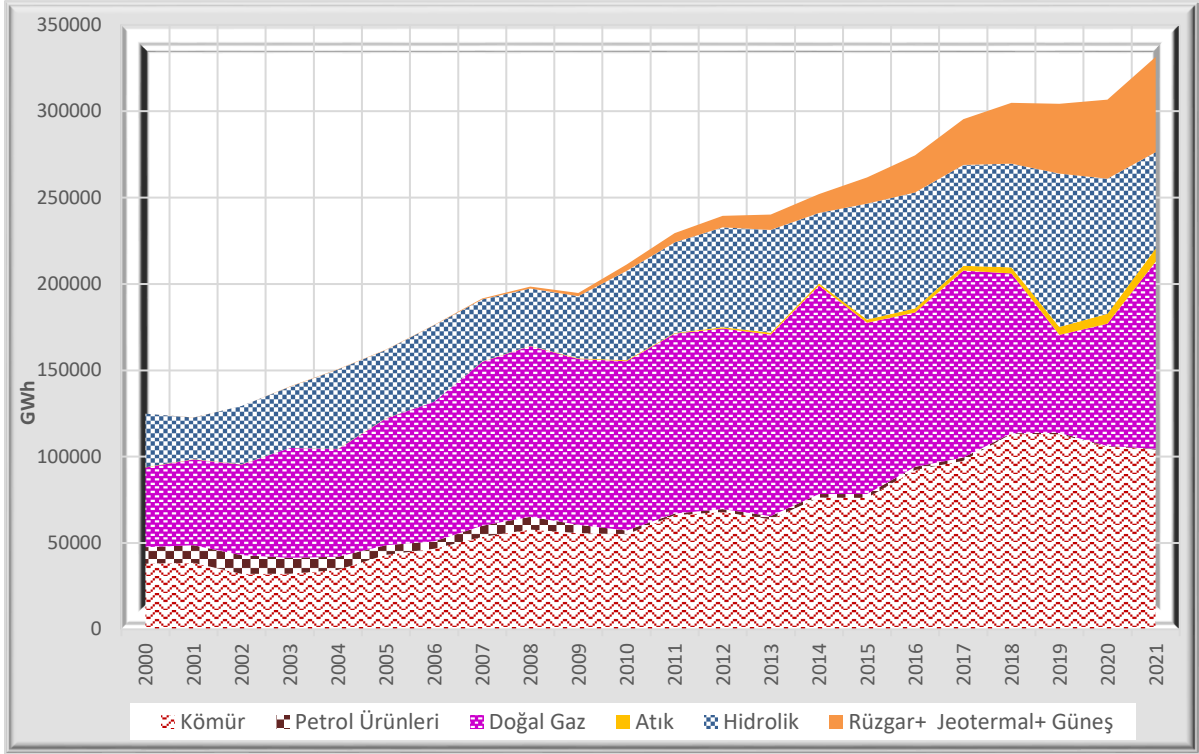
Elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı Tablo 3.6 ve Şekil 3.6'da görüldüğü gibi, 2000 yılında %75,2 olan fosil kaynakların payı 2007-2009 yılları arasında %80 seviyesinin üzerine çıkmış ancak daha sonra değişik oranlarda seyretmiş ve 2019 yılında asgariye inerek %57,5 düzeyine gerilemiştir. Doğalgaz payı, 2014 yılından sonra hızla azalmaya başlamış, bunun tersine rüzgar kaynağından elektrik üretimi ise hızla artmaya başlamıştır. Kömürden elektrik üretiminin payı ise, toplam elektrik üretimi içinde 2013 yılından itibaren yavaş olsa da artarak devam etmiştir. Kömür kaynağından elektrik üretiminin artması ağırlıklı olarak ithal kömürden gelmektedir. 2014 yılı itibarıyla güneş enerjisi santralleri de (GES) kurulmaya başlanmıştır. Bu santrallerin birçoğu çok küçük ölçeklidir ve kurulu güçleri 1 MW'ın altında olduğu için lisans almadan kurulmuşlardır. 2016 yılında bu yatırımlar oldukça fazla miktarda artmaya başlamıştır. Şimdilik elektrik sistemi üzerinde etkileri fazla

hissedilmese de, gözlemlenen artış eğilimi ile yakın zamanda toplam kapasitelerinin büyük miktara ulaşabileceği ve elektrik sisteminde etkilerinin görülmeye başlayacağı söylenebilir. TEİAŞ tarafından, yıllık olarak bölgelere göre sisteme bağlantısı yapılabilecek kapasitenin hesaplanıp yatırımcılara duyurulması, ETKB tarafından da bu yöndeki politikaların hayata geçirilmesi gerekmektedir. (Tablo 3.6, Şekil 3.6, Şekil 3.7, Şekil 3.8)

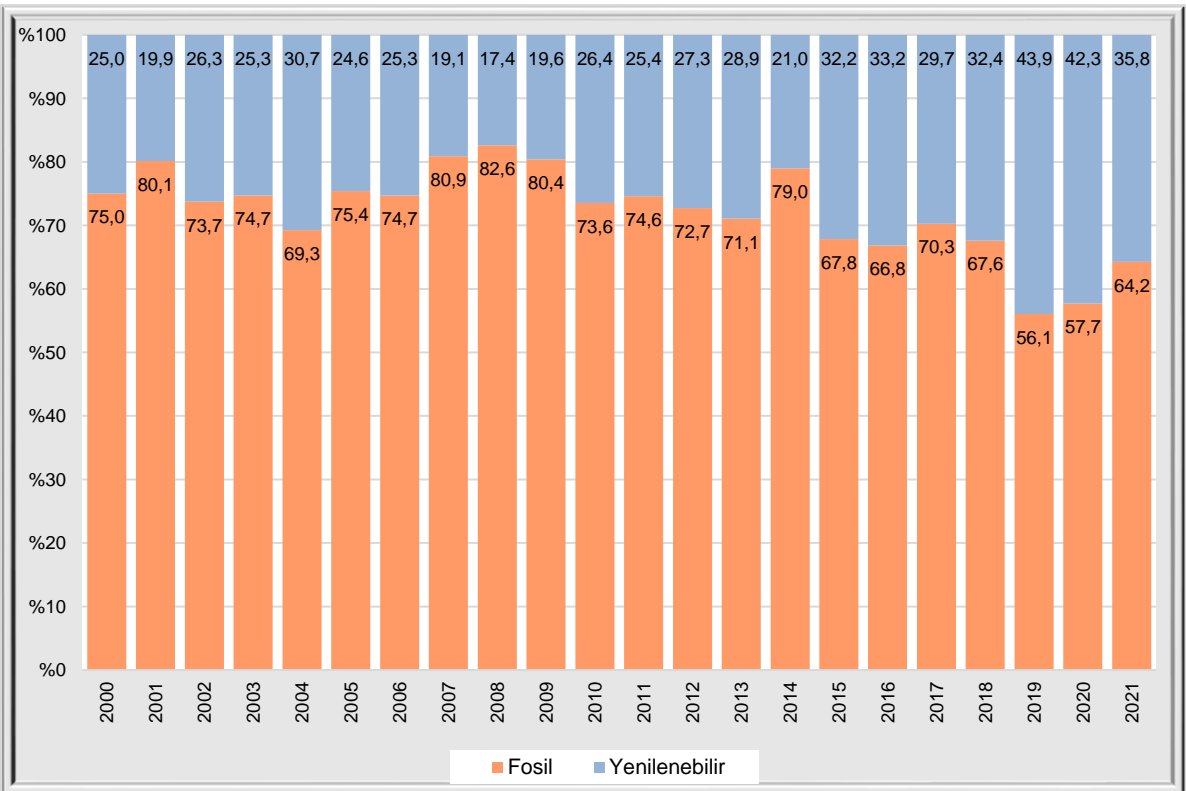
Tablo 3.5 Elektrik Enerjisi Üretiminin Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı (2000-2021)

	Kömür		Petrol Ürünleri		Doğalgaz		Fosil		Atık		Hidrolik		Rüzgar+ Jeotermal+ Güneş		Yenilenebilir		Toplam
	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	GWh	Pay (%)	
2000	38186	30,6	9311	7,5	46217	37,0	93714	75,0	220	0,2	30879	24,7	109	0,1	31208	25,0	124922
2001	38418	31,3	10366	8,4	49549	40,4	98333	80,1	230	0,2	24010	19,6	152	0,1	24392	19,9	122725
2002	32149	24,8	10744	8,3	52497	40,6	95389	73,7	174	0,1	33684	26,0	153	0,1	34010	26,3	129400
2003	32253	22,9	9196	6,5	63536	45,2	104985	74,7	116	0,1	35330	25,1	150	0,1	35595	25,3	140581
2004	34448	22,9	7670	5,1	62242	41,3	104360	69,3	104	0,1	46084	30,6	151	0,1	46339	30,7	150698
2005	43193	26,7	5483	3,4	73445	45,3	122120	75,4	122	0,1	39561	24,4	153	0,1	39836	24,6	161956
2006	46650	26,5	4340	2,5	80691	45,8	131681	74,7	154	0,1	44244	25,1	221	0,1	44619	25,3	176300
2007	53431	27,9	6527	3,4	95025	49,6	154983	80,9	214	0,1	35851	18,7	511	0,3	36576	19,1	191558
2008	57716	29,1	7519	3,8	98685	49,7	163919	82,6	220	0,1	33270	16,8	1009	0,5	34499	17,4	198418
2009	55685	28,6	4804	2,5	96095	49,3	156583	80,4	340	0,2	35958	18,5	1931	1,0	38230	19,6	194813
2010	55046	26,1	2180	1,0	98144	46,5	155370	73,6	458	0,2	51796	24,5	3585	1,7	55838	26,4	211208
2011	66218	28,9	904	0,4	104048	45,4	171169	74,6	469	0,2	52339	22,8	5418	2,4	58226	25,4	229395
2012	68013	28,4	1639	0,7	104499	43,6	174151	72,7	721	0,3	57865	24,2	6760	2,8	65346	27,3	239497
2013	63786	26,6	1739	0,7	105116	43,8	170641	71,1	1171	0,5	59420	24,7	8921	3,7	69513	28,9	240154
2014	76263	30,3	2145	0,9	120576	47,9	198984	79,0	1433	0,6	40645	16,1	10902	4,3	52979	21,0	251963
2015	76166	29,1	2224	0,8	99219	37,9	177608	67,8	1758	0,7	67146	25,6	15271	5,8	84175	32,2	261783
2016	92273	33,6	1926	0,7	89227	32,5	183427	66,8	2372	0,9	67231	24,5	21379	7,8	90981	33,2	274408
2017	97561	33,0	1971	0,7	108169	36,6	207701	70,3	2797	0,9	58450	19,8	26563	9,0	87809	29,7	295511
2018	113249	37,2	329	0,1	92483	30,3	206061	67,6	3623	1,2	59938	19,7	35180	11,5	98741	32,4	304802
2019	113118	37,2	734	0,2	56703	18,6	170554	56,1	4524	1,5	88886	29,2	40287	13,2	133697	43,9	304252
2020	105812	34,5	323	0,1	70931	23,1	177066	57,7	5737	1,9	78094	25,5	45806	14,9	129637	42,3	306703
2021	104202	31,4	337	0,1	108439	32,7	212977	64,2	7617	2,3	55695	16,8	55203	16,7	118514	35,8	331492

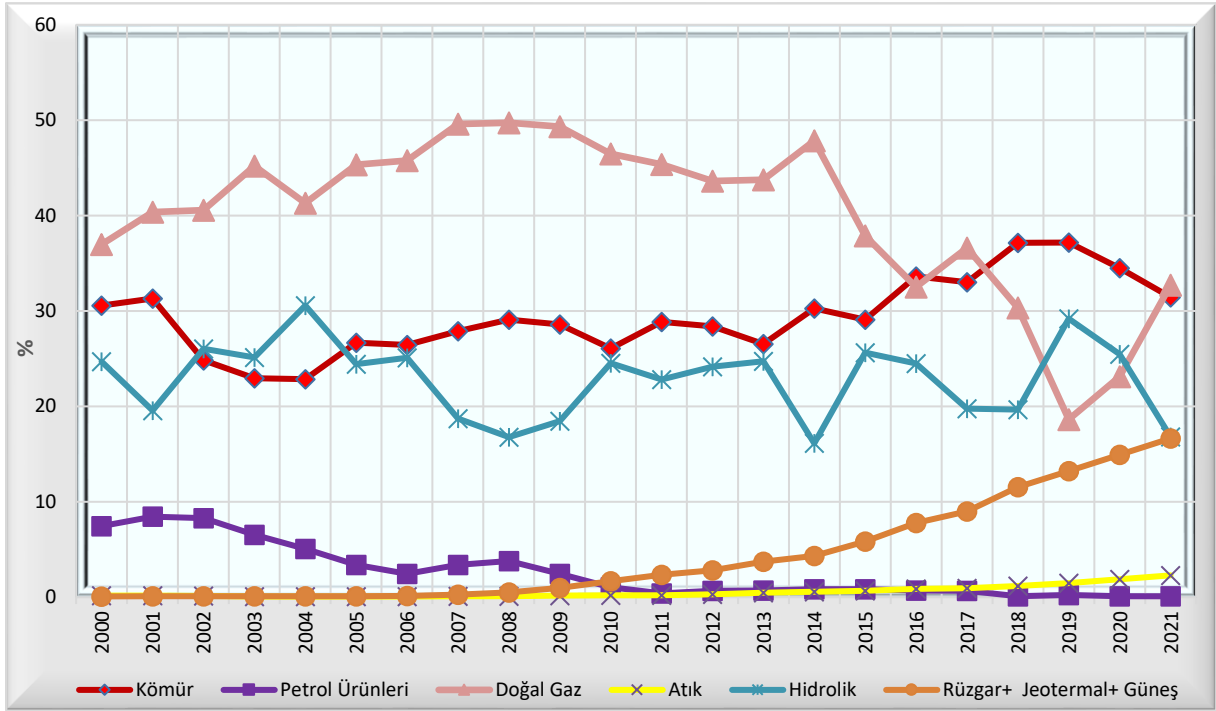
Kaynak: TEİAŞ



Şekil 3.5 Toplam Elektrik Üretiminin Kullanılan Kaynaklara Göre Gelişimi (2000-2021)



Şekil 3.6 Toplam Elektrik Üretiminde Fosil ve Yenilenebilir Kaynak Payları (2000-2021)



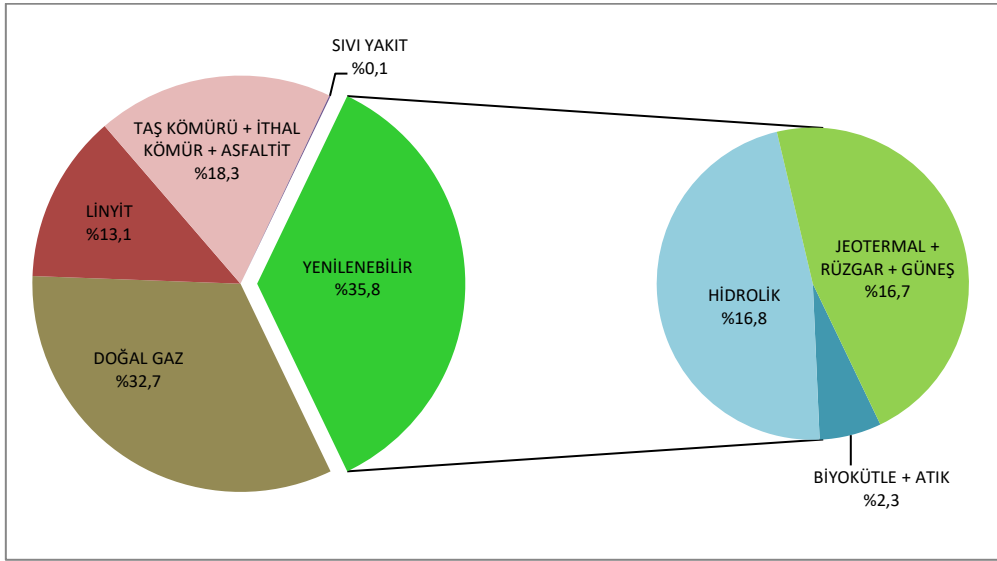
Şekil 3.7 Toplam Elektrik Üretimi İçinde Birincil Kaynakların Payları (2000-2021)

2021 yılı elektrik üretiminin kullanılan kaynaklara göre dağılımı da Tablo 3.7 ve Şekil 3.9'da verilmektedir. Yıllık toplam elektrik üretiminde fosil kaynakların payı %64,2, yenilenebilir (biyokütle ve atıklar dahil) kaynakların payı ise %35,8 olmuştur. Ortalama yıllara göre oldukça kurak olan 2021 yılında Toplam 331.492 GWh olan elektrik üretimi içinde hidrolik kaynaklardan 55.695 GWh üretim yapıldığı görülmektedir. Toplam üretim içinde hidrolik payı %16,8 olarak gerçekleşmiştir.

Tablo 3.6 Türkiye Elektrik Üretimine Kullanılan Kaynaklara Göre Dağılımı (2021)

KAYNAK	ÜRETİM (GWh)	PAY (%)
DOĞALGAZ	108.439	%32,7
LİNYİT	43.400	%13,1
TAŞ KÖMÜRÜ + İTHAL KÖMÜR + ASFALTİT	60.802	%18,3
SIVI YAKIT	337	%0,1
FOSİL KAYNAK	212.977	%64,2
BİYOKÜTLE + ATIK	7.617	%2,3
HİDROLİK	55.695	%16,8
JEOTERMAL + RÜZGAR + GÜNEŞ	55.203	%16,7
YENİLENEBİLİR KAYNAK	118.514	%35,8
TOPLAM ÜRETİM	331.492	%100

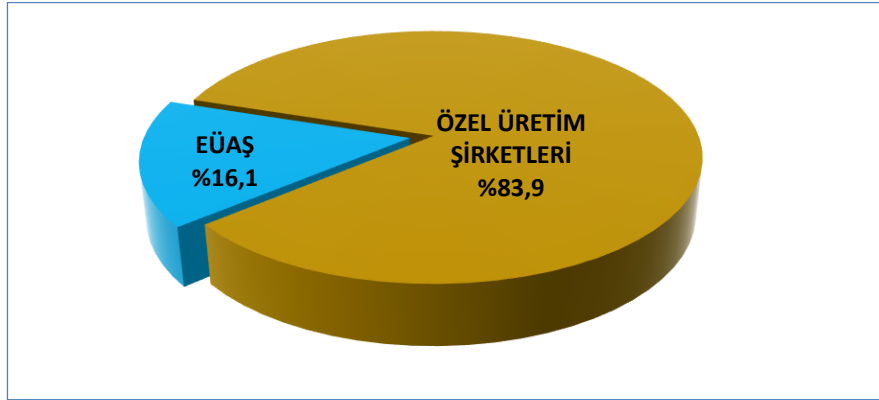
Kaynak: TEİAŞ



Şekil 3.8 Türkiye Elektrik Üretiminin Kullanılan Birincil Kaynaklara Göre Dağılımı (2021)

2021 yılı toplam elektrik üretiminde, doğalgazın payı bir önceki yıla göre belirgin bir şekilde artarak toplam üretim içinde %18,6'dan %32,7 seviyesine yükselmişti. Bu artışın en önemli nedeni 2021 yılının aşırı kurak olması nedeniyle hidrolik kaynaklardan üretimin çok düşmesidir. Kömürün payı bir önceki yıla göre aynı kalmıştır. Uzun yıllardır Türkiye toplam elektrik üretiminin içinde hidrolik kaynak payı genellikle %20-%25 aralığında iken 2021 yılında su gelirlerinin bir önceki yıla göre çok az olması sonucu 2021 yılında %16,8 paya düşmüştür. Son yıllarda rüzgâr, jeotermal ve güneşten üretilen elektrik önemli miktarda artmaya başlamış ve 2021 yılında toplam üretimin %16,7'si seviyesine ulaşmıştır.

Türkiye toplam elektrik üretimi içinde kamu payı, 1984 yılında %87,2 iken bir taraftan yeni tesislerin özel şirketler tarafından satın alma garantili olarak yapılmaya başlanması diğer taraftan mevcut bazı tesislerin işletme hakkının devredilmesi ile bu oran 2000 yılında %59,2 seviyesine gerilemiştir. 2001 yılında elektrik enerjisinin kamu hizmeti yükümlülüğü olmaktan çıkartılıp piyasa ürünü haline getirilmesi ile devlet elektrik üretim tesisi yatırımları yapmaz olmuş ve yeni tesislerin tamamı özel şirketler tarafından yapılırken halen kamu elinde bulunan mevcut tesislerin önemli bir bölümü de özelleştirilmiştir. Sonuç olarak gelinen aşamada, Türkiye'de 2021 yılı toplam 331.492 GWh elektrik üretiminin %16,1'i olan 53.3226 GWh kamu kuruluşu olan EÜAŞ tarafından, geri kalan %83,9'u olan 278.170 GWh ise özel şirketler tarafından gerçekleştirilmiştir. (Şekil 3.10)



Şekil 3.9 Türkiye Elektrik Üretiminde Kuruluşların Payları (2021)

3.3 ELEKTRİK ARZININ VE TÜKETİMİNİN GELİŞİMİ

Türkiye elektrik iletim sisteminin yönetimi, bilindiği üzere bir devlet kuruluşu olan TEİAŞ tarafından gerçekleştirilmektedir. Sektörde faaliyet gösteren kişi ve kuruluşların yanı sıra, yurttışlar doğal olarak elektrik sisteminin gelişmesi ve görünür zamandaki geleceğine ilişkin verilere ulaşmak isteyeceklerdir. Ancak son zamanlarda istatistiksel bilgilerin derlenip yayımlanmasında ve elektrik sistemine ilişkin güncel gelişmelerin açıklanmasında büyük eksiklikler olması dikkat çekmektedir. Daha önceden yayımlanan bilgilerin bir kısmı da şimdi yayımlanmamaktadır. Oysa yürürlükte olan mevzuat gereği, elektrik sistemiyle ilgili bilgilerin ayrıntılı olarak kamuoyuna ve sektör bileşenlerine açıklanması zorunludur. Bu hususta en çarpıcı örnek, Elektrik Şebeke Yönetmeliği'nde kesin hüküm olarak yer almasına karşın, Elektrik İletim Sistemi On Yıllık Gelişim Planı'nın hiçbir zaman ve Elektrik Dağıtım Bölgelerinde On Yıllık Talep Tahmininin 2016 yılına kadar hiç yayımlanmamış olmasıdır. Oysa her iki çalışmaya hem sektör kuruluşları, hem de kamuoyu tarafından ihtiyaç duyulmaktadır.

Yayımlanmakta olan istatistiklere göre 1984 yılından 2021 yılına kadar Türkiye toplam elektrik üretimi ile ithalat ve ihracat değerleri ve brüt elektrik tüketimi Tablo 3.7'de listelenmiştir.

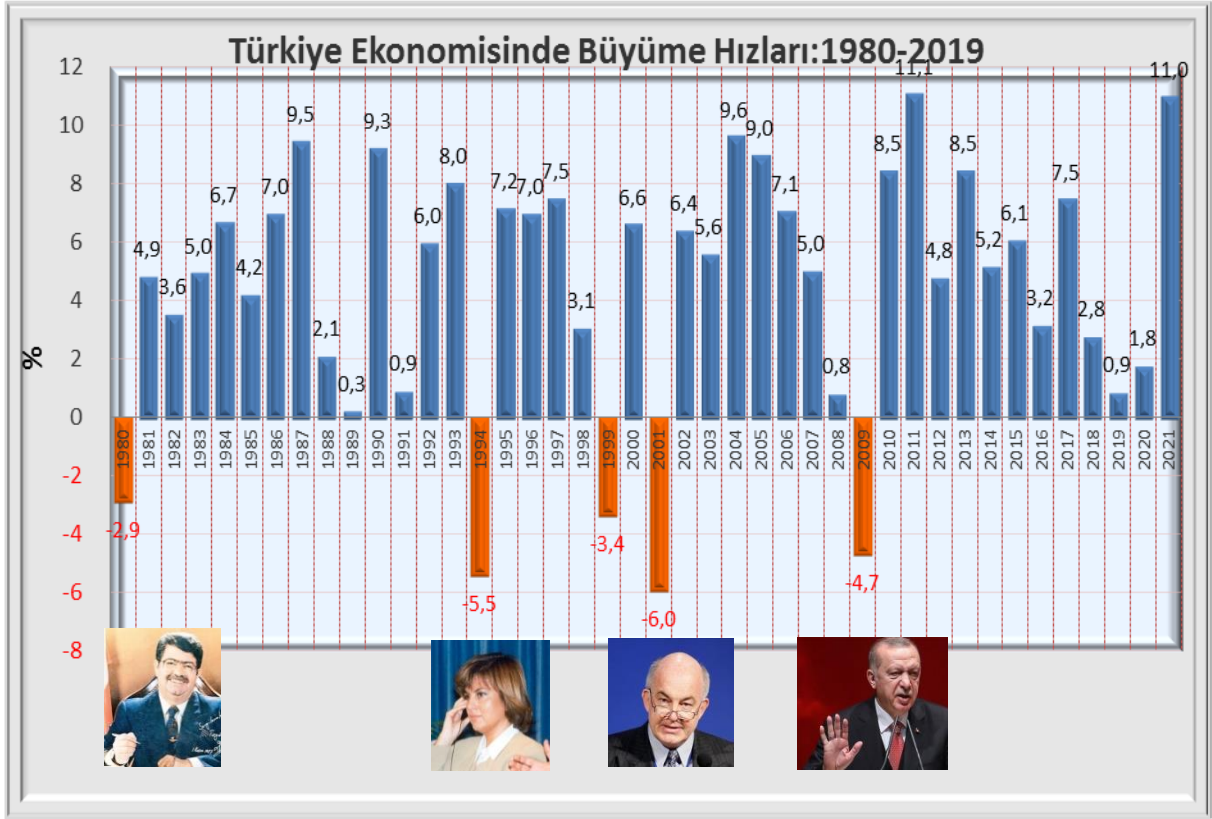
2001 ve 2009 yıllarındaki büyük ekonomik krizlerin ve halen Türkiye'nin içinde bulunduğu ekonomik durumun elektrik tüketimine çok etkili bir şekilde yansıdığı Tablo 3.7, Şekil 3.10 ve Şekil 3.11 incelendiğinde açıkça görülmektedir. 2019 yılında elektrik tüketim talebinin bir önceki yıla göre az da olsa düşüş ve 2020 yılında neredeyse sabit kalmasına 2018 yılı ortalarından itibaren görülen ekonomik durgunluk ve 2020 yılındaki salgın neden olmuştur. Salgın nedeniyle büyük oranda kısıtlanan günlük yaşam düzeniyle ilgili sınırlamaların, 2021 yılında kademeli olarak kaldırılması ile elektrik talebinde artış görülmüş ve 2021 yılı talebi bir önceki yıla göre %8,1 oranında artmıştır. Sonuç olarak, her üç kriz yılında da bir önceki yıla göre elektrik tüketiminde azalma olmuştur. Genellikle ekonomik krizden hemen sonra, kısa süreli de olsa hızlı büyüme görülmesi olağandır. Nitekim, 2001 yılından sonra elektrik tüketiminde yavaş bir gelişme görülmüş ve bu gelişme bir sonraki ekonomik kriz yılına kadar artış göstermiştir. Ancak 2009 yılından sonraki durum daha farklıdır. 2009 yılındaki ekonomik krizin etkisiyle gerileyen elektrik tüketimi, krizi izleyen iki yılda oldukça hızlı artmış ancak sonra artış hızı çok yavaşlamıştır. Özellikle 2012 yılından sonra elektrik tüketimindeki artış oranları, hedeflenen değerlerin çok altında seyretmiştir. Benzer durum, 2021 yılı elektrik talebinde de görülmüştür. Ekonomik kriz sonrasındaki yıllarda ekonomik büyüme ve bununla ilişkili olan elektrik tüketimindeki değişim ayrıca incelemeye değer bulunmaktadır.

Tablo 3.7 Türkiye Elektrik Üretimi ve Tüketimi (1984-2021)

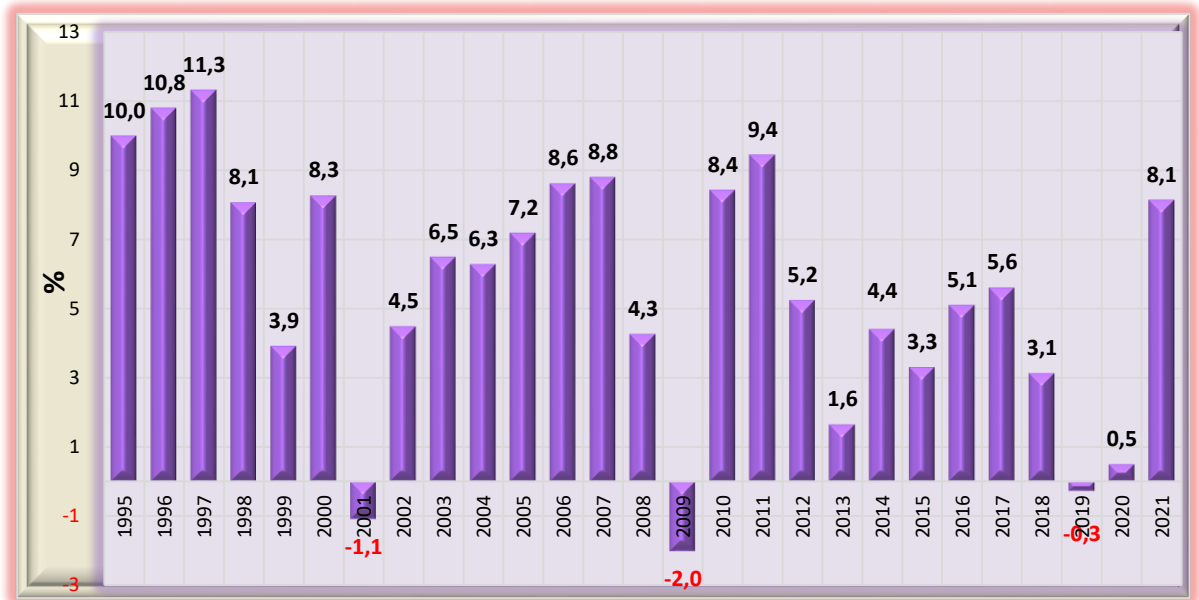
	Brüt Üretim (Milyon kWh)	Önceki Yıla Göre Artış (%)	Dış Alım (Milyon kWh)	Dış Satış (Milyon kWh)	Brüt Tüketim (Milyon kWh)	Önceki Yıla Göre Artış (%)
1984	30.613,5	-	2.653,0		33266,5	-
1985	34.218,9	11,8	2.142,4		36361,3	9,3
1986	39.694,8	16,0	776,6		40471,4	11,3
1987	44.352,9	11,7	572,1		44925,0	11,0
1988	48.048,8	8,3	381,2		48430,0	7,8
1989	52.043,2	8,3	558,5		52601,7	8,6
1990	57.543,0	10,6	175,5	906,8	56811,7	8,0
1991	60.246,3	4,7	759,4	506,4	60499,3	6,5
1992	67.342,2	11,8	188,8	314,2	67216,8	11,1
1993	73.807,5	9,6	212,9	588,7	73431,7	9,2
1994	78.321,7	6,1	31,4	570,1	77783,0	5,9
1995	86.247,4	10,1	0,0	695,9	85551,5	10,0
1996	94.861,7	10,0	270,1	343,1	94788,7	10,8
1997	103.295,8	8,9	2.492,3	271,0	105517,1	11,3
1998	111.022,4	7,5	3.298,5	298,2	114022,7	8,1
1999	116.439,9	4,9	2.330,3	285,3	118484,9	3,9
2000	124.922	7,3	3.791	437	128.276	8,3
2001	122.725	1,8	4.579	433	126.871	-1,1
2002	129.400	5,4	3.588	435	132.553	4,5
2003	140.581	8,6	1.158	588	141.151	6,5
2004	150.698	7,2	464	1.144	150.018	6,3
2005	161.956	7,5	636	1.798	160.794	7,2
2006	176.300	8,9	573	2.236	174.637	8,6
2007	191.558	8,7	864	2.422	190.000	8,8
2008	198.418	3,6	789	1.122	198.085	4,3
2009	194.813	1,8	812	1.546	194.079	-2,0
2010	211.208	8,4	1.144	1.918	210.434	8,4
2011	229.395	8,6	4.556	3.645	230.306	9,4
2012	239.497	4,4	5.827	2.954	242.370	5,2
2013	240.154	0,3	7.429	1.227	246.357	1,6
2014	251.963	4,9	7.953	2.696	257.220	4,4
2015	261.783	3,9	7.136	3.195	265.724	3,3
2016	274.408	4,8	6.330	1.452	279.286	5,1
2017	295.511	7,7	2.729	3.300	294.940	5,6
2018	304.802	3,1	2.477	3.112	304.167	3,1
2019	303.898	0,3	2.212	2.789	303.320	-0,3
2020	305.431	0,5	1.888	2.484	304.836	0,5
2021	331.492	8,5	2.329	4.187	329.634	8,1

Kaynak: TEİAŞ

Tablo 3.7'de yer alan bir diğer önemli ayrıntı da, 2011 yılından 2016 yılına kadar elektrik ithalat miktarındaki artıştır. Bu dönemde, daha önceki yıllara göre kayda değer miktarda fazla elektrik ithalatı gerçekleşmiştir. Bu durum, Türkiye'deki elektrik üretim maliyetleri ve tüketici fiyatları ile komşu ülkelerdeki elektrik fiyatları arasındaki ilişkinin incelemeye değer olduğuna işaret etmektedir.



Şekil 3.10 Yıllara Göre Büyüme ve Krizler, 1980-2017(%) (Kriz yıllarında yüzde 3 ila 6 arası küçülmeler.)



Şekil 3.11 Türkiye Elektrik Tüketiminin Bir Önceki Yıla Göre Değişimi, 1995-2021(%)

Yıllık ekonomik büyüme ile elektrik tüketimindeki yıllık değişim genel olarak paralellik gösterdiği Şekil 3.10 ve Şekil 3.11'de açıkça görülmektedir.

3.4 ELEKTRİK TALEP TAHMİNİ VE ÜRETİM KAPASİTE PROJEKSİYONLARI

6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu Madde 9 (4) ve (5) fıkraları, talep tahminlerinin dağıtım şirketleri tarafından hazırlanıp TEİAŞ'a bildirilmesini ve TEİAŞ tarafından birleştirilen talep tahmini serilerinin EPDK tarafından onaylanması hükmünü getirmektedir. 07.05.2016 tarihli Talep Tahminleri Yönetmeliği ile talep serilerinin nasıl oluşturulacağı tarif edilmekte, yönetmeliğe göre elektrik dağıtım şirketlerinin sorumlu oldukları bölge için, tedarik şirketlerinin 5 yıllık süre ile talep edecekleri miktarı ve Organize Sanayi Bölgelerinin kendi sorumluluk alanları için talep tahmini yapmaları gerekmektedir. Tedarik şirketlerinin 5 yıl içinde satışa sunacakları elektrik miktarı tahmininde, dağıtım şirketlerinin ise 10 yıllık dönem içinde yapmaları gereken yatırımlar için bu serilerin dikkate alınacağı hükme bağlanmıştır. Burada tarif edilen talep tahminlerinin geleceğe yönelik Türkiye toplam elektrik üretim yatırımları için bir sınırlama veya politika oluşturma durumu söz konusu değildir.

Diğer taraftan, 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu Madde 20 (2) fıkra ile, ETKB tarafından 20 yıllık uzun dönem talep tahminleri hazırlanıp yayınlanmasını, bu talep serilerinin TEİAŞ tarafından yapılması gereken Uzun Dönem Elektrik Enerjisi Üretim Gelişim Planı çalışmasında temel olarak kullanılmasını hükme bağlamıştır.

Kanunda, iki ayrı madde içinde tarif edilen talep tahmini serilerinin birbirleri ile ilişkisi bulunmamaktadır. Bu durumda, birbirleri ile uyumlu olmayan iki farklı talep tahminleri serisi olması durumu ortaya çıkabilmektedir. Daha önceki yıllarda iki farklı talep serisi yayımlanmıştır. Ancak, hem TEİAŞ tarafından, elektrik dağıtım şirketlerinden gelen bölgesel talep tahminlerinin birleştirilmesi ile oluşturulan seriler, hem de ETKB tarafından yapılan talep tahmini çalışması sonuçları aynı değerlerdir. İki farklı kuruluş tarafından, farklı yöntemlerle ve farklı parametreler kullanılarak yapılan çalışma sonuçlarının tam olarak aynı olmasının büyük bir rastlantı olması dışında bir açıklaması olabilir mi?

Hem ETKB tarafından, hem de TEİAŞ tarafından birbirinden bağımsız yapılan talep tahmini çalışması sonuçları aynı olduğu için burada ETKB sonuçlarına yer verilmiştir.

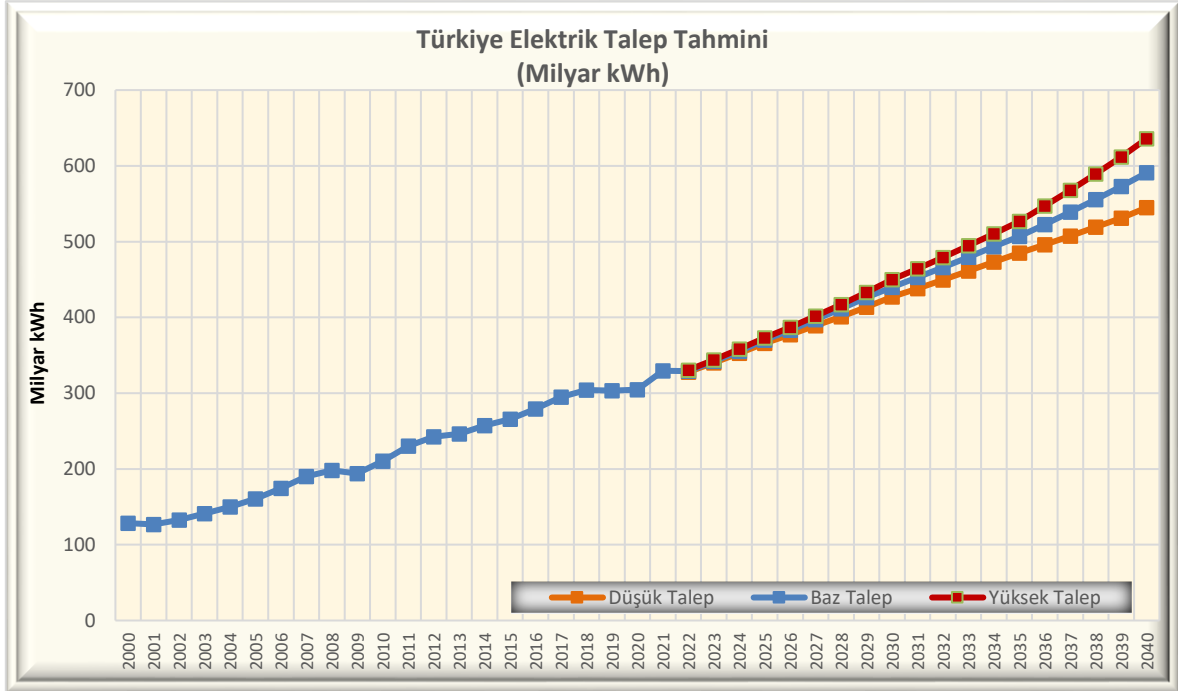
Uzun yıllardır yapılan talep tahmini çalışmaları için nasıl veriler kullanıldığı, nasıl bir modelleme yapıldığı konusunda açıklama yapılmamıştır. 2020 yılında yapılan son çalışmanın, Avrupa Birliği üyesi devletlerde kullanılmak üzere geliştirilen ve yaygın olarak kabul gören PRIMES Modelinin Türkiye dinamiklerine uygun olarak geliştirilen ve ETKB tarafından EST (Energy System for Turkey) olarak uyarlanan model ile yapıldığı açıklanmıştır. Bu kapsamdaki bir modelin baz alınarak Türkiye koşullarına uygun bir geliştirme yapılması olumludur. Bu üç seride yıllar itibarıyla beklenen talep miktarları ve yıllık artış oranları Tablo 3.9'da ve ayrıca 2000 yılından bu yana gerçekleşen yıllık elektrik tüketimi ile 2040 yılına kadar ETKB tarafından öngörülen Baz, Yüksek ve Düşük Senaryolar olarak talep değerleri Şekil 3.13'te gösterilmiştir. Son yıllarda, yıllık elektrik tüketimi artış oranı gittikçe azalmaktadır ve son yıllar ortalaması %5'in altında gerçekleşmiştir. 2019 yılı elektrik tüketimi ise, 2018 yılına göre %0,2 azalmıştır. ETKB tarafından yayımlanan talep serileri, daha önceleri oldukça yüksek tahmin edilirken son çalışmada daha gerçekçi olduğu gözlenmiştir. Son talep serisinin 2040 yılına kadar olan döneminde yıllık ortalama artış oranları, Baz Senaryo için yaklaşık %3,3, Yüksek Senaryo için %3,7 ve Düşük Senaryo için %2,9 olarak öngörülmektedir. 2019 yılı ekonomik durgunluk ve hemen ardından başlayan pandemi nedeni ile, 2018 yılına göre nerede ise artış olmayan elektrik talebi 2021 yılında %8,1 oranında artmıştır. Daha önceki yıllarda da kriz nedeniyle gerileyen talebin kriz sonrası bir veya iki yıl beklenenin üzerinde artış gösterdiği bilinmektedir. 2021 yılındaki yüksek artış göz önüne alınarak, 5 yıllık artış oranının beklenenin biraz üzerinde olması beklense de daha sonraki dönemlerde ETKB tahminleri oranında artış olacağı beklenebilir.

Talep tahmini çalışması en kısa zamanda güncellenmeli ve önümüzdeki yıllar için gerçekçi artış oranları dikkate alınmalıdır.

Tablo 3.8 2019-2021 Gerçekleşme ve Elektrik Enerjisi Talep Senaryolarına Göre Talep Serileri

	Düşük Talep		Baz Talep		Yüksek Talep	
	TWh	Artış (%)	TWh	Artış (%)	TWh	Artış (%)
2019	303,3	-	303,3	-	303,3	-
2020	304,8	%0,5	304,8	%0,5	304,8	%0,5
2021	329,6	%8,1	329,6	%8,1	329,6	%8,1
2022	328,0	-%0,5	329,3	-%0,1	330,5	%0,3
2023	340,1	%3,7	342,1	%3,9	344,1	%4,1
2024	352,7	%3,7	355,4	%3,9	358,2	%4,1
2025	366,0	%3,8	370,0	%4,1	373,0	%4,1
2026	377,3	%3,1	383,3	%3,6	387,2	%3,8
2027	389,0	%3,1	397,1	%3,6	401,9	%3,8
2028	401,1	%3,1	411,4	%3,6	417,2	%3,8
2029	413,5	%3,1	426,2	%3,6	433,0	%3,8
2030	427,0	%3,3	440,0	%3,2	450,0	%3,9
2031	438,1	%2,6	452,8	%2,9	464,4	%3,2
2032	449,5	%2,6	465,9	%2,9	479,3	%3,2
2033	461,2	%2,6	479,4	%2,9	494,6	%3,2
2034	473,2	%2,6	493,3	%2,9	510,4	%3,2
2035	485,0	%2,5	507,0	%2,8	527,0	%3,2
2036	496,2	%2,3	522,7	%3,1	547,0	%3,8
2037	507,6	%2,3	538,9	%3,1	567,8	%3,8
2038	519,2	%2,3	555,6	%3,1	589,4	%3,8
2039	531,2	%2,3	572,9	%3,1	611,8	%3,8
2040	545,0	%2,6	591,0	%3,2	636,0	%4,0

Kaynak: ETKB



Şekil 3.12 Gerçekleşen Elektrik Tüketimleri ve Senaryolara Göre Talep Projeksiyonları

Geçmiş yıllarda gerçekleşen yıllık elektrik tüketim artışlarına bakıldığında, 2012 yılından sonra bir önceki yıla göre elektrik tüketiminin en fazla %5,5 olduğu görülmektedir. Daha önceki yıllarda daha yüksek gerçekleşen elektrik tüketim artışı, gittikçe yavaşlamaktadır. Mevcut durumda halen ihtiyacın çok üzerinde olan elektrik üretim kapasitesinin daha önceki yıllarda yapılmış, abartılı seviyede yüksek olan talep tahminlerini dikkate aldığı göz önünde tutularak elektrik üretim yatırımlarının da belli bir disiplin dahilinde yapılması için politikalar geliştirilmeli ve kesinlikle uygulanmalıdır.

6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu Madde 20, Fıkra (1) (a) bendi gereğince TEİAŞ, Elektrik Üretim Kapasite Projeksiyonu hazırlayıp yayımlamakla sorumludur. Bu çalışma, 2004 yılından itibaren her yıl gelecek 10 yılı, 2013 yılından itibaren ise (ayrıca) gelecek 5 yılı kapsayacak şekilde yayımlanmaktadır. Daha önceki yıllarda hazırlanmış olan tüm Üretim Kapasite Projeksiyonu Raporları, TEİAŞ web sayfasında yayımlanırken artık geçmişte yapılan çalışmalar dahil yenisi de yayımlanmamaktadır. Ancak, 2006 yılından sonra yapılan çalışmaların raporları halen, EPDK web sayfasında yayımlanmaktadır. 2021-2025 dönemi için hazırlanan Üretim Kapasite Projeksiyonu çalışmasında yer alan talep tahminleri, ETKB talep serileri ile lisans almış olup, inşaatı devam eden üretim tesisi bilgileri EPDK güncel verileri ile uyumsuzluk göstermektedir.

Elektrik Üretim Kapasite Projeksiyonu çalışmasının her yılın ilk çeyreği içinde yayımlanması sağlanmalıdır. 6446 sayılı Kanun'da 5 Yıllık Elektrik Enerjisi Üretim Kapasite Projeksiyonu Raporu'nun TEİAŞ tarafından hazırlanıp, EPDK tarafından onaylanacağı kesin hükmü bulunmaktadır. EPDK'nin yasal görevi elektrik sistemi ile ilgili düzenlemeleri yapmak ve katılımcıları denetlemektir. Benzeri çalışmalar hemen tüm Avrupa ülkelerinde elektrik iletim sistemi işletmecisi kuruluşlar tarafından yapılmakta ve başka bir kurumdan onay almadan yayımlanmaktadır. Bu raporun EPDK tarafından onaylanacağı hükmü kaldırılmalı, TEİAŞ ise bu raporu yıllık hazırlayıp yıl içinde de 3 veya 4 ayda bir güncellemelidir.

3.5 ELEKTRİK ÜRETİM LİSANSLARI DURUMU

EPDK tarafından altı ayda bir yayımlanan Proje İlerleme Durumu verilerinden en güncel olan, Ocak 2022 verilerinin incelenmesi ile aşağıdaki sonuçlar elde edilmiştir.

Tablo 3.9 Üretim Lisansı Alan İnşa Sürecindeki Enerji Yatırımlarının İlerleme Durumu

Yakıt/Kaynak Türü	İnşa Halindeki Üretim Lisanslı Kapasite (MWe) Ocak 2022					
	İÖ < 10	10 < İÖ <=35	35 < İÖ <=70	70 < İÖ	Toplam	Pay (%)
Biyokütle	63,8	170,8	420,7	457	1.112,30	6,38
Doğalgaz	—	—	1.970,40	72,4	2.042,80	11,72
Güneş	—	—	—	509,2	509,2	2,92
Hidrolik	800,5	618	156,2	180,7	1.755,40	10,07
İthal Kömür	1.320,0	1.260,0	—	1.320,0	3.900,0	22,38
Jeotermal	—	122,1	22,2	7,2	151,5	0,87
Rüzgar	122,7	694,4	361,5	659,4	1.838,00	10,55%
Uranyum	—	—	4.800,0	—	4.800,0	27,54
Yerli Kömür	700,0	500,0	4,4	113,6	1.318,00	7,56
Genel Toplam	3.007,0	3.365,30	7.735,40	3.319,50	17.427,20	100,0
%	17,30	19,30	44,40	19,00	100,0	—

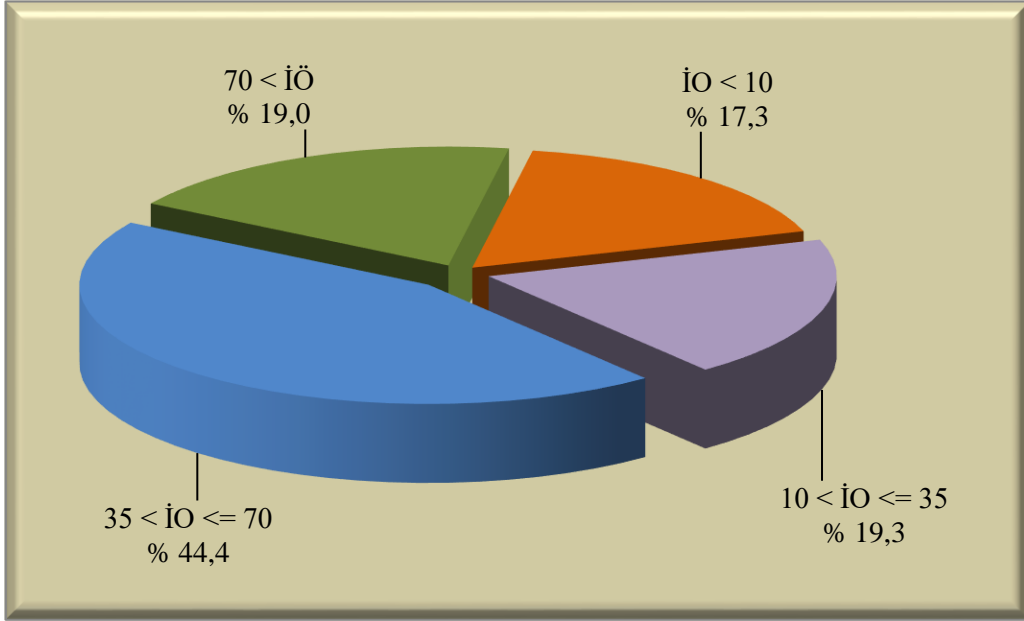
Kaynak: EPDK Ocak 2022 – İlerleme Raporları

<https://epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-86/elektriklisans-islemleri>

Ocak 2022 başı itibarıyla, üretim lisansı alıp yatırımı başlayan toplam 21.772,2 MW kurulu güçteki projelerin, 4.345,3 MW kısmı işletmede olup, geri kalan 17.4276,2 MW kapasite olan projelerde yatırım gerçekleşme oranı %10'un altında olanların toplam kurulu gücü 3.007,05 MW'tır. Yatırım aşamasındaki tüm santrallerin %17,3'ünün henüz yapım çalışmalarına başlamadığı görülmektedir. Gerçekleşme oranı %10-35 arasında olan, 3.365,3 MW kurulu güçteki projeler, %19,3'lük bir paya sahiptir. Yatırım gerçekleşmesi yarıya yaklaşan veya geçen 37.735,34 MW kurulu güçte projeler de, yatırım sürecindeki projelerin %44,4'ünü oluşturmaktadır. Yatırım gerçekleşme oranı %70'i aşan ve tamamlanma aşamasına gelen 73.319,45 MW kurulu güçte projeler ise, yatırım aşamasındaki projelerde %19'luk bir paya sahiptir.

Önceki yıllarda yayımlanan Türkiye'nin Enerji Görünümü Raporlarında yer alan ve tarafımızca eleştirilen, proje ilerleme durumlarında “belirsiz” olarak belirtilen durumun artık yer almadığı hususuna burada dikkat çekmek isteriz.

Lisans almış olup, devam eden projelerden belirli düzeylerde ilerleme durumları, kaynaklara göre Tablo 3.9 ve Şekil 3.14'te gösterilmiştir.



Şekil 3.13 EPDK'den Üretim Lisansı Alan Projelerin Gerçekleşme Oranları (Ocak 2022)

Kaynak: EPDK Ocak 2022 – İlerleme Raporları
<http://epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-86/elektriklisans-islemleri>

3.6 ÖNLİSANS BEKLEYEN PROJELER

Mart 2022 itibarıyla önlisans için başvuruda bulunan 177,3 MW kurulu güçte, 17 adet projenin başvuruları değerlendirilmektedir. 7.041,4 MW kurulu güçte, 228 adet projenin ön lisansları yürürlüktedir. Lisansların kaynaklara göre dağılımı Tablo 3.10'da verilmiştir.

Tablo 3.10 Önlisans Sürecindeki Elektrik Üretim Projelerinin Sayı ve Kapasiteleri (Mart 2022 itibarıyla)

	Değerlendirme Aşamasında		Yürürlükte	
	Sayı	MW	Sayı	MW
Doğalgaz			1	4,3
İthal Kömür				
Kömür				
Motorin				
Proses Atık Isısı			1	5,3
Yerli Kömür			1	4,8
Diğer	1	2,0		
TERMİK TOPLAMI	1	2,0	3	14,4
Uranyum				
NÜKLEER TOPLAMI				
Hidroelektrik	6	90,8	59	3148,5
Jeotermal	2	35,5	12	309,8
Güneş	1	0	1	0,0
Rüzgar			54	3046,7
Biyokütle	7	48,9	99	522,1
YENİLENEBİLİR TOPLAMI	16	175,3	225	7027,0
GENEL TOPLAM	17	177,3	228	7041,4

Kaynak: EPDK. <https://epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-86/elektriklisans-islemleri>

Daha önceki yıllara göre yeni santral başvurularında azalma gözlemlenirken; özellikle fosil yakıtlı kaynaklara dayalı santrallarda başvuru çok azalmıştır. Tablo 3.11’de görüleceği üzere, mevcut proje stoku 2021 Mart sonu itibarıyla 124.465 MW değerine ulaşmıştır. 2023 yılı için siyasi iktidarın öngördüğü kurulu güç hedefi olan 125.000 MW seviyesi, geri çekilmiş ve 1 Mayıs 2020 tarihinde yayımlanan ETKB Strateji Planı’na göre 110.000 MW hedef olarak açıklanmıştır. Bugünden sonra yeni hiçbir proje lisans almasa dahi, mevcut lisanslı ve önlisanslı projelerin gerçekleşmesi halinde 2023 hedefi aşılmış olacaktır. Tablo 3.11’de özetlenen bu sonuç, proje stokundaki şişkinliği, elektrik üretim tesisi yatırımları için herhangi bir planlama olmadığını çok açık biçimde ortaya koymaktadır.

Tablo 3.11 Mevcut, Yatırım ve Lisans Alma Sürecindeki Projelerin Kurulu Güçleri ve Toplam Proje Stoku

Tanım	Kurulu Güç (MW)
2021 Aralık Sonu İtibarıyla Mevcut Tesisler	99.820
Yapım Aşamasındaki Projeler (Akkuyu NGS Dahil)	17.427
2021 Aralık Sonu İtibarıyla Mevcut Tesisler + Yatırım Sürecinde Olan Projeler (Akkuyu NGS Dahil)	117.247
2022 Mart Sonu İtibarıyla Önlisans Almış Projeler	7.041
2022 Mart Sonu İtibarıyla Önlisans Değerlendirme Aşamasında Olan Projeler	177
2022 Mart Sonu İtibarıyla Toplam Proje Stoku	124.465
2023 Hedefi - ETKB 2019-2023 Strateji Planı (1 Mayıs 2020)	110.000

Yukarıdaki projelere ilave olarak; 2021 ve 2022 yıllarında yapılan YEKA GES 3 (1.000 MW) ve YEKA GES 4 (300 MW'lık bölümü) ihaleleri ile Nisan ayından sonra 2022 yılı içinde yapılacak olan YEKA RES 3 (850 MW), YEKA GES 4 (700 MW'lık bölümü) ve YEKA GES 5 (1.200 MW) ihaleleri ile yenilenebilir santrallarda kapasite artışları, hibrit santrallar ve iletim seviyesinden yapılacak lisanssız elektrik üretimi başvuruları için tahsis edilmesine karar verilen (2.787 MW) kapasite nedeniyle önümüzdeki yıllarda, sadece bu tahsislerle, proje stokuna 6.837 MW ilave olacaktır.

Bilindiği üzere, Elektrik Üretim Lisansında yatırımcı açısından bağlayıcı olan bilgi ve özellikler bulunmaktadır. Bunlardan birisi olan üretim tesisinin işletmeye gireceği tarih, lisansın üzerinde açıkça belirtilmiştir. Bu tarihin gecikmesinin sakıncası, sadece üretim tesisinin işletmeye girmesinin aksaması değil, aynı zamanda elektrik sisteminde, söz konusu lisans üzerindeki miktar kadar kapasite sorumluluğunun yerine getirilememiş olmasıdır. Bu nedenle, elektrik üretim tesisi yatırımlarının tamamlanmasının, lisanslarında belirtilen tarihten sonraya kalması; yatırımcının bu sorumluluğu yerine getirmemiş olma ve sistemde çok ciddi aksamaya neden olma ihtimali anlamına gelmektedir. Mevcut uygulamada, üretim tesisi lisanslarında gerektiği gibi izleme yapılmamakta, gecikmeye karşı gereken yaptırımlar uygulanmamaktadır. Hatta 6446 Sayılı Kanun'un 16. maddesinde öngörülen, aslında yeterli sayılamayacak cezai yaptırımlar bile tam olarak uygulanmamaktadır

Elektrik enerjisi üretim tesisi yatırımları, uzun vadede karara bağlanabilen, uzun bir süreçte gerçekleştirilebilen ve maliyeti oldukça yüksek yatırımlardır. Bunlar, akşam ihtiyaç hissedilip sabaha sonlandırılabilen yatırımlar değildir. Elektrik enerjisi arz güvenliğinin sağlanmasında bir sorun olduğu, birkaç yıl öncesinden tespit edilebilir. Dolayısıyla da, gerekli yatırım kararlarının, çok önceden verilmesi gerekmektedir. Mevcut serbest piyasa uygulamasında ise, üretim tesisi yatırımı yapmak üzere başvuru olmaması değil, tam tersine gerekenin üstünde başvuru olduğu halde, bazı yatırımların zamanında tamamlanamamış olması dikkat çekicidir. Başvurular ve verilmiş lisanslar göz önüne alındığında, görünür zaman içinde elektrik enerjisi üretiminde kapasite açığı beklenmeyecektir. Ancak yatırım sürecindeki projelerdeki gecikme, arz güvenliğinde sıkıntıya neden olursa bunun önleminin alınması çok kolay olmayabilecektir. Yani, akşam ortaya çıkan arz sıkıntısının sabaha giderilmesi mümkün olamayacaktır. Arz güvenliğindeki tehlike ortaya çıkmadan stratejik olarak yatırım çözümlerinin belirlenmiş olması gerekmektedir. Bu da ancak, sağlıklı bir planlama çalışması ve bu planların uygulanmasıyla mümkün olabilir. Bugün olduğu gibi, neredeyse her üretim tesisi yatırım başvurusuna lisans verilmesi ve bu lisanslı elektrik üretim yatırımlarının ne zaman sonuçlanacağı ve devreye gireceği hususlarında belirsizliğin sürmesi durumunda, beklenmedik koşullar nedeniyle arz güvenliğinin tehlikeye girmesi halinde, çözüm için çok geç kalınmış olur.

Lisans almış olan elektrik üretim tesislerinin ilerleme durumları ve son iki yıl içinde gerçekleşen lisans iptallerindeki artış, bu lisanslar verilirken gereken özenin gösterilmediği ve yeterli incelemenin yapılmadığını ortaya koymaktadır.

Toplum çıkarlarını gözeten, planlamayı benimsemiş, kamucu anlayışla, katılımcı ve demokratik bir işleyişe sahip olan bir enerji yönetimi ve ETKB yapılanması ile, kararların dönem elektrik üretim planı çerçevesinde verilerek üretim tesisi yatırımlarının yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı olarak, doğru zamanda, doğru yerde, yerli makina ve ekipman kullanarak, çevreye en az zarar verecek şekilde gerçekleşmesi mümkün olabilecektir.

3.7 MEVCUT DURUMUN DEĞERLENDİRMESİ

Elektrik üretim tesisi planlaması gelecekteki talep artışlarını göz önüne alarak yapılmalıdır. Bazı yenilenebilir kaynaklı tesisler hariç, elektrik üretim tesislerinin yapım süresi uzundur. İnşaat süresi uzunluğunun yanında fizibilite araştırması, yasal izinler ve ekipman imal süreleri de gözönüne alındığında çok zamana ihtiyaç duyulmaktadır.

Yıllara göre ihtiyaç duyulan kapasitenin planlaması yapılmadan yatırımların gerçekleştirilmesi sonucu, atıl kapasiteler oluşmuştur. Bu durum, elektrik enerjisi sektörünün uzun yıllardır hiçbir planlama yapılmadan, salt özel sektöre en fazla kâr elde edeceği alan olarak sunulmasının kaçınılmaz bir sonucu olup, planlamanın gereğini ve statik değil, ekonomideki öngörülmemiş gelişmeleri de içerecek dinamik bir kurguyla yapılmasının zorunluluğunu bir kez daha gözler önüne sermektedir.

Daha önceki yıllarda yayımlanan Türkiye'nin Enerji Görünümü Raporlarında da belirtildiği üzere, elektrik enerjisi, tüketimine ihtiyaç duyulduğu anda üretilmesi gereken bir üründür. Elektrik üretim tesisleri de uzun süren ve oldukça pahalı yatırımlardır. Ayrıca elektrik, toplumsal refahın artması ve sürmesi için vazgeçilmez bir unsurdur. Bu nedenlerden dolayı, elektrik enerjisi üretim yatırımlarının gerektiği kadar ve zamanında gerçekleştirilmesi önemlidir. İhtiyaç duyulduğu kadar yapılması gerektiği gibi, pahalı olduğu için atıl kapasite kalacak şekilde de yatırım yapılmamalıdır. Gerektiği kadar kapasitenin devrede olmasını sağlayacak yatırımların zamanında yapılmaması elektrik açığına neden olabilecek ve serbest piyasa kurallarının uygulandığı durumlarda arz talebi karşılayamadığı için elektrik satış fiyatlarında artışa neden olacaktır. Diğer taraftan, plansız bir şekilde, gereğinden fazla kapasite yaratılması atıl kapasite oluşturacak ve kaynak israfına neden olacaktır.

Lisans verme sürecinde, bir plan dâhilinde hareket edilmemekte, üretim yatırımının yeri, zamanlaması, kapasitesinin ihtiyaca yönelik olup olmadığı, kaynağın verimli kullanılıp kullanılmadığı ve maliyet açısından uygun olup olmadığı gözetilmemektedir. Çevresel ve toplumsal etkileri çok büyük olan enerji yatırımları için, toplumsal fayda ve maliyet analizi çalışması yapılmamaktadır. Toplum çıkarlarını gözetken kamusal bir planlama anlayışı ve uygulaması da olmadığı için; yatırımlar için tek ölçüt, yatırımcı özel şirketin/sermaye grubunun kâr beklentileri olmaktadır. EPDK, yalnızca verilen lisansların sayısını ve kurulması hedeflenen kapasiteleri önemsemekte ve özel sektör yatırımcılarının lisans alan projelerini hayata geçirmesini beklemektedir.

Temelleri 1980'lerde atılan ve 2000'lerden bu yana yoğunlaşarak uygulanan, piyasacı, özel şirketleri kollayan ve toplumun çıkarlarını gözetmeyen politikalarla dışa bağımlılık azalmak bir yana artmış, elektrik fiyatları resmi enflasyon oranlarından çok daha fazla oranlarda yükselmiştir. Bu hatalı uygulamalarla bir yandan enerji yoksulluğu yaygınlaşırken, fiyatı artan elektriğin girdisi olduğu hizmet ve sanayi sektörleri de, maliyetlerinin arttığı gerekçesi ile fiyatlarını yükseltmiştir.

Görünürde, elektrik üretim tesislerinde yerli kaynakların kullanılması yönünde ETKB tarafından politikalar geliştirilmekte, stratejik planda hedefler belirlenmekte ve yenilenebilir kaynakların kullanılması yönünde eylem planları oluşturulmaktadır. Ancak, lisans verme uygulamalarında bu hedef ve eylem planları göz önünde bulundurulmamaktadır. Her ne kadar ETKB tarafından elektrik üretiminde kaynak çeşitlendirmesi yapılacağı, yerli ve yenilenebilir kaynakların mümkün olduğunca fazla ve öncelikle kullanılacağı, dışa bağımlı kaynaklardan doğalgazın elektrik üretimindeki payının %30 seviyesinin altına düşürüleceği yönünde hedefler açıklansa da; bu hedeflere ulaşmak için stratejiler, yol haritaları belirlenmemiş ve eylem planları hazırlanmamıştır. Elektrik üretimindeki payı 2014'te %47,1 olan, 2016'da %32,5'e gerileyen doğalgazın payının, su gelirlerinin, dolayısıyla hidroelektrik üretiminin azaldığı 2017 (%19,8) ve 2018'de (%19,7) %36,3'e ve %30,3'e yükselmesi, hidroelektriğin payının %29,2 gibi en üst noktaya ulaştığı 2019'da %18,6'ya düşmesi, 2020'de %23'e

ve 2021'de ise %32,9'a yükselmesi, enerji yönetiminin bol yağışlı günler dilemekten ve yağmur duasına çıkmaktan öte; herhangi bir planı olmadığını göstermektedir.

2021'in son çeyreğinde yapılan bir yasal düzenleme ile; doğalgaz arz güvenliğinin sağlanması amacıyla Türkiye Ulusal Enerji Planı'nın hazırlanması görevi, ETKB'ye verilmişti. Elektrik enerjisi için bu tür bir çalışmanın öngörülmemesinin yanı sıra; enerji ile ilgili tüm uygulamalarda planlama fikri ve uygulamalarından uzak durulması, enerji yönetiminin bilgi, beceri, kapasite ve yeteneklerinin sınırlarını ortaya koymaktadır.

Görevlerinin zorunlu kılmasına karşın, insiyatif kullanmayan, TEİAŞ ve ETKB, uzun dönem elektrik enerjisi üretim planlama çalışması yapma sorumluluklarını ve yükümlülüklerini yerine getirmemiş ve görevlerini ihmal etmişlerdir. 2004 yılından bu yana böyle bir çalışma yayımlanmamış olması, bu kurumların görevlerini ihmal ettiğini göstermektedir. Bu durum, siyasi iktidarın ve enerji yönetiminin, orta ve uzun vadeli gelecek için bir planlama perspektifi ve kurgusu olmadığını, izlenen günü birlik politikalar ve sık sık değişen kararlar nedeniyle sorunların daha karmaşık bir hal aldığına da işaret etmektedir.

Öte yandan TEİAŞ, zaman zaman bölgelere göre bağlantı yapılabilecek trafo kapasitelerini yayımlamakla birlikte, Kanun'da öngörüldüğü halde 10 Yıllık İletim Gelişim Planı'nı yayımlamamaktadır. Üretim Kapasite Projeksiyonuna bağlı olarak, EPDK tarafından lisans verilmiş projelerin kapasitelerinden işletmeye girmesi beklenenlerin sisteme bağlanması durumunda, bölgesel kapasite gelişimi ve sistem ihtiyacına göre ileride bölgesel olarak bağlanabilecek kapasite miktarları, dolayısıyla da elektrik iletim sistemi gelişimini gösteren verilerin de yayımlanması gerekmektedir.

3.7.1 Elektrik Üretiminde Hedefler

Elektrik enerjisinin toplum açısından önemi göz önüne alındığında, temininde kamu hizmeti yükümlülüğünün sürdürülmesi gerektiği ve elektrik ile ilgili faaliyetlerde özel şirketlerin var olmasının, bu kamu hizmeti yükümlülüğünün olmayacağı anlamına gelmeyeceği birçok kez dile getirilmiştir.

Ülkemizde, artık elektrik yokluğuna katlanmak durumu ile karşılaşılmalıdır. Her zaman kendi kârını kamu yararının üstünde tutma imkanını elde etmiş özel sektörün, piyasada anlık enerji fiyatı düştüğünde kâr edemeyeceği için enerji üretmemeye ve tüm ülkenin enerji sistemini riske atma hakkına sahip olmaması gerekir. Elektrik enerjisinin toplum açısından önemi göz önüne alındığında, kamu hizmeti yükümlülüğü sürdürülmelidir. Gerek mevcut elektrik iletim ve dağıtım şebekelerinin yenilenmesi ve geliştirilmesi, gerekse artan talebi karşılamak üzere yeni yapılması gereken üretim tesislerinin, kaynaklarının, teknolojilerinin, zamanlamasının ve bölgesel konumlarının belirlenmesinde siyasi otoritenin hem yetkili hem de sorumlu olması gerekir. Siyasi otoritenin, maliyet olarak düşük, çevre ile uyumlu ve toplumun her kesiminin kolaylıkla ulaşabileceği sürdürülebilir elektrik enerjisi arzını, "görünmez eliyle", serbest piyasadaki bekleme yerine, toplum çıkarlarını gözeten bir plan dâhilinde ve kamu kuruluşları eliyle gerçekleştirmesi gerekmektedir.

Türkiye'de santrallerin yapım gerçekleştirmeleriyle ilgili daha önce verilen bilgiler ve elektrik üretimi ve tüketiminin yıllara göre gelişimine ve kaynaklara göre dağılımına ilişkin yukarıdaki bölümlerde aktarılan veriler, konuya neden kamusal planlama anlayışıyla yaklaşılması gerektiğini anlatmaktadır.

ÖZGEÇMİŞ



Yusuf Bayrak
yusufbayrak19@gmail.com

ODTÜ Matematik Bölümü 1984 mezunu.

1985 yılından bu yana TEK/TEAŞ/TEİAŞ'ta Elektrik Üretim Planlaması konusunda çalıştı. Elektrik üretim planlaması, talep tahminleri, elektrik sistemi üretim analizleri konularında eğitimlere katıldı. Yurtiçi ve yurtdışında çeşitli kongre ve sempozyumlarda elektrik üretim planlama ve sistem analizleri konularında bildiriler sundu ve raporlar hazırladı. 2018 yılında TEİAŞ'tan emekli oldu.

ODTÜ Mezunları Derneği üyesi olup bu dernek içindeki Enerji Komisyonu çalışmalarına katılmaktadır. 2018-2019 döneminde Dernek Yönetim Kurulu Üyesi olarak görev yapmıştır.



Oğuz Türkyılmaz
oguz.turkyilmaz@mmo.org.tr

1951'de Ankara'da doğdu. 1973'te ODTÜ Endüstri Mühendisliği Bölümünden mezun oldu.

1973-1976 arasında Etibank'ta çalıştı. 1976-1977 döneminde TMMOB Makina Mühendisleri Odası Genel Merkez Yönetim Kurulunda İkinci Başkan ve yönetici olarak görev yaptı.

1977-1980 döneminde TMMOB'de Genel Sekreter Yardımcısı olarak çalıştı.

1980'de Demokrat Gazetesi Ankara Bürosunda araştırma servisi şefliği görevini üstlendi. 1982'den bu yana özel sektörde çeşitli kuruluşlarda mühendis ve yönetici olarak çalıştı. Halen müşavirlik yapıyor.

Üyesi Olduğu Kuruluşlar:

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Üyesi ve Enerji Çalışma Grubu Başkanı.

TMMOB Enerji Çalışma Grubu 2. Başkanı.

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Üyesi, (2005-2014 Yönetim Kurulu Üyesi).

ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu Üyesi.

21.Yüzyıl İçin Planlama Grubu Üyesi.

Yayınlar:

Türkiye'de Pamuklu Tekstil Sanayinin Tarihsel Gelişimi ve Bugünü, Kolektif, TMMOB Makina Mühendisleri Odası Yayını.

ABD Emperyalizmi ve Ortadoğu, Kolektif, İMGE Kitabevi.

Capitalism's Deadly Threat, Kolektif, Transform Europe, Merlins Press.

Anti Emperyalizm ve Bağımsızlık Fikri, Kolektif, Sol Kültür Yayınları.

Potential and development of hydroelectric power in Turkey, Kolektif, Elsevier.

21. Yüzyılda Planlama, Kolektif, Nika Yayınevi.

Hazırlık çalışmalarını üstlendiği, yazarı olduğu, makalesi bulunduğu, editörlüğünü ve eş editörlüğünü yaptığı doğalgaz ve enerji konulu çok sayıda rapor ve Türkiye'nin Enerji Görünümü (2010, 2012, 2014, 2016, 2018, 2020) Raporları, TMMOB Makina Mühendisleri Odası tarafından yayımlandı.

Doğal Gaz, Mühendis ve Makina, Ekonomik Forum, Elektrik Mühendisliği, EMO Enerji, Cumhuriyet Enerji Eki, Çevre Mühendisleri Odası, ODTÜ Mezunlar Derneği, ESM, Insight Turkey, Perspectives dergilerinde, BirGün gazetesinde, SBF KAYAUM Planlama Kurultayları kitaplarında yazıları yayımlandı.

Ulusal ve uluslararası ölçekte çok sayıda bilimsel ve teknik kongreye çağrılı konuşmacı ve bildiri sahibi olarak katıldı, panelist ve oturum yöneticisi olarak görev yaptı. UNDP etkinlik ve projelerinde çalıştı. Birçok radyo ve TV programına katıldı. Birçok üniversitede konferans ve seminerler verdi. İngilizce ve Fransızca biliyor.



BÖLÜM 4

FOSİL YAKITLAR

4.1 DOĞALGAZ SEKTÖR GÖRÜNÜMÜ

Erdinç ÖZEN
Elektronik Mühendisi

2021 yılında ülkemizde toplam tüketilen gaz miktarı, 59,6 milyar m³ olarak gerçekleşmiş olup, 2020 yılında 48,261 milyar m³ olarak gerçekleşmiş ve tüketim yaklaşık %22 oranında artmıştır. 2021 yılı tüketim tahmini, EPDK'nin 21.01.2021 tarih ve 9995 sayılı EPDK Kurul Kararı ile 50,865 m³ olarak ortaya konmuş olup, %17 sapma olmuştur. Pandemi etkisi başlamadan önce, 23.01.2020 tarih ve 9143 sayılı EPDK Kurul Kararı ile 52.019.230.516 Sm³ (Standart metreküp, 9.155 Kcal ve 15°C şartları referans alır) olarak tahmin edilen 2020 yılı ulusal doğalgaz tüketim miktarı %7,79 sapmayla, 48.261.352.140 Sm³ olarak gerçekleşmiştir. Bununla birlikte, dünya genelinin aksine, pandemi şartlarına rağmen doğalgaz tüketimi 2019 yılına kıyasla %7,06 oranında artmıştır.

2017 yılında 53,8 milyar m³ olarak kaydedilen tüm zamanların en yüksek doğalgaz tüketimi, böylelikle yeni bir rekor kırmıştı. Elektrik üretiminde doğalgaz kullanımının payının azalması eğilimi, 2019 yılında %19 seviyelerine inerek dip noktayı görmüştü. O yıl HES'lerin barajlarındaki suyun elektrik üretiminde cömertçe kullanılması böyle bir sonucu doğurmuştu. 2020'de de benzer tutumun devam ettirilmesi sonucu giderek azalan baraj rezerv miktarları, çok az yağış gören bir yılın ardından 2021 yılı başından itibaren kritik seviyelerin altına inmiş, elektrik üretiminde doğalgaza olan ihtiyaç ise giderek yükselmiştir. 2021 yılının Aralık ayına gelindiğinde ise, soğuk günlerde talebin 300 milyon m³ düzeyine çıkması, bunun yanında, aşağıda detaylı bir şekilde değinileceği üzere, bu talebi karşılayacak arz imkanının bulunmaması sonucunda, uzun yıllardır hiç gündeme gelmemiş olan fuel oil yakıtlı elektrik santrallerinin dahi devreye alınması ihtiyacı doğmuştur. Keza, bu çalışmanın hazırlanması sürecinde, 2022 yılı Ocak ayında Türkiye genelinde yaşanan kesintisiz 7 günlük soğuk hava dalgası ile artan doğalgaz talebi ve bunun karşısında arz imkanlarının yetersiz kalması, uzun yıllardır yaşanmamış bir biçimde tüm OSB'lerde 4 gün süre ile doğalgaz ve elektrik arz kısıntısı ile sonuçlanmıştır. Sanayide kullanılan doğalgaz miktarı da 2021 yılında önceki yıla göre cüzi bir miktarda artmıştır.

2021 yılına ait ithalat 58,704 milyar m³, yerli üretim ise yaklaşık 394,4 milyon m³ düzeyindedir.¹

4.1.1 2020 VE 2021 YILLARINA İLİŞKİN İTHALAT VE TÜKETİM VERİLERİNİN İRDELENMESİ

Doğalgaz piyasasına dair ithalat, üretim ve tüketim detaylarına ilişkin veriler, bu verilerin tümünün toplandığı tek merci olan EPDK tarafından her yıl yayımlanan sektör raporlarında kamuoyu ile paylaşılmaktadır. Ancak, 2021 yılına dair yıllık EPDK Doğal Gaz Sektör Raporu henüz yayımlanmadığı için, bu çalışmamızda bazı detaylı analizler sadece 2020 yılı için ortaya konmuştur.

Tablo 4.1.1 2019, 2020 ve 2021 Yılı Sonu İtibarıyla Doğalgaz Piyasası Genel Görünümü

	Üretim (milyon m ³)	İthalat (milyon m ³)	Yurtiçi Satış (Tüketim) (milyon m ³)	İhracat (milyon m ³)	TOPLAM ARZ (Üretim + İthalat) (milyon m ³)	TOPLAM TALEP (Yurtiçi Satışlar + İhracat) (milyon m ³)
2019	473,87	45.211,47	45.285,50	762,68	45.685,34	46.048,18
2020	441,27	48.125,51	48.261,35	577,52	48.566,78	48.838,87
2021	394,4	58.703,93	59.600,75	382,89	59.086,89	59.983,64

Kaynak: EPDK 2019, 2020 Doğal Gaz Sektör Raporları ve 2021 Aylık Sektör Raporları

2018 yılında gerçekleşen ithalattaki ağırlığı yaklaşık %85 olan BOTAŞ'ın (ki daha önceki dönemlerde %80 civarında gerçekleşmişti), piyasa beklentilerinin aksine bu ağırlığı yıllar içinde artmıştır. 2019 yılında bu oran %96,42, 2020 yılında %90,84 ve 2021 yılında %93,59 olarak gerçekleşmiştir. Toplam ithalat içinde özel sektör ithalatçılarının payının artması, piyasanın liberalleşmesi ve rekabetin artması için olmazsa olmaz bir adım olarak görülmele birlikte, geçen süre içinde bu pay beklentilerin aksine radikal düzeyde bir azalma göstermiştir. Siyasi otoritenin yüksek düzeyde sübvansiyon uygulaması, özel sektör ithalatçılarının toptan satış ve perakende satış anlamında rekabet şansını neredeyse yok etmiştir. Özel sektör tarafından özellikle talebin yükseldiği soğuk kış dönemlerinde sınırlı düzeyde gerçekleştirilen ithalat miktarlarının büyük kısmı da, BOTAŞ tarafından sınırda satın alınmaktadır.

Tablo 4.1.2 İthalatçı Şirketlerin 2019, 2020 ve 2021 Yılındaki İthalatları ve Toplam İthalat İçindeki Payları (Milyon m³)

	2019	%	2020	%	2021	%
BOTAŞ (BORU HATLARI İLE PETROL TAŞIMA AŞ)	43.591,89	96,42	43.717,45	90,84	54.940,47	93,59
AKFEL GAZ SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	1.066,95	2,36	1.411,62	2,93	749,07	1,28
AVRASYA GAZ ANONİM ŞİRKETİ	-	-	99,27	0,21	56,55	0,1
BOSPHORUS GAZ CORPORATION ANONİM ŞİRKETİ	185,84	0,41	2.289,38	4,76	2.457,66	4,19
EGE GAZ ANONİM ŞİRKETİ	294,04	0,65	265,78	0,55	0	0
ENERCO	0	0	0	0	29,12	0,05
KİBAR ENERJİ ANONİM ŞİRKETİ	13,54	0,03	128,14	0,27	230,46	0,39
SHELL ENERJİ ANONİM ŞİRKETİ	42,23	0,09	213,16	0,44	240,60	0,41
ENGİE ENERJİ TİCARET VE PAZARLAMA ANONİM ŞİRKETİ	-	-	0,71	0,0015	-	0
TOPLAM	45.211,47		48.125,51		58.703,93	

Kaynak: EPDK 2019, 2020 Doğal Gaz Sektör Raporları ve 2021 Aylık Sektör Raporları

LNG ithalatının payı, toplam ithalat içinde giderek artmakta olup, bu oran 2020 yılında %31,33 olarak en yüksek oranına çıkmış, 2021 yılında 14.107,39 milyon m³ miktar ile toplam ithalat içinde %24 oranında ile yer almıştır.

Tablo 4.1.3 2013-2021 Yılları Arasında, Doğalgaz İthalatı Gerçekleştiren Şirketlerin Doğalgazın Türüne Göre İthalat Miktarları (Milyon Sm³) ve Payları (%)

Gazın Türü	BORU GAZI		LNG		TOPLAM
	Miktar	Pay(%)	Miktar	Pay(%)	
Yıllar					Miktar
2013	39.419,44	87,08	5.849,54	12,92	45.268,98
2014	41.981,41	85,22	7.280,87	14,78	49.262,28
2015	40.778,11	84,21	7.648,96	15,79	48.427,08
2016	38.724,48	83,54	7.627,68	16,46	46.352,17
2017	44.484,67	80,52	10.765,28	19,48	55.249,95
2018	39.032,13	77,63	11.249,92	22,37	50.282,05
2019	32.517,40	71,92	12.694,07	28,08	45.211,47
2020	33.047,16	68,67	15.078,35	31,33	48.125,51
2021	44.596,54	75,97	14.107,39	24,03	58.703,93

Kaynak: EPDK 2019, 2020 Doğal Gaz Sektör Raporları ve 2021 Aylık Sektör Raporları

Spot LNG ithalatı, devreye alınan yüzer LNG terminalleri (FSRU) kullanımına paralel olarak giderek artış göstermiş olup, 2020 yılında toplam doğalgaz ithalatı içinde %16,95'lik bir paya sahip olmuştur.

Bu oran 2021 yılında ise 6,87 milyar m³ Spot LNG ithalatı ile %11,7 olarak gerçekleşmiştir. 2020 yılında Katar 3,248 milyar m³ ve ABD 2,977 milyar m³ hacimlerle Spot LNG ithalatında öne çıkan ülkeler konumunda iken, ABD'nin 2021 yılında 4,739 milyar m³ hacimle Spot LNG ithalatında giderek artan payının yanı sıra Katar'dan sağlanan hacmin 796 milyon m³ seviyesine düşmesi dikkat çeken bir husustur.

Tablo 4.1.4 2020 ve 2021 Yılları Spot LNG İthalatı (Milyon Sm³)

Ülke Adı	2020	2021
ABD	2.976,87	4.739,54
Angola	94,65	0
Ekvator Ginesi	181,65	0
Fransa	131,45	0
İspanya	82,68	105,86
Kamerun	96,96	88,29
Katar	3.248,09	795,76
Mısır	92,29	765,85
Nijerya	523,22	92,32
Norveç	85,66	0
Trinidad ve Tobago	633,88	194,64
Genel Toplam	8.147,41	6.871,13

Kaynak: EPDK 2020 Yıllık Doğal Gaz Sektör Raporu, 2021 Aylık Sektör Raporları

Küresel fiyatlar Spot LNG ithalat miktarı üzerinde etkili olmuştur. Fiyatların aşırı yüksek olduğu 2021 yılında, yılın son çeyreğine kadar bazı aylarda hiç spot LNG alımı yapılmamış, yılın son çeyreğinde ise artan talebin karşılanabilmesi için yüksek miktarlarda spot LNG alımı zorunlu hale gelmiştir.

Spot boru gazı ithalatı ile ilgili usul ve esaslar, EPDK tarafından 2019 yılı Eylül ayında yürürlüğe konulmuştur. 2020 yılı başında Türk Akımı boru hattı sisteminin devreye alınmasıyla, atıl duruma düşen Malkoçlar giriş noktası için çağrılar yapılmaya başlanmış, Eylül ve Aralık aylarında çok cüzi miktarda Rus gazı (toplamda 12,04 milyon m³) özel sektör ithalatçıları tarafından Gazprom ile spot sözleşme (Gazprom'un elektronik satış platformu üzerinden) yoluyla sisteme sokulmuştur. 2021 yılında ise artan ihtiyaç doğrultusunda Malkoçlar dışında, İran (Gürbulak) ve Azeri (Türkgözü) giriş noktalarında da spot ithalata yönelik çağrı yapılmış, Türkgözü giriş noktasından BOTAŞ tarafından ilave Azeri gazı alımıyla spot boru gazı ithalatı 834,46 milyon m³ düzeyine çıkmıştır.

Sektörel doğalgaz tüketiminde, giderek genişleyen dağıtım ağı ve yeni aboneliklere paralel olarak evsel tüketim ilk sırada yer almaktadır. 2019 yılında diğer etmenlerin yanı sıra hidroelektrik santrallerine dayalı elektrik üretiminin %31,2 pay ile en üst seviyeye çıkması sonucu dip seviyeyi gören elektrik üretimi amaçlı doğalgaz kullanımı, 2020 yılında artış göstermiş; 2021 yılında ise yaşanan kurak sezonlar ve geçmiş iki yıl boyunca barajlardaki suyun cömertçe kullanılmasının sonucu olarak 2021 yılında doğalgaza dayalı elektrik üretim ihtiyacı neredeyse eski dönemlerdeki durumu yansıtmıştır.

Tablo 4.1.5 Son 3 Yılda Doğalgaz Sektörel Tüketimi (Milyon Sm³)

Sektör	2019	2020	2021
Dönüşüm/Çevrim Sektörü	11.258,00	13.645,29	20.819,10
Enerji Sektörü	1.986,82	1.641,41	1.732,88
Ulaşım Sektörü	411,06	257,89	120,24
Sanayi Sektörü	12.424,04	12.697,67	15.355,50
Hizmet Sektörü	4.606,06	4.288,43	4.593,74
Konut	14.396,42	15.613,23	16.073,97
Diğer Sektörler	203,10	117,43	170,97
Genel Toplam	45.285,50	48.261,35	58.866,41

Kaynak: EPDK Doğal Gaz Sektör Raporları

Yukarıdaki tablo verileri değerlendirildiğinde, talepteki artışın en büyük nedeni, elektrik üretimi için kullanılan doğalgazdaki artış miktarıdır. Elektrik üretimi içinde doğalgaz yakıtlı santrallerin payı, son yıllar içinde en yüksek orana 2014'de %47,9 ile ulaşmıştı. Bu oran 2019 yılında %18,6 ile dip seviyeyi görmeye birlikte, böyle bir durumun yaşanmasında anılan yılda hidroelektrik kökenli üretimin rekor düzeyde yüksek olması gibi özel bir etken vardı. 2021 yılında %32 üzerinde bir orana çıkış, doğalgaz yakıtlı elektrik üretim seviyesinin en başta hidro kökenli elektrik üretim oranından etkilenmediğini göstermektedir. Nitekim 2019 yılında %30'ları aşan hidroelektrik payı, 2021 yılında %16,8 düzeyine gerilemiştir.

**Şekil. 4.1.1** 24 Mayıs 2020 Günü Elektrik Üretimine Kaynaklara Göre Dağılımı

Yukarıda ETKB internet sitesinden alınan bilgilendirme şematığı de, hidrolik rezervin elektrik üretiminde cömertçe kullanıldığı dönemlere dair bir örnek teşkil etmektedir.

Tablo 4.1.6 Elektrik Üretiminde Doğalgaz Yakıtlı ve Hidrolik Santrallerin Yıllar İtibarıyla Payı

	2017	2018	2019	2020	2021
Doğalgaz	%37,2	%30,3	%18,6	%22,7	%32,7
Hidrolik	%14,1	%19,7	%31,2	%25,5	%16,8

Kaynak: TEİAŞ ve EİGM raporları

Doğalgaz ve hidrolik kökenli elektrik üretimi beraber kabaca toplam üretimin yarısını karşılamakta olup, hidrolikelektrik üretiminin yükseldiği yıllarda kullanım önceliğinde (merit order) kömürden sonra yer alan doğalgaz yakıtlı elektrik santrallerinin payı paralel bir oranda düşmektedir. Bununla birlikte 2021 yılında ve 2022 yılının ilk çeyreğinde yaşanan deneyim, doğalgaz yakıtlı elektrik santralleri kapasite portföyünün önemli bir kısmının elektrik piyasası kapasite mekanizması çerçevesinde emre amade tutulacağı öngörüsünü getirmektedir.

2021 yılındaki talep artışının diğer önemli nedeni ise, sanayide kullanılan doğalgazda görülen artış olup bu durumun 2021 yılında en yüksek ihracat miktarının gerçekleşmesi ile yakından ilgili olduğu düşünülebilir.

Doğalgaz altyapısının ulaşmadığı yerlerde kullanılan dökme LNG'nin miktarı, 2011 yılında kaydedilen 1.093 milyon m³ rekor düzeyinden sonra, dağıtım ağının giderek genişlemesiyle yıllar içinde düşüş yaşamış, 2020 yılında ise 466 milyon m³ seviyesinde gerçekleşmiştir.

Araç yakıtı olarak ağırlıklı bir biçimde toplu taşıma araçlarında kullanılan CNG'nin, boru hattının henüz ulaşmadığı noktalarda, konut ve sanayi kesimi tüketicileri tarafından da kullanılması yaygınlık kazanmakla birlikte son yıllarda neredeyse yatay bir eğri çizmektedir. Nihai tüketicilere CNG satışı, 2020 yılında 211 milyon m³ seviyesine ulaşmıştır.

2008 yılında en yüksek üretimin gerçekleştiği 969 milyon m³ seviyesinden sonra başlayan yerli üretimdeki azalma eğilimi, 2017 yılına kadar devam etmiş ve bu yılda 354 milyon m³ seviyesine düşmüştür. 2018 ve 2019 yıllarında üretim miktarlarında nispi artışlar kaydedilmiş olmakla birlikte, bu artış eğilimi takip eden yıllarda devam etmemiştir.

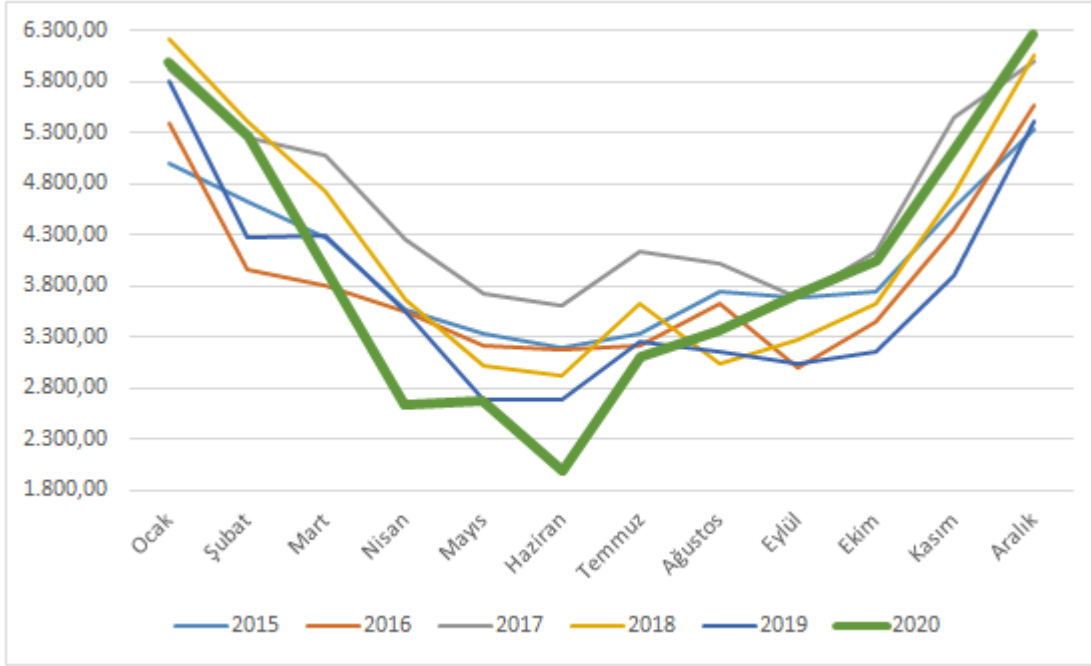
Tablo 4.1.7 2009–2021 Yılları Arasında Yerli Doğalgaz Üretim Miktarları (Milyon Sm³)

Yıllar	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Miktar	684	682	759	632	537	479	381	367	354	428	474	441	394

Kaynak: EPDK Doğal Gaz Sektör Raporları

4.1.2 DOĞALGAZ SEKTÖRÜNDE 2020 VE 2021 YILLARINDAKİ FAALİYETLER İLE İLGİLİ DEĞERLENDİRMELER

2018 ve 2019 yıllarında yaşanan talepteki azalış eğilimi, 2020 yılında da sürmüştü ve dünya genelindeki pandemi etkisi altında, Şekil 4.1.2'de görüldüğü üzere Mart–Mayıs ayları arasında önemli düşüş yaşanmıştır. Nitekim söz konusu dönemde tüketim miktarı birçok ticarethane, hizmet sektörü ve üretim birimlerinin faaliyetlerinin durması veya azalması sonucu 2015 yılından bu yana kaydedilen en düşük miktar olmuştur. Bununla birlikte, sonraki süreçte doğalgaz tüketimi hızlı bir artış sürecine girmiş, 2020 yılında tüketim dünyadaki örneklerin aksine % 7 artış göstermiş ve 2021 yılında da tüm zamanların tüketim rekoru kırılmıştır. Bunun başlıca nedeni, barajlardaki su seviyelerinin aşırı düşmesi sonucu 2021 yılında elektrik üretiminde doğalgaza olan ihtiyacın aşırı yükselmesi olmuş ve daha bir yıl önce kapasite mekanizmasından çıkarılan tüm yap işlet ve yap işlet devret santralleri tekrar sisteme dahil edilmiştir.



Şekil 4.1.2 2015-2020 Yılları Aylık İthalat Miktarları Karşılaştırması (Milyon Sm³)

Kaynak: EPDK 2020 Doğal Gaz Sektör Raporu

Yaşanan bu süreç, büyük bölümünün atıl kalacağı öngörülen doğalgaz yakıtlı elektrik üretim kapasitesinin daha uzun yıllar sistemde faal olarak tutulması gerekliliğini ortaya koymuştur.

Çalışmanın ilerleyen bölümlerinde ayrıntılı olarak irdeleneceği üzere, sektördeki önemli gelişmeler:

- Karadeniz, Filyos açıklarında tahmini 540 milyar m³ olarak bildirilen doğalgaz rezervinin keşfi,
- 2021 yıl sonu itibarı ile toplamda yaklaşık 16 bcm (milyar m³) uzun dönemli alım kontratının sona ermesi ve yıl sonu itibarı ile bunların yenilenmemiş olması,
- 2021 yılında küresel ölçekte çok yükselen Spot LNG fiyatları ve döviz kurlarındaki hızlı yükselişle artan alım maliyetleri ve doğalgaz fiyatlarının artırılmasına karşın sürdürülen sübvansiyon nedeniyle BOTAŞ'ın görev zararının katlanarak yükselmesi olmuştur.

Doğalgaz sektöründe yaşanan gelişmeler aşağıda detaylı olarak incelenmektedir.

4.1.2.1 İthalat

2020 yılı başlangıcı ile birlikte Türk Akımı boru hattı sistemi devreye alınmış, Rus Batı Hattından Malkoçlar üzerinden gaz girişi durmuş ve Kıyıköy terminali yeni gaz giriş noktası olmuştur. Malkoçlar Giriş Noktası ise sınırlı bir kapasite ile spot boru gazı ithalatı için tanımlanmıştır. İki yıllık dönem içinde ilave bir arz giriş noktası devreye alınmamış, sadece Tuzgölü yeraltı depolama ve geri üretim kapasitesinde sınırlı bir kapasite artışı sağlanmıştır.

Rusya'dan Batı Hattı ile ithal edilen doğalgaza ilişkin 2012 yılı sonunda gerçekleşen kontrat devrinden sonra, BOTAŞ yeni bir kontrat devri gerçekleştirilmemiştir. Boru hatları üzerinden gerçekleştirilen ithalat anlamında anılan tarihten bu yana BOTAŞ Kontratlarının devrine dair bir gelişme kaydedilmiş değildir. 2021 yılı sonunda vadesi dolan uzun dönemli gaz alım kontratları sektördeki gelişmeler açısından kritik önemde bir yere sahiptir.

Tablo 4.1.8 2021 Yılı Sonu İtibarı ile Biten Uzun Dönemli Kontratlar, Kontrat Miktarları

Lisans Sahibi	Kontrat Tarafı ve Miktarı (kontrat milyon m ³)
BOTAŞ	Rus/ 4000
Enerco	Rus/ 2500
Avrasya Gaz	Rus/ 500
Bosphorus Gas Corp. AŞ	Rus/ 750
Shell	Rus/ 250
BOTAŞ	Azeri Faz I/ 6600
BOTAŞ	Nijerya LNG/ 1200

Kaynak: EPDK Sektör Raporları, Medya

Tablo 4.1.2'de yer aldığı üzere, özel sektör tarafından devir alınmış olan yıllık toplam 10 milyar m³ hacimli özel sektör Rus gazı ithalatçılarının son 3 yıldaki al ya da öde yükümlülükleri açısından bir değerlendirme yapıldığında, bu miktarın sadece anılan dönemde 15 milyar m³ düzeyine ulaştığı tahmini yapılabilir. Özellikle 2021 yılı sonu itibarı ile sözleşme dönemi sona eren dört özel sektör ithalatçısının al ya da öde yükümlülüklerindeki temerrütlerinden dolayı telafi döneminde parası ödenmiş (veya ödenmesi zorunlu) baki kalan gaz miktarını hangi şartlarda çekecekleri merak konusu olup, bu noktada söz konusu ithalatçıların tamamen BOTAŞ'ın son tüketiciler için uyguladığı fiyat politikalarına veya BOTAŞ tarafından kendilerine yapılacak sınırdaki teslim alım fiyat tekliflerine bağımlı olacağı görülmektedir.

BOTAŞ tarafından resmi açıklama yapılmamakla birlikte, medyaya aksettği kadarıyla Azerbaycan tarafıyla 2022–2024 dönemini kapsayan ve toplamda 6 milyar m³, Rusya tarafıyla ise 2025 yılı sonuna kadar yıllık 5,175 milyar m³'lük yeni alım anlaşmaları yapılmıştır. Küresel boyutta şartların alıcı tarafların aleyhinde oluştuğu ve dahası arz talep dengesinin risk altına girdiği son dönemlerde yapılan bu anlaşmaların fiyatlama detayları bilinmemekle birlikte eski duruma göre mali açıdan ilave külfetler taşıdığı düşünülmektedir. Azeri gazı özelinde, gaz fiyatından ayrı olarak TANAP üzerinden taşınma maliyetinin de ilave bir yük getirdiği dile getirilmektedir.

Ülke ve kaynak bazında yıllara sari olarak ithalat miktarları ve payları Tablo 4.1.9'da verilmektedir. Tablodan da takip edilebileceği üzere, 2017 yılından itibaren artan spot LNG ithalatı etkisini en çok Rusya'dan ithal edilen doğalgaz miktarında göstermiş, özel sektör Rus gazı ithalatçıları al ya da öde yükümlülüklerinde temerrüde düşmüşlerdir.

Tablo 4.1.9 2010 -2020 Yıllarında Ülkeler İtibarıyla Doğalgaz İthalat Miktar (Milyon Sm³) ve Paylar (%)

Ülke	Rusya		İran		Azerbaycan		Cezayir		Nijerya		Diğer*		Toplam	Bir Önceki Yıla Göre Yüzde Değişim
	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)	Miktar	Pay (%)		
2010	17.576	46,21	7.765	20,41	4.521	11,89	3.906	10,27	1.189	3,13	3.079	8,09	38.036	6,08
2011	25.406	57,91	8.190	18,67	3.806	8,67	4.156	9,47	1.248	2,84	1.069	2,44	43.874	15,35
2012	26.491	57,69	8.215	17,89	3.354	7,3	4.076	8,88	1.322	2,88	2.464	5,37	45.922	4,67
2013	26.212	57,9	8.730	19,28	4.245	9,38	3.917	8,65	1.274	2,81	892	1,97	45.269	-1,42
2014	26.975	54,76	8.932	18,13	6.074	12,33	4.179	8,48	1.414	2,87	1.689	3,43	49.262	8,82
2015	26.783	55,31	7.826	16,16	6.169	12,74	3.916	8,09	1.240	2,56	2.493	5,15	48.427	-1,7
2016	24.540	52,94	7.705	16,62	6.480	13,98	4.284	9,24	1.220	2,63	2.124	4,58	46.352	-4,28
2017	28.690	51,93	9.251	16,74	6.544	11,85	4.617	8,36	1.344	2,43	4.804	8,7	55.250	19,2
2018	23.642	47,02	7.863	15,64	7.527	14,97	4.521	8,99	1.668	3,32	5.061	10,21	50.282	-8,99
2019	15.196	33,61	7.736	17,11	9.585	21,2	5.678	12,56	1.756	3,88	5.260	11,63	45.211	-10,08
2020	16.166	33,59	5.321	11,06	11.548	24,00	5.573	11,58	1.358	2,82	8.159	16,95	48.126	6,45
2021	26.348	44,88	9.434	16,07	7.986	13,60	5.987	10,20	1.249	2,13	7.704	13,12	58.704	21,97

* 2020 yılına kadar Spot LNG ithalatının yapıldığı ülkeleri, 2020 ve 2021 yıllarında spot LNG/boru gazı ithalatının yapıldığı ülkeleri temsil etmektedir.

Kaynak: BOTAŞ ve EPDK Doğal Gaz Sektör Raporları

Spot LNG ithalatının toplam ithalat içindeki payı son iki yıllık süreç içinde de önemli bir düzeyde yer almış ve EGEGAZ tarafından gerçekleştirilen cüzi miktardaki ithalat dışında özel sektör tarafından LNG ithalatı gerçekleştirilememiştir. Konuya dair önemli bir gelişme 2020 yılında yaşanmış, ENKA grubu Aliğa yöresinde yeni bir FSRU konuşlandırmak üzere EPDK'ye lisans başvurusunda bulunmuştur. Grubun "yap işlet" sözleşmesi sona eren ve elektrik piyasasında kapasite mekanizmasına dahil edilmeyen toplam 3.800 MW gücündeki doğalgaz yakıtlı santrallara (Adapazarı, Gebze ve Aliğa santralları) uygun fiyatlarla gaz teminini hedeflediği düşündüren bu adımı sonuçlanmamış, EPDK tarafından lisans başvurusu reddedilmiştir. Piyasada gerek rekabetin sağlanması, gerekse doğalgaz ithalat faturasında kamunun yükünün azalabilmesi adına önemli bir girişimin önü böylelikle kapanmıştır. Nitekim 2021 yılında artan ihtiyaç karşısında, adı geçen santrallar kapasite mekanizması içine dahil edilmişlerdir.

2020 yılı içinde Spot LNG ithalatının payı toplam ithalat içinde %16,93 olarak gerçekleşmiş, 2021 yılında ise bu oran %11,7 olmuştur.

Tablo 4.1.10 2020 ve 2021 Yılları Aylık Spot LNG Alımları (Milyon Sm³)

	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Toplam
2020	1.066,2	1.710,3	1.345,1	895	1.163,9	448,4	120,8	223,5	208,7	98,8	132,9	733,70	8.147,4
2021	723,47	743,85	398,38	0,0	84,33	0,0	0,0	153,47	81,58	1206,1	1599,27	1.880,69	6871,13

Kaynak: EPDK 2020 Doğal Gaz Sektör Raporu, 2021 Aylık Sektör raporları

4.1.2.2 Toptan Satış

2020 yılında ülkemizin toplam 48.566,77 milyon Sm³ olarak gerçekleşen doğalgaz arzının; %90,02'si BOTAS, %9,08'i diğer ithalat lisansı sahibi şirketlerce (ithalat gerçekleştirmiş olanlar), %0,91'i ise üretim gerçekleştiren toptan satış şirketlerince karşılanmıştır. 2020 yılında lisans sahiplerine yapılan satışların %94,67'si ithalat lisansı sahibi şirketler ve %4,94'ü toptan satış lisansı sahibi şirketler tarafından gerçekleştirilmiştir.

EPDK 2020 Yılı Doğal Gaz Sektör Raporu'nda belirtildiği üzere, 2020 yılı sonu itibarı ile 52 firmanın toptan satış lisansı bulunmakla birlikte, bunlardan 38 adedi lisansları kapsamında bir faaliyette bulunmamıştır. 2020 yılında 16 taşıtan fiziki olarak ulusal iletim şebekesine doğalgaz girişi sağlamış olup, 25 taşıtan ulusal iletim şebekesinden fiziki olarak doğalgaz çıkışı yapmıştır. Bununla birlikte 30 taşıtan sanal ticaret noktalarından doğalgaz girişi sağlamış olup, 30 taşıtan yine sanal ticaret noktalarını kullanarak doğalgaz çıkışı yapmıştır. Ulusal Dengeleme Noktası (UDN) ve transfer noktalarında 2020 yılında taşıtanlarca kendi aralarında ikili düzenlemelerle gerçekleştirilen söz konusu sanal ticaret miktarı ise yaklaşık 12,33 milyar Sm³ olmuştur. Oysaki bu miktar, 2014 yılında 20 milyar m³ olarak gerçekleşmişti. Diğer taraftan 2017 yılında ithalatçı olmayan toptan satış şirketlerinin boru hattı üzerinden satışını gerçekleştirdikleri gaz miktarı 5 milyar m³ düzeyinden yıllar içinde çok daha alt düzeylere inilmiş, bu miktar 2020 yılı için 1,6 milyar m³ olarak kaydedilmiştir.

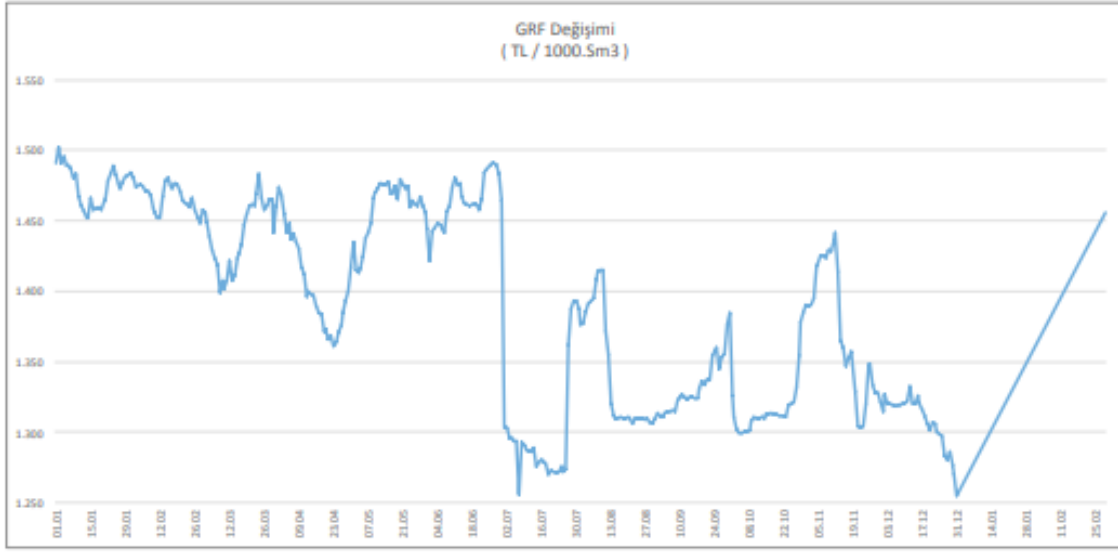
BOTAS'ın artan alım maliyetlerinin karşısında yüksek sübvansiyonlu satışları, toptan satış şirketlerinin ticari faaliyetlerini 2020 ve 2021 yıllarında da had safhada azaltmıştır. Bu husus 2018 yılı Eylül ayında faaliyete başlayan Organize Toptan Satış Piyasasında da kendini göstermekte olup, 2020 yılında bu piyasada işlem gören gaz ticaret hacmi 2,09 milyar m³ düzeyinde kalmıştır. 2021 yılında ise, bu miktar neredeyse yarı yarıya azalmıştır. Tablo 4.1.11'de 2020 ve 2021 yılında aylara göre doğalgaz organize toptan satış piyasasında işlem gören gaz miktarları verilmektedir.

Tablo 4.1.11 2020 ve 2021 Yılları Aylara Göre Organize Toptan Satış Piyasasında İşlem Gören Gaz Miktarları (Milyon Sm³)

	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Genel Toplam
2020	177,07	170,09	178,94	94,47	111,75	237,95	207,04	226,16	101,18	332,09	140,89	112,00	2.089,61
2021	87,86	46,14	134,06	99,70	123,50	127,49	95,74	73,09	77,88	86,87	49,46	76,86	1.078,65

Kaynak: EPDK 2020 Doğal Gaz Sektör Raporu, 2021 Aylık Sektör Raporları

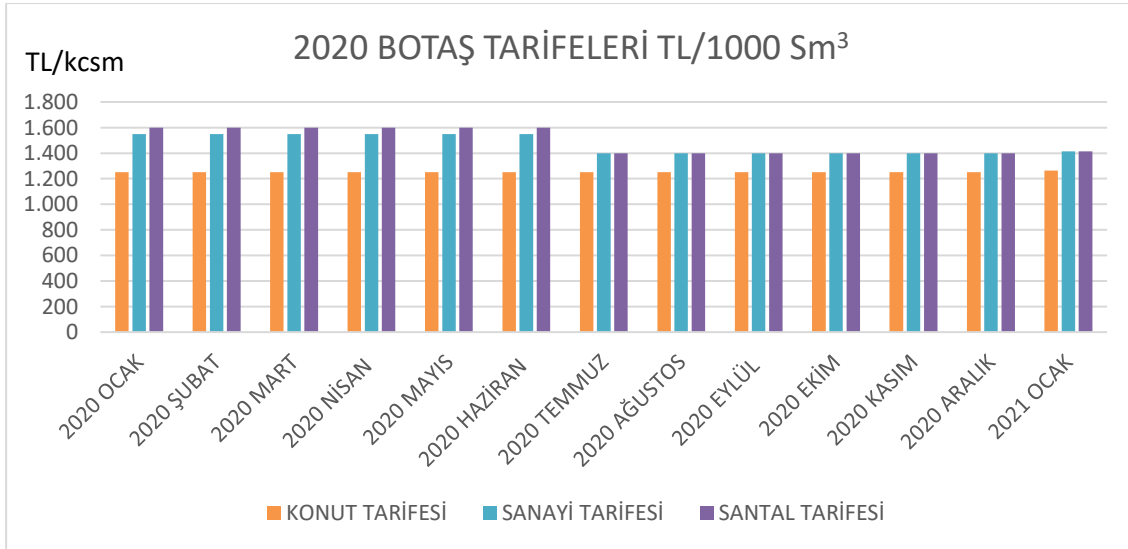
2020 yılı boyunca; 1'i iletim, 22'si ithalat, 12'si toptan satış olmak üzere toplam 35 lisans sahibi piyasada işlem yapmıştır. Ticaret, aşağıda sözü edilen son düzenlemeye kadar EPDK'nin belirlemiş olduğu bir tavan fiyatı geçmemek üzere gerçekleşmekteydi. BOTAS Taşıyıcı vasfıyla sistemde boru hattı yastık gazı (line pack) miktarı ile ilgili belirlenmiş olan referans miktarlar doğrultusunda gaz alım veya satışını yine bu platform üzerinden yapmaktadır. Düzenlemede, Taşıyıcıya "İlave Dengeleyici" olarak tanımlanan bir görev tanımlanmış olup, bu kapsamda da gerekli durumlarda sistem dengesini sağlamaya yönelik gaz alımı yapabilmektedir. Tedarikçilerin kendi aralarında gerçekleştirdikleri ikili eşleşmeler ve Taşıyıcının gaz alım/satım işlemleri sırasında ortaya çıkan eşleşme miktarları ve karşılık gelen fiyatların ağırlıklı ortalaması olarak bir Günlük Referans Fiyat (GRF) belirlenmektedir.



Şekil 4.1.3 EPIAŞ Sürekli Ticaret Platformu (STP)'de 2020 Yılı Gaz Referans Fiyatları

Kaynak: EPIAŞ 2020 yılı Faaliyet Raporu

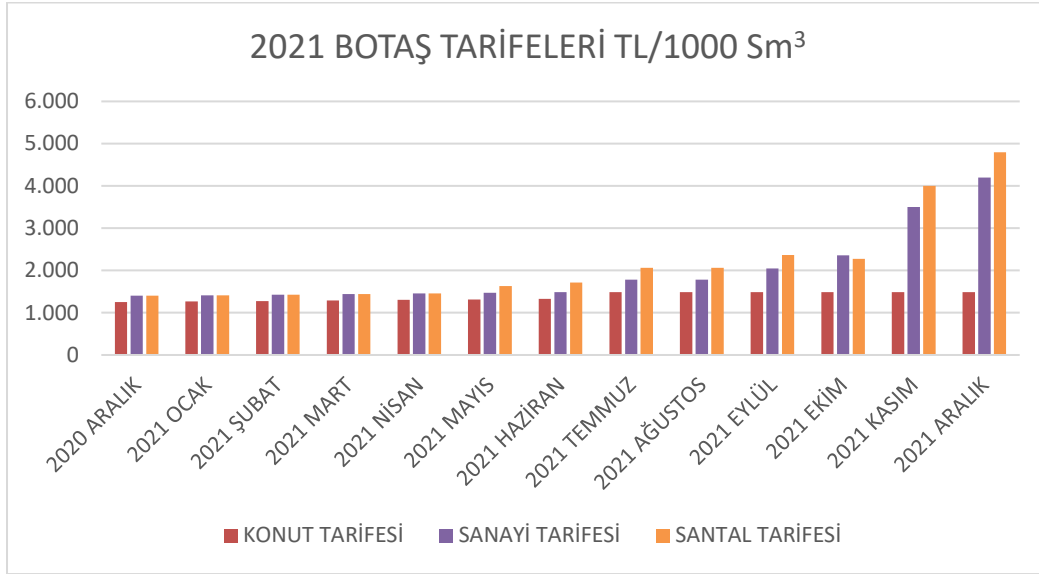
Grafikte belirtildiği üzere 2020 yılı en yüksek Gaz Referans Fiyatı (GRF'si) 2 Ocak'ta 1.502,35 TL/1000.Sm³, en düşük GRF'si ise 31 Aralık'ta 1.254,37 TL/1000.Sm³ olarak gerçekleşmiştir. Yıllık ortalama GRF ise 1.389,77 TL/1000 Sm³ olmuştur. Bu değer, 2020 yılında BOTAŞ'ın uygulamış olduğu satış tarifelerinde konut, sanayi ve elektrik üretimi için belirlenen değerlerin ortalamasına oldukça yakındır.



Grafik 4.1.1 BOTAŞ'ın 2020 yılında Konut, Sanayi ve Elektrik Segmentleri İçin Satış Fiyatları

Kaynak: BOTAŞ'ın Aylık Doğalgaz Satış Fiyatları duyuruları.

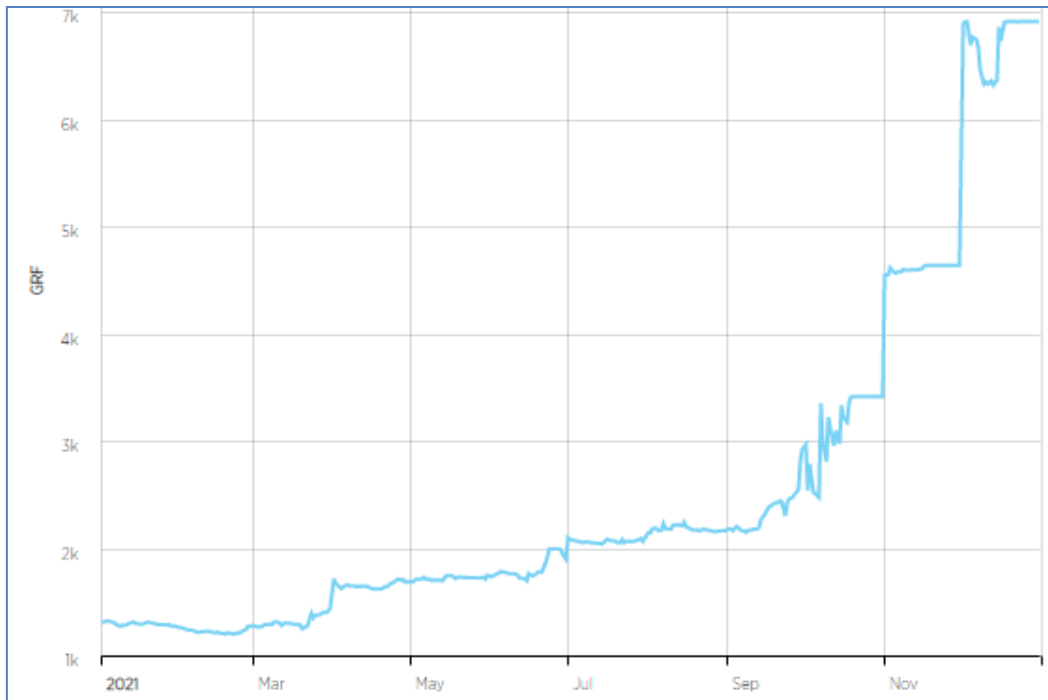
2021 yılı Temmuz ayından itibaren ise artan gaz ithalat maliyetlerinin satış fiyatları üstünde sanayi ve elektrik segmentlerinde görülmeye başlanmış, Kasım ve Aralık aylarında ise artan spot LNG ihtiyacı ve spot piyasalardaki aşırı yükselen fiyatların etkisi sadece sanayi ve elektrik segmentlerine aksettirilmiştir.



Grafik 4.1.2 BOTAŞ'ın 2021 yılında Konut, Sanayi ve Elektrik Segmentleri İçin Satış Fiyatları
Kaynak: BOTAŞ'ın Aylık Doğalgaz Satış Fiyatları duyuruları.

Sanayi grubunda dikkat çeken bir durum kademeli fiyat uygulaması olup, 300.000 Sm³'lük yıllık tüketim seviyesi Kademe 1 olarak belirlenmiştir. 2021 yılı Aralık ayı satış tarifesi incelendiğinde OSB içinde yer alan sanayi tesislerinde Kademe 1 altı tüketim için belirlenen fiyat 1,488 TL/Sm³ iken, bu miktarın üstü tüketim için belirlenen fiyat 4,179 TL'Sm³'tür. Böylece, serbest tüketici limiti olan 300.000 m³ düzeyine kadar tüm tüketiciler ayırım yapılmaksızın yüksek düzeyde sübvans edilmiş fiyattan yararlanmaktadır.

2021 yılında OTSP'deki referans fiyatları da, BOTAŞ'ın giderek artan gaz ithalat maliyetlerine paralel bir oluşum göstermiştir.



Grafik 4.1.3 EPIAŞ STP 2021 Yılı Gaz Referans Fiyatları
Kaynak: EPIAŞ Şeffaflık Platformu

2021 yılında en düşük GRF 21 Şubat günü 1.205 TL, en yüksek GRF Aralık ayının birkaç gününde 6.925 TL olarak kaydedilmiştir. GRF'lerin aritmetik ortalaması ise 2.528 TL olmuştur. Kasım ayından itibaren artan talebin BOTAŞ'ın kendi kontrat miktarlarından karşılanamayışı ve artan gaz alım maliyetleri sonrasında OTSP'de referans fiyatlar iki katı aşan bir artış göstermiştir.

STP'de teklif edilebilecek taban ve tavan fiyatın belirlenmesi konusunda EPDK, bir metodoloji belirlemiş ve bunu 30.06.2021 tarih ve 10293 sayılı Kurul Kararı ile yayınlamıştır. Buna göre Sürekli Ticaret Platformunda verilecek tekliflerin asgari fiyatı 0 TL/1000 Sm³, azami fiyatı ise bir önceki ayın ilk 25 gününde STP'de oluşan Günlük Referans Fiyatların aritmetik ortalamasının 1,5 katı olabilecektir.

Organize Toptan Satış Piyasasında oluşan referans gaz fiyatları ile 2021 yılında BOTAŞ'ın evsel, sanayi ve elektrik santralleri için gaz satış fiyatları karşılaştırıldığında, sanayi ve santral tarifeleri ile piyasa referans fiyatı arasında bir ölçüde korelasyon görülmekle beraber bu husus evsel gaz satış fiyatları için geçerli değildir. Evsel gaz tarifesinde çok yüksek oranda sübvansiyon, spot LNG fiyatlarındaki yükselme ve yılın son çeyreğinde artan döviz kurlarının etkisi göz önüne alındığında, 2021 yılının son çeyreğinde, gaz alım maliyetlerinin en az %70 altında tutulduğu çeşitli ortamlarda ifade edilmiştir. Bununla birlikte, 2022 yılının ilk 4 ayında tüm segmentler için tarifede yüksek oranlarda artışa gidilmiş, 1 Nisan 2022 itibarı ile 2021 yılı Aralık ayına göre artış, konutta %69, sanayide (II. Kademe) %225 ve elektrik üretiminde ise %224 olmuştur.

1 Ekim 2021 tarihi itibarı ile uygulamaya konulan Vadeli Gaz Piyasasında ise yıl sonuna kadar toplamı sadece 4000 m³ olan 3 sembolik işlem kaydedilmiştir.

4.1.2.3 Dağıtım

2021 yıl sonu itibarıyla, 72 adet lisans sahibi tarafından 81 il merkezinin tümünde ve 600'ü aşkın ilçede gaz arzı sağlanmış durumdadır. 2021 yılı sonunda konut abone sayısı 17.880'e ulaşmış olup, GAZBİR verilerine göre 58 milyon nüfusun doğalgaza erişim imkânı bulunmaktadır. Erişim imkânı olmakla birlikte, henüz doğalgaz kullanmayan potansiyel yeni konut abone sayısı ise 3 milyon olarak hesaplanmaktadır.

Siyasi iktidarın, doğalgazın yatırım giderleri açısından geri dönüşü yapılamayacak küçük yerleşim birimlerine dahi ulaştırılması yönündeki tercihi doğrultusunda, BOTAŞ'a özel bir misyon yüklenmiştir. 2016 yılında, 2016/9382 sayılı "İlçelere Doğalgaz Ulaştırılması Amacıyla BOTAŞ'ın Görevlendirilmesi"ne dair Bakanlar Kurulu Kararı yürürlüğe konmuştu. Gelinen noktada hedeflenen şebeke yayılımı çok büyük ölçüde sağlanmış olup, 2020 yılı Eylül ayında ilçelere doğalgaz ulaştırılmasına yönelik 2953 sayılı Cumhurbaşkanlığı Kararı yürürlüğe konulmuştur. Bu karara göre, şehir besleme hatlarının BOTAŞ veya ilgili dağıtım şirketinin hangisi tarafından yapılacağına EPDK karar verecektir. Cumhurbaşkanlığı kararıyla, 2016 yılında yürürlüğe giren Bakanlar Kurulu kararı yürürlükten kaldırıldı. EPDK takip eden süreçte ilgili Cumhurbaşkanlığı Kararı'nın uygulanmasına dair usul ve esasları 2021 yılı Şubat ayında yayımlamıştır.

Boru hattının ulaşmadığı yerleşim birimlerinde lokal dağıtım ağı tesis ederek, bir dağıtım lisansı altına alınacak bölgenin LNG ve/veya CNG ile beslenebilmesine yönelik mevzuat, 2020 yılındaki kanun değişikliğinde de yerini bulmuştur. 2020 yılı boyunca bölgesel dağıtım şebekelerinin CNG ve/veya LNG ile beslenmesi yöntemiyle 32 ilde nihai tüketicilere 43,19 milyon Sm³ doğalgaz arzı sağlanmıştır. Arz edilen bu gazın %6,51'i ana dağıtım şebekesinden alınan gazın sıkıştırılması, % 65,19'u CNG lisansı sahiplerinden CNG alımı ve %28,31'i toptan satış lisansı sahiplerinden LNG alımı vasıtası ile temin edilmiştir.¹

¹ EPDK 2020 Doğal Gaz Sektör Raporu

2021 yılı Aralık ayında ve takibinde 2022 yılının ilk iki ayında yaşanan doğalgaz arz yetersizliği, krizi ve aşırı yükselen ithalat maliyetleri karşısında çok yüksek oranda sübvansiyon gereksinimi, evsel dağıtım ağının bu denli yükseltilmesi politikasına dair eleştirileri beraberinde getirmiş olup, bundan sonraki süreçte dağıtım ağının genişleme ivmesinin önemli oranda düşeceği tahmin edilmektedir.

10 ilde dağıtım faaliyeti yapmakta olan 1,4 milyon abone sayısına ulaşan STFA Yatırım holding grup şirketlerinden ENERYA, 2020 yılı Eylül ayında satış sürecine girmiştir. Süreç, Çorum ve Kırıkkale'de gaz dağıtım faaliyetleri yürüten ve altın sektörünün başta gelen kuruluşlarından Ahlatçı Holding'in teklifinin kabul edilmesiyle sonuçlanmıştır. Rekabet Kurumu ise 14 Ocak 2021 tarihli duyurusu ile Enerya Yatırım Holding AŞ'nin tek kontrolünün Ahlatçı Holding AŞ tarafından devralınmasına izin verdiğini açıklamıştır. Dağıtım Şirketleri devirleri konusunda diğer önemli gelişme ise, Palmet AŞ'nin İzgaz İzmit Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret AŞ.'nin tek kontrolünü dolaylı olarak devralması işlemine Rekabet Kurulu tarafından izin verilmesi olmuştur.

Evsel tüketime yönelik kademeli tarife uygulaması hazırlıkları, 2021 yılı sonu başlıca gündemlerden biri olmuştur. Konuya dair taslak mevzuat henüz kamuoyu ile paylaşılmamış olmakla beraber, BOTAŞ tarafından farklı iklimsel koşullara sahip bölgelerde tüketim kademelendirme seviyelerinin farklı olarak belirlenerek satış tarifesi uygulanacağı beklenmektedir. Konuya dair, BOTAŞ'a uygulama yetkisi verilmesi hususu, 2022 yılı Ocak ayında 4646 Sayılı Kanun'da bir yeni madde olarak uygulamaya konulmuştur. 2019 yılında Zorlu Grubu bünyesindeki Trakya ve Gaziantep bölgeleri dağıtım lisanslarının devredilmesine dair başlayan süreç sonuçlanmamıştır.

Avrupa Birliği'nde Yeşil Mutabakat strateji belgesi doğrultusunda karbondan arındırma yöntemleri arasında yenilenebilir kaynakların atıl üretim kapasitesinin kullanılarak, suyun elektroliz edilmesi ve elde edilen "yeşil hidrojen" in belli oranlarda doğalgaz iletim ve/veya dağıtım hatlarına karıştırılması, üzerinde çok durulan ve en fazla teşvik fonu ayrılan alanlar arasındadır. Bu doğrultuda, doğalgazla ilgili AB müktesebatında da kapsamlı değişiklikler yapılma sürecine girilmiştir. Konuya dair Türkiye'de bir pilot proje çalışması da, 2020 yılında EPDK onaylı bir Ar-Ge çalışması olarak başlatılmıştır. GAZMER koordinasyonunda AKSA ve ENERYA dağıtım şirket gruplarının üstlenmiş olduğu proje ile Konya'da kurulan bir araştırma merkezinde düşük basınçlı doğalgaz besleme hattına belli oranlarda hidrojen karıştırılarak yanma karakteristikleri ve diğer etkiler gözlenmiştir. 2021 yılı sonu itibarı ile sahada ilk uygulamanın hedeflendiği yönünde demeçler, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı tarafından medyaya verilmiş olmakla birlikte, bu yönde henüz bir uygulama görülmemiştir.

4.1.2.4 Yerli Üretim

Mevcut sahalarda üretim azalarak devam etmiş, bir önceki çalışmada sözü edilen Trakya'da bazı bölgelerde kayaç (shale) gazı üretimi konusunda dikkate değer bir gelişme kamuoyu ile paylaşılmamıştır.

Türkiye'nin kendi sondaj gemileri ile 2019 yılından bu yana yürütmekte olduğu arama çalışmaları 2020 yılı Ağustos ayında olumlu bir sonuca ulaşmış, Karadeniz Filyos açıklarında Tuna-1 kuyusunda gaz keşfi açıklanmıştır. 320 milyar m³ olarak açıklanan ilk tahmini rezerv, Ekim ayındaki sondaj çalışmaları sonucunda, 405 milyar m³ olarak revize edilmiştir. Sondaj çalışmalarının sonraki aşamasında ise, 2021 yılı Ocak ayında, Fatih sondaj gemisi tarafından 3.920 metre derinliğe kadar inen çalışmalar sonrasında tahmini rezerv, 530 milyar m³ olarak bildirilmiştir.

Karadeniz sahasında üretilecek gazın, 2023 yılında ilk sevkiyatlarının başlaması hedefi Cumhurbaşkanı Erdoğan tarafından açıklanmış, denizaltı iletim hattı inşası için yapılan anlaşma doğrultusunda çalışmalar İtalyan Saipem firması tarafından 2021 yılı son çeyreğinde başlatılmıştır. Konuya dair TPAO'ya ayrılan yatırım bütçesi 22 milyar TL ile 2022 yılı enerji yatırım bütçesinde en yüksek kalem olarak yer almıştır.

4.1.2.5 Yeraltı Depolama

Tuz Gölü Yeraltı Depolama Projesi kapsamında yapılan çalışmalarla, 2019 yıl sonu itibarı ile, 3,391 milyar m³ olan toplam yeraltı depolama kapasitesi, 2020 yıl sonu itibarı ile 3,691 milyar m³ seviyesine çıkmıştır.

İthalatçı şirketlerin depolama yükümlülükleri, 2016 yılında getirilen düzenleme² ile EPDK Kurul Kararları ile belirlenmekte olup, bu oran 2020 yılı Şubat ayında 31054 sayılı Kurul Kararı ile %2 olarak belirlendi. Aynı karar ile dağıtım şirketlerine ve serbest tüketicilere satış yapan toptan satış ve spot ithalat lisansı sahibi şirketler için ise bu oran %0,5 olarak uygulamaya konuldu.

BOTAŞ Silivri depolama tesisinden 2020 yılında depolama hizmeti alan tedarikçi sayısı 11'dir. Bu tedarikçilerin 9'u ithalat lisansı sahibi, 2'si ise toptan satış lisansı sahibidir. BOTAŞ Tuzgölü depolama tesisini ise, 2020 ve 2021 yıllarında sadece BOTAŞ kullanmıştır. Bu çerçevede, soğuk kış günlerinde arz talep dengesinin sağlanmasında yer altı depolarından sağlanan miktarlar kritik öneme sahip olup, bu meyanda BOTAŞ'ın kış dönemi öncesinde yer altı depolarında stokladığı miktar kritik önemdedir. Nitekim, 2020 yılı Ekim ayı sonu itibarı ile 3.026,13 milyar m³ olan yeraltında depolanan miktar, 2021 yılı Ekim ayı sonunda 2.466,80 milyar m³ olarak kaydedilmiştir. Toplam yeraltı depolama kapasitesinin 2021 yıl sonu itibarı ile BOTAŞ açıklamalarına göre 4,4 milyar m³'e ulaşmış durumda olduğu dikkate alındığında, önemli bir hacim BOTAŞ tarafından 2021 yılı kış dönemi öncesi doldurulmamış durumdaydı. Böyle bir durumun oluşması büyük ölçüde 2021 yılı içinde Spot LNG fiyatlarının beklenmedik şekilde artması ile ilişkili görünmektedir. 2022 yılı Ocak ayında yaşanan gaz arzı kesintileri gündemin ilk sırasında yer almış, depolardaki atıl durumdaki kapasite başlıca eleştiri konularından biri olmuştur.

Tablo 4.1.12 2021 Yılı Ay Sonu Doğalgaz Yeraltı Deposu Stok Miktarları (Milyon Sm³)

	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
2021	2.015,07	2.204,51	1.600,17	1.788,74	2.164,40	2.504,62	2.517,64	2.320,08	2.545,62	2.466,8	2.176,7	1.648,3

Kaynak: EPDK 2021 Yılı Doğal Gaz Aylık Sektör Raporları

Mevsimsel olarak günlük tüketimin aşırı değişkenlik gösterdiği ülkemiz şartlarında yeterli depolama hacmi ve geri üretim kapasitesi arz güvenliğinin sağlanması açısından çok önemlidir. Günümüzde, mevcut tesis kapasitesi bu manada yetersizdir. Doğalgaz, depo tevsii yatırımlarının tamamlanması olumlu ve önemli bir aşama olacaktır. Daha önceki çalışmalarda da değinildiği üzere, 2018 yılında tamamlanması öngörülen bu yatırımlar halihazırda 4 yıl gecikmiş durumdadır.

4.1.2.6 İletim

Tablo 4.1.13 Doğalgaz İletim Sistemi Giriş Noktaları ve Teknik Arz Kapasiteleri (Milyon Sm³)

Boru Hattı İle İthalat	LNG Terminali	Yerli Üretim	Yeraltı Deposu
Kıyıköy-Türk Akımı/51,4	Marmara Ereğlisi/35,14	TPAO Akçakoca/0,36	BOTAŞ Silivri/25
Durusu -Mavi Akım /47,36	EGEGAZ – Aliğa/39,5	Marsa-Gelibolu/0,96	BOTAŞ Tuz Gölü/37
Türkgözü -Azeri Faz I/19,08	Etki Liman FSRU/28		
Bazergan -İran/ 28,6	Dörtüol FSRU*/28		
TANAP Eskişehir/16,4			
TANAP Trakya/8,20			
Malkoçlar/2,93			

* Aynı FSRU Saros Körfezi'nden giriş yapmak üzere kullanılabilir.

Kaynak: BOTAŞ İletim Elektronik Bülten Tablosu (2022 Maksimum Ayrılabilir Kapasiteler)

² 08/11/2016 tarihli ve 29882 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanmış olan Depolama Yükümlülüklerine İlişkin Usul ve Esaslar.

Yukarıdaki tablo verilerine göre, doğalgaz şebekesinin 2022 yılı başı itibarı ile teknik anlamda günlük arz kapasitesi 340 milyon m³'tür. Bu miktar, hat stok gazının seviyesine ve yeraltı depoları ile LNG terminallerindeki stok seviyelerine bağlı olarak azalabilir. Bunun yanı sıra ticari kontratların fiili durumu ele alındığında (Azeri Faz I ve Rus Batı Hattı kontratlarının sona ermiş olması, TANAP üzerinden sağlanabilecek kontrat miktarının tablodaki toplam değerden daha az olması), 2022 yılı Ocak ayı için reel durumda bu kapasitenin 270 milyon m³ civarında olduğu söylenebilir.

Avrupa ile gaz ticareti açısından, TANAP ve Türk Akımı transit hatlarının anlaşmalar gereğince tek yönlü gaz akışı sağlaması nedeniyle, BOTAŞ'ın iletim şebekesinin Yunanistan ve Bulgaristan iletim şebekeleriyle bağlantısı, çift taraflı gaz akışı teknik ve hukuki altyapısı ve buralarda elde edilebilecek kapasiteler büyük önem taşımaktadır. Yunanistan'a yapılan Azeri Faz I gazına endeksli İhracat (Reexport) anlaşmasının 2021 yıl sonu itibarı ile sona ermesi, 2020 yılı başından itibaren Rus Batı Hattı rotasının yerini Türk Akım hattının almasıyla ortaya çıkan yeni durum karşısında anılan ülkelerle bağlantı anlaşmalarının (Interconnection Agreement) yenilenmesi gündeme gelmiştir. AB müktesebatı, üye ülkelerin bu anlaşmaların uygulamada olan şebeke kodlarına (ENTSOG Network Codes) uyumlu olmasını gerektirmekte olup, eski anlaşmalardan farklı olarak ortaya çıkan başlıca kritik hususlar, iki yönlü gaz akışının esas alınması ve gün öncesi/gün içi nominasyon süreçlerinin AB uygulaması ile harmonize edilmesidir. 2020 ve 2021 yılları süresince BOTAŞ ile Yunanistan tarafı operatörü (DESFA) ve Bulgaristan tarafı operatörü (Bulgartransgaz) arasında müzakereler yürütülmüş olup, anılan anlaşmaların tamamlanma aşamasına geldiği ilgililer tarafından ifade edilmiştir.

4.1.3 MEVZUATLA İLGİLİ GELİŞMELER

2020 ve 2021 yıllarında, 4646 Sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nda bazı değişiklikler yine torba yasaların içine yerleştirilen maddeler aracılığı ile gerçekleştirilmiştir. Bunlardan 25.11.2020 tarihinde Mecliste onaylanan 7257 sayılı torba yasa içinde yer alan maddeler ile, 446 sayılı Kanun'da aşağıda yer alan konularda ilave hükümler getirilmiş ve bazı değişiklikler yapılmıştır. Yapılan değişikliklerle:

- Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun Ek 1'inci maddesi kapsamındaki devirler katma değer vergisinden muaf tutulmuş,
- Süreç içinde gelişen ikincil mevzuat hükümlerine paralel olarak Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nda Üretim, İletim, İthalatçı Şirket, OTSP, Son Kaynak Tedariki kavramları yeniden tanımlanmış,
- EPDK'ye ithalatçı ve/veya tedarikçi şirketlerin portföylerinden OTSP'de satmaları zorunlu miktarı belirleme yetkisi verilmiş,
- Bir veya birden fazla lisans sahibinin son kaynak tedarikçisi olarak yetkilendirilmesi ve piyasa yapıcı mekanizmasının geliştirilmesine izin verilmiş,
- BOTAŞ ve TPAO gibi yurtdışında petrol ve doğalgaz sektörlerinde faaliyet gösteren KİT ile bağlı bulunan ortaklıkların ayrı şirket kurabilmelerine imkan sağlanmış,
- BOTAŞ tarafından yapılacak doğalgaz alımları 4734 sayılı Kamu İhale Kanunu'nun dışında tutulmuş,
- BOTAŞ ve TPAO'nun petrol ve doğalgaz arama, sondaj, üretim, taşıma, depolama ve gazlaştırma faaliyetlerindeki hizmet alımı ve yapım işlerinde parasal limitin uygulanmaması kararlaştırılmıştır.

12 Kasım 2020 tarihinde KİT Reformu Çerçeve Programı Cumhurbaşkanı Sn. Erdoğan tarafından açıklanmış olup, BOTAŞ'ın yeniden yapılandırılması hususu tekrar sektörün gündeminde ağırlık kazanmıştır. Nitekim Enerji Bakan Yrd. Sn. Alparslan Bayraktar, 11 Mart 2021 tarihinde "IEA Turkey Energy Policy" lansmanında doğalgaz piyasa reformuna değinmiş, BOTAŞ'ın yeniden yapılandırılması konusunda çalışmalar yürütüldüğünü ifade etmiştir. Süreç içinde BOTAŞ'ın üç ayrı

şirket olarak yeniden yapılandırılacağı bilgisi, bu çerçevede hazırlanmış bir torba yasa taslak metni ile Ekim ayı başında kulislere yansımıştır. Taslağa göre BOTAS'ın faaliyet alanlarına göre doğalgazla ilgili iki yeni şirket kurulacak, tüm faaliyetler üç şirket tarafından yürütülecektir:

- Doğalgaz iletim, depolama ve LNG Terminal faaliyetlerini yürütmek üzere **Doğal Gaz Alt Yapı AŞ.**
- Doğalgaz ithalat, ihracat ve toptan satış faaliyetlerini yürütmek üzere **Doğal Gaz Ticaret AŞ.**
- Ham petrol taşıma ve iletim faaliyetlerinin yürütülmesi ise mevcut BOTAS International AŞ. uhdesinde olacaktır.

Ancak, anılan yasa taslağı ile ilgili Mecliste herhangi bir süreç başlatılmamış ve taslak gündemden düşmüştür.

21/12/2021 tarih ve 7346 sayılı torba yasada yer alan bir madde ile Bakanlığın doğalgaz arz güvenliğinden sorumlu tüzel kişilik olarak belirlendiği, bu kapsamda piyasada faaliyet gösteren lisans sahibi tüm tüzel kişilerin arz güvenliğine yönelik olarak alınacak tedbirlere uymakla yükümlü olduğu, bu doğrultuda uzun dönemli Türkiye Ulusal Enerji Planı çalışmasının her 5 yılda bir Bakanlık tarafından yapılacağı gibi hususları içeren yeni bir madde, 4646 Sayılı Kanun'a eklenmiştir.

22.12.2021 tarih ve 7349 sayılı torba yasa ile BOTAS'ın Ticaret Bakanlığı'na bağlı tahsil dairelerine vadesi geldiği halde ödenmemiş olan her türlü vergi, fon ve paylar ile idari para cezaları, bunlara bağlı gecikme zammı ve gecikme faizi borçlarının mahsup edilmesine ilişkin bir geçici madde, 4646 Sayılı Kanun'da yer almıştır.

Organize Toptan Satış Piyasasında vadeli ürün işlemlerinin başlatılması, ilk olarak 23/01/2020 tarihli ve 9138 sayılı Kurul Kararı ile Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası İşletim Usul ve Esasları'nda (PUE) yapılan değişiklikler kapsamında haftalık ürün, hafta içi ürünü ve hafta sonu ürünü ticaret işlemleri de ilave edilmesiyle gerçekleştirilmiştir. Takip eden süreçte, Organize Toptan Doğal Gaz Satış Piyasası Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu tarafından yayımlanarak yürürlüğe girmiş olup, 25.02.2021 tarih ve 10046 sayılı Kurul Kararı ile Vadeli Doğal Gaz Piyasası İşletim Usul ve Esasları yayımlanmıştır. OTSP ile ilgili teknik ve hukuki altyapının gelişmesi anlamında önemli ilerlemeler kat edilmekle birlikte, işlem hacmi anlamında bir gelişme henüz görülmemiştir. Bahsi geçen bu yeni ürünlerin işleme alınması sonrasında da OTSP'de likiditenin artması, piyasa faaliyetlerinin yoğunlaşması ve işlem hacimlerinin artması gibi beklenen sonuçlar henüz ortada değildir. BOTAS'ın yüksek oranda sübvansede edilen satış politikası devam ettirildiği sürece de durumun değişmeyeceği yaygın kabul gören bir görüştür.

4.1.4 ŞEBEKE YATIRIMLARI

Şebeke altyapısının yeterliliği açısından, günümüze 2021 yılı sonuna değin kaydedilen 19 Ocak, 2021 tarihindeki en yüksek günlük tüketim değeri olan 280 milyon m³'lük doğalgazın arzında bir problem yaşanmadığı görülmüştür. 2020 ve 2021 yıllarında şebeke arz ve depolama kapasitelerinin geliştirilmesi adına başlıca yatırımlar, BOTAS'ın Silivri ve Tuzgölü Yeraltı Depolarındaki depolama ve geri üretim kapasite artışlarına yönelik olanlar olarak kaydedilmiştir. Söz konusu çalışmaların 2023 yılında tamamlanması hedeflenmiş olup, toplam 11 milyar m³ depolama kapasitesi ve günlük 155 milyon m³ geri üretim kapasitesine ulaşılması öngörülmektedir.



Şekil 4.1.3 Doğalgaz ve Petrol Boru Hatları

Kaynak: BOTAŞ İnternet Sitesi

Çalışma dönemi içinde yüzer LNG terminalleri (FSRU) ile ilgili yaşanan başlıca gelişmeler, İzmir Aliağa'da konuşlu Etki Liman'ının ve Dört Yol'da konuşlu BOTAŞ FSRU'larının kiralama yönteminin sona erdirilmesi ve adı geçen kuruluşlarca FSRU gemilerinin alınmış olmasıdır. BOTAŞ'ın "Ertuğrul Gazi FSRU" gemisi 170.000 m³ depolama kapasitesi ve günlük 28 milyon m³ gazlaştırma kapasitesine sahiptir. Özel sektör kuruluşu Etki Liman tarafından inşa ettirilen "Turquoise FSRU" 166.631 m³ depolama kapasitesi ve günlük 28 milyon m³ gazlaştırma kapasitesine sahiptir.



Resim 4.1.1 BOTAŞ Ertuğrul Gazi FSRU Gemisi

Kaynak: BOTAŞ İnternet Sitesi

Bölgedeki yurtttaşların ve çeşitli kuruluşların itirazları ve projenin iptali talebiyle idari yargıda açtıkları davanın sürmesine rağmen Saros körfezinde BOTAŞ tarafından FSRU konuşlandırılmasına yönelik liman yapımı ve bağlantı boru hattı çalışmaları sürdürülmüştür.

Trakya bölgesinde Türk Akım Boru hattının Kıyıköy ülke giriş istasyonu, TANAP Trakya çıkış noktası, Silivri Yeraltı Depolama Tesisi, Marmara Ereğlisi LNG terminali gibi tesislerin varlığında, Türk Akım'dan gaz akışı kesintiye uğramadıkça, Saros FSRU limanının Türkiye'nin kendi ihtiyaçları

açısından değil, gaz ihracatçısı şirketlerin Avrupa'ya bağlantıları için bir altyapı oluşturabileceği akıllara gelmektedir. Ertuğrul Gazi FSRU gemisinin dönemsel olarak Saros limanında konuşlandırılacağı öngörülmekte ise de 2022 yılı Ocak ayında yaşanan gaz arzı krizinden sonra, bu yönde farklı bir adım atılması ihtimal dahilindedir. Zira, İran ve/veya Azerbaycan tarafından gaz arzında yaşanabilecek problemlerde, özellikle kış döneminde Doğu Anadolu, Güneydoğu ve Doğu Karadeniz bölgelerine gaz arzı emniyeti için Dört Yol FSRU'nun faaliyette olması kritik önem taşımaktadır.

Yeni bir FSRU'nun sisteme girmesi konusunda önemli bir adım ENKA grubu tarafından atılmıştır. ENKA'nın Aliağa'daki 1,520 MW kurulu güce sahip doğalgaz santralının yakınında konumlandırılması planlanan FSRU için, EPDK'ye yaptığı depolama lisansı başvurusunu değerlendirmeye alan kurum, söz konusu başvuruyu 15.10.2020 tarihli Kurul toplantısında reddetmiştir. Ret gerekçesinde Ulaştırma ve Çevre bakanlıklarından gelen olumsuz görüş yer almıştır. ENKA grubuna ait Yap İşlet niteliğindeki sözleşmesi sona eren ve elektrik piyasasında kapasite mekanizmasına dahil edilmeyen toplam 3.800 MW gücündeki doğalgaz yakıtlı santraller için uygun şartlarda doğalgaz ithal edip, elektrik piyasasında (ve/veya doğalgaz piyasasında) rekabet edebilir duruma getirilmesi hedeflenen böyle bir yatırım kararının, küresel doğalgaz fiyatlarının aşırı yükseldiği günümüz şartlarında alınıp alınmayacağı soru işaretidir.

2021 sonu itibarıyla, BOTAŞ doğalgaz iletim hatlarının toplam uzunluğu 23.000 km.'yi aşmıştır. 2 yıllık dönemde iletim hatlarında taşıma kapasitesini artırmaya yönelik paralel hat (loop) yatırımları devam etmiş olup, tamamlananlar arasında başlıcaları 40 inç çapında ve 300 km uzunluktaki Afyon–Seçköy (Bursa) iletim hattı ile 20 inç çapında ve 125 km uzunluktaki Demirciler–Adapazarı–Düzce iletim hattıdır.

Başlatılan başka bir proje, Türkiye–Nahçıvan boru hattı olup, Iğdır'dan başlayarak Nahçıvan Sederek'e kadar olan Türkiye bölümünün 85 kilometre uzunluğa ve yıllık 500 milyon metreküp taşıma kapasitesine sahip olacak boru hattı, günlük 1.5 milyon metreküp doğalgaz taşıma kapasitesinde olacaktır.

Kırklareli Kompresör İstasyonunda yapılan modifikasyonlarla, Bulgaristan tarafına gaz sevkiyatını mümkün kılacak şekilde, çift akışlı hale getirilecektir.

Batı Karadeniz, Sakarya gaz sahasında üretilmesi planlanan doğalgazla ilgili çalışmalar, ilgili ÇED dosyasına göre üç bölümde planlanmıştır. Bunlardan birincisi Türkiye Münhasır Ekonomik Bölgesinde denizaltı üretim tesisleri, ikincisi kıyı terminali ve üçüncüsü ise bunları birbirine bağlayacak denizaltı ve karadaki iletim hatlarıdır. Filyos kıyı terminaline iletim için 48 inç çapında ve 219 km uzunluğunda denizaltı boru hattının inşaa çalışmalarına İtalyan yüklenici tarafından başlanılmıştır. Kıyı terminali günlük 50 milyon m³ azami kapasiteli olarak tasarlanmıştır. Tesis edilecek bağlantı boru hattı ve ölçüm istasyonu için boru ve ekipman imalatlarının da bu dönemde önemli oranda tamamlandığı ifade edilmiştir.

4.1.5 BÖLGESEL PROJELER

Rusya ile Avrupa Birliği arasında doğalgaz ile ilgili ilişkiler, buna ABD'nin müdahil olma tavrı, Doğu Akdeniz sahalarında büyük potansiyele sahip görünen gaz sahalarının nasıl paylaşılacağı, üretilen gazın ne şekilde değerlendirilebileceği; öte yandan İran ve Hazar bölgesindeki üreticilerin Avrupa pazarına ulaşma istekleri gibi yakın bölgemizdeki doğalgaz ile ilgili stratejiler, Türkiye'nin konumunu önemli hale getirmektedir. Bununla birlikte, Türkiye'nin uzun yıllardır ulusal vizyonu olarak ortaya konan bir bölgesel gaz merkezi olma idealini yakından etkileyecek olan ve odağına karbondan arındırmayı alan yeni enerji politikalarının, Avrupa Birliği'nde giderek ağırlık kazandığı gözlenmektedir. Nitekim, 2019 yılı Aralık ayında yayımlanmış olduğu "Green Deal" isimli strateji belgesi, AB'nin doğalgaz da dahil olmak üzere tüm fosil kökenli yakıtların kullanım miktarının asgariye düşürülmesi için bir yol haritası belirlemiştir. Bu yeni yol haritasında, geçmiş dönemden

farklı olarak Türkiye ile özellikle doğalgaz transit projelerine dair işbirliği vurgusunun, artık yeni strateji belgelerinde yer almadığı görülmektedir.

4.1.5.1 Şah Deniz Faz II–TANAP Projesi

Türk ve Azeri hükümetleri, “Trans Anatolia Pipeline Project–TANAP” olarak adlandırılan münhasır boru hattı yapımına dair Hükümetlerarası Anlaşma ile Ev Sahibi Ülke Anlaşması'nı 2012 yılı Haziran ayında imzalamıştı. Şahdeniz Konsorsiyumu, 2013 yılı Haziran ayı sonunda Güney Avrupa tarafında güzergâh olarak Yunanistan-Arnavutluk-İtalya'yı belirleyen TAP projesini seçmiş, 2013 yılı Aralık ayında ilgili tüm tarafların yatırım kararı alması ile Şah Deniz Faz II gaz üretimi ile Türkiye ve Avrupa arasında değer zinciri oluşturulmasına dair çalışmalar son evresine girmişti.

2018 yılı Haziran ayı sonu itibarıyla TANAP projesinde; Gürcistan sınırından Eskişehir'e kadar (yaklaşık 1330 km) 56 inç'lik hat tamamlanarak devreye alınmış ve Eskişehir–Seyitgazi Çıkış Noktası üzerinden BOTAŞ şebekesine gaz sevkiyatına başlanmıştı. Günlük azami 5,5 milyon m³ olarak başlayan Türkiye kısmındaki gaz arzı, 16,4 milyon m³ seviyesine çıkmıştır.

Şah Deniz Faz II gaz değer zincirinin son halkası olan Yunanistan ile İtalya arasındaki boru hattı (Trans Adriatic Pipeline–TAP) çalışmaları 2020 yılı sonlarına doğru tamamlanmış ve TANAP üzerinden Avrupa'ya doğru gaz akışı 2021 Ocak ayı başı itibarı ile başlamıştır. 2021 yılı için TAP sistemine aktarılan toplam miktar 8.1 milyar m³ olmuştur³. Küresel spot LNG fiyatlarındaki beklenmedik yükseliş, son dönemde AB ve ABD'nin Rusya ile ilişkilerinde yaşanan gerilimler sonrasında TANAP sisteminin kapasitesini artırmaya yönelik yatırımların önümüzdeki yıllarda gündemde olacağı düşünülmektedir.

4.1.5.2 Türk Akımı Projesi

Projeye ilişkin Hükümetlerarası Anlaşma 10 Ekim 2016 tarihinde imzalanmıştı. Bu anlaşmada yer alan bazı özel hükümler aşağıda verilmektedir.

- Türk Akımı boru hattı taşıma kapasitesi ilk etapta 31,5 milyar m³ olarak belirlenmiş olup, bu kapasite Karadeniz altına inşa edilecek iki paralel hat ile sağlanacaktır.
- Söz konusu kapasitenin yarısı Türkiye'ye gaz sevkiyatı, diğer yarısı Avrupa'ya gaz sevkiyatı için ayrılacaktır.
- Denizaltı boru hatları Rusya tarafından inşa edilip işletilecektir. Kara kısmında ise iki hat inşa edilecek olup, bunlardan birincisi BOTAŞ şebekesine bağlanacaktır (Kara Kısmı-1). Bu hat BOTAŞ tarafından inşa edilip işletilecektir. Diğer hat (Kara Kısmı– 2) ise Avrupa'ya gaz sevkiyatı için kullanılacak olup, hattın yapımı ve işletmesi Türk ve Rus taraflarının eşit (%50'şer) hisse sahibi olacağı kurulacak bir şirket tarafından gerçekleştirilecektir.
- BOTAŞ ile mevcut Batı Hattı bağlantısına dair gaz alım anlaşma hükümleri bu çerçevede revize edilecektir.

Avrupa'ya gaz sevkiyatında kullanılacak olan Kara Kısmı – 2 ile ilgili dikkat çekici nokta, hattın kapasite kullanımının tamamen Rus tarafının iradesine bırakılmış olması ve hattı işletecek olan şirketin, tarife düzenleme, üçüncü kişilerin erişimi ve yapısal ayrışma ile ilgili normlar da dahil olmak üzere doğalgaz piyasasını düzenleyen 4646 Sayılı Kanun hükümlerine tabi olmamasıdır.

2019 yıl sonu itibarıyla deniz hatları ile birlikte, deniz çıkışındaki Kıyıköy gaz kabul terminali ve kara boru hatları yapımı tamamlanmıştır. Türkiye'ye gaz sağlayacak ilk kara hattını BOTAŞ yapmış, Avrupa kısmının kara hattını da BOTAŞ ve Gazprom'un eşit ortaklığında kurulan Türk Akım Gaz

³ AA Energy erişim 14.01.2022

Taşıma AŞ (TAGTAŞ) üstlenmiştir. Türkiye kısmındaki tüm çalışmalar, 2019 yılı sonunda tamamlanmış, denizaltı boru hatlarından Kıyıköy alım terminaline 75 ila 283 bar basınçla gelecek olan gaz, ölçüm ve basınç düşürme işlemlerinden sonra iki boru hattına da sevkiyat yapılabilir duruma gelinmiştir.

Türk Akımı Projesi'nin Avrupa rotası, Bulgaristan-Sırbistan-Macaristan-Avusturya güzergâhı olarak belirlenmiş ve rota üzerinde yer alan her ülkede ilgili operatörlerin gerekli yatırımları yapması öngörülmüştü. Bununla birlikte, AB'nin 3. Gaz Direktifi'nde üçüncü ülkelerle yapılacak yeni boru hattı projelerine dair özel hükümlerin yer aldığı EC 2019/692 referans kodlu revize direktifin Türk Akımı projesini yakından etkileyeceği, üçüncü ülkelerden AB üyesi ülkelere irtibatlanacak gaz boru hatları konusunda Avrupa Komisyonu'na geniş yetkiler tanıdığı, pratikte muafiyet mekanizmasını ortadan kaldırdığı ve böyle bağlantıların kapsamındaki anlaşmaların tamamen AB gaz mevzuatı kapsamındaki düzenlemelere bağlı olarak şekillendirilmesini gerektirmesi nedeniyle hedeflenen gaz değer zincirinin oluşturulmasında sıkıntılar yaşanacağı dillendirilmişti. Diğer taraftan, 2019 yılı Aralık ayında ABD'nin Kuzey Akım II ve Türk Akımı boru hattı projelerine dair aldığı yaptırım kararının da projenin gerçekleşmesine engel çıkartabileceği söylenir olmuştur. Tüm bunlara rağmen Bulgaristan operatörü çalışmalarını zamanında tamamlayarak, Türk Akım'dan Bulgaristan'ın kendi tüketimi ile birlikte Yunanistan ve Kuzey Makedonya'ya transit doğalgaz geçişi sağlamaya, 1 Ocak 2020'de hazır hale gelmiş ve söz konusu ülkeler için sevkiyat 1 Ocak 2020 tarihi itibarı ile eski rota (Rus Batı Hattı, Ukrayna-Romanya) yerine Türk Akım üzerinden yapılmaya başlanmıştır.



Resim 4.1.2 Türk Akımı Projesi Açılış Töreni, İstanbul 9 Ocak 2020

Bulgaristan içinde Sırbistan sınırına kadar olan 470 km, 48 inç münhasır boru hattı yapımı ise 2020 yılı Aralık ayında tamamlanmış ve hat üzerinden Sırbistan'a ticari gaz sevkiyatı 1 Ocak 2021 tarihinde başlamıştır. Yıllık taşıma kapasitesi Türkiye-Bulgaristan sınırı için 19,9 milyar m³, Bulgaristan-Sırbistan sınırı için 13,9 milyar m³'tür.

Değer zincirinin Sırbistan'dan Macaristan sınırına uzanan kesimi 403 km uzunlukta olup, yıllık taşıma kapasitesi 10,1 milyar m³'tür. Macaristan ile Rusya tarafları arasında 2021 yılı Eylül ayında imzalanan 15 yıl süreli anlaşma sonrasında hat üzerinden ticari gaz akışı 1 Ekim 2021 tarihinde başlamış olup, yıllık hacmi 4,5 milyar m³ olacaktır. Bu gelişmeden sonra, Ukrayna üzerinden Macaristan'a Rus gazı sevkiyatı durmuş olup, boru hattı sisteminin Macaristan üzerinden Avusturya'daki Baumgarten gaz merkezine sevkiyatlarının da yakın gelecekte gerçekleşmesi beklenmektedir.



Şekil 4.1.4 Türk Akımı Boru Hatları

Kaynak: Center for Eastern Studies

Güney Akım (South Stream) projesinden çıkarılan dersler sonrasında, Türk Akımı sistemi Avrupa ayağında çalışmalar AB'nin gaz mükteşebatına uygun olarak yürütülmüştür. Her bir ülkenin lokal iletim sistemi operatörleri kendi kesimlerinin inşası ve işletmesi için sorumlu olmuştur. Üye ülkeler olarak Bulgaristan ve Macaristan'da kapasite tahsisleri tüm ilgili taraflara açık prosedürler sonrasında gerçekleşmiş ve devamında yapım çalışmaları başlamıştır. Bulgaristan tarafında sunulan kapasitenin %90'ı Gazprom tarafından rezerve edilmiş olup, henüz aday ülke statüsünde olan Sırbistan'da anılan şirkete kapasite tahsisi konusunda muafiyet tanınmıştır.

4.1.5.3 Doğu Akdeniz Bölgesi

Türkiye 2019 yılının başından itibaren bölgedeki doğalgaz arama faaliyetlerini yoğunlaştırmış, ilk sondaj gemisi Fatih'i, Mayıs ayının başında Kıbrıs adasının batısına göndermişti. Bundan sonra ikinci hamle Haziran ayının sonunda sondaj gemisi Yavuz'un gönderilmesiyle gelmiş; ABD'nin Türkiye'nin bu tartışmalı bölgelerdeki girişimlerinin kaygı yarattığı şeklindeki demeçleri ve Türkiye karşıtı tutumunun yanı sıra Avrupa Birliği'nin de Türkiye'nin Doğu Akdeniz'deki faaliyetlerine karşı yaptırım uygulama kararını vermesine karşın Türkiye bu stratejiden vazgeçmemiş ve dördüncü gemi olarak, sismik araştırma gemisi Oruç Reis'i de bölgeye göndermişti.

Diğer taraftan Kuzey Kıbrıs Türk Cumhuriyeti ile Rum kesimi arasında gerek kaynakların paylaşımı gerekse ilgili müzakerelerde Türk tarafının da yer alması konularında yıllardır yürütülen müzakereler bir sonuca ulaşmamıştı.

2019 Ekim ayı sonlarında Türkiye ile Libya arasında Doğu Akdeniz'de münhasır ekonomik bölgelerin belirlenmesine dair kritik bir adım atılmış ve taraflar, Türkiye'nin tezleri doğrultusunda deniz yetki

alanlarını belirleyen anlaşmayı imzalamıştı. TBMM'de 6 Aralık 2019 tarihinde onaylanarak kanunlaşan ve yürürlük kazanan anlaşmayla Türkiye'nin, İsrail, Yunanistan, Kıbrıs Rum Yönetimi ve Mısır'ın sağlamaya çalıştıkları statükoyu kırma yolunda önemli bir hamle gerçekleştirdiği ifade edilmişti.

Doğu Akdeniz bölgesinde üretilecek doğalgazın küresel pazarlara sunulabilmesinde, Türkiye güzergâhlı geliştirilecek projenin en ekonomik proje olacağı ilgili tüm taraflarca kabul edilmekle birlikte, ilgili taraflar ve Türkiye arasında münhasır ekonomik bölge paylaşımlarında yaşanan uyuşmazlık nedeniyle bu opsiyon ön plana çıkamamış, yüksek maliyetine rağmen, Doğu Akdeniz Doğal Gaz Boru Hattı, "East Med Pipeline" projesi için Güney Kıbrıs, Yunanistan, İsrail ve İtalya, AB Komisyonu'nun huzurunda Doğu Akdeniz Boru Hattı için, 2017 yılında işbirliği anlaması imzalamışlardı. Gerçekçi bir proje olmadığı yaygın şekilde kabul görmeye birlikte, önemli bir gelişme 2019 yılı sonuna doğru yaşanmış, İsrail, Güney Kıbrıs ve Yunanistan yetkilileri bir deklarasyon ile hattın yapımına dair anlaşmayı 2 Ocak 2020 tarihinde imzalayacaklarını; daha sonraki süreçte İtalya'nın da anlaşmaya dahil olacağını bildirmişlerdi.

Taraflar arasındaki bu gergin ortam, 2020 yılı Kasım ayı sonunda, Türkiye ile ilgili yaptırım konusunun görüşüleceği AB zirvesi öncesinde sismik araştırma gemisi Oruç Reis'in faaliyetlerine son verip, Antalya limanına demirlemesi ile görece durağan, yeni bir sürece evrilmişti. East Med projesi ile ilgili olarak ise Yunanistan ve Kıbrıs Rum Kesiminin tüm çabalarına rağmen kayda değer bir aşama elde edilememiş olup, konuya dair çarpıcı bir gelişme 2022 yılı Ocak ayı başında yaşanmıştır. Trump döneminde güçlü destek verilen proje ile ilgili olarak yeni ABD yönetimi ekonomik ve çevresel nedenlerle projeden desteğini çektiğini açıklamış ve bu durumu bir nota ile Atina'ya bildirmiştir. Öte yandan aynı süreçte, Türkiye ile Mısır ve İsrail arasındaki ilişkilerin normalleşme sürecine girmiş olması bölgede yeni bir aşamanın habercisi gibidir. 2021 yılında aşırı yükselen spot LNG fiyatları, AB'nin Rus gazı bağımlılığını azaltması yönünde birlik ve ABD tarafından takınılan ısrarlı tutum, Doğu Akdeniz gazının Türkiye üzerinden Avrupa'ya iletilmesi yönünde işbirlikleri için yeni bir ortamın oluştuğunu düşündürmektedir.

4.1.6 KÜRESEL GAZ PİYASALARINDA FİYATLARIN AŞIRI YÜKSELMESİ VE TÜRKİYE'NİN YENİ GAZ İTHALAT ANLAŞMALARINA İLİŞKİN DEĞERLENDİRMELER

Türkiye'nin gaz tüketimi soğuk kış günlerinde gerek yeraltı depoları gerekse LNG terminallerinden maksimum düzeyde sevkiyatın yapılmasını gerektirmekte olup, kış döneminde yüksek miktarda Spot LNG ithalatı zorunlu hale gelmektedir. Spot LNG fiyatları ise bulunduğumuz coğrafyada çok büyük oranda Hollanda gaz borsası TTF'de (Title Transfer Facility) oluşan fiyatlara endeksli hale gelmiştir. Küresel LNG ticaretinde giderek büyümekte olan ABD'nin (ki 2021 yılında Avustralya ve Katar'ın ardından üçüncü sırada yer almıştır) LNG ihracında bu ülkenin Henry Hub gaz borsasında oluşan fiyatlar da ağırlıklı yer tutmaya başlamış olup, en büyük tüketici konumunda olan Avrupa kıtasında Spot LNG sözleşmeleri sözü edilen iki gaz borsasındaki fiyatlara muhtelif oranlarda endeksli hale gelmiştir. Bu çerçevede, Türkiye'nin Spot LNG alım maliyeti açısından TTF'de oluşan fiyatlar belirleyici hale gelmiştir. Uzun dönemli gaz alım sözleşmeleri gerek boru gazı gerekse LNG ithali açısından dönemsel farklılıklara cevaz vermediğinden, ihtiyacın üzerinde bir uzun dönem kontrat hacmi yaratmamak adına, tüketimin arttığı kış dönemlerinde Spot LNG ithalatının artırılması başlıca yöntem olarak ortaya çıkmaktadır.

Avrupa Birliği üyesi ülkelerin son dönemlerdeki LNG ithalat rejimi ele alındığında ise, uzun dönem sözleşmelerin toplam LNG ithalatı içinde spot sözleşmelere göre çok daha az yer tuttuğu görülmekte olup, böyle bir tutum konuya dair yayınlanmış olan muhtelif AB stratejisi dokümanları içinde yer bulmuştur. Bu çerçevede, AB coğrafyası uzun dönem kontratların daha ağırlıklı yer aldığı Güneydoğu Asya ve diğer tüketim merkezlerinde oluşan talep sonrasında artan miktarlar için bir dengeleme

pazarı (balancing market) konumunda olmaktadır. Küresel ölçekte LNG arz kapasitesinin talep karşısında fazlalık gösterdiği 2019 yılında bu durum TTF ve diğer Avrupa gaz borsalarında fiyatların 80 USD/1000 m³ düzeyine kadar düşmesi sonucunu yaratmıştır. Her ne kadar aynı yıl içinde petrol ürünlerinin düşük seyretmesi sonucunda bu ürünlere endeksli boru gazı fiyatlarında da önemli düşüş yaşanmışsa da boru gazı açısından dip fiyatların en fazla 170 USD düzeyine indiği muhtelif medyada yer almıştır. 2020 yılında pandemi etkisi ile talebin de düşmesi sonucu Avrupa gaz borsalarındaki fiyatların düşmesi eğilimi yıl ortasına kadar devam etmiş ve 60 USD/1000 m³ gibi bir dip rakamı görmüştür. 2020 yılı üçüncü çeyreğinden itibaren ise, Avrupa gaz borsalarında fiyatların yükselme eğilimi başlamış ve aşağıdaki Grafik 4.1.4'te görüldüğü üzere 2021 yılı son çeyreğinde küresel gaz ticaretinde daha önce hiç karşılaşılmamış rekor düzeylere tırmanmıştır. TTF'de 2020 yılında 60 ila 210 USD/1000 m³ aralığında oluşan fiyatlar 2021 yılında 180 ila 1900 USD/1000 m³ aralığında gerçekleşmiştir. Konuya dair 2020 yılında Brent petrol varil fiyatlarının 20 ila 70 USD arasında, ortalama fiyatın 42 USD; 2021 yılında ise 45 ila 87 USD arasında, ortalama 71 USD olduğu bilgileri de not edilebilir.

(Burada bir not olarak, 2022 yılının ilk iki ayında fiyatlarda görece normalleşme eğilimi başlamış ise de bu çalışmanın yayına hazırlandığı Mart ayında Rusya ile Ukrayna arasında yaşanan savaş sonrasında TTF'deki maksimum fiyatın 2.400 USD düzeyine çıkmış olduğu bilgisini belirtmekte yarar var. Aynı dönemde Türkiye'de petrol fiyatı endeksli Rus gazı alım fiyatı medyada yer aldığı tahminle yaklaşık 300 USD/1000 m³'tür.)



Grafik 4.1.4 Hollanda Gaz Borsası TTF'de Gün Öncesi Gaz Fiyatları

Kaynak: Trading Economics Erişim 19.03.2022

Aynı dönemlerde en büyük LNG ithalatçıları konumundaki Çin, Japonya ve Kore'de oluşan Spot LNG fiyatları da Avrupa ile paralel bir görünüm arz etmiş olup, bölgedeki referans gaz borsası JKM'de (Japan Korea Marker) oluşan fiyatlar TTF ile oldukça yakın bir görünümde olmuştur.

2021 yılının özellikle son çeyreğinde, Avrupa ve Japonya gaz borsalarında beklenmedik şekilde aşırı yükselen fiyatlar üzerine yapılan muhtelif değerlendirmelerde bu durumun başlıca nedenleri aşağıdaki gibi ortaya konulmaktadır.

- Özellikle Güney Doğu Asya tarafında pandemi sonrası artan üretime paralel oluşan talep,
- AB'de soğuk geçen 2020-2021 kış dönemi, doğalgaz depolarında 2021-2022 kış dönemi öncesi miktarlardaki yetersizlik,
- Birçok ülkede yenilenebilir kaynaklı üretimdeki azalışlar (özellikle yetersiz yağışlara bağlı azalan hidrolik potansiyel), gerek çevreci politikaların etkisi gerekse kömür fiyatlarındaki yükseliş sonrasında elektrik üretiminde doğalgazın kullanımının artması,
- Başta ABD'deki bazı gaz sıvılaştırma tesisleri olmak üzere kimi önemli LNG üretim ve export tesislerinde arızalar,
- Rusya ile AB (ve ABD) arasında Kuzey Akımı II projesi ile ilgili polemikler, Rusya'nın Ukrayna üzerinden transit hacmini artırmada kısıtlı bir miktarı tercih etmesi.

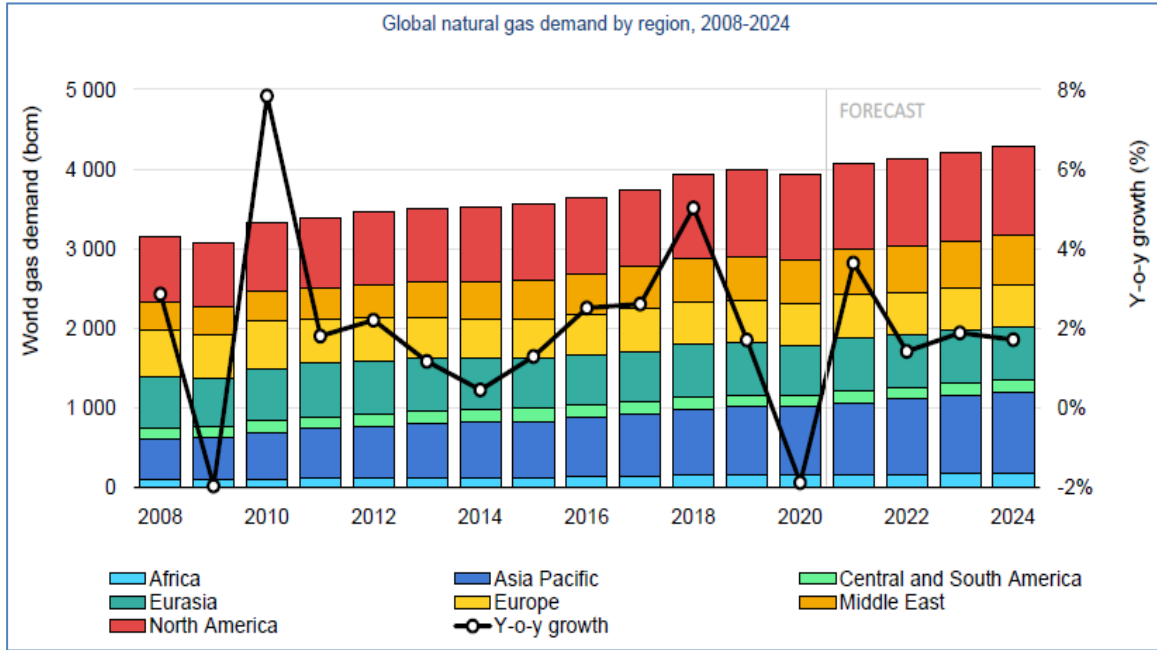
Yüksek ölçekte doğalgaz ithalat bağımlısı olan AB için yaşanan durumun özellikle halk üzerinde sarsıcı etkileri olmuş, bir önceki yıla göre birkaç kat artan doğalgaz ve elektrik faturaları AB'nin enerji politikalarını kapsamlı şekilde gözden geçirmesine neden olmuştur. 2019 yılının Aralık ayında yayınlanmış olan Yeşil Mutabakat (Green Deal) strateji belgesinin ortaya koyduğu başlıca hedeflerden biri fosil kökenli doğalgaz tüketimini giderek azaltmak olup, atıklardan elde edilecek biyometan ve yenilenebilir enerji (özellikle güneş ve rüzgar) anlık üretim ihtiyaç fazlasının suyun elektrolizinde kullanılarak elde edilecek (yeşil) hidrojenin giderek artan oranda enerji ihtiyacı için kullanılması ve bu amaçla mevcut doğalgaz altyapısının biyometan ve hidrojen karışımı için gerek teknik gerekse mevzuatsal çerçevede uygun ortamın yaratılması, Yeşil Mutabakat doğrultusunda 2020 yılında yayınlanan strateji belgelerinde⁴ yer bulmuştu. 2021 yılının Aralık ayında, Avrupa Komisyonu doğalgazla ilgili dördüncü paket olarak da referans verilen taslak direktif ve yönetmeliği yayımlamıştır.⁵ Yayımlanan yönetmelik 2025 yılına kadar üye ülkelerin doğalgaz iletim hatlarına %5 oranında yeşil hidrojen karıştırılmasına cevaz verecek düzenlemeleri yapmalarını, 2030 yılına kadar ise münhasır hidrojen boru hattı şebekelerinin kurulabilmesine dair yasal çerçeveleri oluşturmaları gibi radikal hükümler içermektedir. Doğalgaz fiyatları ile ilgili yaşanan krizler ve en son Rusya ile yaşanan kriz sonrasında, yetkililer tarafından yapılan değerlendirmeler, AB'nin kısa dönemde doğalgaz temini için artan oranda LNG temin yoluna gideceği, orta ve uzun dönemde ise fosil kökenli doğalgaz tüketimini azaltmak için çarpıcı tedbirler uygulayacağı sonucunu düşündürmektedir.

Türkiye'nin doğalgaz ile ilgili uygulamaya çalıştığı politikalarda, AB ile olası gaz ticareti her zaman önemli yer tutmuş olup, son dönemde Türkiye'nin doğalgaz ithalat maliyetleri açısından AB'nin gaz talebi ve AB gaz borsalarında oluşan fiyatlar da son derece önemli hale gelmiştir. Nitekim, AB'nin gaz talebinin düşmesi veya AB gaz borsalarında fiyatların düşmesi, Türkiye'nin özellikle Spot LNG ithalat maliyetini de düşürecektir. Bunun yanı sıra, elbette ki küresel gaz talebinin ne şekilde artış göstereceği de önem taşımaktadır. Aşağıdaki Grafik 4.1.5'te Uluslararası Enerji Ajansı'nın (IEA) konuya dair kısa dönemdeki tahmini yer almaktadır. Buna göre küresel ölçekte doğalgaz talebi artmaya devam edecek, ülkelerin karbon salım hedeflerini tutturma adına kısa dönemde özellikle kömür santrallerinin yerini doğalgaz yakıtlı santrallara bırakması talep artışını körükleyebilecektir. Öte yandan Türkiye'nin spot LNG ithalat maliyetleri açısından, küresel ölçekte LNG arz talep dengesi büyük önem taşımaktadır. Konuya dair yapılan çalışmalar, 2025 yılına kadar bir sıkışıklığın görüldüğünü vurgulamakta olup, kimi tahminler 2025 yılına gelindiğinde 40 mton LNG arz açığının oluşacağı⁶ gibi sonuçlara varmaktadır. Nitekim Rusya-Ukrayna krizi sonrasında AB'nin LNG ithalat hacminin artması beklentisi, bu arz açığını ortaya çıkaracak yeni bir etmen olmuştur.

⁴ "A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe Brussels, 8.7.2020 COM(2020) 301 final", "An EU Strategy for Energy System Integration COM (2020) 299

⁵ AB taslak direktifi "Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen" 14 Aralık 2021

⁶ SHELL LNG Outlook 2022



Grafik 4.1.5 2008–2024 Küresel Gaz Talebi

Kaynak: IEA Gas Market Report Q3 2021

Türkiye, doğalgaz ithalat politikasını ve bu çerçevede yakın dönemde yeni gaz ithalat kontratlarını şekillendirme açısından kritik bir döneme gelmiştir. Yaklaşık 16 milyar m³ hacimli uzun dönem kontrat hacmi 2021 yılı sonu itibarı ile anlaşma dönemini tamamlamış olup, 2025 yıl sonu itibarı ile 28 milyar m³ uzun dönem kontrat hacmi de sona erecektir.

Tablo 4.1.14 Yürürlükte Olan Uzun Dönemli Gaz İthalat Anlaşmaları

Giriş Noktası	İthalatçı	Satıcı Taraf	Kontrat Bitiş Tarihi	Yıllık Miktar (bcm)
TÜRK AKIMI				
	AKFEL	Gazprom	2043*	2,25
	Batı Hattı	Gazprom	2035*	1
	Bosphorus Gaz	Gazprom	2043*	1,75
	Kıbar Enerji	Gazprom	2043*	1
MAVİ AKIM				
	BOTAŞ	Gazprom	31.12.2025	16
TANAP				
	BOTAŞ	AGSC (Azeri Faz II)	2033	6
Gürbulak				
	BOTAŞ	NIGC (İran)	29.07.2026	10
Marmara Ere. LNG				
	BOTAŞ	SONATRACH	01.12.2024	5,4

*Resmi bilgi olmayıp medyada yer alan bilgidir

BOTAŞ tarafından resmi açıklama yapılmamakla birlikte, gündeme aksettiği kadarıyla Azerbaycan tarafıyla 2022–2024 dönemini kapsayan ve toplamda 6 milyar m³, Rusya tarafıyla ise 2025 yılı sonuna kadar yıllık 5,175 milyar m³’lük yeni alım anlaşmaları yukarıdaki tabloda yer almamıştır. Tablo

incelendiğinde 2025 ve 2026 yıllarını kapsayan dönemin gaz ithalat planlaması açısından büyük önem taşıdığı görülmektedir. Zira, anılan dönemde sona erecek uzun dönemli kontrat hacmi yıllık olarak 38 milyar m³ miktarını aşmaktadır. Diğer taraftan anılan kontrat hacminin çok büyük çoğunluğu ilgili taraflarla hükümetler arası anlaşmalar altında şekillendirilmiştir. Benzer yaklaşımın takip edilmesi durumunda, bu tür müzakerelerin ne kadar uzun sürdüğü geçmiş deneyimlerde görülmüş olup, daha bugünden konuya dair bir strateji oluşturulması zorunlu hale gelmiştir. Diğer taraftan, küresel gaz piyasalarındaki koşulların bir yıl içinde dahi aşırı değişkenliğe uğrayabileceği de uzun yıllar içinde çok defa gözlenmiştir. Bu meyanda, koşulların alıcı taraflar lehine döndüğü 2019 ve 2020 yılları içinde Rusya tarafı ile uzun dönem sözleşmelerin bir taban ve tavan fiyat çerçevesi ile sonuçlandırılması muhtemelen Türkiye açısından bugünün koşulları altında yapılabilecek sözleşmelere göre büyük avantaj sunabilecekti. Keza, Azeri tarafı ile yeni kontrata bağlanan toplamda 6 milyar m³ miktardaki gaz alımının da özellikle fiyat açısından lehte koşullar içermediği tahmini de yapılabilir. Ancak, sözü edilen iki yılda gaz borsalarında oluşan düşük fiyatlar karşısında, artık fiyat formüllerinin belli gaz borsalarında oluşan fiyatlara endekslenmesi yaklaşımı büyük ölçüde rağbet görüyordu. Bu yaklaşımın da uzun ömürlü olabilmesinin önü, Türkiye'nin 2021 yılında maruz kaldığı spot LNG maliyeti karşısında kesilmiştir. Kaba bir tahminle, 2021 yılının son çeyreğinde temin edilen toplamda 3,7 milyar m³ spot LNG maliyeti, petrol ürünlerine endeksli aynı miktardaki boru gazı maliyetine göre en az bir milyar ABD doları daha fazla olmuştur.

Yukarıda değinildiği üzere, Türkiye'de evsel tüketimle ilgili talebin yüksek olması ve bu talebin artmaya devam etmesi, özellikle kış döneminde yüksek miktarda spot LNG ithalatı gereğini beraberinde getirmektedir. Silivri ve Tuzgölü yeraltı depolama tesislerinde kapasite artırım yatırımlarının tamamlandığı dönemde bu gereksinim önemli miktarda azalacak ise de, küresel piyasalarda belli dönemlerde spot LNG fiyatlarının boru gazına göre daha avantajlı duruma geldiği gerçeği de dikkate alınmak zorundadır. Ülkenin enerji ithalat faturası ve uygulanması gerekli görülen sübvansiyonların hazineye getireceği yükler açısından son derece önem taşıyan yeni gaz ithalat sözleşmeleri için, her durumda olumlu sonuç yaratacak bir strateji belirleme mümkün görülmemekle birlikte, aşağıdaki koşulların değerlendirildiği bir optimizasyonun başarılı bir şekilde modellenmesi gereklidir.

- Uzun dönem olarak kurgulanacak anlaşmaların süresi, toplam hacmi, fiyat formüllerinde petrol ürünleri yanı sıra gaz borsalarında oluşan fiyatların referans alınması, tavan ve taban fiyat belirlemeleri.
- İthalatın ne kadarının boru hatları ile, ne kadarının LNG terminalleri üzerinden yapılacağı kestirimi, LNG ithalatı içinde spot LNG'nin payı.
- Komşu kaynak ülkeler ile gaz ithalatı karşısında kurulabilecek özel ticaret ilişkileri.
- Avrupa'ya (tekrar) ihracat hedefi (Reexport).
- Spot boru gazı ithalat kapasitesi.

Yeni kaynak ülke arayışları, arz güvenliği açısından önem verilmesi gereken bir nokta olup, özellikle Türkmen gazının Türkiye'ye ulaştırılması konusunda özel çaba gösterilmelidir. Bu doğrultuda, İran tarafı ile yapılabilecek uzun dönemli bir gaz ithalat anlaşması, mutlaka bu ülkenin Türkmen gazının transit geçişine izin vermesi şartına bağlanmalıdır.

Toplam gaz ithalatı içinde, kamu ve özel sektör paylarının ne olacağı hususu ise, nihayetinde siyasi otoritenin yönlendirmesi ile şekillenecek bir konudur. Son yıllarda, BOTAŞ'ın %90 üzerinde gerçekleşen pazar payı uygulanan sübvansiyonların bir sonucudur. Bu meyanda hangi tüketici grupları için ne ölçüde sübvansiyon uygulanacağı da oluşturulacak stratejinin temel hareket noktaları arasında yer almak durumundadır. Nitekim, gaz ithalatında özel sektör payının artması sadece sübvansiyon uygulanmayacak tüketici gruplarının ihtiyacı için söz konusu olabilir. Özellikle evsel tüketim ve bu kitlenin büyük çoğunluğunun alım gücü dikkate alındığında, bu segmentteki sübvansiyonun daha uzun yıllar devam edeceği sonucu çıkarılabilir. Bununla birlikte, söz konusu sübvansiyonun sadece düşük gelirli hane halkları için uygulanması veya fiyatlara müdahale yerine doğrudan gelir desteği gibi

uygulamaların başlatıldığı da görülmektedir. Elektrik üretim segmenti dikkate alındığında ise, pratikte doğalgaz yakıt maliyetlerinin piyasa takas fiyatını belirlediği gerçeğinden, kamunun bu alanda da fiyat kontrol iradesinin devam edeceği düşünülebilir. Kamunun, endüstri kesimine uyguladığı doğalgaz fiyatlarında sübvansiyon uygulama politikasını sürdürüp sürdürmeyeceği ise ayrı bir değerlendirmeyi gerektirmektedir. Maliyetlerin düşürülerek, özellikle ihracata dönük fabrikaların desteklenmesi, üretimin artırılması ve iş alanlarının çoğaltılması gibi pek çok gerekçenin sıralanabileceği böyle bir politikanın, pek çok durumda yurtdışındaki ithalatçı tarafları dolaylı olarak sübvansiyon eder bir yönü de bulunmaktadır. Yüksek katma değerli üretimler haricindeki üretimler açısından, halihazırda oldukça rekabetçi bir konumda olan Türkiye endüstri kuruluşlarının varlıklarını sürdürebilmeleri için böyle bir desteğe ihtiyaç duyup duymayacakları da soru işareti. Bu meyanda özel sektör doğalgaz ithalatçıları için öncelikle endüstri segmentinde bir rekabet ortamı yaratılması, kamunun üzerinde ağır bir sübvansiyon yükünün yaratılmaması açısından atılabilecek adımlar arasında olabilir.

ÖZGEÇMİŞ



Erdinç Özen
oerdinc62@gmail.com

Erdinç Özen ODTÜ Elektrik Mühendisliği bölümü, 1985 yılı mezunudur. Çalışma hayatında 1988 ile 2011 yılları arasında BOTAS'ta sırasıyla Telekomünikasyon Başmühendisliği, Bakım Onarım Müdürlüğü ve Doğal Gaz İşletmeleri Direktör Yardımcılığı görevlerinde bulunmuştur. 2013 ile 2019 yılları arasında TANAP projesinde Ticari Operasyonlar Müdürü olarak görev yapmış olup çalışma hayatını serbest danışman olarak sürdürmektedir. Doğalgaz sektöründeki çalışmaları son 19 yıldır regülasyon ve ticari operasyonlar üzerine yoğunlaşmıştır. Diğer çalışmalarının yanı sıra 2011 yılından bu yana farklı kuruluşlar için doğalgaz sektör raporları hazırlamıştır. ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu Üyesidir.

4.2 PETROL

Ülker AYDIN

Yöneylem Araştırmacısı, İstatistikçi

A. Uğur GÖNÜLALAN

Jeofizik Yüksek Mühendisi-Hukukçu

Hülya PEKER

Kimya Yüksek Mühendisi

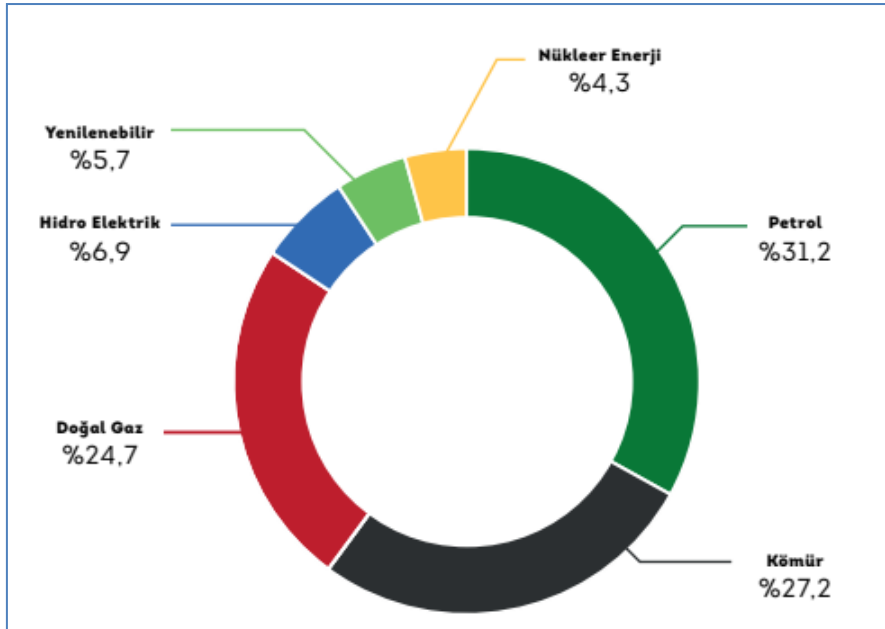
4.2.1 ÜRETİM VE ARAMA FAALİYETLERİ

4.2.1.1 Giriş

Enerji, bir ülkenin ekonomik ve sosyal gelişiminin en temel ve sürükleyici gereksinimlerinden biridir. Bu bakımdan, “Enerji Güvenliği”, ekonomik güvenliğin ve ulusal güvenliğin yaşamsal unsurlarındandır. Enerji, toplumsal yaşamımızı sürdürebilmemiz için gerekli olan hemen hemen tüm süreçler için vazgeçilmez bir girdi olup sanayi, ulaştırma, konut ve ticarethane gibi alt sektörlerde kullanılmaktadır.

4.2.1.2 Küresel Petrol ve Doğalgaz Sektörünün Görünümü

Bugün dünyada tüketilen enerji, çok sayıda enerji kaynağından elde edilirken petrol, doğalgaz ve kömür gibi fosil kaynaklar, bu kaynakların %83,1'lik kısmını oluşturmaktadır.



Şekil 4.2.1 Dünya 2020 Birincil Enerji Tüketimi, Kaynaklar Bazında Milyon TEP (%)
(BP, TPAO Sektör Raporu)

COVID-19 krizi ve virüsün yayılmasını yavaşlatmak için sosyal ve ekonomik faaliyetler üzerindeki kısıtlamalar, enerji talebi üzerinde uzun yıllardır görülmemiş derin bir etki yaratmıştır. COVID-19'un 2020'de enerji talebi üzerindeki etkisi, 2008 mali krizinin etkisinden çok daha fazla olmuştur. Enerji talebinde 2020 yılında 2019'a göre yıllık %6'lık düşüş gerçekleşmiştir. Başta petrol, gaz, kömür olmak üzere, elektrik de dahil tüm ürünlere olan talep düşmüştür.

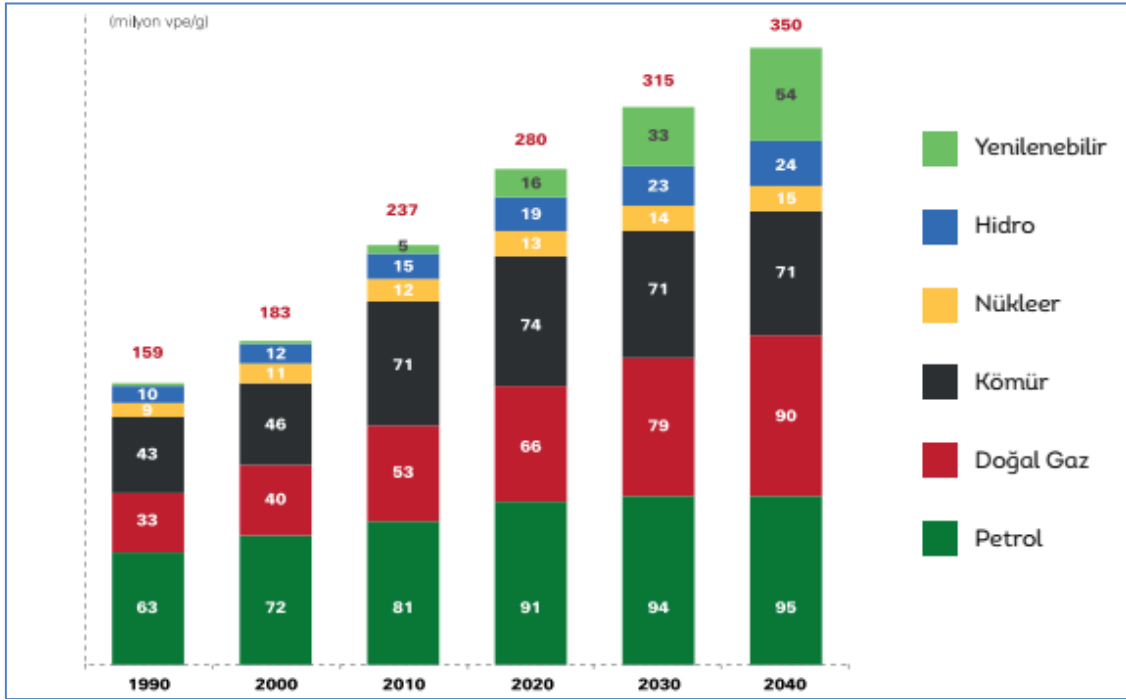
Küresel petrol talebi son otuz yılda istikrarlı artış göstererek 2019 yılında günde 99,5 milyon varil/gün seviyesine ulaşmıştır. Ancak, 2020 yılında ortalama %8-9 düşerek petrol tüketimi 2012 seviyelerine gerilemiştir. Küresel doğalgaz talebi ise %5 azalmıştır.

Dünya pandemiden kurtulmaya başladığında, küresel petrol talebi 2021'de, 96,2 milyon varil/gün'e yeniden yükselmiştir. İklim değişikliğini azaltmak için fosil yakıt tüketimini azaltma çabalarına rağmen, genel dünya tüketiminin 2022'de (99,53 milyon varil gün) yeni bir rekor kırması beklenmektedir. (Kaynak: TPAO 2021 Sektör Raporu.)

Petrol, özellikle ulaştırma sektörünün temel enerji kaynağı olarak dünya birincil enerji tüketimi içinde en büyük paya sahiptir.

Petrolü takip eden kömür ve doğalgaz ise büyük ölçüde elektrik üretiminde kullanılmaktadır. 2020 yılı verileri itibarıyla petrol, dünya enerji talebinin %31,2'sini, doğalgaz ise %24,7'sini karşılamıştır. 2019 yılına kıyasla petrolün birincil enerji talebindeki payının azalmasına karşın doğalgazın payında artış meydana gelmiştir. Bugüne kadar, çeşitli uluslararası kurum ve kuruluşlar tarafından (Uluslararası Enerji Ajansı, ABD Enerji Enformasyon İdaresi, BP, ExxonMobil vb.) yapılan çeşitli projeksiyonlara göre, petrol ve doğalgazın birincil enerji tüketimi içindeki büyük paylarını uzun dönemde de koruyacakları öngörülmektedir (Şekil 4.2.1).

Uzun dönemli enerji projeksiyonları değerlendirildiğinde, OECD dışı ülkelerin tüketimlerdeki artış dikkat çekmektedir. 2020 yılından 2040 yılına kadar geçecek sürede, enerji talebinin yaklaşık 1,5 katına çıkması öngörülen Asya Pasifik bölgesi, küresel talep artışında öne çıkmaktadır. 2020-2040 döneminde küresel enerji talep artışının yaklaşık üçte ikisinin Asya Pasifik bölgesinden gelmesi beklenmektedir. Asya Pasifik bölgesindeki enerji talep artışı, lokomotif ülkelerin Çin ve Hindistan olmaya devam edeceğini göstermektedir. 2040 yılına gelindiğinde, daha çok ulaşım ve taşıma sektörü tarafından talep edilen petrolün, enerji kaynakları içerisindeki kullanımının %3-4 oranında düşeceği tahmin edilmektedir.

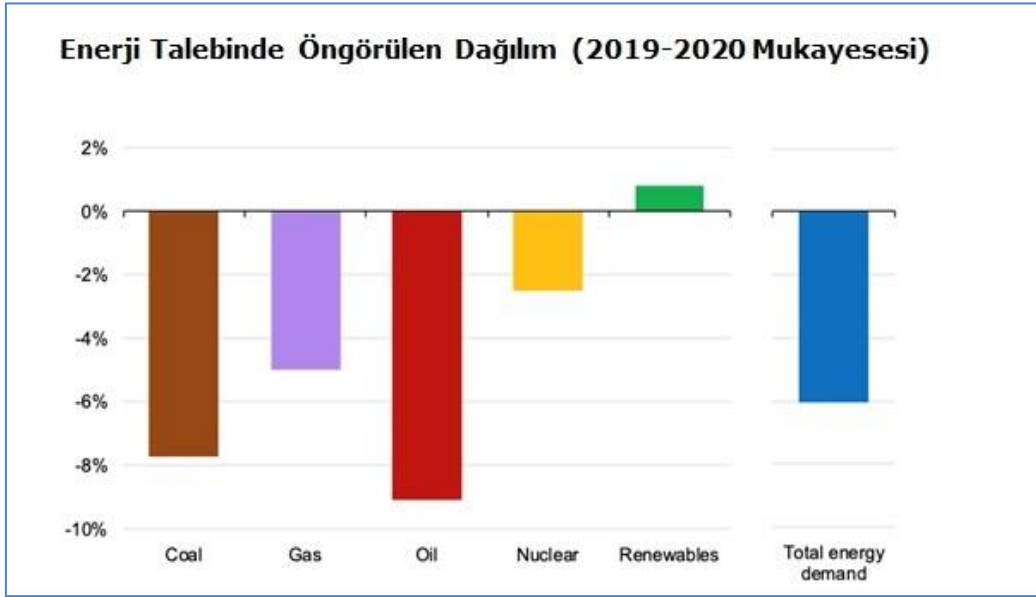


Şekil 4.2.2 1990-2040 Yılları Kaynak Bazında Dünya Enerji Talebi
(IEA WEO, 2020)

Hükümetlerin uygulamaya koyduğu teşvik paketleri önümüzdeki yıllarda enerji endüstrisi, enerji güvenliği ve temiz enerji geçişleri için büyük önem taşımaktadır. Ancak küresel enerji yatırımının önemli bir kısmı sadece mevcut enerji arzı seviyelerini sürdürmeye odaklanmış durumdadır, öyle ki petrol ve gaz üretiminin mevcut seviyelerde tutulması hedeflenmektedir.

Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tarafından hazırlanan verilere göre 2015 sonu itibarıyla toplam rezerv 1 trilyon 659 milyar varil, bir başka deyişle 263,8 milyar ton seviyesindedir. 2021 yılı başında ise toplam üretilebilir petrol rezervi 1 trilyon 779 milyar varile yükselmiştir.

Elektrik talebi, kısıtlamalar ve sosyal izolasyonun etkisiyle ciddi anlamda düşüş göstermiştir. Kömür, gaz ve nükleer (%2,5) enerji de dahil olmak üzere diğer tüm elektrik tüketim kaynaklarına da talep düşmüştür. Bu talep azalmaları yenilenebilir kaynakların elektrik arzındaki payını yaklaşık (%0,5) artırmıştır. Kriz döneminde kömür talebinde ise yaklaşık %8 azalma görmekteyiz.



Şekil 4.2.3 Enerji Talebinde Öngörülen Dağılım, 2019-2020 Karşılaştırma
(Global Energy Review, 2020, IEA)

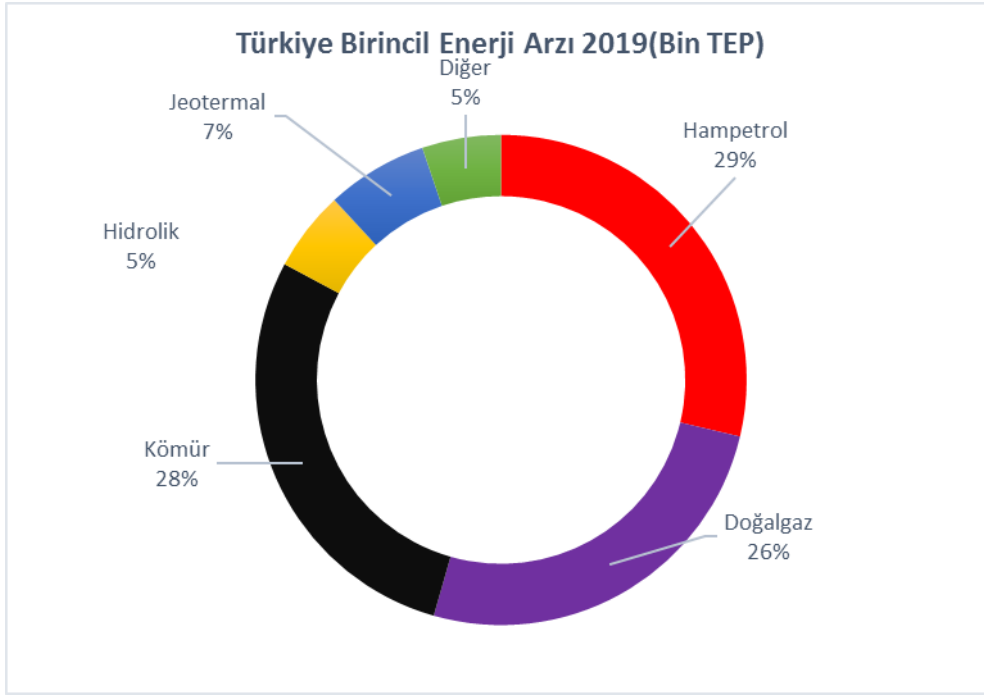
Pandemide ulaşımın ve sanayinin durma noktasına gelmesi dünya petrol fiyatlarını hızlı bir şekilde düşürmüştür. Petrol talebinin düşmesine karşın petrol arzının pandemi öncesi seviyelerde devam etmesi bu düşüşün en önemli nedeni olarak gösterilmektedir.

COVID-19 salgınıyla küresel enerji piyasalarının alt üst olması, Türkiye'yi de derinden etkilemiştir. Petrolün yüzde 93'ünü, doğalgazın ise yüzde 99'unu ithal eden Türkiye enerjide dışa bağımlı bir ülkedir. Dışa bağımlılık, salgın süresince arz tedarikindeki aksamalar ve fiyatlardaki dalgalanmalar ülke ekonomisini olumsuz etkilemiştir.

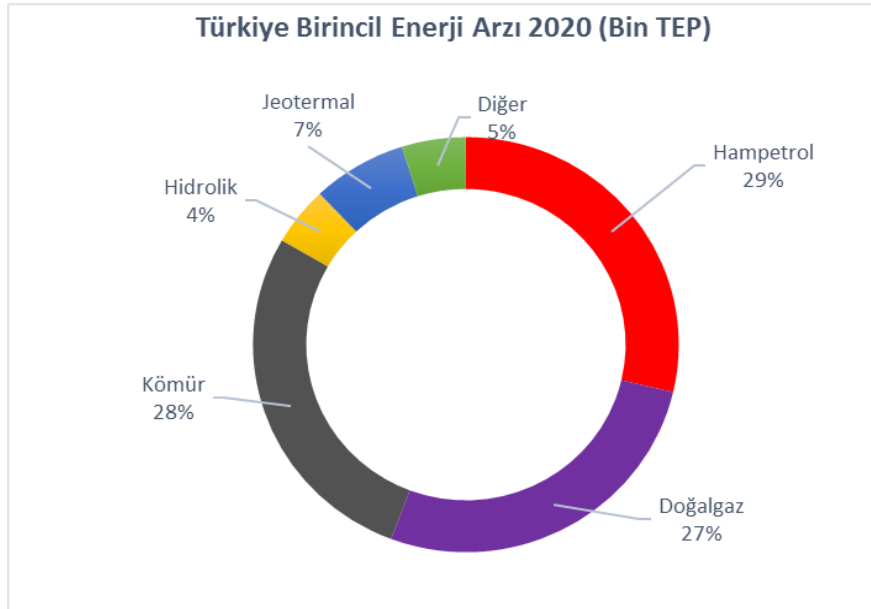
2019 yılı enerji ham maddeleri ithalat faturası 41,6 milyar dolardı. Gerek COVID-19 salgını nedeniyle kayda değer talep artışının olmaması gerekse petrol fiyatlarındaki düşüş nedeniyle, enerji ham maddeleri ithalat faturası 2020 yılında yüzde 30 azalmış ve 28,8 milyar dolar olmuştur. Ancak 2021 yılında petrol, doğalgaz ve kömür fiyatlarındaki hızlı artış sonucu enerji ham maddeleri ithalatı faturası 50,5 milyar dolara ulaşmış ve toplam ithalatın yüzde 18,1'ini oluşturmuştur.

2021 yılında Türkiye enerji sektörüne; petrol, doğalgaz ve kömür maliyetlerinde meydana gelen artışlar damgasını vurmuştur.

Türkiye dünyanın önemli enerji tüketicileri arasında yer almaktadır. Ulusal Enerji Denge Tablosu'na göre 2019 yılında, Türkiye'nin 144,2 milyon ton eşdeğer petrol (TEP) olan birincil enerji arzı, 2020'de 147,1 milyon TEP'e yükselmiştir.



Şekil 4.2.4 2019 Yılı Birincil Enerji Arzı
(ETKB 2021 Enerji Denge Raporu)



Şekil 4.2.5 2020 Yılı Birincil Enerji Arzı
(ETKB 2021 Enerji Denge Raporu)

4.2.1.3 Üretim

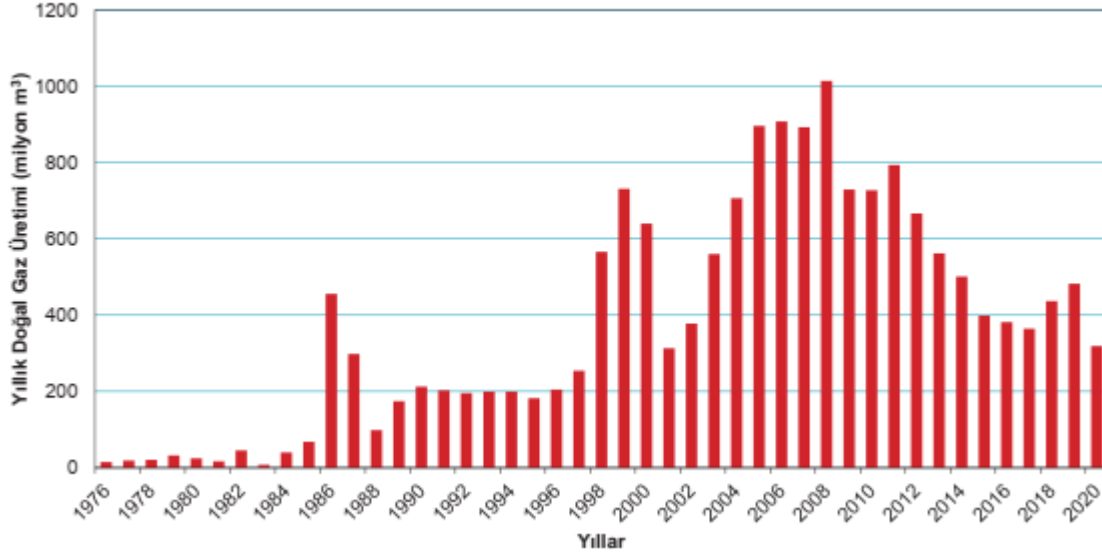
2008 yılında 1 milyar m³'e kadar çıkan doğalgaz üretimi, 2018 yılında yıllık toplam 436 milyon m³ iken, 2019 yılında toplam 474 milyon m³'e yükselmiştir. Doğalgaz ithalatımız 2019 yılında toplam 45,2 milyar m³ olurken, toplam tüketim yaklaşık 45,7 milyar m³ seviyesinde gerçekleşmiştir. 2020 yılı üretimi 441,3 milyon m³, 2021 yılı üretimi 394,4 milyon m³'tür.

Türkiye'de 2020 yılı sonuna kadar 17,072 milyar m³ doğalgaz üretimi yapılmıştır (MAPEG).

Uygulanmakta olan ikincil üretim yöntemleri ve keşfedilen yeni sahalardan gelen üretimle birlikte 2007 yılından itibaren petrol üretimimizde az da olsa sürekli bir artış eğilimi vardır. 2019 yılı petrol üretimimiz bir önceki yıla göre %4,5 artarak günlük ortalama 58 bin varil seviyesinde olup 2019 yılında 2,85 milyon ton petrol üretilmiştir. 2020 yılı petrol üretimi ise 3.202.924 ton olup günlük 62 bin varildir.

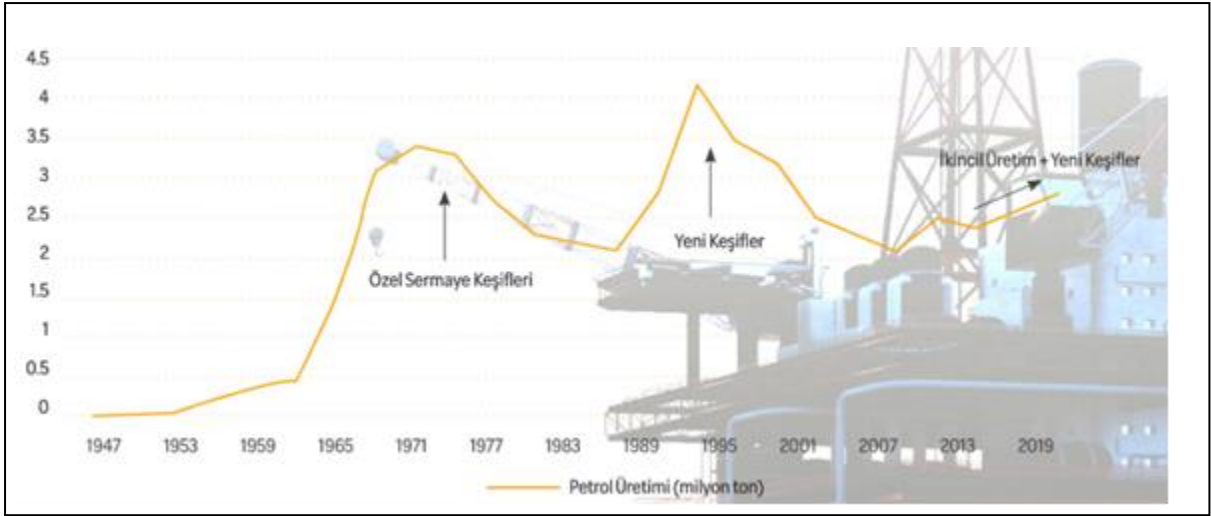
Doğalgaz tüketimi ise 2020 yılında toplam 48,3 milyar m³ olurken, doğalgaz ithalatı yaklaşık 48,1 milyar m³ seviyesinde gerçekleşmiştir. Türkiye'nin doğalgaz arzında ithalata bağımlılığı geçen yıla göre artarak %99,1 olmuştur. 2021 yılında tüketim 59,6 milyar m³'e, ithalat 58,9 milyar m³'e yükselmiştir.

1976'dan 2020 yılına kadarki süreçte yıllık bazda doğalgaz üretimlerimiz Şekil 4.2.6'da gösterilmektedir. 44 yıllık süreçte 29 farklı şirket tarafından, toplam 16,9 milyar Sm³'lük bir üretim gerçekleştirilmiştir. Bu üretimin yaklaşık %30'u yabancı sermayeli şirketler tarafından gerçekleştirilmiştir. Üretilen doğalgaz bugünkü toptan satış fiyatı üzerinden değerlendirilecek olursa yaklaşık olarak 7 milyar dolara karşılık gelmektedir.



Şekil 4.2.6 Yıllık Doğalgaz Üretimi

Kaynak: S. Sarıyıldız, "Kara ve Denizlerde Doğal Gaz Aramacılığında Ruhsatlandırma", TÜBA-Doğal Gaz Çalıştayı ve Paneli, 8-9 Ekim 2020-TÜBA DOĞAL GAZ RAPORU, Ankara-2021



Şekil 4.2.7 Yıllık Ham Petrol Üretimi

Kaynak: MAPEG Dergi Yıl 1 Sayı 1 Ekim 2020, Saim GÜL, Türkiye'nin Petrol Arz Güvenliği

Osmanlı Devleti'nin son döneminde, petrol arama faaliyetlerine ilişkin çeşitli girişimleri olsa da zamanın şartlarından dolayı ciddi bir arama faaliyeti gerçekleştirilememiştir.

Cumhuriyetin kuruluşunu takiben hükümet, Türkiye sınırları içindeki petrol kaynaklarını bizzat kendisinin araştırmasını ilke olarak kabul etmiş ve ilk jeolojik etütlere başlanmış ancak konu ile ilgili bir deneyim olmadığı için başarılı sonuçlar alınamamıştır. Daha sonraları Güneydoğu Anadolu'da Batman'ın güneyinde 1940 yılında açılan Raman-1 kuyusunda petrole rastlanmış fakat ticari anlamda petrol keşfi 1945 yılında açılan Raman-8 kuyusunda yapılmıştır.

1954 yılında 6326 sayılı Petrol Kanunu'nun yürürlüğe konulmasıyla petrol arama ve üretim faaliyetleri yerli ve yabancı özel sermayeye de açılarak, yabancı petrol şirketlerinin Türkiye'ye gelmesinin yolu açılmıştır. Petrol Kanunu'nun yürürlüğe girmesinden sonraki on yıllık dönemde, petrol aramacılığı tarihindeki iki sıçrama döneminden ilki yaşanmıştır. Bu dönem içinde özel sermayeli şirketlerin de katkılarıyla yapılan jeolojik, jeofizik ve sondaj çalışmalarındaki artışlar sonucunda birçok yeni petrol sahası keşfedilmiştir. Bu sahalardan gelen üretimle beraber yerli petrol üretimi, 1969 yılında 3,6 milyon tona ulaşarak tüketimimizin %55'ini karşılamıştır.

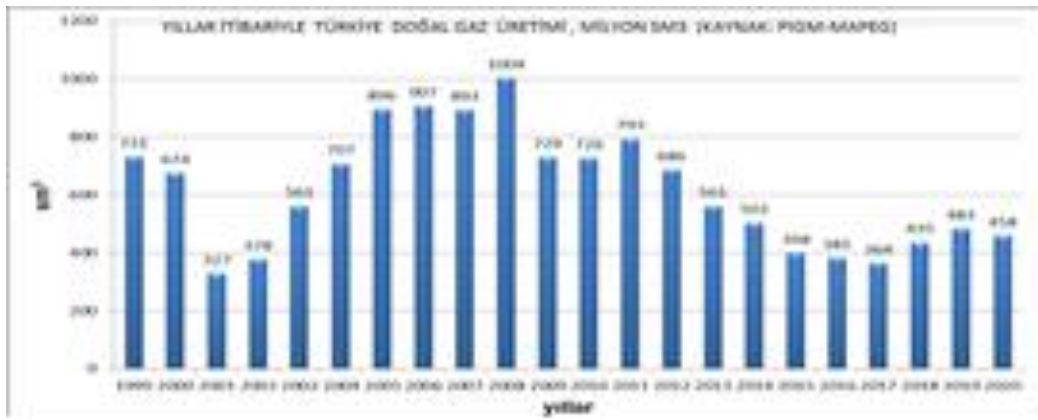
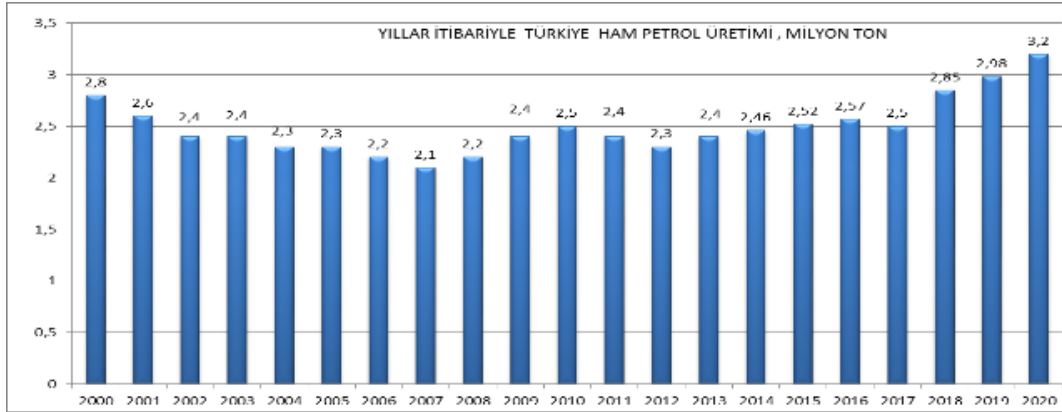
Arama faaliyetlerindeki ikinci sıçrama dönemi 1980'li yıllarda yaşanmıştır. Bu dönemdeki yoğun arama faaliyetleri yeni keşiflere yol açmış, özellikle TPAO tarafından 1988 yılında Adıyaman'da yer alan Karakuş sahasının keşfiyle büyük üretim artışı yaşanmıştır. Üretim, 1991 yılında 4,45 milyon ton ile rekor seviyeye ulaşmıştır.

1991 yılında yurtiçi ham petrol üretimi 85 bin varil/gün ile ülke tüketiminin %21'i karşılanabilmiştir.

Petrol üretimi, 1991'de zirve yapmasının ardından düşüşe geçmiş ve 2018 yılında 54.386 varil/gün mertebesinde gerçekleşmiştir. Uluslararası Enerji Ajansı'nın verilerine göre, yurtiçinde üretilen ham petrolün toplam tüketimi karşılama oranı 1970'de %47 seviyelerinde gerçekleştikten sonra sürekli düşüş eğilimine girerek 1991 yılında %21'e, 2018 yılında ise %8'e kadar gerilemiştir.

Günümüze kadar elde edilen veriler ışığında, Türkiye'nin karalarda hidrokarbon potansiyelinin sınırlı olduğu, denizlerde ise yeteri kadar veri olmamasına rağmen hidrokarbon potansiyelinin yüksek olduğu değerlendirilmektedir.

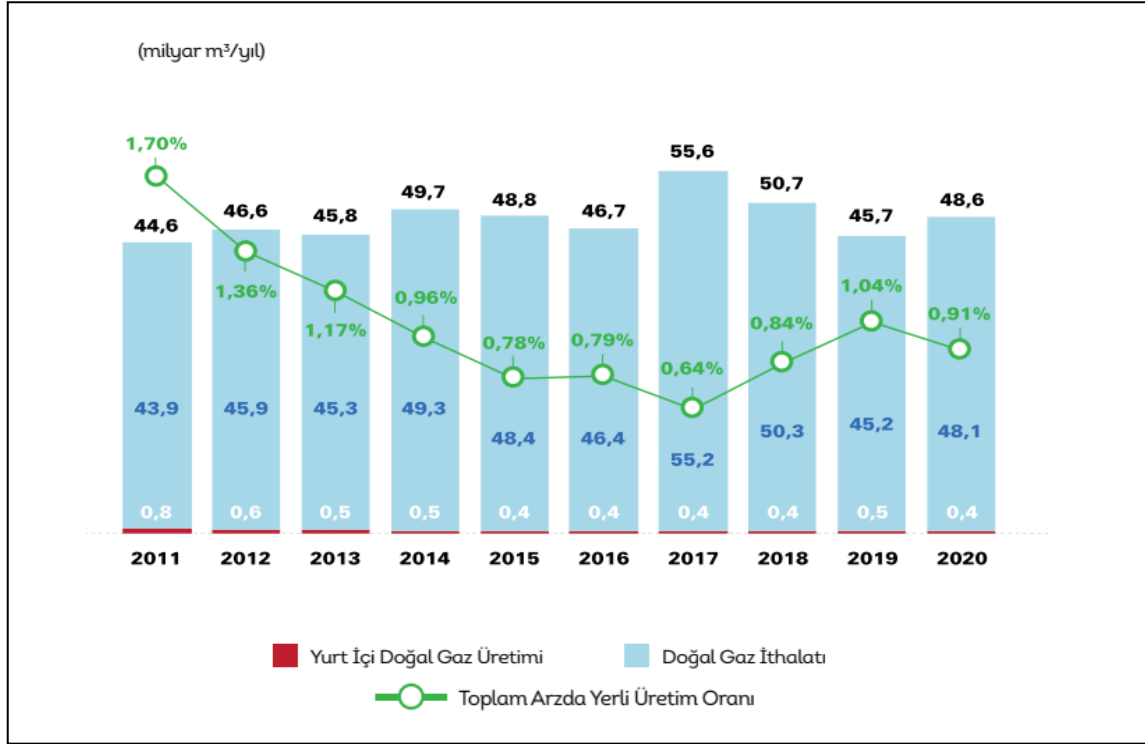
Akdeniz'de son yıllarda yapılan çalışmalar ve Doğu Akdeniz'de yapılan doğalgaz keşifleri Doğu Akdeniz'in cazibesini artırmıştır.



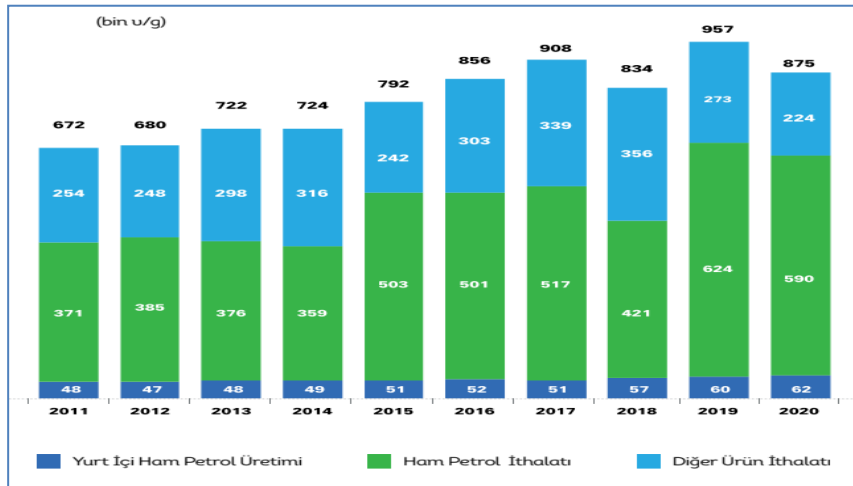
Şekil 4.2.8 2002-2021 Yılları Arasında Yıllık Ham Petrol ve Doğalgaz Üretimi

Tablo 4.2.1 2002-2021 Yılları Arasında Yıllık Ham Petrol ve Doğalgaz Üretimi (MAPEG)

YILLAR İTİBARIYLA HAM PETROL VE DOĞALGAZ ÜRETİMİ CRUDE OİL AND NATURAL GAS PRODUCTION BASED ON YEARS		
Yıllar Years	HAM PETROL ÜRETİMİ (M.TON) CRUDE OİL PRODUCTION(M.TONS)	DOĞALGAZ ÜRETİMİ (M3) NATURAL GAS (CUBIC METER)
1999	2 939 896	731 098 727
2000	2 749 105	639 222 969
2001	2 551 467	311 562 545
2002	2 441 534	378 402 738
2003	2 375 044	560 633 511
2004	2 275 530	707 008 763
2005	2 281 131	896 424 950
2006	2 175 688	906 587 974
2007	2 134 175	893 055 000
2008	2 160 067	1014 530 570
2009	2 401 799	729 414 369
2010	2 496 113	725 993 340
2011	2 367 251	793 397 572
2012	2 337 551	664 353 885
2013	2 398 454	561 544 788
2014	2 455 893	502 108 992
2015	2 515 662	398 723 410
2016	2 571 928	381 596 942
2017	2 551 929	364 295 167
2018	2 850 828	435 518 023
2019	2 984 800	483 381 033
2020	3 202 924	457 826 359



Şekil 4.2.9 2011-2020 Yılları Arasında Türkiye'nin Doğalgaz Arzı ve Yurtiçi Üretim Oranları (EPDK)



Şekil 4.2.10 2011-2020 Yılları Arasında Türkiye'nin Petrol Tüketimi ve Yurtiçi Üretim (EPDK, JodiData)

Ülkemizin hidrokarbon varlığını incelediğimizde, petrol sahalarımızın %7'sinin 25 milyon varil rezervden daha büyük, %93'ünün ise 25 milyon varilden daha küçük olduğu görülmektedir. Bu çerçevede ülkemizdeki üretimin üst seviyeye çekilmesi ve yeni sahaların memleketimize kazandırılması için arama-üretim sektörünün stratejik bir bakış açısı ile ele alınması çok önemlidir.

4.2.1.4 Türkiye'deki Hidrokarbon Üretim Faaliyetlerindeki Gelişmeler

Tablo 4.2.2. 2020 Yılı Sonu İtibarıyla Doğalgaz Rezervleri

	Rezervardaki Gaz (*) Original Gas in Place	Üretilebilir Gaz Recoverable Gas	Kümülatif Üretim Cumulative Production	Kalan Üretilebilir Gaz Remaining Recoverable Gas
	m ³	m ³	m ³	m ³
Toplam	26.597.807.859	20.076.762.43	17.072.641.494	3.004.121.349

(*) İspatlanmış, muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır.

Tablo 4.2.3 2020 Yılı Sonu İtibarıyla Türkiye Ham Petrol Rezervleri (MAPEG)

	Rezervardaki Petrol (*) Original Oil in Place		Üretilebilir Petrol Recoverable Oil		Kümülatif Üretim		Kalan Üretilebilir Petrol	
	Varil	M.Ton	Varil	M.Ton	Varil	M.Ton	Varil	M.Ton
	Bbbs	M. Tons	Bbbs	M. Tons	Bbbs	M. Tons	Bbbs	M. Tons
Toplam	7.470.125.436	1.081.049.828	1.478.034.901	209.920.442	1.138.245.681	161.805.213	339.789.220	48.115.229

(*) İspatlanmış, muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır.

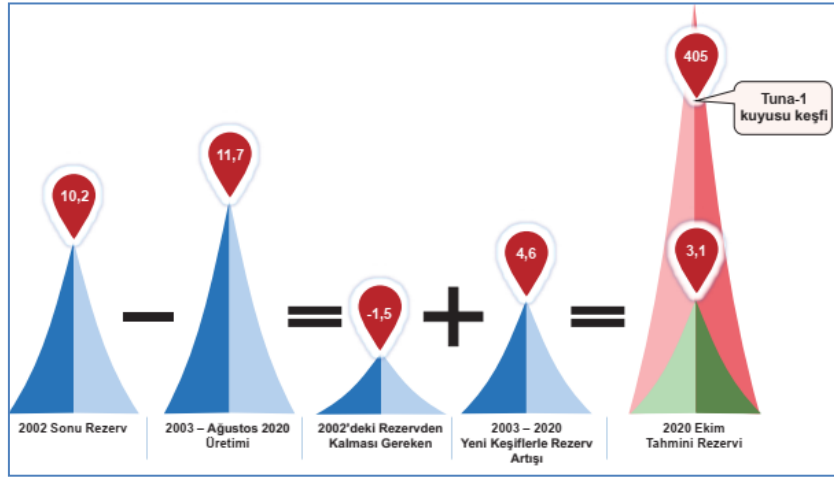
2020 yılı sonu itibarıyla Türkiye üretilebilir petrol rezervi, 371 milyon varil olarak kaydedilmiştir. Yeni keşifler yapılmadığı takdirde, mevcut üretim miktarı dikkate alındığında, ham petrol rezervinin yaklaşık 18 yıllık ömrü bulunmaktadır. 2020 yılında günlük ortalama 61.700 varil ham petrol üretimi gerçekleştirilmiştir.

Türkiye üretilebilir doğalgaz rezervi, 3,15 milyar m³ olarak kaydedilmiştir. Doğalgaz yerli üretimi ise yıllık toplam 441 milyon m³ olarak gerçekleşmiştir.

Doğalgaz rezervlerinin yıllar içerisindeki değişiminin mukayesesine göre 2002 yılında 10,2 milyar m³ rezerv varken, bugüne kadar geçen süre içerisinde 11,7 milyar m³ gaz üretimi yapılmıştır. Bu arada geçen 18 yılda yeni keşifler ve mevcut sahaların geliştirilmesi ile şu andaki rezervlerinin yaklaşık %148'ine karşılık gelen 4,6 milyar m³ ilave rezerv sağlanmıştır (bu husus Şekil 4.2.11'de grafik olarak gösterilmiştir). Mevcut rezerv şu anda 3,1 milyar m³ olarak raporlanmıştır.

Doğalgaz üretiminin %90'lık kısmı Trakya ve Akçakoca sahalarından temin edildiği görülmektedir. 2019 Ekim ve 2020 Ekim ayları mukayese edildiğinde üretimin toplamda yaklaşık %11 gerilediği görülmektedir. İller bazında en büyük üretim artışı Edirne'de gözlenmiştir.

Diğer taraftan Akçakoca sahalarında üretim bir önceki yılın Ekim ayına kıyasla yaklaşık %64 oranında azalmıştır. Akçakoca sahalarında toplam 1,2 milyar m³ doğalgaz üretimi yapılmıştır.



Şekil 4.2.11 Doğalgaz Rezervinin (milyar m³) 2002-2020 Yılları Arasındaki Değişimi
Kaynak: S. Sarıyıldız, “Kara ve Denizlerde Doğal Gaz Aramacılığında Ruhsatlandırma”, TÜBA-Doğal Gaz Çalıştayı ve Paneli, 8-9 Ekim 2020-TÜBA DOĞAL GAZ RAPORU, Ankara-2021

Ancak Karadeniz’de tespit edilen doğalgaz rezervleriyle birlikte 2023 yılından itibaren ülkemizin toplam rezerv miktarında bir sıçrama yapması beklenmektedir.

Türkiye’de petrol ve doğalgaz üretimi, Batı Karadeniz bölgesindeki Akçakoca, Akkaya ve Ayazlı sahalarında TPAO tarafından yapılan doğalgaz üretimi hariç, kara alanlarından yapılmaktadır.

TPAO 21 Ağustos 2020 tarihinde, Batı Karadeniz’de Sakarya Sahası olarak adlandırılan bölgede açılan Tuna-1 kuyusunda 405 milyar m³ (2,5 milyar vpe) olduğu tahmin edilen rezerve sahip dev bir gaz sahası keşfetmiştir. Fatih Sondaj Gemisi ile 2.115 m su derinliğinde gerçekleştirilen Tuna-1 kuyusunda yapılan bu keşif, yetkililerce belirtilen ifadelerle göre Karadeniz’de gerçekleşen en büyük hidrokarbon keşfi olup 2020 yılında gerçekleştirilen küresel keşifler arasında ikinci sırada yer almaktadır. 4 Haziran 2021 tarihinde yine Karadeniz’de, Tuna-1’in 40 km kuzey doğusunda yer alan Amasra-1 kuyusunda 135 milyar m³ rezerve sahip ikinci bir keşif yapılmasının ardından Karadeniz’de bu bölgedeki toplam rezerv tahminî olarak 540 milyar m³’e ulaşmıştır.

Sakarya sahasında Plio-Miyosen’de ve Akçakoca sahalarında Eosen’de keşfedilen gazların biyojenik kökenli oldukları bilinmektedir.

4.2.1.5 Sondaj Öncesi Arama Faaliyetleri

Türkiye’nin her geçen gün artan petrol ve doğalgaz ihtiyacı, yurtiçi ve yurtdışı kaynaklardan karşılama yönündeki faaliyetleri Türkiye’nin yeterince aranmamış basenlerine, özellikle Akdeniz ve Karadeniz deniz alanlarına yönlendirmiştir.

2020 yılında, TPAO tarafından 6,2 ekip/ay saha jeolojisi çalışması gerçekleştirilmiştir. Karalarda 1.486 km² 2B ve 1.604 km² 3B sismik veri toplama çalışması yapılırken, denizlerde 9.473 km² 2B, 13.167 km² 3B sismik veri toplanmıştır.

Tablo 4.2.4 Sondaj Öncesi Arama Faaliyetleri

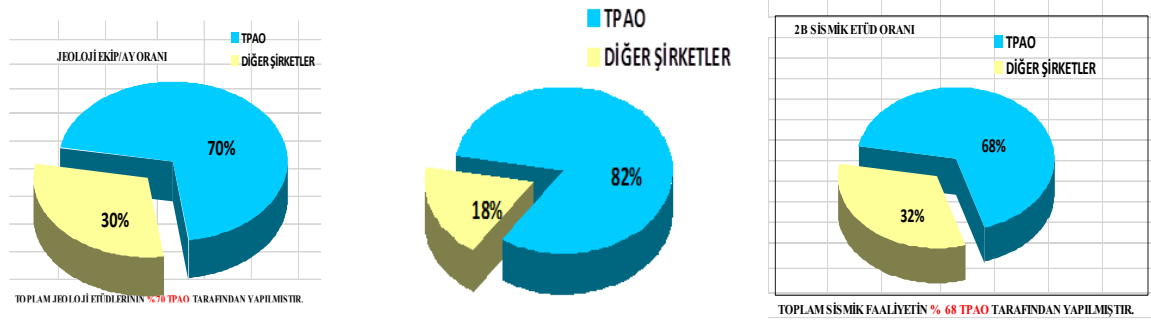
2019	15,3			516,57	524,59	1 041,16	611 670		78,4	81,0	159,4					
				1 140,79		1 140,79										
				3 164,06		3 164,06										
				10 005,00	638,20	10 643,20										
2020	35,5			1 483,80	532,83	2 016,63	1 234 415		103,1	9,0	112,1					
				1 599,16	189,41	1 788,57										
				9 481,27	1,98	9 483,25										
				8 188,35	,00	8 188,35										
Toplam	2 965,7	1 231,2	4 146,2	97,44	40	97,44	11 081 208	138 428	11 219 636	27 206	4 410,8	1 449	5 859,9			
				107 127,71	79 255,07	186 382,78										
				15 290,16	*	6 645,95								*	21 936,11	*
				160 670,24	**	49 114,49								**	209 784,73	**
				71 989,91	***	3 810,62	***	75 800,53	***							

(*) 3 boyutlu sismik Km²

(**) 2 boyutlu Deniz etüdü Km.

(***) 3 boyutlu deniz sismiği Km²

NOT: TPAO nun ortak çalışmalarındaki hissesi TPAO ya yazılmıştır.



Şekil 4.2.12 Arama Faaliyetlerinin Şirketler Bazında Karşılaştırması (MAPEG)

Her geçen gün artan petrol ve doğalgaz ihtiyacının yurtiçi kaynaklardan karşılanması yönündeki faaliyetler kapsamında, yeterince aranmamış basenlerde ve özellikle Akdeniz ve Karadeniz'deki deniz alanlarında son yıllarda yapılan çalışmalar büyük bir ivme kazanmıştır. Diğer taraftan, tüm dünyada doğalgaz piyasası dinamiklerini yeniden şekillendiren geleneksel olmayan (ankonvansiyonel) yöntemlerle petrol ve doğalgazın Türkiye'de aranmasına ve üretimine yönelik çalışmalara Güneydoğu Anadolu ve Trakya bölgelerinde devam edilmektedir.

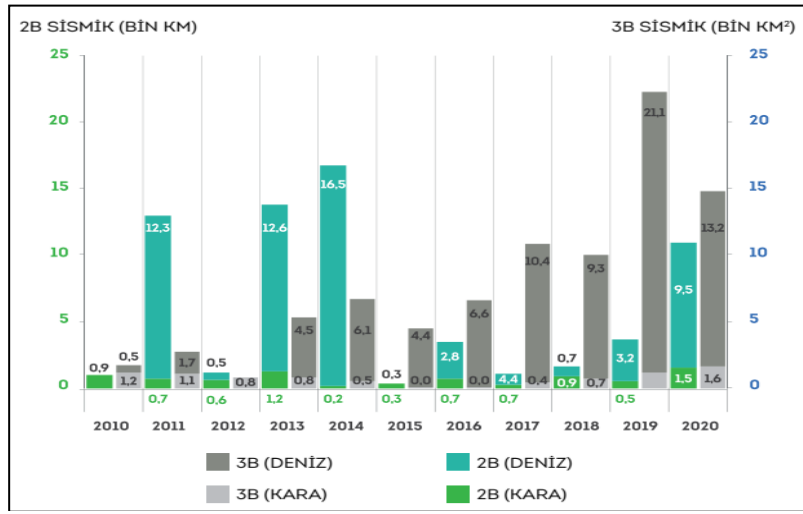
Önceki yıllarda olduğu gibi 2020 yılında da hidrokarbon varlığı ispatlanmış basenlerin yanı sıra henüz yeterince aranmamış alanlarda da çalışmalar devam etmiştir. Son dönemde tüm dünyada geleneksel (konvansiyonel) yöntemlerle yapılan keşiflerin büyük bölümünün deniz alanlarında gerçekleştirildiğinin farkında olarak kendi deniz alanlarına odaklanan TPAO, deniz aramacılığında operasyon kapasitesini artırabilmek için 2012 yılının sonunda Barbaros Hayreddin Paşa sismik gemisini satın almış ve denizlerdeki aktif aramacılık çalışmalarını daha da hızlandırmıştır. Doğu Akdeniz'deki sismik veri toplama çalışmalarına MTA'ya ait Oruç Reis Sismik Gemisi de destek vermektedir.

TPAO, ilk sondaj gemisini, Mayıs 2018 tarihi itibarıyla 'Fatih' adı altında Türk Uluslararası Gemi Siciline tescil ettirerek Türk Bayrağı ile faaliyete geçirmiştir. Ekim 2018 tarihinde Alanya-1 kuyusunun sondajına başlamıştır.

TPAO, Doğu Akdeniz'deki iş planı çerçevesinde Kuzey Erdemli-1 ve Kuzupınarı-1 sığ deniz kuyularının sondajını da hizmet alımı yöntemiyle gerçekleştirmiştir. TPAO'nun ikinci sondaj gemisi 'Yavuz', Fatih gemisi ile aynı teknik özelliklere sahiptir. Doğu Akdeniz'deki görevine 2019 yılında başlayan Yavuz gemisi, 2020 yılında sondaj çalışmalarına devam etmiştir.

2020 yılı başlarında satın alınan Kanuni gemisi İngiltere'den Türkiye'ye getirilmiştir.

2020 yılında Doğu Akdeniz'de, Magosa-1, Narlıkuyu-1, Lefkoşa-1, Selçuklu-1, Karpaz-1; Karadeniz'de, Tuna-1 olmak üzere toplamda 6 (Akdeniz'de 5, Karadeniz'de 1) derin deniz kuyusu açılmıştır.

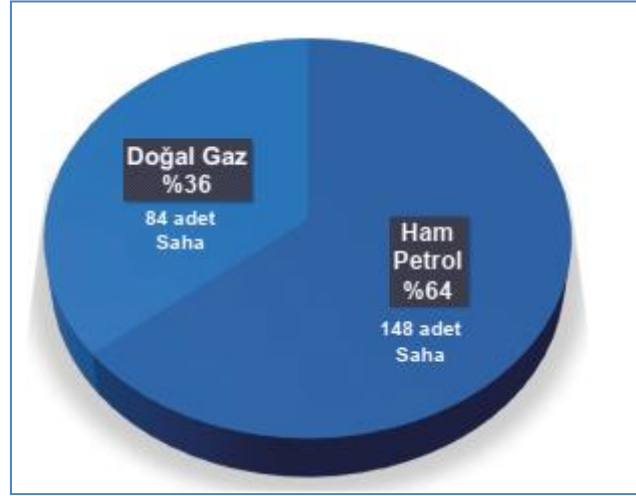


Şekil 4.2.13 2010-2020 Yılları Arasında TPAO Tarafından Yapılan 2B ve 3B Sismik Çalışmalar
(2020 Petrol ve Doğal Gaz Sektör Raporu.)

Ülkemizde bugüne kadar karaların %20'si, denizlerin ise %1'i aranabilmiştir.

1945 yılından 2020 yılına kadar yapılan arama çalışmaları sonucunda 232 adet üretim sahası tespit edilmiş ve MAPEG tarafından tescil edilmiştir. Tescil edilen üretim alanlarının %64'ü ham petrol (toplam 148 adet üretim sahası), %36'sı ise doğalgazdır (toplam 84 adet üretim sahası). Toplamda 1.984 arama kuyusundan 232 adet üretim sahası keşfedilmesi ile hidrokarbon keşif başarı oranı %11,7 olarak belirlenmiştir.

Son iki yılda 18 adet yeni petrol ve doğalgaz sahası keşfedilerek mevcut rezervlerimize %7 oranında ek rezerv sağlanmıştır.



Şekil 4.2.14 Keşfedilen Ham Petrol ve Doğalgaz Sahalarının Dağılımı

Kaynak: S. Sarıyıldız, “Kara ve Denizlerde Doğal Gaz Aramacılığında Ruhsatlandırma”, TÜBA-Doğal Gaz Çalıştayı ve Paneli, 8-9 Ekim 2020-TÜBA DOĞAL GAZ RAPORU, Ankara-2021

4.2.1.6 Sondaj

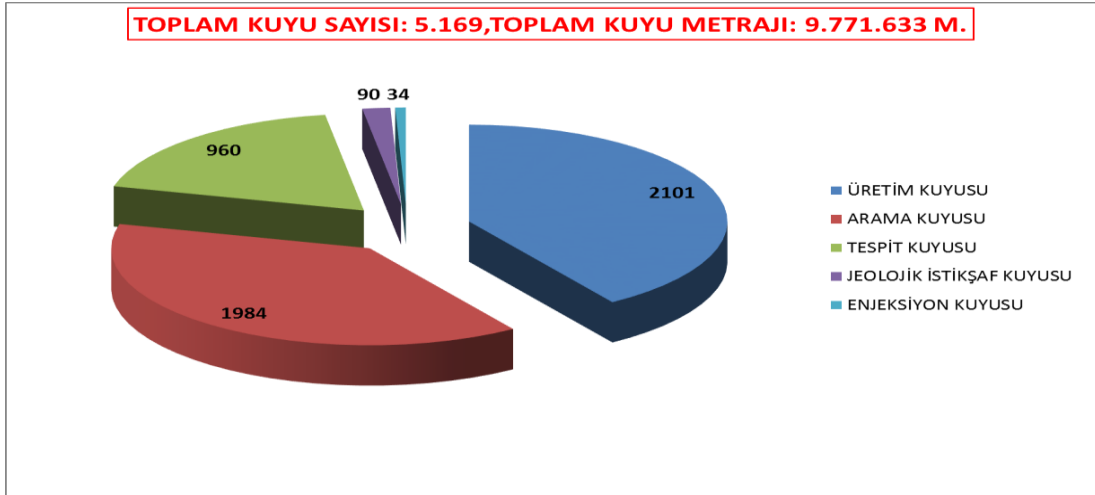
Tablo 4.2.5 2020 Sonu İtibarıyla Türkiye’de Açılan Kuyuların Şirketlere Göre Dağılımı (MAPEG)

2020 YILI ARALIK AYI SONU İTİBARIYLA PETROL KUYULARININ ÖNLERİNE GÖRE TOPLAM ADET VE METRELERİ TOTAL NUMBERS AND METERS OF WELLS DRILLED ACCORDING TO THEIR TYPES BY THE END OF DECEMBER 2020												
ŞİRKETLER COMPANIES	KUYU ÖNLERİ - WELL TYPES										TOPLAM TOTAL	
	ARAMA EXPLORATION		YERLİ EXTENSION		ÜRETİM PRODUCTION		BÜBÜKİYON INFLECT		JED. İSTİFA OED. INVESTIG.			
	ADET NO.	METRAJ METRES	ADET NO.	METRAJ METRES	ADET NO.	METRAJ METRES	ADET NO.	METRAJ METRES	ADET NO.	METRAJ METRES	ADET NO.	METRAJ METRES
Türkiye Petrolleri A.Ö.	1.013	2.483.754	522	1.101.878	1.525	2.619.813	25	35.814	41	8.4705	3.126	6.325.963
M.T.A.	61	92.599	8	11.763	15	22.081			20	6.943	104	133.386
Diğer yerli şirketler Other domestic co.s	163	193.714	29	51.877	65	88.608			23	1.4017	280	348.216
Yabancı şirketler Foreign co.s	544	997.343	305	460.253	442	756.280	2	7.508	5	4.035	1.298	2.225.419
Yerli & Yabancı şirket ortaklığı Domestic & Foreign co.s joint ventures	203	426.421	96	179.274	54	119.342	7	11.956	1	1.656	351	738.649
Toplam - Total	1.984	4.195.850	960	1.808.048	2.491	5.606.134	54	55.278	90	111.556	5.169	9.771.655

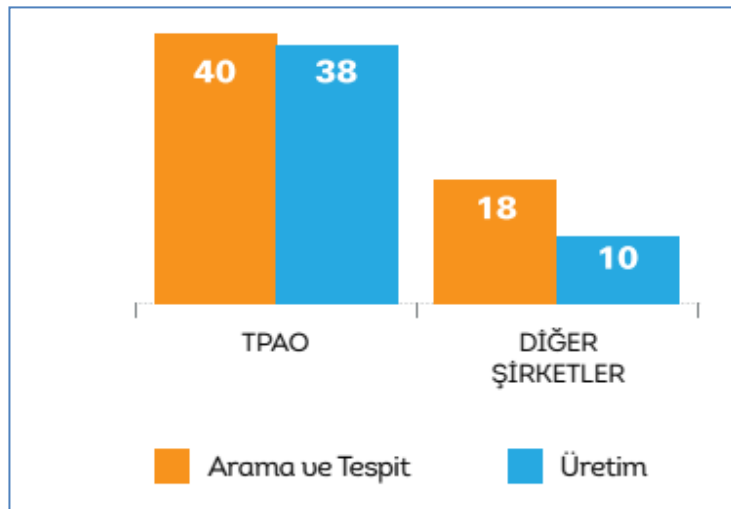
Türkiye’de 1934–2020 yılları arasındaki 86 yıllık dönemde, toplam 5.169 adet kuyu açılmış olup yaklaşık 9.771 milyon metre sondaj yapılmıştır.

Bu kuyuların %75’i Güneydoğu Anadolu’da, %17’si Trakya’da, %8’i ise diğer bölgelerde açılmıştır.

Günümüze kadar ülkemizde 5 binin üzerinde kuyu açılmıştır. Bugüne kadar açılan kuyu sayısı karalarda %98, denizlerde ise %2 civarındadır.

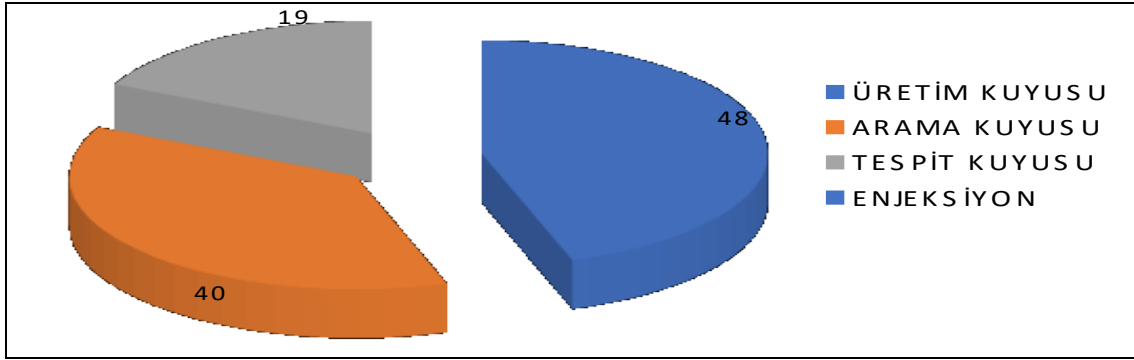


Şekil 4.2.15 1934-2020 Arası Türkiye’de Açılan Petrol ve Doğalgaz Kuyularının Sayısı ve Metraji



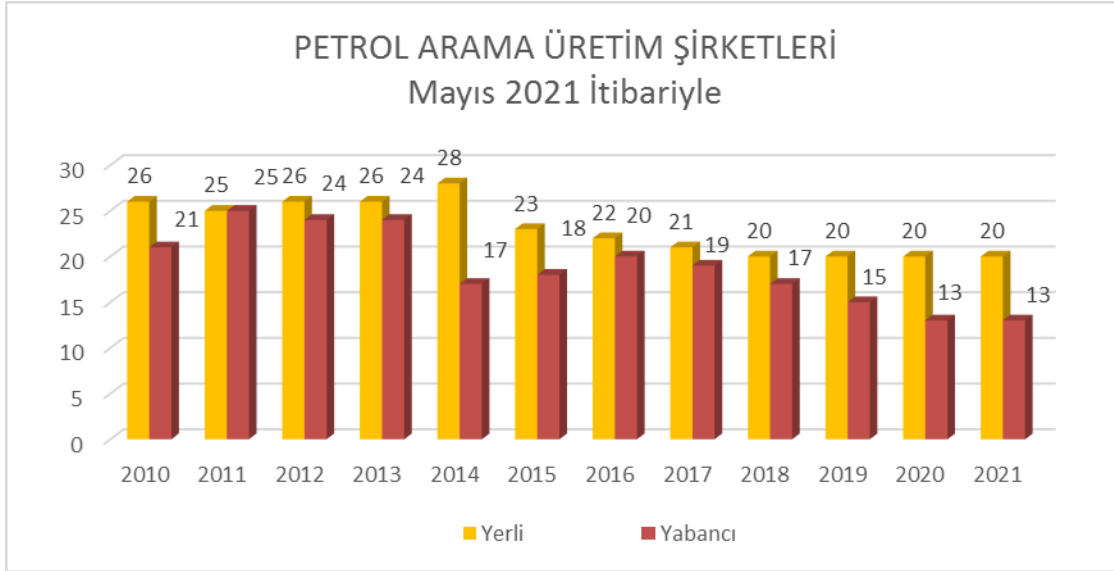
Şekil 4.2.16 Kuyu Sayılarının Şirketlere Göre Karşılaştırılması

Türkiye’de 2019 yılında 56 adet arama, 22 tespit kuyusu ve 73 adet üretim kuyusu olmak üzere toplam 153 adet kuyu açılmıştır. MAPEG verilerine göre 2020 yılında “petrol hakkı sahibi şirketler” tarafından 40 adet arama, 19 tespit ve 48 adet üretim kuyusu olmak üzere toplam 107 adet kuyu açılmış olup bu kuyulardan 78’i TPAO tarafından, 28’i ise sektörde faaliyet gösteren diğer şirketler tarafından açılmıştır. Bu kuyularda toplam 215 bin metre sondaj yapılmıştır.

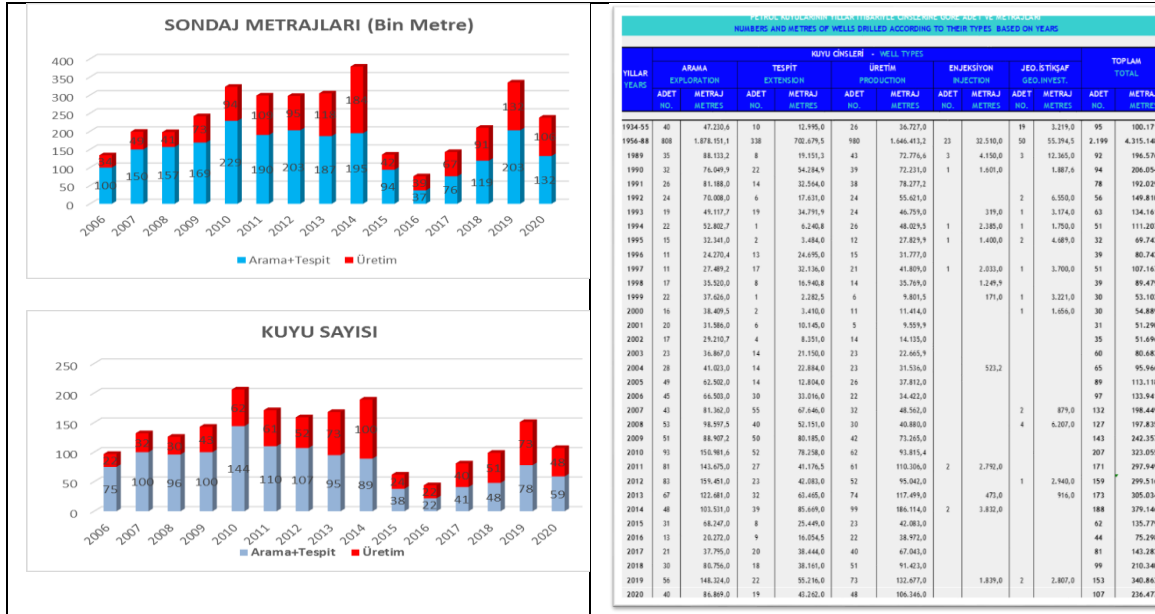


Şekil 4.2.17 2020 Yılında Açılan Kuyuların Dağılımı, Toplam Kuyu Sayısı 107'dir (MAPEG).

2020 yılı sonu itibarıyla Türkiye'de 20 adet yerli ve 13 adet yabancı olmak üzere toplam 33 adet şirket arama ve/veya üretim faaliyetinde bulunmuştur.



Şekil 4.2.18 Türkiye'de Petrol Arama ve Üretim Şirketleri (MAPEG)



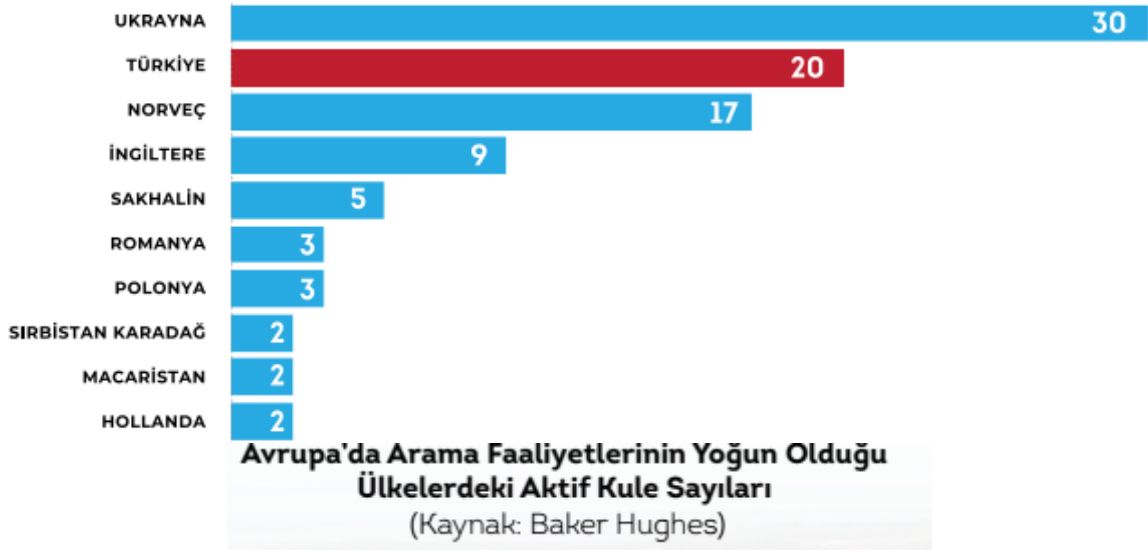
Şekil 4.2.19 2006-2020 Yılları Arasında Açılan Kuyular; Adet ve Metrajları (MAPEG)



Şekil 4.2.20 Ortalama Sondaj Maliyetleri (PİGM)

Türkiye’de Aktif Kule Sayısı

2021 yılı Nisan ayı itibarıyla Türkiye’de aynı anda sondaj yapan aktif kule sayısı 20 olarak kaydedilmiştir. Böylece 2021 yılı Nisan ayı itibarıyla Türkiye, Ukrayna’dan sonra Avrupa’da arama faaliyetlerinin en yoğun olduğu ülke olmuştur. Türkiye’yi, 17 kule sayısı ile Norveç ve 9 kule sayısı ile İngiltere takip etmektedir.



Şekil 4.2.21 Türkiye'de ve Diğer Ülkelerde Aktif Kule Sayıları

4.2.1.7 Ruhsatlar

Ocak 2016'dan itibaren yükselişe geçen ham petrol fiyatlarının etkisini, ülkemizde 2017 yılı sonu itibarıyla görmekteyiz. Yükselen petrol fiyatları, 2019 yılındaki petrol arama ruhsatı sayısında 2017 yılına göre %70,2 oranında büyük bir artışa sebep olmuştur. Uzun süren durağanlık döneminin ardından yükselişe geçen petrol faaliyetleri bu kez de 2019 yılı Aralık ayında ortaya çıkan ve kısa sürede tüm dünyayı etkisi altına alan COVID-19 salgını nedeniyle tekrar durağanlık dönemine girmiştir.

Devletlerce alınan kapanma ve düşük kapasitede çalışma tedbirleri nedeniyle dünya genelinde enerji ihtiyacı azalmış ve petrol talebinde oluşan düşüşle, arz fazlası meydana gelmiştir. Bu durum 2020 yılı Nisan ayında ham petrol fiyatlarında son yirmi yılın en düşük seviyesi olan 18,38\$ seviyesinin görülmesine neden olmuştur. Ülkemizde petrol arama ve üretim faaliyetleri gösteren firmalar da hem salgından hem de bu ciddi düşüşten olumsuz etkilenmiş; iş gücü kaybı, yurtdışından temin edilen malzemelerle ilgili lojistik zorluklar ve yerine getirilmesi gereken yatırımların verilen döviz bazlı taahhütlerinden dolayı maliyetlerde meydana gelen artışlar gibi sorunlarla karşı karşıya kalmışlardır.

Tüm bu sorunlar bir önceki durağanlık dönemindeki gibi sert bir düşüşe neden olmamışsa da yeni ruhsat başvurularında ciddi miktarda azalmaya neden olmuştur. Bu zorlu süreç en başından MAPEG tarafından izlenmiş, içinde bulunulan durum bir mücbir sebep olarak değerlendirilmiş ve 2020 yılının Mart ayında çıkarılan bir kararla, firmalara talep etmeleri halinde teminat değerlendirme sürelerinin altı ay ertelenebileceği bildirilmiştir. Bu karar firmaların ruhsat sürelerinde herhangi bir uzatmaya neden olmaksızın, yerine getirmeleri gereken yatırım taahhütlerine altı aylık bir ek süre olanağı sağlamıştır. Ruhsat sahibi firmaların neredeyse tamamının faydalandığı erteleme sayesinde, yapılması taahhüt edilen yatırım karşılığında MAPEG'e verilen teminatların irat kaydedilmesinin önüne geçilmiştir.

COVID-19 salgını gölgesinde ülkemizde devam eden arama faaliyetleri, 2021 yılı Mayıs ayı itibarıyla 2019 yılına göre %9,4'lük artışla toplam 326 adet arama ruhsatıyla sürdürülmektedir. Petrol arama ruhsatlarının Türkiye haritası üzerindeki güncel görünümü Harita 4.2.1'deki gibidir.

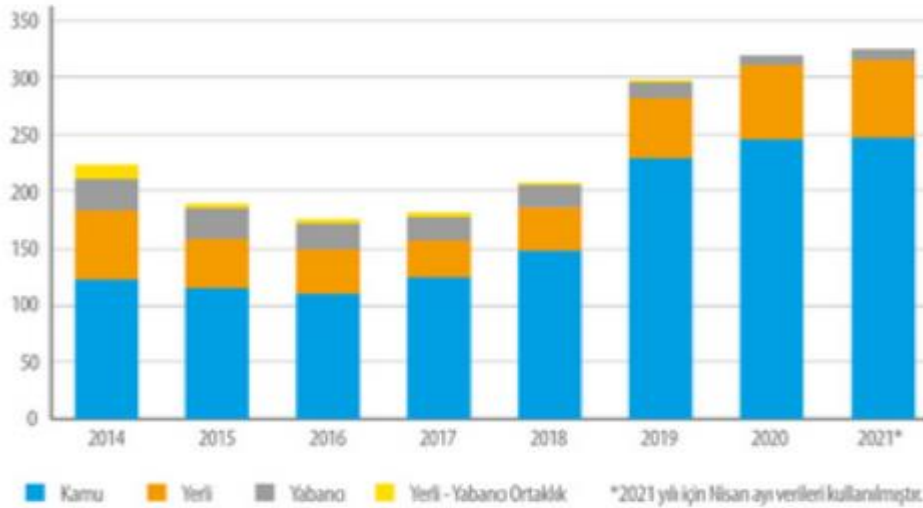
Petrol aramacılığı Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde yoğunlaşırken, doğalgaz aramacılığında ise Trakya Bölgesi ön plana çıkmaktadır.

2014-2021 yılları arasındaki sekiz yıllık süreç değerlendirildiğinde, kamunun sahibi olduğu ruhsat sayısının Türkiye'deki toplam arama ruhsatı sayısı içerisinde oranı %45,3 iken %75,7'e yükselmiş, yerli firmaların oranı %25,2 iken %21,2'ye gerilemiş ve yabancı firmaların oranı ise %19,7 iken %3,1'e düşmüştür.

Mayıs 2021 itibarıyla toplam 326 adet petrol arama ruhsatının kara alanlarındaki oranı %73, kara suları içi alandaki oranı %5 ve kara suları dışı (münhasır ekonomik bölge) alandaki oranı ise %22 olmuştur.

326 adet arama ruhsatının toplam yüz ölçümü, 38,47 milyon hektardır. Bu alanın %75,6'sını kara suları dışı (münhasır ekonomik bölge) alanlar, %22,9'unu kara alanları ve %1,5'ini ise kara suları içi alanlardaki ruhsatlar oluşturmaktadır.

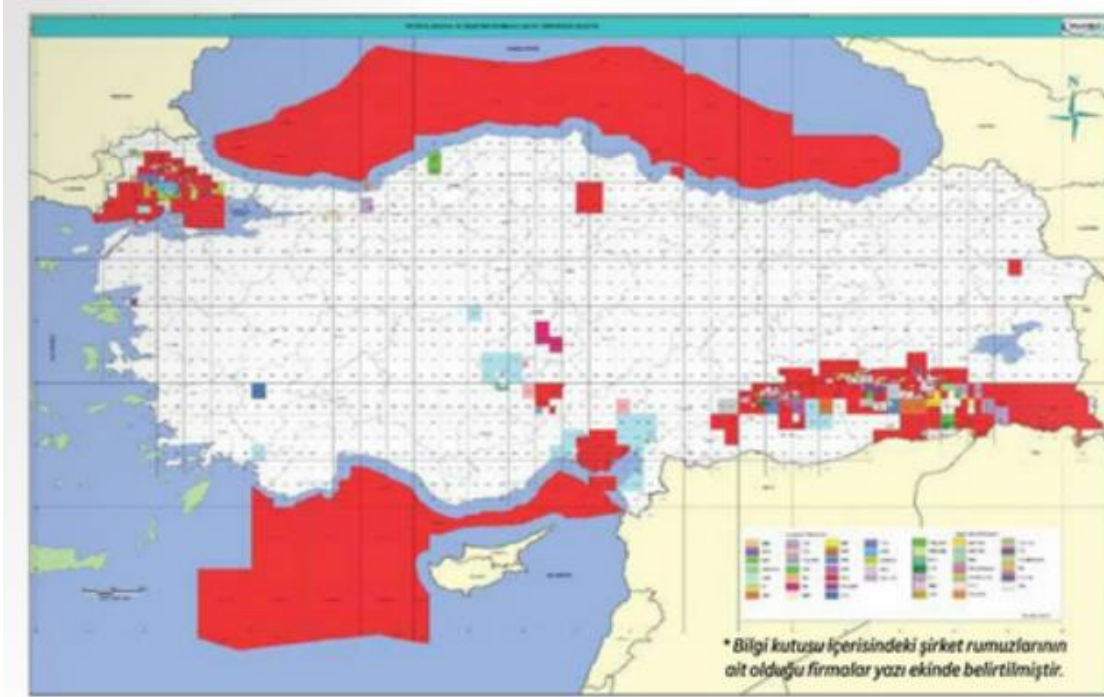
Toplam arama ruhsatı yüz ölçümünde %77,1'lik paya sahip olan deniz ruhsatlarında yalnızca kamu faaliyet gösterirken, %22,9'luk kara alanlarının %64,9'unda kamu, %31,7'sinde yerli firmalar ve %3,4'ünde ise yabancı firmalar faaliyetlerine devam etmektedir.



2014-2021 Yılları Arasında Türkiye'deki Petrol Arama Ruhsatı Sayısındaki Değişim

Şekil 4.2.22 2014-2021 Yılları Arasında Türkiye'deki Petrol Arama Ruhsat Sayılarının Şirketlere Göre Dağılımı

Kaynak: MAPEG Dergi Yıl 1 Sayı 1 Ekim 2020, Halil İBİŞ, Petrol Arama Ruhsatı Başvuru Prosedürü ve Türkiye'deki Petrol Arama Ruhsat Durumunun Değerlendirmesi.

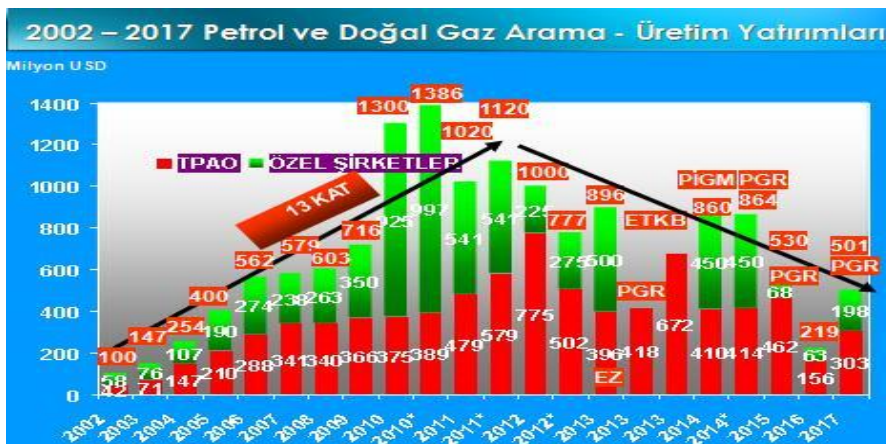


Harita 4.2.1 Mayıs 2021 İtibarıyla Türkiye'deki Petrol Arama ve İşletme Ruhsat Durumu

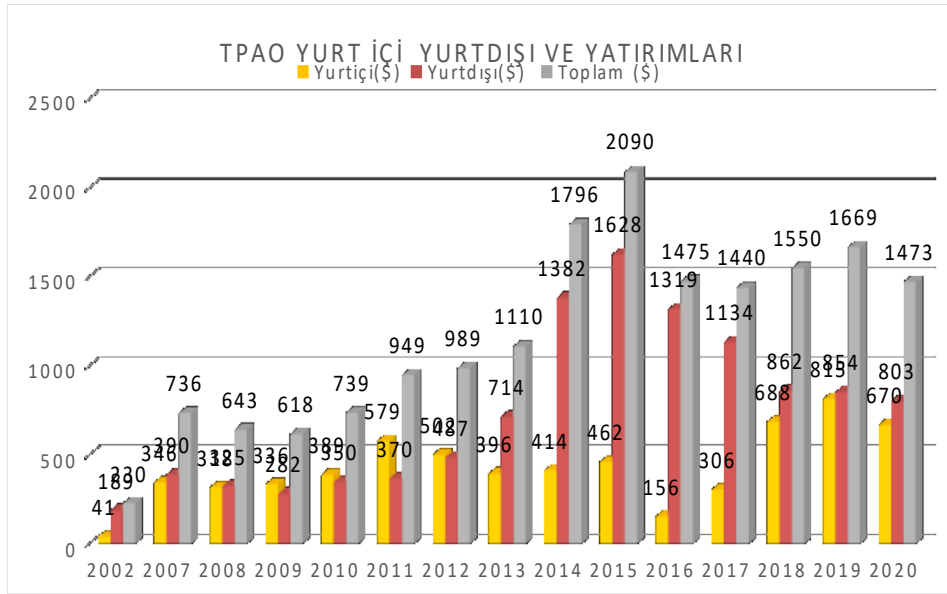
Kaynak: MAPEG Dergi Yıl 1 Sayı 1 Ekim 2020, Halil İBİŞ, Petrol Arama Ruhsatı Başvuru Prosedürü ve Türkiye'deki Petrol Arama Ruhsat Durumunun Değerlendirmesi.

2020 yılında yerli şirketlerin aramacılıktaki oranı %62,4 olurken, yabancı şirketlerin oranı %37,6'dır. 2019 yılında Türkiye'deki 297 petrol ve doğalgaz arama ruhsatının 229'una sahip olan TPAO'nun, 31 Aralık 2020 tarihi itibarıyla 159 adedi kara, 87 adedi kara suları içi ve kara suları dışı olmak üzere toplam 246 adet petrol ve doğalgaz arama ruhsatı bulunmaktadır.

4.2.1.8 Yatırımlar

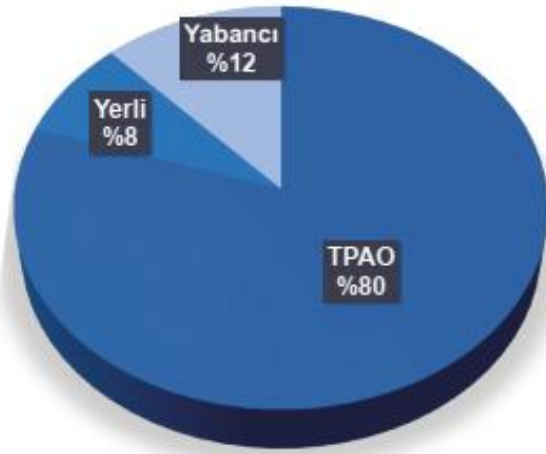


2002 yılında 100 milyon ABD \$ iken, 2010 yılsonu itibarıyla şirketlerin toplam yatırım tutarı 13, 2011'de 13,86, 2014'de ise 8,6 kat artmıştır. [10]. 2013 yılı TPAO yurt içi yatırım tutarlarındaki farklılık ise EZ: Gaziantep Enerji Zirvesi sunumundaki rakam [9], PGR ise 2013 Petrol ve Gaz Sektör Raporu [1] sonuncu miktarda Sayın Enerji Bakanımızın 2014 TBMM Bütçe görüşmelerindeki konuşmasından alınmıştır [7]. [ENERJİ, PETROL-GAZ RAPORU-BÜTÇE]. 2010*, 2011* ve 2012* işaretli yatırımlar PİGM-Web sayfasındaki Arama Üretim Faaliyetleri Sunumu değerleridir. 2017 Bütçe rakamlarıdır.



Şekil 4.2.24 TPAO Yurtiçi ve Yurtdışı Yatırım Miktarları (TPAO 2020 Sektör Raporu)

Aktif olan şirketlerin yatırımlarına bakılacak olursa yatırımın %80'i Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) tarafından, %12'si yabancı sermayeli şirketler tarafından, kalan %8'i ise yerli sermayeli şirketler tarafından gerçekleştirilmiştir. Ülkemizde mevcut faaliyet gösteren şirketler bugüne kadar 18,5 milyar \$ yatırım gerçekleştirmiştir.



Şekil 4.2.25 Şirketlere Göre Yatırım Oranları

Kaynak: S. Sarıyıldız, "Kara ve Denizlerde Doğal Gaz Aramacılığında Ruhsatlandırma", TÜBA-Doğal Gaz Çalıştay ve Paneli, 8-9 Ekim 2020-TÜBA DOĞAL GAZ RAPORU, Ankara-2021.

4.2.1.9 Türkiye'de Petrol Rezervleri

2020 yılı yurtiçi üretilebilir petrol rezervi 339,78 milyon varil (48,11 milyon ton) olarak hesaplanmakta olup yeni keşifler yapılmadığı takdirde, bugünkü üretim seviyesi (yaklaşık 3 milyon ton) ile yurtiçi toplam ham petrol rezervinin 18 yıllık bir ömrü bulunmaktadır.

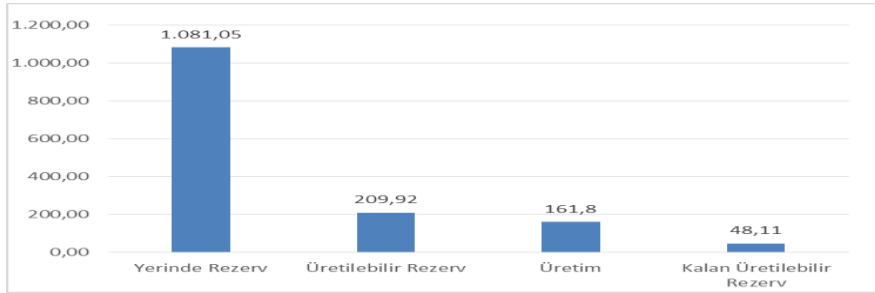
Türkiye'deki petrol sahalarının %7'si 25 milyon varil rezervden daha büyük olup, kalan %93'ünün rezervi 25 milyon varilden azdır. Büyük saha sınıfına giren 500 milyon varilden büyük sahamız bulunmamaktadır.

Türkiye'deki petrol sahalarının büyük çoğunluğu yaşlı sahalar olup bu nedenle kuyu verimleri giderek düşmektedir. Bu kapsamda, sahalarda uygulanan üretimi artırma teknikleri, kuyuların verimi açısından büyük önem taşımaktadır.

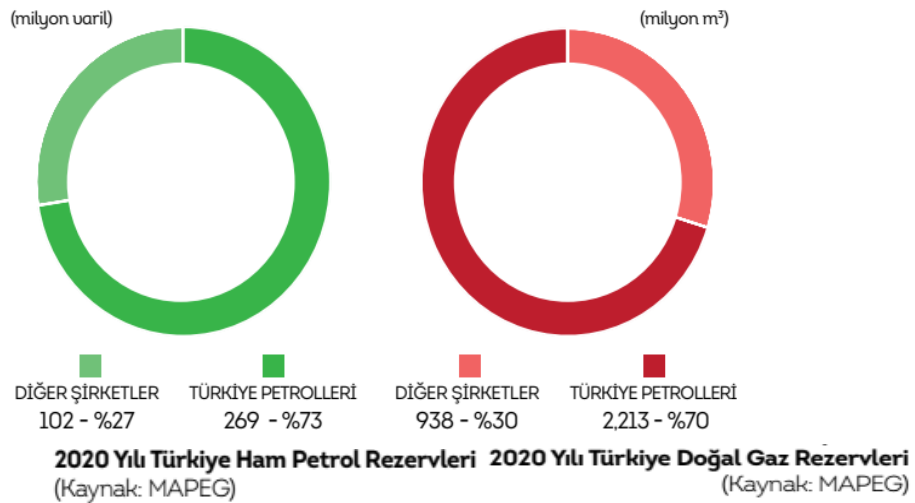
Tablo 4.2.6 2020 Yılı Sonu İtibarıyla Türkiye Ham Petrol Rezervleri (MAPEG)

2020 YIL SONU İTİBARIYLA TÜRKİYE HAM PETROL REZERVLERİ CRUDE OİL RESERVES OF TÜRKİYE BY THE END OF 2020								
	Rezervardaki Petrol (*) Original Oil In Place		Üretilebilir Petrol Recoverable Oil		Kümülatif Üretim		Kalan Üretilebilir Petrol	
	Varil Bbls	M.Ton M.Tons	Varil Bbls	M.Ton M.Tons	Varil Bbls	M.Ton M.Tons	Varil Bbls	M.Ton M.Tons
Toplam	7 470 125 436	1 081 049 828	1 478 034 901	209 920 442	1 138 245 681	161 805 213	339 789 220	48 115 229

(*) İspatlanmış, muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır.



Şekil 4.2.26 2020 Yılı Sonu Türkiye Ham Petrol Rezervleri (Milyon Ton) İspatlanmış muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır (MAPEG).



Şekil 4.2.27 2020 Yılı Sonu İtibarıyla Türkiye Ham Petrol ve Doğalgaz Rezervleri

4.2.1.10 Türkiye'de Doğalgaz Rezervleri

Dünyada genellikle petrol denizlerde tankerlerle, doğalgaz ise kıtalararası boru hatları ile taşınmaktadır. Dünya doğalgaz rezervlerinin %40,9'u Ortadoğu bölgesinde yer almıştır. Dünya rezervlerinin %58,3'üne sahip olan ilk 4 ülke Rusya, İran, Katar ve Türkmenistan, ülkemizle komşu denecek yakındırlar. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) 2021 yılı verilerine göre doğalgaz en temiz yanan ve bu nedenle dünyada tüketimi en hızlı büyüyen fosil yakıttır. 2022 yılı verilerine göre dünyanın küresel elektrik üretiminin yaklaşık 1/4'ü doğalgazdan karşılanmaktadır.

Tablo 4.2.7 2020 Yılı Sonu İtibarıyla Türkiye Doğalgaz Rezervleri (MAPEG)

2020 Yılı Sonu İtibarıyla Türkiye Doğalgaz Rezervleri
Natural Gas Reserves of Türkiye by the end of 2022

	Rezervlardaki Gaz(*) Original Gas in Place	Üretilebilir Gaz Recoverable Gas	Kümülatif Üretim Cumulative Production	Kalan Üretilebilir Gaz Remaining Recoverable Gas
	m ³	m ³	m ³	m ³
Toplam	26.597.807.859	20.076.762.843	17.072.641.494	3.004.121.349

(*) İspatlanmış, muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır.

Ülkemizde doğalgaz gereksiniminin tamamı dışa bağımlı olup ithalat yoluyla karşılanmaktadır. Konunun ilginç yanı da bu bağımlılığa karşın 2021 yılında elektriğin yüzde 32,7'si, doğalgaz ile çalışan termik santrallardan üretilmiştir.

Karadeniz'deki yeni gaz keşifleri ve Akdeniz'deki potansiyel doğalgaz rezervleri dışında ülkemiz kara alanlarında doğalgaz mevcudiyeti yok denecek kadar azdır. Bu nedenle 1980'li yıllarda ülkemiz doğalgaz gereksinimini büyük doğalgaz rezervine sahip komşu ülkelerden doğalgaz boru hatlarıyla ithal etmeye başlamıştır.

4.2.1.11 Doğalgazın Depolanması

AB ülkeleri "Gas Infrastructure Europe" verilerinden derlenen bilgilere göre, 2020 yılı Eylül ayı sonu itibarıyla Avrupa'daki doğalgaz depolarında doluluk oranı yüzde 95 ile 108 milyar m³ olarak kayıtlara geçmiştir. 2021 yılı Eylül ayı sonu itibarıyla stoklar 23 milyar m³ azalarak 85 milyar m³ olmuş, doluluk oranı ise yüzde 75'e gerilemiştir.

2021 yılında Avrupa'da deposunda en fazla doğalgaz bulunan ülke yüzde 85 doluluk oranıyla 17,6 milyar m³ ile İtalya olmuştur. İtalya'yı yüzde 68 doluluk oranıyla 16,5 milyar m³ ile Almanya, yüzde 90 doluluk oranıyla 12,4 milyar m³ ile Fransa izlemiştir. İngiltere'nin 1 milyar m³ depolama kapasitesi yüzde %100, Polonya'nın 3,5 milyar depolama kapasitesi ise yüzde 96 dolu olmuştur.

2021 yılında doğalgaz rezervleri en fazla azalan ülkeler, Hollanda, Portekiz ve Avusturya olmuştur. Depolardaki doluluk oranları Hollanda'da yüzde 91'den yüzde 14,8'e, Portekiz'de yüzde 98,7'den yüzde 59,2'ye, Avusturya'da yüzde 90'dan yüzde 56,8'e gerilemiştir.

AB ülkelerinden Almanya, İtalya ve Fransa doğalgaz depolama tesislerini tamamlamışlardır. Doğalgaz iletim ve dağıtım şebekelerinde depolama tesisleri en sona bırakılacak, önemi küçük projeler değildir. Ülkemizde bu tam tersi olarak uygulanmaktadır.

Rusya'dan 2021 yılında satın alınan doğalgaza bakıldığında Almanya 45 milyar m³ ile ilk, İtalya 20,8 milyar m³ ile ikinci ve Türkiye 16 milyar m³ ile üçüncü ithalatçı durumundadır. Almanya, İtalya ve

Fransa gibi ülkeler bizden çok daha fazla enerji kaynağı çeşitliliğine sahip ülkelerdir. Bu ülkeler bizden çok daha fazla yerli enerji kaynakları kullanırken, coğrafi olarak kaynak ülkelerle aralarındaki doğalgaz hatları uzundur. Bütün bunlara karşın doğalgaz kapasitelerini Türkiye'nin doğalgaz depolama kapasitesiyle karşılaştırdığımızda Almanya 8 kat, Fransa 5 kat, İtalya 6 kat depolama kapasitesine sahiptir.

2021 yılında ülkemizde toplam 61 milyar m³ gaz tüketilmiştir. 2022 yılı için yapılan doğalgaz antlaşmalarının ise 48 milyar m³ civarında olduğu haberleri basında yer almaktadır.

Depo olarak 2 adet yeraltı doğalgaz deposu bulunmaktadır. Bunlardan bir tanesi, üreterek ekonomik ömrünü tamamlayan bir doğalgaz sahası olan Kuzey Marmara Sahasında tesis edilen depolama tesisleri olup, toplam hacmi 3,2 milyar m³ dür.

Tuz Gölü'nün altındaki tuz domlarına açılan kuyuların içinin boşaltılmasıyla oluşturulan deponun kapasitesi 1 milyar m³'e yakındır. Yaklaşık 20 senelik uğraştan sonra 1 milyar m³'lük bir kapasite devreye sokulabilmiştir. Sonuçta toplam 4,2 milyar m³'lük kapasite son derece yetersizdir. Ülkemizdeki tüketimin 2021 yılında 61 milyar m³ olduğu düşünülürse, buna karşı %6'lık bir depolama kapasitesinin yetersiz olduğu açıktır. Depolama kapasitesinin %20-25 civarında olması, olası risklere karşı anlamlı olabilmektedir.

Süren kapasite artış yatırımları ile Silivri Doğal Gaz Depolama Tesisi tam kapasitesinin 4,6 milyar m³'e, Tuz Gölü depolama tesisi kapasitesinin 5,4 milyar m³'e çıkarılması öngörülmektedir. Ancak her iki yatırım da büyük gecikmelerle sürmektedir ve öngörülen/hedeflenen bu kapasitelere henüz ulaşamadığı gibi ne zaman ulaşılabilineceği de belirsizdir.

Silivri ve Tuz Gölü civarındaki doğalgaz depolarında ısınma amaçlı gereksinimi 1 ay süreyle karşılayabilecek 3 milyar m³ doğalgaz depolanmaktadır. Ancak ülkenin yalnızca ısınma amaçlı gereksinimini düşünerek doğalgaz depolamanın hiçbir geçerli açıklaması olamaz. Soğuk kış şartları ve olağan dışı iklim koşullarında yalnızca ısınmayı düşünerek depolama yapmak veya depo kapasitesi oluşturmak çok yetersiz bir yaklaşımdır.

BOTAŞ verilerine göre, 2018 yılında Kuzey Marmara Silivri Doğal Gaz Depolama Tesislerinde 2,8 milyar m³ depolama kapasitesine ve günlük 25 milyon m³ çekiş kapasitesine ulaşılmıştır. Aynı yıl Tuz Gölü Doğal Gaz Depolama Tesislerinde ise 600 milyon m³ depolama kapasitesine, günlük 20 milyon m³ çekiş kapasitesine ulaşılmıştır. Bu iki tesisin toplam depolama kapasitesi olan 3,4 milyar m³, 2021 yılındaki yıllık tüketimin ancak %5,7'sini karşılayabilecek düzeydedir ve çok yetersizdir. Aylık ortalama 5 milyar m³ tüketim gerçekleşmektedir. Bu da 15 günlük bir gereksinimi karşılamaktadır ki, BOTAŞ'ın kendi 1 aylık ihtiyacı depolama planlama stratejisine göre bile bu yeterli bir depolama miktarı değildir.

Doğalgaz sisteminde “düzenleme”, doğalgazın yetersiz kalmasından kaynaklanacak olumsuzlukları gidermeye çalışan bir mekanizmadır. Doğalgaz hatlarından kaynaklanan düzenlemelerden gelen zorunluluk nedeniyle de alınan doğalgazın %20'sinin depolanması gerekmektedir. Yılda 61 milyar m³ doğalgaza karşı bu miktar yıllık 12,2 milyar m³ demektir. Sevk edilecek veya tüketiciye verilecek doğalgazın ihtiyaç duyulan miktarda olmasını sağlamak için getirilmiş teknik bir yükümlülüktür. Mevcut depolama sistemi, sistemin her zaman ideal çalışacağı gibi bir varsayım ile düzenleme sistemi göz ardı edilmiştir.

Yalnızca olağan dışı kış ve iklim şartları değil, özel ve riski yüksek doğalgaz boru hatları işletmeciliği koşulları, terör saldırıları, yangın gibi nedenlerin yanı sıra yaz aylarında etkili olan aşırı sıcakların barajlardaki su seviyesini düşürmesi, hidrolik enerji yerine doğalgazın daha çok kullanımına yol açmaktadır. Doğalgaz yakıtlı elektrik santralleri ayrıca çok hızla devreye alınabilen elektrik üretim santralleri olduğu için diğer tüm elektrik üretim santrallerine gerektiğinde yedeklik yapabile olanağına sahiptirler. Doğalgaz depolamanın temel mantığı böyle algılanmalıdır.

Rusya'nın AB ülkelerine doğalgaz satışında uzun vadeli kontratlar kullanılması veya belli bir miktar gaz satışını sağlayan tek seferlik antlaşmalar yapması gibi kısıtlayıcı nedenler, gerekli hallerde doğalgazın depolar üzerinden kullanılmasını gerekli kılmaktadır. Hatta zaman zaman siyasi içerikler nedeniyle de gaza yeterli ulaşımın olamadığı dönemlerin olabildiği ifade edilmektedir. Bu bile başlı başına önemli bir depolama gerekçesidir. Diğer taraftan doğalgaz depoları zaman içerisinde gazdaki fiyat artışlarına karşı yeni satın alınan gazın paçal karışımı ile tüketicileri aşırı fiyat artışlarına karşı koruma görevini de yerine getirmede kullanılabilir. Ülkemizde yedek depolama kapasitesi hesaplanırken yalnızca evsel konutlardaki 1 aylık tüketim miktarı üzerinden gidilerek hesap yapılması son derecede yanlıştır. Elektrik üretiminde yaklaşık %30 oranında doğalgaza bağlı bir ülkede acil durumlarda sanayinin durmamasını da esas alacak daha gerekli bir depolama hesabı yapılması gerekmektedir. AB ülkeleri arasında elektrik üretiminde Türkiye kadar doğalgaza bağımlı başka bir ülke olmadığından ülkemizin bu konudaki riski çok yüksektir. Geçtiğimiz 2022 kış aylarında, İran'ın 10 günlük arıza bildirerek doğalgaz sevkiyatını durdurması konutları değil ama sanayi tesislerini önemli ölçüde etkilemiş ve kesintinin toplam zararı çok yüksek olmuştur. Yaşanan bu sorundan ders alınarak neredeyse 20 yıl önce projeleri başlatılan Tuz Gölü ve Silivri doğalgaz depolama tesislerinin, proje kapasitelerine ulaştırılacak şekilde en kısa sürede tamamlanmaları gerekir.

Ayrıca Trakya'da doğalgaz ve Güneydoğu Anadolu Bölgesi'ndeki eski petrol kuyularının bulunduğu havzalarda yeni bir doğalgaz depolama tespit ve arama çalışması da bir an önce başlatılmalı ve yeni yedek depo alanları oluşturulmalıdır.

4.2.2 TÜRKİYE'NİN DENİZLERDEKİ HİDROKARBON ÇALIŞMALARI

4.2.2.1 Giriş

Türkiye Cumhuriyeti'nin kuruluşundan sonra kara alanlarındaki hidrokarbon aramacılığına verilen önemle birlikte deniz alanlarında hidrokarbon aramacılığı açısından milat 1966 yılında Akdeniz'de açılan Seyhan-1 kuyusudur.

2020 yılı sonu itibarıyla 209.784,73 km² 2B ve 75.800,43 km² 3B sismik veri toplanmıştır. Şubat 2022 itibarıyla deniz alanlarımızda 95 kuyu açılmıştır. Mart 2022'den beri Karadeniz'de 5 adet Türkali tespit kuyuları kazılmıştır.

2022 yılı Şubat ayı sonuna kadar denizlerimizde, 55'i Karadeniz'de, 24'ü Akdeniz'de, 4'ü Ege'de ve 12'si Marmara'da olmak üzere toplam 95 kuyu açılmıştır.

4.2.2.2 Doğu Akdeniz'de Hidrokarbon Keşifleri ve Türkiye'nin Faaliyetleri

Doğu Akdeniz, sahip olduğu hidrokarbon potansiyelinin yanı sıra, üç kıtanın kesişim noktasında olan konumu ile stratejik önemdedir. Doğu Akdeniz, dünya ispatlanmış petrol rezervlerinin %48,1'ini, doğalgaz rezervlerinin %38'ini barındıran Ortadoğu coğrafyasının Akdeniz'e, Ege'ye, Karadeniz'e, Kızıldeniz'e ve Atlantik'e açılan kapısıdır.

Karadeniz ve Afrika'dan Atlantik'e petrol/gaz ticaretinin yolu (iki yönlü olarak) Akdeniz'den geçmektedir. Dünya ticaretinin yaklaşık %30'u, petrol ticaretinin ise %20'si deniz yoluyla Akdeniz havzasından geçmektedir. Her gün binlerce kargo ve ticaret gemisi Akdeniz'de seyir halindedir.

Türkiye'nin denizlerdeki egemenlik hakkı, özellikle Akdeniz'deki egemenlik hakkı başka yönlerden de önemlidir. Türkiye'nin dış ticaretinin (ihracat + ithalat) yaklaşık %60'ı deniz yolu ile yapılmaktadır. Ceyhan, Bakü-Tiflis-Ceyhan boru hattından gelen Azeri, Kerkük-Ceyhan boru hattından gelen Irak petrolünün çıkış noktasıdır.

Kıbrıs, petrol ve doğalgaz kaynaklarına ve Akdeniz'e giriş-çıkışı sağlayan üç kapıdan biri olan Süveyş Kanalı'na yakınlığı nedeniyle hayati öneme sahiptir. Güney Kıbrıs'ta bulunan ve ABD'nin de

kullandığı İngiliz askeri üsleri ve Rusya Federasyonu ve Fransa'ya da tanınan mevcut tesislerden askeri amaçlarla yararlanma hakkı da, Kıbrıs'ın stratejik önemine işaret etmektedir.

Ülkemiz, Karadeniz'de Türk Münhasır Ekonomik Bölgesini, 05.12.1986 tarih ve 86-11264 sayılı kararname ile tanımlamıştır. Ancak siyasi iktidar, uzmanların uyarılarına karşın, benzer nitelikteki çalışmaları Ege Denizi ve Akdeniz için bugüne kadar yeterince yapmamıştır. Türkiye gelişmeleri sessizce izlerken, Doğu Akdeniz, Yunanistan, Kıbrıs Rum Cumhuriyeti, Mısır, İsrail gibi ülkeler tarafından adeta parsellenmiştir. Doğu Akdeniz'de bu ülkeler, çok uluslu şirketler eliyle arama ve sondaj çalışmalarını yoğunlaştırmış, İsrail ve Mısır üretime geçmiştir.

2009 yılında İsrail, 1.676 m su derinliğinde 307 milyar m³ [10,84 trillion cubic feet (TCF)] çıkarılabilir ya da alınabilir rezerve (recoverable reserve) sahip Tamar doğalgaz keşfini yapmıştır. Tamar keşfini, sırası ile 2010 yılında İsrail'in Leviathan (510 milyar m³, 18,01 TCF, 1.634 m su derinliği), 2011 yılı GKRY'nin Afrodit (127 milyar m³, 4,48 TCF, 1.700 m su derinliği) ve 2015 yılında Mısır'ın mega ölçekli Zohr (765 milyar m³, 27,02 TCF, 2.000 metreye yakın su derinliği) doğalgaz keşifleri izlemiştir.

2015 yılında yapılan Zohr doğalgaz keşfi hariç, Doğu Akdeniz'de bugüne kadar yapılan keşiflerin tamamı klastik rezervuar (play) kayalarındandır. Bu itibarla, Zohr keşfi, gerek rezervuar kayası/play tipi karbonat kayası olması itibarıyla gerekse de rezerv büyüklüğü (765 milyar m³) açısından Doğu Akdeniz'de hidrokarbon aramacılığında önemli değişimin, dönüşümün ve başka alanlara yönelmenin kısmen de olsa öncülüğünü yapmıştır.

İtalyan ENI'nin Zohr keşfi alanında, 28 ay süren bir yoğun çalışma süresini takiben ilk faz doğalgaz üretimine geçilmiştir.

Tablo 4.2.8 Doğu Akdeniz'de Keşfedilen Doğalgaz Sahaları ve Rezerv Miktarları

Ülkeler	Doğal Gaz Sahası	Keşif Tarihi	Rezerv Miktarı (bcm)
İsrail	Noa	1999	28
	Mari-B	2000	42
	Dalit	2009	14,1
	Tamar	2009	283
	Leviathan	2010	623
	Dolphin	2011	2,2
	Shimshon	2012	8,4
	Tanin	2012	33,9
	Karish	2013	50,9
GKRY	Afrodit	2011	198
Filistin	Gaza Marine	2000	28,3
Mısır	Zohr	2015	850
Suriye	**	**	240
Lübnan	**	**	850
Ürdün	**	**	6

Kaynak: S. Karbuş, "Doğu Akdeniz'de Ne Kadar Doğal Gaz Var?" Bilkent Üniversitesi, TÜBA-DOĞAL GAZ RAPORU, Ankara-2021

Ülkemiz yönetimleri, Doğu Akdeniz'de, Mısır, İsrail ve özellikle Güney Kıbrıs'ın tek taraflı girişimlerine uzunca bir süre yeterli ve kararlı tepki vermediği gibi, ülkemizin Akdeniz ve Ege'deki haklarının tanımı, bildirimini ve tescili konularında da gerekli çalışmaları yapmamıştır. Oysa siyasi

ilişkilerin daha az sorunlu olduğu dönemlerde, Mısır, Libya ve Suriye ile ikili anlaşmalar yapılabilir, Yunanistan ve Güney Kıbrıs Rum Cumhuriyeti'nin tek taraflı kararlar almaları önlenebilir, Türkiye'nin denizlerde vazgeçilmez hakları tescil edilebilirdi.

Özellikle geçtiğimiz son birkaç yıl içinde, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO)'nın Doğu Akdeniz'de kendi gemileri (Fatih, Yavuz ve Kanuni derin deniz sondaj ve Barbaros Hayreddin Paşa Sismik Araştırma gemisi) ile MTA'nın Oruç Reis gemisi aracılığı ile hidrokarbon aramacılığına sondajlarla önemli bir aktör olarak katılması; dengeleri değiştiren bir adım olmuştur. TPAO'nun Doğu Akdeniz'de bugüne kadar yaptığı çalışmalarda bir keşif olmamakla birlikte, sismik ve sondaj çalışmalarında elde edilen veriler, bugünden sonra yapılacak çalışmalara yön vereceği için önemlidir. Ancak uzunca bir süredir, ABD ve AB'nin baskıları ile Akdeniz'deki bütün arama ve sondaj çalışmaları durdurulmuştur.

Doğu Akdeniz'deki hidrokarbon arama faaliyetlerini 2009 yılı öncesi ve sonrası; Batı Karadeniz deniz alanındaki faaliyetlerini ise 2011 yılı öncesi ve sonrası olarak tanımlayıp aramacılık faaliyetleri açısından bu yılları milat yılı olarak zikredebiliriz. Bu yıllar, aramacılık faaliyetlerinin daha çok kıyıya yakın sığ sulardan derin sulara doğru kaydığı ve bu alanlarda özellikle önemli ilk doğalgaz keşiflerinin yapıldığı yıllardır.



Harita 4.2.2 TPAO-OTC Tarafından Doğu Akdeniz'de Açılan Derin Su Sondajları

ÖZETLERSEK:

- 2.280 km uzunluğunda kıyıları ile Türkiye, Doğu Akdeniz'de en uzun kıyıya sahip ülke olarak, Deniz Hukuku Sözleşmesi'nde yer alan MEB hakkına sahiptir. Bu nedenle Türkiye, karasularının ölçülmeye başlandığı esas hattan itibaren 200 deniz mili dahilinde; deniz yatağı, üzerindeki sular ve bunların toprak altındaki alanlarında hak ve yetkileri vardır. Bu hak ve yetkiler, sadece petrol ve doğalgaz rezervlerini değil, canlı cansız tüm varlıkları kapsar. Bunlar, sadece mevcut kuşağın değil, gelecek kuşakların da hakkıdır. Dolayısıyla bu haklara sahip çıkmak, hak olmaktan öte, toplumsal sorumluluğun gereğidir.
- Türkiye'nin Doğu Akdeniz'de sürdürdüğü hidrokarbon aramaları ve sondaj çalışmaları haklı ve hakkaniyete uygundur.

- Akdeniz'de yapılacak ciddi bir keşif, Türkiye'nin enerji bağımlılığının azalmasına imkan verecektir.
- Bugüne kadar Güney Kıbrıs ve Yunanistan'ın, AB ve ABD desteği ile oluşturduğu tek taraflı sanal zeminin, Türkiye lehine dönüştürülmesi için konuya hakim uzmanlardan oluşacak bir çalışma grubu sürekli (yazılı ve görsel) yayın yapmalı, uluslararası düzeyde konferans vb. etkinlikler düzenlemeli, konuyla ilgili tüm platformlarda görüşlerini kararlı bir biçimde dile getirmelidir.

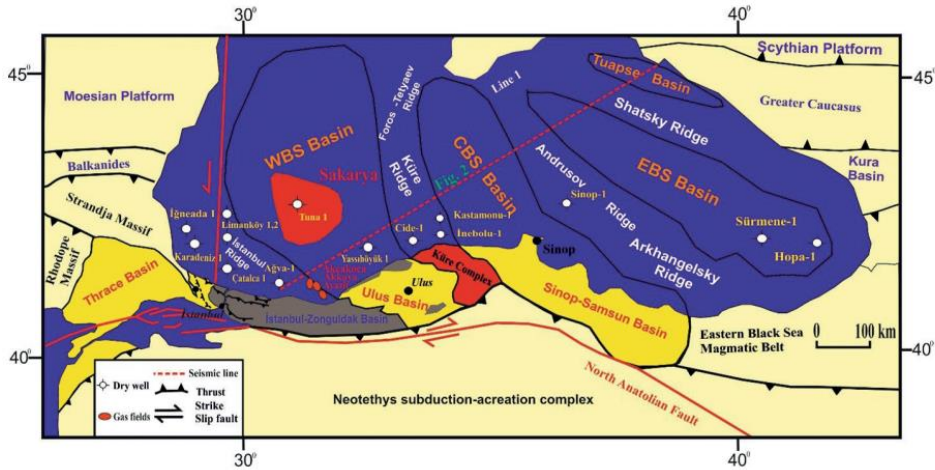
4.2.2.3 Karadeniz'de Hidrokarbon Keşifleri ve Türkiye'nin Arama-Üretim Faaliyetleri

Ülkemiz, Karadeniz'de Türk Münhasır Ekonomik Bölgesini, bu amaçla çıkarılan 05.12.1986 tarihli ve 86-11264 sayılı kararname ile tanımlamıştır.

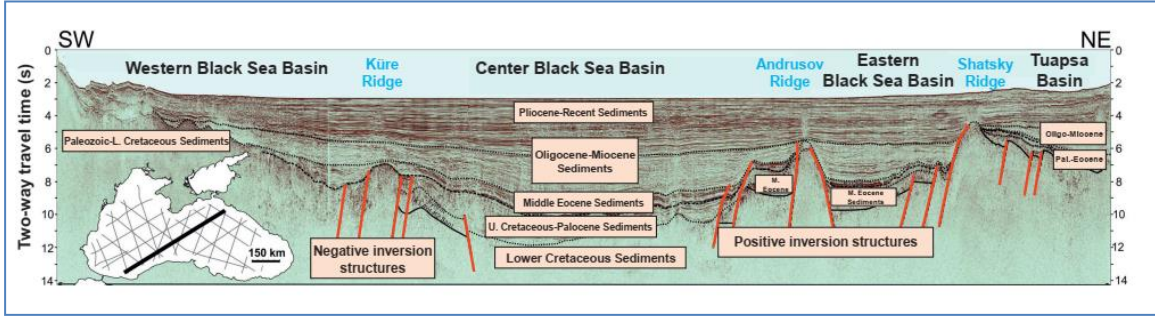
Karadeniz deniz (offshore) alanı Fors-Küre, Andrusov-Arkhangelsky ve Shatsky sırtları ile bölünen Batı Karadeniz, Orta Karadeniz, Doğu Karadeniz ve Tuapse havzalarından oluşmaktadır (Şekil 4.2.28-29).

Söz konusu deniz alanlarındaki havzalarda Oligosen-Miyosen ve Pliyosen-Güncel yaşlı kırıntılı çökeller bulunur (Şekil 4.2.29).

Karadeniz deniz havzalarında geçmişten günümüze çok sayıda sondaj faaliyeti yürütülmüştür. İlk sondajlar sığ denizel alanda açılan Karadeniz-1 ve İğne Ada-1 kuyularıdır. Takip eden süreçte Limanköy-1 ve 2 kuyuları açılmıştır. Akçakoca, Ayazlı ve Akkaya sığ deniz gaz sahalarında yapılan sondajlarla çok düşük miktarlarda da olsa ilk gaz üretimi yapılmaya başlanmıştır. Bu gazların kaynağı tartışmalı olup karbonifer şeyl ve kömürlerinden türemiş olmalıdırlar. Bu üretimden sonra Karadeniz'de 2013 yılına kadar dünyanın en önemli petrol şirketleriyle iş birlikleri yapılarak çok sayıda derin ve ultra derin deniz sondaj faaliyetleri gerçekleştirilmiştir. İlk olarak BP ile Hopa-1, ExxonMobil ile Sinop-1 ve Chevron ile Yassıhöyük kuyuları açılmıştır. Ayrıca TPAO kendi imkanları ile Sürmene-1, Ağva-1, Cide-1, Kastamonu-1 ve Şile-1 kuyularını açmasına rağmen yeni keşif yapılamamıştır. Uzun bir aradan sonra Ağustos 2020'de açılan ultra derin deniz Tuna-1 kuyusunda gaz keşfi yapılmıştır (Şekil 4.2.28).

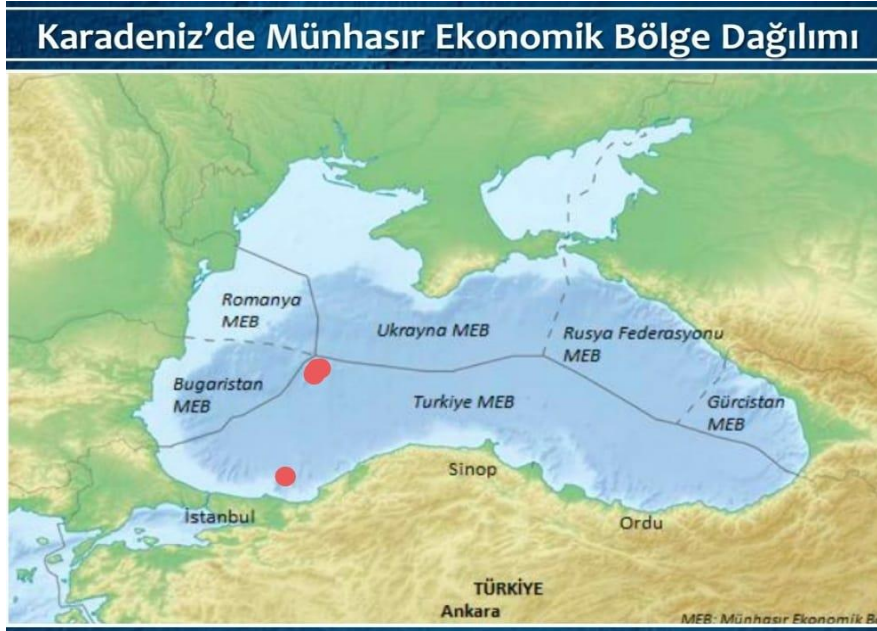


Şekil 4.2.28 Karadeniz Havzaları ve Deniz Alanında Delinen Kuyular ile Keşfedilen Gaz Sahaları



Şekil 4.2.29 Karadeniz Deniz Alanındaki Sırtlar, Havzalar ve Tortul Kayaçlar (Sedimanlar)

Basın aracılığıyla yapılan açıklamalara göre, Karadeniz Ereğli ilçesinin yaklaşık 170 km kuzeyinde, Tuna Nehri Deltası açıklarında; ülkemizin münhasır ekonomik bölgesinin kuzey batı sınırlarına yakın kısmında Tuna-1 (Ekim 2020, 4.775 m toplam derinlik, 2.117 m su derinliği, TPAO) ve onun kuzey doğusunda açılan Amasra-1'de (Haziran 2021, 3.850 m toplam derinlik, 1.938 m su derinliği, TPAO) Domino-play benzeri rezervuarlar test edilmiştir. Tuna-1 keşif kuyusu aracılığıyla 405 milyar m³ (14,3 TCF), Amasra-1 aracılığıyla ise 135 milyar m³ olmak üzere TPAO'ya ait ruhsat lisanslı Sakarya bloğunda toplam 540 milyar m³ (19,07 TCF) potansiyel gaz kaynağı bildirilmiştir. Kamuoyuna duyurulan rakamın rezerv olarak (boru hattına verilebilecek ticari manada alınabilir ya da kurtarılabilir hidrokarbon miktarı) bildirilemeyeceği ve yerinde doğal kaynak (in-place hydrocarbon resource) olup olmadığı konusunda tartışmalar vardır. Sözü edilen miktarlar, henüz yeterli sayıda tespit kuyusu açılmadığı ve bu kuyuların sonuçları irdelenip değerlendirilmediği için kanıtlanmış rezervler olarak tahmini, potansiyel gaz kaynaklarına ait yapılan tahminlerin hacimsel ifadesi olarak değerlendirilebilir.



Harita 4.2.3 Karadeniz'de Münhasır Ekonomik Bölge Dağılımı. Kuzeydeki kırmızı bölge Sakarya, güneydeki ise Akçakoca gaz sahalarını temsil etmektedir.



Harita 4.2.4 Akçakoca Gaz Sahaları

Rezerv/kaynak (in-place resource) konusunda olan belirsizliği giderebilmek için hidrokarbon sistemine ve test edilen “play” tipi ile alakalı diğer unsurlara ilişkin bilgilere [kapan oluşumu, büyüklüğü, dolun derecesi (spill point), migrasyon; rezervuar kalitesi, kalınlığı, uzanımı, yatay ve düşey dağılımı; varsa akışkan kontakları (gaz-su kontağı), rezervuar itim mekanizması ve basınç dağılımı vb.]; kapanıma ilişkin kapanın mevcudiyeti, harita güvenilirliği, sismik verilerin niceliği ve niteliği gibi bilgilere ihtiyaç vardır. Keşfin yapıldığı Tuna-1 kuyusunun bulunduğu alanda Türkali-1,2,3,4,5,6,7 tespit kuyuları açılmıştır. Fatih sondaj gemisi Tuna-1 kuyusunun 40 km güney batısında Karasu-1 lokasyonuna geçmiştir. Ancak bu kuyularla ilgili gerek sondaj gerekse test sonuç bilgileri (Türkali-1 ve Türkali-2 hariç) kamuoyuna açıklanmamıştır.

Türkali-1 ve Türkali-2 kuyularında Kanuni gemisi ile üretim testleri yapılmıştır. Türkali-1 kuyusunda R1 seviyesinde 0,62, R2 seviyesinde 1,15 milyon m³/gün; Türkali-2 kuyusunda R1’de 0,67, R2’de 0,73, R3’de 0,63 milyon m³/gün gaz gelişi TPAO tarafından açıklanmıştır. Diğer kuyularda üretim testleri yapılması planlanmaktadır. Yukarıda sözü edilen potansiyel gaz kaynak rakamlarının, tespit kuyularının testlerinin tamamlanmasından sonra edinilen jeolojik-petrofizik bilgiler ışığında gözden geçirilmesi ve güncellenmesi, ticari-ekonomik rezerv bilgilerinin de üretim öncesi netleşmesi sağlanmalıdır.

Rezerv Tanımlamaları

“Ticari olarak üretilebilir rezerv miktarı, 3 kategoriye ayrılır:

- Kanıtlanmış ya da ispatlanmış olarak ifade edilen (proved) rezerv, %90 ihtimalle yer üstüne çıkartılabilme ihtimali olan rezerv miktarını belirtir. Kanıtlanmış rezerv, 1P (ya da P90) olarak da adlandırılır.

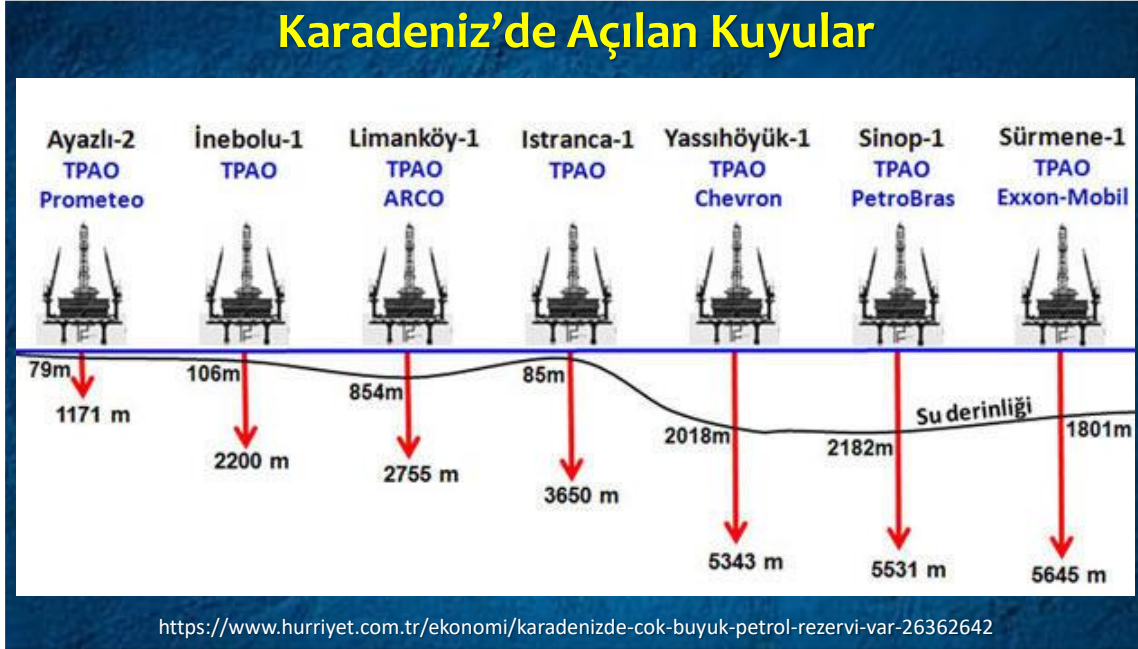
- Kanıtlanmış ve muhtemel (probable) rezerv toplamı (2P ya da P50 olarak ifade edilir) için ihtimal %50’dir. (TPAO açıklaması tahminen P50.)

- Kanıtlanmış, muhtemel ve olası (possible) rezerv toplamı (3P ya da P10 olarak ifade edilir) için ihtimal %10’dur.”

Kaynak: Derin Denizlerde Sondaj ve Karadeniz’deki Yeni Gaz Keşfi Üzerine Notlar; Dr. Okan YARDIMCI, 27 Ağustos 2020.

YATIRIMCILAR VE ULUSLARARASI KURULUŞLAR, %90 ihtimalle ticari olarak üretilebilme anlamına gelen kanıtlanmış rezerv miktarını (1P ya da P90) dikkate alırlar. Bu miktar sahadaki yeni bulgular ve petrol/gaz fiyatları ile birlikte zaman içerisinde değişiklik gösterir. (NP: Yeni bulgular; yeni tespit kuyuları, üretim kuyuları ve 3 Boyutlu sismik çalışmalardan elde edilir.)

Bununla birlikte yeni sismik veriler ve sondaj kuyularından elde edilen bulgular ile 1P–3P arasındaki fark, zaman içerisinde azalır.



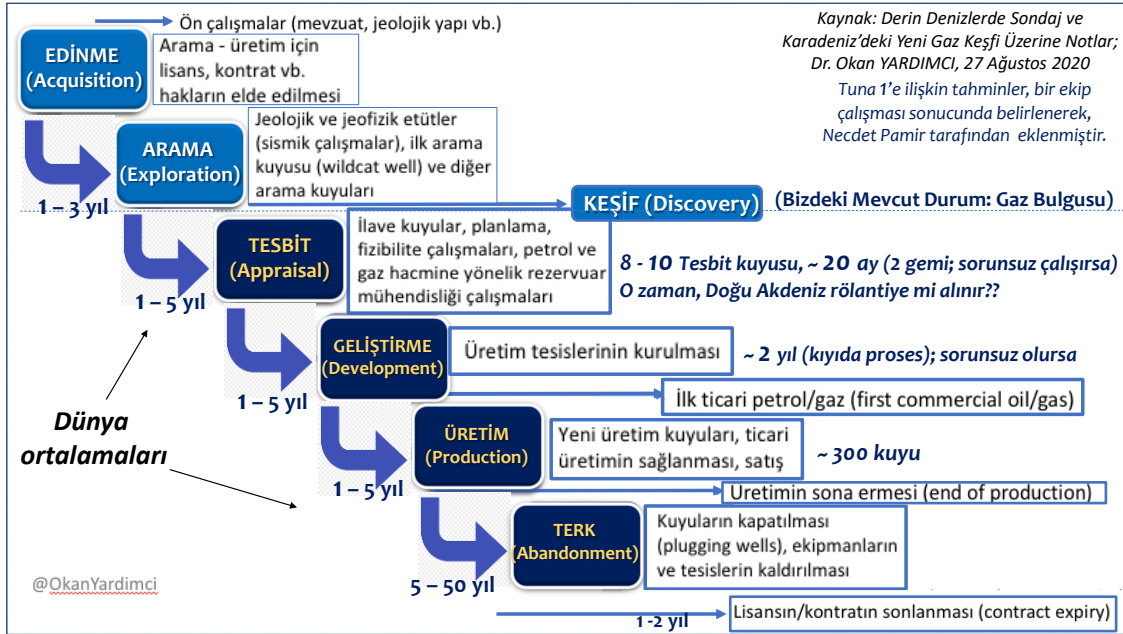
Şekil 4.2.30 Karadeniz'de Açılan Kuyular

Karadeniz'de bir gaz bulgusu gerçekleştirilmiştir. Bu bulgunun, yeterli sayıda tespit kuyusu açılması ve uzun süreli (birkaç ay) testlerle doğrulanarak rezerve dönüşmesi, ülkemiz için önemli bir kaynak ve değer olacaktır. Böylesi bir sürecin sonunda, basın toplantısında açıklanan ve her toplantıda miktarı arttırılan “rezerv”in (o aşamada sadece kaynak), çok daha fazla ya da az olması mümkündür.

Sürdürülen çalışmalar sonucunda rezervin açıklanan miktarda ya da daha fazla olması, ülke için önemli bir ekonomik değer olmanın yanı sıra sağlayacağı yeni istihdam olanakları ve yerli sanayinin gelişimi açısından da önemlidir. Rezerv miktarının sağlıklı tespiti, saha geliştirme/üretim aşaması için de belirleyici bir unsurdur. Hatalı ve abartılı tahminler, gereksiz yatırım ve parasal kayıp demektir.

TPAO tarafından burada üretilecek olan gazın karadaki üretim tesislerine taşınması için SCHLUMBERGER, SUBSEAONE, SUBSEA7 WOOD ve SAİPEM adındaki yabancı şirketlerle malzeme ve mühendislik anlaşmaları yapıldığı açıklanmıştır.

Dr. Okan Yardımcı'nın aşağıda yer alan “Derin Denizlerde Sondaj ve Karadeniz'de Gaz Keşfi Üzerine Notlar” başlıklı çalışması, sürecin yoğun çalışmalar gerektirdiğini ve uzun yıllar aldığını göstermektedir.



Şekil 4.2.31 Denizde Petrol Üretim Aşamaları

4.2.2.4 Ulusal ve Kamusal Bir Kurumlaşma, Yerli Mühendislik, Tasarım, İmalat, Sanayi ve Taahhüt Potansiyelinden Yararlanma

Denizlerde hidrokarbon arama ve üretiminde, deniz üstü rüzgar santrallerinin tesisinde ihtiyaç duyulan mühendislik, tasarım, imalat, sanayi ve taahhüt çalışmaları ve hizmetlerinin temini için yapılacak bütün çalışmalarda, ülkemizin teknik işgücü kapasitesinin ve yeteneklerinin geliştirilmesi; yerel sanayi altyapısından azami ölçüde yararlanılması, sınıai üretimin zenginleştirilmesi ve geliştirilmesi; böylece istihdamın, yurtiçi üretimin ve katma değer artırılması, ürün ve hizmet ithalatının azaltılması ve ithalat faturasının düşürülmesi hedeflenmelidir. Bu bağlamda yapılması önerilen çalışmalar aşağıda anlatılmıştır.

4.2.2.4.1 Kurumsal Yapının Güçlendirilmesi

“Milli ve yerli petrol/doğalgaz politikası” iddiasıyla iktidar, enerji sektöründe geriye kalan son iki kuruluşu da özelleştirmeyi planlamaktadır.

Değişmeden önce Petrol Kanunu'nun 6. Maddesinde, “Petrol ile ilgili; müsaade, arama ruhsatnamesi ve işletme ruhsatnamesi alma hakkı Devlet adına, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'na aittir. Ortaklık bu hakkı bizzat veya idaresine ve sermayesine hakim olduğu uzman kuruluşlar aracılığı ile kullanır veya bu Kanun hükümleri dahilinde bu kuruluşlara devredebilir” hükmü vardı. 11 Haziran 2013'te, 6491 sayılı Türk Petrol Kanunu çıkarıldı ancak bu madde kaldırılmış ve TPAO'nun artık devlet adına bir yetkisi ve ayrıcalığı kalmamıştır.

Hisselerinin tamamı Hazine'ye ait olan TPAO, 5 Şubat 2017 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanan bir Bakanlar Kurulu Kararı ile Varlık Fonu'na aktarılmıştır.

4.2.2.4.2 Bu Tablonun Değişmesi Gerekir

Arama ve üretimden, iletim ve tüketiciye ulaşmasına kadar petrol ve doğalgazın değer zincirindeki halkalarının ayrılmaz olduğu gerçeği göz önüne alınmalı ve dünyanın birçok ülkesinde olduğu gibi ülkemizde de petrol ve doğalgaz arama, üretim, rafinaj ve iletim faaliyetleri dikey bütünleşmiş bir yapıda sürdürülmeli, ihtiyaç halinde bu yapı dağıtım ve satış faaliyetlerinde de bulunabilmelidir.

Mevcut koşullarda, saha geliştirme ve üretim sürecinde, TPAO'nun geçmiş dikey bütünleşik bir şirket yapısından çok uzak bir servis şirketi yapılanması olan TP-OTC eliyle, yukarıda değinilen kapsamlı çalışmaları gerçekleştirmesi mümkün görünmemektedir. Gemi satın alıp isimlerinin değiştirilmesi ya da yabancı elemanların TP-OTC bünyesinde istihdam edilmeleri “yerli ve milli” bir politika olarak tanımlanamaz.

Enerji gibi stratejik bir konuda, özellikle yer bilimci personelin, deneyimli, liyakatli yerli personel ağırlıklı olması yaşamsal önemdedir. Oysa tam tersine bir uygulamayla 30-40 yıllık kurumsal birikim yok edilerek liyakatli ve deneyimli TPAO yer bilimcileri emekli edilmiştir. TPAO'nun sondaj ve kuyu tamamlama dairelerinin kapatılması, bir diğer özelleştirme hazırlığıdır ve zaaf yaratmıştır.

Sözü edilen kapsamlı, ayrıntılı ve uzun dönemli çalışmalar ancak güçlü bir kamu yapısı eliyle yapılabilir. TPAO ve BOTAŞ hemen Varlık Fonu kapsamından çıkarılmalıdır. Bu kuruluşların hisselerini yabancı şirketlere devretme niyet ve girişimlerinden derhal vazgeçilmelidir.

TPAO, 1980'li yıllardan önce olduğu gibi, dikey bütünleşik ve özerk bir şirket olarak yeniden yapılandırılmalıdır. BOTAŞ da yine önceki yıllarda olduğu gibi TPAO ile birleşmeli; TPAO ve BOTAŞ'ı bünyesine alacak Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kurumu (TPDK) oluşturulmalıdır. Böylece, petrol/doğalgaz sektöründe, ulusal sınırların da ötesinde, büyük şirketlerle rekabet edebilecek “ulusal bir şampiyon” yaratılması hedeflenmelidir. Çalışanların yönetim ve denetiminde söz ve karar sahibi olacağı bu kurumda, liyakatli yöneticiler görevlendirilmeli, çalışmalar şeffaf olmalı, kurum finansal açıdan da kamu tarafından güçlü bir şekilde desteklenmelidir.

Bu kurum, yurtiçinde ve dışında, karada ve denizlerde petrol, doğalgaz ve gaz hidratları arama ve üretim faaliyetlerini sürdürmelidir. Kurum, petrol ve doğalgaz iletim hatları tesis ve işletme, petrol rafinerileri kurma ve işletme, mühendislik ve müşavirlik, araştırma-geliştirme, ticaret, ithalat, ihracat, toptan satış ve dağıtım, LNG terminalleri, yer altı doğalgaz depolama ve petrol depolama tesis ve işletme faaliyetlerini gerçekleştirmeye ve bütün bu faaliyetlerde gerek duyulan çeşitli teknik hizmetleri vermeye uygun bir yapıda kurulmalıdır.

Bu tür bir toplumcu/kamucu anlayış ve program dahilinde, gündemdeki Karadeniz doğalgaz kaynaklarının bulunması ve işletilmesi ile ilgili aşağıdaki çalışmalar da yapılmalıdır.

4.2.2.4.3 TPAO Araştırma Merkezinin Geliştirilmesi ve Güçlendirilmesi

Gerek sismik aramalarda gerek sondajlarda elde edilen verilerin, yurtdışında yabancı şirketler tarafından, kurum ve/veya ülke dışında değerlendirilmesi yerine, kurum bünyesinde değerlendirilmesi hedeflenmelidir.

Bu amaçla, TPAO Araştırma Merkezinin kadroları ve laboratuvar altyapısı, ekipmanları, bilgisayar sistemleri ve yazılımları geliştirilmeli, ihtiyaç duyulan teknoloji transfer edilmelidir.

4.2.2.4.3.1 Eğitim

TPAO'ya sismik arama ve derin su sondaj gemilerinin alınması (*alım usüllerine eleştiri hakkı saklı kalmak kaydı ile*) gerekli ve isabetli olmuştur. Buna karşın TPAO'nun yetkin ve deneyimli yer bilimcilerinin tasfiye edilmesi ve yerine ağırlıklı olarak hizmet alımı yoluna gidilmesi son derece

yanlıştır. Deniz arama ve sondaj faaliyetleri için sismik arama ve sondaj gemilerinde halen uygulanan hizmet alımı yoluyla yabancı şirketler ve yabancı personel çalıştırılması uygulamasına son verilmelidir. Bu özel amaçlı gemilerde ve deniz araçlarında çalışmak üzere, ülkemizdeki gemiciler, ara teknik elemanlar, mühendis ve uzmanlar için, TPAO ve denizcilik eğitimi veren kuruluşların iş birliği ile hızlı ve yoğun eğitim ve uyum programları uygulanmalı; mevcut kadroların yanı sıra uygun nitelikli yeni elemanların, deniz arama ve sondaj çalışmalarının gereksindiği bilgilerle donatılarak vasıflandırılmaları ve istihdamı sağlanmalıdır.

4.2.2.4.3.2 Yerli Mühendislik, İmalat ve Taahhüt

Batı Karadeniz'deki doğalgaz keşfinin yeni keşiflerle desteklenmesinin ve bulunan kaynakların ekonomik olarak değerlendirilmesinin mümkün olabilmesi için üretim faaliyetlerinde kullanılacak araç, ekipman ve malzemelerin azami ölçüde yurtiçinden uygun maliyetlerle temini lazımdır.

Su derinliği, gazın bulunduğu yerin deniz tabanına mesafesi, deniz tabanının yüzeydeki ve derindeki özellikleri gibi birçok ölçüt, gerek sahadaki kuyularda gaz üretim metodolojisinin belirlenmesi ve seçilen üretim metodolojisine uygun özelliklerde üretim ekipmanlarının ön tasarımı, detay mühendislik çalışmalarının yapılması ve projelendirilmesi için, gerekse üretim sahasından karaya gazı taşıyacak boru hattı güzergâhının seçimi, boruların boru döşeme işinde kullanılacak özel amaçlı gemilerde kaynakla birleştirilmesi, deniz zeminine indirilmesi ve deniz tabanına gömülmesi çalışmaları için yoğun mühendislik hizmetleri söz konusudur. Bu çalışmaların bütünüyle yabancı şirketlerden hizmet alımı yöntemiyle yapılmasından vazgeçilmelidir. Deneyimli uluslararası mühendislik şirketleriyle yapılacak sözleşmelerde, çalışmaların en başından başlayarak tüm aşamalarına TPAO elemanlarının da aktif katılımını ve özgün konularda işbaşında eğitilmelerini öngören hususlar yer almalıdır. Mevcut sözleşmeler bu doğrultuda değiştirilmelidir.

Deniz tabanında yapılması planlanan üretim faaliyeti için gerekli ekipmanların yerli imalatına olanak verecek bir teknoloji transferi yapılmasına çalışılmalıdır. Gerek yeni yapılacak sondaj faaliyetlerinde gerek deniz tabanında kurulacak üretim ekipmanlarının çalışmalarında ihtiyaç duyulan ve uluslararası şirketlerden temin edilecek bir dizi teknik hizmetin, süreç içinde kısmen de olsa yerleşmesini ve yurtiçinden teminini öngören bir program uygulanmalıdır.

4.2.2.5 Rusya-Ukrayna Savaşı Sonrası Gelişmeler

Rusya, ABD ve Suudi Arabistan'dan sonra dünyanın üçüncü büyük petrol üreticisidir. Petrol ürünleri ihracatında ise ilk sırada, ham petrol ihracatında da Suudi Arabistan'ın ardından ikinci sırada yer almaktadır.

Rusya en fazla petrol ihracatını %60 ile OECD Avrupa ülkelerine yapmaktadır. Avrupa Birliği üyesi 27 ülkenin en fazla petrol ithal ettiği ülke %25 ile Rusya'dır. Rusya'nın toplam petrol ihracatının yaklaşık %20'si ise Çin'e yapılmaktadır.

ABD ve İngiltere'nin toplam petrol ithalatı içinde Rusya'nın payı sırasıyla %7 ve %13 olmaktadır. Bu verilere baktığımızda enerji piyasalarının küreselleşmiş yapıda olduğu görülmektedir.

Ukrayna'nın işgali başladıktan sonra Rusya'ya konulan uzun ekonomik yaptırımlar listesine, enerji sektörüyle ilgili kararlarla yenileri eklenmiş bulunmaktadır.

Batı dünyasının Moskova'ya yönelik yaptırımları, piyasaları Rusya'nın günlük 5 milyon varillik petrolünden mahrum etmekle tehdit etmektedir.

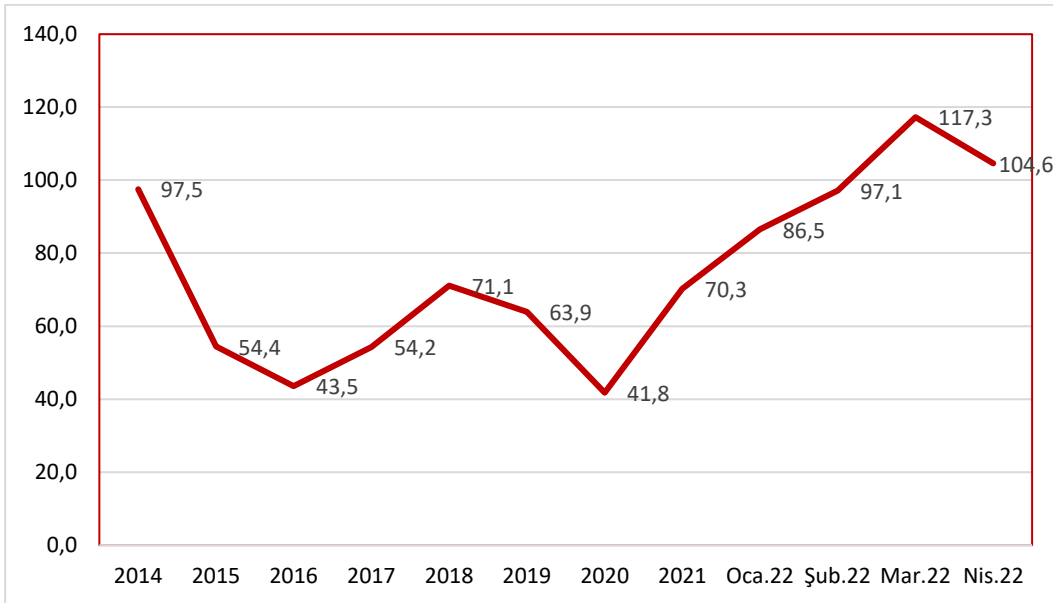
Rusya'nın 24 Şubat 2022'de Ukrayna'ya başlattığı saldırıyla küresel petrol piyasaları yeni bir krize girmiştir. Rusya'nın saldırılarının başladığı 24 Şubat'tan sonra Brent varil petrol fiyatı %70 artışla 80 dolardan 140 dolara kadar çıkmıştır. Bu artışla petrol fiyatlarının 14 yıl sonra zirveye çıktığı

görülmüştür. Bu yükseliş petrol üreticisi ülkeler dışında kalan bütün ekonomilerin aleyhine bir gelişmeyi işaret etmektedir.

Bu koşullar devam ettiği sürece ham petrolün varil fiyatının 100 doların altına düşmesinin pek mümkün olmadığı, doğalgaz fiyatının da spekülasyon yüksek seviyelerde olmaya devam edeceği tahmin edilmektedir. Fiyatların yüksek düzeylere çıkması, özellikle ABD'deki kaya gazı ve kaya petrolü üretimini teşvik etmesi beklenmektedir. Kaya gazı ve kaya petrolü üretimi ağırlık kazanırsa bu gelişmenin fiyatlar üzerinde aşağı yönlü bir baskı yaratabileceği beklenmektedir.

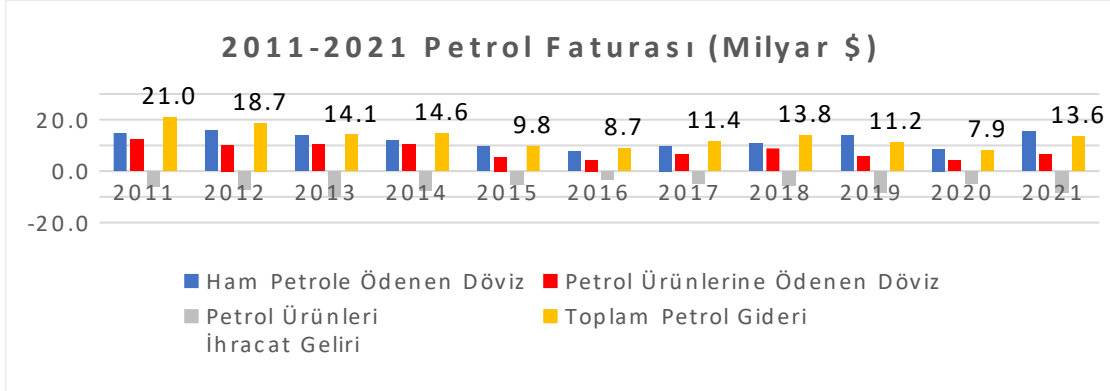
Türkiye doğalgaz tüketiminin yaklaşık %99'unu ithal etmekte olup Rusya gazının payı 2019 ve 2020'de üçte bir düzeyinde iken, 2021'de yüzde 45 olmuştur. Yılbaşında 76\$ olan ham petrolün varil fiyatı savaş nedeniyle inişli çıkışlı bir seyir izlemektedir. Ham petrolün varil fiyatındaki her 10 dolarlık artış, enerji ithalat faturasına yaklaşık 4,4 milyar dolarlık yük getirmektedir.

Rusya-Ukrayna savaşı enerjide dışa bağımlılığın sakıncalarını ve yenilenebilir enerjiye geçişin hayati önemde olduğunu bir kere daha ortaya çıkarmıştır.



Şekil 4.2.32 2014-2021 Yılları Petrol Fiyatları

4.2.2.6 Petrol Faturası



Şekil 4.2.33 2011-2021 Yılları Petrol Faturası (TÜİK)

Türkiye'nin enerji ithalatı faturası 2018 yılında bir önceki yıla göre %15,6 artarak 43,5 milyar dolara çıkmıştır. Türkiye'nin enerji ithalatı faturasındaki artışın özellikle uluslararası piyasalarda petrol fiyatlarının yükselmesinden kaynaklandığı görülmektedir.

Türkiye, kullandığı petrolün %93'ünü, doğalgazın da %99'unu ithal eden bir ülke olup uluslararası piyasalardaki yukarı yönlü hareketler, enerji faturamızın artmasında etkilidir.

2018 yılı ham petrol ithalatı bir önceki yıla göre yüzde 19 azalmıştır ve 21 milyon tona düşmüştür, ancak petrol fiyatlarındaki artış sebebiyle ham petrol faturası 10,4 milyar dolar olmuştur. 2018 yılında petrol fiyatları ve kur artışları, nihai ürün fiyatlarının da hızla yükselmesine yol açmıştır.

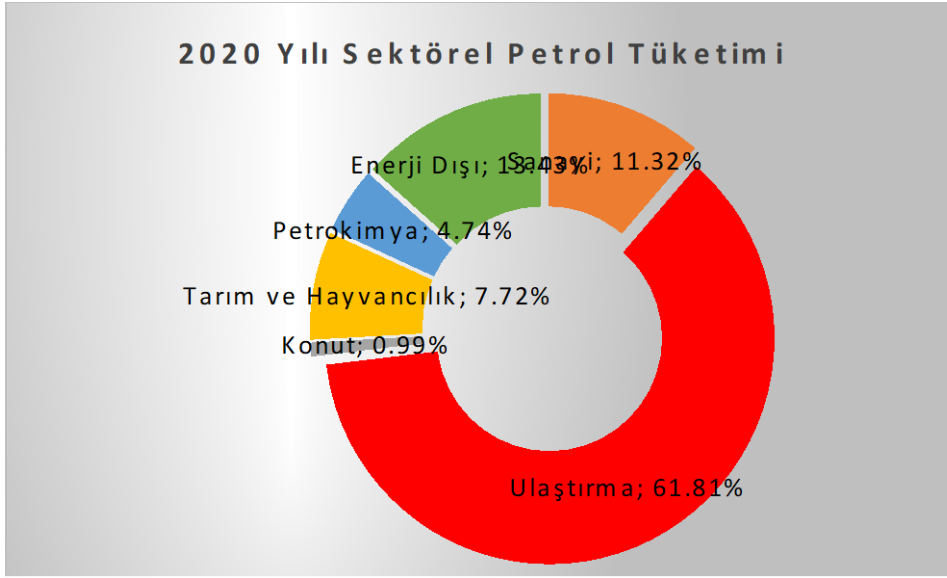
Enerji ithalatının azaltılması için yerli ve yenilenebilir enerji üretiminin artırılması önemlidir. Dünyada ekonomik büyümenin yavaşlaması, kaya gazı ve petrolündeki üretim artışları, fiyatların yukarı yönlü hareket etmesini engellemektedir.

2019'da enerji ithalatı faturası 41,6 milyar dolar olarak gerçekleşmiştir. 2019 yılında, 8,9 milyar \$ petrol ürünleri ihracat geliri dikkate alındığında, 13,9 milyar \$ ham petrol, 5,8 milyar \$ petrol ürünleri gideri olduğunu görmekteyiz. Ham petrol ve petrol ürünlerinde en fazla ithalat, Irak, Rusya ve Hindistan'dan yapılmıştır.

Pandeminin etkisiyle, 2020 yılında 2019 yılına göre ham petrol ithalatı yüzde 5,49 azalarak 29,4 milyar ton olmuştur. Petrol ürünleri ithalatı ise, yüzde 41 azalarak 9,2 milyon ton olmuştur. Aynı zamanda, petrol fiyatlarındaki düşüşle birlikte 2020 yılı toplam petrol gideri bir önceki yıla göre yüzde 29,5 azalarak 7 milyar \$ olmuştur. 2021 yılında hem pandemi kısıtlamalarının kalkması hem de petrol fiyatlarındaki artışla toplam petrol gideri %72 artış göstererek 13,6 milyar \$ olmuştur.

4.2.2.7 Petrolün Tüketim Alanları

Ülkemizde 2020 yılı sektörel petrol tüketimine baktığımızda, petrolün %62 ile en çok ulaşım sektöründe kullanıldığını görmekteyiz. Sanayideki kullanım oranının %11, tarım ve hayvancılıkta %8, petrokimya sektöründe %5, konutlarda %1, enerji dışı sektörlerde ise %13 olduğunu görmekteyiz.



Şekil 4.2.34 2020 Yılı Türkiye Sektörel Petrol Tüketimi (ETKB)

4.2.2.8 Petrol Sektörü ile İlgili Tespitler

- ✓ Doğalgazın elektrik üretimindeki payı özellikle 2021 yılında da artarak %33'e yükselmiştir. Türkiye, tükettiği enerjinin yaklaşık %29'unu petrolle karşılıyor. Doğalgazın payı %27'dir. Bunun yanı sıra, taş kömürü de çok ciddi oranda kullanılmaktadır. Taş kömürü, enerji üretimimizde %17,3 yer almaktadır.
- ✓ Ülkemiz fosil yakıtlarda, doğalgazda da, taş kömüründe de, petrolde de çok yüksek oranda, neredeyse tamamen dışa bağımlıdır. Türkiye'nin toplam birincil enerji arzında tüm kaynakları düşündüğümüzde, Türkiye'nin dışa bağımlılığı %70,2'dir.
- ✓ 2020 yılında yaşanan ekonomik krize ek olarak salgınla ilgili kısıntıların da etkisi ile başta ulaştırma olmak üzere genel ekonominin durmasıyla petrol, doğalgaz, kömür fiyatları dibe vurdu. Brent petrolün varil başına fiyatı 42 dolardı. Türkiye'nin enerji ithalat faturası, bütün kaynaklarda daha fazla miktarda ithalat yapılmasına karşın 28,8 milyar dolar oldu. 2021'de ise ekonomik hareketlenme nedeniyle petrol, doğalgaz, kömür fiyatları inanılmaz ölçüde arttı. 2021'in enerji ithalat faturası, 50,5 milyar dolara yükseldi.
- ✓ 1980'li yıllarla karşılaştırıldığında, enerjideki dışa bağımlılığımızın %52'lerden yaklaşık %70'lere geldiği ve artma eğiliminde olduğu görülebilir
- ✓ Ülkemizin mevcut jeolojik yapısı ve denizlerimizdeki su derinliğinin yüksek olması nedenleriyle petrol aramacılığı riskli ve yüksek maliyetlidir.
- ✓ Ülkemizin jeolojik yapısından ötürü Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde düşük petrol rezervleri, Trakya'da ise doğalgaz kaynakları bulunmaktadır. Karada gerçekleştirilen görece kapsamlı sondaj faaliyetlerinin denizlerimize yansımaları aynı yoğunlukta olamamıştır. Son yıllarda sondaj gemilerimizin sayısının artması önemlidir.
- ✓ Ülkemizin özellikle Karadeniz derin sularında Tuna Deltası'nın devamındaki denizaltı yelpazesinin çevreleri kapsamlı bir şekilde araştırılmalıdır.
- ✓ Ulusal petrol ve doğalgaz politikaları, ilgili tüm kesimlerin katılımıyla demokratik bir şekilde belirlenmelidir. Önerilen politika ve eylemleri uygulamak üzere gerekli kurumsal yapılar

oluşturulmalıdır. Bu kuruluşlar da, ülke ve toplum çıkarlarını gözeterek liyakatli kadroların önerilerini de dikkate alarak yönetilmelidir.

- ✓ Yurtiçi veya yurtdışı eğitim kurumlarında petrol ve doğalgaz üretimi konusunda kaliteli eğitim almış genç ve dinamik insan gücümüzü sektöre etkin bir şekilde entegre edebilmek, tecrübeli ve yetkin kişilerden oluşan bir ekip içerisinde dahil etmek ve yetişmiş insan gücümüzü bilgi üreten ve teknoloji geliştiren bir yapıda sektöre adapte etmemiz gerekmektedir.
- ✓ Sektörde belirlenecek ekipmanlarda dışa bağımlılığın azaltılabilmesi için üniversite-sanayi iş birliğini teşvik edici ve “teknik uzmanlık/uygulama becerisi (know-how)” oluşturmaya yönelik destek mekanizmalarının hayata geçirilmesi önemlidir.
- ✓ TPAO ve BOTAŞ'ın özerk bir yapıya sahip olması çok önemlidir. Kurumların, kamu ve toplum çıkarlarını gözeterek ancak kendi iç dinamikleri de faal olan bir yapıda tesis edilmeleri gerekmektedir. Uzun dönemli başarının temin edilebilmesi için kurumsal hafızanın korunması ve yenilikçi bakış açılarıyla kurumların teknolojik yenilikleri bünyelerine dahil etmesi önemlidir.
- ✓ Ülkemiz, bilinen dünya rezervlerinin %70'inden fazlasına ev sahipliği yapan bir coğrafyada yer almaktadır.
- ✓ Ülkemiz mevcut ithalat ve tüketim hacmiyle petrol ve doğalgaz yatırımları için kayda değer bir büyüklüktedir.
- ✓ Petrolde önemli bir oranda dışa bağımlılık söz konusudur.
- ✓ Son zamanlarda bir kriz süreci yaşansa da günümüzde kullanılan çok sayıda enerji kaynağı içerisinde petrolün, en fazla kullanılan ve ticareti en fazla yapılan enerji kaynağı olduğu ve daha uzun bir süre bu konumunu koruyacağı açıktır.
- ✓ Ülkemiz enerji politikası, güçlü ekonomi ve ulusal güvenliği esas alarak arz güvenliği, yerlileştirme, planlama ve kamucu politikalar üzerine temellenmelidir.
- ✓ Yerli petrol kaynaklarının milli menfaatlere uygun olarak hızlı, sürekli ve etkili bir şekilde aranması, geliştirilmesi ve üretilmesi için gerçekçi iş ve yatırım programları hazırlanmalı ve uygulanmalıdır.
- ✓ Uygulanmakta olan ikincil üretim yöntemleri ve keşfedilen yeni sahalardan gelen üretimle birlikte 2007 yılından itibaren petrol üretimimizde az da olsa sürekli bir artış trendi yaşanmaktadır. 2019 yılı petrol üretimi bir önceki yıla göre %4,5 artarak günlük ortalama 58 bin varil seviyesinde gerçekleşmiştir. 2020 yılı petrol üretimi ise günlük 62 bin varildir.
- ✓ Ülkemizin hidrokarbon varlığını incelediğimizde, petrol sahalarımızın %7'sinin 25 milyon varil rezervden daha büyük, %93'ünün ise 25 milyon varilden daha küçük olduğu görülmektedir. Bu çerçevede ülkemizdeki üretimin üst seviyeye çekilmesi ve yeni sahaların memleketimize kazandırılması için arama-üretim sektörünün stratejik bir bakış açısı ile ele alınması çok önemlidir.
- ✓ Petrol ve doğalgaz sektöründe kuyudan son kullanıma kadar uzanan değer zinciri içerisinde dijitalleşme süreci çok hızlı bir şekilde gelişmektedir. Sektörde söz sahibi büyük şirketler teknoloji devleriyle iş birliği halinde yapay zekâ ve makine öğrenmesi gibi dijital çözümleri petrol ve doğalgaz sektöründe uygulayarak çok yönlü kazanımlar elde etmektedir.
- ✓ Dijital çözümler ve az sayıda sondajla gelişmiş 3B ve 4B jeofizik veri toplama ve veri işlem teknikleri çoğaltılmalı, böylece havzaların çok daha kapsamlı değerlendirilmesi mümkün kılınmalıdır. Aynı zamanda tüm aşamalarda kaynakları etkin kullanarak ekonomik avantaj sağlanabilmektedir.

- ✓ Kurumsal hafızanın etkin ve verimli bir şekilde kullanımıyla, usta çırak ilişkisi ile sektörde etkinliklerini idame ettirebilmeleri mümkün olabilmektedir.

4.2.2.9 Petrol Sektörü ile İlgili Öneriler

- ✓ Doğalgaz ve petrol esas olarak ülkemizin enerji politikası içerisinde ele alınmalıdır. Tek bir kaynağa yatırım yapılması yerine farklı kaynaklardan en etkin şekilde yararlanmak için çok yönlü planlamalar yürütülmeli ve belirlenen stratejik alanlarda teknoloji üreten bir konuma gelinmesi noktasında üniversite ve sanayi iş birliği devlet tarafından teşvik edilmelidir.
- ✓ Enerjiyi çok geniş bir çerçevede ele alarak petrol ve doğalgaz ile yenilenebilir enerji uygulamaları ve yatırımları bütüncül bir bakış ile yönetilmeli ve enerji arz güvenliği için enerji kaynak çeşitliliğinin artması gerekmektedir. Enerjiyi ithal ettiğimiz ülkeler de çeşitlendirilmelidir.
- ✓ Ülkemiz hidrokarbon kaynaklarına sahip ülkelere yakın konumda olmasına karşın bu coğrafi avantajını önceki anlaşmalarda gözetememiştir. Yapılacak yeni anlaşmalarda petrol ve doğalgaz temin edilecek ülkeye olan yakınlığımızı ve piyasa büyüklüğümüzü avantaj olarak kullanabilecek yapılanmalar anlaşmalara dahil edilmelidir.
- ✓ Doğalgaz rezervlerinin tespit edilmesi kadar, bu rezervlerin ekonomiye kazandırılması da önemlidir.
- ✓ Arz güvenliği açısından, iletim ve ticaret BOTAŞ tarafından tek başına gerçekleştirilmelidir.
- ✓ Özel sektör şirketlerinin piyasaya girişinin kolaylaştırılmasına imkân tanıyarak serbestleşme ve rekabetin önü açılması gerekçesiyle BOTAŞ'ın alanının daraltılmaması gerekir.
- ✓ BOTAŞ, doğalgaz ve petrol boru hatları işletmecisi bir kuruluştur. Doğalgaz depolama tesisleri inşaat ve operasyon yönlerinden rezervuar mühendisliği bilgi ve deneyimi gerektirmektedir. Bu nedenle, daha önce TPAO'nun olan Kuzey Marmara Doğal Gaz Depolama Tesisleri ve yatırım sürecinde büyük gecikmeler ve ciddi sorunlar yaşanan Tuz Gölü Doğal Gaz Depolama Tesisleri, mevcut tüm varlıkları ve süren yatırımları ile birlikte TPAO'ya devredilmelidir.
- ✓ Ayrıca Trakya'da üretimin sonlandırıldığı doğalgaz kuyuları ile Güneydoğu Anadolu Bölgesi'ndeki eski petrol kuyularının bulunduğu havzalarda, yeni doğalgaz depolama tespit ve arama çalışmaları bir an önce başlatılmalı ve yeni yedek depo alanları oluşturulmalıdır.
- ✓ Enerji alanı stratejik bir alandır; ulusal güvenlikle, ekonomik güvenlikle doğrudan ilintilidir. Böyle bir endüstri (petrol-doğalgaz) özel sektörün rant keyfine bırakılamaz. Bunun tamamen kamunun eli altında, kamunun yönlendirmesi ve denetimiyle götürülmesi gerekir.
- ✓ Bunu yapabilecek nitelikte yetişmiş insan gücü var. Türkiye'nin son yıllardaki en büyük kayıplarının başında bu kaynakların kullanılmaması geliyor.

KAYNAKÇA

1. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, <http://www.etkb.gov.tr>.
2. Enerji Bakanlığı, 2021 Yılı Bütçe Sunuş Metni, Kasım 2020.
3. Maden ve Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, Faaliyet Raporları, <http://www.pigm.gov.tr>.

MAPEG Dergi Yıl 1 Sayı 1 Ekim 2020,

- Saim GÜL, Türkiye'nin Petrol Arz Güvenliği,
- Murat KALAY, Türkiye Arama-Üretim Sektörünün Stratejik Önemi,

- Halil İBİŞ, Petrol Arama Ruhsatı Başvuru Prosedürü ve Türkiye'deki Petrol Arama Ruhsat Durumunun Değerlendirmesi.
4. TPAO Faaliyet Raporu, 2020. <http://www.tpao.gov.tr>.
 5. Petrol ve Doğal Gaz Sektör Raporu 2020.
 6. EPDK, <http://www.epdk.gov.tr>.
 7. International Energy Outlook, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, 2021.
 8. World Energy Outlook 2020.
 9. TMMOB Enerji Çalışma Grubu: Türkiye'nin Denizlerdeki Hidrokarbon Arama ve Sondaj Çalışmaları, 31.08.2021.
 10. Karadeniz'de TPAO'nun Doğal Gaz Keşfi Üzerine, Türkiye Enerjide Nereye Gidiyor, Oda Raporu, Kasım 2020, TMMOB Makina Mühendisleri Odası.
 11. Türkiye'nin Enerji Görünümü/TMMOB Makina Mühendisleri Odası Sunumu Nisan 2021.
 12. Necdet Pamir, Çeşitli Sunumlar, 17 Şubat 2022 Online Söyleşi-Media4Democracy.
 13. TÜBA-DOĞAL GAZ RAPORU, Ankara-2021.
 - Ş. Şen, “Karadeniz'deki Doğal Gaz Potansiyellerinin Değerlendirilmesi”, TÜBA-Doğal Gaz Çalıştay ve Paneli, 8-9 Ekim 2020. Diğer bildirimleri.
 - M. N. Yalçın, S. İnan, G. Gürdal, U. Mann, ve R. G. Schaefer, “Carboniferous Coals of the Zonguldak Basin (Northwest Turkey): Implications for Coalbed Methane Potential”, AAPG Bulletin, 86, 7, 1305-1328, 2002, doi: 10.1306/61EEDC88-173E-11D7-8645000102C1865D.
 - A. M. Nikishin vd., “The Black Sea Basins Structure and History: New Model Based on New Deep Penetration Regional Seismic Data. Part 2: Tectonic History and Paleogeography”, Marine and Petroleum Geology, 59, 656-670, 2015, doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2014.08.018>.
 - R. F. Sachsenhofer vd., “The Type Section of The Maikop Group (Oligocene-Lower Miocene) at the Belaya River (North Caucasus): Depositional Environment and Hydrocarbon Potential”, AAPG Bulletin, 101, 3, 289-319, 2017, doi:10.1306/08051616027.
 - G. C. Tari ve M. D. Simmons, “History of Deepwater Exploration in The Black Sea and An Overview of Deepwater Petroleum Play Types”, in Petroleum Geology of the Black Sea, Geological Society of London, 2018, doi: 10.1144/SP464.16.
 - M. K. Özeki, “Doğu Akdeniz'de Değişen Enerji Jeopolitiği ve Türkiye”, Güvenlik Stratejileri Dergisi 16, 33 2020, doi:10.17752/guvenlikstrj.719964.
 - S. Sarıyıldız, “Kara ve Denizlerde Doğal Gaz Aramacılığında Ruhsatlandırma”, TÜBA-Doğal Gaz Çalıştay ve Paneli, 8-9 Ekim 2020.
 - TPAO, “Türkiye'nin Karadeniz'deki İlk Ultra Derin Deniz Keşfi”, Ağustos 21, 2020. <https://www.tpao.gov.tr/basin-bultenleri> (Erişim: Ocak, 2021).
 14. Canip Sevinç, Ortak Akıl Politika Geliştirme Derneği Enerji Çalışma Grubu Başkanı-13-2-2022.
 15. Dr. Okan Yardımcı, Derin Denizlerde Sondaj ve Karadeniz'deki Yeni Gaz Keşfi Üzerine Notlar, 27 Ağustos 2020.

ÖZGEÇMİŞ



Ülker Aydın

ulkeraydin@gmail.com

1980 yılında Orta Doğu Teknik Üniversitesi Fen Edebiyat Fakültesi Yöneylem Araştırması ve İstatistik Bölümünden lisans diplomasını aldı. Yüksek lisansını Petrol Arama Yatırımlarında Risk Analizi İçin Simulasyon Modeli teziyle ODTÜ Yöneylem Araştırması, Fen Bilimleri Enstitüsünde 1985'te tamamladı.

Çalışma hayatına 1980 Türkiye Petrolleri AO Genel Müdürlüğünde başladı. Planlama ve Koordinasyon Grup Başkanlığında, 1985 yılında uzman, 1995 yılında Planlama Müdürü, 1999 yılında Daire Başkanı görevlerine atandı. 2000-2006 yılları arasında bir TPAO Bağlı Ortaklığında Yönetim Kurulu Üyeliğinde bulundu. 2019'da TPAO'dan emekli oldu.

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesinde (DEK-TMK) 1980 yılından 2005 yılına kadar, TPAO temsilcisi olarak Denetçi ve Yönetim Kurulu üyeliklerinde bulundu. 2005-2014 yılları arasında ise DEK-TMK'da ferdi olarak Yönetim Kurulu üyesi ve Sayman üye görevlerini sürdürdü.

Bugüne kadar enerji sektörü ile ilgili yurtiçinde ve yurtdışında çeşitli komisyonlarda başkan, başkan yardımcısı olarak çalıştı ve TPAO'yu temsil etti.



A. Uğur Gönülalan

ugonulalan52@gmail.com

1952 yılında Gaziantep'te doğdu. 1976 yılında İstanbul Üniversitesi Fen Fakültesi Jeofizik-Jeoloji lisans, 1978 yılında Jeofizik Mühendisliği bölümünden Yüksek Jeofizik Mühendisi olarak mezun oldu. 1976-1978 yıllarında MTA Enstitüsü'nde çalıştı. 1978-1980 arasında Hava Kuvvetleri Komutanlığı'nda Jeofizik Mühendisi Asteğmen olarak askerliğini yaptı. 1980-2006 arasında Türkiye Petrolleri AO'da teknik ve idari yönetici kadrolarda görev yaptı. TPAO bünyesinde ABD, Avrupa, Afrika ve Türkiye Cumhuriyetleri'ndeki eğitim ve ortak projelerde yer aldı.

Türkiye Petrolleri Personeli Vakfı Yönetim Kurulu Üyeliği, Petrol Ticaret Şirketi Başkan Vekilliği, İstanbul Gübre Sanayii AŞ (İGSAŞ) Denetleme Kurulu Üyeliklerinde bulundu. Türkiye Jeofizikçiler Derneği 1976 Yönetim Kurulu üyesi, 1990-1992, 1992-1994 yıllarında JFMO Yönetim Kurulu'nda II. Başkan, Yönetim Kurulu üyeliklerinde bulundu. 2002-2004, 2004-2006, 2006-2008 yılları arasında (toplam üç (9, 10 ve 11.) dönem) TMMOB JFMO Genel Başkanlığı, Başkanlığı ve Yönetim Kurulu Başkanlığı yaptı. Oda üyesi olarak TMMOB'de çeşitli komisyon üyeliklerinde bulundu. Ulusal ve uluslararası jeofizik ve petrol vb. çeşitli kongrelerin düzenlenmesinde düzenleme kurulu başkanı ve üyesi olarak görev yaptı. JFMO 13. Dönem (2010-2012) Hukuk İşleri Komisyonu ve TMMOB 41. Dönem (2010-2012) Yasa ve Yönetmelik Değişikliklerinin Takibi Çalışma Grubu Başkanlıklarını yaptı. JFMO'nun TMMOB delegesidir.

12 Mayıs 2009 tarihinden bu yana Madencilik Müşavir Mühendisleri Birliği (MADENBİR) Derneği Yönetim Kurulu üyesi; Balkan Jeofizik Birliği (BGS), SEG, EAGE, DEK-TMK, YERMAM ve Ankara Barosu üyesidir.

Ulusal ve uluslararası kongre, seminer ve sempozyumlarda jeofizik, jeotermal ve petrol aramacılığı üzerine hazırlanmış 32 adet sunumu ve yayını bulunmaktadır.

Altı dönem DPT 5 yıllık Kalkınma Planı Özel İhtisas (Enerji) komisyonlarında görev aldı.

Ocak 2007'de emekli oldu. Bir enerji şirketinde danışman olarak çalıştı. Temmuz 2011'den bu yana kurucu ortak şirketi olan UG ENERJİ'de görev yapmaktadır.

MÜDEK (Mühendislik Eğitim Programları Değerlendirme ve Akreditasyon Derneği) Resmi Değerlendiricisidir.

Ankara Üniversitesi Hukuk Fakültesi mezunu, Avukat olup Ankara Barosuna kayıtlı ve CMK-HMK Bölge Bilirkişisidir.



Hülya Peker
hulpeker@gmail.com

1985 yılında ODTÜ Kimya Mühendisliği bölümünden yüksek lisans derecesini almıştır. 1990 yılında bir sene University of California, Davis/ABD'de misafir araştırmacı olarak çalışmıştır. 1979 yılında girdiği Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'nde Rafineri ve Petrokimya Daire Başkanlığı ve Genel Müdür Yardımcılığı görevlerini yapmış ve 2004 yılında emekli olmuştur. 2006 yılında Ankara Üniversitesi Hukuk Fakültesi Banka ve Ticaret Hukuku Araştırma Enstitüsü'nün Enerji Hukuku sertifika Programını bitirmiştir.

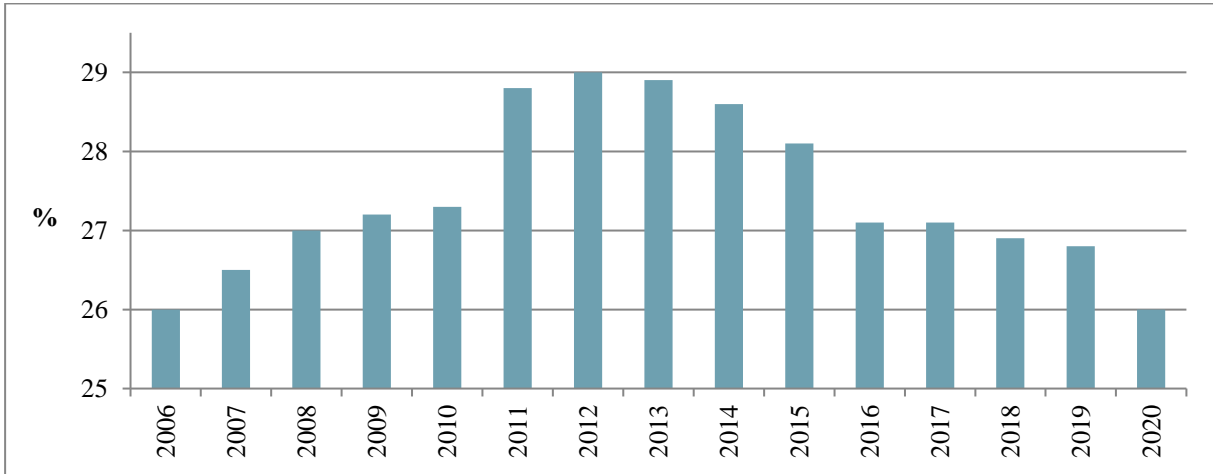
4.3 DÜNYA'DA VE TÜRKİYE'DE KÖMÜR – 2022

Dr. Nejat TAMZOK
Maden Yüksek Mühendisi

4.3.1 DÜNYADA SEKTÖRÜN GÖRÜNÜMÜ

4.3.1.1 Birincil Enerji Arzı ve Kömürün Payı

Dünya birincil enerji arzı 2019 yılı itibarıyla 613 EJ (Exajoule) düzeyine ulaşmıştır (IEA 2021a). Toplam arz içerisinde fosil yakıtların payı yaklaşık %80 (petrol %30,7, kömür %26,5, doğalgaz %23,2) seviyesindedir. Güneş, rüzgâr ve biyoenerji %8,3, nükleer %5, geleneksel biyokütle %4 ve hidrolik %2,5 paya sahiptir. Kömürün toplam içindeki payı son 15 yıldır önemli oranda değişmemekte ve %26-29 aralığında seyretmektedir (Şekil 4.3.1).

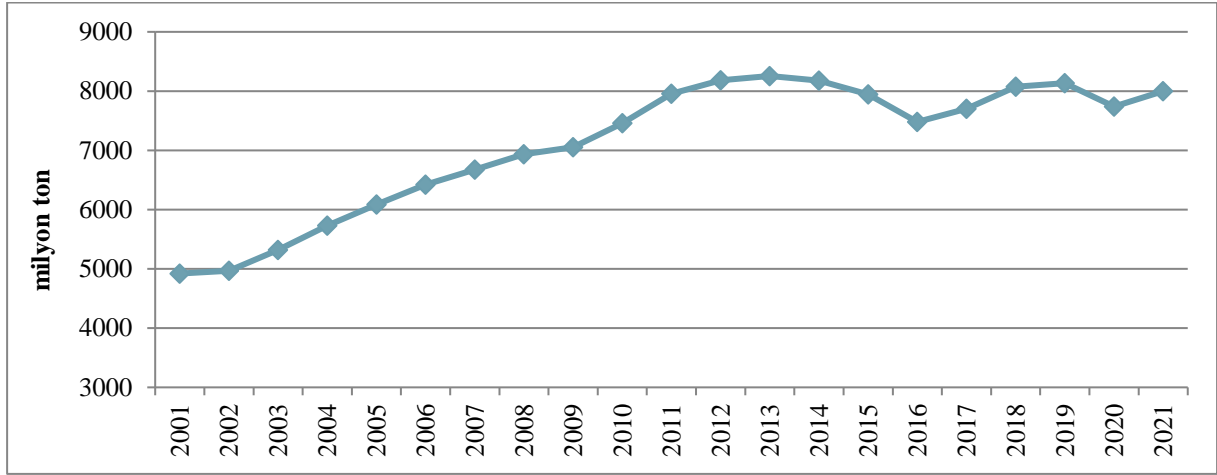


Şekil 4.3.1 Dünya Birincil Enerji Arzı İçerisinde Kömürün Payı

Kömürün dünya enerji bileşimi içerisindeki belirleyici konumunu önümüzdeki yıllarda da sürdürmesi muhtemeldir. Örneğin, Uluslararası Enerji Ajansı tarafından geliştirilen, mevcut enerji politikalarının gelecekte de çok fazla değişmeden sürdürüleceği varsayımına dayalı “Mevcut Politikalar Senaryosu”na göre ya da Paris Anlaşması kapsamında yapılan ülke taahhütleri dikkate alınarak yapılan tahminlerde; dünya birincil enerji arzında kömürün payının 10 yıl sonra dahi %22'nin altına düşmeyeceği öngörülmektedir (IEA 2021a).

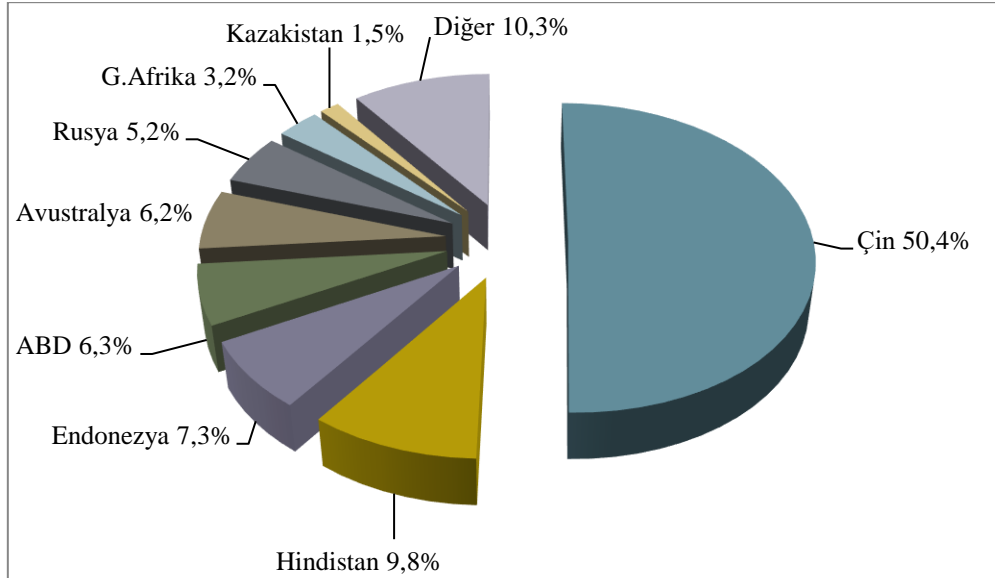
4.3.1.2 Dünya Kömür Üretimi

Dünya kömür üretimi 21. yüzyılın başından itibaren 14 yıl boyunca kesintisiz artarak 4,7 milyar ton seviyesinden 2013 yılında 8,2 milyar tona kadar yükselmiştir (BP 2021). Bununla birlikte, 2013 yılındaki zirve noktasından sonra küresel tüketim yavaşlamaya başlamış, kömür üretimleri hızını kaybetmiştir. COVID-19 salgınıyla birlikte tekrar yükselişe geçen üretimler 2021 yılında 8 milyar ton civarında seyretmiş olup, 2022 yılında ise tarihin en yüksek kömür üretimi beklenmektedir (Şekil 4.3.2).



Şekil 4.3.2 Dünya Kömür Üretimleri

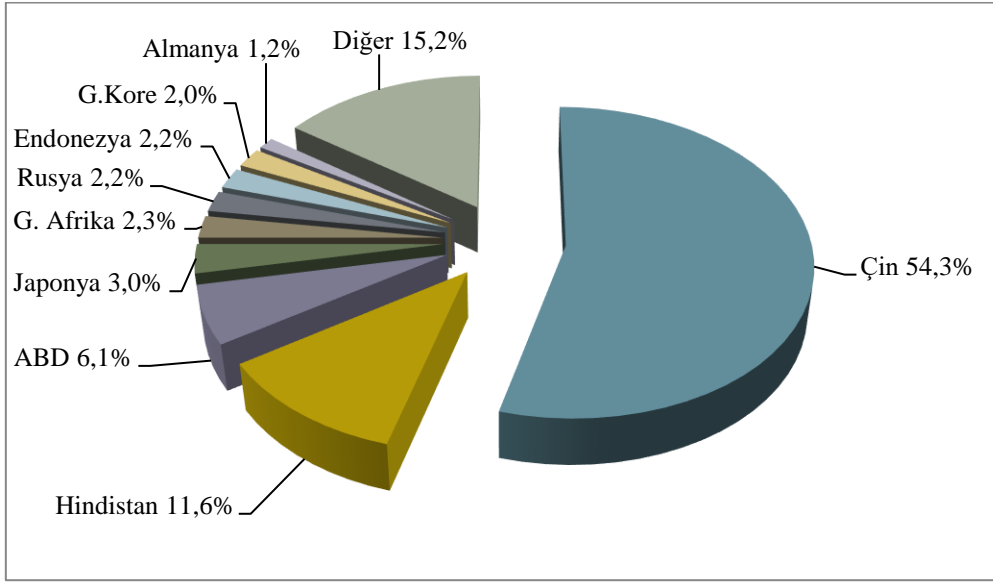
2020 yılı dünya kömür üretiminin %50,4'ünü (3.902 milyon ton) tek başına Çin gerçekleştirmiştir (BP 2021). Hindistan kömür üretimi %9,8 (757 milyon ton) ile ikinci sırada gelmektedir. Endonezya'nın payı %7,3 (563 milyon ton), ABD'nin payı ise %6,3 (485 milyon ton) oranındadır. Bu ülkeleri; Avustralya (477 milyon ton), Rusya Federasyonu (400 milyon ton), Güney Afrika Cumhuriyeti (248 milyon ton) ve Kazakistan (113 milyon ton) izlemektedir (Şekil 4.3.3). Bu sekiz ülkenin küresel kömür üretimi içindeki toplam payları %90 düzeyindedir.



Şekil 4.3.3 Ülkelere Göre 2020 Yılı Kömür Üretim Payları

4.3.1.3 Dünya Kömür Tüketimi

Dünya kömür tüketimi bir önceki yıla göre %4 gerileyerek 2020 yılında 151,4 EJ olmuştur (BP 2021). Çin'in kömür tüketimi 82,3 EJ ile toplam tüketimin %54'ü düzeyindedir. Çin'den sonraki sıralama; Hindistan (%11,6), ABD (%6,1), Japonya (%3,0), Güney Afrika Cumhuriyeti (%2,3), Rusya (%2,2), Endonezya (%2,2), Güney Kore (%2,0) ve Almanya (%1,2) şeklindedir (Şekil 4.3.). Bu dokuz ülkenin küresel kömür tüketimindeki toplam payı yaklaşık %85 oranındadır.



Şekil 4.3.4 Ülkelere Göre 2020 Yılı Kömür Tüketim Payları

Çin'in kömür tüketimi, özellikle 2000 yılı sonrasında önemli ölçüde artmakla birlikte yıllık artış oranları giderek düşmektedir. Çin'deki tüketim artışının önümüzdeki yıllarda daha da gerileyeceğine ilişkin ciddi göstergeler bulunmaktadır. Buna karşın Hindistan'ın kömür tüketimi hızla artmaktadır.

Günümüzde, dünya kömür üretiminin yaklaşık %70'i elektrik ve ısı üretimi amacıyla kullanılmaktadır. Diğer kullanımları yüzde 14,4 ile sanayi sektörleri ve yüzde 12,4 ile kok fırınlarıdır. Kalan kısım ise ağırlıklı olarak ısınma olmak üzere diğer amaçlarla kullanılmaktadır. Kömür, elektrik üretimi amacıyla kullanılan yakıtlar arasında en yaygın olanıdır. 2019 yılında dünya toplam elektrik üretiminin %36,7'si kömürden elde edilmiştir (IEA 2021b).

4.3.1.4 Dünya Kömür Ticareti

Dünya kömür ticaretinin neredeyse tamamı taşkömürüne ilişkindir. Linyit kömürünün ülkeler arasında taşınması ya da ticareti günümüzde ekonomik olmamaktadır. Küresel ölçekte ticareti yapılan taşkömürünün iki ana kullanım amacı bulunmaktadır: Elektrik üretimi (buhar kömürü) ve demir çelik endüstrisinin kullanımı için kok üretimi (koklaşabilir kömür).

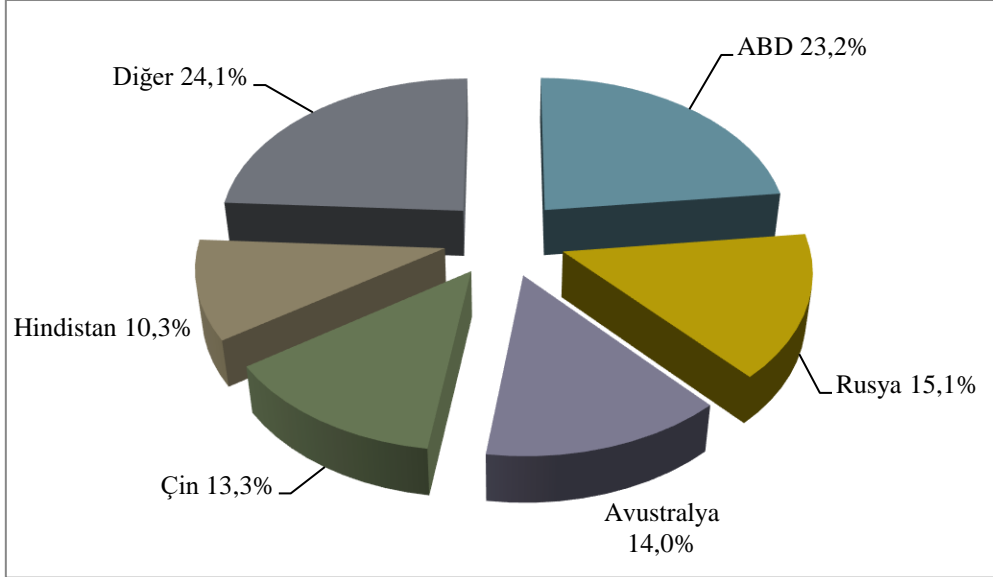
Dünya kömür ihracatında ilk sıra 2020 yılı itibarıyla 9,3 EJ ile Avustralya'dadır. Bu ülkeyi 8,5 EJ ile Endonezya ve 5,7 EJ ile Rusya izlemektedir. Bu üç ülkenin dünya toplam kömür ihracatındaki payı %74 düzeyindedir. Diğer önemli kömür ihracatçıları arasında, sırasıyla; Kolombiya (1,66 EJ), Güney Afrika Cumhuriyeti (1,64 EJ) ve ABD (1,62 EJ) bulunmaktadır (BP 2021).

2020 yılı kömür ithalatının lideri, son yıllarda hep olduğu gibi yine Çin'dir. Bu ülkenin ithalatı, 2020 yılında 6,6 EJ olarak gerçekleşmiştir. Diğer önemli ithalatçı ülkeler, sırasıyla; Japonya (4,6 EJ), Hindistan (4,2 EJ), Güney Kore (3,3 EJ) şeklindedir. Avrupa'nın toplam kömür ithalatı ise 3,9 EJ düzeyindedir.

4.3.1.5 Dünya Kömür Rezervleri

2020 yılı sonu itibarıyla dünya kanıtlanmış kömür rezervleri 764 milyar tonu antrasit ve bitümlü kömür, 320 milyar tonu alt bitümlü ve linyit kömürü olmak üzere toplam 1.074 milyar ton büyüklüğündedir. 2020 yılı üretimleri dikkate alındığında, dünya kömür rezervlerinin yaklaşık 139 yıl ömrü bulunduğu hesaplanmaktadır. En büyük kömür rezervi yaklaşık 250 milyar ton ile ABD'de

bulunmaktadır. Bu ülkeyi 162 milyar ton ile Rusya Federasyonu ve 150 milyar ton ile Avustralya izlemektedir. Dünya kömür rezervlerinin yaklaşık yüzde 90'ı toplam on ülkededir (Şekil 4.3.5).



Şekil 4.3.5 Dünya Kömür Rezervleri

4.3.1.6 Enerji Dönüşümü ve Kömürün Geleceği

Kömür, zamanımızın en tartışmalı enerji kaynağıdır. Öyle ki aynı hızda tüketilmeye devam edilirse, yerkürenin sonunu bu kirliliğin getireceğine inananların sayısı hiç de az değildir. Bununla birlikte, insan, günümüzde sahip olduğu medeniyeti büyük ölçüde bugün kurtulmaya çalıştığı bu maddeyle borçludur.

Tüm korkularına karşın, insanın kömüre olan bağımlılığı en azından iki yüz yıldır sürmekte. Geçtiğimiz yüzyılın başlarında bu bağımlılık öyle bir noktaya gelmiştir ki dünya enerji ihtiyacının neredeyse yüzde 60'ı bu yakıttan karşılanmıştır. Ancak, önce petrol ardından doğalgazın çıkışıyla kömürün hızı kesilmiş, 1970'li yıllarda küresel enerji tüketimi içindeki payı yüzde 20'ler seviyesine doğru gerilemiş, daha o yıllarda herkes kömürün sonunun geldiğini düşünmeye başlamıştır.

Bununla beraber, tarih sahnesinden artık çekilmekte olduğu zannedilen kömür, yirmi birinci yüzyıla birlikte tekrar canlandı ve kısa bir zaman diliminde rekor tüketim seviyelerini gördü. 2000 öncesindeki 20 yılda sadece yüzde 30 oranında artan küresel tüketim 2000 yılından itibaren 14 yılda yaklaşık yüzde 75 artarak 4,7 milyar ton seviyesinden 8,2 milyar tona kadar yükseldi ve kömürün payı yeniden yüzde 30'lar seviyesine yaklaştı. Ancak, 2013'teki zirve noktasından sonra kömür yeniden duruldu ve o tarihten günümüze kadar yıllık 7,5 milyar ton ile 8,2 milyar ton arasındaki dar bir aralıkta dalgalandı. Böyle olunca, kömürün sonunun geldiğine ilişkin beklentiler de tüm dünyada tekrar gündeme geldi.

Kesin bir yargıya varmak için henüz erken ama gelişmelere bakıldığında kömürün işinin bu defa çok da kolay olmayacağı anlaşılıyor.

Yine de kaçınılmaz sonun hangi hızda geleceğine dair algılar, biraz da bulunulan coğrafyaya göre değişmektedir. Eğer Kuzey Amerika ya da Avrupa coğrafyalarından doğru bakıyorsanız kömürün her an ölmek üzere olduğuna kolayca inanabilirsiniz. Gerçekten de örneğin ABD'nin kömür tüketimi son yıllarda şaşırtıcı ölçülerde geriledi, on yıl önce 1 milyar ton civarında olan yıllık tüketim bugün neredeyse yarıya indi. Avrupa tarafında ise 1990'lı yıllardan beri başlayan gerileme iyice hızlandı. Bu eski kıtada kömür tüketimi son 10 yılda yüzde 25'e yakın düştü.

Diğer taraftan, kömür üreticisi Rusya'da ve Bağımsız Devletler Topluluğu'na bağlı diğer ülkelerde tüketimler yaklaşık 25 yıldır yerinde saymakta. Orta ve Güney Amerika, Orta Doğu ya da -Güney Afrika Cumhuriyeti dışında- Afrika Kıtası'nda da kayda değer bir kömür tüketiminin ya da tüketim artış eğiliminin olduğunu söyleyebilmek mümkün değil.

Buraya kadar saydığımız coğrafyalarda kömürün bundan sonra da çok fazla şansının olmayacağı anlaşılıyor. Ama dünyanın geri kalan kısmına, yani Asya-Pasifik tarafına döndüğümüzde çok daha farklı bir tabloyla karşılaşmaktayız. Dünyada üretilen kömürün dörtte üçünden fazlasını tüketen bu bölgenin kömüre olan açlığı kolay yatışacak gibi görünmüyor. Buradaki kömür tüketimi son 10 yılda yüzde 25'e yakın arttı. 2000 yılı sonrasındaki "kömüre hücum" olgusunun baş aktörü Çin'in tüketimi son 10 yıldır yaklaşık aynı seviyelerde seyretmekte ama henüz rakamlar gerilemenin başlayacağına dair net bir işaret vermiş değil. Çin'in yerini doldurmaya aday Hindistan'da tüketim artışı son 10 yılda yüzde 60'a yaklaşıyor. Bu bölgedeki Vietnam, Bangladeş, Endonezya, Malezya, Kamboçya, Pakistan ve Filipinler gibi ülkelerdeki tüketim artışları ise yüzde 100 ile yüzde 300 arasında değişmekte.

Dünyanın diğer kısımlarında gerilese bile Asya-Pasifik'te hâlâ sürmekte olan devasa tüketime baktığımızda, kömürün sonunun gelmek üzere olduğu yargısına varabilmek zor. Yine de önümüzdeki birkaç yıllık dönemin, kömürün geleceği bakımından kritik olacağını tahmin edebiliriz. Söz konusu dönemde kömürün başını ağrıtabilecek kavram ise "Enerji Dönüşümü" olacak.

Dünya, enerjide dönüşüm süreçlerini daha önce de yaşadı. On dokuzuncu yüzyılın ikinci yarısı odundan kömüre dönüşüme sahne oldu, yirminci yüzyılın önemli bir kısmında kömürden petrole, sonra doğalgaza geçişleri yaşadık. Bu defaki dönüşümün merkezinde ise başta güneş ve rüzgâr olmak üzere yenilenebilir enerji kaynakları bulunmakta. Teknolojik gelişmeler ve hızla düşen maliyetleriyle bu kaynakların sadece kömürü değil önümüzdeki yıllarda fosil yakıtların neredeyse tamamını ikame edeceklerine dair beklentiler her geçen gün artmakta. Bununla birlikte, günümüzde "enerji dönüşümü" kavramı sadece bu kaynaklarla sınırlı kullanılmıyor, aynı zamanda elektrikli araçlar, enerji depolama, dijitalleşme gibi bir dizi teknolojik ve yenilikçi gelişmeyi de içeriyor. Hidrojen teknolojisi, elektrolizden üretilen yeni nesil biyoyakıtlar, akıllı şebekeler, yapay zekâ, büyük veri, nesnelere interneti ve benzeri alanlardaki gelişmeler de yine aynı kapsam içerisinde yer almakta.

Diğer taraftan, bu dönüşüm sürecine önemli ölçüde katkı sağlayan unsurlar da bulunmakta. Küresel ısınma olgusuna karşı tüm dünyada alınmakta olan önlemler ve bu amaçla yenilenebilir enerjilere hükümetler tarafından sağlanan teşvikler, söz konusu unsurların başında geliyor. Bu çerçevede 2015 tarihli Paris İklim Anlaşması, neredeyse tüm ülkelerin iddialı emisyon azaltım hedefleri koyduğu bir dönüm noktası olmuştur. O tarihten itibaren, kömürün önündeki bariyerler daha da yükselmiş, kömüre dayalı enerji yatırımlarının finansmanı ve yapılabirlikleri çok daha zorlaşmıştır. Bu süreçte küresel ölçekli banka, varlık yönetimi ya da sigorta kuruluşlarının hızla kömür madenciliği ve kömürlü santral finansmanından çekildikleri görülmektedir.

Enerji dönüşümüne katkı sağlayan bir diğer unsur ise karbon fiyatlandırma mekanizmalarıdır. Küresel ısınmayı önleme kapsamında birçok ülke emisyonları fiyatlandırma yoluna gitmektedir. Dünyada uygulanmakta olan karbon fiyatlandırma mekanizmalarının sayısı son on yılda iki katından fazla artış göstermiştir ve küresel düzeyde yaygınlaşmaları halinde kömürden kaçışın daha da hızlanacağı açıktır.

Kömürden kaçış olgusu yatırımları da doğrudan etkilemektedir. Küresel enerjinin dörtte birinden fazlasını tedarik eden kömürün toplam enerji yatırımları içindeki payı günümüzde yüzde 5 düzeyine kadar gerilemiştir. Kömürün geleceğine ilişkin belirsizlikler yıllardır küresel kömür endüstrisinde belirleyici konumda olmuş uluslararası dev şirketlerin de kömürden uzaklaşmalarına neden olmaktadır.

Bununla beraber, son dönemlerdeki küresel gelişmeler dikkate alındığında, kömürün sahneyi çok da kolay terk etmeyeceği anlaşılmakta. Küresel kömür tüketiminin zirve noktasını 2013 yılında görmüş olduğu ve önümüzdeki yıllarda tekrar aynı seviyelere geri gelmeyeceğine ilişkin tüm dünyada genel bir görüş ortaya çıkmış olmakla birlikte, son 2 yılda yaşanan COVID-19 salgını ve Rusya-Ukrayna

krizi gibi gelişmeler tüm dünyada kömür tüketiminin artmasına neden olmaktadır. COVID-19 salgınıyla birlikte tekrar yükselişe geçen üretimler 2021 yılında 8 milyar ton civarında seyretmiş olup, 2022 yılında ise tarihin en yüksek kömür üretimi beklenmektedir.

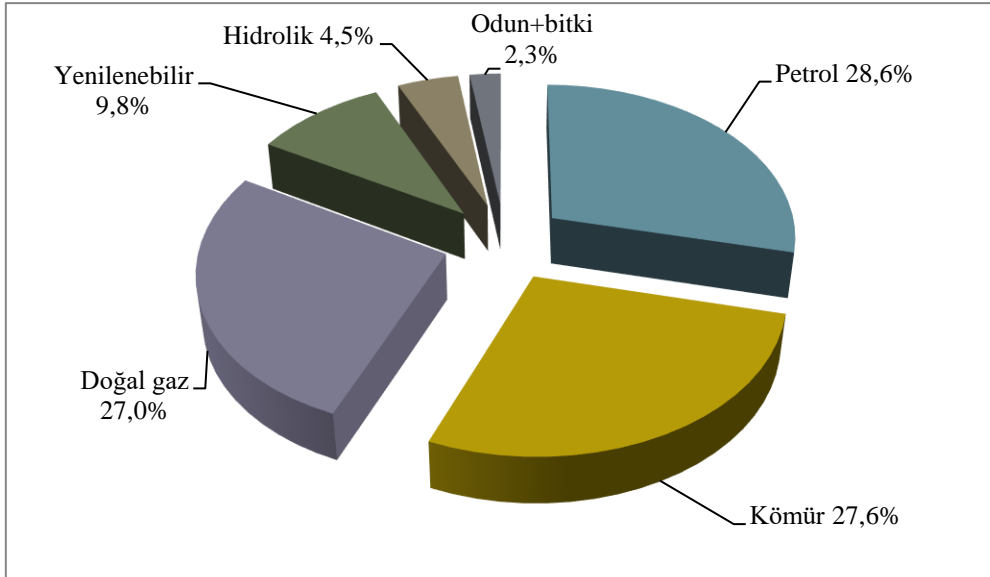
Diğer taraftan, son dönemlerde dünyada yaşanan enerji krizlerinin ya da yüksek fiyat artışlarının temel nedeni olarak, özellikle kömürü devreden çıkararak yerlerine yenilenebilir kaynakları teşvik eden politikaların olduğu da sıklıkla dile getirilmektedir. Son enerji krizlerinde yenilenebilir kaynakların talebi yeterince karşılayamadığı, bu nedenle gaz ve kömüre yüklenilmek zorunda kaldığı, fiyat artışlarının önemli ölçüde buradan kaynaklandığını ileri sürenlerin sayısı hiç de az değildir. Her ne kadar dönüşüm süreci daha hızlı gerçekleşseydi fosil yakıtlara daha az bağımlı olurduk ve bu krizi yaşamazdık diyenler olsa da günün sonunda faturanın iklim politikalarına çıkarılması da mümkün görünüyor.

Sonuç olarak; kömür söz konusu olduğunda iki kere düşünmekte yarar var.

4.3.2 TÜRKİYE'DE SEKTÖRÜN GÖRÜNÜMÜ

4.3.2.1 Birincil Enerji Arzı ve Kömürün Payı

Ülkemizde birincil enerji arzı 2020 yılında* toplam 147,2 MTEP (milyon ton eşdeğer petrol) olmuştur. Bu arzın kaynaklara dağılımında ilk sırayı 42,2 MTEP ile petrol ve petrol ürünleri almaktadır (Şekil 4.3.6). Petrolü sırasıyla; 40,7 MTEP ile kömür, 39,8 MTEP ile doğalgaz, 14,5 MTEP ile jeotermal, rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir kaynaklar, 6,7 MTEP ile hidrolik ve 3,4 MTEP ile odun, hayvan ve bitki artıkları izlemektedir (ETKB/EİGM 2022). 2020 yılı yerli kömür arzı; 13,9 MTEP linyit, 0,6 MTEP taşkömürü ve 1 MTEP asfaltit olmak üzere toplam 15,5 MTEP ve ithal kömür arzı ise 25 MTEP taşkömürü şeklindedir.

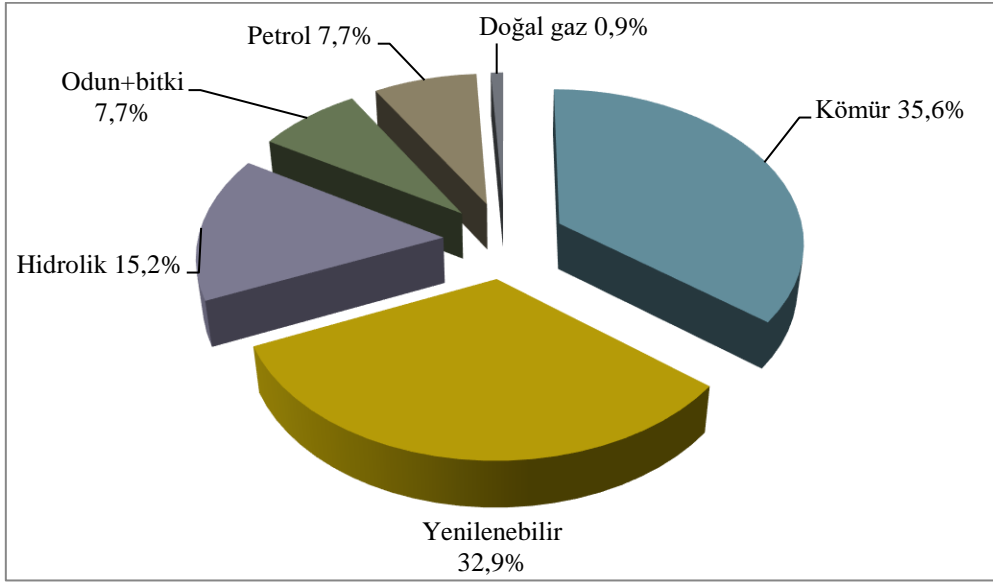


Şekil 4.3.6 Türkiye Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Dağılımı, 2020

2020 yılında Türkiye'nin birincil enerji üretimi 44,1 MTEP şeklinde gerçekleşmiştir. Söz konusu yerli üretimin kaynaklara dağılımında, 15,7 MTEP ile kömür ilk sırayı alırken, bunu 14,5 MTEP ile jeotermal, rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları, 6,7 MTEP ile hidrolik, 3,4 MTEP ile odun, hayvan ve bitki artıkları, 3,4 MTEP ile petrol ve 0,4 MTEP ile doğalgaz izlemektedir (Şekil

* 2021 yılına ilişkin resmi veriler, bu raporun hazırlandığı tarihte henüz yayımlanmamıştır.

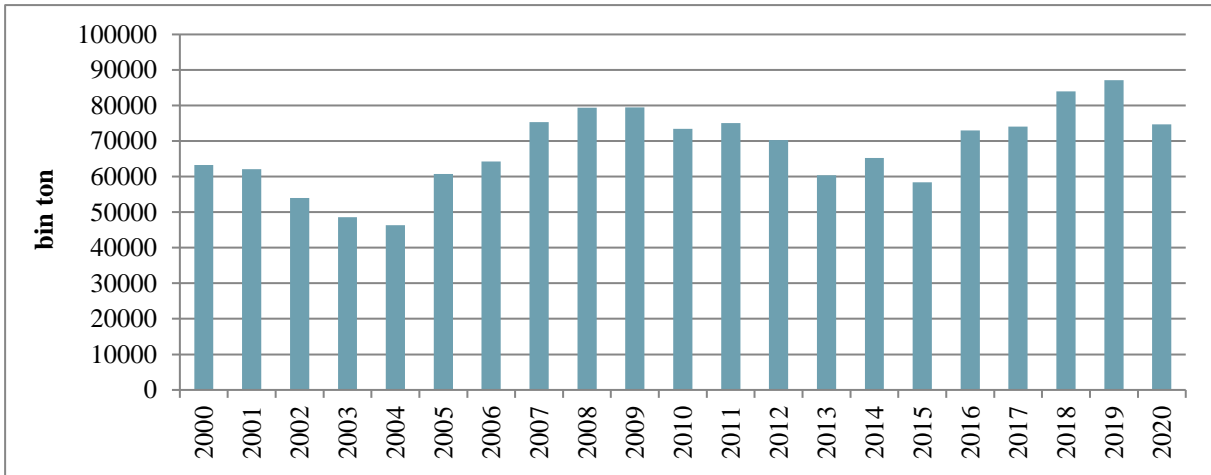
4.3.7). Yerli kömür üretimi; 14,1 MTEP linyit, 0,6 MTEP taşkömürü ve 0,9 MTEP asfaltit şeklindedir. Yerli kömür üretiminin enerji tüketimini karşılama oranı 2020 yılında %10,7 şeklinde gerçekleşmiştir.



Şekil 4.3.7 Türkiye Birincil Enerji Üretiminin Kaynaklara Dağılımı, 2020

4.3.2.2 Kömür Üretimi

Ülkemiz 2020 yılı satılabilir kömür üretimi bir önceki yıla göre %14,2 gerilemiş ve 71,6 milyon ton linyit, 1,1 milyon ton taşkömürü ve 2 milyon ton asfaltit olmak üzere toplam 74,7 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Taşkömürü üretimleri düşmeye devam etmektedir. Linyit üretimleri ise, 2016 yılından itibaren girdiği artış eğilimini 2020 yılı itibarıyla kaybetmiştir (Şekil 4.3.8). Bununla birlikte, linyit üretimlerinin 2021 yılında tekrar 2019 seviyelerine geri dönmesi muhtemeldir.

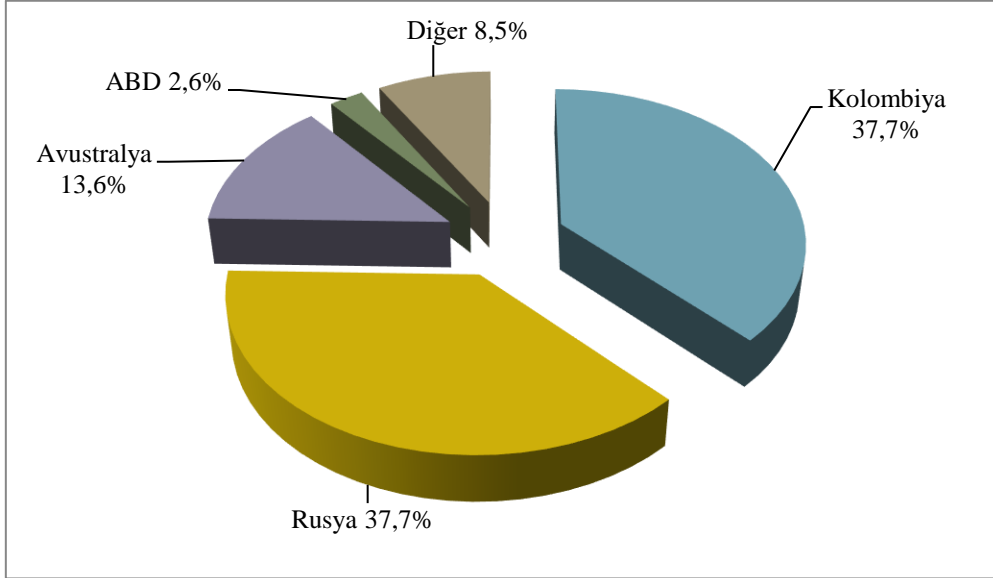


Şekil 4.3.8 Türkiye Kömür Üretimleri

4.3.2.3 Kömür İthalatı

Türkiye'nin kömür ithalatı son 10 yılda iki katına yakın artış göstermiş ve 2020 yılında 40 milyon ton düzeyine yükselmiştir. Küresel kömür ithalatının %2,7'sini Türkiye yapmaktadır ve dünyada yedinci sırada bulunmaktadır. Türkiye, 2021'de toplam 39 milyon ton kömür ithalatı yapmıştır. En yüksek

ithalat miktarları, her birinden 14,7 milyon ton olmak üzere Kolombiya ve Rusya'dandır. Bu ülkeleri 5,3 milyon ton ile Avustralya ve 1 milyon ton ile ABD izlemektedir (Şekil 4.3.9). Türkiye'nin kömür faturasası 2021'de 4,6 milyar dolar düzeyindedir.



Şekil 4.3.9 Kömür İthalatında Ülke Payları, 2020

4.3.2.4 Kömür Tüketimi

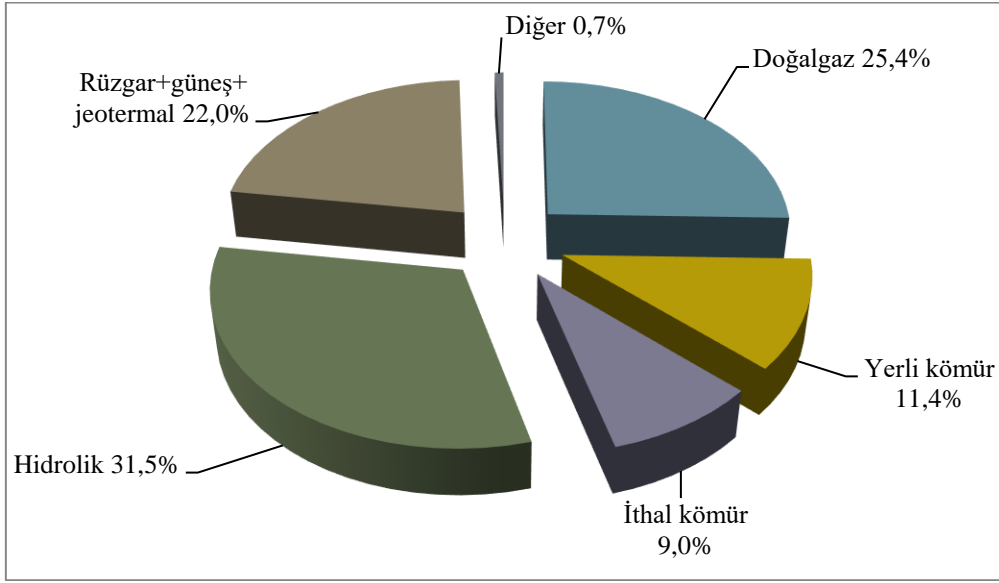
Ülkemizde 2020 yılında tüketilen kömür 40,9 milyon tonu yerli ya da ithal taşkömürü ve 72,3 milyon tonu ise linyit ve asfaltit olmak üzere toplam 113,2 milyon ton olmuştur. 2020 yılı taşkömürü arzının %57,8 oranındaki en büyük kısmı elektrik ve ısı üretiminde ve %12 oranındaki kısmı ise ısınma amaçlı olarak tüketilmiştir. Kok fabrikalarının payı %7,6 ve diğer sanayinin payı ise %14,1 düzeyindedir. Taşkömürü tüketiminde elektrik santrallarının payı giderek artmaktadır.

Ülkemizde üretilen linyit kömürleri; elektrik üretimi amacıyla termik santrallarda, sanayi sektörlerinde ve ısınma amaçlı olarak konut ve işyerlerinde tüketilmektedir. 2020 yılında 70,2 milyon ton olan toplam linyit arzının miktar olarak %85,3'ü elektrik ve ısı üretimi amacıyla tüketilmiştir. Sanayi sektörlerinde kullanım payı %6,2 ve konut-işyerlerinde kullanım payı ise %5,7 düzeyindedir. Bununla beraber, elektrik üretiminde kullanılan linyitlerin ısıl değerleri sanayi ya da ısınmada kullanılan kömürlere nazaran çok daha düşüktür.

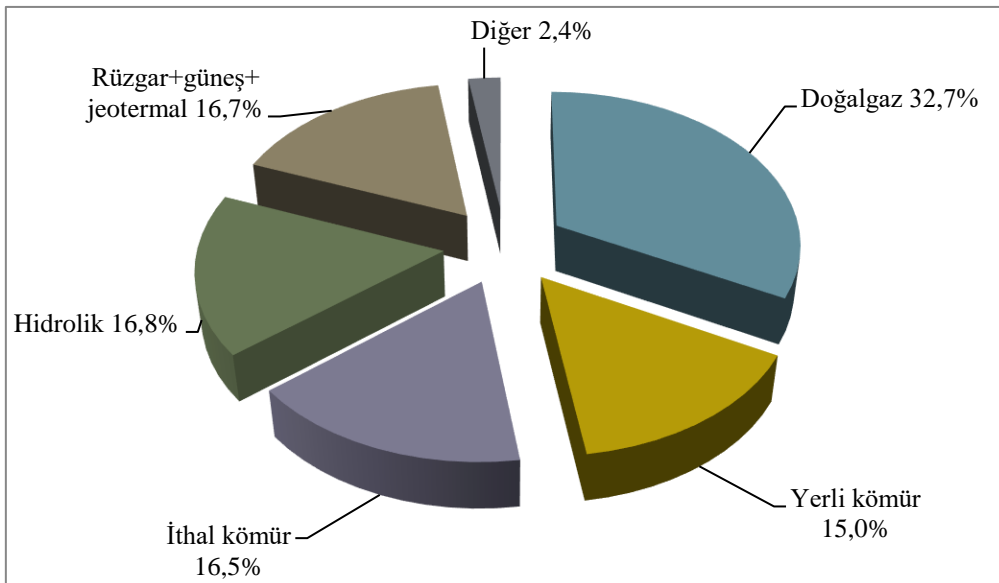
Türkiye'nin 2021 yılı kömür tüketiminin, tekrar 110 milyon tonun üzerine çıkması tahmin edilmektedir.

4.3.2.5 Elektrik Üretimi Amaçlı Kömür Kullanımı

Ülkemizin 2022 Şubat sonu itibarıyla kömüre dayalı santral kurulu gücü 20.382 MW düzeyinde olup toplam kurulu gücün %20,4'üne karşılık gelmektedir. Toplam kurulu güç içerisinde yerli kömüre dayalı güç 11.388 MW (%11,4) ve ithal kömüre dayalı kurulu güç ise 8.994 MW (%9) şeklindedir (Şekil 4.3.10). 2021 yılında kömüre dayalı (asfaltit dahil) santrallardan 104,2 TWh elektrik üretilmiş olup toplam üretim içerisindeki payı %31,4 düzeyindedir (Şekil 4.3.11). Bu miktarın yaklaşık 50 TWh kısmı yerli kömüre aittir. Yerli kömürün toplam brüt elektrik üretimi içindeki payı 2021 yılında %15 olmuştur. İthal kömüre dayalı santralların elektrik üretimindeki payı ise 54 TWh ile %16,5 oranındadır.



Şekil 4.3.10 Kurulu Güç İçinde Kaynakların Payı, 2022 Şubat Sonu



Şekil 4.3.11 Brüt Elektrik Üretimi İçinde Kaynakların Payı, 2021

Yerli kömürün ülkemiz elektrik kurulu gücü ve brüt elektrik üretimi içindeki payı hızla düşmektedir. 1986 yılında %37,3 düzeyine kadar yükselen kurulu güç içindeki pay 2004 yılında %18,4 düzeyine kadar gerilemiş, 2005 ve 2006 yıllarında devreye alınan Çanakkale Çan ve Afşin-Elbistan B santralleri ile %21 seviyesine kadar yükseltilebilmişse de daha sonra bu alanda yeterli yatırımın devreye girmemesi nedeniyle yerli kömürün kurulu güç içindeki payı %11,4 seviyesine kadar gerilemiştir.

Ülkemizde yerli kömür kullanan 52 adet elektrik santrali işletmededir. Bunlardan 20 adedinin kurulu kapasitesi 100 MW'ın üzerinde olup, diğerleri küçük kapasiteli otoprodüktör santrallerdir (Tablo 4.3.1).

Tablo 4.3.1 Türkiye’de Yerli Kömüre Dayalı Büyük Ölçekli Termik Santraller

Termik Santral	Kurulu Güç (MW)	Mülkiyet
Afşin-Elbistan A	1355	Özel (İHD)
Afşin-Elbistan B	1440	Kamu
Soma B 1-4	660	Özel
Soma B 5-6	330	Özel
Yatağan	630	Özel
Kemerköy	630	Özel
Çayırhan	620	Kamu
Seyitömer	600	Özel
Soma-Kolin	510	Özel
Kangal	457	Özel
Yeniköy	420	Özel
Tufanbeyli	450	Özel
Silopi	405	Özel
Tunçbilek B	365	Özel
Çan ODAŞ	330	Özel
Çanakkale Çan	320	Kamu
Çatalağzı	300	Özel
Bolu Göynük	270	Özel
Orhaneli	210	Özel
Yunus Emre	290	TMSF

Yerli kömüre dayalı santral kapasitesinin yaklaşık yarısı 1980-1990 yılları arasında tesis edilmiş olup, küçük ölçekli bazı otoprodüktör santraller dışında bu santrallerin hemen tamamı 2013 yılına kadar kamunun mülkiyetindedir. Bununla beraber 2013 yılından itibaren gerçekleştirilen özelleştirmeler sonucunda; Seyitömer, Kangal, Yatağan, Yeniköy, Kemerköy, Soma, Tunçbilek ve Çatalağzı Santralleri varlık satışı, Afşin-Elbistan A Santrali işletme hakkı devri yoluyla özel sektöre devredilmiştir.

Son yıllarda işletmeye alınan yerli kömür santralleri arasında; 320 MW gücündeki Ciner Silopi Santrali, 405 MW gücündeki Enerjisa Adana-Tufanbeyli Santrali, 270 MW gücündeki AKSA Bolu Göynük Santrali, 510 MW gücündeki Kolin Soma Enerji Santrali, 330 MW gücündeki Çan ODAŞ Santrali ve 290 MW gücündeki Yunus Emre Santrali (devreye alındıktan sonra işletme harici olarak TMSF elinde bekletilmekte) bulunmaktadır.

Ülkemizde ayrıca, toplam 8.994 MW kurulu gücünde 15 ithal kömür santrali bulunmakta olup, bunlardan 9 adedinin kurulu gücü 100 MW’ın üzerindedir.

4.3.2.6 Rezervler

Ülkemizde, doğalgaz ve petrol rezervleri oldukça sınırlı olmasına karşın, 733 milyon tonu görünür olmak üzere yaklaşık 1,5 milyar ton taşkömürü ve önemli bir bölümü görünür nitelikte toplam 19,3 milyar ton linyit kaynağı bulunmaktadır (TTK 2021; MTA 2022).

Son yıllarda yürütülen arama ve rezerv geliştirme çalışmaları sonucunda ciddi bir kaynak artışı sağlanmıştır. Yeni sahaların bulunmasına ve kaynak artışına yönelik çalışmalar MTA tarafından sürdürülmektedir.

Taşkömürü rezervlerimizin tamamı Türkiye Taşkömürü Kurumu'nun (TTK) ruhsatında bulunmaktadır. Havzada bugüne kadar yapılan rezerv arama çalışmalarında, -1200 m derinliğe kadar tespit edilmiş toplam jeolojik rezerv 1,5 milyar ton olup, bunun yaklaşık %48'i görünür rezerv olarak kabul edilmektedir. Havza kömürlerinin ısı değeri 6.200–7.250 kcal/kg arasında değişmektedir.

2005 yılına kadar 8,3 milyar ton olarak hesaplanan linyit kaynağımızın çoğunluğu 1976–1990 yılları arasında bulunmuş, bu dönemden sonra kapsamlı rezerv geliştirme etüt ve sondajları yapılamamıştır. 2005 yılında başlatılan çalışmalar neticesinde; 2005-2012 yıllarını kapsayan dönem içinde önemli kaynak artışları sağlanmıştır. Daha sonra kapsamı genişletilen çalışma ile Trakya, Manisa-Soma-Eynez, Eskişehir-Alpu, Afşin-Elbistan ve Konya-Karapınar'da ilave linyit kaynağı tespit edilmiştir. Böylelikle, uzun yıllardır 8,3 milyar ton olarak bilinen linyit kaynağı 2022 yılı itibarıyla toplam 19,3 milyar tona ulaşmıştır. Bununla beraber, ülkemiz linyit rezervlerinin ısı değerleri oldukça düşüktür. Genel olarak 1.000 kcal/kg ile 4.200 kcal/kg arasında değişiklik göstermekle birlikte yaklaşık %90'ının alt ısı değeri 3.000 kcal/kg'ın altındadır.

KAYNAKLAR

BP (British Petroleum), 2021. Statistical Review of World Energy 2021.

IEA (International Energy Agency), 2021a. World Energy Outlook 2021, Paris.

IEA (International Energy Agency), 2021b. Key World Energy Statistics 2021, Paris.

ETKB/EİGM (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı/Enerji İşleri Genel Müdürlüğü). 2022. 2020 Yılı Ulusal Enerji Denge Tablosu. ETKB/EİGM Web Sitesi: <<https://enerji.gov.tr/enerji-isleri-genel-mudurlugu-denge-tablolari>>, Erişim tarihi: 3 Nisan 2022.

MTA (Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü). 2022. Kömür Arama Araştırmaları. MTA Web Sitesi: <<https://www.mta.gov.tr/v3.0/arastirmalar/komur-arama-arastirmalari>>.

TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi). 2022. Kurulu Güç Raporu – Şubat 2022. TEİAŞ Web Sitesi: <http://www.teias.gov.tr/>.

TTK (Türkiye Taşkömürü Kurumu). 2021. 2020 Yılı Taşkömürü Sektör Raporu. Mayıs 2021.

ÖZGEÇMİŞ



Dr. Nejat Tamzok
nejattamzok@yahoo.com

Bartın-Amasra doğumludur. Lisans ve yüksek lisans derecelerini Orta Doğu Teknik Üniversitesi Maden Mühendisliği Bölümü'nden, doktora derecesini Ankara Üniversitesi Siyasal Bilgiler Fakültesi Siyaset Bilimi ve Kamu Yönetimi Bölümü Yönetim Bilimleri Kürsüsünden almıştır.

1985 yılından itibaren Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu Genel Müdürlüğü'nde çalışmaktadır. TKİ Planlama Müdürlüğü ile Stratejik Planlama ve İç Kontrol Sistemleri Koordinatörlüğü görevlerini yürütmüştür. Hâlen aynı kurumda Baş Uzman olarak görev yapmaktadır.

Meslek yaşamı süresince çok sayıda kömür üretim projesinin yapımında proje mühendisi olarak görev alan Dr. Nejat Tamzok, TMMOB Maden Mühendisleri Odası hakemli yayını olan Bilimsel Madencilik Dergisi'nin Baş Editörlüğünü yürütmekte, aynı zamanda, Enerji Günlüğü isimli haber sitesinde köşe yazarlığı yapmaktadır.

Enerji ve madencilik alanlarına ilişkin çok sayıda çalışması çeşitli dergi ve gazetelerde yayınlanmış olup TMMOB Maden Mühendisleri Odası, Dünya Madencilik Kongresi Türk Milli Komitesi, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi ve ODTÜ Mezunları Derneği'ne üyelikleri bulunmaktadır.



BÖLÜM 5

NÜKLEER ENERJİ

5. NÜKLEER GÜÇ SANTRALLARINDAKİ GELİŞMELER

Nedim Bülent DAMAR
Elektrik Mühendisi

ÖZET

2020 ve 2021'de, dünyada ve Türkiye'de nükleer güç santralleri alanında önemli değişiklikler yaşanmadı. Özellikle dünyada COVID-19 salgını ön planda olduğundan; devam eden yatırımlar dışında nükleerden fazla söz edilmedi. İklim değişikliğinin olumsuz etkilerini azaltmaya yönelik çalışmalar yoğunlaşır, alınması gereken önlemler somutlaşır oldu. Bu bağlamda, kömürden çıkışın hızlanması tartışılırken elektrik üretiminde nükleer santrallerin de bir seçenek olması değerlendirildi ve Avrupa Birliği tarafından nükleer santraller doğalgaz santralleri ile birlikte kömür santrallerinin alternatifi olarak resmen kabul edildi.

Bunun yanında küçük modüler nükleer santraller üzerinde çokça duruldu ve önümüzdeki dönemde bu tip reaktörlerin önem kazanacağı öne sürüldü.

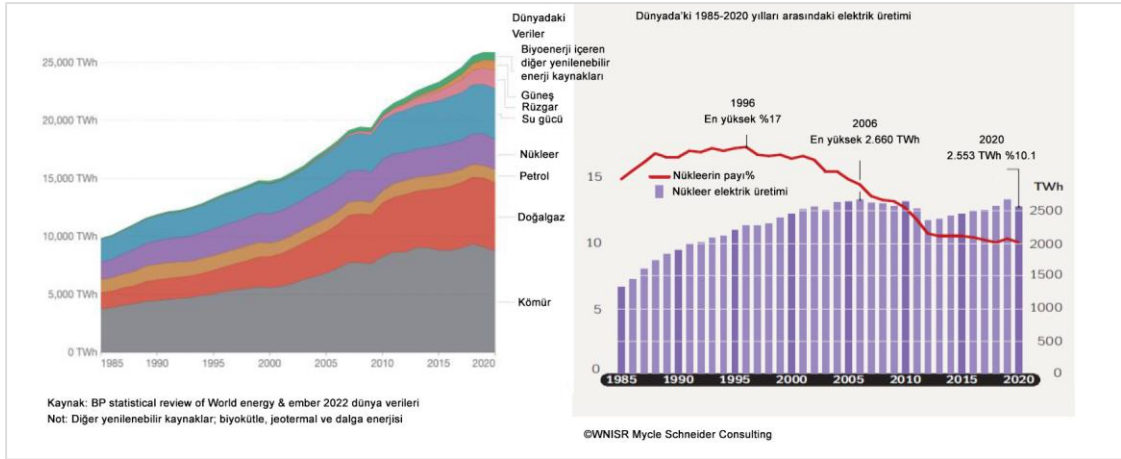
Türkiye'de Akkuyu Nükleer Güç Santralının yapımına devam edildi. Sinop nükleer santrali için EÜAŞ'nin yurtdışı alt kuruluşu olan EÜAŞ International Şirketinin santralin yapımından vazgeçen Japon-Fransız grubunun yapımcı olarak isimleri ve verileri kullanılarak yaptırdığı ÇED raporunun Çevre, Şehircilik ve İklim Bakanlığı'na kabul edilmesinin ardından Sinop'lu yurttaşlar, kuruluşlar, emek ve meslek örgütleri tarafından açılan "ÇED Olumlu" kararının iptali için Samsun 3. İdare Mahkemesinde açtıkları dava, mahkeme tarafından reddedildi.

Cumhurbaşkanlığı KHK ile kurulan Nükleer Düzenleme Kurumu (NDK) kuruluş kararnamesi Anayasaya aykırılık gerekçesi ile iptal edildi ancak bir yıl sonra TBMM'ce kabul edilerek yasalastı.

2022 yılı Şubat ayı sonunda başlayan Rusya Ukrayna savaşında Çernobil ve Zaporijya Nükleer Güç Santrallerinin savaş alanı ortasında kalması ve bombalı saldırılara hedef olmaları, vurulmaları halinde tüm dünya için büyük tehlike yaratacakları görüldü; bu durum nükleer santral yapımını planlayan ülkeleri bir kez daha düşünmeye yöneltti.

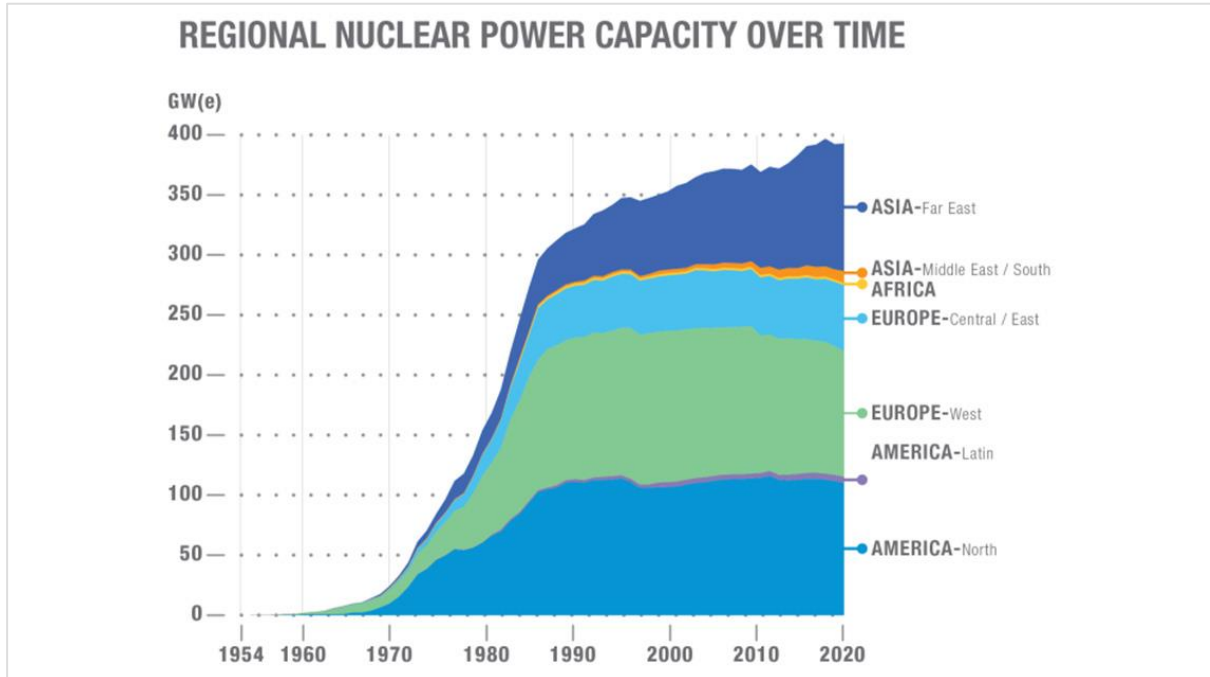
5.1 DÜNYADA NÜKLEER SANTRALLAR KONUSUNDAKİ GELİŞMELER

Dünyada Mart 2022 itibarı ile 414 adet işletmede olan reaktör ve 53 adet inşa halinde reaktör bulunmaktadır. Nükleer santralların toplam kurulu gücü 393.316 MW, 2021 yılı toplam üretimi ise yaklaşık 2.600 milyar kWh'dir. Bu üretim değeri ile, 2021 yılında nükleer santrallar dünya elektrik üretiminin %10,3 ünü sağlamıştır. İnşa halindeki nükleer reaktörlerin toplam gücü 53.644 MW'dır. Nükleer santrallardan yıllara göre elektrik üretimi, diğer kaynaklar ile birlikte Şekil 1'de gösterilmiştir.



Şekil 5.1 Dünya Kaynaklara Göre Elektrik Üretimi Gelişimi

Şekil 1'de görüleceği üzere nükleer enerjiden elde edilen elektriğin payı geçtiğimiz yıllarda %17,5 seviyelerine kadar yükselmiş olmasına karşın son yıllarda düşerek %10 seviyelerinde sabit kalmış durumdadır. Nükleer üretimde önemli bir artış olmamasına, önemli sayıda reaktörün kapatılmış olmasına ve yeni devreye alınan reaktörlerin sayı olarak azalmasına karşın son 20 yıldır yapılan reaktörlerin genelde 1.000-1.500 MW gibi büyük güçlerde olmaları nedeni ile nükleer kurulu güç artmaktadır. (Şekil 2)



Şekil 5.2 Bölgelere Göre Nükleer Santral Kurulu Güç Gelişimi

Şekil 2'de açıkça görüldüğü üzere Avrupa ve Amerika kıtalarında nükleer santral kurulu gücünde bir artma olmaz iken Asya kıtasındaki ülkelerde çok büyük oranda nükleer güç artışı olmuştur. Bunun ana nedeni son çeyrek asırda Çin, Hindistan ve Güney Kore ile Rusya'da çok sayıda nükleer santral yapılmış olmasıdır.

2021 yılı başından Mart 2022 tarihine kadar 9 adet reaktör devreye alınmış, 10 adet reaktör kapatılmış, 13 yeni reaktörün inşasına başlanmıştır. Son iki yılda da nükleer endüstride, 2010 yılından beri devam eden eğilimin sürdüğünü, bir kısım Asya ülkelerinde yeni santral yapımının arttığını, Avrupa ve Amerika ülkelerinde ise nükleer santrallardan elektrik üretiminde kısmi azalışların sürdüğünü görmekteyiz.

2021 yılının, büyük felaketlere neden olan Çernobil Nükleer Santrali kazasının 35. yılı ve Fukuşima Daiichi Nükleer Santral kazasının 10. yılı olması nedeniyle, bu iki felaketin sonuçlarının ne durumda olduğunun hatırlanması yerinde olacaktır.

5.1.1 35. Yılında Çernobil

1986 yılında 4 numaralı reaktöründe meydana gelen çekirdek erimesi sonucunda Ukrayna'nın Çernobil isimli bölgesi felaket bölgesi haline geldi. Çernobil'de Rus yapımı 4 reaktör devrede ve 2 reaktör de inşa aşamasında idi. O felaket sonrasında saha insandan arındırıldı ve son reaktörün de 2000 yılında kapatılmasından sonra tamamen terk edildi. Hasarlı 4. Reaktörden radyoaktif sızıntıların önlenmesi için çok çeşitli çalışmalar yapıldı. Kullanılmış yakıtın tehlike arz etmeyecek şekilde depolanması için gerekli önlemler alınmaya çalışıldı.

2016 yılında büyük uğraşlar sonucu 4. reaktörün üzerine kapatılan ve dünyanın en büyük hareketli yapısı olan çelik zırh ile kaza sırasında reaktörün içerisinde bulunan yakıt, kullanılmış yakıt ve diğer radyasyona bulaşmış yakıtı örterek yayılımın önlenmesi amaçlanmıştır. 1,8 milyar dolara mal edilen ve etkili ömrü 100 yıl olan bu zırhın inşasından sonra yapılan radyasyon ölçümlerinde artış görülmemesi zırhın amaçlanan görevini yerine getirdiğini göstermektedir. Ancak zırhın altında kalan malzemelerin kendi içerisinde reaksiyona girip yeni bir kazaya neden olma riskinin devam ettiği ilgililer tarafından ifade edilmektedir. Çernobil'de halen sahada merkezi geçici havuzlarda bekletilen atık yakıtlar için inşa edilmekte olan 100 yıl ömürlü kuru yakıt depolarının birincisinin yapımı 2021 yılı içerisinde tamamlanmış ve atıkların havuzlardan bu depoya nakline başlanmıştır.

Hasarlı 4. Reaktörün temizlenmesi için devam eden işlerin ve 3. Reaktörün söküm işlemlerinin 2065 yılında tamamlanması planlanmaktadır. Son Rusya Ukrayna savaşından sonra bu planların ne şekilde hayata geçirilebileceğini ise bugünden bilmek mümkün değildir.

Ukrayna hükümeti Çernobil kazasının etkilerini dünyaya gösterebilmek için Çernobil'de turizm faaliyetleri düzenlemiş ve Çernobil nükleer santralının bulunduğu sahanın 200.000 kişi tarafından ziyaret edilmesine olanak sağlayarak nükleer kazalarla ilgili farkındalık yaratmaya çalışmıştır. Ayrıca sahaya CEZ (Chernobyl Exclusion Zone) adını vererek dünya mirası statüsü verilmesi için Birleşmiş Milletler'e müracaat etmiştir.

Yapılan resmî açıklamalarda Çernobil nükleer kazasının etkilerini gidermek için 2021 yılına kadar; Belarus hükümetinin 1991-2003 yılları arasında 13 milyar dolar, Ukrayna hükümetinin 1991-2015 yılları arasında 20 milyar dolar harcama yaptığı ve dolaylı etkileri ile kazanın 2015 yılına kadar Ukrayna'ya maliyetinin 232 milyar dolar olduğu açıklanmıştır. Son yıllarda Çernobil kazasının etkilerinin önlenmesinde Avrupa Birliği unsurları görev almıştır.

Görüldüğü üzere Çernobil felaketinin etkileri bugüne kadar devam ettiği gibi yapılan planlamalara göre 2065 yılında bile henüz sahanın tekrar insan kullanımına açılması yönünde bir planlama yoktur. Buradan anlaşıldığına göre Çernobil nükleer felaketinin fiziki etkilerinin görünürlüğünün kaldırılması belki de 100 yıl veya daha fazla devam edecektir.

5.1.2 10. Yılında Fukuşima

Çernobil kazasından sonra dünyadaki en büyük nükleer facia 2011 yılında Japonya'da Fukuşima Daiichi nükleer santralında meydana geldi. Denizde olan büyük depremin yarattığı tsunami sonrası Fukuşima bölgesi ile Daiichi nükleer santralının 6 reaktörü de sular altında kaldı. 4, 5 ve 6 no'lu reaktörler devrede olmadıkları için fazla hasar görmedi. Santralin soğutma sistemini besleyen elektrik devrelerinde hasarlar oluştu. Soğutma yapılamadı ve reaktör çekirdeklerinde aşırı ısınmalar meydana geldi. 1, 2 ve 3 no'lu reaktörlerde kısmi erimeler ve bazı patlamalar oldu. Reaktör binaları hasar gördü, kullanılmış yakıt tanklarında su seviyeleri düştü ve radyasyon sızıntıları başladı. Tsunami, nükleer reaktör binalarındaki patlamalar ve yangınlar büyük hasarlara neden oldu. Bir kısım kullanılmış nükleer yakıtın yüzeye çıkma tehlikesi yaşandı. Tehlikenin büyüklüğü karşısında Fukuşima bölgesinde nükleer santral etrafında 20 km çapındaki alanda yaşayanlar tahliye edildi.

Aradan geçen on yılda ancak 4 ve 3 no'lu reaktörlerdeki kullanılmış yakıt temizlenebildi, 1 ve 2 no.lu reaktörlerde temizlik halen sürüyor. Dolayısı ile bu alanlarda radyasyonlu su üremeye devam ediyor. Başlangıçta meydana gelen kirliliğin su miktarı üçte bir oranına düşmüş durumda. Japon hükümeti bu kirliliği yani radyasyonlu suyun okyanusa deşarjına izin verdiği için büyük eleştirilere uğradı. 1 no'lu reaktörün kullanılmış yakıt temizliğinin 2027-2028 yıllarında, 2 no'lu reaktörün ise 2024-2026 yıllarında tamamlanması planlanıyor. Hasarlı reaktörlerin temizlenmesi, sökümü veya onarımı konularında henüz açıklanmış bir plan bulunmuyor ancak uzmanlar bu işlemlerin en az çeyrek asır süreceğini tahmin ediyor.

Kazanın onuncu yılında bölgede yaşayan 35.000 kişi henüz geri dönmüş değil ve ne zaman dönebilecekleri konusunda kesin bir plan yok. Kazadan sonra sağlık konusunda görülen en önemli husus tiroit kanser vakalarındaki artış olarak belirtiliyor.

Nükleer santralde meydana gelen kazanın sebep olduğu hasar bedelini hesaplamaya yönelik çalışmalarda, Japon hükümetinin ilk tahminlerinden dört mislinden fazla artarak 2021 yılında 23,8 trilyon yen, yani 224 milyar dolar olarak açıklandı. Bağımsız Japon kuruluşu JCER ise 2017 yılında meydana gelen hasarın 460-660 milyar dolar arasında olacağını açıklamıştı.

Fukuşima ve Çernobil felaketleri, tüm dünyaya nükleer kazaların sonuçlarının ne kadar büyük ve yıkıcı olabileceğini göstermektedir. Bir nükleer reaktörün teknik ömrü en fazla 60-70 yıldır, ancak bir kaza durumunda verdiği hasar ve tehlikeler asırlarca giderilememektedir. Bir kaza olmasa bile atıklar ve reaktör söküldükten sonra ortaya çıkan radyasyonlu parçaların depolandığı alanlar insanların yüzlerce yıl giremeyecekleri alanlar yaratmaktadır.

Çernobil ve Fukuşima bölgelerinin bugünkü durumları bu gerçeğin somut örnekleridir.

5.1.3 Rusya Ukrayna Savaşının Gösterdikleri

2022 yılı Şubat ayında başlayan Rusya Ukrayna savaşında, Ukrayna'da bulunan nükleer santrallerin savaş alanının ortasında kalması; nükleer santrallerin ne kadar tehlikeli tesisler olduğunu bir kez daha gözler önüne sermiştir.

Belarus sınırına yakın bir yerde olan Çernobil nükleer santralında tüm reaktörlerin devre dışı olmasına karşın, reaktörler içerisinde kalan kullanılmamış yakıtlarda ve havuzlarda bekletilen kullanılmış yakıtlarda reaksiyonların devam etmekte oluşu, bu alanı radyasyon yayılımı açısından potansiyel bir tehlike haline getirmektedir. Bu nedenle, santral alanında devam eden soğutma çalışmalarının sekteye uğraması, yeni nükleer reaksiyonlara, patlamalara ve radyasyon yayılmasına neden olabilecektir. Ayrıca, savaş koşullarında meydana gelebilecek yangınlar da, mevcut nükleer partiküller ile kirlenmiş alanların tozlarını uzak yerlere taşıyarak radyasyon yayılmasına neden olabilecektir. Bu iki tehlikenin gerçekleşmesi ise yeni bir nükleer felaket anlamına gelmektedir.

Ukrayna'da halen faal olan Zaporijya nükleer santrali da aynı Çernobil gibi savaş alanında kalmış ve hatta bir yardımcı tesis üzerine düşen füze yangına neden olmuştur. Korunaklı bir tesis olan Zaporijya nükleer santralında doğrudan reaktöre zarar verecek bir saldırı olmasa bile; santral alanına düşebilecek bombaların açıkta bulunan kullanılmış yakıt havuzlarına zarar vermesi durumunda, havuzlardaki suyun yakından geçen nehir sularına karışması mümkündür. Bu durumda, radyasyonlu sular kısa zamanda Karadeniz'e karışarak tüm bölgeye yayılabilecektir. Bu tür bir gelişme, yeni bir felaket demektir.

Bu iki gerçeklik, bir savaş durumunda nükleer santral tesisleri bulunan ülkelerde bu tesislerin bir savaş aracı ve hedefi durumuna geleceklerini ve yalnız buldukları ülkeler için değil, bütün dünya açısından büyük tehlikeler yarattıklarını açıkça göstermektedir.

Savaş sırasında henüz herhangi bir konuda anlaşmamış olan Rusya ve Ukrayna güçleri bu nükleer santrallara hasar vermeme konusunda zorunlu olarak, anlaşma zeminlerini oluşturma ile yükümlüdür. Ancak, zor savaş koşullarında ve nükleer silahların kullanılabileceği tehditlerinin sık sık dile getirildiği ortamlarda, nükleer santralların büyük bir risk teşkil ettiği görülmektedir.

Rusya Ukrayna savaşı, nükleer santralların da aynı nükleer silahlar gibi dünya için büyük tehlikeler taşıyan tesisler olduğunu savaş ortamında bir kez daha göstermiştir.

5.2 KÜÇÜK MODÜLER NÜKLEER REAKTÖRLER (SMR-SMALL NUCLEAR REACTORS)

Son yıllarda dünyada küçük modüler nükleer reaktörlerin (kısaca SMR) tasarımı için önemli çalışmalar yapılmakta ve bu tür reaktörlerin önümüzdeki dönemlerde nükleer endüstri içerisinde önemli yere sahip olacağı çokça dile getirilmektedir.

Genel tarif olarak gücü 300 MW'a kadar olan ve kolay kurulum yöntemleri bulunan reaktörler SMR olarak adlandırılmaktadır. Küçük güçlü ve hacimli olmaları nedeni ile klasik nükleer reaktörlere göre nükleer güvenlik kriterlerinin SMR'lerde daha kolay sağlanabileceği düşünülmektedir.

Arjantin, Kanada, Çin, ABD ve İngiltere gibi birçok ülkede bu tür reaktörler üzerinde tasarım çalışmaları yapılmaktadır. Değişik tasarımlar ve soğutma sistemleri üzerinde çalışılmaktadır. Küçük güçte oldukları için, ön montaj ve testlerinin imalat sahasında yapıldıktan sonra asıl montaj sahasına gönderilebilecek olmaları büyük bir avantaj olarak görülmektedir. Böylece yapım süresi önemli ölçüde kısacaktır. Bu tür reaktörlerde henüz işletmeye alınmış bir örnek yoktur. Çin'de, uzun yıllardır yapımına devam edilmekte olan ve SMR tanımına da çok uymayan bir reaktörün yakında devreye alınabileceği söylenmektedir.

Tüm bu çalışmaların ana amacı, nükleer reaktörlerin daha düşük birim maliyet ile imal edilebilmesini sağlamaktır. Şimdiye kadar yapılan çalışmalar henüz tasarım aşamasını geçemediğinden bu hususta kesin bilgiler yoktur. SMR'lerin önümüzdeki on yıllar içerisinde tasarım aşamasını tamamlayıp prototip aşamasına geçebileceği öne sürülmekte ise de, bu konuda çalışmalara başlayan bazı ülkeler, tasarım yatırımlarının çok pahalı olması nedeni ile çalışmalarını durdurmuşlardır.

Türkiye'de de, EÜAŞ bu konuda ön çalışmalar başlatıldığını ve bir İngiliz şirketi ile iyi niyet anlaşması imzaladığını açıklamıştır, ancak bugün için çalışmaların ne durumda olduğu konusunda kamuoyuna yansımış bir bilgi bulunmamaktadır.

5.3 TÜRKİYE'DE NÜKLEER SANTRALLAR KONUSUNDAKİ GELİŞMELER

Ülkemizde, Rus Rosatom firması tarafından inşa edilmekte olan Akkuyu Nükleer Santrali (Akkuyu NGS) dışında inşa halinde bir nükleer santral bulunmamaktadır. Daha önce yapımına başlanacağı

resmi makamlarca ifade edilen Sinop Nükleer Santralının yatırımcıları santrali yapmaktan vazgeçtiklerini açıklamışlardır.

Türkiye'de bir nükleer santralin yapımı ve işletilebilmesi için gereken mevzuat Akkuyu NGS'nin inşa çalışmaları oldukça ilerlemiş olmasına rağmen henüz tamamlanamamıştır. Daha önce Uluslararası Atom Enerjisi Kurumu'nun (IAEA) tavsiyeleri doğrultusunda kurulmaya ve hazırlanmaya başlanan kurum, kuruluş, yönetmelik ve şartnamelerin hazırlanması için çalışmalar yapılmakta ise de birtakım usullere uyulmadığı için yapılan hazırlıklar genellikle sonuçsuz kalmaktadır. Bir ülkede nükleer santral işletilebilmesi için ön koşul olan Bağımsız Nükleer Düzenleme Kurulu'nun, Kuruluş Yasası henüz Mart 2022'de TBMM'ce kabul edilmiş ise de muhalefet tarafından Anayasaya uygun görülmediği için yargıya başvurulmuştur.

5.3.1 Akkuyu Nükleer Güç Santralındaki Gelişmeler

2010 yılında Rusya federasyonu ile yapılan bir anlaşma ile Mersin Akkuyu Beldesinde yapımcısı, işleticisi, sahibi Rusya devlet kuruluşu ROSATOM olacak şekilde her biri 1.200 MW gücünde, 4 reaktörden oluşacak bir nükleer santral kurulması kararlaştırılmış ve uluslararası anlaşma haline getirilip TBMM'de yasalaştırılmıştır. Akkuyu NGS her şeyi ile Rus devlet şirketi Rosatom tarafından yapılıp işletilecek ve üretilen elektriğin %50'si, 12,35 ABD cent birim fiyat ile doğrudan bir devlet kuruluşu olan EÜAŞ'ye, geri kalanı da piyasa fiyatları ile piyasaya satılacaktır. Böylece teknik ömrü 60 yıl olan ve gerekirse işletmesi 80 yıla kadar uzatılabilecek bu Rus santrali Türkiye toprakları içerisinde elektrik üretecektir. Tam kapasite ile 2026 yılında devreye girmesi planlanan bu santral ile Türkiye elektrik tüketiminin %10'unun karşılanması hedeflenmektedir.

Anlaşmaların tamamlanmasından sonra gerekli mevzuat hazırlanmaya başlanmış ve 2015 yılında ilk inşaat temeli atılmıştır. Daha sonra 2018 yılında 1. Reaktörün, 2020 yılında 2. Reaktörün ve 2021 yılında 3. Reaktörün temeli atılmıştır. 2021 yılında da 4. Reaktöre inşaat izni verilmiştir. Yani her dört reaktörde de yapım çalışmaları başlamış durumdadır. 1 ve 2'nci reaktörlerde çalışmalar oldukça ilerlemiş durumda olup türbin jeneratörleri sahaya getirilmiştir. 1. Reaktörün çekirdek kabuklarının ve şaftının yapılmasına devam edilmektedir.

Akkuyu NGS'yi enterkonnekte sisteme bağlayacak olan enerji nakil hatlarının yapımına da, TEİAŞ tarafından devam edilmektedir.

Yapımcı şirket ve Enerji Bakanlığı yetkilileri 1'inci reaktörün 2023 yılında devreye alınacağını ifade etseler de; Rusya Ukrayna savaşının Akkuyu NGS'nin yapımına olabilecek etkileri dikkate alındığında 2023 yılında Akkuyu 1. Reaktörünün devreye alınması güç görünmektedir.

Akkuyu NGS'nin yapılmasının Türkiye açısından yararsız olduğu ve tehlike yaratacağı düşüncesinde olan birçok kişi ve kuruluşun inşaatın durdurulması ve projenin iptal edilmesi için açmış oldukları davalar devam etmektedir.

5.3.2 Sinop Nükleer Güç Santral Projesindeki Gelişmeler

Akkuyu projesine benzer şekilde Japonya şirketleri önderliğinde bir Japon-Fransız şirket konsorsiyumu tarafından Sinop'ta bir nükleer santral yapılması için uluslararası anlaşma imzalanmış, TBMM'de kabul edilerek yasalaşmıştır. Ancak yapımcı şirketler fiyat ve yapım süresinin artırılması talepleri kabul edilmediği için projeden çekilmişler ve proje durmuştur. Ancak daha sonra devletin elektrik üretim şirketi EÜAŞ, yurtdışında bir off-shore şirketi kurarak Sinop projesinin hazırlıklarını yapmakla görevlendirmiştir. Bu şirket daha önce EÜAŞ'nin Japon konsorsiyumu ile birlikte yapmakta olduğu hazırlık çalışmalarını kendisi devam ettirmiş ve birtakım mevzuat düzenlemeleri ile bu projeyi yürütmektedir. Bu çerçevede alelacele bir ÇED raporu hazırlattırılmış ve bu raporu Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı'nca uygun bulunmuştur. Projeden çekilmiş olan Japon-Fransız

Konsorsiyumu verileri ve reaktör tipleri kullanılarak, sanki projeden çekilen konsorsiyum projeyi gerçekleştirecekmiş gibi hazırlanan bu ÇED raporu, içerisinde birçok yanlış barındıran bir ibret belgesi niteliğindedir. Yapımcısı olmayan bir proje için yapımcısı mevcutmuş gibi göstererek ve projeden çekilmiş şirketlerin teknik verilerini kullanarak ÇED raporu hazırlama, kurallarına aykırı olarak hazırlanmış olan bu rapor kamuyu ve ilgilileri yanıltmaya yönelik bir belge niteliğindedir. Bu nedenle ÇED raporunun iptali için TMMOB ve birçok kuruluş yargı yoluna başvurmuştur. Samsun 3. İdare Mahkemesinde açtıkları dava, mahkeme tarafından reddedilmiş olmakla birlikte yargı süreci devam etmektedir. Diğer taraftan EÜAŞ, Sinop NGS ile ilgili yapımcı şirket arayışlarını sürdürmektedir.

5.3.3 Nükleer Mevzuat Çalışmaları

Türkiye’de çok eksik olan nükleer santral yapımı ile ilgili mevzuat Akkuyu NGS yapımına başlanması ile beraber uluslararası kurallara uyumlu olarak düzenlenmeye başlanmış ve ilgili kurumların yapılması için çalışmalar yürütülmektedir. Ancak bir taraftan bir nükleer santral yapılırken “kervan yolda dizilir” anlayışı ile acele ve fazla düşünülmeden verilen kararlar birçok yanlış içermektedir. Bunun en bariz örneği yasa ile kurulması gereken ve bağımsız bir nitelikte olması ön koşul olan Nükleer Düzenleme Kurumu’nun bir Cumhurbaşkanlığı Kararnamesi ile bağımsız olma niteliği kuşkulu bir şekilde kurulması olmuştur. Bu Cumhurbaşkanlığı Kararnamesi, Anayasa Mahkemesi tarafından iptal edilmiş ve verilen sürenin bitmesine iki hafta kala TBMM’ye sunulan bir taslak ayrıntılı olarak görüşülme olanağı bulamadan bir gecede Mart 2022’de yasalaşmıştır.

NDK ve TAEK gibi öncülleri tarafından nükleer mevzuat olarak 2 tüzük, 7 idari yönetmelik, 29 teknik yönetmelik hazırlanmıştır. Diğer gerekli mevzuat IAEA kılavuzluğunda genellikle uluslararası mevzuata uygun olarak hazırlanmaya çalışılmaktadır.

5.4 SONUÇ

Yukarıda kısaca anlatılanlardan görüleceği üzere, dünyada ve Türkiye’de nükleer santraller ile ilgili olarak yeni ilave pek gelişme olmamış, önceden başlamış olan çalışmalara devam edilmektedir. Dünyanın nükleer santrallara karşı ikircikli tutumu devam etmektedir. Nükleer santrallerin kullanılmaması yönünde gelişmekte olan görüş ve davranışlar sürmekle birlikte karbonsuzlaştırma (sıfır karbon emisyonu) hareketinin başarısında nükleer santrallerin yerinin olup olmadığı konusundaki tartışmalar devam etmektedir. Pandemi ve Rusya Ukrayna savaşı nedeni ile artan fosil yakıt fiyatları da ayrıca nükleer santrallerin durumu hakkında yeni tartışmalara neden olmaktadır. Birtakım ülkeler iklim değişikliği ile mücadelede ve fiyat rekabetinde nükleer santralleri öne çıkarmaya çalışırken, bazı ülkeler yenilenebilir kaynakların hızla artırılmasını savunmaktadırlar.

Türkiye’deki iktidar bu safhada nükleer santrallerin sayısını artırma yönündeki çalışmalarına devam ederek nükleeri savunan ülkeler safında yer almaktadır. Ancak Rus devlet şirketi Rosatom tarafından bir Rus malı santral olarak yapılmakta olan Akkuyu NGS dışında yakın zamanda yapımına başlanabilecek bir yeni nükleer santral görünmemektedir.

ÖZGEÇMİŞ



Nedim Bülent Damar
damarnb@gmail.com

1947 Ankara doğumlu. 1970 yılında ODTÜ Elektrik Mühendisliği Bölümünden mezun oldu. Evli, iki çocuğu var.

Mesleki İş Deneyimleri:

1970-1979 Türkiye Elektrik Kurumu Hidroelektrik Santralleri İşletme Başkanlığı Mühendis-Başmühendis ve Müdür.

1980-1985 Çeşitli özel sektör kuruluşlarında Mühendis, Teknik Müdür ve benzeri görevler.

1985-Bugün Ortaklığının olduğu Pelka Elektrik Mühendislik San. ve Tic. AŞ'de yöneticilik.

Sivil Toplum Kuruluşları Katılımları:

TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası, 1970 yılından beri üye. 1975-1980 yılları arası Yönetim Kurulu Üyesi, 1979-1980 dönemi Yönetim Kurulu Başkanı.

EMSAD-Elektromekanik Sanayiciler Derneği, Kurucu üye, kuruluşundan 2001 yılına kadar Yönetim Kurulu Üyesi, iki dönem Yönetim Kurulu Başkanı

HESİAD-Hidroelektrik Santralleri İşadamları Derneği, kurucu Üye, Yönetim Kurulu Üyesi, Denetim Kurulu Üyesi.

ASO-Ankara Sanayi Odası Elektrik Komitesi Başkan ve üye (geçmiş yıllarda).

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi üyesi.

ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu üyesi.

TMMOB Nükleer Güç Santralleri İzleme Komitesi Üyesi.

Yayınlanmış Eserleri:

Enerji Politikaları

Hidroelektrik Santraller

Elektromekanik Sanayinin Sorunları

Nükleer Santraller üzerine çeşitli dergi ve gazetelerde yayımlanan makaleler ve araştırmalar.



BÖLÜM 6

YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI

6.1 TÜRKİYE HİDROELEKTRİK POTANSİYELİ VE GELİŞME DURUMU

Serpil SERDAR
Kimya Mühendisi

Su, ekosistemin vazgeçilmez bir parçası ve canlılar için yaşam kaynağıdır. Son yüzyıl içinde dünya nüfusu üç kat büyürken su kaynaklarına olan talep yedi kat artmıştır. İnsanlık için bu kadar değerli ancak kıt bir kaynağın boşa harcanmaması gerekir. Nüfusun hızla arttığı, su kaynaklarının hızla tahrip edildiği ve iklim değişikliğinin kuraklıklara neden olduğu göz önüne alındığında, Türkiye'nin gelecek nesillere sağlıklı ve yeterli su bırakabilmesi için kaynakların çok iyi korunup, akılcı kullanılması gerekmektedir.

Nüfus artışı, sanayileşme, refah seviyesinin yükselmesi ve teknolojik gelişmeler nedeniyle dünyada ve ülkemizde enerji kaynaklarına olan ihtiyaç her geçen gün artarak devam etmektedir. Fosil yakıt kaynakları kullanan tesislerin yarattığı çevre sorunları, menşe ülkelere bağımlılığın çeşitli siyasi ve ekonomik sorunlara yol açması, fiyat dalgalanmaları ve istikrarsızlıkları gibi nedenlerden dolayı yenilenebilir enerji kaynaklarına olan ilgi artmıştır.

Dünya üzerindeki su kaynaklarına genel olarak bakıldığında; evsel, tarımsal ve sanayi amacı ile güvenli olarak kullanılabilir su kaynakları dünyadaki toplam su kaynaklarının ancak %2.5 gibi küçük bir kısmıdır. Su kaynaklarının dünya üzerinde tüm insanlar ve ülkeler için dengeli dağılmadığı göz önünde bulundurulduğunda, su ve su kullanımının ülkelerin politikaları üzerindeki etkileri kaçınılmaz olmaktadır.

Bu nedenle, mevcut su kaynaklarının korunması, alternatif su kaynaklarının geliştirilmesi, ekolojik çevre ile uyumlu teknoloji ve yöntemlerle, kalkınma ve toplumsal refahın artırılması doğrultusunda değerlendirilebilmesi için, toplum yararına su politikalarının oluşturulması ve uygulanması gereklidir.

6.1.1 TÜRKİYE'NİN SU POTANSİYELİ

Dünyadaki toplam su miktarı 1,4 milyar km³'tür. Bu suların %97,5'i okyanuslarda ve denizlerde tuzlu su olarak, %2,5'i ise nehir ve göllerde tatlı su olarak bulunmaktadır.

Günümüz teknik ve ekonomik şartları çerçevesinde, çeşitli maksatlara yönelik olarak tüketilebilecek yerüstü suyu potansiyeli yılda ortalama toplam 94 milyar m³, 18 milyar m³ olarak belirlenen yeraltı suyu potansiyeli ile birlikte ülkemizin tüketilebilir yerüstü ve yeraltı suyu potansiyeli yılda ortalama toplam 112 milyar m³ olarak hesaplanmaktadır.

Ülkemizde, toprak ve su kaynaklarının geliştirilmesinden sorumlu olan kamu kurum ve kuruluşlarının geliştirdikleri projeler sonucu çeşitli maksatlara yönelik yıllık su tüketimi 2020 yılı sonu itibarıyla 57,44 milyar m³'e ulaşmıştır. Bu suyun;

- 44,25 milyar m³'ü (%77) sulama,
- 13,19 milyar m³'ü (%23) içme-kullanma suyu ve sanayi suyu ihtiyaçlarının karşılanmasında

kullanılmaktadır.

Türkiye'de suyun dörtte üçünün sulamada kullanılmasından dolayı sulama tesisi inşa edilirken, modern ve tasarrufu yüksek yağmurlama ve damlama sistemleri tercih edilmektedir. Türkiye'de kişi başına yıllık elektrik tüketimi 3.300 kWh/yıl düzeylerinde olup, bu miktar Avrupa ülkeleri elektrik enerji tüketimi ortalamasının altında kalmaktadır. Ülkemizin ekonomik ve sosyal bakımdan

kalkınmasının sağlanması için sanayileşme bir hedef olduğuna göre bu endüstrinin ve diğer kullanıcıların ihtiyacı olan enerjinin, yerinde, zamanında ve güvenilir bir şekilde karşılanması büyük önem arz etmektedir.

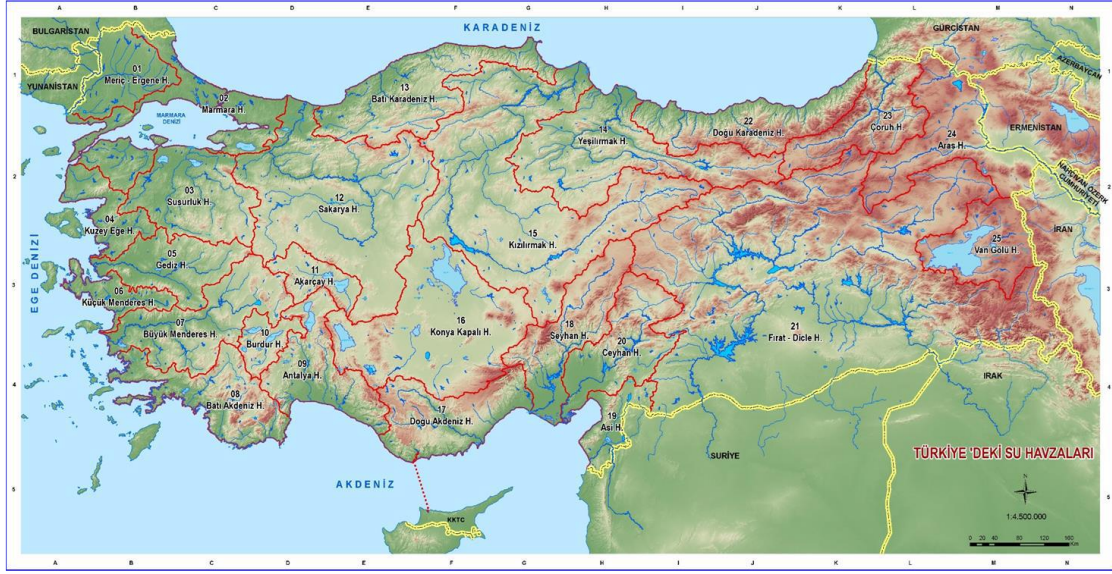
Ülkemiz coğrafi konumu sebebiyle her mevsim yağış alan bir ülke olmadığından baraj ve hidroelektrik santralleri yapmaya diğer ülkelere göre daha fazla ihtiyaç duymaktadır. Hidroelektrik enerji santralleri, kırsal kesimlerde ekonomik ve sosyal yapıyı canlandırması, düşük potansiyel risk taşımaları ve ani talep değişimlerine cevap verebilmeleri sebebiyle önem arz etmektedir.

Bu çerçevede, DSİ tarafından 2020 yılı sonu itibarıyla tamamlanan 876 baraj ve 651 gölette toplam 178,37 milyar m³ su depolanmıştır. Hidroelektrik potansiyelimizin enerjiye dönüştürülmesi sürecinde ve kamu-özel sektör tarafından tamamlanan hidroelektrik santrallerle 31.391 MW kurulu güç ve 108 milyar kWh'lık üretim gerçekleştirilmiştir.

Bunlardan bazılarının yüzey alanı: Atatürk Barajı 817 km², Keban Barajı 675 km², Karakaya Barajı 268 km², Hirfanlı Barajı 263 km², Altınkaya Barajı 118 km²'dir. Türkiye, göllerinin yanı sıra akarsuları açısından da zengin bir ülkedir. Kaynakları Türkiye topraklarında olan birçok akarsu değişik denizlere dökülür. Karadeniz'e Sakarya, Filyos, Kızılırmak, Yeşilirmak, Çoruh ırmakları; Akdeniz'e Asi, Seyhan, Ceyhan, Tarsus, Dalaman ırmakları; Ege Denizi'ne Büyük Menderes, Küçük Menderes, Gediz ve Meriç nehirleri; Marmara Denizi'ne Susurluk/Simav Çayı, Biga Çayı, Gönen Çayı dökülür. Ayrıca, Fırat ve Dicle nehirleri Basra Körfezi'nde, Aras ve Kura nehirleri ise Hazar Denizi'nde son bulur. Kızılırmak 1.355 km, Yeşilirmak 519 km, Ceyhan Irmağı 509 km, Büyük Menderes 307 km, Susurluk Irmağı 321 km, Suriye sınırına kadar Fırat Nehri 1.263 km, Dicle Nehri 523 km, Ermenistan sınırına kadar Aras Nehri 548 km uzunluğundadır (Şekil 1).

Türkiye'de teorik hidroelektrik potansiyel 433 milyar kWh/yıl, teknik olarak değerlendirilebilir potansiyel ise 216 milyar kWh/yıl olarak hesaplanmıştır. Türkiye'nin teknik hidroelektrik potansiyeli dünya teknik hidroelektrik potansiyelinin %1,5'ine, Avrupa teknik hidroelektrik potansiyelinin ise %18'ine tekabül etmektedir. ABD teknik hidroelektrik potansiyelinin %86'sını, Japonya %78'ini, Norveç %72'sini, Kanada %56'sını, Türkiye ise %50'sini geliştirmiş durumdadır.

Türkiye'nin teknik olarak değerlendirilebilir HES potansiyeli olan 216 milyar kWh/yıl'lık kısmın teknik, ekonomik, çevresel ve sosyal açılardan yapılabilir kısmı 180 milyar kWh/yıl'dır. Yapılabilir toplam potansiyelin 2021 yılı sonu itibarıyla üretim potansiyeli olarak işletmeye alınan kısmı 109 milyar kWh/yıl'dır. 2023 yılında üretim potansiyelimizin 135 milyar kWh/yıl'a ulaşılması hedeflenmektedir. Bugüne kadar geliştirilen (işletme, inşaat, planlama) potansiyelimiz yaklaşık 160 milyar kWh/yıl'dır. 2023 yılından sonra geliştirilecek ilave potansiyel ile toplam potansiyelin 180 milyar kWh/yıl düzeyine çıkması hedeflenmektedir.



Şekil 6.1 Türkiye'nin 25 Drenaj Havzasını Gösteren Harita

Türkiye'de 25 adet drenaj havzası bulunmaktadır. Bu havzaların baraj doluluk oranları Tablo 1'de yer almaktadır.

Tablo 6.1 Havza Bazında Ortalama Baraj Doluluk Oranları (%), 2010-2020

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Meriç-Ergene Havzası	51,26	40,22	37,70	38,60	37,90	39,70	36,00	34,70	51,30	38,40	25,50
Marmara Havzası	49,66	46,77	43,40	40,40	24,80	51,10	34,30	40,50	42,60	41,70	30,50
Susurluk Havzası	36,83	23,20	24,00	29,60	19,00	35,20	32,10	35,40	26,20	28,70	25,90
Kuzey Ege Havzası	53,04	50,06	56,20	45,70	40,30	48,80	49,90	45,70	40,80	48,80	24,50
Gediz Havzası	47,30	39,65	36,70	39,50	7,40	36,70	17,90	6,90	10,00	10,30	2,50
Küçük Menderes Havzası	4,34	8,19	36,70	51,90	41,90	52,90	34,80	27,10	18,70	35,00	23,70
Büyük Menderes Havzası	35,29	56,92	43,80	44,80	27,40	50,10	31,10	17,00	19,60	35,60	5,90
Batı Akdeniz Havzası	37,77	38,22	34,30	31,60	14,50	37,90	19,50	12,60	11,80	30,60	11,60
Antalya Havzası	39,74	22,97	40,40	35,50	26,10	45,50	29,60	14,70	13,40	24,00	24,00
Burdur Göller Havzası	26,94	29,83	48,30	31,10	26,10	54,60	15,80	4,90	0,60	5,20	0,90
Akarçay Havzası	37,04	55,64	60,80	43,70	25,30	67,90	44,60	23,40	11,20	18,40	13,10
Sakarya Havzası	37,13	42,95	42,70	44,70	32,20	50,80	41,50	32,90	29,80	37,00	30,80
Batı Karadeniz Havzası	41,30	33,76	40,50	20,80	31,60	34,10	35,60	28,10	51,30	39,40	27,60
Yeşilirmak Havzası	38,79	47,17	47,80	51,30	27,30	45,60	56,70	52,20	41,50	52,30	33,30
Kızılırmak Havzası	47,61	48,20	50,60	58,70	42,30	63,80	58,70	40,00	30,70	37,00	33,00
Konya Kapalı Havzası	60,52	65,75	9,20	5,60	8,10	32,20	15,00	22,70	17,40	25,50	18,90
Doğu Akdeniz Havzası	0,00	3,97	93,30	42,60	37,20	55,70	60,00	56,30	64,00	59,20	49,40
Seyhan Havzası	21,46	51,92	40,90	42,00	35,10	55,00	34,10	35,00	43,90	46,60	47,00
Asi Havzası	8,84	1,95	19,00	14,10	6,00	9,00	6,10	5,00	2,50	10,10	5,00
Ceyhan Havzası	35,57	48,17	43,70	34,00	10,00	51,20	26,10	26,60	23,60	57,60	52,00
Fırat - Dicle Havzası	60,28	62,42	50,90	60,20	33,80	56,00	50,70	36,20	34,20	59,30	47,40
Doğu Karadeniz Havzası	21,40	26,59	39,00	44,10	54,70	71,20	58,80	32,70	25,30	34,90	34,60
Çoruh Havzası	24,43	46,22	0,00	53,00	40,80	45,10	44,00	41,50	40,50	45,60	27,30
Aras Havzası	19,69	9,66	0,00	4,80	20,10	8,30	14,80	59,60	60,20	59,10	43,20
Van Gölü Havzası	40,69	34,14	27,20	29,60	3,00	12,40	15,40	19,90	21,20	21,40	31,80

Not: Rapor hazırlık döneminde 2021 değerleri DSİ İstatistiklerinde yayımlanmamıştır.

Ülkemizin nüfusu TÜİK verilerine göre 2021 yılı itibarıyla 84 milyon 680 bin 273 kişi olup, yıllık kullanılabilir su potansiyelinin 112 milyar m³ üzerinden hesap edilmesi durumunda, ülkemizde kişi başına düşen kullanılabilir yıllık su miktarının 2021 yılı için 1.323 m³ olduğu görülecektir. Toplam su potansiyelinin 2021 yılı gerçekleştirmelerine göre 58,41 milyar m³'ünün 45,05 milyar m³'ü (%77) sulama suyu, 13,36 milyar m³'ü (%23) ise içme-kullanma ve sanayi suyu olarak kullanıldığı tespit edilmiştir.

Su varlığına göre ülkeler aşağıdaki şekilde sınıflandırılmaktadır:

Su Fakiri: Yılda kişi başına düşen kullanılabilir su miktarı 1.000 m³'ten daha az.

Su Kısıtı: Yılda kişi başına düşen kullanılabilir su miktarı 2.000 m³'ten daha az.

Su Zengini: Yılda kişi başına düşen kullanılabilir su miktarı 8.000-10.000 m³'ten daha fazla.

Türkiye "su kısıtı" sınıfında olan bir ülkedir. Nüfusumuzun hızla arttığı, su kaynaklarımızın hızla tahrip edildiği ve iklim değişikliğinin kuraklıklara neden olduğu göz önüne alındığında, Türkiye'nin gelecek nesillere sağlıklı ve yeterli su bırakabilmesi için kaynakların çok iyi korunup, akılcı kullanılması gerekmektedir.

6.1.1.1 İklim Değişikliğinin Türkiye'nin Su Potansiyeline Etkisi

Türkiye'de yarı kurak iklim özellikleri görülür. Kuzey ile güney arasındaki enlem farkı da (6°) sıcaklık değişiminde önemli bir rol oynamaktadır.

İklim değişikliğiyle küresel mücadele Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (BMİDÇS) ile 21 Mart 1994 tarihinde resmi olarak başlamıştır. Bu sözleşmenin bilimsel yapısı olan Birleşmiş Milletler Hükümetler Arası İklim Değişikliği Panelinin (IPCC) 9 Ağustos 2021'de yayınlanan 6. Değerlendirme Raporu'nda, Sanayi Devrimi'nden günümüze kadar dünyanın ortalama sıcaklığının 1,1 derece arttığı ve son 10 yılın tüm zamanların en sıcak dönemi olduğu raporlanmıştır.

Dünyada iklim değişikliğinden en çok etkilenmesi beklenen bölgelerden Akdeniz Havzası'nda yer alan Türkiye'de kuraklığın geniş bölgelerde hissedileceği ve aşırı sıcak günlerin sayısının artacağı öngörülmektedir. Bu nedenle bu sorunun ulusal anlamda ciddiyetle ele alınması gerekmektedir. Bilindiği üzere atmosferde aşırı sıcaklık artışları küresel ısınmayı ortaya çıkarmaktadır. Küresel ısınma, fosil yakıt tüketiminin artmasıyla atmosfere salınan sera gazlarının oluşturduğu sera etkisi ile ortaya çıkmaktadır. Dünyada enerji tüketimi, insan kaynaklı sera gazı emisyonlarının açık ara en büyük kaynağı olup dünya çapında sera gazı salımlarının %73'ünden sorumludur. Enerji sektörünün haricindeki salım kaynakları, tarımsal faaliyetler (%12), arazi kullanımı, arazi kullanım değişikliği ve ormansızlaşma gibi ormancılık (%6,5) faaliyetleri; kimyasallar, çimento ve farklı endüstriyel süreçler (%5,6) ve düzenli depolama alanları ile atık suların da yer aldığı atıklardan (%3,2) oluşmaktadır.

Ülkemizde, iklim değişikliğinin etkileriyle kuraklık afetinin etkilerini artırması beklenmektedir. Gerek IPCC raporu, gerekse yürütülen bir dizi ulusal ve uluslararası bilimsel model çalışmaları, Türkiye'nin yakın gelecekte daha sıcak, daha kurak ve yağışlar açısından daha belirsiz bir iklim yapısına sahip olacağını ortaya koymuştur.

Ülkemizin,

- Doğu Akdeniz Havzasında yer alması,
- Akdeniz iklim özelliklerinin geniş bir alanda görülmesi,
- Kurak ve yarı kurak alanlarının yanında alçak uzanımlı kıyı alanlarının ve doğal afetlere eğilimli bölgelerinin bulunması,
- Kuraklığa ve çölleşmeye duyarlı alanlara sahip olması,
- Kendine özgü çeşitli sulak alan, bozkır, dağ, orman ve dağlık orman ekosistemlerine sahip olması

nedenleriyle, iklim değişikliğinin olumsuz etkileri yönünden, Türkiye yüksek risk grubu ülkeler arasında kabul edilmektedir.

Yağışların kışın az bir artış göstereceği ancak yaz aylarında %5-15 oranında gerileyeceği; toprak neminin de yaz aylarında %15-25 arasında azalacağı tahmin edilmektedir.

İklim değişikliğinin zararlı etkilerinin önlenmesi için gerekli tedbirlerin alınması, bu konuda ülkemizin şartları da dikkate alınarak uygun iç ve dış politikaların belirlenmesi, salımların azaltımına esas stratejilerin ortaya konulması amacıyla ilgili kurum ve kuruluşlar arasında koordinasyon ve işbirliğinin sağlanmasına yönelik İklim Değişikliği ve Hava Yönetimi Koordinasyon Kurulu (İDHYKK) oluşturulmuştur. Kurul, Çevre Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanı'nın Başkanlığı'nda; Avrupa Birliği, Bilim, Sanayi ve Teknoloji, Dışişleri, Ekonomi, Enerji ve Tabii Kaynaklar, Gıda, Tarım ve Hayvancılık, İçişleri, Kalkınma, Maliye, Milli Eğitim, Orman ve Su İşleri, Sağlık, Ulaştırma, Denizcilik ve Haberleşme Bakanlıklarının Müsteşarları, Hazine Müsteşarı, Türkiye Odalar ve Borsalar Birliği (TOBB) Başkanı, Türk Sanayici ve İşadamları Derneği (TÜSİAD) ve Müstakil Sanayici ve İşadamları Derneği (MÜSİAD) Genel Sekreterlerinin katılımıyla oluşturulmuş olup Kurul'un sekreteryaya hizmetleri ve koordinasyon işleri Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı tarafından yürütülmektedir.

6.1.2 TÜRKİYE'NİN HES POTANSİYELİ VE GELİŞME DURUMU

Türkiye'de teorik hidroelektrik potansiyel 433 milyar kWh, teknik olarak değerlendirilebilir potansiyel ise 216 milyar kWh olarak hesaplanmıştır. Türkiye'nin teknik hidroelektrik potansiyeli dünya teknik hidroelektrik potansiyelinin %1,5'ine, Avrupa teknik hidroelektrik potansiyelinin ise %18'ine tekabül etmektedir. Türkiye'nin teknik olarak değerlendirilebilir HES potansiyeli olan 216 milyar kWh/yıl'lık kısmın teknik, ekonomik, çevresel ve sosyal açılardan yapılabilir kısmı 180 milyar kWh/yıl'dır. Yapılabilir toplam potansiyelin 2021 yılı sonu itibarıyla üretim potansiyeli olarak işletmeye alınan kısmı 109 milyar kWh/yıl'dır. Bugüne kadar geliştirilen (işletme, inşaat, planlama) potansiyelimiz yaklaşık 160 milyar kWh/yıl'dır. 2023 yılından sonra geliştirilecek ilave potansiyel ile toplam potansiyelin 180 milyar kWh/yıl düzeyine çıkması hedeflenmektedir.

Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü tarafından yayımlanan DSİ 2021 yılı Faaliyet Raporu'na göre hidroelektrik santrallerin genel durumu Tablo 6.1.2'de yer almaktadır.

Tablo 6.1.2 Hidroelektrik Santrallerin Genel Durumu (2021 Sonu itibarıyla)

HES Aşaması	HES Adedi	Toplam Kurulu Kapasite (MW)	Ortalama Yıllık Üretim (GWh/yıl)	Toplamdaki Payı (%)
İşletmede	743	31.647	108.932	68,8
İnşa Halinde	26	1.141	4.090	2,6
İnşaata Henüz Başlanmayan	469	15.143	45.379	28,6
Toplam	1.238	47.931	158.401	100

Türkiye Kurulu Gücünün 2000-2021 yılları arasında termik, hidrolik, jeotermal, rüzgar ve güneş santrallerinin gelişimi aşağıda yer almaktadır.

2000-2021 yılları arasında hidrolik, jeotermal, rüzgar, güneş ve biokütleden oluşan toplam yenilenebilir kurulu gücünün toplam kurulu gücün içindeki payı Tablo 6.1.3'te verilmiştir. Yıllar itibarıyla toplam kurulu güç değerleri içinde yenilenebilirin payı artmaktadır.

Tablo 6.1.3 Yenilenebilir Kaynaklı Kurulu Gücün Türkiye Toplam Kurulu Gücü İçindeki Payının Yıllar İtibarıyla Gelişimi (2000-2021), MW

Yıllar	HES Toplam	Jeotermal	Rüzgar	Güneş	Biyokütle	Yenilenebilir Kurulu Gücü	Türkiye Toplam Kurulu Gücü	Yenilenebilirin Payı %
2000	11.175,2	17,5	18,9		10,0		27.264,1	41,2
2001	11.672,9	17,5	18,9		10,0	11.719,3	28.332,4	41,4
2002	12.240,9	17,5	18,9		13,8	12.291,1	31.845,8	38,6
2003	12.578,7	15,0	18,9		13,8	12.626,4	35.587,0	35,5
2004	12.645,4	15,0	18,9		13,8	12.693,1	36.824,0	34,5
2005	12.906,1	15,0	20,1		13,8	12.955,0	38.843,5	33,4
2006	13.062,7	23,0	59,0		19,8	13.164,4	40.564,8	32,5
2007	13.394,9	23,0	147,5		21,2	13.586,6	40.835,7	33,3
2008	13.828,7	29,8	363,7		38,2	14.260,4	41.817,2	34,1
2009	14.553,3	77,2	791,6		65,0	15.487,1	44.761,2	34,6
2010	15.831,2	94,2	1.320,2		85,7	17.331,3	49.524,1	35,0
2011	17.137,1	114,2	1.728,7		104,2	19.084,2	52.911,1	36,1
2012	19.609,4	162,2	2.260,6		147,3	22.179,5	57.059,4	38,9
2013	22.289,0	310,8	2.759,7		178,0	25.537,5	64.007,5	39,9
2014	23.643,2	404,9	3.629,7	40,2	227,0	27.945,0	69.519,8	40,2
2015	25.867,8	623,9	4.503,2	248,8	277,1	31.520,8	73.146,7	43,1
2016	26.681,1	820,9	5.751,3	832,5	363,8	34.449,6	78.497,4	43,9
2017	27.273,1	1.063,7	6.516,2	3.420,7	477,4	38.751,1	85.200,0	45,5
2018	28.291,4	1.282,5	7.005,4	5.062,8	621,9	42.264,0	88.550,8	47,7
2019	28.503,0	1.514,7	7.591,2	5.995,2	791,3	44.395,3	91.267,0	48,6
2020	30.983,9	1.613,2	8.832,4	6.667,4	1.105,3	49.202,2	95.890,6	51,3
2021	31.492,60	1.676,20	10.607,00	7.815,60	1.644,50	53.235,90	99.819,50	53,33

6.1.2.1 DSİ Tarafından Tesis Edilen Hidroelektrik Santraller

DSİ Genel Müdürlüğü 2021 Yılı Faaliyet Raporu ve İstatistik değerlerine göre; Türkiye’de 2021 yılı sonu itibarıyla işletmede olan 743 adet hidroelektrik santralın toplam kurulu gücü 31.647 MW ve ortalama yıllık toplam üretimi 109 milyar kWh olup, bu değer toplam geliştirilen mevcut hidroelektrik potansiyelin yaklaşık %60’ına karşılık gelmektedir. DSİ tarafından tesis edilen hidroelektrik santrallerinin kurulu gücü 13.756 MW, yıllık üretim kapasiteleri yaklaşık 49 milyar kWh’dir.

Tablo 6.1.4 İllere Göre DSİ Tarafından İnşa Edilen Hidroelektrik Santraller, 1955-2020**Not:** 2021 yılında inşaatı biten santraller henüz DSİ İstatistiklerinde yayımlanmadı.

İli	Hidroelektrik Santral Adı	Santralin Devreye Alınma Yılı	Tesisin Toplam Kurulu Gücü (MW)	Ortalama Yıl Üretimi (GWh/Yıl)
Balıkesir	Manyas	2014	20,25	72,90
Aydın	Çine	2014	46,26	118,00
	Kemer	1958	48,00	143,00
Denizli	Adıgüzel	1996	62,00	150,00
Muğla	Akköprü	2012	115,00	343,00
Manisa	Demirköprü	1960	69,00	193,00
Eskişehir	Beyköy	2000	16,80	87,20
	Gökçekaya	1973	278,37	562,00
	Yenice	2000	37,89	121,78
Ankara	Kapulukaya	1989	54,00	190,00
	Kesikköprü	1967	76,00	250,00
Karaman	Ermenek+Erik	2012	302,40	1.187,00
Antalya	Karacaören I	1990	32,00	142,00
	Oymapınar	1984	540,00	1.620,00
Isparta	Kovada II	1971	51,20	222,00
Adana	Çatalan	1997	168,90	596,00
	Seyhan I	1956	60,00	350,00
	Yüreğir	1972	6,00	20,00
Mersin	Anamur	1967	0,84	3,50
	Gezende	1994	159,38	528,00
	Silifke I	1975	0,40	2,15
Kahramanmaraş	Karkamış	1999	189,00	652,00
	Kılavuzlu	2012	54,00	248,00
	Menzelet	1993	124,00	515,00
Osmaniye	Aslantaş	1984	138,00	569,00
Kırşehir	Hirfanlı	1960	128,00	400,00
Sivas	Çamlıgöze	2000	32,00	102,00
	Kılıçkaya	1990	120,00	332,00
Samsun	Altinkaya	1988	702,55	1.632,00
	Ataköy	1989	5,50	8,00
	Derbent	1991	56,43	257,00
	Hasan Uğurlu	1982	500,00	1.217,00
	Suat Uğurlu	1980	69,00	350,00
Tokat	Almus	1966	27,00	100,00
	Köklüce	1988	90,00	588,00

Çorum	Obruk	2009	210,80	473,00
Amasya	Durucasu	1955	0,80	3,00
Giresun	Doğankent (I,II)	1971	74,50	314,00
Artvin	Borçka	2007	300,60	1.039,00
	Deriner	2013	670,00	2.117,75
	Muratlı	2005	115,00	444,12
Gümüşhane	Kürtün	2003	85,00	198,00
	Torul	2008	103,20	322,28
Erzurum	Kuzgun	1999	20,92	36,00
Erzincan	Girlevik I	1963	3,04	18,00
	Tercan	1990	15,00	51,00
Kars	Çıldır	1975	15,36	48,00
Iğdır	Kiti	1966	2,76	12,00
Malatya	Kernek	1964	0,83	2,20
Elazığ	Keban	1974	1.330,00	6.600,00
Bingöl	Özlüce	1999	170,00	413,00
	Kığı	2017	140,00	450,00
Tunceli	Mercan	2003	19,20	78,00
Van	Engil	1968	4,60	14,00
	Erciş	1968	0,8	1,5
	Koçköprü	1993	8,39	44,00
	Zernek	1989	4,50	13,00
Muş	Alpaslan I	2012	160,00	488,00
Şanlıurfa	Atatürk	1993	2.400,00	8.900,00
	Şanlıurfa-Tünel	2006	51,00	124,00
Diyarbakır	Dicle	1999	110,00	298,00
	Karakaya	1987	1.800,00	7.354,00
	Kralkızı	1998	94,50	146,00
Mardin	Çağçağ III	1968	4,90	16,80
	İlisu	2020	1.200,00	4.120,00
Batman	Batman	2003	198,00	483,00
Şırnak	Uludere	1976	0,64	1,20
Ordu	Topçam	2016	64,80	200,00
TOPLAM			13.759,31	48.694,38

6.1.2.2 EÜAŞ Tarafından İşletilen Hidroelektrik Santraller

2021 yılı sonu itibarıyla 99.819,6 MW Türkiye kurulu gücünün 21.318 MW'ı (Türkiye kurulu gücünün %21,35'i) EÜAŞ tarafından işletilmektedir. Bu kurulu gücün 7.418,3 MW'ı termik, 13.882,1 MW'ı hidroelektrik kaynaklara ve 17,4 MW'ı rüzgara dayalıdır.

Ülkemizde 2021 yılında üretilen toplam 331.491,9 GWh elektrik enerjisinin %16,08'i EÜAŞ tarafından üretilmiştir. EÜAŞ'a ait santrallerden 2021 yılında toplam 53.322,2 GWh elektrik enerjisi üretilmiştir.

6.1.2.3 Özel Sektör Tarafından Tesis Edilen ve İşletilen Hidroelektrik Santraller

6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu çerçevesinde Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'ndan (EPDK) alınan üretim lisansı kapsamında özel sektör tarafından tesis edilen ve özelleştirilen HES'ler özel sektör tarafından işletilmektedir.

Tablo 6.1.5 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'na Göre Özel Sektörce Geliştirilen Projeler (2021 yılı sonu)

HES Aşaması	Toplam Kurulu Kapasite (MW)	Özel Sektöre Ait HES'lerin Toplam Gücü (MW)	Özel Sektöre Ait Ortalama Toplam Yıllık Üretim Potansiyeli (GWh/yıl)	Özel Sektöre Ait HES Sayısı
İşletmede	31.647	17.881	59.981	675
İnşa Halinde	1.141	441	1.521	24
Plan ve Proje Aşamasında	15.143	15.143	45.379	469
Toplam	47.931	33.465	106.881	1.168

6.1.2.4 İşletmede Olan Hidroelektrik Santraller(100 MW ve üzeri)

İşletmede olan hidroelektrik santral kapasitesi 31.336 MW'tır. Tablo 6.1.6'da 100 MW ve üzerindeki santrallerin listesi yer almaktadır.

Tablo 6.1.6 İşletmede Olan Hidroelektrik Santraller (100 MW ve üzeri)

Santral Adı	İl	Firma	Kurulu Güç
Atatürk Barajı ve HES	Şanlıurfa	EÜAŞ	2.405 MW
Karakaya Barajı ve HES	Diyarbakır	EÜAŞ	1.800 MW
Keban Barajı ve HES	Elazığ	EÜAŞ	1.330 MW
Ilısu Barajı ve HES	Mardin	EÜAŞ	1.209 MW
Altinkaya Barajı ve HES	Samsun	EÜAŞ	703 MW
Birecik Barajı ve HES	Şanlıurfa	EÜAŞ	672 MW
Deriner Barajı ve HES	Artvin	EÜAŞ	670 MW
Yukarı Kaleköy Barajı ve HES	Bingöl	Cengiz Enerji	627 MW
Beyhan Barajı ve HES	Elazığ	Cengiz Enerji	582 MW
Oymapınar Barajı ve HES	Antalya	Cengiz Enerji	540 MW

Boyabat Barajı ve HES	Sinop	Boyabat Elektrik	513 MW
Berke Barajı ve HES	Osmaniye	EÜAŞ	510 MW
Aşağı Kaleköy Barajı ve HES	Bingöl	Cengiz Enerji	500 MW
Hasan Uğurlu Barajı ve HES	Samsun	EÜAŞ	500 MW
Çetin Barajı ve HES	Siirt	Limak Enerji	420 MW
Artvin Barajı ve HES	Artvin	Doğuş Enerji	332 MW
Yedigöze Sanibey Barajı	Adana	Sanko Enerji	311 MW
Ermenek Barajı ve HES	Karaman	EÜAŞ	302 MW
Borçka Barajı ve HES	Artvin	EÜAŞ	301 MW
Sır Barajı ve HES	Kahramanmaraş	EÜAŞ	284 MW
Alpaslan 2 Barajı ve HES	Muş	Enerjisa Elektrik	280 MW
Gökçekaya Barajı ve HES	Eskişehir	EÜAŞ	278 MW
Göktaş Barajı ve HES	Adana	Aydem Enerji	276 MW
Alkumru Barajı ve HES	Siirt	Limak Enerji	276 MW
Arkun Barajı ve HES	Erzurum	Enerjisa Elektrik	245 MW
Akköy 2 Barajı ve HES	Gümüşhane	Kolin Enerji	230 MW
Obruk Barajı ve HES	Çorum	EÜAŞ	211 MW
Kandil Barajı ve HES	Kahramanmaraş	Enerjisa Elektrik	208 MW
Batman Barajı ve HES	Diyarbakır	EÜAŞ	198 MW
Kavşak Bendi ve HES	Adana	Enerjisa Elektrik	191 MW
Karkamış Barajı ve HES	Gaziantep	EÜAŞ	189 MW
Özlüce Barajı ve HES	Bingöl	EÜAŞ	170 MW
Çatalan Barajı ve HES	Adana	EÜAŞ	169 MW
Alpaslan 1 Barajı	Muş	EÜAŞ	160 MW
Sarıyar Hasan Polatkan	Ankara	EÜAŞ	160 MW
Gezende Barajı ve HES	Mersin	EÜAŞ	159 MW
Köprü Barajı ve HES	Adana	Enerjisa Elektrik	156 MW
Hacınnoğlu HES	Kahramanmaraş	Enerjisa Elektrik	142 MW
Bağıştaş 1 Barajı ve HES	Erzincan	İC İctaş Enerji	141 MW
Aslantaş Barajı ve HES	Osmaniye	EÜAŞ	138 MW
Kığı Barajı ve HES	Bingöl	EÜAŞ	138 MW
Tatar Barajı ve HES	Elazığ	Limak Enerji	128 MW
Hirfanlı Barajı ve HES	Kırşehir	EÜAŞ	128 MW
Pembelik Barajı ve HES	Elazığ	Limak Enerji	127 MW
Koroğlu Barajı ve Kotanlı HES	Ardahan	Ünal Şirketler Grubu	125 MW
Menzelet Barajı ve HES	Kahramanmaraş	Koç Holding	124 MW
Ayvalı Barajı ve HES	Erzurum	Özdoğan Enerji	122 MW
Kılıçkaya Barajı ve HES	Sivas	EÜAŞ	120 MW
Dalaman Akköprü Barajı ve HES	Muğla	EÜAŞ	115 MW
Muratlı Barajı ve HES	Artvin	EÜAŞ	115 MW
Karıca Regülatörü ve Darıca HES	Ordu	Bilgin Enerji	110 MW
Dicle Barajı ve HES	Diyarbakır	EÜAŞ	110 MW

Torul Barajı ve HES	Gümüşhane	Kolin Enerji	103 MW
Sarıgül HES	Kahramanmaraş	Enerjisa Elektrik	103 MW
Eşen 1 ve 2 HES	Muğla	Göлтаş Enerji	102 MW
Akköy 1 HES	Gümüşhane	Kolin Enerji	102 MW
Kargı Kızılırmak Barajı ve HES	Çorum	Statkraft	102 MW
Uluabat HES	Bursa	Akenerji	100 MW
Yamula Barajı ve HES	Kayseri	Ayen Enerji	100 MW

6.1.2.5 Tesis Aşamasında Olan Hidroelektrik Santraller (150 MW ve üzeri)

Tesis aşamasında olan 150 MW ve üzeri Hidroelektrik santraller aşağıdaki Tablo 6.1.7'de yer almaktadır.

Tablo 6.1.7 Tesis Aşamasında Olan Hidroelektrik Santraller (150 MW ve üzeri)

Santral Adı	İl	Firma	Kurulu Güç
Yusufeli Barajı ve HES	Artvin	DSİ	558 MW
Pervari Barajı ve HES	Siirt	Enerjisa	409 MW
Cizre Barajı ve HES	Şırnak	CB Elektrik	331 MW
Keskin Barajı ve HES	Siirt	Batman Enerji	318 MW
Doğanlı 3 Barajı ve HES	Hakkari	DC Hidro Enerji	314 MW
Çukurca Barajı ve HES	Hakkari	DC Hidro Enerji	288 MW
Eriç Barajı ve HES	Erzincan	Palmet Enerji	283 MW
Kayraktepe Barajı ve HES	Mersin	DSİ	282 MW
Hakkari Barajı ve HES	Hakkari	HCZ Enerji	242 MW
Beyhan 2 Barajı ve HES	Elazığ	Cengiz Enerji	227 MW
Palu Barajı ve HES	Elazığ	Cengiz Enerji	214 MW
Konaktepe Barajı ve HES	Tunceli	Konaktepe Elektrik Üretim	201 MW
Kemah Barajı ve HES	Erzincan	Akenerji	198 MW
İvme Bendi ve HES	Batman	Yerson Enerji	161 MW
Silvan Barajı ve HES	Diyarbakır	DSİ	160 MW

6.1.2.6 YEKDEM Uygulamaları

5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun ve bu kanunda değişiklik yapılmasını düzenleyen 6094 sayılı Kanun ile yenilenebilir enerji kaynaklarına kaynak türüne ve yerlilik oranına göre teşvik verilmesi düzenlenmiştir. Buna göre, 5346 sayılı Kanun'un yürürlük tarihi olan 18/05/2005 tarihinden 31/12/2020 tarihine kadar işletmeye girmiş ya da girecek olan hidroelektrik üretim tesislerinde yapılan elektrik enerjisi üretimi için 10 yıl süre ile bu kanunla belirlenmiş olan 7,3 ABD doları-sent/kWh destek verilecektir. Süre pandemi nedeniyle 30/06/2021 tarihine uzatılmıştır. Ayrıca lisanslı üretim tesisinde yerli aksam kullanılması ve ilgili yerli aksamın "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üreten Tesislerde Kullanılan Yerli Aksamın Desteklenmesi Hakkında Yönetmelik" hükümleri ve diğer ilgili mevzuat kapsamında belgelenmesi halinde, bu fiyatlara Tablo 6.1.8'de yer alan yerli katkı miktarları beş yıl süreyle ilave edilir.

Tablo 6.1.8 Yurtiçinde Gerçekleşen İmalat İçin Yerli Katkı İlavesi (ABD doları sent/kWh)

Tesis Tipi	Yurtiçinde Gerçekleşen İmalat	Yerli Katkı İlavesi (ABD doları sent/kWh)
Hidroelektrik Üretim Tesisi	1- Türbin	1,3
	2- Jeneratör ve Güç Elektroniği	1,0

5346 sayılı Kanun gereği hazırlanan Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik, 01/10/2013 tarihli ve 28782 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Bu yönetmelik ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik enerjisi üretiminin teşvik edilmesine yönelik olarak üretim lisansı sahiplerine Yenilenebilir Enerji Kaynak Belgesi verilmesi ve YEK Destekleme Mekanizmasının (YEKDEM) kurulmasına ve işletilmesine ilişkin esaslar düzenlenmiştir.

30 Ocak 2021 tarihli 31380 sayılı Resmi Gazete'de, 01.07.2021 tarihinden 31.12.2025 tarihine kadar işletmeye girecek YEK Belgeli Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Dayalı Elektrik Üretim Tesisleri İçin Uygulanacak Fiyatlar ve Süreler ile Fiyatların Güncellenmesine ilişkin 3453 sayılı Cumhurbaşkanlığı Kararı yayımlanmıştır. Bu karara göre, Türk Lirası fiyat ve süreler aşağıda yer almaktadır. YEKDEM fiyatı uygulama süresinin 10 yıl olacağı, bu tesisler için yerli katkı payı uygulama süresinin ise 5 yıl olmasına karar verilmiştir.

Tablo 6.1.9 01.07.2021 Tarihinden 31.12.2025 Tarihine Kadar İşletmeye Girecek YEK Belgeli Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Dayalı Elektrik Üretim Tesisleri İçin Güncellemeye Esas YEK Destekleme Mekanizması ile Yerli Katkı Fiyatları ve Uygulama Süreleri

Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesis Tipi	YEK Destekleme Mekanizması Fiyatı (Kuruş/kWh)	YEK Destekleme Mekanizması Fiyat Uygulama Süresi (Yıl)	Yerli Katkı Fiyatı (Kuruş/kWh)	Yerli Katkı Payı Uygulama Süresi (Yıl)
Hidroelektrik Üretim Tesisi	40	10	8	5

Bu dönemde, işletmeye girecek YEK belgeli üretim tesislerine uygulanacak olan bu fiyatların, 1 Ocak 2021'den itibaren ve ilki 1 Nisan 2021'de olmak üzere üçer aylık dönemler halinde, her yıl Ocak, Nisan, Temmuz ve Ekim aylarında Yurtiçi Üretici Endeksi ve Tüketici Fiyat Endeksi kullanılarak Cumhurbaşkanlığı Kararı'nda belirlenen yöntemle güncellenmesine karar verilmiştir.

YEK Destekleme Mekanizması Fiyatlarının güncellenmesinde üst sınır belirlenmiştir. Hidroelektrik Üretim Tesisleri için YEK Destekleme Mekanizması Fiyatlarının Güncellenmesinde Dikkate Alınacak Üst Sınır **6,4 ABD Dolar-cent/kWh** olarak belirlenmiştir.

YEKDEM işleyiş, uygulama ve sonuçları, Raporun YEKDEM başlıklı bölümünde ayrıntılı olarak incelenmiştir.

6.1.3 HİDROELEKTRİK SANTRALLARIN NEDEN OLDUĞU SORUNLARA İLİŞKİN BAZI ÖNLEM VE ÖNERİLER

Devlet tarafından verilen teşviklerle desteklenmesinin yanı sıra; elektrik üretiminin güvenilir, temiz, uzun süreli ve ucuz olması HES yatırımlarına ilgiyi artırmıştır. Faydalarının yanı sıra, HES'ler, tesis ve işletme döneminde bazı sorunlara da neden olabilmektedir. Bu nedenle aşağıdaki konulara dikkat edilmesi önem arz etmektedir

HES yapılacak alanlarda havza esaslı analize dayalı planlama yapılması ve bu planlamada havzada yer alan HES'ler ile, planlanan HES'lerin tamamı dikkate alınmalıdır.

Planlanan tüm HES projeleri için bölgede yaşayan ve su kaynağından yararlanarak yaşamlarını sürdüren, tarımsal üretim yapan, hayvanlarını besleyen halkın ve bütün ekosistemin yaşamlarını olağan şekilde sürdürebilmeleri temel ölçüt olmalıdır.

Kullanılacak su miktarının ve doğal yaşamın ve diğer ekosistemlerin devamını sağlayacak ekolojik su ihtiyacı (can suyu) miktarı, bu temel ölçüte göre doğru hesaplanmalı ve su kullanım anlaşmalarında bu miktarlara yer verilmelidir.

Yapım çalışmalarında, orman ve mera alanlarındaki tahribat ve toprakların erozyonla taşınıp gitmesi önlenmelidir.

Yapılacak kanal, yol, tünel vb inşaatlar ormanın bütünlüğünü bozmamalı ve koruma altına alınan çeşitli yaban hayatı alanları korunmalıdır.

Projelerin fizibilite aşamasında, HES'lerde üretilen enerjinin taşınması için gereken enerji nakil hatlarının maliyeti ve doğada yaratacağı tahribat dikkate alınmalıdır. Proje alanlarının jeolojik, topoğrafik ve iklimsel özellikleri ile sel ve heyelan gibi afetler arasındaki son derece hassas ilişki dikkate alınmalıdır.

HES projelerinin çevresel etkileri değerlendirilirken aynı nehir üstünde mevcut ve yapılması planlanan projelerin toplam toplumsal ve çevresel etkileri göz önünde bulundurularak, ekolojik ağırlıklı bir değerlendirme yapılmalıdır.

Proje Tanıtım Dosyaları ve ÇED çalışmaları sahada yapılacak gerçekçi ve ayrıntılı ölçüme dayalı olmalı ve uygulanabilir tedbirler öngörmelidir.

HES projelerinden etkilenebilecek olan tarihi, kültürel ve doğal varlıklar belirlenerek Bölge Kültür ve Tabiat Varlıklarını Koruma Kurullarına bildirilmelidir.

Projeler hazırlanırken yerel halk bilgilendirilmeli, görüşleri alınmalı, yöre halkı ve temsilcileri olan dernekler vb. kuruluşlar projelerin her aşamasında sürece dâhil edilmelidir.

Havza bazında suyu enerji üretimi amaçlı kullanan paydaşlar arasında sağlıklı iletişim kurulması ve suyun yüksek verimle kullanılabilmesi için koordinasyon ve işbirliği sağlanmalıdır.

Akarsu yatağına bırakılacak suyun belirlenmesinde ulusal bir yöntem geliştirilmeli, bu yöntem belirlenirken her akarsuyun kendi karakteristikleri ile çevresindeki halkın ve tüm ekosistemin özellikleri ve ihtiyaçları göz önünde bulundurulmalıdır.

Can suyunun bırakılmasını ve bunun zamanlamasını bünyesinde bölge halkının temsilcilerinin de yer alacağı hangi kurumun kontrol edeceği, kural ihlallerindeki yaptırım mekanizmalarının netleştirilmesi vb. hususlar yönetmeliklerde belirtilmelidir.

DSİ ve özel şirketler arasında imzalanan Su Kullanımı Hakkı Anlaşmalarında şirketlerin yükümlülükleri tanımlanmalı ve bu yükümlülüklerin yerine getirilip getirilmediği DSİ tarafından denetlenmelidir.

KAYNAKÇA

- 1-TMMOB MMO-Türkiye'nin Enerji Görünümü Raporu-2020
- 2- www.epdk.org.tr / Faaliyet Raporları
- 3- www.dsi.gov.tr/ Faaliyet Raporları-İstatistikler
- 4- www.euas.gov.tr/ Faaliyet Raporları
- 5-www.teias.gov.tr/ Faaliyet Raporları-İstatistikler
- 6-http://iklim.ormansu.gov.tr
- 7-http://www.enerjiatlasi.com

ÖZGEÇMİŞ



Serpil Serdar
ssserpilserdar@gmail.com

1958 Ankara doğumlu. 1982 yılında Orta Doğu Teknik Üniversitesi Kimya Mühendisliği bölümünden mezun oldu.

Mayıs 1983'te Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) Santraller Proje Tesis Dairesinde işe başladı. Mayıs 1983-1991 yılları arasında TEK'de Afşin Elbistan A Santralının tesisinde, Yap İşlet Devret modeline göre proje geliştirme süreçlerinde, 1991-Ekim 2001 yılları arasında Türkiye Elektrik Üretim İletim AŞ (TEAŞ) Özelleştirme Daire Başkanlığında, Ekim 2001-Nisan 2008 yılları arasında Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt AŞ'de (TETAŞ) Mevzuat Müdürü olarak görev yaptı. Nisan 2008-halen Unit Grup'ta Danışmanlık görevini yürütmektedir.

6.2 TÜRKİYE'DE RÜZGÂR ENERJİSİ

Görkem TENELER
Makina Y. Mühendisi

6.2.1 POTANSİYEL, HEDEFLER VE POLİTİKALAR

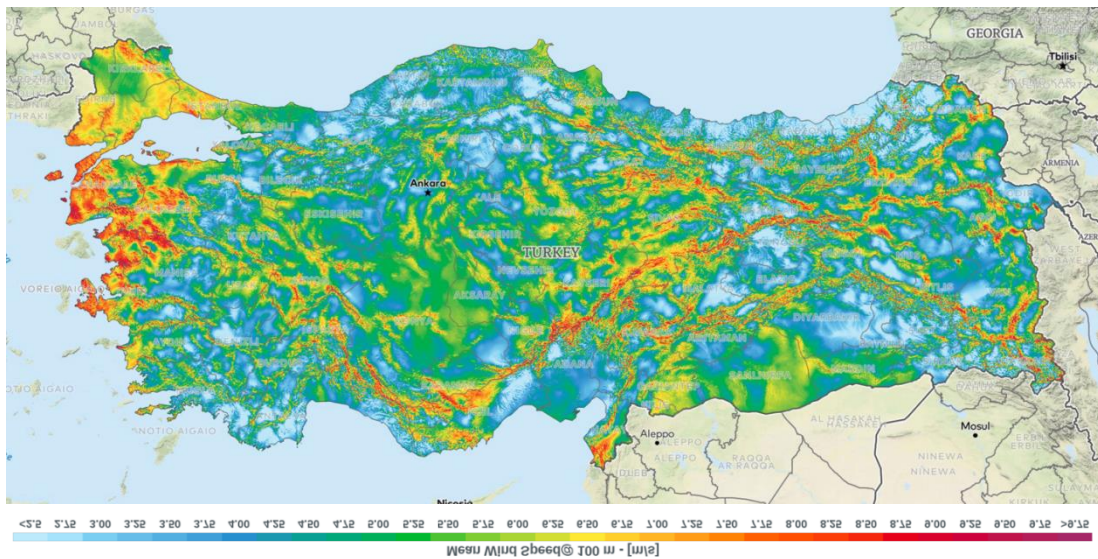
6.2.1.1 Potansiyel

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı sitesinde yer aldığı ve uzun yıllar kullanıldığı üzere; Türkiye'de yer seviyesinden 50 metre yükseklikte ve 7,5 m/s üzeri rüzgâr hızlarına sahip alanlarda 5 MW/km² gücünde rüzgâr santrali kurulabileceği kabul edilmiştir. Bu kabuller ışığında, orta-ölçekli sayısal hava tahmin modeli ve mikro-ölçekli rüzgâr akış modeli kullanılarak üretilen rüzgâr kaynak bilgilerinin verildiği Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) hazırlanmıştır. Buna göre Türkiye rüzgâr enerjisi potansiyeli 48.000 MW olarak belirlenmiştir. Bu potansiyele karşılık gelen toplam alan Türkiye yüz ölçümünün %1,30'una denk gelmektedir.[1]

Ancak REPA değerlerinin, ülkemizde son yıllarda rüzgâr projesi geliştirilmesi sırasında IEC standardına göre alınan sahada yapılan rüzgâr ölçümleri ile farklı olduğu, bu atlasın kullanıldığı projelerin (özellikle ölçüm zorunluluğu olmayan lisanssız projelerin) enerji üretim hesaplarında yarattığı belirsizlik sebebiyle ilgili finansman kuruluşlarınca kabul edilmediği bilinmektedir.

Meteoroloji Genel Müdürlüğü (MGM), REPA 2 çalışmalarını sürdürmekte ve yakın zamanda yeni bir atlas yayımlama aşamasındadır. Bu atlas kamuoyuna sunulmadan önce konunun uzmanlarının bilgi ve tartışmasına sunulmalı, yapılacak eleştiri ve değerlendirmeler dikkate alınarak yenilendikten sonra kamuoyunun bilgi ve erişimine açılmalıdır.

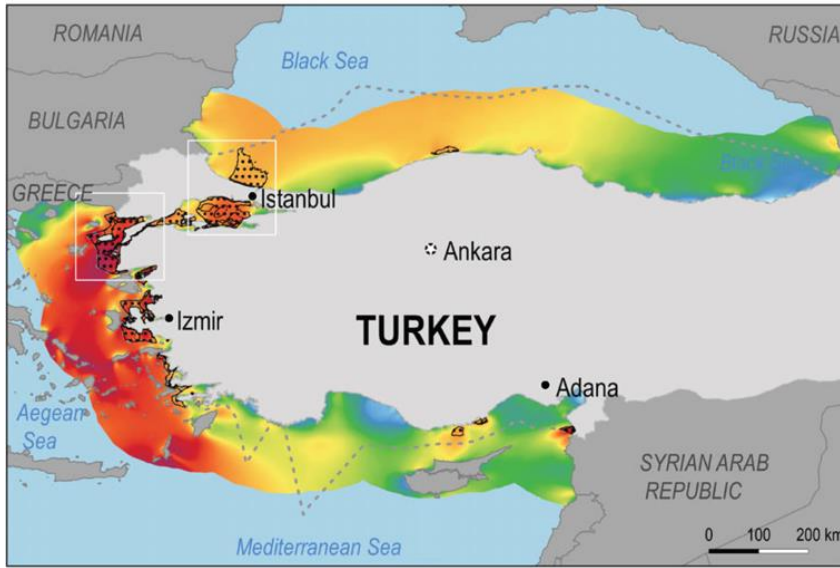
Bunun yanı sıra Yeni Avrupa Rüzgâr Atlası (NEWA) ve Küresel Rüzgâr Atlasları yayımlanmış ve erişime açık bir şekilde sunulmaktadır. Küresel Rüzgâr Atlası'na göre ülkemizdeki rüzgâr hız atlası görünümü (yerden 100 m yükseklik için) Şekil 6.2.1'deki gibidir. Bu interaktif harita sayesinde istenilen konumdaki olası rüzgâr potansiyeli yüksek bir doğrulukta hesaplanabilmektedir.[2][3]



Şekil 6.2.1 Küresel Rüzgâr Atlası 100m Rüzgâr Hızı - Türkiye

Daha önce ülkemiz enerji gündeminde çok yer almayan ve ilgili sektör raporlarında belirtilmemiş Deniz Üstü ve Küçük Ölçekli Rüzgâr Enerjisi potansiyeli ve olası uygulamaları da günümüzde tartışılmaya başlamıştır. Dünya Bankası'nın yayımladığı bir rapora göre Türkiye kıyılarında 50 metreden az derinliği olan bölgelerde 12.000 MW, 50-1.000 metre derinliği olan bölgelerde ise 57.000 MW olmak üzere toplamda yaklaşık 70.000 MW'lık bir deniz üstü rüzgâr enerji potansiyeli vardır.[4]

Hangi kabul ve hesaplama/tahmin yöntemiyle belirlendiği belirsiz olan bu değer, özellikle sahillerde şebeke altyapısının güçlü olmaması ve bağlantı sorunları sebebiyle, uygulanabilir miktarı hesaplanmış değildir. Daha çok mesken elektrik üretimini karşılamak amaçlı kullanılan Küçük Ölçekli Rüzgâr Santralleri ise ülkemizde henüz istatistik oluşturacak bir seviyeye gelmemiştir.



Şekil 6.2.2 Türkiye Kıyıları Deniz Üstü Rüzgâr Hızı Atlası

6.2.1.2 Hedefler ve Politikalar

Ülkemizde farklı bakanlıklar ve kurumlar tarafından enerji sektörünün gelişimine ilişkin hedef, strateji ve politikaları içeren çeşitli belgeler (strateji belgeleri, eylem planları, kalkınma planı vb.) yayımlanmıştır¹.

Türkiye rüzgâr enerjisi kurulu güç hedefi 2009 yılında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından 2023 yılı için 20.000 MW olarak belirlenmiştir. Geçtiğimiz 12 yılda oldukça önemli gelişmeler ve ilerlemeler kaydedilse de bu hedefin çok gerisinde kaldığı ortadadır. Öte yandan 2019'da Türkiye Rüzgâr Enerjisi Birliği tarafından uzun vadeli hedef önerisi olarak 2030 yılı için 25.000 MW dile getirilmiştir.

Hazine ve Maliye Bakanlığı ile Strateji ve Bütçe Başkanlığı tarafından hazırlanan 2022 Yılı Cumhurbaşkanlığı Yıllık Programı'nda (25.10.2021) 2021 RES Kurulu gücü Gerçekleşme Tahmini 10.100 MW, 2022 programı 10.900 MW, 2021 RES kaynaklı üretim gerçekleşme tahmini 29.137 GW, 2022 programı 30.643GWh olarak belirtilmiştir.

On Birinci Kalkınma Planı'nda (2019-2023) enerji sektörü hedefleri arasında yenilenebilir kaynakların elektrik üretimindeki payının 2018 yılındaki %32,5'lük payının 2023 yılında %38,8'e çıkarılması

¹1. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı tarafından hazırlanan Türkiye'nin İklim Değişikliği Strateji Belgesi (2011) – 2. Başbakanlık Devlet Planlama Teşkilatı tarafından hazırlanan Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi (2009) – 3. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından hazırlanan Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı (2014) – 4. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından hazırlanan 2019-2023 Stratejik Planı (2020) – 5. Kalkınma Bakanlığı tarafından On Birinci Kalkınma Planı kapsamında hazırlanan Enerji Arz Güvenliği ve Verimliliği Özel İhtisas Komisyonu Raporu (2018)

hedeflenmekte, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2019-2023 Stratejik Planı'nda 2023 yılı için ulusal rüzgâr enerji hedefi 11.883 MW olarak belirlenmiştir.

Aşağıda, bahsedilen farklı kurumların farklı tarihlerde yayımladıkları veya dile getirdikleri kurulu güç hedefleri yer almaktadır.

Tarih	Kurum / Rapor 2021	2022	2023	2030
2009	ETKB/Elektrik Piyasası ve Tedarik Stratejisi		20.000	
2010	ÇŞB/Türkiye İklim Değişikliği Stratejisi		20.000	
2014	Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı		20.000	
2015	BM'ye Niyet Edilen Ulusal Katkı Belgesi			16.000
2017	Vizyon 2023 haberleri		20.000	
2018	Meclis Bütçe Sunuş			16.500 (2028 yılı)
2019	ETKB/2019-2023 Stratejik Planı		11.883	
2019	TÜREB (hedef önerisi)			25.000
2021-10	Cumhurbaşkanlığı 2022 Programı	10.900		

TEİAŞ'ın kapasite projeksiyonları iki alternatif senaryo altında **2021 ile 2025 yılları arasında** 18 ile 20 GW arası ilave kurulu güç öngörmektedir. En fazla kurulum 6.000 MW ile güneş santrallerinde planlanırken bunu **2.500-3.500 MW ile rüzgâr santralleri** izlemektedir.

Sanayi ve Teknoloji Bakanlığına bağlı İzmir Kalkınma Ajansının hazırladığı Rüzgâr Enerjisi Sektörü ve İzmir Deniz Üstü Rüzgâr Enerjisi Yol Haritası (Temmuz 2021) raporunda; mevcut kurulu güç, YEKA yarışmaları ve 15 yıllık satın alım garantileri ve elektrik üretim maliyetlerinin düşmesi ile Türkiye'de rüzgâr enerjisine dayalı kurulu kapasitenin **önümüzdeki yıllarda 14 GW'ı geçeceği** değerlendirilmektedir.

Kurulu güç hedeflerine ek olarak ve bu hedefleri destekleyici nitelikte eylem planları ve politikalarından bazıları da aşağıda belirtilmiştir:

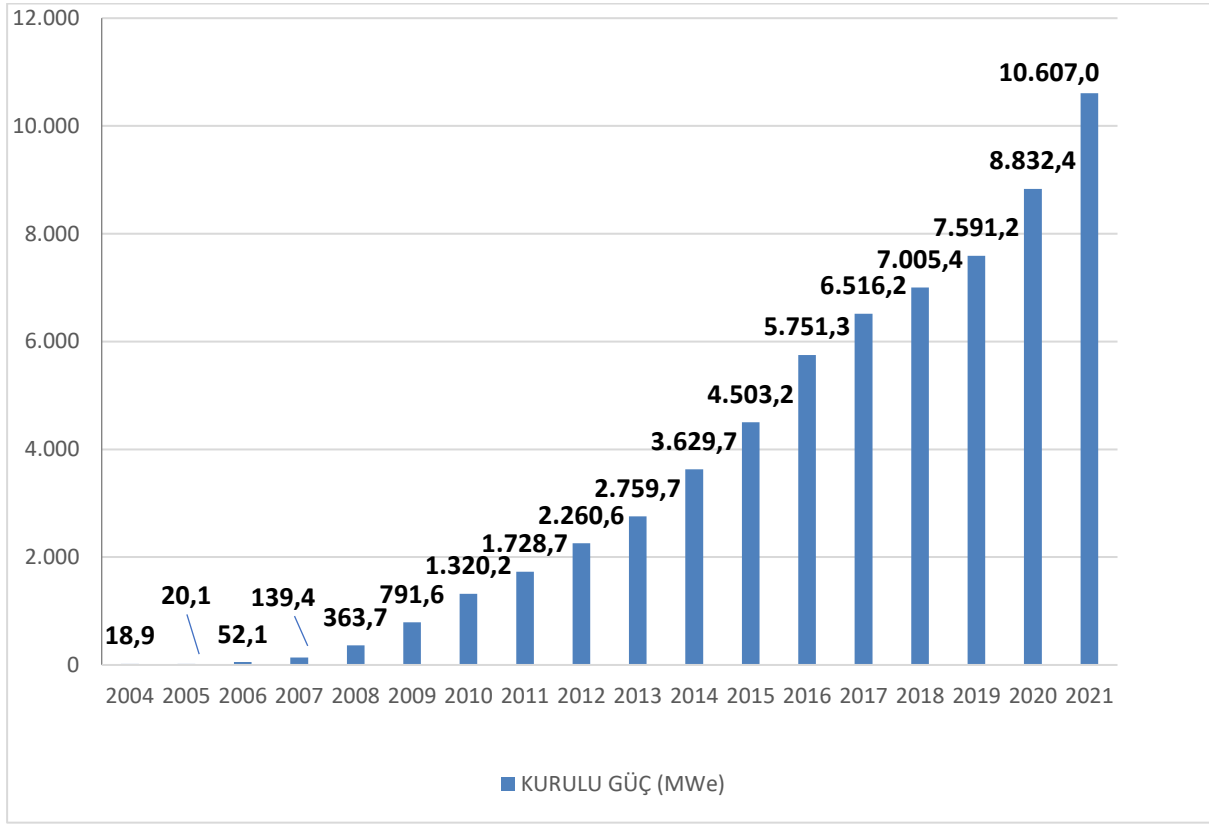
- **YEKA** benzeri modeller sayesinde YEK elektrik enerjisi üretiminde yoğun bir şekilde kullanılması sağlanacaktır: 2022 yılında en az bir YEKA yarışması yapılacaktır. (Cumhurbaşkanlığı 2022 Programı)
- Türkiye'nin **yenilenebilir enerji potansiyeli**, teorik olarak, orta vadede **elektrik enerjisi talebini karşılayacak düzeydedir**. Bununla birlikte, ülkemizin yenilenebilir enerji kaynaklarının niteliği, arz-talep dengesinin sürekli arz artırıcı baskı yaratması, buna mukabil yenilenebilir kaynakların kullanıma sokulma süresi, kesintili üretim yapabilmeleri ve finansman kısıtları ile şebekelerin güçlendirilmesi ihtiyacı da göz önünde bulundurulduğunda, kısa dönemde salt yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı bir elektrik enerjisi sistemi kurulması mümkün görünmemektedir. Bu nedenle, belirli bir teknoloji edinimi ve sanayi altyapısının kurulması hedefini de gözeterek şekilde, önümüzdeki dönemde arz tarafında ana önceliğin yenilenebilir enerji kaynaklarına verildiği entegre bir sistem planlaması yapılmalıdır. Böylelikle, iyi tasarlanmış **YEKA** modelinden elde edilecek çıktılarla, bir taraftan yenilenebilir enerji kaynaklarının gerek **birincil enerji arzı** gerekse elektrik enerjisi üretimindeki **payının önemli ölçüde artırılması** mümkün olacak, diğer taraftan **yerli ekipman üretimiyle** sağlanacak rekabet üstünlüğü sayesinde, başta hinterlandımızdaki ülkeler olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarından faydalanmak isteyen ülke pazarlarına nüfuz edebilme imkanına kavuşulacaktır. Bu bağlamda bahse konu teknolojilerin milli kaynaklarla ya da yerlileştirilerek üretilmesi önem arz etmektedir (Özel İhtisas Komisyonu Raporu Madde 111).

- Yenilenebilir enerji makine-ekipmanları yüksek teknoloji içerikleri ile Türkiye'nin sanayi üretimine katkı sağlayacak önemli nüveler içermektedir. Bu **nedenle ekipmanların yerli üretimi** hassasiyetle ele alınmalı, özellikle **yüksek teknolojili ürünler** hedeflenmelidir. Bu bağlamda ekipman yerlileştirme ve yan sanayi kollarının oluşturulması amacını da güden **YEKA** modelinden beklenenlerin öngörüldüğü şekilde hayata geçirilebilmesi için proje geliştirme ve uygulama süreçleri dikkatlice izlenmeli, işlemler mümkün olduğunca hızlandırılmalı ve yatırımın simülasyonu yapılarak riskler minimize edilmeli, yerli ekipman üreticileri ve yazılım vb. hizmet sunan şirketler ile Ar-Ge merkezlerinin sürece dahil edilmesi sağlanmalıdır. Ayrıca, **yerli katkıyı daha iyileştirecek ara modellerin** geliştirilmesi ile teknoloji yayılımına yönelik tedbirler alınmalıdır. Bunlarla sınırlı olmamak üzere, **yerlilik tanımı tekrar gözden geçirilmeli** ve bütün kaynaklar için yaşam döngüsü analizi yapılmalıdır (Özel İhtisas Komisyonu Raporu Madde 128).
- Rüzgâr enerjisinin kapasite ve veriminin artırılması için **güneş enerjisi ile hibrit birleşimi** ve kontrol sistemleri düzenlemelerle desteklenmelidir (Özel İhtisas Komisyonu Raporu Madde 130).
- **Rüzgâr tahmin sistemleri geliştirilmeli** ve tahminlerdeki sapmaların azaltılmasına yönelik çalışmalar yapılmalı; depolama çözümleri üretim tahminini kısa sürede istenen doğruluğa çıkartılabileceğinden, **depolama çözümlerinin geliştirilmesi** gündeme alınmalıdır (Özel İhtisas Komisyonu Raporu Madde 130).
- Kule, kanat, kanat ana ve ara malzemeleri (cam elyafı, elyaf ve laminasyon reçinesi, multiaksiyal örgüler, vakum torbalama sarf malzemeleri) ile bazı bağlantı elemanları (kanat bağlantı saplama ve somunları, kule bağlantı civataları, flanş ve özel bağlantı elemanları) vb. tedarik zincirindeki bazı bileşenlerin birden fazla tedarikçiden temin edildiği göz önünde bulundurularak, rüzgâra dayalı üretim tesislerinin ek maliyetlere katlanmaksızın kurulabilmesi için **tedarik zincirinde daha güçlü işbirliği** olanakları yaratılmalıdır (Özel İhtisas Komisyonu Raporu Madde 130).
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının artan oranlarda ekonomiye kazandırılmasına yönelik olarak **YEKA** modeli ve **lisanslı yenilenebilir enerji proje yarışmalarında** 2017 yılında sağlanan ivme korunmalıdır (Özel İhtisas Komisyonu Raporu Madde 166).

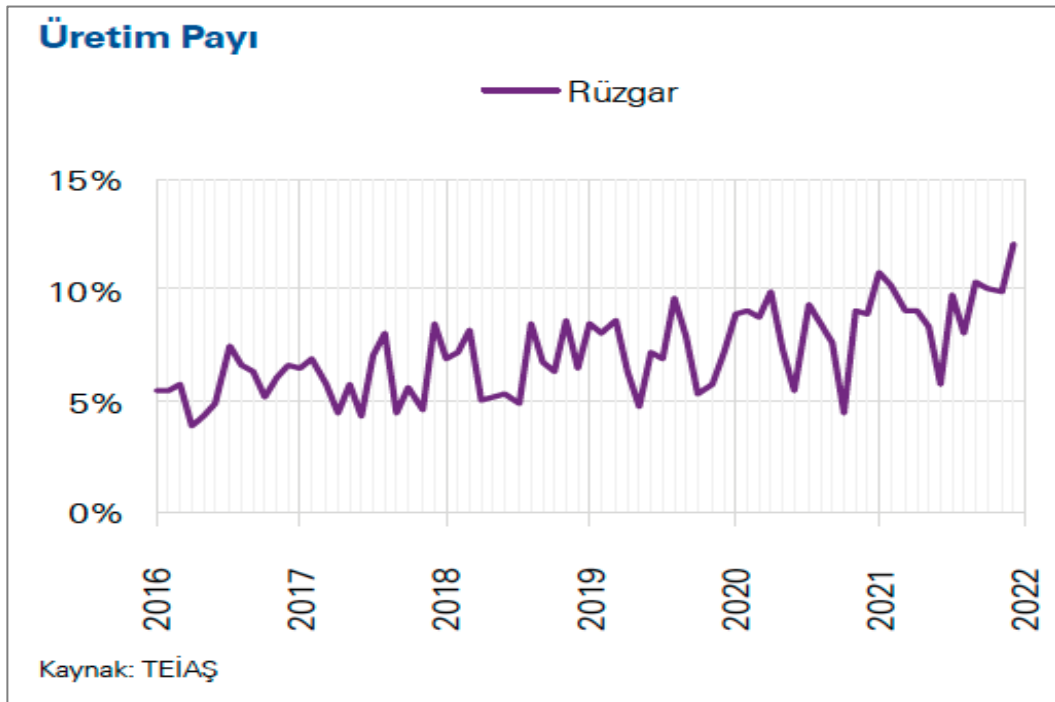
6.2.2 MEVCUT KURULU GÜÇ, ELEKTRİK ÜRETİMİ VE ŞEBEKE TAHSİS KAPASİTELERİ

Türkiye'de şebekeye bağlı rüzgâr elektrik kurulu gücü 2020 Aralık ayı sonu itibarıyla toplam 8.832,4 MWe olmuş, 2021 yılsonunda 10.607 MWe'ye ulaşmıştır. Bu santrallardan üretilen elektrik ise 2020 yılında 24.828 GWh (ülke toplam elektrik üretiminin %8,10'u) olarak gerçekleşmiş, 2021 yılında geçici verilere göre 31.478 GWh ile toplam elektrik üretiminin %9,50'sini sağlamıştır. 2021 Aralık ayında ise Türkiye'de üretilen elektriğin %12'si rüzgârdan karşılanmıştır.[5],[6]

Türkiye'de rüzgâr enerjisi santrallarının (lisanslı ve lisanssız) toplam kurulu güç gelişimi Şekil 6.2.3'te, son 6 yıldaki üretimdeki pay oranları Şekil 6.2.4'te ve lisanslı rüzgâr enerjisi santrallarının 2021 yılındaki aylık üretimdeki pay oranları ise Şekil 6.2.5'te görülmektedir.



Şekil 6.2.3 Türkiye’de Rüzgâr Enerjisi Santrallerinin Kurulu Güçlerinin Gelişimi (TEİAŞ, 2021 değeri TEİAŞ kesinleşmemiş geçici verileri ve EPDK aylık sektör raporlarından saptanmıştır.)



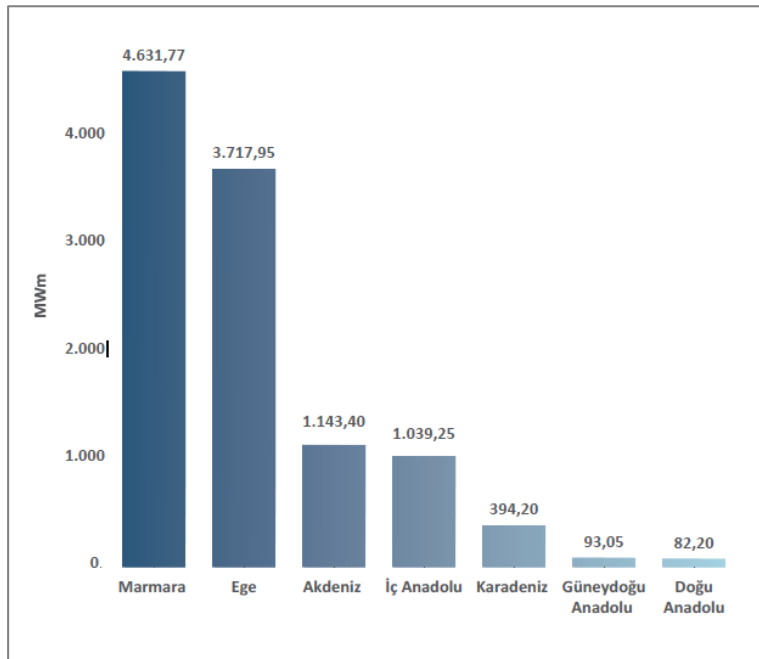
Şekil 6.2.4 Türkiye’de Rüzgâr Enerjisi Santrallerinin Son 6 Yılda Üretimdeki Payları (%) (TEİAŞ)



Şekil 6.2.5 Lisanslı Rüzgâr Enerjisi Santrallerinin 2021 yılındaki Aylık Üretimdeki Payları (EPIAŞ)

2020 yılında 332 adet olan rüzgâr santrali (2 EÜAŞ, 250 serbest üretim şirketi santralleri, 80 lisanssız santraller) sayısı 2021 yılı sonu itibariyle 355'e yükselmiştir (Toplam 17,4 MWe gücünde 2 EÜAŞ, 10.516,5 MWe gücünde 270 SÜŞS, 73,1 MWe gücünde 83 lisanssız).

Kurulu güçlerin (MWm olarak) bölgelere göre dağılımı da Şekil 6.2.6'daki grafikte yer almaktadır.



Şekil 6.2.6 RES Kurulu Güçlerin Bölgelere Göre Dağılımı (MWm, 2021) (TÜREB)

2021 yılına ilişkin birkaç karşılaştırmalı bilgi aşağıdaki gibidir: [7]

- 2021 YEKDEM katılımında rüzgâr santralleri 25 TWh ile ilk sırada yer almıştır.
- 2021 yılında devreye giren 4.300 MW yeni kurulu gücün %44'ü rüzgârdan geliyor
- Kaynak bazında toplam kurulu gücün santral sayılarına oranına bakıldığında, son yıllarda düşme eğilimindeki ortalama rüzgâr santrali büyüklüğünün 2021 yılında yeniden yükselerek 30 MW/santral seviyesine çıktığı görülüyor.

Türkiye'de halen 1.838 MW'lık 69 rüzgar santralında inşa çalışmaları devam etmektedir. Nisan 2022 sonu itibarıyla YEKA RES 1 ve 2 projeleri dahil olmak üzere 3.161 MW kapasiteli 54 santral önlisans almıştır. 850 MW kapasiteli YEKA RES 3 için başvurular 31 Mayıs 2022 tarihinde alınacaktır.

Rüzgâr enerjisi kurulu gücü esas olarak TEİAŞ'ın belirlediği kapasiteler üzerinden bağlantı tahsisi yapılan lisanslı santraller tarafından sağlanmaktadır. Yapımı devam etmekte olan lisanslı santraller ve önlisans başvurularının durumu verilerine göre işletmede olan santraller ve kapasite tahsis bilgileri Tablo 6.2.1'de görüldüğü gibidir.

Tablo 6.2.1 Türkiye Rüzgâr Enerjisi Tahsis Tablosu (Nisan 2022)

Lisanslı (280)	12.618 MW
*Lisanslı işletmede (271)	10.780 MW
*Lisanslı inşaa aşamasında veya beklemede	1.838 MW
EÜAŞ	17,4 MW
Lisanssız	73,1 MW
Önlisanslı	3.161 MW
YEKA RES-3 kapsamında tahsis edilecek	850 MW
TOPLAM	16.719,5 MW

Toplamda yaklaşık 16.720 MW'lık kapasite tahsis edilmiş olup yaklaşık 6 GW'lık santralin izin, lisans alımları, yatırımları ve inşası tamamlanıp işletmeye girmesi beklenmektedir.

Özel İhtisas Komisyonu Raporu Madde 130'da rüzgâr enerjisinin kapasite ve veriminin artırılması için güneş enerjisi ile hibrit birleşimi ve kontrol sistemleri düzenlemelerle desteklenmesi önerilmiştir. TÜREK 2021²'de TÜREB Başkanı Ebru Arıcı tarafından 2021'de başlayan hibrit yatırımları ile şimdiye kadar 6 santralde 140 MW'lık yardımcı kaynak olarak güneş enerjisi gücü devreye alındığı belirtilmiştir.

6.2.3 ÜRETİM FAALİYETLERİ VE MODELLERİ

Türkiye'de rüzgâr enerjisinden elektrik üretim santrallerinin (RES) şebekeye bağlantı izni için üç farklı yöntem uygulanmaktadır. Bu üç yöntem sırasıyla Lisanssız Elektrik Üretimi, Lisanslı Elektrik Üretimi ve Yarışmaları, YEKA ihaleleridir.

Rüzgâr enerjisinden lisanssız elektrik üretimi, güneş enerjisinden elektrik üretiminin aksine gelişme göstermemiştir. Tablo 6.2.1'den görüldüğü gibi lisanssız RES'lerin payı ülke toplam kurulu gücünün % 1'inden azdır. Bu nedenle sadece diğer iki yöntem aşağıda detaylı olarak ele alınmıştır. Nisan 2022 sonu itibarıyla gerçekleştirilen Bağlantı Tahsis ve YEKA ihalelerinin sonuç değerleri Tablo 6.2.2'de görülmektedir.

² Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği (TÜREB) tarafından düzenlenen Türkiye Rüzgar Enerjisi Kongre ve Sergisi (TÜREK)

Tablo 6.2.2 Bağlantı Tahsis ve YEKA İhalelerinin Sonuç Değerleri (Nisan 2022 sonu itibarıyla)

YEKDEM ...-30.06.2021	7,3 \$-cent/kWh (+0,6 -> 3,7\$-cent/kWh yerli katkı)
YEKDEM 01.07.2021 – 31.12.2025	32 TL kuruş/kWh (+8 krs/kWh yerli katkı)
Haziran 2017 - önlisans yarışmaları en yüksek	5,12 \$-cent/kWh
Haziran 2017 - önlisans yarışmaları en düşük	- 1,51\$-cent/kWh
Ağustos 2017 - YEKA 1	3,48 \$-cent/kWh
Aralık 2017 - önlisans yarışmaları en yüksek	7,29 \$-cent/kWh
Aralık 2017 - önlisans yarışmaları en düşük	- 2,87 \$-cent/kWh
Mayıs 2019 - YEKA 2 en yüksek	4,56 \$-cent/kWh
Mayıs 2019 - YEKA 2 en düşük	3,53 \$-cent/kWh
2019 yılı Elektrik piyasası ortalama piyasa takas fiyatı	(260,32 TL/MWh) ~4,38 \$-cent/kWh
2020 yılı Elektrik piyasası ortalama piyasa takas fiyatı	(278,72 TL/MWh) 4,01 \$-cent/kWh
2021 yılı Elektrik piyasası ortalama piyasa takas fiyatı	(508,10 TL/MWh) 5,56\$-cent/kWh

6.2.3.1 Lisanssız Elektrik Üretimi

Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği ile düzenlenen faaliyet türünde elektrik enerjisi üretebilecek, gerçek veya tüzel kişilerin lisans almadan ve şirket kurmadan elektrik üretim faaliyeti yapmaları sağlanmıştır.

6.2.3.2 Lisanslı Elektrik Üretimi

6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile piyasada elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı, toptan veya perakende satışı, elektrik ithalat ve ihracatı ve piyasa işletim faaliyetleri için lisans alınması zorunlu kılınmıştır. Bu kapsamda piyasada faaliyet göstermek isteyen ve kurulu gücü 5 MW'tan büyük olan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim santralleri için Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu(EPDK)'ndan üretim lisansı alınmak zorundadır.

Elektrik üretim faaliyeti için öncelikli olarak önlisans alınması gerekmektedir. Kaynak türü ve kurulu güce göre belirlenecek önlisans süresi içerisinde yatırımcı, mevzuattan kaynaklanan izin, onay, ruhsat ve benzeri belgeleri edinmesi gerekmektedir. Önlisansın süresi, önlisans başvurusuna konu üretim tesisi projesinin kaynak türü ve kurulu gücüne bağlı olarak, mücbir sebep hâlleri hariç, otuz altı ayı geçmemek üzere Kurul kararı ile belirlenir.

Önlisans süresi içerisinde gerekli izin ve onayları alan yatırımcı, elektrik üretim tesisinin inşaatına başlayabilmesi için EPDK'den üretim lisansını alması gerekmektedir. Lisans, faaliyetin niteliği dikkate alınarak en az on, en çok kırk dokuz yıl için verilir. Ancak, Kanunun Geçici 12'nci maddesi kapsamında verilen üretim lisansının süresi, ilgili mevcut sözleşmenin süresi ile sınırlıdır. YEKA için verilen üretim lisansının süresi, YEKA Yönetmeliği çerçevesinde belirlenen süre ile sınırlıdır.

02/11/2013 tarih ve 28809 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği'nde EPDK'nin her yıl TEİAŞ'nin açıkladığı bağlanabilir kapasite miktarı için önlisans başvurusu alacağı, aynı bağlantı noktasına ve/veya aynı bağlantı bölgesine bağlanmak için birden fazla başvurunun bulunması hâlinde, başvurular arasından ilan edilen kapasite kadar sisteme bağlanacak olanları belirlemek için TEİAŞ tarafından ihale yapılacağı belirtilmiştir. Ardından Nisan 2015 başvuruları için 2017 Haziran ve Aralık aylarında yapılan ihalelerle 47 farklı bölgede 85 projeye toplam 2.820 MW kapasite tahsis edilmiştir. Bunlardan toplam 2.765 MW'lık 82 proje için önlisans

verilmiş, üretim lisansı aşamasına geçilmiştir. Ancak sonraki yıllarda uygulamaya Yönetmelik'te belirtildiği şekilde devam edilmemiştir. En son başvuru duyurusu, 2020 yılına kadar sisteme bağlanabilecek 2.000 MW RES kapasitesi için Ekim 2016 olarak yapılmış, fakat bu başvuru alımlarının önce Nisan 2018'e, ardından Nisan 2020'ye, daha sonra (koronavirüs salgınına karşı alınan önlemlerin öncesinde) Ekim 2020'ye ertelendiği duyurulmuş ve en sonunda başvuru alımı ve kapasite iptal edilmiştir. Gelişmekte olan bir sektörün devamlılığının sağlanmasında önemli rol oynayan proje stokunu yaratan önlisans başvurularının üç sefer ertelenmesi sektörü yavaşlatmış ve yatırımcılar tarafında belirsizliğin artırması sebebiyle, ülke adına da rekabetçi bir piyasa adına da olumsuz etkileri olmuştur.

Önlisans başvurularının ertelenmesindeki nedenlerden biri de Enerji Bakanlığı tarafından 2016 yılında yayımlanan Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları Yönetmeliği kapsamındaki yeni YEKA modeli olmuştur.

6.2.3.3 Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları (YEKA)

09/10/2016 tarih ve 29852 sayılı Resmi Gazete'de Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları Yönetmeliği yayımlanmıştır. Bu Yönetmelik ile yenilenebilir enerji kaynaklarının değerlendirilmesinde yeni bir yatırım modeli hayata geçmiştir

YEKA modelinin gerekçesi ve yararları ETKB tarafından “*Toplam elektrik enerjisi üretimindeki yenilenebilir enerji kaynakları payının ve kaynak çeşitliliğinin artırılması suretiyle elektrik enerjisi üretiminde dengeli bir portföyün oluşturulması büyük önem arz etmektedir. Bu kapsamda gerçekleştirilen Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı (YEKA) modeli ile bir yandan yenilenebilir enerji üretim tesislerinden satın alınan elektrik enerjisi maliyeti azaltılırken, diğer yandan yenilenebilir enerji teknolojilerinde yerli üretimin geliştirilmesi ve kalifiye insan kaynağı kapasitesinin artırılması da sağlanacaktır*” şeklinde ifade edilmektedir.

YEKA, yenilenebilir enerji projeleri için tahsis edilen, özellikleri ve kritik unsurları Kanun ile belirlenmiş özel nitelikli alanlardır. Önlisans sürecinden farklı olarak kurumun daha önceden belirlediği bağlantı bölgeleri için yerli ekipman üretimi veya kullanım şartı ile yapılan ihalelerle yatırımcılara toplamda 2.000 MW'lık tahsis sağlanmıştır.

Ağustos 2017'de, yerli üretim, AR-GE zorunluğu ve 15 yıl alım garantisi ile üretilecek elektriğe kilovatsaat başına en düşük fiyatı teklif etme esasına göre yapılan YEKA-RES 1 ihalesini açık eksiltmede 3,48 \$-sent/kWh ile en düşük teklifi veren Kalyon-Türkerler-Siemens konsorsiyumu kazanmıştır. Sözleşme 27.02.2018'de imzalanmıştır. İhalede 150 türbin/yıl kapasiteli fabrika kurulması, sözleşme imzasından 21 ay sonra (yaklaşık 2019 yılı Ekim ayında) fabrikanın üretime geçmesi ve 10 yıl boyunca çalışacak olan AR-GE Merkezinin çalışmaya başlaması, şartnamedeki tabloya göre toplam yerlilik (yurtiçinde üretim) puanları toplamının en az 65 olması, enerji tesislerinin tümünün sözleşme imzasından 6 yıl sonra (yaklaşık 2024 yılı başında) devreye girmesi şart koşulmuştur. Siemens fabrika için Ağustos 2018'de Aliğa Organize Sanayi Bölgesi'nden yer satın almıştır. Bilindiği kadarıyla fabrika üretime hazır ve yatırımcı firmalardan türbin siparişi bekler durumdadır.

19.07.2019 tarih ve 30836 (mükerrer) sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan Gelir Vergisi Kanunu ile Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılması Hakkında Kanun (No: 7186) kapsamında 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'na eklenen “Sözleşme süre uzatımı ve devir” başlıklı Geçici 26. Madde ile; ihalesi yapılan yenilenebilir enerji kaynakları veya yerli kömüre dayalı elektrik üretim tesisleriyle ilgili devir sözleşmeleri ve elektrik satış anlaşmalarından kaynaklanan hak ve yükümlülüklerin süreleri, 17 Ocak 2019 tarihinden itibaren 36 ay süreyle uzatılmıştır. Böylelikle kurulacak fabrikanın üretime geçme ve AR-GE Merkezi kuruluşunun tamamlanarak çalışmaya başlama tarihleri 2022 yılı son aylarına, santrallerin en son üretime geçme tarihi 2027 yılı ilk aylarına kadar, herhangi bir cezai işleme maruz kalmadan ertelenebilecektir.

EPDK'den alınan verilere göre, Edirne'de 295 MW'lık Edirne RES, Sivas-Kangal'da 160 MW'lık Yellice RES, Sivas-Gürün'de 90 MW'lık Gürün RES ve Eskişehir'de 50 MW'lık Eskişehir RES Projeleri ile Kırklareli'nde 260 MW'lık Balkaya RES ve 145MW'lık Sergen RES projeleri için 24.09.2020 tarihinde ön lisans alınmıştır.

YEKA-RES 2 kapsamında, Mayıs 2019'da, kullanılacak türbinlerin yerlilik puanları toplamının asgari 55 olması şartıyla ve üretilecek elektriğe kilovatsaat başına en düşük fiyatı teklif etme esasına göre, açık eksiltme yöntemiyle 250 MW'lık dört ayrı ihale yapılmıştır. İhale sonucunda Enerjisa Aydın'da yapılacak RES için kWh başına 4,56 \$-sent, Çanakkale'de yapılacak RES için kWh başına 3,67 \$-sent ile en düşük teklifi, Enercon ise Muğla'da yapılacak RES için kWh başına 4,00 \$-sent, Balıkesir'de yapılacak RES için 3,53 \$-sent ile en düşük teklifi sunmuştur. ETBK ile firmalar arasındaki sözleşmeler Mart 2020'de imzalanmıştır.

EPDK'den alınan verilere göre, 2021 yılsonu itibariyle Enercon'a ait EN 1 ve EN2 firmaları tüm önlisansları almış, Enerjisa bir kısım önlisansı 2021'de, bir kısmı 2022 yılı ilk aylarında tamamlamıştır.

Dünyada hızla yeni uygulama alanları bulan deniz üstü RES'ler için ülkemizde ilk somut adım 21 Haziran 2018 tarih ve 30455 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan duyuru ile Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından 1.200 MW kapasiteyle kurulacak deniz üstü (offshore) rüzgâr enerjisi santrali (DRES) için yenilenebilir enerji kaynak alanları (YEKA) tahsis ve bu alanlar için belirlenen bağlantı kapasiteleri kullanılabilmesi ihalesi için son başvuru tarihinin 23 Ekim 2018 olarak açıklanması ile atılmıştır. Tavan fiyat 8 \$-sent/kWh olarak belirtilmiş, Saros, Kıyıköy ve Gelibolu aday bölgeler arasında yer almıştır ancak ihaleye katılan olmamış, konu ile ilgili yeni bir duyuru da yapılmamıştır.

Ardından Mart 2019'da Danimarka ile Türkiye arasında, açık denizlerde kurulacak rüzgâr santralleri için ikili anlaşma imzalanmış, anlaşma kapsamındaki projenin resmi başlangıcı ve 1. Yönlendirme Komitesi toplantısı 24 Mart 2019 tarihinde Ankara'da gerçekleştirilmiştir. Basında Danimarka'nın, Türkiye'nin Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları (YEKA) modeli kapsamında yeniden ilan etmeyi hedeflediği ihaleye teknik destek vereceği ve deniz üstü (offshore) teknolojisi seçimi, yer seçimi ve ihalelerde yatırımcılara verilecek süreler hakkında ETKB'ye destek olmasının beklendiği dile getirilmiştir.[8]

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nca 2021 yılı Mayıs ayında "Rüzgâr Enerjisine Dayalı Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları ve Bağlantı Kapasitelerinin Tahsisine İlişkin Yarışma" (YEKA RES-3) ilan edilmiştir. Bu kapsamda iptal edilen önlisans yarışması kapsamındaki 2.000 MW gücünde bağlantı kapasitesinin tahsisinden 850 MW'ı, 20 adet mini YEKA yarışması düzenlenerek 41 ilde yeni santral yatırımlarının gerçekleştirilmesi sağlanacaktır. YEKA RES-3 başvuru tarihi ilk olarak 12 Ekim 2021 olarak açıklanmış ve sonrasında 14 Aralık 2021, ardından 27 Nisan 2022, son olarak 31 Mayıs 2022 tarihine ertelenmiştir. Öte yandan tahsis edilecek bağlantı kapasitesi 2.000 MW'tan 850 MW'da düşürülmüştür.

YEKA RES-3'e ilave olarak ise; 1.200 GW kurulu güce sahip DRES yatırımının gerçekleşmesini hedefleyen yeni yarışmanın hazırlıkları Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığınca yürütülmeye devam edilmektedir.

Tablo 6.2.3 YEKA RES İhaleleri

	YEKA RES-1	YEKA DRES-1 (İPTAL)	YEKA RES-2	YEKA RES-3
Yer	Edirne, Kırklareli, Sivas, Eskişehir	Gelibolu, Saros, Kıyıköy	Aydın, Balıkesir, Çanakkale, Muğla	20 bölge: 41 il
Tarih	03.08.2017	23.10.2018	30.05.2019	31.05.2022
Kapasite (MW)	1.000	1,200	1.000	850
Kazanan fiyat	34,8 dolar/MWh	-	35,3– 45,6 dolar/MWh	
Tavan fiyat		80 dolar/MWh		950 TL/MWh
Sponsor şirket	Kalyon, Siemens Gamesa, Türkerler	-	Enerjisa, Enercon	-
Satın Alım Garanti Süresi	15 yıl	-	15 yıl	-
Satın Alım Garanti Miktarı		50 GWh	-	35 GWh
Yerli Ekipman Oranı	%60	%60	%55	%55

6.2.4 TÜRKİYE'DE RÜZGÂR SANAYİİ VE RES EKİPMANLARININ YERLİ ÜRETİMİNİ SAĞLAMAYA YÖNELİK UYGULAMALAR

Ülkemizdeki demir-çelik sanayii, inşaat, otomotiv ve savunma sanayi gibi sektörlerdeki olgunluk seviyesi rüzgâr sanayiinin de gelişimine katkı sağlamıştır. Özellikle mekanik aksamın imalatı konusunda hızlı bir ilerleme kat edilmiştir. Bununla beraber son dönemde elektronik aksam ve şebeke sistemleri ile ilgili de olumlu gelişmeler gözlemlenmektedir. Önümüzdeki 5 yıl içerisinde ülkemizde üretilen rüzgâr türbinlerinin yerlilik oranının en az %75–80 seviyelerine ulaşması beklenmektedir.[9]

Wind Europe tarafından 2020 yılında hazırlanan “Rüzgâr Enerjisi ve Avrupa Ekonomik İyileşme” raporunda; ülkemiz rüzgâr türbini ekipman üretimi yapan 12 büyük ölçekli tesisiyle listede 5. sırada yer almaktadır.

TÜREB Rüzgâr Sanayisi Kataloğu 2020’de rüzgâr enerjisi sanayicilerinin 15 farklı şehirde; kule, kanat, jeneratör gibi büyük aksamlara ek olarak kule iç aksamları, bağlantı ekipmanları, taşıma ekipmanları, taşıma aparatları, vb. çelik ve metal üretimi yaptığı, kule üretiminde %67, kanat üretiminde %64 yerlilik oranı sağlandığı belirtilmekte; sanayicilerin %75’inin 45 ülkeye ihracat yaptığı ve bu faaliyetler ile Avrupa’da 5. imalatçı konumunda olduğu dile getirilmektedir.

6.2.4.1 YEK Belgelendirme ve Destekler

YEKA projeleri haricinde 01.07.2021’den önce işletmeye alınan YEK belgeli santraller için; 5346 sayılı Kanun’daki II Sayılı Cetvel’e göre lisanslı ve lisanssız rüzgâr santralından üretilen elektriğin tarifesi ve lisanslı rüzgâr santralında yerli üretim ekipman kullanımı halinde, kullanılan yerli ekipmana göre mevcut tarife ek olarak uygulanacak fiyatlar Tablo 6.2.4’de gösterilmektedir.

Yerli katkıdan faydalanmak isteyen başvuru sahiplerine ödenecek ilave fiyat, Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik kapsamındaki listenin yurt içinde imal edilen bütünleştirici parçanın aksam içindeki oranlarına (Tablo 6.2.4) ve ilgili formüle göre hesaplanır.

YEKA projeleri haricinde 01.07.2021–31.12.2025 döneminde devreye alınacak santraller için YEK Destekleme Mekanizması baz fiyatları Tablo 6.2.5'te verilmiştir. Bu fiyatlar üçer aylık dönemlerle TÜFE, ÜFE, ABD doları ve Euro'daki değişimleri içeren bir formül ile güncellenecektir.

Tablo 6.2.4 YEKDEM Kapsamın Garantili Fiyatlar ve Yerli Aksam Teşvikleri (01.07.2021 Öncesi)

Tesis Türü (30.06.2021'e kadar devreye giren santraller)	Garantili Fiyat (dolar cent/kWh)	Yerli Aksam Teşviki (dolar cent/kWh)
Hidroelektrik üretim tesisi	7,3	1,0—2,3
Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi	7,3	0,6—3,7
Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	10,5	0,7—2,7
Biyokütleyle dayalı üretim tesisi (çöp gazı dahil)	13,3	0,4—5,6
Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	13,3	0,5—6,7
01.07.2021'den sonra devreye giren santraller Yenilenebilir Santral Türü	Yerli Katkı (kuruş/KWh)	Yeni Üst Sınır (dolar cent/KWh)
Hidroelektrik üretim tesisi	8	6,4
Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi	8	5,1
Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	8	8,6
BES	Çöp Gazı/Atık Lastik	8
	Biyometanizasyon	8
	Termal Bertaraf	8
Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	8	5,1

Kaynak: EPDK, TSKB

Tablo 6.2.5 YEK Destekleme Mekanizması Baz Fiyatları (01.07.2021–31.12.2025 Dönemi)

Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesis Tipi	YEK Destekleme Mekanizması Fiyatı (TL Krş/kWh)	Yerli Katkı Fiyatı (TL Krş/kWh)
a. Hidroelektrik Üretim Tesisi	40,00	8,00
b. Rüzgar Enerjisine Dayalı Üretim Tesisi	32,00	8,00
c. Jeotermal Enerjisine Dayalı Üretim Tesisi	54,00	8,00
d. Biyokütleyle Dayalı Üretim Tesisi	Çöp Gazı/ Atık lastiklerin işlenmesi sonucu ortaya çıkan yan ürünlerden elde edilen kaynaklar	32,00
	Biyometanizasyon	54,00
	Termal Bertaraf (Belediye atıkları, bitkisel yağ atıkları, gıda ve yem değeri olmayan tarımsal atıklar, endüstriyel odun dışındaki orman ürünleri, sanayi atık çamurları ile atılma çamurları)*	50,00
e. Güneş Enerjisine Dayalı Üretim Tesisi	32,00	8,00

Kaynak: 30 Ocak 2021 tarih ve 31380 Sayılı Resmi Gazete

6.2.4.2 YEKA İhalelerindeki Yerli İmalat Şartları

İhale şartnamelerindeki tablolara göre temin edilecek olan rüzgâr türbinlerinin toplam yerlilik (yurt içinde üretim) puanları toplamı YEKA 1'de en az 65, YEKA 2'de en az 55 olması gerekmektedir.

YEKA 1'de türbin imalatı ve parçaların montajı için özel bir fabrika ve ayrıca bir AR-GE merkezi kurulması şartı varken, YEKA 2'de böyle şartlar olmayıp sadece 55 puan asgari sınırını sağlayabilecek şekilde yurtiçinde üretilmiş parçaların kullanılması yeterli olmaktadır. İlgili aksam ve puanlama detayı Tablo 6.2.6'da belirtilmiştir.

Tablo 6.2.6 YEKA RES Aksamların Asgari Yerlilik Oranları ve Yerlilik Puanları

TESİS BİLEŞENİ	AKSAM	AKSAM YERLİLİK	AKSAM ASGARI
		PUANI	YERLİLİK ORANI (%)
KULE	1. Türbin Kulesi	17	65
	2. Kulenin mekanik iç donanımı	4	51
	3. Kule bağlantı elemanları	1	51
ROTOR	1. Kanat	19,5	60
	2. Rotor göbek bloğu (hub)	2,3	51
	3. Rotor göbek bloğundaki döner tabla dişlileri veya kanat yatağı	1	51
	4. Ana veya sabit mil	2	51
	5. Kanat yönlendirme sistemi (Pitch system)	4,5	51
NASEL	1. Nasel ve hub dış kabinleri	2	51
	2. Nasel içerisindeki iskelet yapılar (Şase)	3	51
	3. "Nasel-Kule" arasındaki döner tabla dişlisi	1	51
	4. Nasel yönlendirme sistemi (Yaw system)	3	51
	5. Ana mil yatağı ve varsa yatak bloğu	1,7	51
	6. Soğutma sistemi	1	51
	7. Fren sistemi	1,2	51
	8. Hidrolik sistemi	1,3	51

ELEKTROMEKANİK	A.1. Dişli kutusu	15	51
GÜÇ DÖNÜŞÜM SİSTEMLERİ	A.2. Dişli kutusu türbin jeneratörü	5	51
	B. Doğrudan tahrikli türbin jeneratörü	20	51
GÜÇ SİSTEMLERİ	1. Türbin transformatörü	1,5	51
	2. Güç dönüştürücüsü	3	51
	3. Elektronik güç kontrol ünitesi	3	51
DİĞER	1. Havacılık ikaz sistemi	0,5	51
	2. Hız, yön, sıcaklık, basınç, nem sensörleri	0,5	51
	3. Dahili nasele vinç	0,5	51
	4. Küçük döküm parçalar ve bağlantı ekipmanları	0,5	51
	5. Yağlama sistemi	1	51
	6. Topraklama / paratoner sistemi	0,5	51
	7. Veri İzleme, Sorgulama, Kontrol Sistemleri	3	51
	8. Diğer	0,5	51

6.2.4.3 EÜAŞ-ASELSAN Yerli Türbin

Türkiye'nin ilk rüzgâr santralleri Alaçatı rüzgâr enerji santrali (ARES) ve Bozcaada rüzgâr enerji santrali 20 yıl süreyle Yap-İşlet-Devret (YİD) modeli ile çalıştıktan sonra Elektrik Üretim AŞ'ye (EÜAŞ) devredilmiştir.

EÜAŞ, ARES'in iki türbininin yerli imkanlarla yenilenmesi için Sanayi İşbirliği Programı (SİP) kapsamında Aselsan ile 4.0 MW gücündeki yerli rüzgâr türbini geliştirilmesini planlıyor. 22 Eylül 2021 tarihli sözleşme ile Aselsan'ın teknoloji transferi ve özgün çalışmalarla geliştireceği iki türbin denemesi yapılacak proje için 10 milyon dolar ön bütçeleme yapıldığı belirtildi.

Projede kanat yatırımı, dişli kutusu yatırımı, nasele ve nasele bileşenleri yatırımı, nasele montaj fabrikasının kurulumu, platform tasarım ekibinin kurulması işleri yer alıyor.

6.2.5 DENİZ ÜSTÜ RES

Türkiye'de diğer komşu ve Akdeniz ülkelerinde de olduğu gibi henüz işletmede bir deniz üstü RES bulunmamaktadır.

Daha önce ülkemizdeki enerji gündeminde çok yer almayan ve ilgili sektör raporlarında belirtilmemiş Deniz Üstü ve Küçük Ölçekli Rüzgâr Enerjisi potansiyeli ve olası uygulamaları da günümüzde tartışılmaya başlanmıştır. Dünya Bankası'nın yayınladığı bir rapora göre Türkiye kıyılarında 50 metreden az derinliği olan bölgelerde 12.000 MW, 50–1000 metre derinliği olan bölgelerde ise 57.000 MW olmak üzere toplamda yaklaşık 70.000 MW'lık bir deniz üstü rüzgâr enerji potansiyeli vardır.

Deniz üstü RES yatırımları hakkındaki ilk girişim, öncesinde kapsamlı bir hazırlık veya sektörün yeterince geri dönüşü alınmadan Haziran 2018'de yapılan 1.200 MW DRES projesi ihalesinin

duyurusudur. Söz konusu deniz üstü projesi için Saros, Kıyıköy ve Gelibolu aday bölgeler olarak belirlenmiştir ancak yeterli miktarda talep gelmemesi nedeniyle ihale ertelenmiştir.

Yakın zamanda kurulan Deniz Üstü Rüzgâr Enerjisi Derneği ve çalışmaları ile ulusal ve çevre bölgeler özelinde bu konudaki çalışma ihtiyaçlarının tespiti ve ilgili kurum ve kuruluşların bilgilendirilmesi hız kazanmıştır. Son yıllarda gerçekleşen ve planlanan ulusal ve uluslararası seminer ve fuarlar bu konuda yakın zamanda daha somut adımların atılmasına zemin sağlayacaktır.

DRES projelerinin kurulacakları bölgelerde çeşitli kısıtlara bakılmalıdır; teknik ve idari çalışmaların ana başlıkları aşağıdaki gibi sıralanabilir:

- Santral konumu ve coğrafi özellikler,
- Kıta sahanlığı,
- Yasal mevzuat ve izin durumları,
- Finansman yapısı,
- Yerli üretim ve lojistik.

Özellikle kıta sahanlığı konusunda hali hazırda bazı ulusal kaynaklardaki yayınlar sürecin başlangıç noktasında çözülmesi gereken uluslararası konuları vurgulamaktadır. Avrupa Komisyonu tarafından 19.11.2020 tarihinde yayımlanan raporun 6. sayfasında derinlik harita verilmiş ayrıca World Bank Group tarafından Ekim 2019 tarihli raporun 25. sayfasında ülkemizin deniz üstü rüzgâr potansiyel haritası verilmiştir (Şekil 6.2.2). Bu haritadaki Türkiye Münhasır Ekonomik Bölge (Exclusive Economic Zone) gösterimiyle ülkemizin uluslararası deniz yetki alanı hakları (kabul edilemez biçimde) ihlal edilmiştir.[4]

Bu konuların özellikle yasa yapıcıların ve ilgili tüm sektör paydaşlarının özenli ve koordine çalışmaları ile ele alınması gerekmektedir.

KAYNAKÇA

[1] <https://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/Ruzgar>

[2] <https://map.neweuropeanwindatlas.eu/>

[3] <https://globalwindatlas.info/>

[4] World Bank Group, GoingGlobal - Expanding Offshore Wind To Emerging Markets, Ekim 2019

[5] TEİAŞ

[6] EPDK

[7] KPMG-EnerjiIQ Raporu

[8] TEBA Haber Sayı: 1910, 25 Mart 2019.

[9] İZKA Rüzgâr Enerjisi Sektörü ve İzmir Denizüstü Rüzgâr Enerjisi Yol Haritası, Temmuz 2021

ÖZGEÇMİŞ



Görkem Teneler

gorkem.teneler@mmo.org.tr

3 Mayıs 1986 tarihinde İzmir 'de doğdu. Lisans öğrenimini 2010 yılında İzmir Yüksek Teknoloji Enstitüsü Makina Mühendisliği Bölümü'nde, yüksek lisans öğrenimini 2011 yılında Uppsala Üniversitesi Enerji Teknolojileri Rüzgâr Enerjisi Proje Yönetimi alanında tamamladı.

2011-2013 yılları arasında Uppsala Üniversitesi'nde araştırmacı ve AB proje asistanı olarak görev yaptı. 2014-2018 yılları arasında Verk Enerji Teknolojileri'nde yönetici ortak olarak görev yaptı. 2018 yılından bu yana Enercast GmbH firmasında kıdemli danışman olarak çalışmalarına devam etmektedir.

Rüzgâr enerjisi uzmanlık alanında; Birleşmiş Milletler Rüzgâr Enerjisi Çalışma Grubu üyesi, IEC Rüzgâr Enerjisi Bölümü WG 15 ve MT 12-1 Çalışma Grubu üyesi, IEC 2017 Genç Profesyonelleri Türkiye temsilcisi ve TSE MTC 150 Rüzgâr Enerjisi Ayna Komitesi başkan vekili olarak görev almıştır.

Makina Mühendisleri Odası çalışmalarına, MMO KALMEM Rüzgâr Ölçümleri 17025 Deney Akreditasyonunda danışman/dış uzman, 3., 4., 5. ve 6. İzmir Rüzgâr Sempozyumu'nda Yürütme Kurulu üyesi, MMO İzmir Şubesi Yenilenebilir Enerji Kaynakları Uzmanlık Komisyonu'nda 27. Dönem üye, 28. Dönem başkan vekili, MİEM Rüzgâr Enerjisi eğitimleri kapsamında danışman/eğitmen, sektör görüş yazıları ve Türkiye'nin Enerji Görünümü Raporu 2020 hazırlığında MMO Enerji Çalışma Grubu üyesi, 29., 30. ve 31. dönem İzmir Şube Yönetim Kurulu üyesi olarak görev alarak katkıda bulunmuştur.

Teneler, evli ve bir çocuk babasıdır.

6.3 TÜRKİYE'DE GÜNEŞ ENERJİSİ

Levent BÜYÜKBOZKIRLI
Makina Mühendisi

6.3.1 TEMİZ VE UCUZ ENERJİ OLARAK GÜNEŞ ENERJİSİ

BM Sürdürülebilir Kalkınma Amaçları'nın 7. Maddesi'nde 2030 yılına kadar ekonomik, temiz, güvenilir, sürdürülebilir ve modern enerjiye evrensel erişim hedeflenmektedir. Bu bağlamda güneş enerjisi, fosil yakıtlar gibi kullanımı sırasında doğaya zarar vermeyen, sera gazı salımıyla iklim krizinin ağırlaşmasına yol açmayan ve hammadde olarak bir maliyeti bulunmayan bir enerji türü olarak öne çıkmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı'na (IEA) göre, yeryüzüne 90 dakikada vuran güneş ışığı, tüm dünyanın bir yıllık enerji ihtiyacını karşılamaya yeterlidir. Güneş, insanlara sunduğu bu tükenmez enerjiyle küresel düzeyde erişilebilir ve sürdürülebilir bir birincil enerji kaynağıdır.

6.3.2 GÜNEŞ ENERJİSİNİN KULLANIM ALANLARI

Güneş enerjisi, günümüz teknolojisinde çok çeşitli alanlarda kullanılmaktadır. Bunların başlıcaları aşağıda verilmiştir.

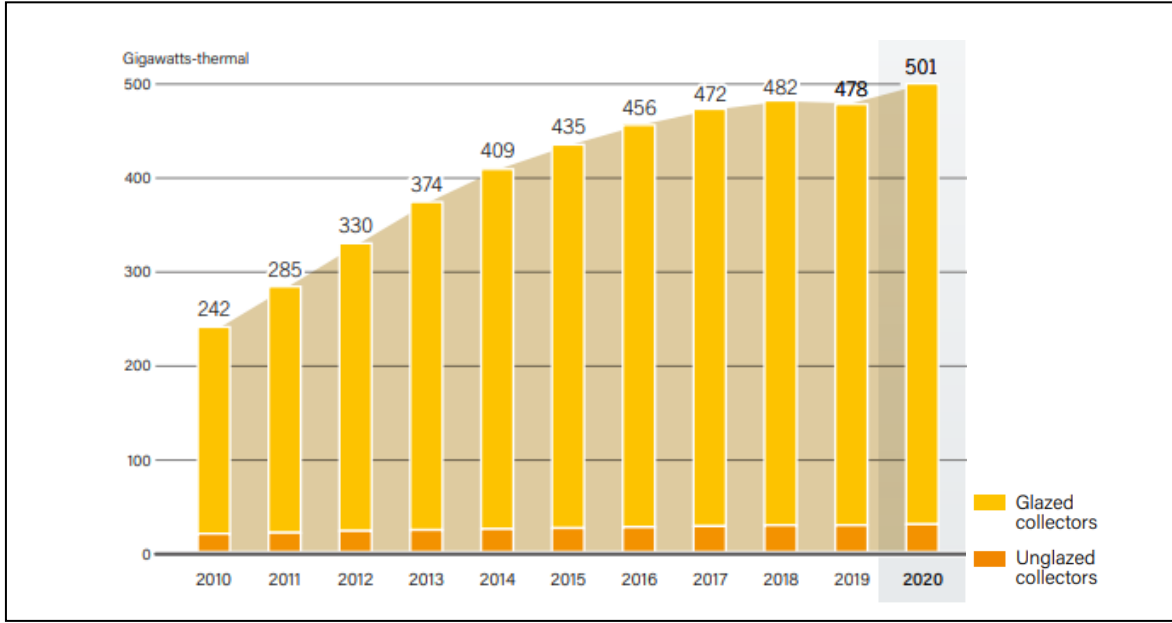
Evlerin, kamusal ve ticari binaların elektrik enerjisinin sağlanmasında, kamusal alanların aydınlatmasında, bina, ev, seralar gibi çeşitli mekânların ısıtılması ve sıcak su ihtiyacının karşılanmasında, soğutma işlemlerinde, kurutma işlemlerinde, trafik lambalarında, sokak lambalarında, cep telefonlarında, kol saatlerinde, güneş ocaklarında (güneş enerjisini doğrudan alıp, bir kabın üzerinde yoğunlaştırarak ısıya çeviren, yiyecek ısıtma, pişirme ve pastörize etmekte kullanılan sistem).

6.3.3 GÜNEŞ ENERJİSİ SİSTEMLERİ

6.3.3.1 Isıl Güneş Enerjisi Sistemleri

Isı üretimi amaçlı güneş enerjisi uygulamaları kendi içerisinde düşük, orta ve yüksek sıcaklıktaki uygulamalar olmak üzere üç gruba ayrılır. Düşük sıcaklık uygulamalarının en sık rastlanılan örneği düzlemsel güneş kolektörleridir. Orta sıcaklık uygulamaları çizgisel yoğunlaştırıcı sistemler olup, parabolik oluk sistemleri olarak da adlandırılırlar. Yüksek sıcaklık uygulamalarında ise parabolik çanak ve merkezi alıcılar vasıtasıyla noktasal yoğunlaştırma yapılmaktadır.

Isıl güneş enerji sistemleri arasında en sık kullanılan düzlemsel güneş kolektörleridir; bu sistemlerin içerisinde dolaşan akışkan 70-80°C sıcaklığa kadar yükselebilir. Konutların sıcak su ihtiyacına ek olarak çeşitli ticari ve endüstriyel binaların, yüzme havuzlarının ve sanayi tesislerinin ısıtılmasında ve sıcak su ihtiyacının karşılanmasında kullanılmaktadır. Sistem, paneller, akışkan, tank ve pompa düzeneğinden oluşmaktadır. Bu yöntemde güneş ışınları vasıtasıyla ısıtılan akışkanın sıcaklığı belirlenen noktaya ulaştıktan sonra, akışkan tanka transfer edilerek depolanır ve ısınma amacıyla kullanılabilir. Güneşten elde edilen ısı enerjisi, özellikle konutlarda fosil yakıtlardan sağlanan ısınma ve su ısıtma amaçlı kullanıma önemli bir alternatif sunması ve yenilenebilir enerji kaynağı olması nedeniyle, güneş ışıınımları yönüyle zengin olan ülkemizde ön plana çıkmaktadır. Bu sistemler, ülkemizde ve dünyanın birçok yerinde sıcak su elde etme, yüzey alanlarının ısıtılması ve soğutulması, ürün kurutma, endüstriyel proses veya ticari yemek pişirme için ısı, buhar ve soğutma amacıyla yaygın olarak kullanılmaktadır.



Şekil 6.3.3.1 2010-2020 Yılları Arasında Dünya Geneline Isıl Güneş Enerji (Solar Thermal) Sistemleri Kapasitesinin Gelişimi [1] (Glazed collectors: Düz Panelli, Vakum Tüplü Sistemler. Unglazed collectors: Yüzme Havuzu Isıtma Sistemleri)

Şekil 6.3.3.1’de görüldüğü gibi, 2020 itibarıyla küresel ölçekte ısıl güneş enerji sistemleri kapasitesi 501 GW’a ulaşmıştır. 2020 yılında 25,2 GW yeni ısıl güneş sisteminin devreye alındığı hesaplanmaktadır. Çin, Türkiye, Hindistan, Brezilya ve ABD kapasite artırımında önde gelen ülkelerdir.

2020 yılı sonu itibarıyla, yıl içindeki satışları %3 oranında azalmasına rağmen ısıl güneş enerjisi sistemlerinde Çin küresel çapta kurulu kapasitenin %67’sine sahip durumdadır. Türkiye, Çin’in ardından ısıl güneş enerjisinde dünyada 2. sırada yer almaktadır ve bu sektördeki satışları 2020’de %2 artarak, toplam kurulu gücü 18,4 GW’a ulaşmış, dünyada %4’lük pay sahibi olmuştur. Pandeminin Türkiye ısıl güneş enerjisi sektörüne etkileri iki yönlü olmuştur; şehirlerden ayrılıp kırsal alanlara yerleşenler nedeniyle konut sektöründe ısıl sistem satışları artmış, ancak oteller ve diğer konaklama tesislerine satışlar düşmüştür.

Her ne kadar ısıl güneş sistemlerinde talep büyük oranda konutlarda su ısıtma amacıyla olsa da, bölgesel ısıtmada ısıl güneş sistemlerinin kullanımı pek çok ülkede 2020 yılı boyunca artmıştır. Başta Çin, ardından Almanya ve Danimarka ısıl güneş enerjisi ile bölgesel ısıtmada lider ülkeler durumundadır.

Henüz kullanımı az olsa da Hibrit Fotovoltaik-Isıl güneş sistemlerine olan talep son dönemde artmaktadır. Bu sistemlerde ısıl kolektörler, FV modüllere monte edilerek, aynı çatıdan hem ısı hem elektrik elde edilmesine olanak vermektedir. 2020 yılı sonu itibarıyla FV-ısıl enerjiyi birlikte kullanan hibrit güneş enerji sistemleri konut, bina ısıtma ve su ısıtma için 635 MWh ısıl kapasite sağlamışlardır.

6.3.3.2 Isıl Yoğunlaştırılmalı Güneş Enerji Santralleri (Concentrated Solar Power–CSR)

Bu sistemlerde güneş enerjisi, elektrik üretimi için aynalar vasıtasıyla bir noktaya odaklanır. Yoğunlaştırıcı toplayıcıların tiplerine göre, parabolik kolektörde 400°C sıcaklığa, çanak kolektörlerde ise 1400°C sıcaklığa kadar ulaşılır. Elde edilen yüksek sıcaklıklardaki kızgın buhar, türbinlere iletilerek elektrik enerjisi üretilir.

Isıl yoğunlaşılmalı güneş enerji sistemlerinin küresel kurulu güç kapasitesi henüz 6,2 GW’tır. Bu alanda dünya ölçeğinde İspanya lider, ABD onun ardından 2. sıradadır. 2020 yılında yeni kurulum olarak

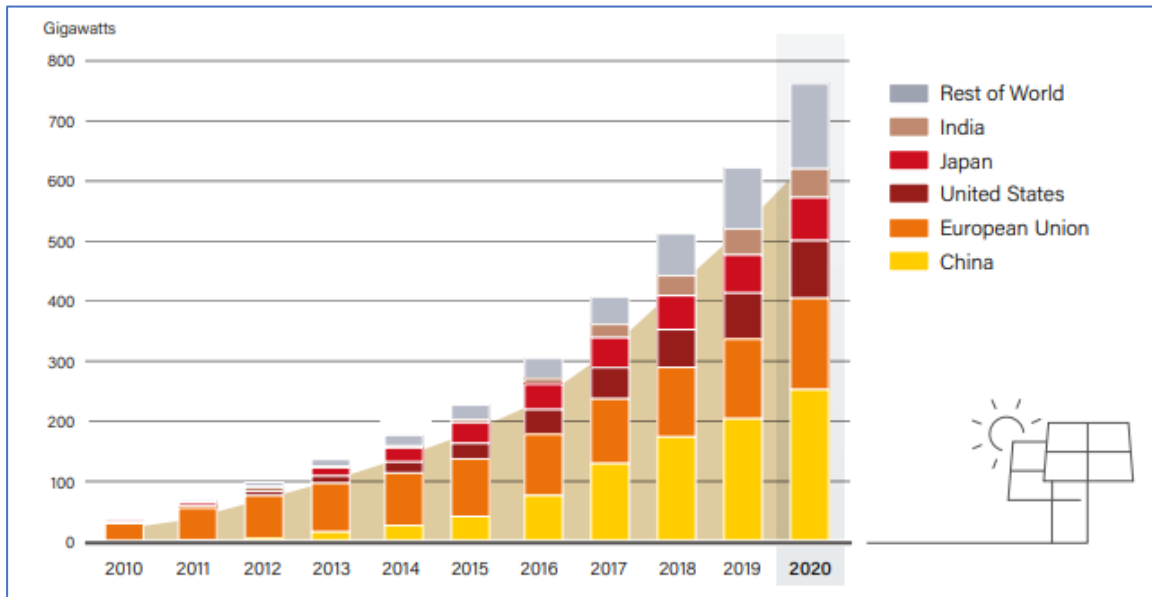
sadece Çin, 100 MW'lık bir parabolik sistem devreye almıştır. Düşük kapasite artışında, bu sistemlerin maliyeti son 10 yılda önemli ölçüde azalmış olsa da, fotovoltaik güneş paneli teknolojisi ile kıyaslandığında “kWh” olarak seviyelendirilmiş elektrik maliyeti bakımından halen daha pahalı olmaları rol oynamaktadır.

2020'den önceki son 10 yılda, ısı yoğunlaştırılmalı sistemlerin maliyetlerinde %68 gibi büyük oranda düşme gözlenmiştir. Bunun başlıca sebepleri arasında teknoloji ve lojistik ağındaki iyileştirmelerle, ısı yoğunlaştırılmalı sistemlerin ışınımın yüksek olduğu bölgelerde kurularak verimliliğin yükseltilmesi sayılabilir. Çoğu tesiste ısı yoğunlaştırılmalı güneş sistemleri FV panellerle birlikte kurularak, hem kapasite faktörünü artırma, hem de toplam maliyeti düşürme yoluna gidilmektedir.

6.3.3.3 Fotovoltaik (FV) Güneş Enerjisi Sistemleri

2020 yılı, pandeminin etkilerine karşın FV güneş panellerinde bugüne kadar talep artışının en fazla yaşandığı yıl oldu. 2020 sonunda 42'den fazla ülke, 1GW ve üzeri FV güneş enerjisi kapasitesine sahip bulunuyor.

Şekil 6.3.2'de görüldüğü gibi Çin, kurulu güçte açık arayla liderliğini sürdürüyor. 2020 yılında Çin, 48,2 GW gibi çok yüksek bir yeni kapasite ekleyerek, 2020 sonunda şebekeye bağlı kurulu gücünü 253,4 GW'a yükseltti. Çin'de güneş enerjisinde merkezi ticari sistemlere yönelik talep 2020'de hızla büyümeye devam etti. Bunda hibrit FV güneş-rüzgar santralleri projelerinin ve enerji depolama sistemlerinin kurulması da önemli rol oynamıştır.



Şekil 6.3.2 2010-2020 Yılları Arasında Küresel Ölçekte FV Güneş Enerjisi Kurulu Kapasite Gelişimi (Veriler Doğru Akım-DC) [1] (Aşağıdan yukarı sırasıyla; Çin, Avrupa Birliği, ABD, Japonya, Hindistan, diğer dünya ülkeleri)

Foto-voltaik güneş enerjisi sistemlerinde güneş hücreleri, güneş ışığını doğrudan elektrik akımına dönüştürürler. Hücrede oluşturulan pozitif ve negatif yüklü kısımlar, elektron hareketi için potansiyel farkı oluşturur ve güneş hücrelerine çarpan ışık, hücrelerdeki atomların etrafındaki elektronların yerini değiştirerek elektrik akımı üretir. Bu şekilde üretilen doğru akım, invertör aracılığıyla alternative akıma dönüştürülür. Sistemin malzemeleri arasında en hassas olan ve elektrik üretimini gerçekleştiren “güneş hücreleri”, alt ve üstte enkapsülant, cam ve arka kapakla kaplanarak dış etkenlere karşı korunur.

Diğer enerji teknolojilerinde ve elektronikte olduğu gibi güneş panelleri de malzeme yoğun sistemlerdir ve önemli miktarda alüminyum, bakır ve gümüş, az miktarda da çinko, kurşun gibi mineraller kapsarlar.

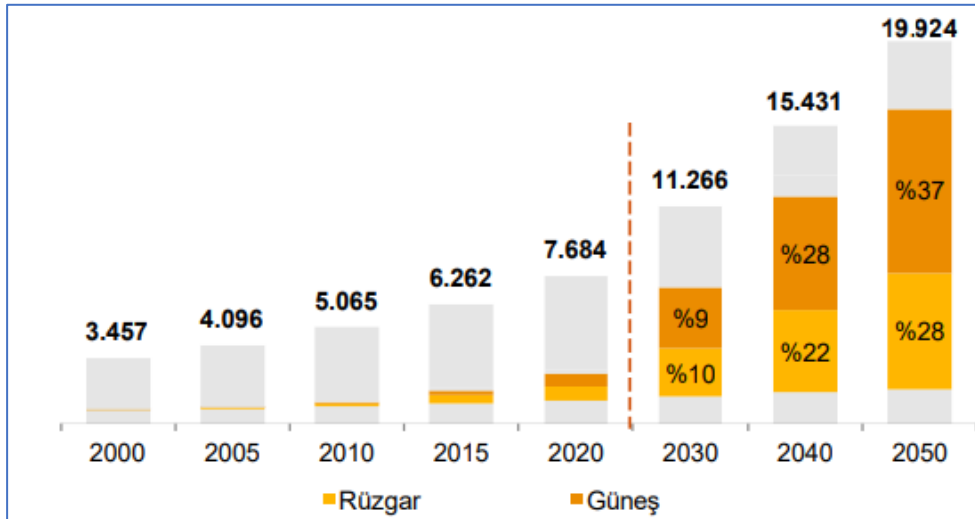
Güneş panellerine olan talebin büyük bir hızla artması, bu sistemlerde kullanılan malzemelerin temini ve geri dönüşüm sorunlarını da beraberinde getirmektedir. 2010 ile 2020 yılları arasında, hücrelerde gümüş kullanımı %80 oranında azalmasına rağmen, küresel talebin %5,7'den %11'e yükselmesiyle birlikte FV güneş panellerindeki gümüş miktarı 2 kattan fazla artmıştır.

Güneş panellerinin teknik kullanım süreleri 25-30 yıl civarındadır. Ancak son yıllarda hızla artan panel verimlilikleri dikkate alınarak, çoğu tesiste kapasite artırımı amacıyla mevcut güneş panelleri, yenileri ile değiştirilmektedir. Değişimler ayrıca eskiyen invertör ve diğer malzemeleri yenilemek için de yapılmaktadır. Güneş panelleri malzemelerinin %95'i geri kazanılabilir durumdadır, ancak henüz bu malzemelerin çoğu geri dönüşüm maliyetlerini karşılamadığı için potansiyel değer oluşturan malzemeler (gümüş, bakır, silikon vb) ve çevresel etkisi olan kurşun genellikle geri kazanılmamaktadır. Ömrünü dolduran güneş panelleri miktarı arttıkça, geri dönüşüm tesislerinin kapasiteleri büyüdükçe ve geri dönüşen malzemeler piyasada alıcı buldukça, güneş panellerinin geri dönüşümü ekonomik getirisi olan bir işlem olmaya başlayacaktır.

6.3.4 DÜNYADA ELEKTRİK ÜRETİMİNDE GÜNEŞ ENERJİSİ KAPASİTESİ

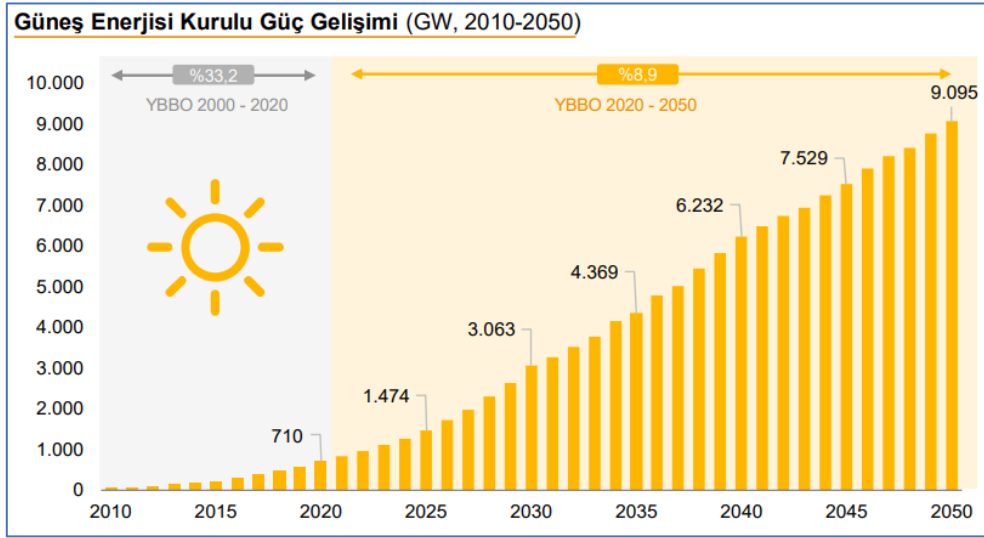
Son yıllarda hızla azalan maliyetlerin de etkisiyle, güneş enerjisinden elektrik üretimi, küresel ölçekte diğer yenilenebilir teknolojilere göre daha hızlı yayılmıştır ve bu durumun 2050'ye doğru ivme kazanarak artması beklenmektedir.

İklim kriziyle mücadelede hedef olarak verilen maksimum 1,5°C'lik küresel sıcaklık artışını aşmamak için IRENA'nın hesaplarına göre, 2050 yılına gelindiğinde güneş ve rüzgarın yenilenebilir enerji kaynakları içerisinde en yüksek paya sahip olması beklenmektedir. Bu hesaba göre 2050 yılında küresel ölçekte güneş enerjisinin payı kurulu güçte %37, elektrik üretiminin de ise %25 olarak öngörülmektedir.



Şekil 6.3.3 Küresel Ölçekte Elektrik Kurulu Gücü İçerisinde Güneş ve Rüzgar Enerjisi Santrallerinin Payı, Gerçekleşme ve IRENA Tarafından Öngörülen (GW, %, 2000-2050) [3]

Şekil 6.3.3'te gösterildiği gibi son 20 yılda, dünyada güneş enerjisi kurulu gücü yıllık %33 büyüme oranıyla artarak 2020 yıl sonu itibarıyla 710 GW'a ulaşmıştır. IRENA tarafından sürdürülebilir bir gelecek için güneş enerjisi kurulu gücünün 2050 yılında 9 TW'ın üzerine çıkacağı öngörülmektedir.



Şekil 6.3.4 Dünyada Güneş Enerjisi Santralleri Kurulu Güç Gelişimi, Gerçekleşme ve IRENA Tarafından Öngörülen [4] (YBBO: Yıllık Bileşik Büyüme Oranı)

6.3.4.1 Ülkeler Bazında GES Kurulu Gücü

Küresel ölçekte Çin, GES kurulu gücü ve güneş santral malzemelerinde lider konumdadır, dünyada en fazla güneş paneli satışı yapan ilk 10 şirketten 8 tanesi Çin menşelidir. Hücre ve panel üretiminde de Çin liderliğini korumaktadır.

2020 yılı kurulu güç kapasitelerine göre Çin'in 254 GW'lık kurulu gücünün ardından ABD 74 GW'la 2., Japonya 69 GW'la 3., Almanya 54 GW'la 4. ve Hindistan 39 GW'la 5. sıradadır.

Güneş enerjisinde önde gelen ülkeler, bu sektörü geliştirmek için çeşitli teşvik ve kolaylıklar sağlamaktadır. Bunlara başlıca örnekler aşağıda verilmiştir;

Çin: 2010 yılında yenilenebilir enerji stratejik iş kolu olarak ilan edildi, çeşitli teşviklerin ve finansman kolaylıklarının verileceği duyuruldu. 2014 yılında GES yatırım fonu kurularak girişim aşamasındaki şirketlere destek sağlandı. Bunlara ilaveten vergi indirimleri ve satın alım garantisi getirildi.

ABD: Mesken sahiplerinin, kendi evlerine kuracakları çatı kurulu güç maliyetlerinin %26'sının vergiden düşülebileceği bir teşvik sistemi kullanılmaktadır. Ayrıca düşük faizli güneş kredisi verilmektedir.

İtalya: Ecobonus %110 programı sayesinde bina entegre ve çatı kurulu güç için 20 kW limite kadar kW başına 2400 Euro vergi indirimi vermektedir.

Almanya: İddialı yenilenebilir enerji hedefleriyle uyumlu olarak, GES yatırımlarına kolaylık sağlanmaktadır; çatıda 500 kW, sahada 10 MW'a kadar 20 yıl satın alım garantisi getirilmiştir.

İspanya: Güneş vergisinin kaldırılmasıyla birlikte 2020 yılında 11,5 GW olan GES kurulu gücünün 2025 yılında 23,4 GW'a çıkması hedeflenmektedir.

Büyük Britanya: Çatı ve saha kurulu gücüne 25 yıllık satın alım garantisi getirilmiştir.[2]

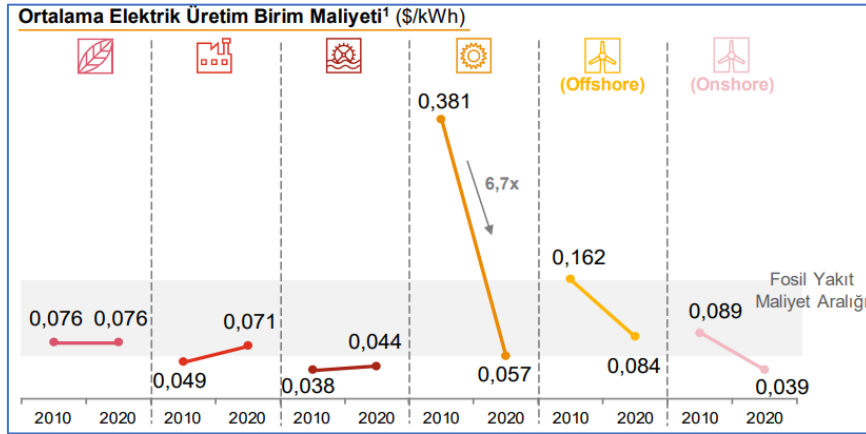
6.3.4.2 Elektrik Üretim Maliyet Karşılaştırmaları

Farklı enerji kaynaklarından elektrik üretimi maliyetlerini karşılaştırmakta "seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (LCOE)" kullanılır. Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti, bir üretim tesisi için faaliyet ömrü

boyunca hesaplanan ortalama elektrik üretimi maliyetidir ve tesise yatırılan sermaye miktarını da dikkate almaktadır.

Şekil 6.3.5'te görüldüğü gibi, güneş enerjisi, 2010-2020 döneminde maliyetleri en hızlı düşen enerji sektörü olmuştur. Hücre teknolojilerinde elde edilen ilerlemeler sayesinde 2010-2020 yılları arasında modül maliyetleri %46 oranında azalmıştır.

Rüzgar enerjisi de güneşe yakın bir seyir izlemiş ve güneşle rüzgarın maliyetleri fosil yakıtların altına düşmeye başlamıştır. [4]

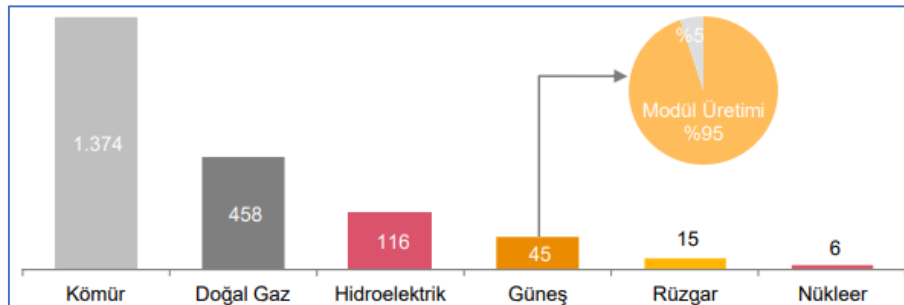


Şekil 6.3.5 Kaynaklara Göre Ortalama Elektrik Birim Üretim Maliyetinin Değişimi [4] (Soldan Sağa Sırayla; Biyoenerji, Jeotermal, Hidroelektrik, Güneş, Karasal Rüzgar, Denizüstü Rüzgar)

6.3.4.3 Enerji Santrallerinin Yaşam Döngüleri Boyunca Sera Gazı Salımları

İklim kriziyle birlikte gündeme gelen sera gazı salımları, ülkelerin Ulusal Katkı Beyanları'yla birlikte tüm enerji türleri için daha çok önem kazanmaktadır. Bu kapsamda, enerji santrallerinde kullanılan malzeme ve ekipmanların üretimleri sırasında ortaya çıkan karbon salımları dikkate alınmakta, malzemelerin üretiminin yeşil enerjilerden sağlanmasına ve bunun belgelenmesine çalışılmaktadır.

Şekil 6.3.6'da karşılaştırmalı olarak görüldüğü gibi, güneş enerji santralleri (ekipman imalatı, kurulum, üretim ve geri dönüşüm dönemini kapsayan) yaşam döngüsü boyunca çok düşük seviyede sera gazı salımına neden olmaktadır. Bunun en aza indirgenmesi için, özellikle panel ve hücre üretim süreçlerine yönelik çalışmalar yapılmaktadır. [13]



Şekil 6.3.6 Yaşam Döngüsü Boyunca Çeşitli Enerji Kaynaklarının Sera Gazı Salımları-2020 Yılı (CO₂ e/kW)[4]

Sera gazı salımlarını azaltmakta döngüsellik önemli bir faktördür; günümüz teknolojisinde güneş panelleri 25-30 yıl kadar kullanılabilirler. Ancak yine de kısa ve orta vadede eskiyen santrallerin geri dönüşümle ekonomiye kazandırılması, yani döngüsellik sağlanması için farklı uygulamalar ve

projeler üzerinde çalışılmaktadır. Yukarıda da bahsedildiği gibi, ekonomik olarak kazançlı olduğu sürece cam veya metaller gibi büyük malzemeler işlenerek geri dönüştürülürken, değerli malzemelerin geri kazanılmasının sağlanması güneş panellerinin temel döngüsellik sorununu oluşturmaktadır. IRENA'nın öngörülerine göre, 2030 yılında 9,7 milyon ton, 2050'de ise 138 milyon ton güneş paneli atığı gündeme gelecektir.

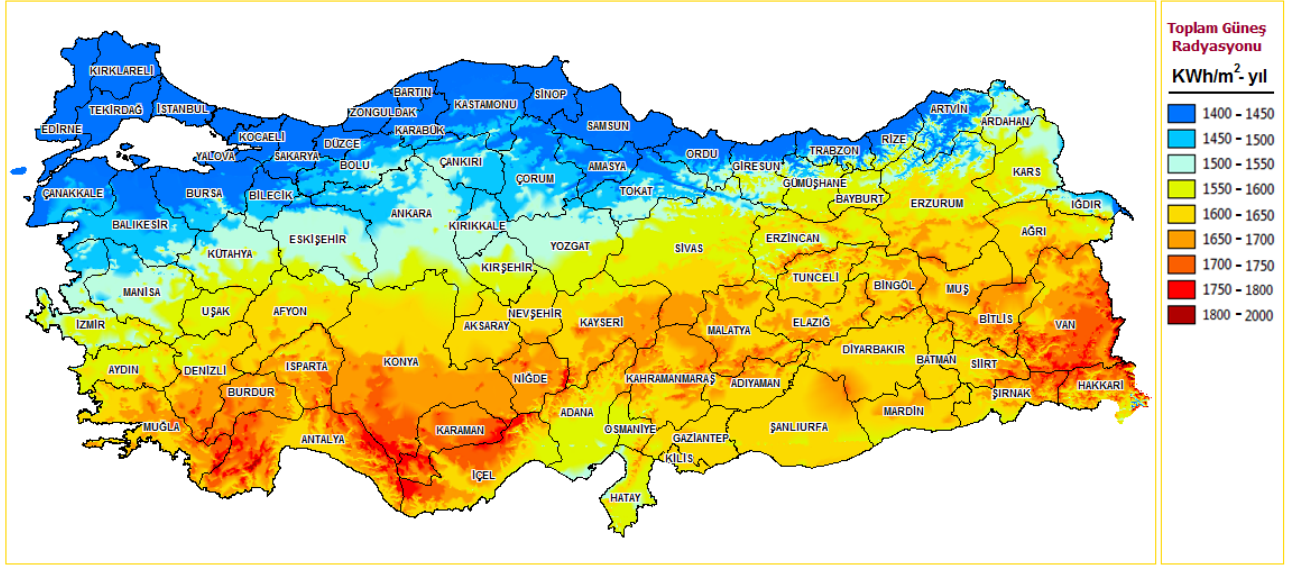
6.3.5 TÜRKİYE'DE GÜNEŞ ENERJİSİ

6.3.5.1 Türkiye'nin Güneş Enerjisi Kapasitesi

Türkiye'de güneş enerjisi yüksek ışınım miktarı, kurulum ve kullanım kolaylığı, hızla azalan maliyetleri, çevre dostu özellikleri ile diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına göre daha hızlı yaygınlaşma potansiyeli taşımaktadır. Türkiye, güneş enerjisinde oldukça şanslı bir coğrafi konumda olmasına rağmen, sahip olduğu potansiyeli bugüne kadar yeterince değerlendirememiştir. Ülkemizin neredeyse her bölgesinde güneş enerjisinin verimli bir şekilde kullanılabilmesi mümkündür. Türkiye'de ısı güneş enerjisi sistemleri genellikle binalarda kullanım suyunun ısıtılmasında kullanılmaktadır.

Güneş enerjisinin ısıtma amaçlı kullanımında dünya 2.'si olan Türkiye, güneşten elektrik enerjisi elde etme alanında özellikle son 5 yılda hızlı gelişme göstermiştir. Türkiye'de güneş enerjisi 2014 yılına kadar sadece konutlarda ve sanayide sıcak su elde etme, kurutma vb. işlemler için kullanılmıştır. 2015'ten sonra ise elektrik enerjisi üretimi için de faydalanılmaya başlanmıştır. IRENA'nın verilerine göre 2020 yılı itibarıyla Türkiye, toplam yenilenebilir enerji kurulu gücünde dünyada 12. sıradadır, güneş enerjisinde ise dünyada 16. sırada yer almaktadır.

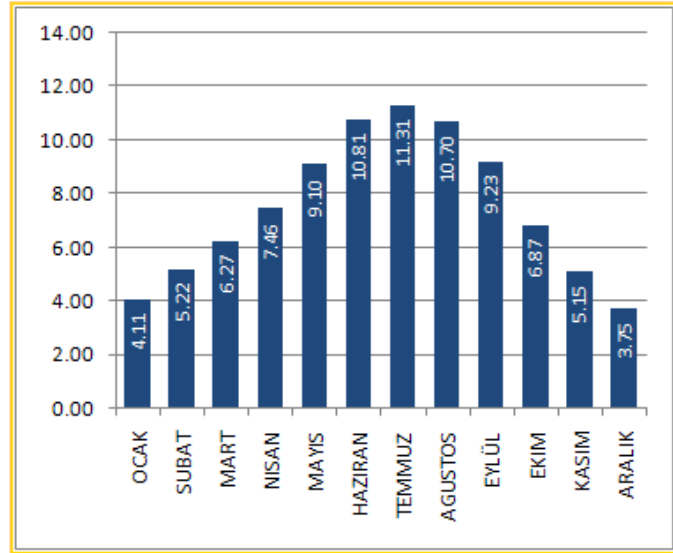
Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası (GEPA), Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü tarafından 2008 yılında hazırlanmıştır. Buna göre Türkiye'nin, eğimi üç dereceden düşük, yani güneş santrali kurmaya elverişli ve yıllık güneşlenme süresi metrekarede 1650 kWh'den yüksek ve santral kurulmasına uygun alanlar (4.600 km²) göz önüne alınarak, Mülga Elektrik İşleri Etüt İdaresi tarafından güneş enerjisine dayalı elektrik üretme potansiyeli yılda 380.000 GWh olarak hesaplanmıştır. Şekil 6.3.7'de görülen GEPA haritasına göre İç Anadolu, Doğu Anadolu, Akdeniz ve Güneydoğu Anadolu yüksek değerde ışınım alan bölgelerimizdir. Bu bölgelerde güneş enerjisine yatırım yapmak daha verimli ve yatırım maliyetlerinin geri dönüş süresi diğer bölgelere göre daha kısadır. Türkiye'nin Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlasına göre, yıllık toplam güneşlenme süresi 2.737 saat (günlük toplamı 7,5 saattir), yıllık toplam gelen güneş enerjisi (ışınım şiddeti) ise 1.527 kWh/m² (günlük 4,2 kWh/m²) olarak belirlenmiştir.[5]



Şekil 6.3.7 Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası–GEPA [6]

Şekil 6.3.8’de Türkiye güneş enerji potansiyeli ve güneşlenme süresi değerleri aylara göre dağılımı verilmiştir. Ülkemizde yıllık ortalama güneş ışınımının en küçük ve en büyük değerleri sırası ile 1120 kWh/m²-yıl ile Karadeniz Bölgesi’nde ve 1460 kWh/m²-yıl ile Güneydoğu Anadolu Bölgesi’nde gerçekleşmektedir. (Tablo 6.3.1)

TÜRKİYE Güneşlenme Süreleri (Saat)



Şekil 6.3.8 Türkiye Güneşlenme Süreleri (Saat) [6]

Tablo 6.3.1 Türkiye'nin Güneş Enerji Potansiyelinin Bölgelere Göre Dağılımı [7]

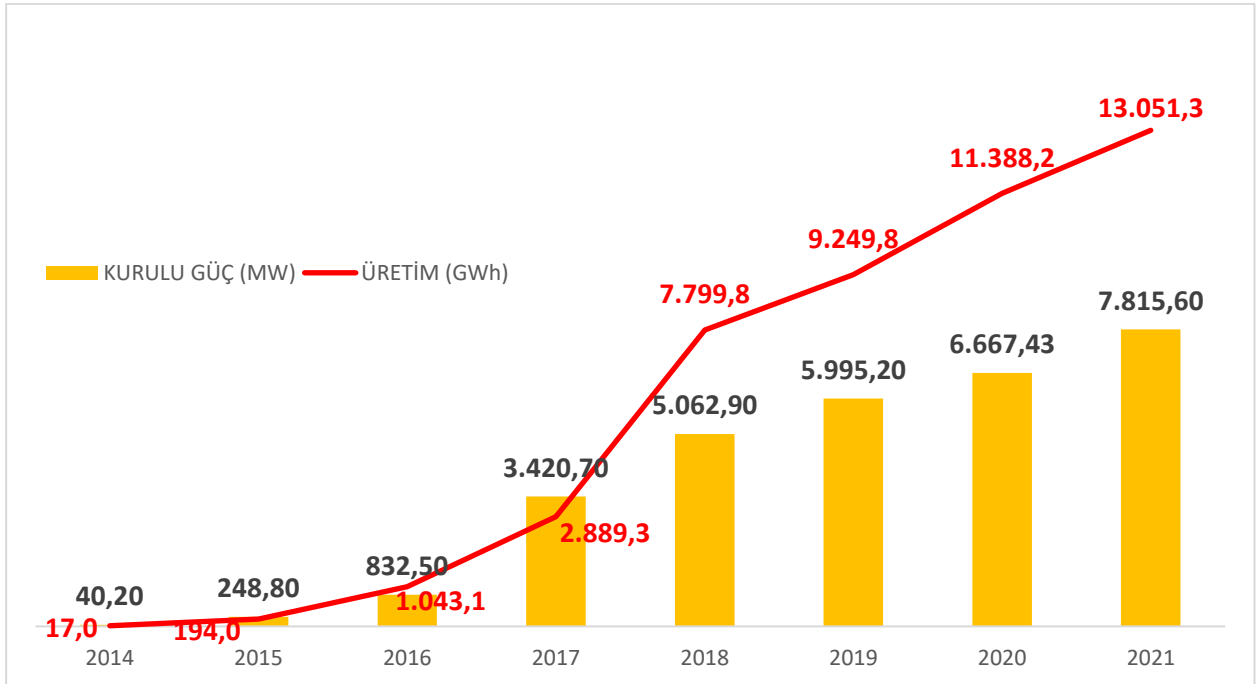
Bölge	Toplam Güneş Enerjisi (kWh/m ² -Yıl)	Güneşlenme Süresi (Saat/Yıl)
Güneydoğu Anadolu	1460	2993
Akdeniz	1390	2956
Doğu Anadolu	1365	2664
İç Anadolu	1314	2628
Ege	1304	2738
Marmara	1168	2409
Karadeniz	1120	1971

6.3.5.2 Türkiye'de Elektrik Kurulu Gücü, Elektrik Üretimi ve Güneş Enerjisinin Payı

Ocak 2022 itibarıyla Türkiye'nin elektrik üretiminde kurulu gücü, 99.734 MW'a ulaşmıştır. 2022 Cumhurbaşkanlığı Yıllık Programı'nda 2022'de kurulu gücün 102.423 MW'a, On Birinci Kalkınma Planı'nda ise 2023 yılı itibarıyla 109.474MW'a erişeceği öngörülmüştür.

2021 yılında güneş enerjisinden elektrik üretimi EPDK 2022 yılı aylık sektör raporlarına göre (geçici veri olarak) 13.051,33 GWh olarak gerçekleşmiştir. (Şekil 6.3.9) Türkiye'de güneş enerjisi kurulu gücü 2022 Ocak ayı itibarıyla 7.881 MW'tır. Lisanssız santraller, 6.960 MW'la güneş enerjisi kurulu gücünde büyük pay sahibidir. Santral adetlerine bakıldığında, toplam güneş santralleri 8.482 adet olup, bunun 8.445 adet lisanssız, sadece 37 adet lisanslıdır. [17, 8]

2016 yılında toplam elektrik üretimine sadece %0,4'lük katkı sağlayan güneş santrallerinin payı, 2020 yılında %3,7'ye, 2021 yılında %4,0 seviyesine yükselmiştir.



Şekil 6.3.9 Türkiye'de GES Kurulu Gücünün ve Elektrik Üretiminin Yıllara Göre Gelişimi (2021 yılı verileri geçicidir). [Veriler İçin Kaynaklar: 9 ve 17]

2022 Cumhurbaşkanlığı Yıllık Programında 2022 yılı için güneş enerjisi kurulu gücü 8.750 MW olarak öngörülmektedir. Bu değer, toplam kurulu güç içinde %8,5'e karşılık gelmektedir. Aynı programda, yine 2022 için güneş enerjisinden elektrik üretim miktarı 15.680 GWh olarak planlanmıştır ve bu değer toplam üretim öngörüsünün %4,7'sini oluşturmaktadır.

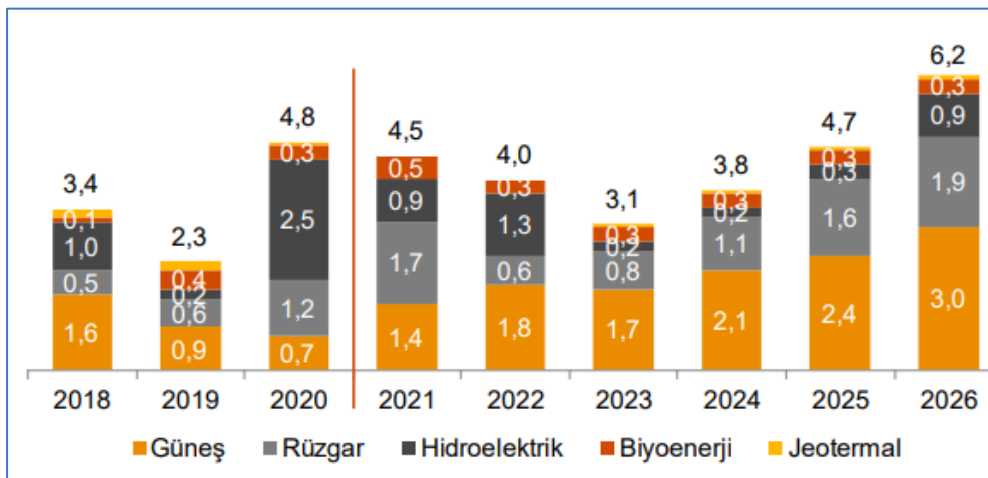
Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2019-2023 Stratejik Planı'nda sürdürülebilir enerji arz güvenliğini sağlamak adına yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik gücünün toplam kurulu güce oranının %65'e yükseltilmesi ve 2023'e gelindiğinde 10 GW güneş enerjisi toplam kurulu gücüne ulaşılması hedeflenmektedir.

Uluslararası Güneş Enerjisi Topluluğu GÜNDER, çatı GES pazarındaki gelişmeler, GES'lere dayalı hibrit tesislerin kurulumu ve YEKA GES projelerinin devreye alınmasıyla birlikte 2022 yılında kurulu GES kapasitesinin 11 GW'a yaklaşacağını, 2030'da ise 40 GW seviyesine ulaşacağını öngörüyor [10].

Güneş Enerjisi Sanayicileri ve Endüstrisi Derneği, GENSED'e göre ise, Türkiye'nin çatılarında 46.760 MW'lık güneş paneli kurulumuna izin verecek genişlikte alan bulunuyor. Bu toplam potansiyelin 23.240 MW'lık bölümü konut çatılarında, 21.460 MW'lık bölümü endüstriyel ve ticari bina çatılarında ve 2.060 MW'lık bölümü ise kamu binaları çatılarında yer alıyor. Bununla birlikte mevcut şebeke kapasitesi bu potansiyelin ancak 6.585 MW'lık bölümünü değerlendirmeyi mümkün kılıyor. Mevcut satın alma gücü ve kredibilite kısıtları kapsamında ise bu potansiyelin kısa sürede devreye alınabilecek bölümü 3.858 MW olarak hesaplanıyor. Ayrıca hibrit GES uygulamaları yoluyla rüzgâr ve hidroelektrik santrallerine entegre olarak 10.000 MW'ın üzerinde güneş enerjisi gücünün devreye alınabileceği öngörülüyor. Depolama teknolojilerindeki gelişmelerle birlikte sağlanan hızlı maliyet düşüşleri dikkate alındığında, hibrit yatırımlarda enerjinin depolanması yakın gelecekte pahalı bir yöntem olmaktan çıkabilecektir [11].

Uluslararası Enerji Ajansı (IEA)'ya göre, 2021-2026 yılları arasında yenilenebilir enerji kurulu gücü artışında Çin, ABD ve Hindistan başı çekmeye devam edecektir. IEA söz konusu dönem boyunca Türkiye'nin kurulu güç artışı bakımından dünyada 10. sırada olacağını tahmin etmektedir. Şekil 6.3.10'da görüldüğü gibi IEA'ya göre Türkiye'nin yenilenebilir enerji kurulu gücünün 26 GW'dan fazla artacağı ve bu artışta güneş enerjisi payının 12 GW'ı geçeceği öngörülmektedir.

Kapasite artışının enerji kaynakları bazında kırılımı incelendiğinde, güneş enerjisinin açık ara farkla ilk sırada olduğu ve rüzgar enerjisiyle beraber geleceğin enerji dönüşümünde baş rolü oynayacağı görülmektedir.



Şekil 6.3.10 Türkiye'de Yenilenebilir Enerji Kurulu Güç Artışı (GW) [12]

6.3.6 TÜRKİYE'DE SON YILLARDA GÜNEŞ ENERJİSİ MEVZUATINDA YAPILAN DEĞİŞİKLİKLER

6.3.6.1 Hibrit Üretim Santralleri

Resmi Gazete'nin 8 Mart 2020 tarihli sayısında Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik yayımlandı. Yayımlanan yönetmelik değişikliği ile birden fazla kaynağa dayalı elektrik üretim tesislerinin kurulması mümkün hale geldi. 1 Temmuz 2020'de yürürlüğe giren düzenlemenin başlıca maddeleri aşağıda verilmiştir;

- Birleşik yenilenebilir elektrik üretim tesislerinde, üretim tesisinde kullanılan yenilenebilir enerji kaynakları için YEKDEM kapsamında sunulan tarifede tanımlanan en düşük fiyat bu santrallerde gerçekleştirilecek net elektrik üretimine uygulanacaktır. Destekleyici kaynaklı elektrik üretim tesisi için, destekleyici üretimin tamamının yenilenebilir enerji kaynaklarından olması durumunda, ana kaynak YEKDEM kapsamında sunulan tarife dikkate alınacaktır.
- YEKDEM süresi yeni hibrit santrallerinden etkilenmeyecektir ve bu süre ana santrale göre belirlenecektir.
- Hali hazırda faaliyette olan santrallerin yanı sıra yeni kurulacak santraller de bu yönetmelik kapsamında olacaktır.
- Yönetmeliğe göre, birden çok kaynaklı elektrik üretim tesisleri için yeni lisans uygulamasına gerek yoktur. Hali hazırda üretim lisansı veya önlisansı bulunan santrallerin birden çok kaynaklı elektrik üretim tesisine dönüştürülmesi durumunda, santrallerin toplam kurulu gücü önceden teyit edilen elektrik kapasitesini aşamaz [2].

6.3.6.2 Lisanssız Elektrik Üretimi

“Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun”da 2 Aralık 2020 itibariyle geçerli olan değişiklik, lisanssız santrallerin YEKDEM süresi sonunda, PTF'nin %15'inin lisans bedeli olarak ödenmesi koşuluyla, üretim faaliyetine devam etmesine imkan verilmiştir. Yapılan değişiklik ile lisanssız santrallerin elektrik satış fiyatına karar vermede Cumhurbaşkanlığı yetkilendirilmiştir.

Ülkemizde lisanssız elektrik üretimi yapan santraller; küçük ölçekli, şebekeye ihtiyaç duyulmadan, sahibinin kendi öz tüketimini karşılayan veya şebekeye bağlantılı olup üretiminin ihtiyaç fazlasını şebekeye veren sistemler olarak düşünülmüştür.

2010 yılının sonunda devreye giren ilk lisanssız elektrik üretim yönetmeliği, 500 kilovat (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 MW'a, 10 Mayıs 2019'da 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. Bu karara göre, 12 Mayıs 2019 sonrasında devreye giren lisanssız üretim santralleri, tüketim tesisinin abone grubuna ait perakende tek zamanlı aktif enerji bedeli üzerinden 10 yıl alım garantisinden faydalanacaktır. Aynı kararla birlikte aylık mahsuplaşma sistemi devreye girmiştir. Aylık mahsuplaştırma ile elektrik üreticilerine aylık bazda tüketim ve üretim arasındaki fark üzerinden ödemeler yapılacaktır. [2]

2018 yılının ilk günlerinde Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK) tarafından, lisanssız elektrik üretimi yapacak ve kurulu gücü 10 kW'ı geçmeyecek güneş santrallerinin kurulmasını kolaylaştıran bir düzenleme yayımlanmıştır. ‘Çatı Mevzuatı’ olarak anılan “Elektrik Piyasasında Tüketim Tesisleri İle Aynı Ölçüm Noktasından Bağlı ve Güneş Enerjisine Dayalı Üretim Tesisleri İçin Lisanssız Üretim Başvurularına ve İhtiyaç Fazlası Enerjinin Değerlendirilmesine İlişkin Usul ve Esaslar” ile üretim kapasitesi 10 kW'ı geçmeyen ve tüketim tesisleriyle aynı yerde kurulacak sistemlerin başvuru aşaması ve

sonrası düzenlenmiştir. Bu düzenlemeyle herkesin kendi kullandığı elektriği çatısında üretmesi kolaylaştırılmıştır. [14] Daha sonra 04.11.2021 tarihli 31649 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan değişiklikle 10 kW üst sınır 25 kW'a çıkarılmıştır. Yapılan düzenleme sadece çatıya kurulacak sistemleri değil, cephe uygulamalarını da kapsamaktadır; ancak ülkemizde cephe uygulaması çok yaygın değildir.

Çatı üstü GES'ler için başvuru ve sonraki süreçte yapılan ödemelerde diğer lisanssız üretim santrallerine kıyasla daha düşük tutarlar ödenmektedir.

9 Mayıs 2021 tarihinde Resmi Gazete'de yayınlanan bir tebliğe göre lisanssız üretim santralleri için azami kurulu güç limiti kaldırılmıştır.

23 Ekim 2021 tarihinde "Son Kaynak Tüketici Tarifesi" tebliğinde yapılan değişiklikle ulusal tarifeden yararlanma üst sınırı 7 milyon kWh/yıl yerine 3 milyon kWh/yıl olarak değiştirilmiştir. Bu değişikliğin öz tüketime yönelik lisanssız GES talebini artırması ve çatı GES uygulamalarını daha yaygın hale getirmesi beklenmektedir.

6.3.6.3 Lisanslı Elektrik Üretimi

"Güneş Enerjisine Dayalı Lisans Başvurularının Teknik Değerlendirilmesi Hakkında Yönetmelik" 1 Haziran 2013 tarih ve 28664 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. YEKDEM kapsamında Cetvel-1'e göre güneş enerjisine dayalı elektrik üretim santralleri için verilen 13,3 USD cent/kWh fiyat desteği, Cetvel-2'de listelenen malzemelerin tamamen yerli olması halinde 20 USD cent/kWh'e kadar yükselmektedir. Lisanssız tesislerden alım fiyatı da Cetvel 1'e göredir, ancak bu santraller için yerli katkı ilavesi uygulanmamaktadır. YEK'in (Yenilenebilir Enerjiler Kanunu) yürürlüğe girdiği 18 Mayıs 2005 tarihinden 31 Aralık 2015 tarihine kadar işletmeye girmiş ya da girecek YEK destekleme mekanizmasına tabi üretim lisansı sahipleri için bu fiyatlar 10 yıl süreyle uygulanacaktır. Güneş enerjisinden elektrik üretmede lisanslı santrallerin YEKDEM'den faydalanmaya başlamaları ancak 2017 yılında olmuştur.

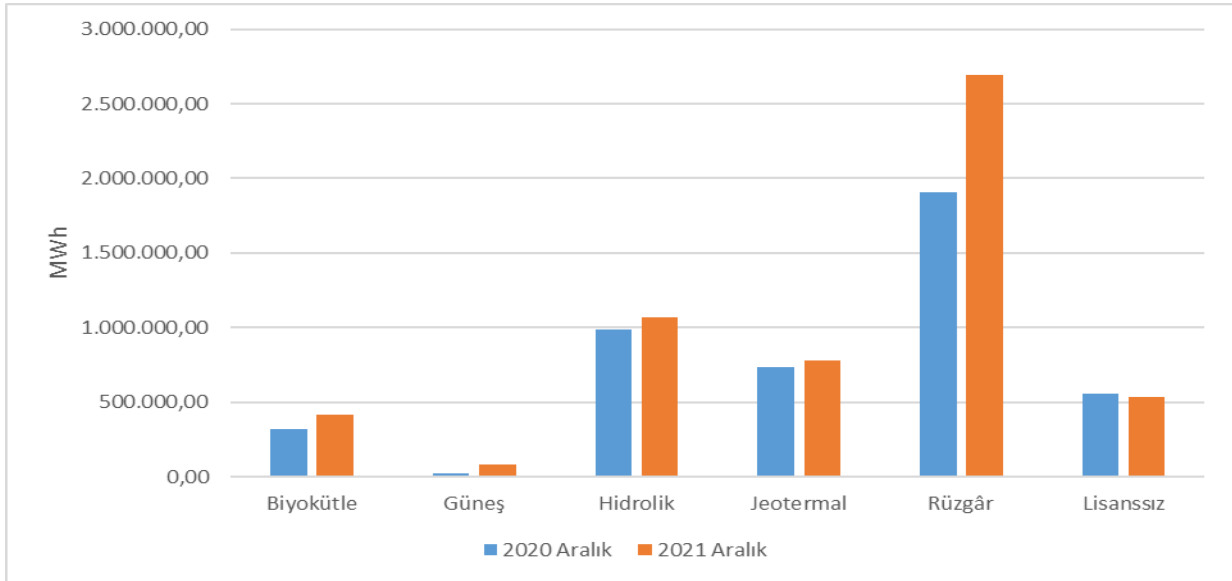
Tablo 6.3.2 GES'lerin ve YEKDEM'in Gelişimi (Lisanslı, Lisanssız Güneş ve Lisanssız Tüm Santraller)[15, 17]

	2017	2018	2019	2020	2021
Lisanslı GES Kurulu Güç (MW)	17,9	81,66	169,7	409,8	907,9
Lisanssız GES Kurulu Güç (MW)	2.979,84	5.017,49	5.825,46	6.257,61	6.907,80
Lisanslı GES Toplam Üretim (GWh)	24,56	65,56	194,37	416,98	1.552,91
Lisanssız GES Toplam Üretimi (GWh)	2.836,55	7.859,77	9.425,97	10.825,50	11.498,42
YEKDEM Kapsamında Lisanslı GES (Adet)	2	3	9	17	32
YEKDEM Kapsamında Lisanslı GES Toplam Kurulu Güç (MW)	12,9	13,9	81,7	162,7	396,4
YEKDEM Kapsamında Lisanslı GES Toplam Üretimi (GWh)	24,27	39,14	159,96	375,48	1.492,89
YEKDEM Kapsamındaki Lisanssız Tüm Santraller Toplam Üretim (GWh)	2.997,55	8.078,42	9.830,85	11.229,72	12.060,24

2021 yılı verileri EPDK 2022 Aylık Sektör Raporlarından derlenmiştir, geçici verilerdir.

Tablo 6.3.2’de görüldüğü gibi 2020 ve 2021 yıllarında, bir önceki yıla göre lisanslı güneş santral adedi yaklaşık 2 katından fazla artmış, üretilen elektrik miktarında da yine benzer seviyede artış görülmüştür.

Lisanssız santrallerin elektrik üretiminde ilk sırada olan güneş enerjisi, lisanslı santraller söz konusu olduğunda ise son sıradadır. Önümüzdeki yıllarda YEKA kapsamındaki güneş santrallerinin devreye girmesiyle lisanslı güneş enerjisi payının hızla artması beklenmektedir.



Şekil 6.3.11 Aralık 2021 Döneminde YEKDEM Kapsamındaki Üretimin Kaynaklara Göre Dağılımı ve 2020 Yılı Aralık Ayı Değeriyle Karşılaştırılması (MWh)[18]

YEKDEM devreye alınana kadar ki dönemde, başlangıçta ihale uygulanmamış ve yatırımcının kendi geliştirdiği proje ile başvurusu üzerinden santral kurulumuna onay verilmiştir. Ardından 2015 yılında ihale sistemine geçilmiştir. İhalelerde kazanan firma, MW başına bir defaya mahsus TL bazlı katkı payı tutarı ödemiştir. Ödemenin faaliyete başladıktan sonraki üç yıl içinde yapılması planlanmıştır. Bu şekilde toplam 600 MW GES kapasitesi tahsis edilmiştir.

6.3.6.4 YEKA İhaleleri

Rüzgar ve güneşe dayalı kurulu güç kapasitesinin geliştirilmesi için ek kapasite bugüne kadar farklı yöntemlerle yatırımcılara dağıtılmıştır. En son gelinen noktada lisanslı kapasitenin dağıtılması aşamasında güneş ve rüzgarda YEKA modeli izlenmektedir. YEKA (Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı) modelinin temel hedefi, yenilenebilir enerji kaynaklarının daha verimli kullanılmasını ve potansiyel yatırımcılar için ihtiyaç duyulan ihale alt yapısının oluşturulmasını sağlamaktır. YEKA, yönetmelikteki tanımına göre “Kamu ve Hazine taşınmazları ile özel mülkiyete konu taşınmazlarda geliştirilebilir yenilenebilir enerji kaynaklarından en az birinin yüksek yoğunlukta bulunduğu alanları” ifade eder. Başka bir deyişle büyük ölçekli arazilerin büyük ölçekli enerji sahalarına dönüştürülmesidir.

Yönetmeliğe göre “YEKA Kullanım Hakkı: Genel Müdürlük tarafından geliştirilen YEKA ve bu alan için tahsis edilen bağlantı kapasitesinin veya YEKA Amaçlı Bağlantı Kapasite Tahsisi yöntemine göre bağlantı bölgeleri bazında Bakanlık tarafından ilan edilen bağlantı kapasitesinin yarışmayı kazanan tüzel kişiye kullandırılmasını ifade eder. YEKA amaçlı bağlantı kapasite tahsis yönteminde alan

seçimi, gerekli etüt ve izinler, yarışmayı kazanan tüzel kişi tarafından YEKA Kullanım Hakkı Sözleşmesi ve Şartname koşulları içerisinde tamamlanır. Bakanlık, bağlantı kapasite tahsis yöntemi kullanılarak geliştirilecek YEKA'nın yatırıma hazır hale getirilmesi amacıyla gerekli izin süreçleri için yarışmayı kazanan tüzel kişi ile iyi niyet çerçevesinde işbirliği yapar.”[14]

YEKA yatırım modeline ilişkin düzenleme, 9 Ekim 2016 tarihinde 29852 sayılı Resmi Gazete'de yayımlandıktan sonra yürürlüğe girmiştir. Bu yatırım modeli kapsamında, önceden belirlenmiş yenilenebilir enerji kaynak alanlarındaki kurulu güç kapasiteleri, tekliflerine göre potansiyel yatırımcılara tahsis edilmektedir. Bu ihalelerde ayrıca önceden belirlenmiş teknik özelliklere ve yerli aksama sahip santraller inşa etme yükümlülüğü bulunmaktadır. İhaleye katılan firmalar, kWh başına tanımlanan tavan fiyatı üzerinden indirim sunmaktadır

Bugüne kadar beş adet GES YEKA ihalesi açılmış, bunlardan iki tanesi sonuçlanmıştır, bir adedinde değerlendirme, diğerinde ise başvuru süreci devam etmektedir.

6.3.6.5 YEKA GES-1

YEKA GES-1 kapsamında Karapınar Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı yarışma ilanı 20 Ekim 2016 tarihinde yayımlanmış ve 2017 Mart'ta sonuçlandırılmıştır. Santral devreye girdiğinde 15 yıl boyunca elektrik alım garantisiyle çalışacak ve 6,99 USD cent/kWh satış fiyatı ile elektrik enerjisi üretmeye başlayacaktır. Karapınar YEKA-1 kapsamında elektrik enerjisi üretim tesisinin kurulmasının yanında AR-GE merkezi ve yerli üretim fotovoltaik (FV) güneş modülü fabrikası kurulması da şartname kapsamındadır [14].

YEKA GES-1 yarışmasını kazanan Kalyon Grup, inşa etmeyi taahhüt ettiği Kalyon Güneş Teknolojileri Fabrikası'nı Ankara OSB'de 2020 yılı Ağustos ayında devreye almıştır. Konya Karapınar'da kurulacak GES tesisi için toplam 1.000 MW'lık güneş paneli üretiminin 2022 yılında tamamlanmış olması planlanmaktadır.

Yaklaşık 1 milyar USD yatırımla Türkiye'nin en büyük güneş enerjisi santrali olacak Karapınar GES, 40 MW'lık bölümler halinde devreye alınmaktadır ve kurulumun yaklaşık yarısı tamamlanmış durumdadır. Kapasitenin tamamı devreye alındığında santral yaklaşık 2.600 futbol sahası büyüklüğünde bir alan kaplayacak, yılda 2,6 milyar kWh elektrik üreterek, 2 milyon kişinin elektrik ihtiyacını karşılayacaktır [20].

Bu proje kapsamında yaklaşık 400 milyon USD yatırımla Türkiye'nin ilk entegre güneş paneli üretim fabrikası da devreye alınmıştır. Fabrikada ingot, wafer, hücre ve modül imalatı yapılmakta ve tesiste % 22 verimliliğe sahip mono perc hücre teknolojisi geliştirilmektedir. Yerli üretim oranı % 70, garanti süresi 2 yıl, belirlenen tesis ömrü ise 25 yıl olacaktır. Şartname gereği elektrik enerjisi üretim tesisi için verilen lisans süresi 30 yıldır ve Karapınar YEKA-1 üzerindeki elektrik üretim tesisi, lisans süresi bitiminde en geç 12 ay içerisinde alandan sökülerek temizlenecektir [14].

6.3.6.6 YEKA GES-2

YEKA GES-2 için toplam kapasite öngörüsü 1000 MW olup, tamamı tek bir santrale verilmeyecek, üç adet santrale bölünerek kurulacaktı. 1000 MWe'lik toplam bağlantı kapasitesinin 500 MWe'lik kısmı Şanlıurfa Viranşehir'de, 200 MWe'lik kapasitesi Hatay Erzin'de ve 300 MWe'lik kapasitesi de Niğde Bor'da olacak şekilde tek bir yarışma ile bağlantı kapasitesi tahsisi gerçekleşmesi öngörülmüştü. 2019 yılının Ocak ayında yapılması planlanan YEKA-2 ihalesi Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yapılan duyuru ile iptal edilmiştir [14].

YEKA-2'nin taslak şartnamesindeki en büyük değişiklik enerji depolama sistemlerinin (EDS) YEKA'lara dâhil edilmesiydi. EDS'ler elektrik talebinin yoğun olmadığı zamanlarda üretilen fazla elektriğin depolanmasında, talebin yükseldiği dönemlerde ise depolanmış bu elektriğin serbest bırakılmasıyla arz-talep dengelenmesini sağlamaktadır. Yerli malzeme oranı ise %60 olarak belirlenmişti.

6.3.6.7 YEKA GES-3

Toplam 1.000 MW kapasiteli ve 36 şehirde bulunan 74 GES için gerçekleştirilen YEKA GES-3 ihalesi, 10, 15 ve 20 MW kapasiteli GES'leri kapsamaktadır. Yerli malzeme oranı YEKA-2 ile aynıdır (%60). Açık eksiltme ve kapalı zarf usulü ile alınan fiyat teklifleri neticesinde 30 firmaya 15 yıllık alım garantili ihaleler dağıtılmıştır. Alım garanti süresince alım fiyatının 53 USD/MWh seviyesini geçmeyeceği kararlaştırılmıştır.

Önümüzdeki yıllarda YEKA GES-3'te olduğu gibi, daha küçük güçteki santrallerin farklı bölgelere kurulması, elektrik dağıtımındaki kayıpları azaltacağından, YEKA-1'deki gibi büyük kapasitenin tek bir bölgede kurulmasından daha avantajlıdır.

Tablo 6.3.3 Tamamlanan ve İptal Edilen YEKA GES İhaleleri [16]

	YEKA GES-1	YEKA GES-2 (iptal edildi)	YEKA GES-3
Yer	Konya- Karapınar	Niğde, Hatay, Şanlıurfa	36 şehir
Tarih	20.03.2017	-	26-29.04.2021, 24-27.05.2021
Kapasite (MW)	1000	1000	1000
Fiyat	69,9 USD/MWh		182 TL/MWh(minimum kazanan), 320 TL/MWh(maksimum kazanan)
Şirket	Kalyon		30 adet firma
Satın Alım Garanti Süresi	15 yıl	15 yıl	15 yıl
Yerli Ekipman Oranı	İlk 500 MW için %60, İkinci 500 MW için %70	%60	%60

2022 yılı için planlanan YEKA GES-4 ve GES-5 ihaleleri kapsamında 2.200 MW ek kapasite dağıtılması planlanmaktadır.

6.3.6.8 YEKA GES-4

YEKA GES-4 ihalesi toplam kurulu gücü 1000 MW olan, 3 şehir ve 15 bölgede bulunan GES'leri kapsamaktadır. 15.03.2022 tarihinde 31779 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan düzeltme ilanı ile bazı güncellemeler yapılmıştır; her bir yarışma için başlangıç tavan fiyatı 400 TL/MWh'ten 950 TL/MWh'e çıkarıldı, kazanan projelerde üretilen elektriğin serbest piyasaya satılması imkanı getirildi, önlisans süresi 24 aydan 22 aya, inşaat süresi 36 aydan 18 aya indirildi. Niğde, Bor ilçesi sınırları içerisinde yer alacak her biri 100 MW kapasitede Bor-1, Bor-2 ve Bor-3 YEKA yarışmaları için başvurular 30 Mart 2022 tarihinde alındı. Erzin (2 sahada 100'er MW) ve Viranşehir (10 sahada 50'er MW) YEKA'ları için yapılacak başvurular ise 21 Haziran 2022'de alınacaktır.

Bor-1, Bor-2 ve Bor-3 yarışmaları için her biri 100 MW olmak üzere toplamda 300 MW bağlantı kapasitesi için 24 şirket başvuru yaptı. Bor-1 yarışması için 18, Bor-2 yarışması için 18 ve Bor-3 yarışması için 13 adet olmak üzere toplam 49 adet yarışma başvurusu gerçekleştirilmiş ve kapalı zarf usulü yapılan yarışmanın sonuçları 8 Nisan'da yayımlanmıştır; Bor-1 için Smart GES Enerji 37,5 krş/kWh, Bor-2 için Ecogreen Elektrik 39,0 krş/kWh, Bor-3 için Kalyon Enerji 42,7 krş/kWh tekliflerle kazanan firmalar olmuştur [19, 21].

6.3.6.9 YEKA GES-5

YEKA GES-5 ihalesi için toplam kurulu güç, başlangıçta 1.500 MW'a karşılık gelen 10, 20 ve 30 MW kapasiteli, 23 şehir ve 76 bölgede bulunan GES'ler için öngörülmüş, ancak 12/02/2022 tarih ve 31748 sayılı Resmî Gazete'de Düzeltme İlanı yayınlanarak (hibrit santraller için ayrılacak kapasite göz önüne alınarak) YEKA GES-5 yarışmalarındaki bölge sayısı 23'ten 18'e, sağlanacak kapasite ise 1.500 MW'dan 1.200 MW'a düşürülmüştür. Her bir yarışma için yarışma başlangıç fiyatı 40 kuruş/kWh olup, elektrik enerjisi alım süresi ise "bağlantı kapasitesinin her bir MW değeri için GES'in ilk kabul tarihinden itibaren üretilen ilk 23 GWh miktarındaki elektrik enerjisinin iletim veya dağıtım sistemine verildiği süre" olarak belirlenmiştir. GES inşaatları lisans verildikten sonra 22 ay içinde tamamlanacak, minimum yerli katkı oranı %75 olacak, yerli malı belgesine sahip güneş modülleri kullanılacaktır. Yarışmaya katılmak için yapılacak başvurular 31 Mayıs 2022 tarihine kadar alınacaktı ancak 17 Mayıs'ta daha sonra ilan edilecek ilerdeki bir tarihe ertelendi.

Tablo 6.3.4 YEKA GES 4 ve 5 İhaleleri [16]

	YEKA GES-4	YEKA GES-5
Yer	Bor, Erzin, Viranşehir	18 şehir
Tarih	Bor-1,2,3 : 08.04.2022 Erzin, Viranşehir : tarih henüz belirlenmedi	tarih henüz belirlenmedi
Kapasite (MW)	1000	1200
Tavan Fiyatı	950 TL/MWh	400 TL/MWh
Fiyat/Şirket	Bor-1 : Smart GES Enerji (37,5 krş/kWh) Bor-2 : Ecogreen Elektrik (39,0 krş/kWh) Bor-3 : Kalyon Enerji (42,7 krş/kWh)	
Satın Alım Garanti Süresi	Bağlantı kapasitesinin herbir MW'lık değeri için santralin ilk kabul tarihinden itibaren üretilen 23 GWh için geçen süre	
Yerli Ekipman Oranı	%75	%75

Tamamlanan YEKA GES ihalelerinden sadece Karapınar GES-1 2021 yılında faaliyete başlamıştır. Planlanan 1.000 MW'lık toplam kurulu gücün 550 MW'ı, 30 Kasım 2021 tarihi itibarıyla devreye alınmıştır. [20] YEKA GES-3 ihalesinde dağıtılan toplam 1.000 MW'lık üretim haklarından önlisans alan güneş enerjisi santrali henüz bulunmamaktadır.

Duyurulan ve tamamlanan YEKA ihaleleriyle, toplam 4,2 GW büyüklüğünde ek GES kurulu gücü Türkiye'nin güneş enerjisi kapasitesine eklenecektir. İlerleyen dönemlerde yeni YEKA GES ihalelerinin duyurulması da mümkün olduğundan bu seviyenin üstüne çıkılması olasıdır.

Lisanssız GES'lere göre daha büyük kapasiteli lisanslı tesislerde üretilen enerji şu an üç ayrı şekilde fiyatlanabilmektedir:

Eski YEKDEM Fiyat Tarifesi: 2015'te yarışması yapılan ve 30 Haziran 2021 tarihinden önce sistem bağlantıları ve geçici kabulü gerçekleşmiş tesisler için geçerlidir.

YEKA Fiyat Tarifeleri: YEKA yarışmalarında hak kazanılan kapasiteler için geçerli olacak garanti fiyat tarifeleridir.

Güncel YEKDEM Fiyat Tarifesi: 1 Temmuz 2021 sonrası devreye alınacak ve YEKA dışında lisanslanabilecek lisanslı GES'ler için geçerli olabilecek tarife çeşididir.

6.3.6.10 Güncel YEKDEM Tarifeleri

1 Temmuz 2021 ile 31 Aralık 2025 tarihleri arasında devreye alınacak lisanslı yenilenebilir enerji santralleri YEKDEM tarafından garantilenen yeni alım desteğinden faydalanabilecektir. Güncel YEKDEM, önceki tarifeden farklı olarak USD değil TL üzerinden belirlenmektedir, ancak sabit olmayıp aşağıda belirtildiği gibi güncellenmektedir. Güneş enerjisi için belirlenen YEKDEM tarifesi 0,32 TL/kWh olarak açıklanmıştır ve teşvik dönemi boyunca belirlen en üst limit olan 0,051 USD/kWh seviyesinin TL karşılığını geçmeyecektir. Bu karşılık, güncel fiyatlandırma döneminden 2, 3 ve 4 ay önceki 3 aylık dönem için TCMB tarafından açıklanan aylık ortalama USD/TL kurunun ortalaması üzerinden hesaplanacaktır. Ayrıca YEKDEM tarifesi TÜFE, ÜFE, USD ve Euro kuru seviyelerindeki değişime göre yılın her çeyreğinde belirli bir fiyat endeksleme formülüne göre güncellenecektir. Bunlara ek olarak, üretim aksamalarının en az %51 oranında yerli üretim olduğu bağımsız denetçi kurulu tarafından onaylanması halinde üreticiye 0,08 TL/kWh'lik yerli üretim aksam teşviki 5 sene boyunca sağlanmaktadır [2].

6.3.7 SONUÇ VE ÖNERİLER

Kasım 2021'de Glasgow'da düzenlenen COP26 BM İklim Değişikliği Toplantısı öncesinde Türkiye'nin ilan ettiği "2053 net sıfır" hedefine ulaşabilmek için fosil yakıt kullanımının, özellikle de kömürün hızla azaltılması ve başta güneş enerjisi olmak üzere rüzgar enerjisi potansiyelinin iyi değerlendirilmesi gerekmektedir.

Bu bağlamda güneş enerjisi, birincil bir enerji kaynağı olarak tükenmez, temiz ve ücretsiz olması, üretimi sırasında sera gazı salımı yapmaması ve yaşam döngüsünde karbon ayak izinin düşük olması, verimliliğinin teknolojik gelişmelerle her geçen yıl artması, malzeme maliyetlerinin hızla düşmeye devam etmesi sayesinde fiyatta oldukça rekabetçi oluşu, kolay kurulumu, şebeke harici (off-grid) olarak devreye alınabilmesi nedeniyle büyük esneklik sağlaması, bu sayede iletim ve dağıtım kayıplarını giderme imkanı vermesi, çok çeşitli yerleşimler (tarımda, benzin istasyonlarında, ulaşımı güç sahalarda...) ve her türlü yerel ihtiyaçlar için en uygun enerji çözümü olmasıyla öne çıkmaktadır. Ayrıca güneş enerjisi sistemleri, fosil yakıtlarla karşılaştırıldığında yüksek oranda ve nitelikli istihdam olanaklarından dolayı ekonomiye uzun vadede önemli katkı sağlamaya adaydır.

Güneş enerjisinden elektrik üretme potansiyelinin çok yüksek olduğu ülkemizde dışa bağımlılığı azaltmanın en etkin yolu, özellikle çatı üstü GES'lerle mümkün olduğunca her birim güneşlenme alanından faydalanarak en verimli, çevreci ve sürdürülebilir enerji politikasını izlemektir. Ancak Türkiye halen güneş enerjisi potansiyelinin ancak %3'ünü değerlendirebilmektedir.

Türkiye'nin 2000'li yıllar boyunca enerji politikalarının sonuçlarına baktığımızda en öne çıkan sorunlardan biri, enerji yatırımlarında "negatif dışsallık" olarak adlandırılan sosyal, çevresel ve sağlık etkilerinin gereği gibi dikkate alınmaması ve sadece fosil yakıtı dayalı santrallerin değil, aynı zamanda bazı yenilenebilir enerji kaynaklarının da devreye alınırken ve işletilirken ekolojik yıkımlara neden olunmasıdır. Bu nedenle acilen hukuki düzenlemeler yeniden yapılandırılmalı, enerji santralleri hiçbir şekilde orman alanlarına, tarım bölgelerine, sucul ekosistemlere, kuş göç yollarına, yerel halkın yaşam alanlarına, doğal ve tarihi sit alanlarına yapılmamalı, öncelik doğanın, insan ve tüm canlı hayatının korunmasına verilmelidir.

Öte yandan, enerji politikalarında verimliliğin artırılması, kayıpların minimuma indirilmesi, enerji tüketimini arttıran değil azaltan politika ve teşviklerin uygulanması çok önemlidir. İklim kriziyle mücadele kapsamında, yeni yatırımlar sadece yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılmalı, bu alanda güneş ve rüzgar enerjisi ön plana çıkarılmalıdır. Yeni santral yatırımı sadece uzun vadeli planlamalar dahilinde ve ülkenin gerçek ihtiyaçlarını gözeten projelere yönlendirilmelidir. Lisans alan projelerin öngörülen sürede tamamlanması için gerekli yasal tedbirler alınmalıdır.

Güneş santralleri özelinde önemli noktalar ve öneriler aşağıda sıralanmıştır:

- Doğaya zarar vermemek için ormanlara, meralara, bitki örtüsü bulunan alanlara, tarım alanlarına ve koruma altındaki sulak alanlara GES'ler yapılmamalıdır.
- İklim kriziyle mücadele kapsamında yeni yapılacak tüm kamu binaları, spor ve sanayi tesislerinin çatılarına ve uygunluk durumuna göre cephelerine güneş enerji panelleri yapılması zorunlu tutulmalı, yeni ve mevcut konutlarda da bu yönde kurulumu özendirmek için teşvikler ve vergi indirimleri sağlanmalıdır. Bu şekilde bireysel olarak enerji bağımsızlığı geliştirilebilecek ve dağıtım sistemine ihtiyaç azalacağından, dağıtım kayıplarının giderilmesine katkı sağlanacaktır.
- Yerelde Yenilenebilir Enerji Kooperatifleri kurulması ve işlevsel faaliyet kazanmaları için mevzuat değişikliği yapılmalı, Belediyelerin de destekleri ile köy ve kasaba gibi küçük yerleşim birimlerinde yaşayan halkın ortaklaşa güneş santralleri sahibi olmaları özendirilmelidir. Enerji kooperatifleri, yerel halkın enerji bağımsızlığına önemli katkı sağlayacaktır.
- Güneş enerjisi sistemlerinin geliştirilmesi (özellikle yeni hücre teknolojileri ve hücre verimlerinin artırılması, fotovoltaik güneş enerjisi destekli depolama teknolojileri, güneş enerji sistem malzemelerinde geri dönüşüm yöntemlerinin geliştirilmesi...) konularında AR-GE çalışmaları yapılmalı ve üretimde özellikle küçük ölçekli, yerel işletmeler desteklenmelidir.
- Kamu tarafından (çorak arazilere) büyük kapasiteli GES'ler kurulmalıdır. Ulusal iletim sisteminin işletim anlayışı ve kurgusu yenilenebilir-kesintili-dağıtık santrallerin gelişimi dikkate alınarak sil baştan oluşturulmalı ve iletim sistemi gerek fiziki alt yapı, gerekse donanım ve yazılım olarak bu kurguya göre yenilenmelidir.
- Hibrit enerji sistemleri için en uygun yardımcı enerji santrali olarak güneş enerjisi öne çıkmaktadır. Yenilenebilir enerjiye geçişte hibrit uygulamalar desteklenmeli ve diğer kaynaklarla birlikte güneş panellerinin kurulumunu özendirici teşvikler getirilmelidir. Özellikle kesintili enerji üretiminin düzenlenmesi için rüzgar santralleri ile birlikte, gelecek yıllarda daha yoğun yaşanacak kuraklık ve su kısıtları nedeniyle verimi düşecek hidroelektrik santrallerde yardımcı enerji olarak FV güneş panelleri uygun bir seçenektir.
- Güneş panelinden elektrik elde etmede yararlanmak isteyen, ancak konutlarının çatısı GES için uygun olmayan bireyler için de bir güneş santralından panel satın almaları ve bu panellerden üretilen elektriğin kendi sistemlerinden üretilmiş gibi değerlendirilmesine yönelik düzenleme yapılmalıdır. GES yatırımı için mali durumu uygun olmayan kişiler için ise, Enerji Alım Anlaşması yolu ile konutlarının çatısına GES kurulumu yaptırarak, elde edilecek enerjiyi bir süre sabit fiyattan satın almaları, anlaşma süresinin sonunda da GES sisteminin sahibi olmaları sağlanmalıdır.

KAYNAKÇA

1. REN21 Renewables Global Status Report 2021
2. PwC Türkiye ve Dünyada Güneş Enerjisi Sektörü- Aralık 2021
3. PwC Türkiye ve Dünyada Güneş Enerjisi Sektörü- Aralık 2021 (Kaynak: IEA, IRENA)
4. PwC Türkiye ve Dünyada Güneş Enerjisi Sektörü- Aralık 2021 (Kaynak: IRENA)
5. Kılıç, F. Ç. 2015. "Güneş Enerjisi, Türkiye'deki Son Durumu ve Üretim Teknolojileri", Mühendis ve Makina, cilt 56, sayı 671, s. 28-40.
6. GEPA-EİGM – son erişim tarihi: 21.02.2022
7. TMMOB Makina Mühendisleri Odası. 2014. "Türkiye'nin Enerji Görünümü", Yayın No: MMO/2014/616, Ankara.
8. TEİAŞ Kurulu Güç Raporu: Ocak 2022 – son erişim tarihi: 21.02.2022
9. TEİAŞ – Türkiye Brüt Elektrik Üretiminin Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı – son erişim tarihi: 21.02.2022
10. Enerji Günlüğü- 24.01.2022 –"GÜNDER: Güneş'te sürdürülebilir kapasitelere ihtiyaç var"
11. Yeşil Ekonomi- 30.12.2021 – GENSED : "2053 hedefi için güneşte asgari 100 GW'a ulaşmalıyız"
12. PwC Türkiye ve Dünyada Güneş Enerjisi Sektörü- Aralık 2021 (Kaynak: IEA)
13. PwC Türkiye ve Dünyada Güneş Enerjisi Sektörü- Aralık 2021 (Kaynak: IRENA, Solar Power Europe)

14. TMMOB Makina Mühendisleri Odası. 2020 “Türkiye'nin Enerji Görünümü”, Yayın No: MMO/2020/717, Ankara – “Türkiye’de Güneş Enerjisi-Evren Özgür”
15. EPDK Elektrik Piyasası 2020 Yılı Piyasa Gelişim Raporu
16. ETKB – son erişim tarihi : 25.02.2022
17. EPDK Elektrik Piyasası Sektör Raporları Ocak–Aralık 2021
18. EPDK Elektrik Piyasası Sektör Raporu Aralık 2021
19. <https://www.gensed.org/basin/yeka-ges-4-yarisma-basvurulari-ile-ilgili-duyuru> – son erişim tarihi: 25.02.2022
20. <https://www.dunya.com/finans/haberler/kalyona-karapinar-icin-812-milyon-dolar-finansman-haberi-641306> – son erişim tarihi : 30.11.2021
21. <https://www.solar.ist/yeka-ges-4-yarisma-sonuclari-8-nisan-2022/> – son erişim tarihi : 08.04.2022

ÖZGEÇMİŞ



Levent Büyükbozkırlı

leventbuyukbozkirli@gmail.com

1991 yılında ODTÜ Makina Mühendisliği'nden mezun oldu. Bursa'da Oyak-Renault Otomobil Fabrikaları'nda Proses mühendisi, Proses ve Ürün Proje Şefi, Satın Alma Proje Şefi gibi çeşitli görevlerde bulundu. 2016-2019 yılları arasında Fransa'da araç proje şefi ve 2019-2021 arasında Rusya'da motor-vites kutusu elektronik yazılım proje şefi olarak görev aldı.

Halen Makina Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu'nun ve farklı ekoloji örgütlerinin üyesidir. Enerji ve Ekoloji alanlarında çalışmalar yürütmektedir.

6.4 TÜRKİYE'DE JEOTERMAL KAYNAKLARIN KULLANIMI VE JEOTERMAL ENERJİ

Dr. Ali Burak YENER
Jeoloji Y. Mühendisi

6.4.1 GİRİŞ

Dünya enerji kaynakları, yenilenemeyen ve yenilenebilir enerji kaynakları olarak ikiye ayrılmaktadır. Petrol, kömür, doğalgaz ve nükleer enerji, “Yenilenemeyen enerji kaynakları”dır. “Yenilenebilir enerji” ise, doğal çevreden sürekli veya tekrarlamalı olarak ulaşılan kaynaklardan elde edilen ve sürdürülebilirliği olan enerji olarak tanımlanmakta olup, güneş, rüzgâr, biyokütle, jeotermal, dalga enerjisi gibi doğada kendiliğinden var olan kaynaklardan elde edilmektedir. Tüm yenilenebilir enerjilerin ortak özellikleri; çevreye dost, sürdürülebilir ve yerli kaynaklardan elde edilebilir olmasıdır. Dünyada petrol, kömür ve doğalgaz gibi fosil yakıt rezervlerinin hızlı bir şekilde tükenmesi, nüfusun hızla artması, fosil yakıtların iklim ve çevre üzerindeki gittikçe artan olumsuz etkileri ve teknolojinin gelişmesiyle birlikte jeotermal enerji de dahil olmak üzere yenilenebilir enerji kaynakları daha da önem kazanmaktadır.

Enerji ihtiyacına yönelik olarak dünyaya koşut, ülkemizde de yaşanan bu süreçte, ne yazık ki, uygulanan yanlış teşvik politikaları sonucu kâr hırsı ile jeotermal kaynak alanlarında aşırı üretim yapılmakta, bunun sonucunda rezervuar bütünlüğü ve işletmelerin sürdürülebilirliği önemli ölçüde tehlikeye düşmekte, kaynaklar üzerinde aşırı baskı oluşmakta ve jeotermal kaynaklarımız hızla tüketilmektedir. Ayrıca, ülkemizdeki jeotermal kaynakların kullanımına yönelik yasal ve kurumsal tüzük ve yönetmeliklerin karmaşık, eksikli ve sorunlu olması nedeniyle, mevcut işletmelerin büyük bir bölümü geri dönüşü olmayan çevre zararlarına yol açmaktadır. Aydın, Manisa, Denizli, İzmir, Çanakkale, Afyon, Van, Elazığ, Bolu dâhil jeotermal sistem üzerinde kurulu birçok ilimiz, kontrolsüz ve denetimsiz jeotermal enerji yatırımları tehdidiyle karşı karşıyadır.

Yasal düzenlemelerin yetersizliği, kapsamlı ve etkin denetim mekanizma ve uygulamalarının bulunmaması, bazı özel sektör yatırımcılarının daha çok kazanç elde etme tutkusunu bilim ve teknik dışı uygulamalara yönelmesi, kamu yönetiminin de etkin bir müdahalede bulunmayıp olanlara sessiz ve tepkisiz kalması nedeniyle, sektörde birçok uygulama sosyal hayata ve çevreye zarar veren bir sürece evrilmiştir. Sorunların yadsınamaz boyutlara gelmesi sürecinde, başta TMMOB olmak üzere birçok demokratik meslek ve kitle örgütü konuyu ülke gündemine taşımıştı. Sorunları göz ardı etme olanağı kalmayınca, Türkiye Bilimler Akademisi-TÜBA ve Çevre Şehircilik ve İklim Bakanlığı araştırmalar yapmaya, raporlar hazırlayarak sorunları tanımlamaya ve çözüm yolları aramaya yönelmiştir. “*Büyük Menderes Havzasında Jeotermal Enerji Santralleri Gerçeği ve Aydın İlinde Kurulu JES'lerin Çevresel Etkileri*” konulu kapsamlı TMMOB Raporu [1], TÜBA tarafından hazırlanan “*Jeotermal Enerji Teknolojileri Raporu*” [2], Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası (EBRD) ile Çevre ve Şehircilik Bakanlığının hazırladığı “*Türkiye’de Jeotermal Kaynakların Kümülatif Etki Değerlendirme Raporu*” [3] sorunun boyutlarını ortaya koyan başlıca çalışmalardır.

6.4.2 JEOTERMAL KAYNAKLARIN TANIMI VE ÖZELLİKLERİ

Jeotermal, Yunanca *geo* (yer) ve *therme* (ısı) sözcüklerinden türemiş olup, **yer ısı** anlamına gelmektedir. Jeotermal kaynak ise, yer kabuğunun çeşitli derinliklerinde birikmiş ısının oluşturduğu, kimyasallar içeren sıcak su, buhar ve gazlardır.

Jeotermal Sistem; biri değiştiğinde ötekilerde de değişikliğe neden olacak şekilde etkileşimli bir bütünsellik içinde yer alan ısı kaynağı, ısı taşıyan akışkan, bunun dolaşım biriktiği kaya ortamı, basınç

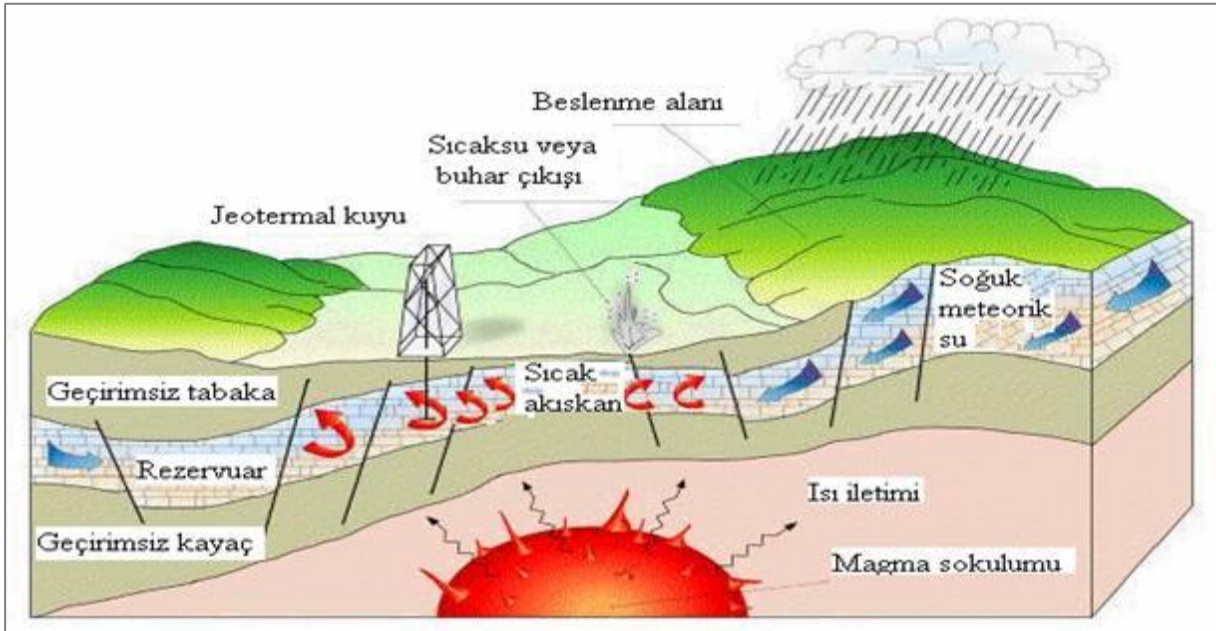
ve sıcaklık koşulları, kimyasal bileşenler, bunların beslenme ve boşalma cepheleri ile benzerlerinin tümünü tanımlayan ve doğal yollarla birbirleri ile bağ oluşturan sistemdir (Şekil 6.4.1). [4]

Jeotermal sistemler fiziksel yapı olarak üç grupta incelenmektedir.

- Sıvı etkin sistemler: Bu sistemde rezervuardaki akışkan sıvı haldedir.
- İki fazlı akışkan etkin sistemler: Bu sistemde rezervuarda su ve su buharı beraber bulunur.
- Buhar etkin sistemler: Bu sistemde rezervuarda kızgın buhar bulunmaktadır.

Akışkan sıcaklıklarına göre jeotermal sistemler üç sınıfa ayrılmaktadır.

- Düşük entalpili sahalar (20-70°C sıcaklık)
- Orta entalpili sahalar (70-150°C sıcaklık)
- Yüksek entalpili sahalar (>150°C sıcaklık).



Şekil 6.4.1 İdeal Bir Jeotermal Sistemin Şematik Gösterimi [4]

Günümüz teknolojik ve ekonomik koşulları altında jeotermal akışkanın sıcaklık değerlerine göre jeotermal kaynakların kullanım alanları; yüksek entalpili sahalarda elektrik üretimi, orta entalpili sahalarda çeşitli kurutma işlemleri, kent ve sera ısıtmacılığı, tarım ve sanayideki çeşitli kullanımlar, düşük entalpili sahalarda ise yüzme havuzları, balneolojik banyolar (kaplıcalar) ve balık çiftlikleri gibi tesisler şeklinde sıralanabilir. Son yıllarda orta entalpili sahalardaki akışkanlardan da elektrik üretimi için teknolojiler geliştirilmiş ve kullanıma sunulmuştur (Tablo 6.4.1).

Tablo 6.4.1 Jeotermal Akışkanın Sıcaklık Değerlerine Göre Jeotermal Kaynakların Kullanım Alanları

DOYMUŞ BUHAR ↑ ↓ SICAK SU	°C		Elektrik Enerjisi Üretimi
	200	Elektrik enerjisi üretimi	
	180	Yüksek yoğunluklu çözeltinin buharlaşması, Amonyum emilimi ile soğutma	
	170	Hidrojen sülfid yolu ile ağirsu eldesi, diatomitlerin kurutulması	
	160	Kereste kurutulması, balık vb. yiyeceklerin kurutulması	
	150	Bayer's yolu ile alüminyum eldesi	
	140	Çiftlik ürünlerinin çabuk kurutulması (Konservecilikte)	
	130	Şeker endüstrisi, tuz eldesi	
	120	Temiz su eldesi, tuzluluk oranının artırılması	
	110	Çimento kurutulması	
	100	Organik madde kurutma (Yosun, et, sebze vb.), yün yıkama	Isıtma
	90	Balık kurutma	
	80	Ev ve sera ısıtma	
	70	Soğutma	
	60	Kümes ve ahır ısıtma	
	50	Mantar yetiştirme, Balneolojik banyolar (Kaplıca Tedavisi)	
	40	Toprak ısıtma, kent ısıtması (Alt sınır) sağlık tesisleri	
	30	Yüzme havuzları, fermantasyon, damıtma, sağlık tesisleri	
	20	Balık çiftlikleri	

Jeotermal enerji yenilenebilir ve doğru kullanıldığında çevreye en az zarar veren enerji kaynaklarından biri olmasına karşın, yanlış kullanımında çevreye ciddi zarar vermektedir.

Elektrik enerjisi üretiminden dolayı oluşan zararlı çevresel etkiler ise; sondaj süresince ekosistemin bozulması, kuyu sondajları boyunca jeotermal sıvı ile su ve toprağın kirlenme riski, tesisin işletilmesi süresince CO₂ ve H₂S salımları, jeotermal sıvının topraktan çekilmesi nedeniyle arazinin çökme riski, doğrudan akarsulara deşarj yapılması yoluyla yoğun su kirliliği, asit yağmurları nedeniyle toprağın, ağaçların, tarımsal ürünlerin, göller ve akarsuların etkilenmesi, canlı yaşamına zarar verilmesi, yaşam döngüsü ve küresel ısınmaya olumsuz etkileri olarak sıralanabilir.

6.4.3 DÜNYA'DAKİ JEOTERMAL KAYNAKLAR VE GELİŞİMİ

Dünyada jeotermal enerjiden yararlanma konusunda, termal turizm ve ısıtma amaçlı kullanım başı çekmekle birlikte, son yıllarda teknolojik gelişmelere ve özellikle kızgın kuru kaya uygulamalarına yönelik çalışmalardan elde edilen olumlu sonuçlara bağlı olarak, jeotermal enerjiden elektrik üretiminin boyutu ve önemi her geçen gün artmaktadır.

Dünyada jeotermal enerjiden elektrik üretimi kurulu gücü 2021 yılı verilerine göre 15.821 MWe düzeyindedir. Bu alanda ilk beş ülke; ABD, Endonezya, Filipinler, Türkiye ve Yeni Zelanda'dır (Şekil 2). Amerika Birleşik Devletleri 3.722 MWe ile birinci sırayı alırken, 2.276 MWe ile Endonezya, 1.918 MWe ile Filipinler, 1.676 MWe ile Türkiye, 1.037 MWe ile Yeni Zelanda jeotermal enerjiden elektrik üretiminde en yüksek kurulu güce sahip ilk 5 ülke olmuştur. Daha sonra, Meksika, İtalya, Kenya, Japonya ve İzlanda gelmektedir. [5], [6]



Şekil 6.4.2 Dünyada Jeotermal Enerjiden Elektrik Üretiminde Kurulu Güç Bakımından İlk On Ülke (2021 Yılı Sonu)

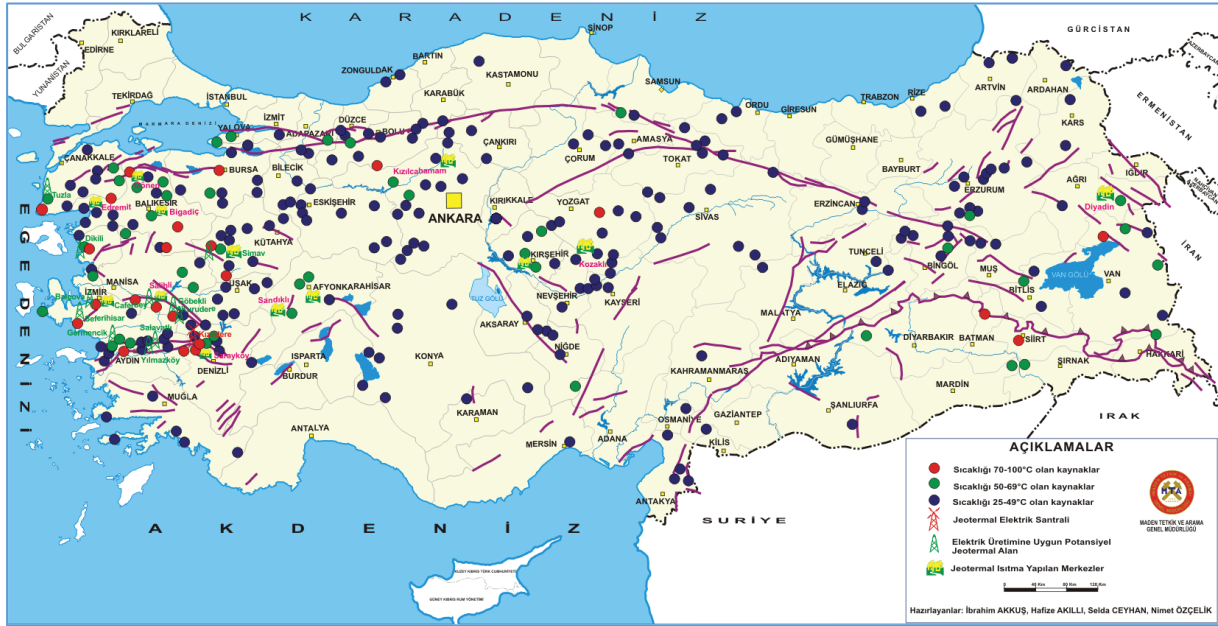
<https://www.thinkgeoenergy.com/thinkgeoenergys-top-10-geothermal-countries-2021-installed-power-generation-capacity-mwe/>'den [5] uyarlanmıştır. Türkiye verileri, EPDK Elektrik Piyasası Sektör Raporu Aralık 2021'den [6] revize edilmiştir.

Elektrik dışı kullanım ise 70.000 MWT'ı aşmış olup, dünyada jeotermal enerjinin termal turizm ve ısıtma amaçlı kullanımında ABD, Çin, İsveç, Türkiye ve Almanya ilk 5 sırayı almaktadır. 3.222 MWT doğrudan kullanma kapasitesi ile Türkiye dünyada dördüncü sırada yer almaktadır. 2019 yılında dünyada jeotermal kaynakların, elektrik dışı kullanımda oransal dağılımı; ısıtma %80,4, kaplıca-sağlık amaçlı kullanım %13,2, sera ısıtması %3,1, jeotermal balıkçılık %1,3, endüstriyel kullanım %1,1, soğutma-kar eritme %0,7 ve diğer %0,1 olarak gerçekleşmiştir. İzlanda, Fransa ve İtalya'da da doğrudan kullanım giderek artmaktadır. Örneğin, İzlanda'da toplam konut ve işyeri ısıtma (şehir ısıtma) gereksiniminin %86'sı jeotermal enerjiden karşılanmaktadır.

6.4.4 TÜRKİYE'DE JEOTERMAL KAYNAKLAR VE GELİŞİMİ

Ülkemiz jeolojik ve coğrafik konumu itibarı ile aktif Alp-Himalaya tektonik kuşağı üzerinde yer aldığı için, doğal çıkış şeklinde ve sıcaklığı 30°C üzerinde olan jeotermal kaynak zenginliği bakımından dünyada yedinci sıradadır. Sıcaklık alt sınır değeri 20°C olarak belirlendiğinde ise sahip olduğumuz toplamda 600 kaynak grubuyla Avrupa'da birinci sırada yer alıyoruz. Jeodinamiği gereğince farklı sistemlerde oluşmuş, tektonik unsurlarla uyumlu biçimde ülkemiz geneline dağılmış 346 adet jeotermal alan bulunmaktadır. Batı Anadolu'da yüksek sıcaklıklı, potansiyeli ve enerji kapasitesi yüksek alanlar, diğer bölgelerde düşük/orta sıcaklık kategorisindeki alanlar yer almaktadır.

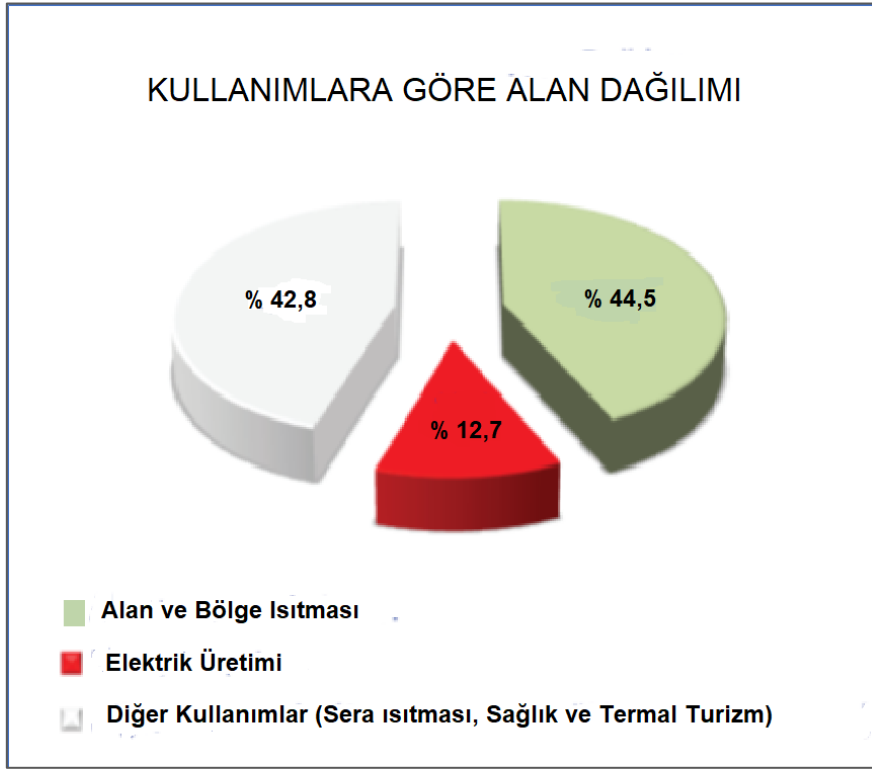
Jeotermal alanların araştırılmasına yönelik yapılan jeolojik araştırmalarla belirlenen ve jeolojik yapıdaki çeşitlilik, beslenme ve boşalım koşulları, jeolojik unsurlar ve jeodinamik süreçlere bağlı olarak gelişen jeotermal sistemlerdeki kaynaklar, genç tektonizma ve volkanizma ile çok yakın ilişkili olarak Türkiye'nin her yanına dağılmışlardır (Şekil 6.4.3). [7]



Şekil 6.4.3 Türkiye'nin Genç Tektonik Unsurları ve Jeotermal Kaynakların Dağılımı [7]

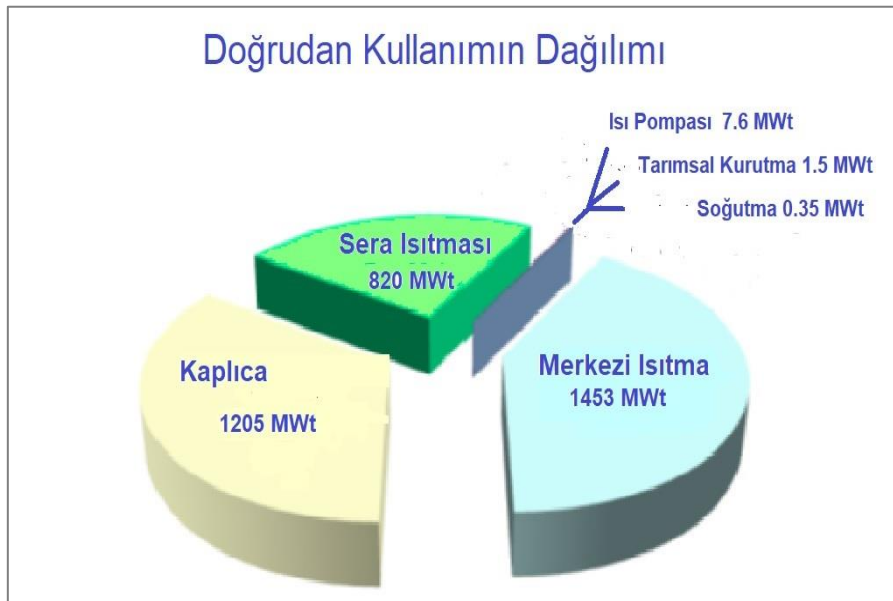
Türkiye'deki jeotermal kaynakların dağılımı, doğal kaynak ve kuyu sıcaklık değerleri esasına göre %88'i düşük ve orta, %12'si sıcaklığı 295°C'ye kadar ulaşan yüksek sıcaklıklı sahalar şeklindedir [8]. Kullanım olanakları dikkate alındığında, enerji üretimi yapılabilecek alan sayısı 44, oranı ise %12,7'dir. Alan ve bölge ısıtmasında yararlanılabilecek saha sayısı enerji üretilen sahalarla birlikte 154 olup, tüm sahaların %44,5'ini oluşturmaktadır. Geriye kalan düşük ve orta sıcaklıkta akışkan içeren %42,8'lik dilimdeki diğer saha, sıcaklık ölçütleri esas alınarak sera, sağlık, termal turizm ve diğer uygulamalardaki kullanımlar için potansiyel alanlardır (Şekil 6.4.4).

Ülkemizde jeotermal alanlarımıza ait rezervuar sıcaklıkları 103°C–295°C arasında değişen ve elektrik üretimi yapılabilecek 44 adet potansiyel alan vardır. Nevşehir ve Niğde dışındaki kaynak alanlarının tamamı Batı Anadolu'da konumlanmıştır. Sıcaklıklarına göre Germencik-Ömerbeyli (Aydın), Kızıldere (Denizli), Tuzla (Çanakkale), Salavatlı (Aydın) ve Eynal-Simav (Kütahya) bölgeleri yüksek entalpili saha olarak sınıflandırıldığı için elektrik enerjisi üretimi için uygun bölgelerdir. Bununla birlikte işletmede olan jeotermal elektrik santrallerinin (JES) üçte ikisine yakın bir bölümü Aydın'da kurulmuş olup; halen yatırım sürecinde olan, ön lisans ve planlama aşamasındaki yeni JES proje stokunun da dörtte biri Aydın il sınırları içindedir. Aydın, Büyük Menderes Grabeni'nin batısında yer almakta olup, 776,93 MW kurulu güç kapasitesinde toplam 35 adet jeotermal enerji santrali işletme aşamasındadır. 215,6 MW kapasite ile kurulmak üzere üretim lisansı verilen dokuz adet jeotermal enerji santrali vardır [2].



Şekil 6.4.4 Jeotermal Alanların Kullanım Olanaklarına Göre Dağılımı ([8]'den revize edilmiştir).

Sahaların jeolojik, coğrafik iklim koşulları; ulaşım ve pazar durumu, önemli bir potansiyel varlığına işaret eden sıcak su kaynakları ve kuyulardaki üretim değerleri, elektrik üretiminin yanı sıra “merkezi ısıtma”, “modern termal tesisler ile kaplıcalarda kullanım”, “jeotermal sera ısıtması” ve “kültür balıkçılığı” gibi geniş bir yelpazede çok çeşitli ve entegre kullanım seçeneği sunmaktadır (Şekil 6.4.5). [9]



Şekil 6.4.5 Doğrudan Kullanım Kapasiteleri ve Dağılımı [9]

Yerleşimlerin merkezi ısıtılması için 50°C alt sıcaklık değerine göre ısıtmada yararlanılabilecek 110 adet, enerji üretilen sahalarındaki entegre kullanımla birlikte ise toplam 154 adet potansiyel saha bulunmaktadır. Merkezi ısıtma, 1.453 MWt kapasiteyle özel bir yere sahiptir. Afyon şehir ısıtması, ekonomik örneklerinden biridir. Jeotermal akışkan kullanılarak 18 yerleşim biriminde jeotermal kaynaklı ısıtma yapılmaktadır. [10]

Sera ısıtması 2002 yılında 500 dönüm iken 2019 yılında 4.283 dönüme çıkmış, yaklaşık %850 artış olmuştur. Konut ısıtması 2002 yılında 30.000 konuttan 2019 yılında 137.650 konut eşdeğerine çıkmış, %460 artış olmuştur. Ülke görünür ısı kapasitesi 2002 yılında 3.000 MWt iken, 2008 yılında Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu'nun yürürlüğe girmesi ve özel sektörün de jeotermal arama, geliştirme ve yatırım çalışmaları ile birlikte ülkemiz toplam jeotermal ısı kapasitesi (görünür ısı miktarı) 2019 yılında 35.500 MWt'e ulaşmış, %1083 artış sağlamıştır. [11]

Jeotermal enerjinin tarımsal amaçlı kullanımı konusunda seracılık ve balık çiftlikleri en ön sırada yer almaktadır. Sera ısıtması; ağırlıklı olarak, İzmir-Dikili, Balçova, Seferihisar, Manisa-Salihli, Afyon-Ömer, Sandıklı, Kütahya-Simav, Denizli-Kızıldere, Balıkesir-Edremit, Havran, Şanlıurfa-Karaali'de uygulanmakta olup, Türkiye genelinde 18 ilde yaklaşık 4500 hektarlık alanda sera ısıtma konusunda dünya lideri olmuştur. [9]

Fiziksel, kimyasal ve şifa özellikleri, ulaşımı kolay coğrafi konumları itibarıyla üstün nitelikler taşıyan ve öteden beri klasik kaplıca anlayışıyla yararlanılan termal sular, günümüzde gelişmiş ülkelerin standartlarına ulaşan, yerli ve yabancı turistlerce tercih edilen modern tesislerde de hizmete sunulmaktadır. İzmir-Balçova'daki tesisler, akredite olan ve gelişmiş ülkeler standardındaki ilk örnektir. Son yıllardaki gelişmeyle çok sayıda termal tesis, 5 yıldızlı otel kalitesinde hizmet vermeye başlamışlardır. Balneolojik amaçlı kullanımlarda 400 kaplıca ve termal tesisten yılda 16 milyon yerli ve 10.000 yabancı turist yararlanmaktadır.

Kimyasal madde üretimi (sıvı karbondioksit kuru buz, deri işlemesi, tarımsal kurutma, ısı pompası), jeotermal kaynağın diğer tüketim alanlarıdır. Denizli-Kızıldere sahasında sıvı CO₂ ve kuru buz üretimi gerçekleştirilmektedir. Aydın-Salavathı sahası, yan ürün olarak CO₂ üretimi yapılan diğer jeotermal alandır. Ülkemizin yıllık CO₂ üretim kapasitesi 240.000 tondur. Tarımsal kurutma henüz yaygınlaşmamış olup, Afyon, Kızılcahamam ve Kırşehir'de toplam 1,5 MWt kapasitede uygulanmaktadır. Sıcaklığı 5 ile 30°C arasında değişen yüzey ve yeraltı suyunu kullanan, ısıtma ve soğutmayı bir arada sağlayan ısı pompalarının ülkemizdeki kapasitesi 42,8 MWt ile %1 düzeyindedir. [9]

6.4.5 JEOTERMAL ENERJİ YASAL DÜZENLEMELERİ, EKSİKLİKLER VE SORUNLAR

6.4.5.1 Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu

Ülkemizde jeotermal kaynaklar ile ilgili uzun süre yasal düzenleme yapılmamış, sonunda 2007 yılında çıkarılan 5686 sayılı "Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu"[12] ile bu alan yasal olarak düzenlenmeye çalışılmıştır.

Ancak, jeotermal kaynakların madenler gibi statik değil dinamik bir yapıda olduğu gerçeği dikkate alınmadan hazırlanan yasa, rezervuar ve havza bütünlüğünü bozacak şekilde ruhsatlandırmaların yolunu açmış olup, 5686 sayılı yasaya göre ruhsat alan birçok yatırımcı bugün aynı rezervuarı(ları) kullanmaktadır. Aynı rezervuarda yapılan hatalı ve çok sayıda ruhsatlandırma ile buna bağlı aşırı çekim, yanlış arazi kullanımı, hatalı işletme teknikleri nedeniyle jeotermal kaynak rezervuarlarında sıcaklık, basınç ve debilerinde önemli değişiklikler olmaya başlamıştır.

Jeotermal kaynağın özellikleri ve rezervuar bütünlüğü gözetilmeden, mevcut yasal mevzuata göre yerüstü arazi sınırları esas alınarak ruhsatlandırılan aynı rezervuardan ya da bitişik ruhsatlar ile yapılan

üretimler birbirini etkilemekte ve jeotermal kaynak rezervuarının sürdürülebilirliğini büyük risk altına sokmaktadır.

Ayrıca, Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sularla ilgili 5686 sayılı Kanun ve Uygulama Yönetmeliği [13] kapsamında izin süreçlerini yürüten, faaliyetleri denetleyen ve görüş oluşturan çok sayıda otorite bulunmaktadır. Jeotermal ile ilgili çalışmaların planlanması, izlenmesi ve değerlendirilmesi çalışmalarının çok sayıda kurum tarafından yapılıyor olması; bu çalışmaların takibini ve işlevini yavaşlatmakta, denetlenmesini zorlaştırmaktadır.

6.4.5.2 Çevresel Koruma ve Kirlilik Kontrolü Yönetmelikleri

Jeotermal kaynakların aranması ve işletmesi aşamalarında olan çevresel sorunlarla ilgili başvuru temel mevzuat ise “Çevresel Etki Değerlendirme Yönetmeliği” [14] ile çevre koruma ve hava-su-toprak kirliliği kontrolüyle ilgili diğer yönetmeliklerdir. Bu yönetmelikler; “Su Kirliliği Kontrolü Yönetmeliği”, “Sanayi Kaynaklı Hava Kirliliği Kontrolü Yönetmeliği”, “Hava Kalitesi Değerlendirme ve Yönetimi Yönetmeliği”, “Koku Oluşturan Emisyonların Kontrolü Hakkında Yönetmelik”, “Çevresel Gürültünün Değerlendirilmesi ve Yönetimi Yönetmeliği” olarak sıralanabilir. Ancak, jeotermal kaynak kullanımı açısından söz konusu yönetmelikler de sorunludur. Çevre koruma ve kirlilik yönetmeliklerinde, jeotermalle ilgili hususlar ya hiç yer almamakta, ya da eğer yer almış ise yeterli kapsamda olmamaktadır. [1] Çünkü söz konusu yönetmeliklerdeki kirliliğe ilişkin limit değerler gelişmiş ülke standartlarının çok üstündedir. Bu durum, ülkemizdeki jeotermal üretimin negatif etkileri olarak karşımıza çıkmaktadır.

Ayrıca, uluslararası uygulamalara göre, jeotermal enerji santralı projeleri için, Çevresel Etki Değerlendirmesi kapsamında bir kapasite alt sınırı değeri mevcut değildir. Türkiye’de ise mevcut uygulamaya göre ısı gücü 5 MWe’ın altında olan projeler ÇED Yönetmeliğinden muaf tutulmuştur ve kapsamlı bir değerlendirmeye tabi değildir. Oysaki 5 MWe altındaki projelerde de ısı gücü yüksek projelerdeki süreçlerin aynısı yaşandığından, düşük kapasiteli santrallarda da potansiyel çevresel ve sosyal etkiler mevcuttur ve ne yazık ki projeye özel değerlendirme yapılmadan yatırıma izin verilmektedir.

Çevresel ve sosyal mevzuatlardaki boşluklardan biri de, Projeden Etkilenen Kişilerle (PEK) ilgili olarak yeterli paydaş katılımının göz önünde bulundurulmaması ve bir şikâyet giderme, izleme ve değerlendirme mekanizmasının mevcut olmamasıdır. Her ne kadar proje alanında yasa gereği halkı bilgilendirme toplantıları yapılmakta ise de, çoğunlukla yöre halkının tepkisiyle karşılaşılacak bu toplantılardaki şikâyet ve talepler idari otorite ve yönetsel kurumlarda karşılığını bulmamaktadır.

6.4.6 JEOTERMAL ELEKTRİK SANTRALLARI GERÇEĞİ

TEİAŞ verilerine göre, JES’lerden 2018 yılında 7.431 GWh, 2019 yılında 8.230 GWh, 2020 yılında 10.027,7 GWh, 2021 yılında (kesin olmayan geçici verilere göre) 10.254,2 GWh elektrik enerjisi üretilmiştir [15]. JES’lerin yaklaşık %95’i YEKDEM kapsamındadır. EPDK raporlarına göre YEKDEM kapsamındaki JES’lerde 2018 yılında 5.968,2 GWh, 2019 yılında 6.997,2 GWh, 2020 yılında 7.816,5GWh, 2021 yılında 8.162,8 GWh elektrik üretilmiştir. [16]

Özel firmalarca üretilen elektrik enerjisine yüksek fiyatla alım garantisi verilmesi ve denetimsizlik, şirketlerin iştahını kabartmış ve bir yandan doğayı-çevreyi olumsuz yönde etkileyen ve ülkenin diğer zenginliklerini göz ardı eden bazı yatırımlara sebep olurken, diğer yandan yurttaşların elektrik faturalarını şişirmiştir. Özel sermaye çıkarlarını gözeterek uygulama, yatırımcı firmaların yanı sıra, yabancı ekipman üreticilerinin ve finans kurumlarının da ekmeğine yağ sürmüştür. Ekipman tedarikçileri, fiyatlarını maliyet esasına göre değil, teşvik fiyatından yola çıkarak belirlemiştir. [1]

30 Haziran 2021 tarihine kadar işletmeye giren YEK belgeli elektrik üretim tesislerine, işletmeye girdiği tarihten itibaren 10 yıl süresince, (yerli aksam oranına göre) kilovatsaat başına 7,3 cent/kWh ile 13,3 cent/kWh Amerikan Doları üzerinden ödeme yapılmaktadır. Resmi Gazete'de 30 Ocak 2021 tarihinde yayımlanan Cumhurbaşkanlığı Kararı[17] ile “ödemelerde Türk Lirası'na geçilmesi” adına önemli bir karar alınmış olmakla birlikte, YEKDEM avantajları devam etmektedir. Cumhurbaşkanlığı Kararına göre; 1 Temmuz 2021 ile 31 Aralık 2025 arasında işletmeye girecek jeotermal tesislere Türk Lirası ödemede kilovatsaat başına 54 kuruş baz değer olacak, bu bedel 3'er aylık dönemlerde ÜFE-TÜFE oranları ve döviz kurlarındaki değişimler dikkate alınarak güncellenecektir.

Söz konusu karar nedeniyle, dolara endeksli YEKDEM teşviklerinin son uygulama tarihi olan 30 Haziran 2021 tarihine kadar JES yatırımları hızlanmış, devam eden yatırımların bile kısmi kapasiteyle de olsa işletmeye alınması gündeme gelmiştir.

YEKDEM ödemelerinin hesaplamasında ÜFE-TÜFE oranları ve döviz kurlarındaki değişimler kullanıldığından, 2022 yılında TÜİK verilerine göre ÜFE %61.14, TÜFE %114,97 olarak gerçekleşmesi ve döviz kurlarındaki önlenemez artış nedeniyle uygulama için içinden çıkılmaz bir hal almıştır. [18] İlgili Cumhurbaşkanlığı Kararına göre yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesisleri için uygulanacak fiyatlar EPIAŞ tarafından güncellenmiş ve 2022 yılı 1. çeyrek YEKDEM fiyatı jeotermal enerji için 69.44 kuruş/kWh, yerli aksam desteği ise 10,29 kuruş/kWh olarak belirlenmiştir. [19]

Cumhurbaşkanlığı 2019 Programına göre bugünkü kurulu güçle 467 TWh elektrik üretilebilmekte olup, mevcut kurulu gücün, bu yıl tüketilen elektriğin yüzde 42 daha fazlasını üretme kapasitesi olduğu ortadadır. Buna rağmen, halen 17.427,0 MW'dan fazla kurulu güçte santral yatırımı sürmektedir. Görüldüğü üzere, abartılı talep tahminleri ve plansız bir şekilde yapılan yatırımlarla, ihtiyacın çok üzerinde kurulu güç ve üretim kapasitesi tesis edilmiştir. YEKDEM uygulamasıyla fazla ödemelerin yapıldığı JES üretimleri ise Türkiye için kritik önemde olmayıp 2020 yılında ülkemizin elektrik üretiminde JES'lerin payı sadece %3,1'dir. Bu nedenle, jeotermal kaynaklarımızın enerji dışı alanlarda kullanılması, olumsuz çevresel etkilerinin azaltılması, sürdürülebilirliğinin sağlanması ve kaynak kullanımında kamu yararının gözetilmesi, daha akılcı olacaktır.

Jeotermal kaynakların aranması, kullanımı ve işletilmesine ilişkin mevzuattaki yetersizliklerin giderilmesi, mevzuatın bilimsel ve teknik gereklere uygun olarak dünya ölçeğine çekilmesi; arama ve işletme aşamasındaki mevzuata aykırı uygulamaların denetlenmesi ve engellenmesi ile aykırılıklara devam eden mevcut işletmelerin ruhsatlarının iptal edilmesi, santrallerin çevresel etkilerinin bütüncül biçimde saptanarak değerlendirilmesi ve en aza indirilmesi için gerekli işlemlerin yapılması, tüm bu aşamalarda eksik olan kamu denetiminin tam anlamıyla sağlanması gerekir.

Ülkemizde jeotermal enerji santrallerinin yoğunlaştığı, rant uğruna plansız, programsız ve denetimsiz yatırımlarla doğası, çevresi, tarımı, insan sağlığı ve sosyal hayatı katledilen bölge, Ege Bölgesi'dir. 2500 yıl önce, “Bizim yeryüzünde bildiğimiz en yüksek gökyüzünün altı ve en güzel iklimin bulunduğu yer” diye anlatır Ege'yi “tarihin babası” Herodot. Bu güzelliği yok etmek insanlık suçudur.

KAYNAKÇA

1. TMMOB JES Komisyonu. 2021. Büyük Menderes Havzasında Jeotermal Enerji Santralleri Gerçeği ve Aydın İlinde Kurulu JES'lerin Çevresel Etkileri. ISBN: 978-605-01-1397-6, TMMOB Yayını, Ankara.
2. TÜBA Jeotermal Enerji Teknolojileri Raporu. Kasım 2020. Türkiye Bilimler Akademisi Yayınları, TÜBA Raporları No: 41 Editörler: Prof. Dr. İbrahim DİNÇER, Doç. Dr. Mehmet Akif EZAN.
3. Türkiye'de Jeotermal Kaynakların Kümülatif Etki Değerlendirmesi Raporu. (Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası (EBRD) ile Çevre ve Şehircilik Bakanlığının ortak projesi). Aralık 2020.
4. Kılıç, F. Ç., Kılıç, M. K. 2013. “Jeotermal Enerji ve Türkiye,” Mühendis ve Makina, cilt 54, sayı 639, s. 45-56.

5. ThinkGeoEnergy's Top 10 Geothermal Countries 2021–installed power generation capacity (MWe), <https://www.thinkgeoenergy.com/thinkgeoenergys-top-10-geothermal-countries-2021-installed-power-generation-capacity-mwe/#:~:text=New%20Zealand%20%E2%80%93%201%2C037%20MW%20%E2%80%93%20the.of%20commercial%20operations%20reported%20yet> son erişim tarihi: 15/04/2022
6. EPDK Elektrik Piyasası Sektör Raporu, Aralık 2021. EPDK Yayını.
7. Akkuş İ., Akıllı, H., CEYHAN, S., ÖZÇELİK, N., 2005. Türkiye Jeotermal Kaynaklar Envanteri. MTA Genel Müdürlüğü Envanter Serisi 201, Ankara.
8. Akkuş, İ. 2017. “Neden jeotermal enerji? Türkiye için önemi, hedefler ve beklentiler,” Mavi Gezegen Dergisi, 23, 25-39.
9. Akkuş, İ., 2020. “Jeotermal Sektöründe Durum” Yasal Düzenleme ve İdari Yapılanmanın Gerekliği,” Jeoloji Mühendisleri Odası. Jeo Dergi, 14, 44-54.
10. Mertoğlu O. 2020. TÜBA–Jeotermal Enerji Teknolojileri Çalıştay ve Paneli, “Dünyada ve Türkiye’de Jeotermal Uygulamalar ve Teknolojiler”, Sunum Dokümanları ve Notları, Afyon Kocatepe Üniversitesi, Afyonkarahisar, 19–21 Şubat 2020.
11. Maden Tetkik Arama (MTA) Genel Müdürlüğü. (<https://www.mta.gov.tr/v3.0/arastirmalar/jeotermal-enerji-arastirmalari>), Erişim tarihi: 20.07.2021.
12. 5686 sayılı Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu, 2007. Resmî Gazete Tarihi: 13.06.2007 Resmî Gazete Sayısı: 26551.
13. Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu Uygulama Yönetmeliği, 2007. Resmî Gazete Tarihi:11.12.2007 Resmî Gazete Sayısı: 26727.
14. Çevresel Etki Değerlendirme Yönetmeliği, 2014. Resmî Gazete Tarihi: 25.11.2014 Resmî Gazete Sayısı: 29186.
15. EPDK Elektrik Piyasası Sektör Raporu Aralık 2021. EPDK Yayını.
16. TEİAŞ Elektrik İstatistikleri (2020), Sektör Raporları (2021 Yılı Aylık Üretim-Tüketim Raporları).
17. 1/7/2021 tarihinden 31/12/2025 tarihine kadar işletmeye girecek YEK Belgeli elektrik üretim tesisleri için uygulanacak fiyat ve sürelerin güncellenmesine ilişkin karar. Resmî Gazete Tarihi: 30.01.2021, Resmî Gazete Sayısı: 31380.
18. <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Yurt-Ici-Uretici-Fiyat-Endeksi-Mart-2022-45852> son erişim tarihi: 15/04/2022.
19. <https://www.epias.com.tr/tum-duyurular/01-07-2021-tarihinden-31-12-2025-tarihine-kadar-isletmeye-girecek-yek-belgeli-yenilenebilir-enerji-kaynaklarina-dayali-elektrik-uretim-tesisleri-icin-uygulanacak-guncellenmis-fiyatlar-hk-2/> son erişim tarihi: 25/04/2022.

ÖZGEÇMİŞ



Dr. Ali Burak Yener
abyener@yahoo.com

Hacettepe Üniversitesi Jeoloji (Hidrojeoloji) Mühendisliği Bölümü'nden 1986 yılında lisans, Çukurova Üniversitesi Jeoloji Mühendisliği Bölümü'nden 1989 yılında yüksek lisans, 1994 yılında doktora dereceleri ile mezun oldu. 2021 yılında Eskişehir Anadolu Üniversitesi Açık Öğretim Fakültesi Tarih Bölümü'nden lisans derecesi ile mezun oldu. 1986-1995 yılları arasında DSİ Konya Bölge Müdürlüğü'nde, 1995-1996 yılları arasında DSİ Sivas Bölge Müdürlüğü'nde, 1996-2021 yılları arasında DSİ Genel Müdürlüğü Jeoteknik Hizmetler ve YAS Dairesi Başkanlığı'nda jeoloji mühendisi olarak görev yaptıktan sonra emekli oldu. 2006-2022 yılları arasında TMMOB Jeoloji Mühendisleri Odası yönetim, denetleme ve onur kurullarında, ayrıca 2018-2021 yılları arasında TMMOB-Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği'nde yönetim kurulu üyesi olarak görev yaptı. Şubat 2021'de yayınlanan TMMOB Jeotermal Enerji Santrallerinin Büyük Menderes Havzasına Çevresel Etkileri Raporu için kurulan komisyonda ve teknik inceleme heyetinde yer aldı. Raporun son düzenlemelerinin yapılmasına ve yayına hazırlanmasına katkıda bulundu. Halen TMMOB Jeoloji Mühendisleri Odası onur kurulu üyeliğini yürütmektedir.

6.5 TÜRKİYE'DE BİYOKÜTLE ENERJİSİ

Bülent İLLEEZ
Makina Yüksek Mühendisi

6.5.1 BİYOKÜTLE ENERJİSİ VE BİYOPYAKITLAR

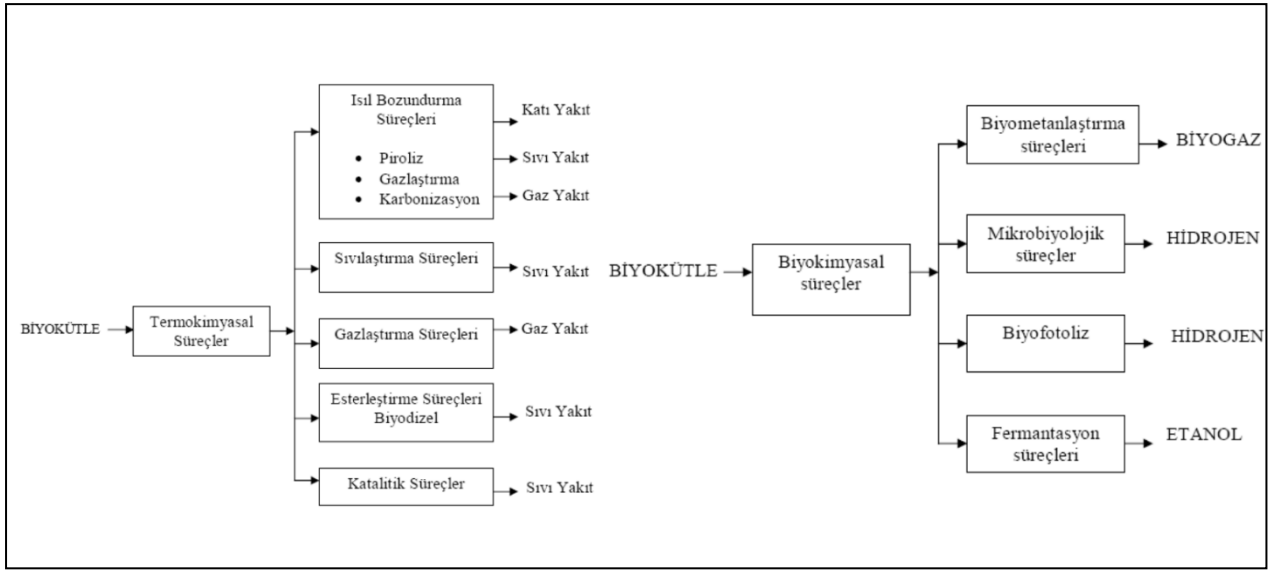
Biyokütle, literatürde genel olarak “100 yıllık dönemden daha kısa sürede yenilenebilen, biyolojik kökenli, fosil olmayan organik madde kitlesi” olarak tanımlanmaktadır. Başka bir deyişle biyokütle; yaşayan ya da yakın zamanda yaşamış canlılardan elde edilen fosilleşmemiş tüm biyolojik malzemenin genel adıdır.

Türkiye’de 5346 sayılı “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun”a göre ise biyokütle “ithal edilmemek kaydıyla; belediye atıklarının (çöp gazı dâhil) yanı sıra bitkisel yağ atıkları, gıda ve yem değeri olmayan tarımsal atıkları, endüstriyel odun dışındaki orman ürünleri ile atık lastiklerin işlenmesi sonucu ortaya çıkan yan ürünlerden elde edilen kaynaklar ve sanayi atık çamurları ile arıtma çamurları” olarak tanımlanmaktadır [1].

Biyoyakıt, ise petrol gibi fosil yakıtların oluşumunda olduğu gibi çok yavaş jeolojik süreçler tarafından üretilen bir yakıt olmayıp, biyokütleden günümüze ait süreçlerle üretilen bir yakıttır. Biyokütle teknik olarak doğrudan yakıt olarak kullanılabilirliğinden (örneğin odun kütükleri), biyokütle ve biyoyakıt terimleri birbirinin yerine kullanılabilir. Ancak çoğu zaman biyokütle, yakıtın yapıldığı biyolojik hammaddeyi veya işlenmiş peletler veya briketler gibi bir tür termal/kimyasal olarak değiştirilmiş son ürünü ifade eder. Biyoyakıt kelimesi bazı yerlerde genellikle ulaştırma için kullanılan sıvı veya gaz yakıtlar için kullanılmaktadır. Örneğin ABD’de EIA (U.S. Energy Information Administration) kurumunun tanımına göre ulaştırmada kullanılan sıvı veya gaz yakıtlar biyoyakıt olarak ifade edilmektedir.

Avrupa Birliği’nin, 10 Haziran 2010 tarihinde yürürlüğe koyduğu “Sürdürülebilirlik Kriter Paketi”ne göre 2017 yılında %50 ve 2018 yılında %60 daha az sera gazı salımı sağlayan yakıtlar biyoyakıt olarak sertifikalandırılmaktadır. Öte yandan, gıda amaçlı tarım arazilerinde ve biyo çeşitliliği yüksek alanlarda yetiştirilen biyoyakıt ham maddelerinden üretilen biyoyakıtlara sertifika verilmediği gibi ithal edilecek yakıtlar dâhil sertifikası olmayan biyoyakıtlar, AB biyoyakıt pazarında yer bulamamaktadır [2].

Biyokütleden elde edilen yakıtlar ve kullanımları genellikle geleneksel (klasik) ve modern olmak üzere iki kategoriye ayrılır. Geleneksel kullanımda, odun, bitki ve hayvan atıkları gibi biyokütle malzemesinden birincil haliyle katı halde doğrudan yakılmasıyla enerji sağlanmaktadır ve az gelişmiş ülkelerde yaygın olarak kullanılmaktadır. Modern biyokütlerde ise biyokütle birincil haliyle doğrudan kullanılmasının yanı sıra termokimyasal, biyokimyasal ve agrokimyasal dönüşüm yöntemleri ile doğalgaza eşdeğer metan içerikli biyogaz, hidrojen gazı gibi gaz yakıtlar; pelet, cips gibi katı yakıtlar; biyodizel, etanol gibi sıvı yakıtlar elde edildikten sonra kullanılmaktadır. Dönüşüm proseslerinde yakıt haricinde yağlar; organik gübre, gliserin, geri dönüştürülebilir humus, bitki besin maddeleri gibi yan ürünler de elde edilmektedir (Şekil 6.5.1).



Şekil 6.5.1 Biyokütle Enerjisi Dönüşüm Yöntemleri

İnsan faaliyetleri iklim sistemimizde benzeri görülmemiş bir değişim yaratmıştır ve iklim değişikliği zihnimizde artık sadece uzak kutuplardaki denizin içinde sessizce eriyen bir buz kütlesi gibi bir görüntü olarak da kalmamaktadır. Günümüzde çok açık algılanabilir şekilde aşırı sıcak soğuk dalgalanmalar, kuraklıklar, sel gibi ağır yağışlar, orman yangınları ve tropikal siklonlar gibi aşırı hava olayları yaşanmakta ve özellikle de bu bileşenlerin giderek daha sık ve yoğun olarak ortaya çıktığı görülmektedir. Araştırmalar ve veriler bu durumun sanayileşme devrimi ile başladığını, 1950’den sonra arttığını ve atmosferdeki ısınmaya CO₂ ve eşdeğeri sera gazı salımlarının sebep olduğunu göstermektedir.

Küresel ısınmayı sınırlama yolunda net sıfır salım sağlanmasında en önemli etken yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının artırılması, elektrifikasyon ve elektrifikasyona geçiş sürecinde fosil kaynaklı yakıtların yerine geçecek yakıtların kullanılması gelmektedir.

Yenilenebilir tarafında güneş, rüzgâr, jeotermal, gelgit, dalga enerjisi gibi neredeyse tüm yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi elde edilmektedir. Buna karşılık küresel olarak birincil enerji arzı ve nihai enerji tüketiminin sadece %13–18’i elektrik enerjisi olarak tüketilmektedir. Diğer yandan ulaştırma, ısıtma ve soğutma gibi çok çeşitli amaçlarla, evsel kullanım ve endüstriyel prosesler olsun tüm sektörlerde ve %80-85 oranlarında çok büyük payı fosil enerji kaynaklarından elde edilen katı, sıvı ve gaz formunda yakıtlar kullanılmaktadır. Bu kapsamda biyokütle kaynaklarından katı, sıvı ve gaz formunda elde edilebilen biyoyakıtlar küresel ısınma ile mücadele için nihai enerji tüketiminde yoğun olarak kullanılan fosil yakıtların yerini alabilecek ve geçişin en kolay ve hızlı sağlanabileceği en önemli enerji kaynağı olarak görülmektedir.

Hedefler göz önüne alındığında, enerji geçişinde yenilenebilir enerji, enerji verimliliği ve tasarrufu, elektrifikasyon, yakıt olarak hidrojen ve türevlerinin kullanılması, karbon yakalama ve depolama teknolojileri diğer en önemli etkenlerdir. Biyokütle enerjisi de çok çeşitli şekillerde bu geçişi kolaylaştırabilme özelliğine sahiptir. Günümüzde yenilenebilir enerji kaynaklarının ana bileşeni olan biyokütle enerjisi bir yandan mevcut fosil yakıtlı enerji üretim santrallerine düşük maliyetle esneklik sağlarken karbon nötrlüğünü kaybetmeden doğrudan ısı ve yakıt sağlamakla birlikte doğrudan elektrik enerjisi üretme kabiliyeti ile karakterize edilir. Üstelik gelişmiş donanımlı pişirme fırınları, kazanlar veya yakıcılar ile verimlilik artırılarak yakıt kullanımı azaltılabilmektedir. Bu işlemler, hidrojen veya karbon yakalama ve depolama teknolojileri ile birleştirildiğinde karbon negatif de olabilmektedir. Metan, doğası gereği hidrojen ile değiştirilebilmekte ve “power-to-gas” denilen elektrikten elektroliz ile elde edilen hidrojenin doğalgaz şebekesine verilebildiği bu sistemler ile enerji depolaması aracı

olarak kullanılabilir. Bu dönüşümler ile CO₂, biyometan veya endüstriyel ve tarımsal kullanımlar için katı karbon içine katılarak ıslah edilebilir. Başka bir sera gazı salımı olan, metanın, tarım artıklarının ve atık akışlarının daha iyi yönetimi ile farklı formlarda biyokütle enerjisi kaynağı sağlayarak salımları önemli ölçüde azalacaktır.

Diğer yandan yaşayan biyokütle en önemli karbondioksit tutucularındandır. Bilindiği gibi bitkisel biyokütle fotosentez yaparken karbondioksiti emer ve atmosfere oksijen verirler. Bir ağaç, yıllık ortalama 22,5 kg CO₂ emerek fotosentez yapmaktadır. Kırk yıl yaşayan bir ağaç, ömrü boyunca 900 kg sera gazı emmektedir. Tarım ve Orman Bakanlığı Ulusal Sera Gazı Envanteri 2019 yılı AKAKDO (Arazi Kullanımı ve Arazi Kullanımı Değişikliği ve Ormancılık) raporuna göre Türkiye'nin 2019 yılı enerji kaynaklı sera gazı salımı toplam 506,1 Mt CO₂ eşdeğeridir. Bunlardan 364,4 Mt(megaton) enerji kaynaklı, 56,4 Mt endüstriyel ve ürün kullanımı kaynaklı, 68,2 Mt tarım kaynaklı ve 17,2 Mt'u diğer kaynaklar olarak gerçekleştirmiştir. Diğer yandan 75,3 MtCO₂ eşdeğeri 22,8 Mha orman alanları tarafından olmak üzere toplamda 84 Mt eşdeğer CO₂ bitkisel biyokütle tarafından tutularak Türkiye'nin sera gazı salımı 422,1 eşdeğer CO₂'ye düşmüştür [6].

Bir araştırmaya göre de, 2018 yılı için sığır gübresinden biyogaz üretilmesi potansiyelinin yaklaşık 2 milyar m³ olabileceği hesaplanmış ve bu biyogazın 1,1 milyar m³ metan içeriğine sahip olacağı bulunmuştur. Buna ek olarak, üretilecek biyogazın elektrik enerjisi üretmek için kullanılması ve aynı miktarda enerjinin üretilmesi için kömür kullanımının azaltılması senaryosunda 22,27 milyon ton CO₂ eşdeğerinde gaz salımında azalma meydana geleceği ortaya konmuştur [7].

6.5.2 TÜRKİYE BİYOKÜTLE ENERJİSİ POTANSİYELİ

Türkiye, biyokütle materyali üretimi bakımından elverişli güneş, tarımsal alan kullanılabilirliği, su kaynakları ve iklim koşullarına sahip olup biyokütle enerjisi için bol miktarda kaynak sunabilecek yapıya sahiptir.

Biyokütle enerjisi potansiyeli ile ilgili olarak, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü'nün bir uygulaması olan Türkiye Biyokütle Enerjisi Potansiyeli Atlası (BEPA) bulunmaktadır. BEPA Türkiye'nin neresinde hangi biyokütle kaynağından ne kadar elektrik, ne kadar biyoyakıt üretme potansiyeli olduğunu, bu kaynakların ülkenin hangi yörelerinde yoğunlaştığını harita üzerinde grafiksel ve sayısal ifadeler ile dinamik olarak sunabilen Coğrafik Bilgi Sistemi (CBS) uygulaması olarak tanımlanmaktadır. BEPA ile atık miktarları ve atıkların toplam enerji miktarı gibi bilgiler de güncel olarak alınabilmektedir(Tablo 6.5.1). BEPA ile hem il hem de ilçe bazında biyokütle enerjisi potansiyeli analizi işlemleri yapılabildiği ifade edilmektedir [7].

Bunun haricinde, Türkiye'de biyokütle ve biyokütle enerjisi potansiyeli üzerine çok çeşitli çalışmalar yapılmaktadır. Bu çalışmalar, Türkiye'nin biyokütle konusunda sahip olduğu potansiyeli hakkında oldukça önemli anlam ve değer katmalarına karşılık çalışmalarda belirtilen biyokütle potansiyeli ve enerji değerlerinde önemli farklılıklar görülmektedir.

Örnek olarak, "Potential Evaluation of Biomass-Based Energy Sources for Turkey" (Türkiye İçin Biyokütle Tabanlı Enerji Kaynaklarının Potansiyel Değerlendirmesi) başlığı ile yapılan bir araştırmada, Türkiye için yapılan çeşitli çalışmalarda biyokütle potansiyeli ve enerji değerlerinin belirlendiği ancak bu değerlerin elde edilmesinde kullanılan ayrıntılı verilerin vermediği belirtilmiştir [8]. Bu araştırmanın sonuçları aşağıdaki gibi ifade edilmekte olup bu sayede biyokütle potansiyeli hesaplanmasında farklılıkların kaynağı ve sebebi ile ilgili de bilgi sahibi olunabilmektedir.

Tablo 6.5.1 BEPA Türkiye Biyokütle Enerjisi Kullanım Durumu 2022[9]

	2022
Nüfus	82.003.882
Hayvan Sayısı (adet) :	422.832.374
Hayvansal Atık Miktarı (ton/yıl) :	193.878.079
Hayvansal Atıkların Teorik Enerji Eşdeğeri (TEP/yıl) :	4.385.371
Hayvansal Atıkların Ekonomik Enerji Eşdeğeri (TEP/yıl) :	1.084.506
Bitkisel Üretim Miktarı (ton/yıl) :	171.399.002
Bitkisel Atık Miktarı (ton/yıl) :	62.206.754
Bitkisel Atıkların Teorik Enerji Eşdeğeri (TEP/yıl)	25.384.268
Bitkisel Atıkların Ekonomik Enerji Eşdeğeri (TEP/yıl) :	1.462.169
Belediye Atıkları Miktarı (ton/yıl) :	32.170.195
Belediye Atıkların Teorik Enerji Eşdeğerleri (TEP/yıl) :	3.373.011
Belediye Atıkların Ekonomik Enerji Eşdeğerleri (TEP/yıl) :	485.858
Orman Varlığı Artıkları (ster / yıl) :	3.914.904
Orman Artıkların Enerji Eşdeğeri (TEP / yıl) :	859.899
Biyodizel İşleme Lisansı Sahibi Firmalar :	8
Biyoetanol İşleme Lisansı Sahibi Firmalar :	5
Biyokütle Kaynaklı Elektrik Üretim Santral Sayısı :	199
Atıkların Toplam Enerji Eşdeğeri (TEP/yıl) :	34.002.549

Kaygusuz, Türkiye'nin geri kazanılabilir biyoenerji potansiyelinin yaklaşık yıllık 16,92 milyon TEP olduğunu tespit etmiştir. Bu tahmin, ana tarımsal atıkların, hayvancılık tarım atıklarının, ormancılık ve odun işleme atıklarının geri kazanılabilir enerji potansiyeline ve literatürde verilen belediye atıklarına dayanmaktadır. Aynı çalışmada, belediye katı atık potansiyeli 1.300.000 TEP, hayvansal atık potansiyeli 2.350.000 TEP ve kuru ve nemli tarımsal atık potansiyeli 4.810.000 TEP olarak belirlenmiştir. Çalışmada, hayvan gübresi potansiyelinin değeri, bazı istatistiksel veriler kullanılarak belirlenmiştir. Diğer kaynaklar için potansiyel değerler verilirken kullanılan veriler belirtilmemektedir.

Ediger ve Kentel, Türkiye'nin biyokütle enerji potansiyelini 17,2 milyon TEP olarak belirlemişlerdir. Araştırmada sığır, koyun ve kanatlı gübresi kaynaklı biyogaz potansiyeli 3,30 milyar m³/yıl ve deponi gazı potansiyeli 600 milyon m³/yıl olarak belirlenmiştir. Çalışmada, hayvan gübresi potansiyel değeri bazı kesin veriler kullanılarak belirlenmiş olmasına karşılık diğer potansiyellerle ilgili herhangi bir hesaplama yapılmamıştır.

Demirbaş, Türkiye'nin yıllık biyokütle enerjisi potansiyelini tarımsal ve ahşap sanayii atıkları, hayvan atıkları ve diğerleri için 32 milyon TEP olarak belirlemiştir. Çalışmada, hayvan gübresinin enerji potansiyeli 1,3 milyon ve Türkiye'nin geri kazanılabilir biyo-enerji potansiyeli de yaklaşık olarak 17 milyon TEP olarak belirlenmiştir.

Özgür, Türkiye'nin tarımsal atık potansiyelinin enerji değerini 15,6-20 milyon TEP/yıl, hayvan gübresi potansiyelini 1,17 milyon TEP/yıl ve belediye katı olarak potansiyelini 7,52 milyon TEP/yıl olarak belirlemiştir. Çalışmada, potansiyel değerler verilirken kullanılan veriler belirtilmemiştir.

Erdem, Türkiye'nin ekonomik ve uygulanabilir biyokütle potansiyelini yılda 17 milyon TEP olarak vermektedir. Bu değer kapsadığı kaynak türleri ve verileri belirtilmemiştir.

Alman Federal Çevre, Doğa Koruma ve Nükleer Güvenlik Bakanlığı ve TC Çevre ve Şehircilik Bakanlığı işbirliğiyle 2010 yılında “Türk-Alman Biyogaz Projesi”ne başlanmıştır. Projenin hedefi, kümes hayvanları, organik atık ve gıda endüstrisi atıkları ve bu enerjinin Türkiye'nin enerji tüketimi için yaratacağı pay ile Türkiye'nin biyogaz potansiyelini belirlemektir. Bu proje kapsamında Türkiye'nin biyogaz potansiyelinin farklı kaynak türlerine göre belirlenmesine yönelik çalışmalar yapılmış ve buna göre Türkiye'de sığırların teorik biyogaz potansiyeli 2,77 milyon TEP/yıl ve teknik biyokütle potansiyeli 1,13 milyon TEP/yıl, kümes hayvanlarının teorik biyogaz potansiyeli 874.175 TEP/yıl ve teknik biyogaz potansiyeli 864.462 TEP/yıl olarak belirlenmiştir. Toplam teknik biyogaz potansiyelinin enerji değeri 2 milyon TEP/yıl'dır. Aynı çalışmada, enerji bitkilerinin teorik biyogaz potansiyeli 7 milyon TEP/yıl ve teknik biyogaz potansiyeli 1,8 milyon TEP/yıl olarak verilmektedir. Belediye katı atıklarının teorik biyogaz potansiyeli 525.460 TEP/yıl ve teknik biyogaz potansiyeli 262.730 TEP/yıl'dır. Sığır ve kanatlı gübresi, tarımsal atıklar, enerji bitkileri, tarımsal sanayi artıkları ve belediye katı atık kaynaklı toplam teorik potansiyeli 19 milyon TEP/yıl ve toplam teknik potansiyeli 5,26 milyon TEP/yıl'dır.

Karayılmazlar, Saraçoğlu, Cabuk ve Kurt, Türkiye'deki ekonomik biyokütle enerji potansiyelini 25 milyon TEP/yıl olarak belirtmektedir. Biyolojik gübre kaynaklı biyogaz potansiyeli 2,8–3,9 milyar m³ ve 1,4–2 milyon TEP olarak belirtilmiştir. Çalışmada, potansiyel değerler verilirken, kullanılan veriler belirtilmemiştir.[8]

Bu verilere göre, Türkiye'de su ürünleri yetiştiriciliği ve gıda üretimi hariç, fotosentezden elde edilen enerjiye bağlı olarak, biyokütle enerjisinin brüt potansiyeli teorik olarak yıllık 135–150 milyon TEP olarak hesaplanıp ve kayıpların düşülmesinden sonra net potansiyelin yıllık 90 milyon TEP olabileceği söylenebilir. Literatürdeki çeşitli kaynaklarda da belirtildiği gibi ülkenin tüm tarım alanlarının sadece biyokütle yakıt üretimi için yıl boyunca kullanılması mümkün olmadığı için de, mevcut teknoloji ve arazi kullanım durumlarına göre hesaplanan teorik potansiyelin yıllık 14–32 milyon TEP arasında olduğu bu veriler ışığında en doğru tahmin gibi görülmektedir.

Sonuç olarak, Türkiye için farklı biyokütle kaynak tiplerine göre hangi biyokütle kaynağının hangi proses ve teknoloji ile değerlendirilmediği, atık ve yan atık gibi ve bu proses ve çıktılarının başka proses girdileri olarak ve/veya katma değer olarak kullanılması gibi kapsamlı bir hesaplama yöntemi kullanılmadığı ve ülkenin oturtulmuş bir politikası olmadığı için biyokütle potansiyelinin belirlenmesinde farklılıklar görülmektedir. Bu doğrultuda, bu raporda da kaynaklar özellikle atıklar olmak üzere ele alınıp potansiyeller literatürdeki kaynaklardan ve değerler ise özellikle biyokütle kaynaklarının alt ısıl değerleri üzerinden ifade edilmeye çalışılmıştır.

6.5.3 BİYOKÜTLE ENERJİSİ KULLANIMI

6.5.3.1 Biyokütle Enerjisinin Toplam Enerji Arzı İçindeki Yeri

Fosil yakıtların 1990 yılındaki dünya toplam birincil enerji arzındaki %82,1'lik payı yıllar içerisinde önemli oranda değişmemiştir ve 2017 yılına gelindiğinde yine %81,2 paya sahip durumdadır. Hatta 2016-2017 döneminde, fosil yakıtların birincil enerji arzı, yenilenebilir enerji kaynaklarının arzından daha fazla artmıştır. Bu eğilim 2018 ve 2019'da da devam etmiştir.

Dünya 2019 yılı birincil enerji arzı yaklaşık 14 milyar 485 milyon 750 TEP olmuştur ve 2020 yılı sonu bu arzın 14 milyar 70 milyon 410 TEP'e gerilediği görülmektedir (Tablo 6.5.2).

2020 yılı sonunda 2019 yılına göre toplam enerji ve fosil kaynaklı enerji arzında azalma, buna karşılık yenilenebilir enerji arzında artış vardır. Ancak her ne kadar iklim değişikliği, çevre koruma ve fosil yakıtların negatif etkisi konuları dünyada gündeminde etkisini artırarak devam etmesine rağmen 2020 yılı sonunda fosil yakıtlar hakimiyetini büyük oranda devam ettirmektedir.

Tablo 6.5.2 Dünya Birincil Enerji Arzı (MTEP: Milyon Ton Eşdeğeri Petrol) [10],[11],[12]

Yıl	Toplam (MTEP)	Petrol (MTEP)	Kömür (MTEP)	Doğalgaz (MTEP)	Nükleer (MTEP)	Hidro (MTEP)	Güneş, Rüzgar vd. (MTEP)	Biyoyakıt ve Atık (MTEP)
2000	10.023,83	3.662,67	2.316,67	2.072,29	675,47	224,69	60,05	1.011,99
2005	11.479,25	3.998,70	2.994,44	2.360,51	721,71	252,35	70,02	1.081,53
2010	12.848,87	4.135,58	3.653,11	2.733,10	718,83	296,07	110,08	1.202,12
2015	13.627,74	4.329,22	3.852,54	2.949,91	670,3	335,52	204,19	1.286,06
2017	13.970,64	4.449,50	3.789,93	3.106,80	687,48	351,03	256,83	1.329,06
2018	14.375,23	4.463,55	3.811,22	3.244,02	697,63	358,91	291,49	1.508,41
2019	14.485,75	4.475,13	3.878,28	3.362,58	727,55	362,92	320,47	1.356,96
2020	14.070,41	4.093,82	3.721,22	3.322,35	702,21	372,60	355,88	1478,56

Tablo 6.5.3 Türkiye Birincil Enerji Arzı[9]

Yıl	Toplam (MTEP)	Petrol (MTEP)	Kömür (MTEP)	Doğalgaz (MTEP)	Hidro (MTEP)	Güneş, Rüzgar vd. (MTEP)	Biyoyakıt ve Atık (MTEP)
1990	51,50	23,40	15,58	2,86	1,99	0,46	7,21
1995	60,96	28,43	15,97	5,79	3,06	0,65	7,07
2000	76,00	30,40	22,83	12,64	2,66	0,97	6,50
2005	84,09	28,75	22,39	22,79	3,40	1,43	5,34
2010	105,79	31,51	31,21	31,40	4,45	2,69	4,53
2015	128,48	38,70	34,51	39,38	5,77	6,89	3,22
2018	145,94	42,00	43,27	41,10	5,14	11,40	3,04
2019	144,205	41,269	40,573	37,13	7,639	13,142	3,157
2020 ¹	147,168	42,190	39,472	39,806	6,716	14,495	3,396

Türkiye'nin birincil enerji kaynakları gelişimi ise 1990 yılından 2020 yılı sonuna gelindiğinde 2,86 katı artmıştır² (Tablo 6.5.3). Dünya genelinde bu artış 1,6 katı kadardır. Türkiye'de 2010 yılında %89 olan fosil kaynakların birincil enerji arzındaki payı 2020 yılı sonunda %83,28'e gerilemiştir ancak hala dünya ortalamasından daha yüksek konumdadır.

¹ 2020 verileri Uluslararası Enerji Ajansı World Energy Outlook 2021 yayınından alınmıştır.

² Burada Uluslararası Enerji Ajansının (IEA) verilerine göre değerlendirme yapılmıştır. Bu verilerle TC ETKB Enerji İşleri Genel Müdürlüğü tarafından yayımlanan Ulusal Enerji Denge Tabloları arasında bazı küçük farklılıklar vardır.

Tablo 6.5.4 Dünya Birincil Enerji Arzı Kaynak Kullanım Oranları

Yıl	Fosil Kaynak		Yenilenebilir	
	Toplam (MTEP)	Oran (%)	Toplam (MTEP)	Oran (%)
2000	8.051,63	80,30%	1.296,73	12,90%
2005	9.353,65	81,50%	1.403,90	12,20%
2010	10.521,79	81,90%	1.608,27	12,50%
2015	11.131,67	81,70%	1.825,77	13,40%
2017	11.346,23	81,20%	1.936,92	13,90%
2018	11.518,79	80,10%	2.009,68	14,00%
2019	11.642,49	80,40%	2.039,74	14,10%
2020	11.137,38	79,15%	2.206,94	15,68%

2015-2017 döneminde, yenilenebilir enerjilerin birincil enerji arzı içindeki payı yaklaşık %0,5 artmıştır. Bununla birlikte, fosil kökenli enerji kaynaklarının kullanımını %1 artmıştı. 2020 yılı sonuna gelindiğinde bu eğilimde değişim başlamış ve dünya genelinde birincil enerji arzında fosil yakıtların payı azalırken yenilenebilir enerji kaynaklarının payı ise oransal olarak artış göstermesine karşılık bu değişim çok ciddi miktarda değişmemiş ve son 8 yılda hemen hemen sabit kalmıştır (Tablo 6.5.4).

Tablo 6.5.5 Türkiye Birincil Enerji Arzı Kaynak Kullanım Oranları¹

Yıl	Toplam (MTEP)	Fosil Yakıt %	Yenilenebilir Enerji %	Yenilenebilir/ Biyokütle %
1990	51,50	81,2	18,8	74,6
1995	60,96	82,3	17,7	65,6
2000	76,00	86,7	13,3	64,2
2005	84,09	87,9	12,1	52,5
2010	105,79	89,0	11,0	38,8
2015	128,48	87,6	12,4	20,3
2018	145,94	86,6	13,4	15,5
2019	144,205	83,60	16,40	13,19
2020	147,168	83,28	16,72	13,80

Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam enerji arzındaki payı, 1990 yılında %18,8 iken, 2000 yılında %13,3’e, 2010 yılında %11,1’e gerilemiştir. 2018 yılına gelindiğinde ise artarak %13,4 ile tekrar 2000 yılların oranına ulaşmıştır. Bu oran gelecek yıllarda artma eğilimindedir. Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam birincil enerji arzındaki payı 2015’e kadar düşmüş, bu yıldan sonra artış eğilimi göstermiştir. 2018 yılında ise 2000 yılındaki orana gelinmiş olup bu yıldan sonra yenilenebilir enerji arzının payının artış eğilimi içerisinde olduğu görülmektedir.

Ancak biyokütlenin yenilenebilir enerji içindeki oranı küresel alandaki orandan farklı olarak 1990 yılında %75 iken ise, yıllar içerisinde sürekli azalarak 2018 yılı sonuna gelindiğinde %15’e, 2020 sonunda ise %13,8’e düşmüştür (Tablo 6.5.5).

6.5.3.2 Biyokütlenin Yenilenebilir Enerji Kaynakları İçindeki Yeri

Biyokütle toplam yenilenebilir enerji kaynakları içerisinde Afrika'da %96, Amerika'da %59, Asya'da %65 ve Avrupa'da %59 kullanım oranına sahiptir. Aslında küresel olarak bakıldığında biyokütlenin yenilenebilir enerji kaynakları içindeki oranı yıllar itibari ile 1990 yılında %80,4 iken 2000 yılında %78'e 2018 yılında ise %68,8'e düşmüştür. Son yıllarda örneğin 2017 yılında, biyokütlenin toplam birincil enerji arzı 1,329 milyar TEP ile bir önceki yıla göre 21,5 milyon TEP düşüş göstermiş ve neredeyse 2015'teki seviyeye gelmiştir. Bu oranlara rağmen toplam enerji arzında biyokütle toplam yenilenebilir enerji kaynaklarının %70'ini kapsayacak şekilde hala büyük bir paya sahip olmaya devam etmektedir. Küresel olarak biyokütlenin oranının özellikle 2000'li yıllara kıyasla önemli ölçüde azalmasında gelişmekte olan bölgelerde pişirme ve ısıtma için geleneksel biyokütle kullanımının azalmasının etkisinin olduğu belirtilmektedir. Ayrıca odun peletleri, biyogaz ve sıvı biyoyakıtlar gibi modern biyokütle çözümlerinin artan kullanımı ile modern biyoenerji kaynaklarının gelecekteki yenilenebilir enerji dağılımında önemli bir yer alacağı görülmektedir [10].

Türkiye'de biyokütle enerjisinin yenilenebilir enerji kaynakları içerisindeki payının bu kadar düşmüş olmasının gerekçesi olarak, aynı küresel alanda olduğu gibi geleneksel biyokütle kullanım oranının azalması gösterilebilir. Ancak esas olarak geleneksel biyokütle kullanımı önemli ölçüde azalırken, modern biyokütleye geçiş de yavaş olmaktadır. Diğer bir ifade ile bu durum, Türkiye'nin biyokütle potansiyeli modern yöntemlerle yeterli olarak değerlendirilmediğinden kaynaklanmaktadır. Türkiye'de 2020 yılı sonunda biyokütle enerji arzı yaklaşık 3 milyon 396 bin TEP olarak gerçekleşmiş olup, BEPA ve çeşitli kaynaklara göre Türkiye'deki toplam biyokütle enerji potansiyeli 14,6–32 milyon TEP arasında değişmektedir. Türkiye bugünkü teknoloji ve kullanım alanları ve atık durumuna göre mevcut biyokütle potansiyelini %78–90 oranında değerlendirmemektedir.

Küresel olarak 2019 yılında enerji amaçlı 1.359.033.000 TEP biyokütle kullanılmıştır. Kullanımın %85'i odun yongaları, odun peletleri, pişirme ve ısıtma için yakacak odun vb. gibi birincil katı biyoyakıtlar, %8'i sıvı biyoyakıt, belediye ve atık sektörleri %2–3 ve biyogaz olarak kullanılmıştır. Biyokütle arzı 2019 yılında bir önceki yıla kıyasla, yaklaşık 24 milyon TEP olarak %1,5'lik düşüş ile son 17 yılda ilk kez azalmış olmasına karşılık, 2019 yılı sonunda yeniden artış eğilimi içerisine girmiştir. Düşüşün birincil katı biyoyakıtların yani geleneksel biyokütlenin azalmasıyla gerçekleştiği ancak buna karşılık modern biyokütle kullanımı ile atık, biyogaz ve sıvı biyoyakıtlar gibi kategorilerde artış olduğu görülmüştür [10].

Tablo 6.5.6 Kaynaklarına Göre Küresel Biyokütle Enerji Arzı[10]

Yıllar	Toplam Biyokütle (MTEP)	Belediye Atıkları (MTEP)	Endüstriyel Atıklar (MTEP)	Katı Biyoyakıtlar (MTEP)	Biyogaz (MTEP)	Sıvı Biyoyakıtlar (MTEP)
2000	1.022,26	17,67	11,7	964,94	6,69	20,54
2005	1.096,30	22,45	10,75	1.015,10	11,94	35,11
2010	1.222,89	27,71	18,39	1.077,19	20,06	79,3
2015	1.316,04	32,96	21,26	1.120,19	31,05	112,74
2016	1.349,48	34,15	24,6	1.175,12	31,29	85,03
2017	1.327,98	34,63	25,56	1.151,24	31,77	87,18
2018	1.330,61	34,63	27,23	1.139,29	33,68	95,78
2019	1.357,12	34,63	27,23	1.158,40	34,15	102,70

2019'da, ağırlıklı olarak ormancılık sektöründen gelen katı biyokütle, tüm kıtalardaki biyokütle arzının çoğunluğunu oluşturmaktadır. Avrupa kıtasında, belediye atıklarından elde edilen enerji küresel biyoenerjinin %64'ünü kapsamaktadır. Avrupa aynı zamanda küresel biyogaz arzının da yarısından fazlasını oluşturarak bu alanda lider konumundadır. Sıvı biyoyakıt arzında ise, Amerika Kıtaları (özellikle ABD ve Brezilya), küresel arzın %70'ini oluşturan önemli miktarına kapsamaktadır [10].

Genel olarak, uluslararası literatürde ve veri kaynaklarında biyokütle için tipik sınıflandırma, birincil katı biyoyakıtlar, sıvı biyoyakıtlar, biyogaz, belediye ve endüstriyel atıkları şeklindedir. Türkiye için ETKB'nin (Enerji Tabii Kaynaklar Bakanlığı) yayımladığı Ulusal Enerji Denge Tablolarında ise 2015 yılından itibaren biyokütle "Biyoeenerji ve Atıklar" adı altında yakacak odun, atıklar ve biyoyakıt verileri tek bir başlıkla ifade edilmektedir. 2015 yılından önce ise biyokütle kaynakları Hayvansal bitkisel artıklar olarak ifade edilmiş odun yakacak ise ayrı olarak belirtilmiştir [11].

Tablo 6.5.7 Türkiye Biyokütle Enerji Arzı[10,11,12]

Yıllar	Biyoeenerji ve Atıklar	Yak. Odun	Atıklar	Biyo Yakıt	Hay. Bit. Atık	Sıvı Biyo Yakıtlar
	(TEP)	(TEP)	(TEP)	(TEP)	(TEP)	(TEP)
2000	6.457.000	5.081.000			1.376.000	
2005	5.325.000	4.146.000			1.179.000	
2010	4.489.000	3.392.000		6.000	1.091.000	
2014	3.250.000	2.162.000		81.000	1.007.000	
2015	2.945.000					
2016	2.843.000					
2017	2.531.000					
2018	3.014.000	972.000	1.883.000			159.000
2019	3.157.197					
2020	3.396.326					

Uluslararası Enerji Ajansı yenilenebilir enerjilere yönelik son veri tabanı dokümantasyonunda, Türkiye verilerinin Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'ndan alındığı belirtilmektedir. Bu dokümana göre, ETKB elektrik ve ısı üretimi için kullanılan yenilenebilir enerji kaynakları ve atıklara yönelik verileri sadece aralıklı olarak etüt etmektedir. Bu nedenle de, Türkiye biyoyakıt verilerinde ve atık zaman serilerinde bazı kırılmalar görülebildiği ifade edilmektedir [13]. Dolayısı ile 2015 öncesi biyokütle verilerinin ne 2015 sonrası verilerle, ne de uluslararası veriler ile eşdeğer karşılaştırılması çok mümkün olamamaktadır.

Bu karmaşık verilere göre değerlendirildiğinde Türkiye'de 2020 yılı sonunda 147 milyon 168 bin 194 TEP olan toplam enerji ürünleri arzında 3 milyon 396 bin 326 TEP ile yaklaşık %2,3'lük pay sahibi biyoenerji ve atıklar olmuştur. 2020 yılı Toplam Nihai Enerji Tüketimi ise 113 milyon 700 bin 617 TEP olarak gerçekleşmiş ve bu tüketimin 2milyon 617 bin 526 TEP'lik kısmı biyoenerji ve atıklara aittir. Kullanılan biyokütlenin yaklaşık %82 si nihai sektörlerde kullanılmıştır. Bu tüketimin 912 bin 075 TEP ile %35'i Sanayi, 212 bin 446.000 TEP ile %8'i Ulaştırma (Karayolları), 1 milyon 583 bin 852 TEP ile %61'i konutlarda tüketilmiştir. 2020 yılı sonunda ticaret ve hizmetler, tarım ve hayvancılık sektöründe biyokütle enerjisi kullanımı görülmemektedir [12].

6.5.3.3 Biyokütle Enerjisinin Elektrik Enerjisi Üretimindeki Yeri

Dünya genelinde yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrikte 2000 yılından 2019 yılı sonuna gelindiğinde, yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam elektrik üretimindeki payı %19'dan %27'ye ulaşmıştır. Aynı dönemde elektrik üretimindeki artışın en büyüğü 4.316 TWh ile yenilenebilir enerji kaynaklarından olmuştur.

Tablo 6.5.8 Kaynaklara Göre Küresel Elektrik Üretimi[10]

Yıllar	Kömür	Petrol	Gaz	Nükleer	Yenilenebilir	Toplam	Yenilenebilir Oran
	(TWh)	(TWh)	(TWh)	(TWh)	(TWh)	(TWh)	(%)
2000	5.995	1.188	2.771	2.591	2.995	15.511	19,30
2005	7.326	1.128	3.702	2.768	3.485	18.372	19,00
2010	8.671	967	4.844	2.756	4.438	21.613	20,50
2015	9.536	1.023	5.535	2.570	5.772	24.363	23,70
2016	9.575	945	5.819	2.608	6.181	25.056	24,70
2017	9.937	846	5.906	2.636	6.553	25.804	25,40
2018	10.148	780	6.154	2.709	6.983	26.707	26,10
² 2019	9.912	752	6.356	2.790	7.114	26.959	26,3
² 2020	9.468	716	6.257	2.692	7.593	26.762	28,37

Biyokütle ile elektrik üretimi, fosil yakıt talebini azaltmak için sürdürülebilir ve yenilenebilir kaynak olarak önemli bir seçenektir. Biyokütle, pelet ve cips gibi katı yakıt, biyogaz gibi gaz yakıt ve biyodizel, biyoetanol gibi sıvı yakıt olarak elde edilebildiğinden dağıtılabilir olma ve depolama kolaylığı gibi avantajlar sağlamaktadır. Diğer yandan bu sayede fosil kaynakların yerini alma çerçevesinde genelde sadece elektrik üretimine katkı sağlayan diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına göre çok daha fazla seçenek oluşturabilmektedir.

Asya, küresel olarak yenilenebilir elektrik üretimi açısından lider konumundadır. 2019 yılında, üretilen tüm yenilenebilir elektriğin %43'ü Asya kıtasında olup, onu Amerika (%30) ve Avrupa (%24) takip etmektedir. Afrika kıtasının payı ise %2,4'tür. Afrika yenilenebilir elektrik arzında hidroelektrik %80'lik bir paya sahiptir. Avrupa aynı zamanda, küresel olarak tüm biyoelektrik üretiminin %40'ını oluşturan üretimi ile en büyük biyoelektrik üreticisidir [10].

Tablo 6.5.9 Yenilenebilir Enerji Kaynakları Küresel Elektrik Üretimi[10]

Yıl	Hidro (GWh)	Rüzgar (GWh)	Biyokütle (GWh)	Solar (GWh)	Jeotermal (GWh)	Dalga (GWh)	Toplam (GWh)	Biyokütle (%)
1990	2.191.675	3.880	129.621	754	36.426	536	2.362.892	5,49%
1995	2.545.965	7.959	130.015	1.021	39.895	547	2.725.402	4,77%
2000	2.695.854	31.348	214.000	1.330	51.989	546	2.995.067	7,15%
2005	3.019.502	103.922	298.000	4.330	58.284	516	3.484.554	8,55%
2010	3.530.272	341.384	458.000	33.700	68.106	513	4.431.975	10,33%
2015	3.989.825	838.314	620.000	254.000	80.562	1.006	5.783.707	10,72%
2016	4.140.000	963.000	663.000	331.000	82.300	1.030	6.180.330	10,73%
2017	4.313.000	1.135.000	701.000	442.000	85.500	1.030	6.677.530	10,50%
2018	4.313.000	1.277.000	737.000	567.000	85.348	1.010	6.980.358	10,56%
2019	4.329.000	1.427.000	768.000	694.000	91.100	1.000	7.310.100	10,51%
² 2019	4.235.510	1.420.560	671.840	680.720	91.010	1.000	7.113.920	9,44%
² 2020	4.346.920	1.595.980	708.520	832.940	94.100	1.000	7.592.960	9,33%

Türkiye'nin 2020 yılı sonunda elektrik üretimi 306 bin 703GWh olup bu üretimin %58'i fosil kaynaklardan, %42'si yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilmiştir. Biyokütlenin elektrik enerjisi toplam üretim içindeki payı %1,88 seviyelerine ulaşmıştır, yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi içindeki payı ise %4,43 olmuştur (Tablo 6.5.10-11).

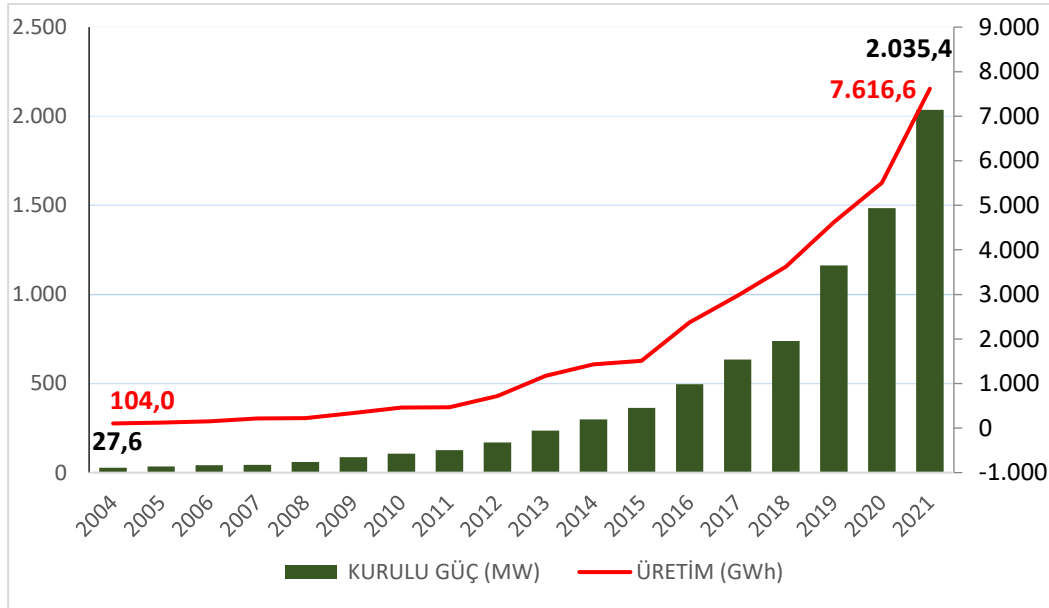
Tablo 6.5.10 Türkiye Kaynaklara Göre Elektrik Üretimi[9]

Yıl	Toplam (GWh)	Fosil (GWh)	Diğer (GWh)	Yenilenebilir (GWh)	Hidro (GWh)	Jeotermal (GWh)	Güneş (GWh)	Rüzgar (GWh)	Biyokütle (GWh)
1990	57.543	34.315		23.228	23.148	80			
1995	86.247	50.398		35.849	35.541	86			222
2000	124.922	93.714	46	31.162	30.879	76		33	174
2005	161.956	122.120	78	39.758	39.561	94		59	44
2010	211.208	155.371	111	55.726	51.796	668		2.916	346
2015	261.783	177.608	495	83.680	67.146	3.425	194	11.652	1.263
2018	303.625	206.012	934	96.679	59.755	6.906	7.477	19.882	2.659
2019	303.897	170.518	0	133.380	88.823	8.952	9.250	21.731	4.624
2020	306.703	177.066	0	129.637	78.094	10.028	10.950	24.828	5.737
2021	331.492	212.978	0	118.514	55.695	10.254	13.470	31.478	7.617

Türkiye'nin yenilenebilir enerji kurulu gücü yıllar itibarıyla artan bir eğilim izlemektedir. 2013 yılında 25,6GW olan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kurulu güç, yıllık ortalama %10 oranında artarak 2021 yılsonu itibarıyla yaklaşık 53 GW düzeyini aşmış, 2013 yılında %40 olan toplam kurulu güç içerisindeki yenilenebilir payı ise 2021 yılsonu itibarıyla %53,7 seviyesine yükselmiştir. 2013 yılı ile 2021 yılsonu arasındaki dönemde yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kurulu güç artışında en büyük pay 9,2 GW'lık artış ile HES'lere aittir. HES'leri sırasıyla 7,85 GW'lık artış ile RES, 7,82 GW'lık artış ile GES, 1,8 GW'lık artış ile biyokütle enerjisi santralleri (BES) ve 1,37 GW'lık artış ile jeotermal enerjisi santralleri (JES) izlemektedir.

Tablo 6.5.11 Türkiye Kaynaklara Göre Elektrik Enerjisi Üretim Oranları

Yıl	Toplam (GWh)	Yenilenebilir (GWh)	Fosil (GWh)	Yenilenebilir /Toplam %	Fosil /Toplam %	Biyokütle /Yenilenebilir %	Biyokütle /Toplam %
1990	57.543	23.228	34.315	40,37	59,63	0,00	0,00
1995	86.247	35.849	50.398	41,57	58,43	0,62	0,26
2000	124.922	31.162	93.714	24,95	75,02	0,56	0,14
2005	161.956	39.758	122.120	24,55	75,40	0,11	0,03
2010	211.208	55.726	155.371	26,38	73,56	0,62	0,16
2015	261.783	83.680	177.608	31,97	67,85	1,51	0,48
2018	303.625	96.679	206.012	31,84	67,85	2,75	0,88
2019	303.897	133.380	170.518	43,89	56,11	3,47	1,52
2020	306.703	129.637	177.066	42,27	57,73	4,43	1,87
2021	331.492	118.514	212.978	35,75	64,25	6,43	2,30

**Şekil 6.5.2** Türkiye'de Biyokütle Santrallerinin (Atık Isı Dahil) Kurulu Güç ve Üretimlerinin Gelişimi (TEİAŞ, 2021 yılı kesin olmayan geçici verileriyle)

6.5.3.4 Biyokütleden Isı Enerjisi Üretimi

Sektörel olarak nihai enerji tüketiminde kullanılan enerjinin neredeyse yarısı, ısı enerjisi olarak ve genellikle konut, endüstriyel ve ticari kuruluşlar için alan ısıtma ve sıcak su ihtiyaçları için kullanılmaktadır. Dünya, elektrik üretiminde özellikle yenilenebilir kaynakların kullanılması ile sektörünün karbondan arındırılması konusunda önemli ilerlemeler kaydetmesine karşılık ısıtma sektörü aynı düzeyde değildir, ancak ulaştırma sektöründen biraz daha iyi konumda ilerlemektedir. Fosil yakıtların kullanılmasının azaltılması kapsamında ısıtma sektörü için seçenekler elektrik sektörüne göre oldukça sınırlı olup jeotermal ve güneş enerjisi, ısıtma sektöründe fosil yakıt kullanımını azaltmak için kullanılan seçeneklerden bazılarıdır. Bu kapsamda, biyokütle ısıtma için en önemli yenilenebilir enerji alternatifi olarak değerlendirilmektedir.

Tablo 6.5.12 Dünya Geneli Biyokütle Kaynaklarından Isı Üretimi (kTEP)[10]

	Belediye Atıkları	Endüstriyel Atıklar	Katı Biyokütle	Biyogaz	Sıvı Yakıtlar
2000	3.104,997	167,192	5.015,764	0,000	---
2005	3.582,688	191,077	6.687,685	238,846	---
2010	5.015,764	3.104,997	10.031,528	238,846	---
2015	6.209,993	3.343,843	12.181,141	716,538	---
2016	6.448,839	4.060,380	13.375,370	955,384	---
2017	6.687,685	3.821,534	13.853,062	955,384	---
2018	6.687,685	4.299,226	14.091,908	1.194,229	---
2019	6.926,531	4.776,918	14.808,446	1.194,229	---

(kTEP = x1000 TEP)

1990 yılında dünya genelinde biyokütle kaynaklarından üretilen ısı 6,2 milyon TEP olarak gerçekleşmiştir ve kaynaklara göre toplam ısı üretiminin sadece %1,6'sını karşılamaktadır. 2018 yılında ise biyokütleden ısı üretimi 26 milyon TEP ile %7,5 paya ulaşmıştır. Avrupa belediye atıkları, katı biyoyakıtlar ve endüstriyel atıklar dahil olmak üzere tüm biyokütle kaynaklarını yaygın ve etkin kullanması nedeniyle küresel olarak elde edilen ısıнын %87 payı ile dünya lideri konumundadır.

2019 yılında ise Tablo 6.5.12'den de görüldüğü gibi küresel olarak %53'ü katı biyokütle kaynaklarından ve %25'i belediye katı atıklarından olmak üzere 27 Milyon 944 bin 970 TEP (1.17 EJ) ısı üretilmiştir

Avrupa %88'lik pay ile enerji santrallerinde biyokütleden ısı üretiminde dünya lideri konumundadır ve bunu %8 ile Asya takip etmektedir. Biyokütleden elde edilen ısı üretimi ağırlıklı olarak bölgesel ısıtma ağları aracılığıyla son tüketicilere iletilen ve dağıtılan bileşik ısı güç sistemlerinde (kojenerasyon) üretilmiştir. 2019 yılında sadece ısı tesislerinde 10 milyon 270 bin 374 TEP (0,43 EJ) biyoyısı üretilmiştir. Bu tesisler yalnızca ısı üretmek için özel olarak tasarlanmış olup ısı (örneğin, konut, ticari veya endüstriyel tüketiciler gibi) üçüncü taraflara satılmaktadır.

Tablo 6.5.13 Türkiye Kaynaklara Göre Isı Üretimi

Yıl	Taş Kömürü (TEP)	Linyit (TEP)	Türetilmiş Gazlar (TEP)	Petrol Ürünleri (TEP)	Doğalgaz (TEP)	Biyoenerji ve Atıklar (TEP)
2017	212.582	393.265	88.854	0	1.693.912	128.868
2018	215.266	373.226	131.038	122.559	1.797.949	166.776
2019	247.540	457.127	170.608	107.767	1.688.187	136.309
2020	326.074	428.520	144.193	126.255	1.838.063	114.602

Türkiye için ısı üretimi verileri ETKB'nin yayımladığı Ulusal Enerji Denge Tablolarından alınmış olup, otoprodüktörlerin satılan ve satılmayan ısısına ilişkin verileri kapsamaktadır (Tablo 6.5.13).

Türkiye'de geleneksel biyokütle yakılarak ısı elde edilmesinde kullanılmaktadır ancak buna yönelik veri bulunmamaktadır. Modern biyokütle tesislerinin tamamı otoprodüktör olup elektrik üretim amaçlı kullanılmaktadır. Bu veriler de sadece 2017 yılından itibaren mevcuttur.

6.5.3.5 Sıvı Biyo-Yakıtlar

2019 yılı sonunda dünya genelinde 159 milyar litre biyoyakıt üretilmiştir. 2000–2019 döneminde sıvı biyoyakıt sektörü yıllık %12 oranında büyümüştür. Amerika kıtaları küresel olarak biyoyakıt üretimine hakimdir. Kuzey ve Güney Amerika birlikte küresel olarak tüm biyoyakıtların %70'ini üretmekte olup Avrupa kıtası bu alanda %15'lik bir paya sahiptir.

Tablo 6.5.14 Küresel Sıvı Yakıt Üretimi[10]

YIL	Sıvı Biyoyakıt (kt)	Sıvı Biyoyakıt (milyar litre)
2000	15.992	19,2
2005	30.851	37,1
2010	86.420	104
2015	109.152	131
2016	112.229	135
2017	115.702	139
2018	123.262	148
2019	132.313	159

Kıtalar	Sıvı Biyoyakıt (kt)	Sıvı Biyoyakıt (milyar litre)
Afrika	70	0,08
Amerika	92.238	111
Asya	19.207	23,1
Avrupa	19.508	23,5
Okyanusya	200	0,24
AB-28	19.323	23,3

Kolza, kanola, aspir, soya fasulyesi gibi yağlı tohum bitkilerinden üretilen küresel biyodizel üretiminin %37'si Güney Amerika'da, %44'ü Avrupa'da, diğer biyoyakıtlar olarak sınıflandırılan selülozik etanol ve HVO gibi yakıtların ise %94'ü Kuzey Amerika'da üretilmektedir.

Ülkemizde biyoetanol üretimi özellikle şeker pancarından yapılmaktadır ve biyoetanol üretimi için, Türkiye'deki başlıca birincil kaynaklar; şeker pancarı ve artıkları, patates, melas, buğday ve artıkları, mısır ve koçanı, diğer lignoselülozik materyaller (çimen, bitkisel atık/artıklar, enerji tarımı ürünleri vb.) olarak sıralanmaktadır. Ülkemizde biyoetanol yakıt olarak sadece yurtdışı kaynaklı benzin ve benzin türevlerine harmanlama olarak kullanılmaktadır.

Biyoetanol araçlarda benzine alternatif olarak kullanılabilirdiği gibi, benzinle farklı oranlarda karıştırılarak da kullanılabilir. Ülkemizde ise etanol sadece benzine karıştırılarak kullanılmaktadır. ETKB verilerinde sıvı biyoyakıtla ilgili bilgiler bulunmamaktadır. Türkiye'de 16 Haziran 2017 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanan benzin türlerine etanol harmanlanması hakkında tebliğde değişiklik yapılmıştır. Bu değişiklik ile yurtdışından ithal edilen benzin türlerine yerli tarım ürünlerinden üretilmiş etanolün hacimsel olarak en az %2 harmanlanma zorunluluğu %3 yapılmıştır. Araçlarda herhangi bir modifikasyona gerek duymadan %10'a kadar katılabilen biyoetanol, daha yüksek karıştırma oranlarında motorda bazı değişikliklerin yapılmasını gerekli kılmaktadır.

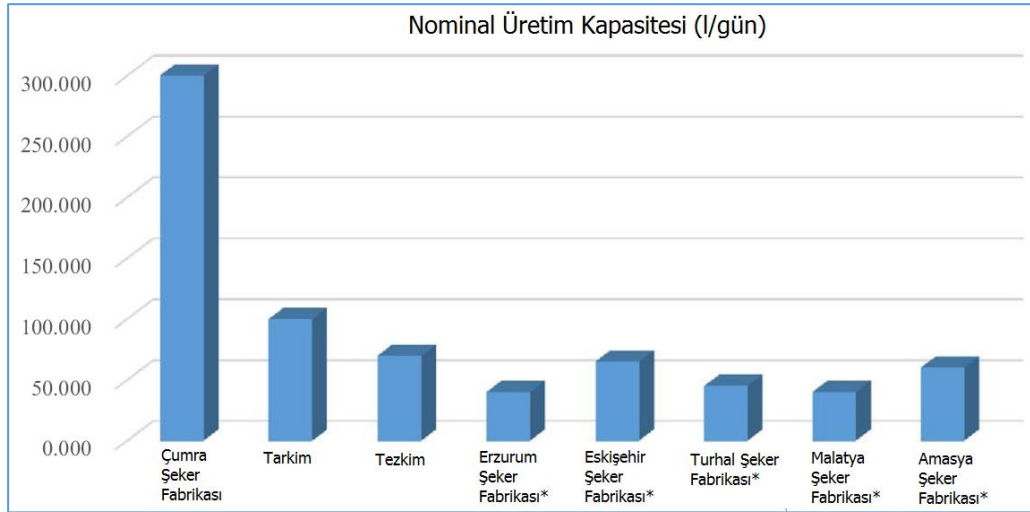
Türkiye'de mevcut biyoetanol üretim tesislerinde üretilebilecek biyoetanol üretim potansiyeli yaklaşık olarak 800.000 l/gündür. Türkiye'de biyoetanol üreten 12 tesis olup bunlardan 8 tanesi biyoyakıt üretme kapasitesine sahiptir (Şekil 6.5.5). Ancak bunlardan sadece 3'ü yakıt olarak biyoetanol üretmekte olup diğerleri etanolü gıda amaçlı kullanılmaktadır. Bu yakıt amaçlı aktif 3 biyoetanol üretim tesisi ham madde olarak şeker pancarı, buğday ve mısır kullanılmaktadır. Ancak bu tarım ürünlerinden biyoetanol üretimi, bu kaynakların (artıklar hariç) aynı zamanda gıda endüstrisinde de kullanılmasından dolayı tercih edilmemektedir [17].

Gıda için kullanılmayacak olsa Türkiye'de 2019 yılında üretilen buğday, şeker pancarı, arpa, mısır, patates ve pirinçten elde edilebilecek biyoetanol üretim potansiyeli 13,43 milyar litre olarak hesaplanabilmektedir (Tablo 6.5.15), [18]. Türkiye'de yıllık en fazla 3 milyar 248 milyon litre benzin tüketilmektedir.

Bir başka çalışmada ise, 2023 yılında buğday, mısır, pirinç ve patates üretimi atıklarından yılda 555 milyon litre biyoetanol üretilbileceği hesaplanmıştır [19].

Tablo 6.5.15 2019'da Türkiye'de Üretilen Bazı Tarım Ürünlerinden Elde Edilebilecek Biyoetanol Miktarı

Tarım Ürünleri	Üretim (ton)	Biyoetanol Üretim Potansiyeli (l/ton)	Elde Edilebilecek Biyoetanol Miktarı (m ³)
Buğday	19.000.000	340	6.460
Şeker Pancarı	18.085.528	110	1989
Arpa	7.600.000	250	1.900
Mısır	6.000.000	360	2.160
Patates	4.750.000	110	523
Pirinç	920.000	430	396
TOPLAM			13.428

**Şekil 6.5.5** Türkiye'de Mevcut Biyoetanol Üretimi ve Toplam Potansiyeli (*Sadece potansiyel)

Türkiye Biyodizel Üretimi, Resmi Gazete'de yayımlanan 25 Şubat 2011 tarih ve 27857 tarihli Bakanlar Kurulu Kararı ile oto biyodizel ve yakıt biyodizeline ÖTV uygulaması getirilmiştir. Biyodizel üretiminde maliyetin büyük bölümünü ham madde oluşturduğu ve ÖTV ile maliyetler yükseldiği için sektör rekabet gücünü kaybetmiş ve duraklamıştır. Çoğu üretici lisanslarını iptal ettirmiş, lisansı olanlar da üretim yapamaz duruma gelmiştir. Ülkemizde sadece bir firma tarafından 20 bin tonluk bir üretim yapıldığı bilinmektedir. 2005 yılından itibaren 80 işletme biyodizel işleme lisansı almış olup, 2018 yılına gelindiğinde bu lisanslardan 25 adedi sonlandırılmış ve 43 adedi de iptal edilmiş durumdadır. Lisansları yürürlükte olan firmalardan sadece 5 adedi 2005 ve 2007 yılları arasında lisanslandırılmış olup diğer 9 adedin lisansının 2014 yılından sonra alındığı görülmektedir. Lisansı iptal edilmeyen veya sonlandırılmayan işletmelerle beraber toplam işleme kapasitesi yaklaşık 1,5 milyon ton civarında olup, büyük oranda atıl durumdadır. Daha önceki yıllarda resmi olarak faaliyet gösteren işleme ve dağıtım lisansına sahip birçok firma olmasına karşılık, 2022 yılı Ocak ayında yapılan erişimde BEPA'ya göre 5 adet biyodizel işleme sahibi firma görülmektedir.

Yeni düzenlemeler yapılmazsa ve kapanmasına sebep olan engeller aşılmazsa ki görünürde de herhangi bir gelişim söz konusu değildir, yakın gelecekte faaliyete geçmesi mümkün durmamaktadır. Türkiye'de atık yağlar ve gıda olarak kullanılmayan tarım alanlarının enerji bitkileri için geliştirilebileceğine göre çeşitli araştırmalar mevcuttur. Yapılan bir çalışmada, biyodizel üretimi ile yan ürün olarak ortaya çıkan gliserolün dahi hayvan besleme sektöründe de kullanımının ekonomik

açıdan önemli katkıları olacağı değerlendirilmiştir. Bu çalışma ile, dizel tüketiminin %23'ünün yenilenebilir kaynaklardan karşılanması halinde 11.500.000 ton yağlı tohum ihtiyacı duyulacağı ve bu kadar yağlı tohum bitkisi ile 7,5 milyon ton yağlı tohum küspesi ve biyodizel üretimi ile 350 bin ton gliserol elde edileceği hesaplanmıştır. Çalışmada biyodizel üretimin yaygınlaşması sonucunda kanola, aspir ve soya üretiminin artacağı ve üretim sırasında yan ürün olarak elde edilen gliserolün ise süt ve besi sığırlarının beslenmesinde önemli bir ham madde olacağı sonucuna varılmıştır. Bu durumda, yem için kullanılan tarım alanlarını etkilemeden değerlendirilebilmesinin mümkün olacağı ifade edilmektedir [16].

6.5.3.6 Biyogaz

Biyogaz, tüm biyoenerji endüstrisi için son derece önemli bir sektördür. Biyogaz, farklı organik madde formlarının anaerobik fermentasyonu ile üretilir ve esas olarak metan (CH₄) ve karbondioksitten (CO₂) oluşur. Organik materyallerin (hayvansal atık, bitkisel atık/artık, arıtma çamurları vb.) oksijensiz ortamda fermentasyona uğratılmasıyla elde edilen biyogaz, doğalgaza alternatif bir gazdır. Doğalgaz ve LPG gibi her türlü gaz yakıtın kullanıldığı her alanda kullanılabilir. Biyogaz, farklı organik madde formlarının anaerobik fermentasyonu ile üretilir ve esas olarak metan (CH₄) ve karbondioksitten (CO₂) oluşur. Organik materyallerin (hayvansal atık, bitkisel atık/artık, arıtma çamurları vb.) oksijensiz ortamda fermentasyona uğratılmasıyla elde edilen biyogaz, doğalgaza alternatif bir gazdır. Doğalgaz ve LPG gibi her türlü gaz yakıtın kullanıldığı her alanda kullanılabilir.

Biyogaz üretimi için, her organik madde kullanılabilir ancak tipik ham maddeler, gübre ve kanalizasyon, bitkisel üretim atıkları, ev ve sanayi atıklarının organik kısmı ve mısır ve ot silajı dahil enerji mahsulleridir. Biyogaz, elektrik, ısı ve ulaşım dahil olmak üzere çeşitli kullanımlara veya pazarlara tedarik edilir.

Biyogaz üretimi, sadece enerji olduğu için değil, aynı zamanda çevreye zarar veren ya da verebilecek organik kökenli atıkların bertarafının sağlanması için de önemlidir. Bunun yanı sıra, biyogaz üretim süreci sonucunda ortaya çıkan fermente gübre de tarımsal aktivitelerde büyük rol oynamaktadır. Diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının aksine, biyogaz üretimi ve sistemleri coğrafi kısıtlamalara ve üstün teknoloji istelerine gerek duymamaktadır.

Biyogaz, küçük modifikasyonlar yapılarak kombilerde, fırınlarda, gaz lambalarında, taşıma araçlarında ve içten yanmalı motorlarda kullanılabilir. Bu enerji, ısı enerjisi ve elektrik enerjisine çevrilebilir. Proses sonunda ortaya çıkan fermente gübre, ülkemizde yaygın olarak kullanılan gübrelere oranla daha verimlidir. Bu gübrenin karbon-azot oranı, bitki yetiştiriciliği açısından oldukça uygundur. Aynı zamanda hayvansal atıkların kullanıldığı sistemler başta olmak üzere gübrenin içindeki patojenlerin yok edilmesi ve kokunun giderilmesi de fermente gübrenin avantajları arasında sayılabilir.

Avrupa, biyogaz üretimi ve kullanımında dünya lideridir. 2017 yılında, küresel biyogaz arzının yarısını oluşturmaktadır. Küresel olarak, biyogaz arzı 2017 yılında 32 milyon TEP veya yaklaşık 62 milyon Nm³ olarak gerçekleşmiştir. Genel olarak, biyoenerji sektöründeki biyogaz arzının paylaşımı sadece yaklaşık %2 olup çok daha fazla katkıda bulunma potansiyeline sahiptir.

2019 yılında, dünya çapında 1,43 EJ eşdeğer enerji içeriği ile 62,3 milyar m³ biyogaz üretilmiş olup 2000–2019 döneminde sektör yıllık %9 büyümeye yaşamıştır.

Avrupa biyogaz üretiminde hala dünya lideridir. 2019'da Avrupa kıtasında 16 milyar 719 bin 212 TEP eşdeğer enerji ile 30,6 milyar m³ biyogaz üretilmiştir. Bu üretim, küresel biyogaz üretiminin yarısından fazlasını kapsamaktadır. Biyogaz üretiminde Asya kıtası %32'lik payla 2. sırada yer almaktadır.

Tablo 6.5.16 Küresel Biyogaz Arzı[11]

Yıl	Toplam Biyogaz Arzı	
	(milyar m ³)	(TEP)
2000	12,40	6.926.531
2005	23,40	12.897.678
2010	38,70	21.257.285
2015	58,00	32.005.350
2016	58,70	32.244.196
2017	59,80	32.960.734
2018	61,40	33.677.271
2019	62,30	34.154.963

Kıtalar	Toplam Biyogaz Arzı	
	(milyar m ³)	(TEP)
Afrika	0,01	5.586
Amerika	8,44	4.538.072
Asya	21,80	11.942.295
Avrupa	31,20	17.196.905
Okyanusya	0,85	477.692
Ab-28	30,60	16.719.213

Türkiye'nin genel olarak toplam biyokütle enerji potansiyeli yaklaşık olarak 14–32 milyon TEP, hayvansal atık miktarı ise 2,3 milyon TEP olarak ele alınmaktadır. Özellikle ülkemizin kırsal alanlarında biyogazın üretimi ve kullanımı ile ekonomik ve sosyal kalkınmaya destek vermek mümkündür. Nitekim hayvansal atıkların kullanıldığı biyogaz sistemlerinden yıllık yaklaşık olarak 2,2–3,9 milyar m³ biyogaz elde edilebileceği bilinmektedir.

6.5.4 DEĞERLENDİRME VE SONUÇ

Küresel ısınmaya enerji kullanımının etkisi ve ana sorumlunun da fosil yakıt kullanımı olmasına karşılık dünya birincil enerji arzında fosil yakıt kullanım payı %82'dir. Türkiye için fosil yakıt kullanımı %86'dır.

Yenilenebilir enerji kaynakları, doğası gereği büyük oranda elektrik enerjisi üretiminde kullanılmakta olup, kullanım oranı sürekli artmaktadır ve bu sayede de karbon salımı iklim değişikliği çerçevesinden önemli kazanımlar sağlanmaktadır. Ancak, dünya genelinde elektrik enerjisinin birincil enerji kaynakları kullanımındaki oranı sadece %16 olup bunun da %25'i yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanmaktadır. Türkiye elektrik enerjisi üretimindeki yenilenebilir enerji kaynaklarının payı dünya ortalamasının üstündedir ve dünya genelinde olduğu gibi Türkiye'de de elektrik enerjisinin birincil enerji içindeki payı sürekli artmakta olup hidroelektrik santralleri de dahil edildiğinde elektrik ihtiyacının yaklaşık yarısı yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanmaktadır.

Türkiye'de biyokütle enerjisi tesisleri büyük ölçüde yakma teknolojileri kullanılarak elektrik üretmek üzere kurulmuş olup neredeyse tamamı YEKDEM kapsamında ortalama 13,5 USD cent/kWh ile alım yapılmaktadır. Biyokütle enerjisi santrallerinin kurulu gücü, 2021 sonu itibariyle 1.730 MWe lisanslı, 315 MWe lisanssız olmak üzere 2.035 MWe olup bunların 1.275 MWe'si 2022 Yılı Nihai YEK listesinde yer almaktadır.

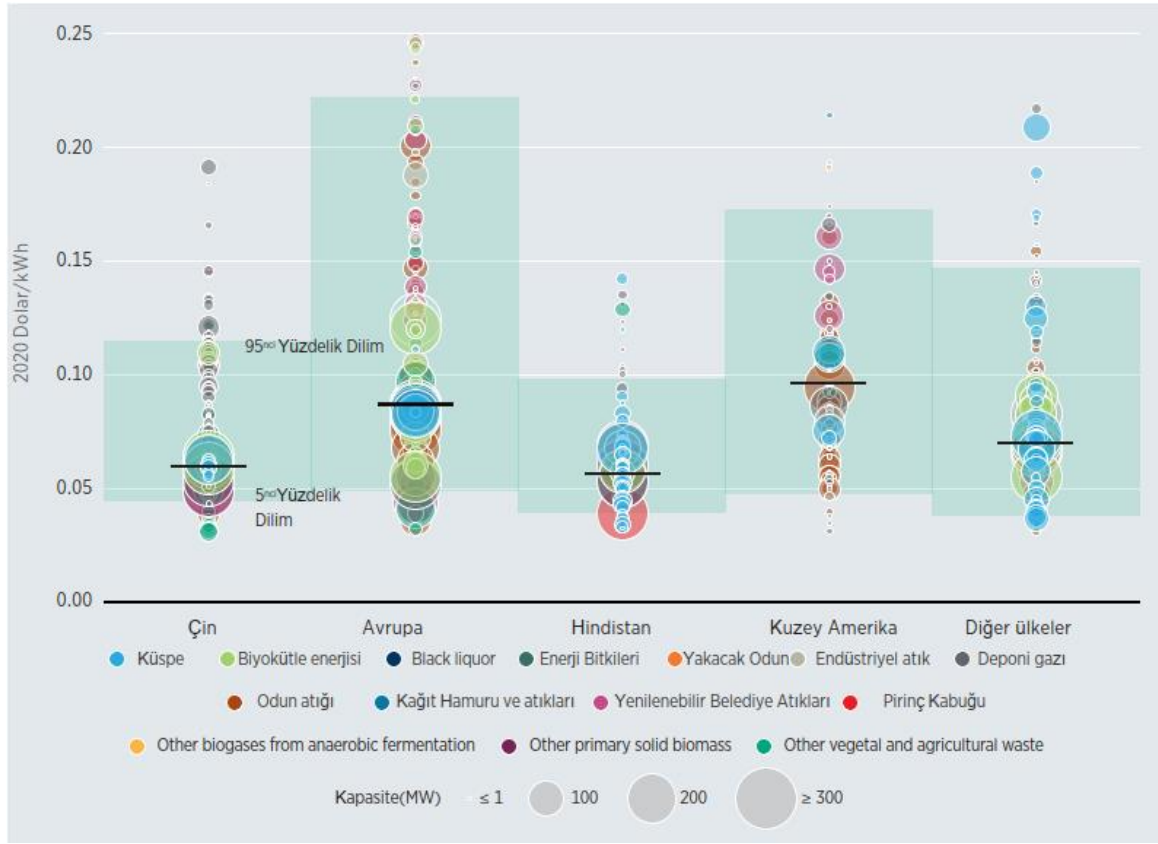
Tablo 6.5.4.17 EPDK 2022 Yılı YEKDEM Listesi[23]

Ana Tesis Tipi	Ana Kaynak Kurulu Gücü (MWm)	Ana Kaynak Kurulu Gücü (MWe)
Atık Lastik Yan Ürünleri (Pirolitik Yağ ve Gaz)	43,74	38,76
Belediye Atıkları	185,33	181,52
Bitkisel Yağ Atıkları ,Gıda ve Yem Değeri Olmayan Tarımsal Atıklar ,Bel	1,60	1,56
Bitkisel Atık	114,65	111,16
Biyometanizasyon	2,00	1,95
Çöp Gazı	264,90	258,08
Diğer Atık	45,99	44,35
Endüstriyel Atık	11,00	10,50
Endüstriyel Odun Dışındaki Orman Ürünleri	7,77	6,40
Enerji Bitkisi	3,21	3,12
Gıda ve Yem Değeri Olmayan Tarımsal Atıklar	1,07	1,00
Hayvansal Atık	156,21	149,76
Hayvansal atık ve Diğerleri	131,82	119,50
Kentsel Atık	100,96	91,89
Orman atığı	159,27	151,83
Tarımsal Atık	108,15	103,19
Toplam	1.337,66	1.274,57

Dünya genelinde yakma teknolojileri ile çalışan biyokütle elektrik üretim tesislerinin kurulum maliyetleri ve ham madde maliyetleri ile kapasite faktörlerini içeren seviyelendirilmiş enerji maliyetleri (LCOE) çok geniş bir aralıkta çıkmaktadır.

Şekil 6.5.6'da ham madde ve ülke/bölgeye göre biyokütle enerji üretim teknolojileri için tahmini seviyelendirilmiş enerji maliyetleri (LCOE) aralıkları özetlenmektedir [28].

%7,5 ile %10 arasında bir sermaye maliyeti ve 1 ABD Doları/Gigajoule (GJ) ile 9 ABD Doları/GJ arasında ham madde maliyetleri varsayıldığında (genelde LCOE hesaplamalarında ortalama 1,50 ABD Doları/GJ'ye kadar ulaşılmaktadır), dünya ortalaması olarak 2020'de devreye alınan projeler için biyokütle kaynaklı elektrik üretiminin ağırlıklı ortalama seviyelendirilmiş enerji maliyeti (LCOE'si) 0,076 USD/kWh olarak çıkmaktadır. Bu sonuçla, 2010 ve 2019 yılındaki 0,066 USD/kWh'lık değere göre bir artış görülmektedir [28].



Şekil 6.5.6 Biyokütle Enerji Teknolojileri Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyetleri Ölçeği [28]

2010-2020 yenilenebilir enerji teknolojileri ile 2018 yılında, devreye alınan santrallere ve maliyetlere küresel ölçekte, bakıldığında, biyokütle enerjisinin (hidroelektrik, rüzgar ve jeotermal projeleri gibi) fosil yakıtlı tesislerin seviyelendirilmiş elektrik üretimi maliyet aralığına geldiği görülmektedir. 2018'den sonraki yıllarda da yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretim maliyetleri düşüş eğilimindedir. Bu sayede özel mali destek olmasa dahi, fosil yakıtlarla rekabet edebilmektedir (Şekil 6.5.6).

2000 ve 2020 yılları arasında bakıldığında, biyokütle yakıtlı elektrik üretiminin en düşük ağırlıklı ortalama seviyelendirilmiş enerji maliyeti 0,057 USD/kWh ile Hindistan'da görülmektedir. Ayrıca Hindistan'ın 5'inci ve 95'inci yüzdelik dilimleri 0,040 ABD Doları/kWh ve 0,098 ABD Doları/kWh olarak çıkmaktadır (Şekil 6.5.6). Bu yıllar arasında en yüksek ağırlıklı ortalama ise 0,097 ABD Doları/kWh ile Kuzey Amerika'da çıkmaktadır.

Çin'deki biyokütle enerji projelerinin ağırlıklı ortalama seviyelendirilmiş enerji maliyetleri (LCOE) 0,060 ABD doları/kWh olmak üzere, projelerin 5 ve 95'inci yüzdelik dilimleri 0,045 ABD doları/kWh ile 0,115 ABD doları/kWh arasında çıkmaktadır. Bu dönemde Avrupa'da ağırlıklı ortalama 0,088 ABD doları/kWh iken, dünyanın geri kalanında ise 0.070 USD/kWh'tir.

Ayrıca biyokütle enerjisi ile, sermaye maliyetlerinin nispeten düşük olduğu ve düşük maliyetli ham maddelerin mevcut olduğu yerlerde çok rekabetçi elektrik üretimi yapılabilen ve bu teknoloji ile yaklaşık 0,04 USD/kWh kadar düşük bir LCOE ile dağıtılabilir elektrik üretimi sağlanabilmektedir. Üstelik biyokütle enerjisi kaynakları diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının büyük çoğunluğunda olduğu gibi elektrik üretiminde kullanılmasının yanı sıra sıvı, katı ve gaz formunda da elde edilebilmesi mümkün olup yakılıp elektrik elde edilmeden önce depolanması ve nakliyesi daha kolay yapılabilir. Ayrıca modern biyokütle proseslerinde birçok katma değeri olan yan ürünler de elde edilebilmektedir.

En rekabetçi projelere bakıldığında, ham madde maliyetlerinin minimum, hatta sıfır olduğu endüstriyel işleme tesislerinde ve halihazırda mevcut olan tarımsal veya ormancılık atıklarının kullanıldığı projeler de görülmektedir. Yerinde, endüstriyel proses buharı veya ısı yüklerinin gerekli olduğu durumlarda ise biyokütle enerjisi kojenerasyon sistemleri ile sahada mevcut olan ısı veya buhar için alternatif maliyetlere bağlı olarak seviyelendirilmiş elektrik maliyetini (LCOE) 0,03 ABD Doları/kWh'e kadar azaltabilmektedir. Bununla birlikte, bazı gelişmekte olan ülkelerdeki daha yüksek maliyetli projeler için bile çekici olabilmektedir, zira bu durumda endüstriyel süreçlerin verimliliği için özellikle elektrik kesintilerinin sorun yaratabileceği koşullarda arz güvenliği sağlamaktadır.

Tarım veya ormancılık artıkları gibi düşük maliyetli ham maddeleri veya tarım veya ormancılık ürünlerinin işlenmesinden kaynaklanan artıkları kullanan projeler de, en düşük seviyelendirilmiş enerji maliyetlerine (LCOE) sahip olma eğilimindedir. IRENA'nın Yenilenebilir Maliyet Veritabanındaki projeler için hesaplanan verilerine bakıldığında, ham maddeye göre ağırlıklı ortalama proje LCOE'si, siyah likör, birincil katı biyoenerji (tipik olarak odun veya talaş), yenilenebilir belediye katı atıkları ve diğer bitkisel ve tarımsal atık kullananlar için 0,06 ABD Doları/kWh veya daha az olarak görülmektedir.

Belediye atıklarına dayalı projeler, yüksek kapasite faktörlerine sahiptir ve genellikle ekonomik bir elektrik üretim kaynağıdır. Ancak zaman zaman, Kuzey Amerika'daki projelerde olduğu gibi enerji üretim maliyetleri (LCOE), ortalamalardan önemli ölçüde yüksek çıkabilmektedir. Buna rağmen bu projelerin, esas olarak elektrik üretiminin rekabet edebilirliği için değil de, çoğunlukla atık yönetimi sorunlarını çözmek için kullanıldığı değerlendirildiğinde ve bunun için karşılanan maliyetler dikkate alındığında, bu projelerin de uygulanabilirliği oldukça maliyet etkin çıkmaktadır.

Avrupa'da, bu tür projeler ile bazen yerel endüstriyel kullanıcılara veya bölgesel ısıtma ağlarına ısı sağlanmaktadır ve satışlardan elde edilen gelirler enerji üretim maliyetini (LCOE'yi) bu tabloda sunulan değerlerin altına getirmektedir. Diğer yandan Avrupa ve Kuzey Amerika'daki belediye katı atığını ham madde olarak kullanan yüksek maliyetli projelerin çoğunda, yerel kirletici emisyonlarının kabul edilebilir seviyelere düşürülmesini sağlamak için yüksek maliyetli teknolojiler kullanılmaktadır, bu durumlarda biyokütle tesisi yüksek sermaye maliyetlerine sahip teknolojilere dayanmaktadır. Bu kapsamda değerlendirildiğinde, büyük olmayan bu projeler hariç tutulduğunda, Avrupa ve Kuzey Amerika'daki ağırlıklı ortalama enerji üretim maliyeti (LCOE) yaklaşık 0,01 ABD Doları/kWh azalttığı ve OECD dışı bölgelerin LCOE'si ile arasındaki farkı daralttığı görülecektir [28].

Biyokütle enerjisi halihazırda zaten küresel enerji ekonomisinde önemli bir rol oynamaktadır ve kullanımının artırılması, gelecekteki düşük karbon senaryolarında kritik bir unsur olacağına kesin gözüyle bakılmaktadır. Özellikle ulaşım sektöründen kaynaklanan sera gazı salımlarının azaltılmasında önemli bir rol oynayabilecektir. Karbondan arındırma, bir dizi biyo bazlı ulaştırma yakıtı ve özellikle havacılık dahil uzun mesafeli ulaştırma uygulamaları için uygun olan gelişmiş düşük karbonlu yakıtlar gerektirecektir. Bu tür yakıtları üretmek için çeşitli teknolojiler geliştirilmekte ve ticarileştirilmektedir. Ancak şu ana kadar üretimleri sadece sınırlı bir ölçüde ulaşılmıştır. Bu ileri biyoyakıtların maliyetleri şu anda yerine geçecekleri fosil yakıtlardan ve şeker veya mısırdan etanol veya biyodizel gibi daha geleneksel biyoyakıtlardan daha yüksektir. Bu nedenle de, gelişmiş biyoyakıtların üretim maliyetlerini azaltmak için ne ölçekte, hangi koşullar altında ekonomik hale gelebileceklerini değerlendirmek ve belirlemek çok önemlidir.

Dünya genelinde gelişmiş biyoyakıt maliyetleri ortalaması, biyokütle ham maddelerine dayalı üretim için 73 ila 178 \$/MWh (19-50 \$/GJ) ve atıkları esas alan üretim için 54 ila 118 \$/MWh (15-33 \$/GJ) aralığındadır. Fosil yakıtlara dayalı üretim ise 34-57 \$/MWh (9-16 \$/GJ) ile cazip kalabilmektedir. Ancak karbon salım ticaretinin artan bir şekilde yerini almasıyla fosil yakıtların maliyetinin artacağı ve cazibesini kaybedeceği kesin olacağı değerlendirilmektedir [24].

ABD, Kanada ve AB ülkeleri 2050'li yıllarda ülke enerji gereksinimlerinin %25-50'sini biyokütleden sağlamak için ABD'de 100 milyon hektar, Kanada'da 40 milyon hektar ve AB ülkelerinde ise 20 milyon hektar alan modern enerji ormanlarının ve enerji bitkilerinin yetiştirilmesi için ayrılmıştır.

Türkiye 2019 yılı strateji belgesinde, 700 MW ve 2023 eylem planında, 1000 MW'lık kapasite planlanmıştır ancak bu hedefler mevcut biyokütle potansiyelinin çok gerisinde kalmıştır.

2025 yılına kadar küresel atık üretiminin günde 6 milyon tonun üzerine çıkararak ikiye katlaması ve zirve yapması ancak bu yüzyıl sonunda artık artmaması beklenmektedir. OECD ülkelerinin atık üretiminde zirveye 2050 yılında ulaşacağı ifade edilirken, Doğu Asya ve Pasifik ülkeleri atık üretiminde zirveyi 2075 yılında yapması beklenmektedir. Atık üretiminin Afrika'da büyümeye devam edeceği tahmin edilmekte olup 2100 yılına gelindiğinde, küresel atık üretiminin günde 11 milyon tona çıkabileceği değerlendirilmektedir [25].

Türkiye yenilenebilir enerjiler (ve bunun içinde biyokütle) için zaman zaman kesin hedefler, strateji planları eylem planları belirlemiş, kalkınma planlarına eklemiş ve birçok mevzuat değişikliği yapmıştır. Birçok olumlu faaliyetler yapılmış olmasına rağmen planlamaların çoğu amacına ulaşmadan sonlanmıştır. 2009 Elektrik Piyasası ve Tedarik Stratejisi'nde, 2023 yılına kadar elektrik üretiminde yenilenebilir kaynakların %30'luk bir paya sahip olacağı ifade edilmiştir. Bu hedefe 2020'ye gelindiğinde ulaşılmıştır. Ancak bu hedef, 2009 Stratejisi'nde ve 2015 yılı Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı'nda belirtilen hedefler ve çevre korumaya yönelik verilen Niyet Edilen Ulusal Katkı Belgesi hedefleri ile eşleşmemektedir.

Yine, Vizyon 2023'e göre, 2009 yılında organik atıkların bertaraf edilmesi amacıyla evler için 20 m³metan/ton organik madde kapasiteli anaerobik çürütme reaktörlerinin tasarlanması, 2012'de gazı ısı enerjisine dönüştüren reaktörlerin tasarlanması, 2014'te ise elde edilen gazı elektrik enerjisine dönüştüren reaktörlerin tasarlanması öngörülmüştür. 2016 yılında ise gazın temizlenerek hidrojen gazı elde edilmesi ve 2018 yılından sonra biyokütleden elde edilebilen hidrojen teknolojisinin taşıtlarda uygulanması planlanmıştır. Ancak bu planlamalar ile ilgili gelişme görülmemiş, eylem planı sonuçları hakkında bir rapor da bulunmamaktadır.

Atıkların değerlendirilmesine yönelik Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı koordinesinde 2014-2017 yılı Ulusal Geri Dönüşüm Stratejisi ve Planı oluşturulmuş ve daha sonra bu koordinasyon bakan görüşü ile Çevre Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı'na devredilmiştir. Bu planlamada, bireyin sağlıklı ve dengeli bir çevrede yaşaması adına sürdürülebilir kalkınmaya hizmet eden geri dönüşüm sistemine sahip bir Türkiye vizyonu belirlenmiş ve *“Çevreye ve insana saygılı, kaynakların etkin kullanıldığı ve geri dönüşümün ekonominin vazgeçilmez parçalarından biri haline geldiği üretim ve tüketim kültürünün oluşumunu sağlamak”* amaçlanmıştır. Bu kapsamda da *“Toplumun tüm kesimlerinde geri dönüşüm bilincini oluşturmak”, “İlgili mevzuatı geri dönüşüme yönelik olarak geliştirmek”, “Atıkların etkin bir şekilde geri dönüştürülmesi için gerekli alt yapıyı oluşturmak”, “Geri dönüşüm konusunda finansal destek sağlamak”* ve *“Atık üretimini kayıt altına alarak etkin bir denetim sistemi kurmak”* başlıkları altında 5 hedef ve bunlara yönelik eylemler belirlenmiştir. Eylemlerin yerine getirilebilmesi için de uygulama, izleme ve değerlendirme mekanizması da tanımlanmıştır. Ancak bu eylem planı da sonlandırılmış olup sonuçlar hakkında bilgi de bulunmamaktadır.

Yatırımların gerçekleştirilmesi için öncelikle hedeflerin kesin, belirgin ve ulaşılabilir olması, buna yönelik tek bir eylem planının hazırlanması, bu eylem planının sürekli izlenerek etkinlikle uygulanması, özellikle de taahhüt konusunda yasal düzenlemelerin tutarlılık göstermesi çok önemlidir. Örneğin yenilenebilir enerjide 2009 hedeflerine ancak 2015 yılına gelindiğinde ulaşılmıştır. Bu ise ulaşılabilir hedefler konulmadığının ve/veya hedeflere yönelik eylem planlarının uygulanmadığının göstergesi olup, yatırımları olumsuz yönde etkilemektedir. Son gelişmelere bakılırsa, özellikle iklim değişikliğine yönelik taahhüt edilen hedeflere ulaşılabilmesi doğrultusunda yenilenebilir potansiyele yatırım yapılması için tekrar 2030 ve 2050 yılları için uzun vadeli hedeflerin konulması beklenmektedir. Bu kapsamda da daha önce yatırımların yapılmasını engelleyen hususların belirlenip 2030 yılı için aynı hataların yapılmamasına yönelik gerekli önlemler alınmalıdır. 2023 yılına yönelik belirlenen yenilenebilir enerji hedefleri değerlendirildiğinde, güneş enerjisi ve jeotermal enerji olarak hedeflerin gerçekleştirilme yolunda bulunduğu buna karşılık diğer hedeflerin gerisinde kaldığı görülmektedir. Ancak tüm bu gelişmelere yönelik resmi bir açıklama veya yasama önerisi halen

yapılmamış durumdadır. Ayrıca elektrik, ısı ve ulaşım için sektörlere özel hedeflerin konması önemlidir. Daha önceden dikkate alınmayan bu husus sayesinde ekonomi içinde yenilenebilir enerjinin büyümesi teşvik edilmiş olacak, uzun vadeli hedefler politikaların sürekliliğini sağlayacak ve istikrarlı bir yatırım ortamı oluşturulabilecektir.

Ülkemizde biyokütleden elektrik üretim sürecinde gerekli olan bazı ekipmanları yerli üreten firma sayısı 10'u geçmemektedir. Bir biyokütle enerjisi üretim sistemini bir bütün olarak değil de üretim sisteminin tasarlanması, projelendirilmesi, imalatı, kurulumu ve işletilmesini sağlayacak her bir ünite, proje, ekipman, bakım-onarım, montaj, proses, personel başlıkları altında Türkiye sanayi altyapısı incelendiğinde, birçok firma olduğu görülecektir. İzmir ili için yapılan yenilenebilir enerji sektör analizinde sadece İzmir'de biyokütle ile ilgili olan/olabilecek firma sayısının 8.310 adet olduğu, yapılan birebir görüşmeler ile bu firmaların tamamının biyokütle enerjisi ile ilgilenmeye niyetli ve kapasitelerinin yeterli olduğu belirlenmiştir. Bu ise biyokütle enerji sistemlerinin sadece İzmir'de bile %100 yerli üretimle gerçekleştirilebileceği ve yatırım maliyetlerinin ciddi oranda düşeceği anlamına gelmektedir. Üstelik bu analizde biyokütle enerjisi üretim sistemlerinde nitelikli insan kaynağının yetiştirilmesi için Ege Üniversitesi Güneş Enerjisi Enstitüsünün Mesleki Yeterlilik Kurumu tarafından ilgili mevzuat çerçevesinde yetkilendirilmiş olduğu ve Biyogaz Sistemleri Personeli (3., 4., ve 5. seviye) meslek standartlarının belirlenmiş ve eğitimlerine başlanmış olduğu görülmektedir [21].

6.5.5 ÖNERİLER

Genel olarak biyokütle enerjisi gelişimi çerçevesinden bakıldığında da Türkiye'nin özellikle enerji, çevre ve sürdürülebilirlik gibi konular için çalışmalarını Avrupa Birliği Uyum çerçevesinde gerçekleştirdiği; yapılan strateji ve eylem planlarının da oldukça kapsamlı olduğu söylenebilir. Ancak bu zamana kadar hedeflenen seviyelere ulaşamamasının ana sebebinin yönetsel olduğu ve biri olmazsa sonuç alınması mümkün olmayan örgütlenme, planlama, koordinasyon ve kontrol olmak üzere ana yönetim fonksiyonlardaki aksamalardan kaynaklandığı sonucu görülecektir. Bu nedenle strateji ve eylem planlarında öncelik uygulanabilecek şekilde bu temel fonksiyonların yerine getirilmesindeki engellerin ve gerekli önlemlerin doğru tanımlanmasına verilmelidir.

Bu doğrultuda ilk olarak Avrupa Yeşil Mutabakatı çerçevesinde TC Ticaret Bakanlığı tarafından hazırlanarak yürürlüğe giren Yeşil Mutabakat Eylem Planı'nda geçmişteki hataların yapılmaması için acil ve kapsamlı önlemler alınmalıdır. Özellikle enerji kullanımını nedeniyle sanayi ve ihracat açısından çok ciddi tehditler içeren Avrupa Yeşil Mutabakatı, gerekli önlemler alınıp doğru ve hızlı bir şekilde eyleme geçildiğinde önlem alamayan ülkelere göre avantajlar elde edilmesini sağlayacaktır..

Avrupa Birliği'nin biyoyakıtların çevreye zarar vermeden üretilmesi ve ithal edilmesini sağlamak amacıyla hazırlanarak uygulamaya koyduğu "Sürdürülebilirlik Kriter Paketi" dikkate alınmalı ve gerekli yasal düzenlemeler yapılmalıdır.

Belediye atıkları öncelikli olmak üzere çöpleri yerinde ayrıştırma prosedürü ve kuralları acil olarak belirlenmeli ve uygulanmalıdır. Geri kazanım ve atıkların bertarafı için kullanılacak teknolojiler belirlenmeli ve bu teknolojilerin yerli olarak karşılanması sağlanmalıdır

Strateji ve eylem planları sadece Avrupa Birliği Uyum çerçevesinde değil Türkiye koşulları dikkate alınarak Türkiye'ye özel ve uyumlu olarak hazırlanmalıdır. Strateji ve eylem planları kısa orta ve uzun vade olarak planlanması içinde özellikle yasal düzenlemeler bu projeksiyona göre yapılmalıdır.

Türkiye, biyokütle politikalarını, kırsal kalkınma politikaları ile beraber değerlendirmeli, biyokütlenin rekabetçi gücünden yararlanmayı öncelikli politikaları arasına koymalıdır.

İlgili tüm tarafların temsil edildiği bir Biyokütle Teknoloji Platformu kurulmalı, bu platformun üniversite-sanayi işbirliğiyle etkin ve yetkinliği hakim kılınmalı, yerli ve yeni teknolojilerin gelişimi ve sürdürülebilirliği sağlanmalıdır.

Biyokütle enerji sistemlerinin yerleşmesi ve maliyetinin azalması için sanayi bölgelerinde bir an önce biyokütle enerjisi kümelenmeleri oluşturulmalı ve yerel firmaların gelişmeleri sağlanarak biyokütleye yönelik makina, ekipman ve malzeme üretiminin yerleştirilmesi desteklenmelidir.

Planlı bir enerji tarımını da içeren biyokütle programıyla biyokütle kaynakları artırılmalı; hedeflere uygun stratejiler ve eylem planları geliştirilmelidir. Yağ bitkileri tarımının da özel olarak desteklenmesi gerekmektedir.

Yatırımcıların ileriye görmelerini sağlamak için bugünden 2030 yılına kadar elektrik, ulaşım ve ısı sektörlerinde biyokütle enerji kaynaklarının kullanımına yönelik alt sektör hedeflerinin belirlenmesi gereklidir.

Biyokütle eylem planı içindeki hedeflerin ulaşılabilir olması, görevlendirmelerin hem personel hem de altyapı olarak yetkin kurum ve kuruluşlara verilmesi, izlenebilmesi, gözden geçirilmesi ve konulan mevzuatın uygulanmasında kararlılık gösterilmesi gereklidir.

Yenilenebilir enerji kaynakları ve enerji verimliliğinde olduğu gibi biyokütle ve biyokütle enerjisi yapısı gereği birçok bakanlığın sorumluluk alanına girdiği için politikalarının oluşturulması ve uygulanmasından sorumlu kurum ilgili tüm bakanlıkları içeren bir otorite altına taşınmalı veya yenilenebilir enerji kaynakları ile ilgili üst kurumun altında oluşturulmalıdır.

Yatırımcıların biyokütle tesislerinin YEKDEM süreleri bittiğinde sürekliliğin sağlanabilmesi ve yeni biyokütle enerji tesislerini kurmalarını sağlayabilmek için yeni ve yenilenebilir enerji konusunda enerji dağıtımına ilişkin düzenleyici engellerin kaldırılmasına yönelik ilave önlemlerin alınması gerekmektedir.

Gerek ulusal ve gerek yerel düzeyde verilen idari kararlar için yasal süreçler dahil olmak üzere lisanslama ve diğer tüm prosedürlere yönelik her işlem ve yetkinin tek noktadan yapılacağı bir otoritenin oluşturulması gerekmektedir.

Teşvik programlarının pazar odaklı, düşük maliyetli olması ve teknoloji gelişimine ayak uydurması için düzenli olarak gözden geçirilmeleri gerekmektedir.

Elektrik ağının geliştirilmesi ve planlaması yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretiminin belirli bir sürede azami düzeye çıkarılması hedeflenerek yapılmalıdır. Katı ve sıvı biyoyakıtların gelişiminin teşvik edilmesi ve desteklenmesi gerekmektedir.

Havacılık sektörü ve savunma sanayiinde ulaştırma yakıtı olarak biyoyakıtların kullanımı konusunda ülke projelerinin oluşturulması da hedefler arasına alınmalıdır.

KAYNAKÇA

[1] 5346 numaralı “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun”, 18.05.2005, Sayı: 25819 Tertip: 5 Cilt: 44, Madde 3, Lahika 9

[2] Karaosmanoğlu F., Ar F.F., Tolay M., Ateş A., Ekim 2014, “Enerji Ekipmanları Yerli Üretimi Durum Değerlendirmesi ve Öneriler”, sf. 238-239, TMMOB Makina Mühendisleri Odası, Yayın No: MMO/621, Ankara.

[3] <https://climate.nasa.gov/evidence/> Erişim Tarihi: 10.03.2022

[4] Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli (IPCC) <https://www.birbucukderece.com/> Erişim Tarihi 03.03.2020

[5] TESAB (Türkiye Elektrik Sanayi Birliği) Eurelectric Yeşil Mutabakat Çalışma Grubu, 2021 “Avrupa Yeşil Mutabakatı ve Türkiye Elektrik Enerjisi Sektörü Değerlendirmesi”, sf. 9.

[6] Tarım ve Orman Bakanlığı 1990-2019 Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi Yükümlülükleri Kapsamındaki Yıllık Rapor Bildirimi Ulusal Sera Gazı Envanteri Akadko Raporu.

- [7] M. Raşit Atelge, 2021, "Türkiye'de Sığır Gübresinden Biyoyakıt Olarak Biyogaz Üretiminin Potansiyeli ve 2030 ve 2053 Yıllarında Karbon Salımlarının Azaltılmasına Öngörülen Etkisi", International Journal of Innovative Engineering Applications vol. 5, issue 1, sf. 63.
- [8] M. Özcan, S. Öztürk, Y. Oğuz, "Potentiale valuation of biomass-baseden ergysources for Turkey", Engineering Scienceand Technology, an International Journal 18 (2015) 178e184
- [9] IEA İstatistik Verileri. <https://www.iea.org/data-and-statistics> Erişim Tarihi 03.03.2022 (2021 yılı değerleri kesin olmayan TEİAŞ verileridir. TEİAŞ rüzgar, güneş, jeotermal kaynaklardan toplam üretim verisi EPDK 2021 yılı aylık Elektrik Piyasası Sektör Raporlarına göre dağıtılmıştır.)
- [10] WEO (World Bioenergy Association) "GLOBAL BIOENERGY STATISTICS 2021".
- [11] ETKB Ulusal Enerji Denge Tabloları, "https://www.eigm.gov.tr/tr-TR/Denge-Tablolari/Denge-Tablolari", Erişim Tarihi: 03.03.2022
- [12] IRENA (2019), Renewable Energy Statistics 2019, The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-137-9 (www.irena.org/Publications.)
- [13] http://wds.iea.org/wds/pdf/ren_documentation.pdf. "IEA Renewables Information 2019 Final Edition Database Documentation", Erişim Tarihi: 03.02.2020
- [14] TSKB Enerji Görünümü 2021
- [15] EPDK 2022 YEKDEM Listesi <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-72-3/elektrikyekdem> Erişim Tarihi: 10.02.2022
- [16] Melikoğlu M., Albostan A., 2011, "Türkiye'de Biyoetanol Üretimi ve Potansiyeli", Gazi Üniversitesi Mühendislik ve Mimarlık Fakültesi Dergisi, Cilt: 26, No: 1, 151-160.
- [17] Bayrakçı Asiye Gül. 2009, "Çeşitli Hammadelerden Biyoetanol Üretimi" Yüksek Lisans Tezi 2009.
- [18] Özdingis Bayrakçı A.G., Koçar G., 2018, "Currentandfutureaspects of bioethanol production and utilization in Turkey", Renewable and Sustainable Energy Review, 81, s.2196-2203.
- [19] Mehmet Melikoglu, Burcu Turkmen, 2018, "Foodwasteto energy: Forecasting Turkey's bioethanol generation potential from wasted crops and cereal still 2030", Sustainable Energy Technologies and Assessments 36 (2019) 100553
- [20] <http://konyaseker.com.tr/tr/icerik/detay/2085/biyoetanol-uretim-tesisi>, Erişim tarihi: 20.12.2017.
- [21] İzmir İli Yenilenebilir Sektör Analizi, 2012, Ege Üniversitesi, Güneş Enerjisi Enstitüsü, İzmir, s. 48.
- [22] Akalın B., Seyrekbasan A.M., 2015, "Dünyadaki Biyoetanol Politikalarının Türkiye Koşulları ile Karşılaştırmalı İncelenmesi ve Türkiye Şartlarına Uygunluk Açısından Biyoetanol Üretiminde Kullanılan Hammaddelerin Değerlendirilmesi" T.C. Şeker Kurumu.
- [23] <https://www.epdk.org.tr/Detay/Icerik/3-0-72/elektrikyekdem> Erişim Tarihi: 05.03.2020
- [24] <https://www.iea.org/news/modern-bioenergy-leads-the-growth-of-all-renewables-to-2023-according-to-latest-iea-market-forecast> Erişim Tarihi : 05.03.2020
- [25] World Energy Resources Wasteto Energy 2016, World Energy Council, Erişim tarihi: 10.11.2017.
- [26] TMMOB Çevre Mühendisleri Odası "Dünya Çevre Günü Türkiye Raporu", Haziran 2019
- [27] <https://www.worldenergy.org/publications/2016/world-energy-resources-waste-to-energy-2016/> Erişim Tarihi: 10.01.2020
- [28] IRENA (2021), Renewable Power Generation Costs in 2020, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-348-9

ÖZGEÇMİŞ



Bülent İllez
billeez@gmail.com

28.05.1969 tarihinde Ankara'da dünyaya geldi. İlk, orta ve lise eğitimini Ankara, Şarkışla, Anamur, Almanya ve İskenderun'da tamamladı. 1993 yılında Erciyes Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Makina Mühendisliği bölümünden mezun oldu. Yüksek Lisansını Ege Üniversitesi Güneş Enerjisi Enstitüsünde "Türkiye Şartlarına Uygun Biyogaz Reaktörü ve Sisteminin Oluşturulması" çalışmasıyla 2004 yılında tamamladı. 1993-1994 yılları arasında özel sektörde çalıştı. 1994 yılında mühendis subay olarak başladığı Hava Kuvvetleri Komutanlığı'nda Üniversite, Sanayi ve YEGM işbirliği ve protokolü ile 2007 yılında sertifikalı Enerji Yöneticisi Eğitimini alt yapısını kurarak başlattı ve 2009 yılında ise Hava Kuvvetleri Enerji Yönetim Yönergesini de tamamlayarak Enerji Yönetim Sistemini kurdu. 2013 yılında emekli olduktan sonra 2018 yılına kadar tekrar özel sektörde çalıştı. Mekanik Tesisat, EKB (Enerji Kimlik Belgesi), Enerji Yöneticisi ve Etüt Proje uzmanı olarak 2015 yılından itibaren çeşitli konularda uzmanlık, danışmanlık ve proje yürütücülüğü yapmaktadır. Makina Mühendisleri Odası İzmir Şubesi, Karşıyaka Kent Konseyi ve ilgili sivil toplum örgütlerinde Yenilenebilir Enerji ve Enerji Verimliliği Çalışma Grupları ve Komisyonlarına katılım ve destek sağlamaktadır. 2018 yılından itibaren de kümelenme, yenilenebilir enerji kaynakları ve enerji verimliliği alanlarında faaliyet göstermekte olup ENSIA'da (Enerji Sanayici ve İş Adamları Derneği) koordinatör olarak çalışmaktadır.

6.6 YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARINDAN ELEKTRİK ÜRETİMİNİ DESTEKLEME MEKANİZMASI (YEKDEM)

Yusuf BAYRAK
Matematikçi

5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun'la, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesislerine ilişkin üretim lisansı sahibi tüzel kişiler ile lisanssız elektrik üretimi yapan elektrik üretim tesislerinin desteklenmesi amacıyla bir mekanizma (YEKDEM) oluşturulmuştur.

YEKDEM sisteminden faydalanabilecek üretim tesisleri, bu kanunda tanımlandığı üzere rüzgâr, güneş, jeotermal, biyokütle, biyokütleden elde edilen gaz (çöp gazı dâhil), dalga, akıntı enerjisi ve gel-git ile kanal veya nehir tipi veya rezervuar alanı on beş kilometrekarenin altında olan hidroelektrik üretim tesisi kurulmasına uygun elektrik enerjisi üretim kaynaklarıdır. Kanun'a uygun destek mekanizmaları ancak beş buçuk yıl sonra belirlenmiştir.

Kanun'da 29.12.2010 tarihinde yapılan değişiklik ile yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi ile ilgili destekleme mekanizması tanımlanmış ve kaynaklara göre destek tutarları liste olarak Kanun ekinde yayımlanmıştır. 5346 sayılı Kanun'un yürürlüğe girdiği 18.05.2005 tarihinden destekleme mekanizması tanımının getirildiği 29.12.2010 tarihine kadar, bu destek uygulanamamıştır. Ancak, değişiklik ile Kanun'un yürürlüğe girdiği 18.05.2005 tarihinden 31.12.2015 tarihine kadar işletmeye girmiş veya girecek YEKDEM sistemine tabi üretim lisansı sahipleri için de, bu kanuna ekli I Sayılı Cetvelde yer alan fiyatların on yıl süre ile uygulanacağı, ancak, arz güvenliği başta olmak üzere diğer gelişmeler doğrultusunda 31.12.2015 tarihinden sonra işletmeye girecek olan YEK belgeli üretim tesisleri için bu kanuna göre uygulanacak miktar, fiyat ve süreler ile kaynakların, cetveldeki fiyatları geçmemek üzere, Bakanlar Kurulu tarafından belirleneceği hükme bağlanmıştır. Böylece yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üreten gerçek ve tüzel kişilere ait lisanssız santraller; ihtiyaçlarının üzerinde ürettikleri elektrik enerjisini dağıtım sistemine vermeleri halinde, Kanun eki I Sayılı Cetveldeki fiyatlardan on yıl süre ile faydalanabilir. Bu kapsamda dağıtım sistemine verilen elektrik enerjisinin perakende satış lisansı olan ilgili dağıtım şirketi tarafından satın alınması zorunludur. İlgili dağıtım şirketlerinin bu madde gereğince satın aldıkları elektrik enerjisi, söz konusu dağıtım şirketlerince YEK Destekleme Mekanizması kapsamında üretilmiş ve sisteme verilmiş kabul edilir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi için verilen bu destek, 14.12.2015 tarih ve 2015/8327 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile yararlanma süresi 31.12.2020 tarihine kadar uzatılmıştır. Yaşadığımız salgın nedeniyle ekipman temini ve tesis işlemlerinin aksaması gerekçesi ile mevcut uygulamanın 30.06.2021 tarihine kadar işletmeye girecek santraller için devam etmesi, 01.07.2021 tarihinden sonra işletmeye girecek santraller içinse desteğin TL olarak uygulanması kararı alınmıştır.

Yürürlükte olan yasal düzenlemeye göre yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi için destekleme mekanizması ile oldukça yüksek miktarda teşvikler verilmektedir. 5346 sayılı Kanun'un yürürlüğe girdiği 18.05.2005 tarihinden sonra işletmeye girmiş ve son değişikliğe göre 2020 yılı sonuna kadar işletmeye girecek olan hidrolik ve rüzgâr kaynakları için 7,3 sent/kWh, jeotermal kaynağı için 10,5 sent/kWh, güneş ve biyokütle kaynakları için 13,3 sent/kWh satın alma fiyatı belirlenmiştir. Kanun ile tanımlanan teşviklerden yararlanma süresi 10 yıl ile sınırlandırılmıştır. Ayrıca lisanslı tesislerde

kullanılan ve aynı kanun ekinde tanımlanan yerli üretim aksamaların kullanıldığı tesisler için işletmeye giriş tarihinden itibaren 5 yıl süre ile ek teşvikler tanımlanmıştır.

30 Ocak 2021 Cumartesi tarih ve 31380 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanan 3453 sayılı Cumhurbaşkanî Kararı ile 1.7.2021 tarihinden 31/12/2025 tarihine kadar işletmeye girecek YEK Belgeli yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesisleri için uygulanacak fiyatlar belirlenmiştir. Bu dönemde yeni işletmeye girecek tesisler için uygulanacak destekleme fiyatları Tablo 1’de gösterilmiştir.

30 Ocak 2021 CUMARTESİ

Resmî Gazete

Sayı : 31380

CUMHURBAŞKANI KARARI



Karar Sayısı: 3453

1/7/2021 tarihinden 31/12/2025 tarihine kadar işletmeye girecek YEK Belgeli yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesisleri için uygulanacak fiyatlar ve süreler ile fiyatların güncellenmesine ilişkin ekli Kararın yürürlüğe konulmasına, 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanununun 6 ncı ve 6/B maddeleri gereğince karar verilmiştir.

29 Ocak 2021

Recep Tayyip ERDOĞAN
CUMHURBAŞKANI

29/1/2021 TARİHLİ VE 3453 SAYILI CUMHURBAŞKANI KARARININ EKİ KARAR

MADDE 1- (1) 1/7/2021 tarihinden 31/12/2025 tarihine kadar işletmeye girecek YEK Belgeli yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesisleri için, Ek-1’de yer alan fiyatlar karşılığında belirtilen süreler boyunca uygulanır. Söz konusu fiyatlar Ek-2’de belirtilen yönteme göre güncellenir.

(2) Birinci fıkrada kapsamındaki üretim tesisleri için Ek-1’de yer alan yerli katkı fiyatlarının uygulanmasına ilişkin usul ve esaslar, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından çıkarılacak yönetmelikle düzenlenir.

MADDE 2- (1) Bu Karar yayımı tarihinde yürürlüğe girer.

MADDE 3- (1) Bu Karar hükümlerini Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı yürütür.

Tablo 1. Yürürlükteki YEKDEM Destekleri

Üretim Kaynağı		YEKDEM Fiyatı (kuruş/kWh)	YEKDEM Yararlanma Süresi (Yıl)	Ekipman Yerli Katkı Fiyatı (kuruş/kWh)	Ekipman Yerli Katkı Süresi (Yıl)
Hidrolik		40,00	10	8,00	5
Rüzgar		32,00	10	8,00	5
Jeotermal		54,00	10	8,00	5
Güneş		32,00	10	8,00	5
Biyokütle	Çöp Gazı / Atık Lastik İşleme	32,00	10	8,00	5
	Biyometanizasyon	54,00	10	8,00	5
	Termal Bertaraf	50,00	10	8,00	5

3453 sayılı Cumhurbaşkanlığı Kararında ayrıca 01.07.2021 tarihinden itibaren işletmeye girecek YEK Belgeli üretim tesisleri için Tablo 1'de gösterilen YEKDEM Fiyatları 01.01.2021 tarihinden itibaren her yıl 3 aylık dönemlerde Ocak, Nisan, Temmuz ve Ekim aylarında güncellenecektir. Güncellenen dönem fiyatı hesaplanırken bir önceki dönem fiyat ile dönemlere ilişkin Üretici Fiyat Endeksi ile Tüketici Fiyat Endeksi artışlarının her birinin %26'sı, Merkez Bankası tarafından yayımlanan günlük ABD Doları ve Avro artışlarının her birinin %24'ü toplanarak bir önceki dönem YEKDEM fiyatına eklenecektir. Ancak güncellenen yeni dönem fiyatı aşağıda gösterilen tavan fiyatı geçemeyecektir.

Tablo 2. YEKDEM Güncelleme Tavan Fiyatı

Üretim Kaynağı		Güncelleme Tavan Fiyatı (ABD cent/kWh)
Hidrolik		6,40
Rüzgar		5,10
Jeotermal		8,60
Güneş		5,10
Biyokütle	Çöp Gazı / Atık Lastik İşleme	5,10
	Biyometanizasyon	8,60
	Termal Bertaraf	8,00

6.6.1 TARİHSEL SÜREÇ

2001 yılında 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun yürürlüğe girmesi ile elektrik sektöründe serbest piyasa uygulaması başlamış ve üretim tesisi yatırımlarında önemli bir düşüş görülmüştür. Yeni bir piyasa yapısında, kamunun elektrik üretim tesisi yapması fiili olarak durdurulmuş, öngörülen rekabet ortamında yatırım yapma konusunda özel yatırımcılar beklenen ilgiyi göstermemişlerdir. 2002 yılına kadar özellikle Yİ modeli kapsamında yapılan 6000 MW'tan fazla kapasitenin işletmeye girmesi ve elektrik talep artışının da beklenen seviyeden daha düşük gerçekleşmesi nedeniyle o dönemde var olan kapasite bir süre ihtiyacı karşılamıştır. Ancak 2006-2007 yılları itibarıyla yeni kapasite ihtiyacı olduğu için değişik destekleme mekanizmaları üzerinde çalışmalar yapılmıştır. Bunlardan birisi

Kapasite Mekanizması uygulamasıdır. Diğer bir destekleme yolu olarak yenilenebilir kaynaklara bağlı elektrik üretiminin desteklenmesi üzerinde çalışmalar yapılmıştır. Yatırımcıların yatırım yapmak için çok istekli olmadığı, özellikle küçük kapasiteli ama verimli sahaların sisteme dâhil edilmesi için bazı girişimler başlatılmıştır. 10.05.2005 tarihinde yürürlüğe giren 5346 sayılı Kanun kapsamında yenilenebilir kaynaklar için ilk destekleme mekanizması çalışmaları başlamış, ancak uygulanması 2011 yılını bulmuştur. Yeniden vurgulamak gerekirse; yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretiminin desteklenmesi esas olarak zor sahalarda yer alan düşük kapasiteli ama verimli kaynakların değerlendirilmesi amacıyla başlatılmıştır. Bu nedenle de tarifeler oldukça yüksek tutulmuştur. Uygulanan tarifelerin yüksek olmasında; santral aksamı üreticisi teknoloji sahipleri ile bazı yatırımcıların lobi faaliyetlerinin etkili olduğu göz ardı edilmemelidir. Zaten zaman içinde oldukça büyük kapasitede, aslında destekleme mekanizmasının gerçek amacı ile çelişecek özelliklerde birçok hidroelektrik ve rüzgâr santrallerinin sisteme dâhil edilip destekten yararlandırılması sağlanmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretiminin desteklenmesine yönelik kararların biçimlenme ve uygulama süreçlerinde, bu yatırımlara yönelen özel şirketler etkili olmuştur.

5346 sayılı Kanun'un yürürlüğe girmesinden sonra 29.12.2010 tarihinde yapılan Kanun değişikliği ile henüz ilgili yönetmelikler yayımlanmadan 2011 yılı için YEKDEM başvuruları alınmış ve fiili uygulama başlamıştır.

01.10.2013 tarihinde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik yürürlüğe girmiştir. Bu yönetmelikte daha sonra 29.04.2016, 28.10.2016, 23.02.2017, 11.05.2017, 21.04.2018, 09.10.2018 tarihlerinde değişiklikler yapılmıştır.

03.12.2010 tarihinde Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik yürürlüğe girmiş, daha sonra bu yönetmelikte 02.10.2013, 23.03.2016, 22.10.2016, 15.05.2017, 17.01.2018 tarihlerinde değişiklikler yapılmıştır.

24.06.2016 tarihinde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üreten Tesislerde Kullanılan Yerli Aksamın Desteklenmesi Hakkında Yönetmelik yayımlanmıştır.

30.01.2021 tarihinde Cumhurbaşkanı Kararı ile YEKDEM uygulaması yeniden uzatılmış ancak destek fiyatları Türk Lirası cinsinden belirlenmiş ve her 3 ayda bir yapılacak fiyat güncellemesinde ABD Doları cinsinden tavan fiyat getirilmiştir.

6.6.2 YEKDEM GELİŞİMİ

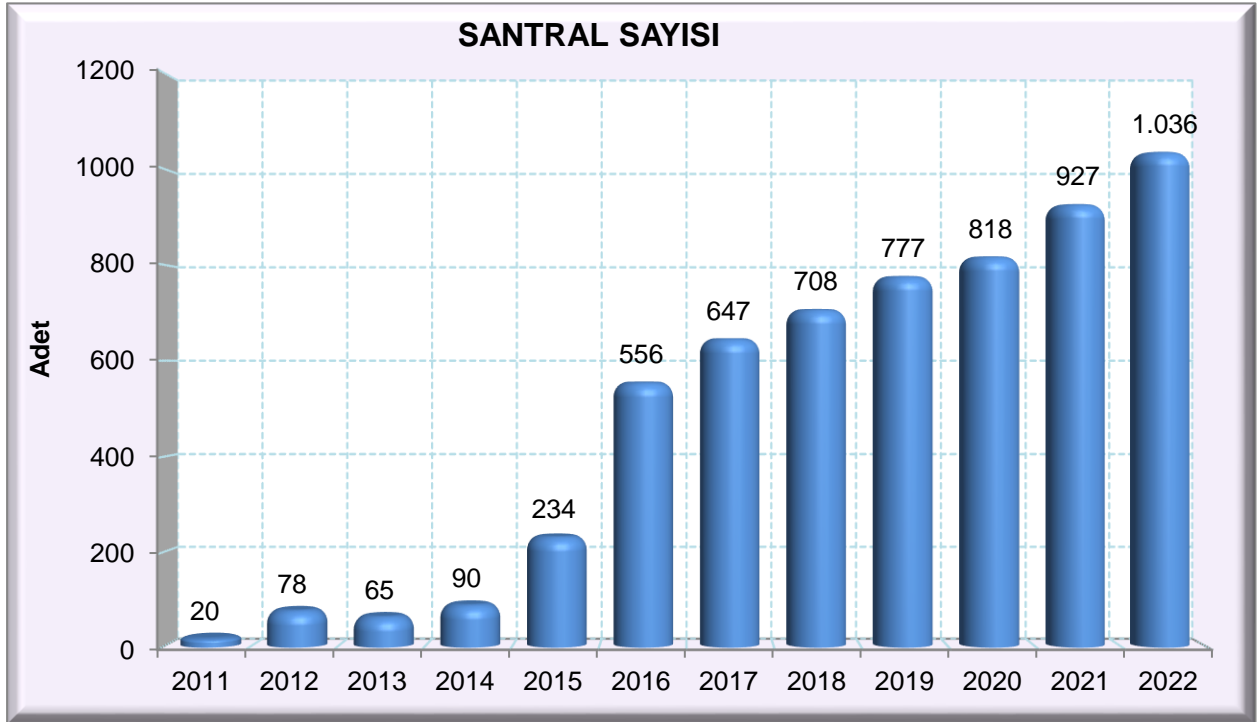
2011 yılında ilk uygulamanın başlaması ile her yıl bu mekanizmaya katılan santral sayısı ve kapasitesi artmıştır. 2015 yılına kadar katılım görece daha az iken 2015 yılından sonra katılımında çok hızlı artış olmuştur.

6.6.2.1 Santral Sayısı

Kaynaklara göre YEKDEM kapsamındaki santrallerin yıllık sayıları Tablo 3 ve Şekil 1'de gösterilmiştir. Tüm yenilenebilir kaynaklardan elektrik üreten santral sayısında artış olmakla birlikte en çok artışın hidrolik santrallerde olduğu açıkça görülmektedir. 2015 yılında sisteme katılan santral sayısında çok büyük artış olmuştur. 01.10.2013 tarihinde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik'in yürürlüğe girmesinin, bu başvuruların artmasında en önemli etken olduğu düşünülmektedir.

Tablo 3. Kaynaklara Göre YEKDEM Kapsamındaki Santrallerin Yıllık Sayıları [1]

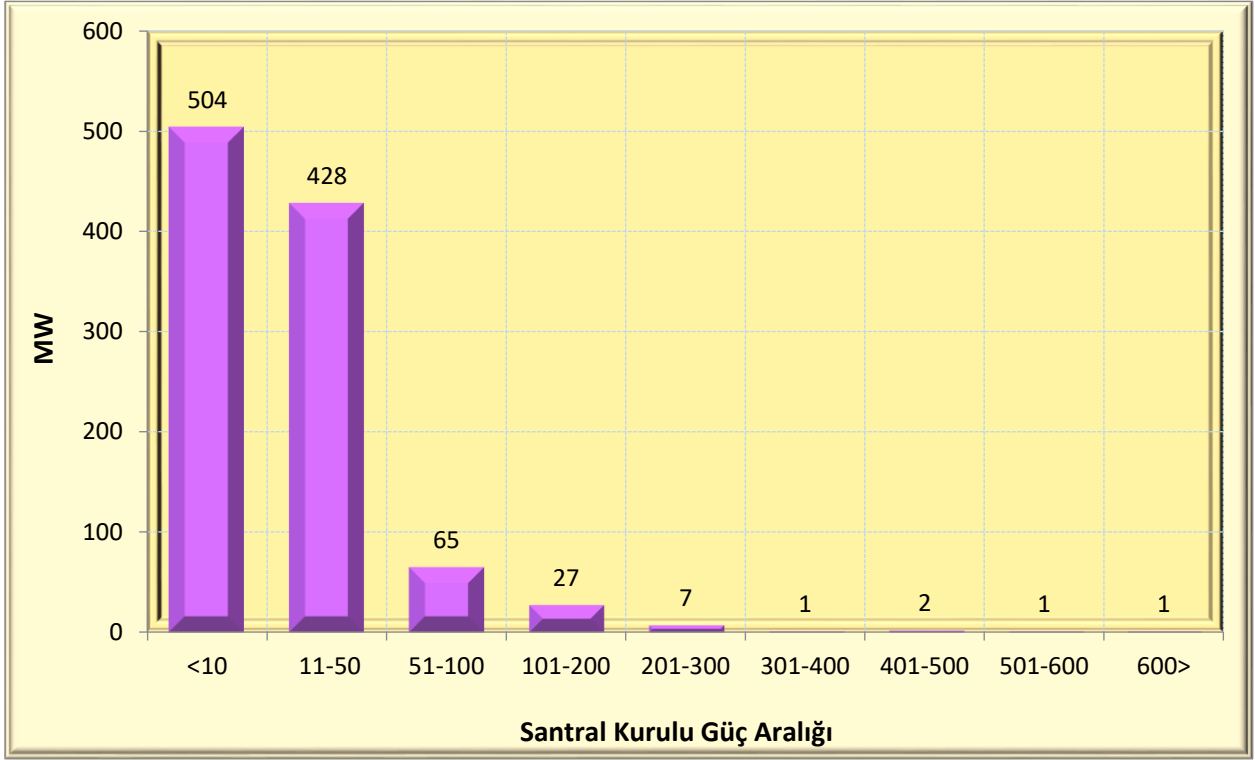
Santral Sayısı												
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Hidroelektrik	4	44	19	40	126	388	418	447	463	461	449	426
Kanal	3	43	19	39	125	337	365	390	404	405	385	359
Rezervuar	1	1	0	1	1	51	53	57	59	56	64	67
Jeotermal	4	4	6	9	14	20	29	37	45	49	52	57
GeoTermal	4	4	6	9	14	20	29	37	45	49	52	57
Rüzgar	9	22	12	21	60	106	141	151	160	165	203	224
Rüzgar	9	22	12	21	60	106	141	151	160	165	203	224
Güneş	0	0	12	0	0	0	2	3	9	17	32	36
Fotovoltaik	0	0	12	0	0	0	2	3	9	17	32	36
Biyokütle	3	8	16	20	34	42	57	70	100	126	191	293
Atık	0	0	2	4	10	13	21	30	44	66	120	225
Biyogaz	1	0	1	3	7	7	4	5	7			63
Çöp	2	8	13	13	17	22	32	35	49	60	71	4
Enerji Bitkisi	0	0	0	0	0	0	0	0	0			1
Genel Toplam	20	78	65	90	234	556	647	708	777	818	927	1.036

**Şekil 1.** Kaynaklara Göre YEKDEM Kapsamındaki Santrallerin Yıllık Sayıları [1]

YEKDEM katılımcısı santral sayısı 2016 yılında 500'ün üzerine çıkmış ve 2022 yılında 1036'ya ulaşmıştır.

YEKDEM sistemine 2022 yılı kayıtlı santrallerin kurulu güçlerine göre dağılımı Şekil 2'de görülmektedir. Kurulu gücü 10 MW ve altında olan santral sayısı 504, 10- 50 MW arasında kurulu gücü olan santral sayısı 428'dir. Bu mekanizmanın oluşturulmasının ilk baştaki asıl amacının, zor sahalarda, küçük kapasiteli ama verimli kaynakların değerlendirilmesi olduğu anımsanırsa, sisteme yalnızca kurulu güçleri çok küçük olan santrallerin dâhil olması beklenir. Dolayısıyla, 10 MW'tan daha büyük kurulu güçteki santrallerin bu kadar fazla olması normal değildir. Sisteme kayıtlı santrallerin kurulu güçlerine bakıldığında bu mekanizmanın gerçek amacının dışında oldukça fazla

sayıda santral olduğu görülecektir. Hatta kurulu gücü 600 MW'tan daha yüksek bir santralin bile yer aldığı görülmektedir ki bu rezervuarlı bir hidroelektrik santraldir. Şekil 2'de kurulu güç aralıklarına göre YEKDEM sisteminden yararlanan santralların sayısı bu uygulamanın ilk başta açıklanan oldukça masum amacın dışına çıkmıştır.



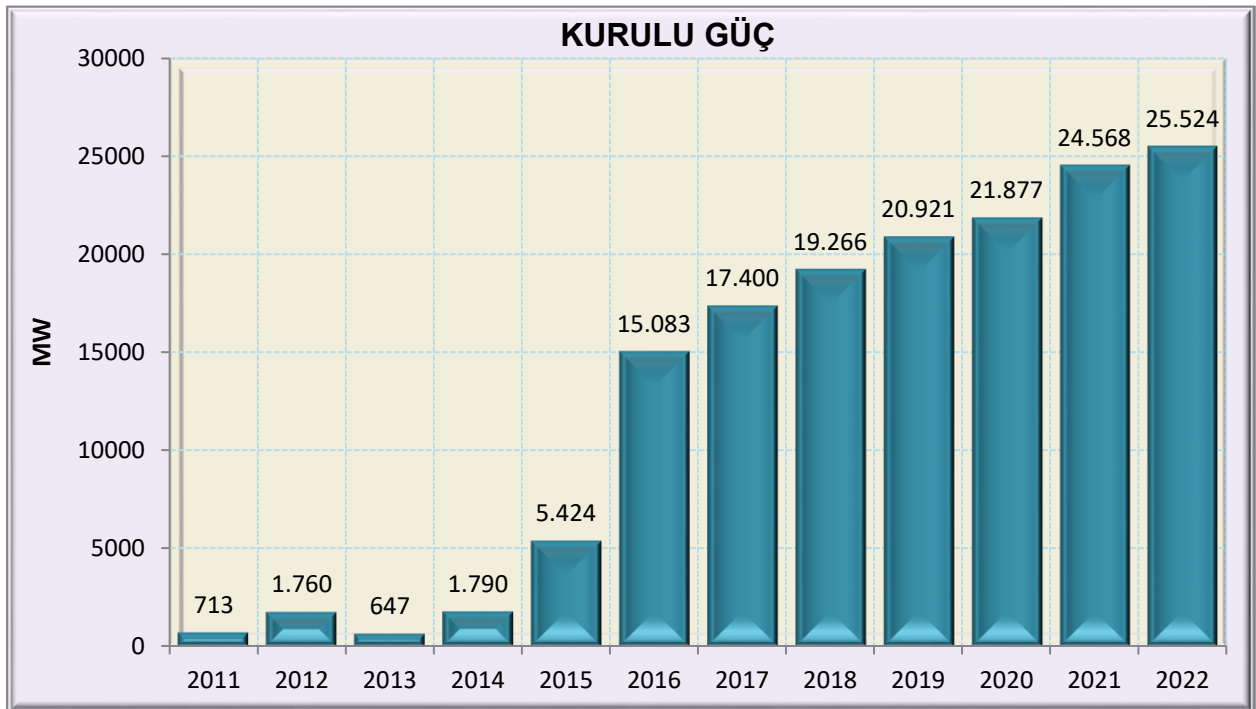
Şekil 2. YEKDEM Sistemine 2022 yılı Kayıtlı Santral Sayılarının Kurulu Güçlerine Göre Dağılımı [1]

6.6.2.2 Kurulu Güç

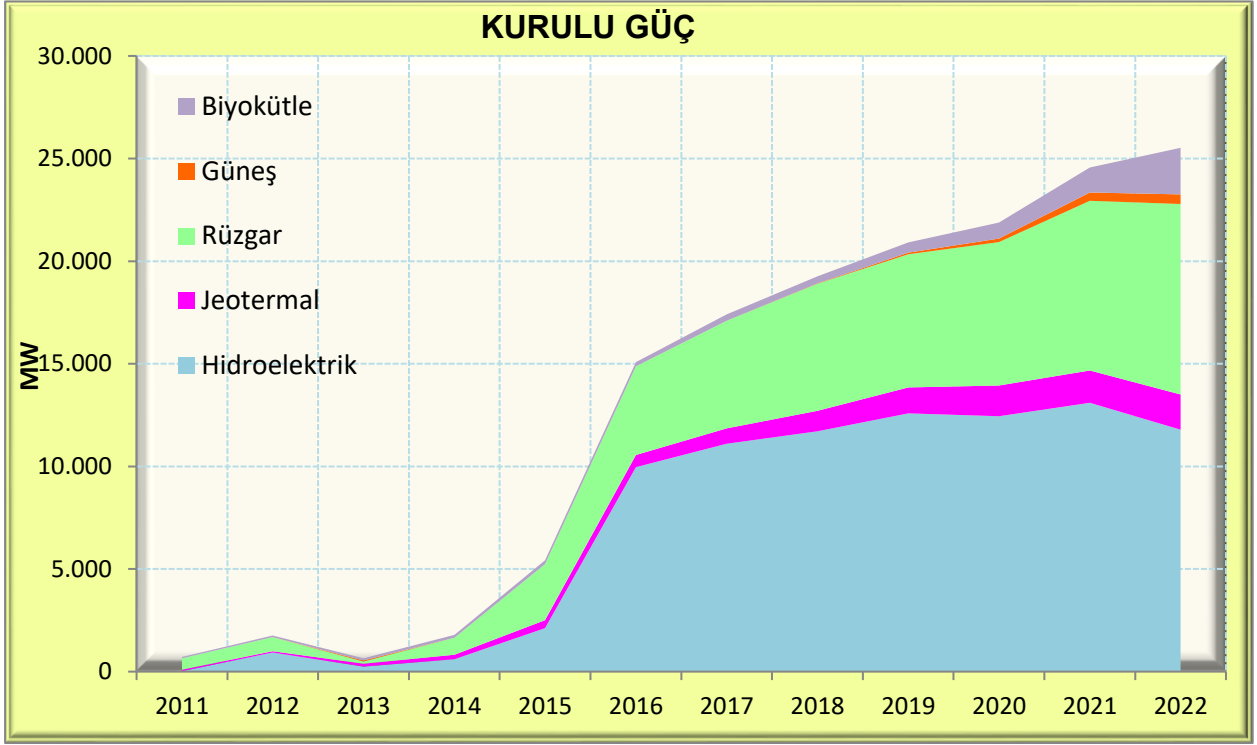
YEKDEM sistemine kayıtlı santralların sayısından çok kurulu güç büyüklükleri önemlidir. Çünkü bu santrallara mekanizma kapsamında ödenecek tutarlar, kurulu gücüne bağlı olarak yıl içinde gerçekleştirdikleri üretim miktarına göre yapılmaktadır. 2011 yılında yani ilk uygulama yılında, 713,1 MW olan toplam kapasite, 2022 yılında 25.524,0 MW büyüklüğe ulaşmıştır. Bütün kaynaklara bağlı kapasitelerde artış olurken en yüksek artış hidrolik santrallarda olmuştur. Bu mekanizmanın asıl amacı ile çelişecek bir şekilde destekten yararlanan rezervuarlı büyük kapasiteli hidrolik santrallar nedeniyle YEKDEM sistemindeki toplam çok büyük artış görülmüştür.

Tablo 4. Kaynaklara Göre YEKDEM Kapsamındaki Yıllık Kurulu Güç Gelişimi [1]

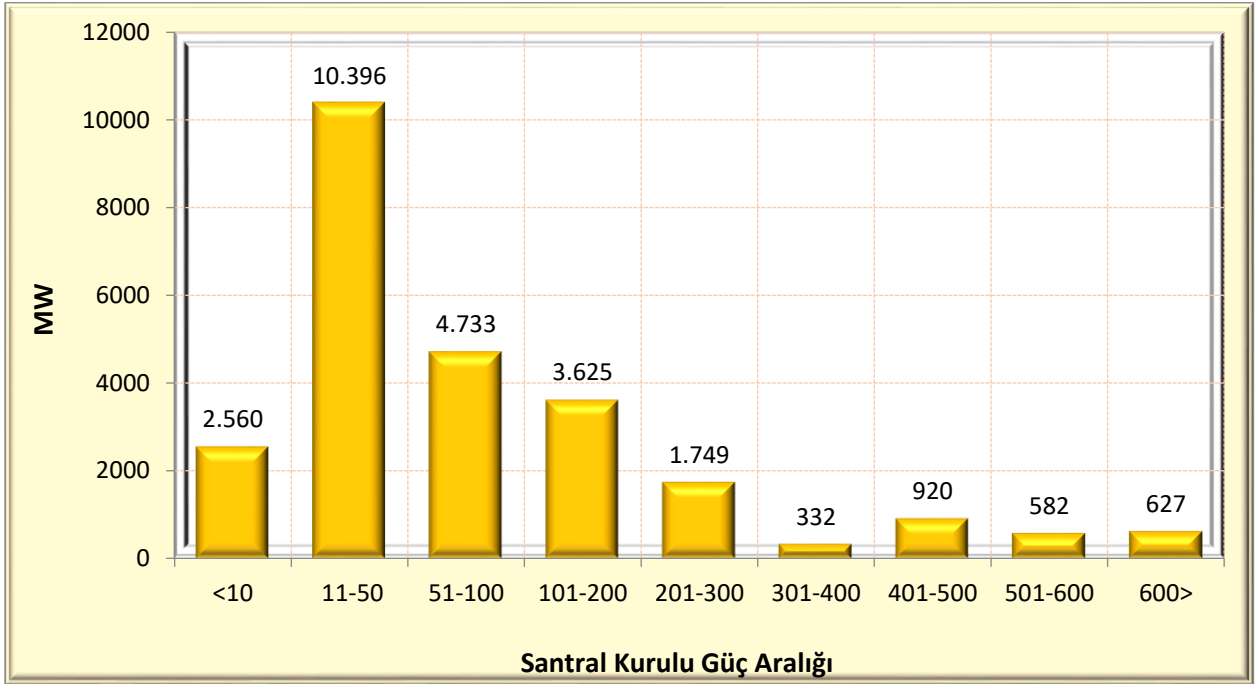
Kurulu Güç (MW)												
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Hidroelektrik	21,0	929,7	246,2	598,2	2.116,3	9.960,0	11.096,3	11.706,4	12.588,5	12.446,3	13.095,0	11.793,0
Akarsu	8,0	916,6	246,2	569,9	2.092,1	5.557,9	6.012,9	6.210,7	6.269,1	6.246,4	5.488,4	4.882,3
Rezervuar	13,0	13,0	0,0	28,2	24,3	4.402,1	5.083,4	5.495,7	6.319,4	6.199,9	7.606,6	6.910,7
Jeotermal	72,4	72,4	140,4	227,8	389,9	599,2	752,1	996,8	1.252,7	1.503,0	1.578,6	1.709,8
Rüzgar	563,1	685,0	106,5	824,8	2.732,1	4.319,8	5.238,7	6.200,0	6.495,6	6.974,3	8.275,1	9.286,3
Güneş	0,0	0,0	51,8	0,0	0,0	0,0	12,9	13,9	81,7	174,9	396,4	468,8
Fotovoltaik	0,0	0,0	51,8	0,0	0,0	0,0	12,9	13,9	81,7	174,9	396,4	468,8
Biyokütle	56,6	73,4	101,6	139,7	185,2	203,7	300,0	349,2	503,1	778,7	1.223,2	2.266,1
Atık	0,0	0,0	1,7	5,4	17,7	23,6	90,0	127,3	216,2	403,6	765,4	1.805,0
Biyogaz	22,6	0,0	0,5	43,8	59,2	60,0	22,9	24,1	30,8			
Çöp	34,0	73,4	99,4	90,5	108,3	120,0	187,1	197,8	256,0	375,1	457,8	418,2
Enerji Bitkisi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			42,9
Genel Toplam	713,1	1.760,4	646,6	1.790,4	5.423,6	15.082,7	17.399,9	19.266,3	20.921,5	21.877,2	24.568,4	25.524,0



Şekil 3. Kaynaklara Göre YEKDEM Kapsamındaki Yıllık Toplam Kurulu Güçler [1]



Şekil 4. Kaynaklara Göre YEKDEM Kapsamındaki Santrallerin Yıllık Kurulu Güç Toplamları [1]



Şekil 5. YEKDEM Sistemine 2022Yılı Kayıtlı Santrallerin Kurulu Güç Aralıklarına Göre Dağılımı [1]

2021 yılı içinde YEKDEM sistemine toplam 1941.9 MW kurulu gücünde 138 santral kayıt olmuştur. Bilindiği üzere 01.01.2021 tarihinden sonra yeni işletmeye girecek santraller için Dolar cinsinden olan YEKDEM tarife desteği Türk Lirası olacak şekilde değiştirilmiştir. Destek ödeme biriminin Türk Lirasına çevrilmeden önce sistemden yararlanmak için toplam 1933,6 MW kurulu güçte 135 santral 30.06.2021 tarihinden önce işletmeye girmiş olup, 01.07.2021 tarihinden yıl sonuna kadar ise sadece 8,3 MW kurulu güçte 3 santral işletmeye girmiştir.

Yıllara göre YEKDEM sistemine kayıtlı santraller içinde kurulu gücü en büyük ile en küçük olanlar Tablo 3'te gösterilmiştir. 2015 yılına kadar sistemdeki en büyük kurulu güçteki tesis bir rüzgâr santrali iken, daha sonra 626,9 MW kurulu güçte yani oldukça büyük bir rezervuarlı hidrolik santral sisteme kayıt olmuş ve birinciliği hidrolik kaynak almıştır. Aslında 2011 yılında kayıtlı olan 135 MW kurulu güçteki bir rüzgâr santrali da bu mekanizmanın asıl amacına uygun değildir.

2001 ekonomik krizinden sonra yatırımlar için kolay finansman sağlayabilmek amacıyla DSİ tarafından yapılması planlanan bazı hidroelektrik santraller için hükümetler arası ikili işbirliği yapılması kararlaştırılmıştır. Anahtar teslim esaslı ve %100 dış kredili uluslararası ikili işbirliği projeleri; hükümetler arası ikili işbirliği anlaşmaları çerçevesinde ve Bakanlar Kurulu'ndan yetki alınarak, yabancı ve yerli firmaların oluşturduğu konsorsiyumlarla doğrudan müzakerelere ve sözleşmelere dayalı bir modeldir. Bu modele yasal dayanak sağlamak için mevcut ihale yasaasının dışına çıkılması ve Bakanlar Kurulu'nca yetkilendirilmesi gerekmektedir. Bu modelle temin edilecek krediler için işin tümünü kapsamaması ve Hazine Müsteşarlığı'nca kabul edilebilecek krediler olması hükümet tarafından ön şart olarak istenilmiştir [2].

Bu projelerin gerçekleştirilmesini sağlayabilmek için kurulu güç sınırlaması olmaksızın baraj gölü alanı 15 km²'nin altında olan hidrolik santrallerin YEKDEM desteğinden yararlanabilmelerinin önü açılmıştır. İlerleyen zaman içinde bu projeler gerçekleşmediği için hükümetler arası işbirliği kapsamından çıkartılmış ve DSİ ile su kullanım anlaşması imzalanması koşulu ile ihaleye çıkmıştır. Özel sektör tarafından yapımı tamamlanan bu projelerin bazıları, kurulu güçleri çok büyük olsa da, YEKDEM sisteminden yararlanmaya başlamıştır. Bu uygulama da YEKDEM sisteminin ilk başladığı zamandaki masum amaca tamamen aykırıdır.

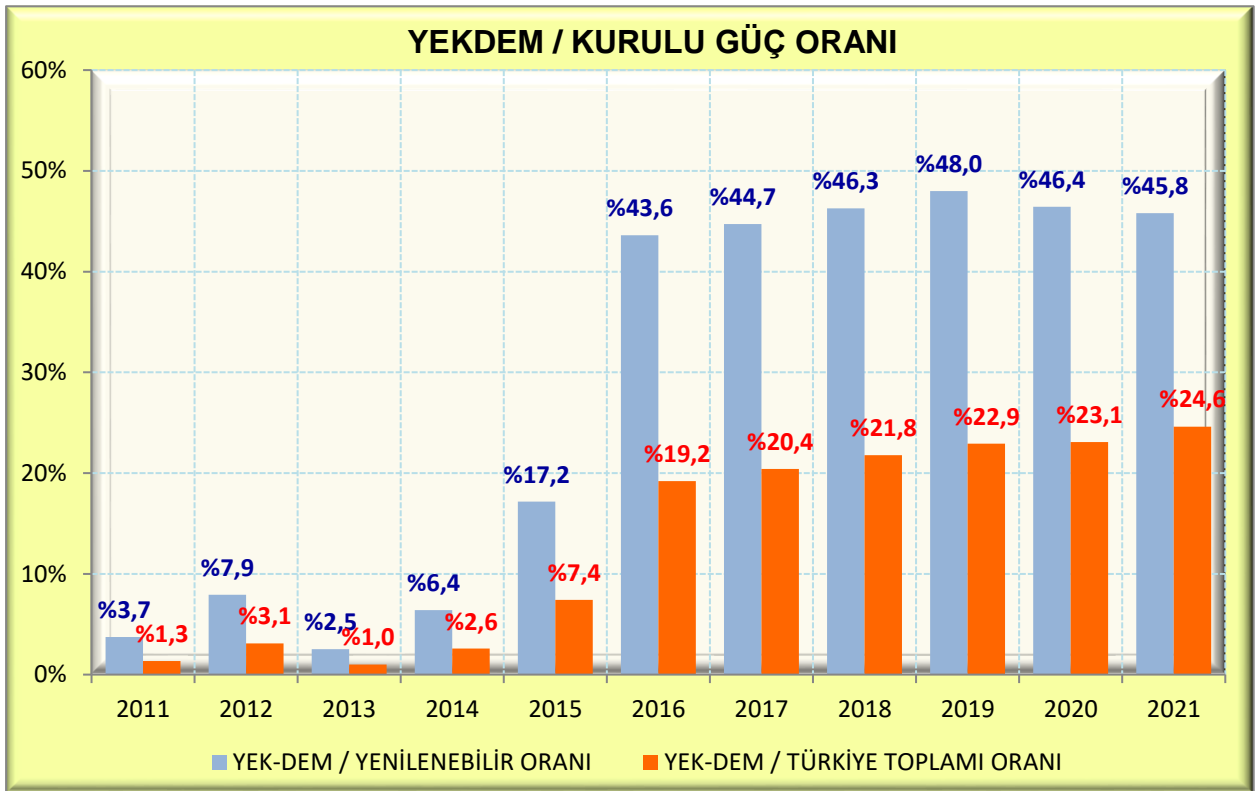
Tablo 5. YEKDEM Sisteminde Yıllara Gör En Büyük ve En Küçük Kurulu Güçler [1]

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
En Büyük Kapasite (MW)	135,0	91,4	47,4	140,1	150,0	582,1	582,1	582,1	626,9	626,9	626,9	626,9
	Rüzgâr	Hidrolik	Jeotermal	Rüzgâr	Rüzgâr	Hidrolik	Hidrolik	Hidrolik	Hidrolik	Hidrolik	Hidrolik	Hidrolik
En Küçük Kapasite (MW)	1,42	1,13	0,03	0,33	0,31	0,31	0,31	0,31	0,30	0,10	0,20	0,01
	Biyokütle	Biyokütle	Güneş	Biyokütle	Hidrolik	Biyokütle	Biyokütle	Biyokütle	Biyokütle	Biyokütle	Güneş	Güneş

Türkiye toplam kurulu gücünün ve toplam yenilenebilir kaynaklara bağlı kapasitenin ne kadarının YEKDEM sistemine kayıtlı olduğu önemlidir. Bilindiği üzere bu mekanizma kapsamında elektrik üretimi için oldukça yüksek miktarda doğrudan tarife desteği verilmektedir. Bu destek elektrik tüketicileri tarafından ödeneceği için bu kapsamda yer alan kapasite ve bu kapasiteden elde edilen elektrik üretim miktarı oldukça önemlidir. Gerçek amacı dışında verilen her destek doğrudan elektrik tüketicisi tarafından karşılanacaktır. Bu nedenle YEKDEM sisteminin çok sağlıklı oluşturulması, bu kapsamdaki desteğin çok isabetli seçilmiş santrallara verilmesi gerekir. Aksi durumda, haksız yere destek alan santralin ürettiği elektrik olduğu gibi tüketiciye yük olacaktır. 2021 yılı Kasım ayından sonra hızla artan döviz kurlarının etkisi Aralık ayı YEKDEM ödemelerinde çok çarpıcı olarak görülmektedir. Bu bölümün 5. Alt Bölümü olan YEKDEM Ödemeleri başlığı altında gösterilecektir.

2015 yılı öncesinde Türkiye toplam kurulu gücü içinde YEKDEM kapsamındaki toplam kurulu güç oranı %3 seviyesinin altında iken, 2015 yılından itibaren bu oran hızla artarak 2021 yılı sonunda %24,6 seviyesine yükselmiştir.

Yenilenebilir kaynaklara bağlı toplam kurulu güç içinde YEKDEM kapsamında olanların payı 2015 yılı öncesinde %10 seviyesinin altında iken, 2016 yılından itibaren birden yükselmeye başlamış ve 2021 yılında %45,8 seviyesine ulaşmıştır. Şekil 6 dikkatle incelendiğinde, 2021 yılında yenilenebilir kaynaklara bağlı toplam kurulu gücün neredeyse yarısının YEKDEM kapsamında olduğu açıkça görülecektir.



Şekil 6. Türkiye Toplam Kurulu Gücü ve Yenilenebilir Kaynakların Toplam Kapasitesi İçinde YEKDEM Kapsamında Olanların Payı [1], [3]

2021 yılı sonuna göre Türkiye toplam kurulu gücü 99819,8MW olup, bunun %53,7'si olan 53.627,0 MW yenilenebilir kaynaklara bağlı kapasite, %68,3'ü olan 46.192,8 MW ise fosil kaynaklara bağlı kapasitedir. Yasal olarak, kamu kuruluşu olan EÜAŞ ile uzun vadeli sözleşme kapsamında olan İşletme Hakkı Devredilen (İHD) ve Yap-İşlet-Devret (YİD) santralleri, YEKDEM desteğinden yararlanamazlar. Bunların dışında özel üretim şirketlerinin sahip olduğu ve lisanssız olarak yapılmış olan tesislerin yasaya uygun olanları bu destekten yararlanabilmektedirler. Büyük oranda güneş kaynağına bağlı lisanssız olarak yapılmış olan tesislerin tamamı YEKDEM kapsamındadır. Bu nedenle 2021 yılında 24.568,4 MW YEKDEM sistemine kayıtlı toplam kapasiteye (Tablo 6) ek olarak 7.547,1 MW lisanssız olarak üretim yapan kapasite de dâhil edilmiştir. Özel şirketlere ait yenilenebilir kaynaklara dayalı tesislerin 2021 yılı sonu itibarıyla kurulu güçlerine bakıldığında; hidrolik santrallerin %74,1'inin, biyokütle ve atık santrallerinin %111,3'ünün, jeotermal santrallerinin %102,9'unun, rüzgâr santrallerinin %87,7'sinin ve güneş santrallerinin %94,4'ünün YEKDEM kapsamında olduğu, görülmektedir (Tablo 4). Biyokütle ve atık ile jeotermal kaynaklarından üretim

yapan YEKDEM'den yararlanan kapasitenin %100'den fazla olmasının nedeni Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik Madde 8'e göre; başvuruların bir önceki yılın Kasım ayında yapıyor olması, başvuru tarihinde işletmeye girmemiş olsa bile yıl içinde işletmeye girmesi beklenen kapasite için de başvuruların kabul edilmesidir.

Tablo 6. Toplam Yenilenebilir Kapasite İçinde YEKDEM Kapsamında Olanların Payları (2022 yılı başı)[1],[3]

	KAMU	UZUN VADELİ SÖZLEŞME		ÖZEL ŞİRKETLER			YEKDEM SİSTEMİNDEKİ KAPASİTE	ÖZEL ŞİRKETLER İÇİNDE YEKDEM PAYI
	EÜAŞ	iHD	YİD	ÜRETİM ŞİRKETİ	LİSANSIZ	ÖZEL ŞİRKET TOPLAMI		
HİDROLİK	13.882,7	1.571,40	126,80	15.897,8	14,0	15.911,8	11.793,0	%74,1
ATIK + BİYOKÜTLE	0,0	0,00	0,00	1.720,3	315,1	2.035,4	2.266,1	%111,3
JEOTERMAL	0,0	15,00	0,00	1.661,2	0,0	1.661,2	1.709,8	%102,9
RÜZGAR	17,4	0,00	0,00	10.516,5	73,1	10.589,6	9.286,3	%87,7
GÜNEŞ	0,0	0,00	0,00	907,9	6.907,8	7.815,7	7.376,6	%94,4
TOPLAM	13.900,1	1.586,40	126,80	30.703,7	7.310,0	38.013,7	32.431,8	%85,3

YEKDEM 2005 yılından geçerli olarak uygulanmaya başlamış ve bu yıldan itibaren yararlanan santrallerin yararlanma süresi 2015 yılından itibaren sona ermeye başlamıştır. Şu anda YEKDEM yararlanma listesinde yer almayan özellikle hidrolik ve rüzgâr kaynaklarına bağlı santrallerin bir kısmının daha önce bu destekten 10 yıl süre ile yararlanmış olduğu düşünülürse, neredeyse özel şirketler tarafından yapılmış yenilenebilir kaynaklara bağlı kapasitenin tamamı büyük teşviklerden yararlanmıştır. Üstelik bu teşvikler doğrudan tarife desteğine uygulanmış, üretimlerine de satın alma garantisi verilmiştir.

Yasal olarak elektrik sektöründe tam rekabete dayalı serbest piyasa geçerli iken, özel şirketler tarafından yapılmış yenilenebilir kaynaklara bağlı kapasitenin neredeyse tamamına satın alma garantili ve doğrudan tarife destekli teşvik verilmesiyle sistem, daha önce uygulanan Yap-İşlet-Devret modelinden daha fazla garantili bir sistem durumuna gelmiştir. Bu kadar kapasitenin elektrik üretimine bu kadar büyük ve garantili teşvikler verilmesi, doğal olarak elektrik satış fiyatlarını doğrudan yükseltecek ve bu yüksek elektrik fiyatları tüketiciler tarafından ödenecektir. Bu kadar büyük destekler vermek yerine, bu desteğe ayrılan finansman kaynakları ile devletin doğrudan elektrik üretim tesisleri yapması, kuşkusuz elektrik üretiminin topluma maliyetini azaltabilir.

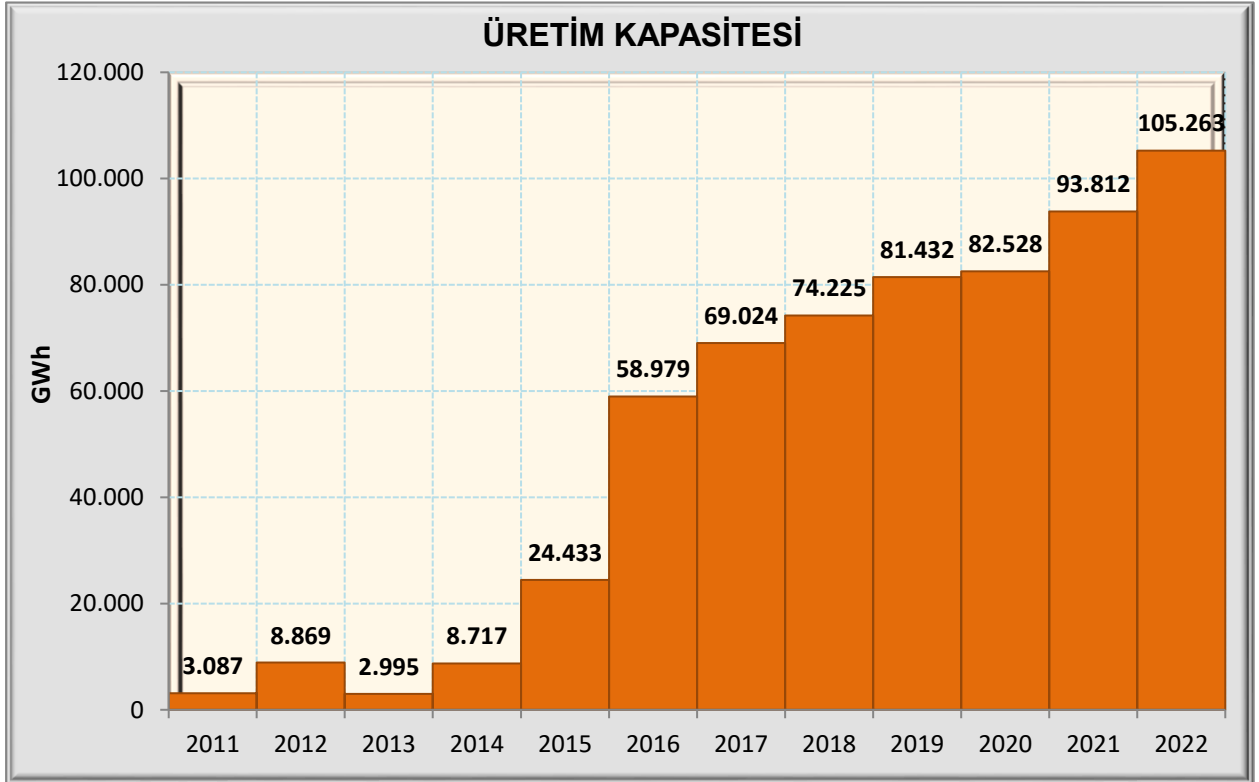
6.6.2.3 Üretim Kapasitesi

Her ne kadar santraller gerçekleştirdikleri üretim miktarı kadar YEKDEM sisteminden yararlanıyor olsa da, bu santrallerin sahip oldukları elektrik üretim kapasitelerini de incelemek yararlı olacaktır. Böylece toplam elektrik üretim kapasitesi içinde ne kadar miktarın bu sistemdeki yüksek destekten yararlanabileceği daha açık anlaşılacaktır.

Tablo 7 ve Şekil 7'de görüleceği üzere, yenilenebilir kaynaklara dayalı tesislerden YEKDEM kapsamında olanların yıllık üretim kapasiteleri özellikle 2015 yılından sonra çok hızlı bir artış göstermiş ve 2022 yılında 105,35 milyar kWh düzeyine ulaşmıştır.

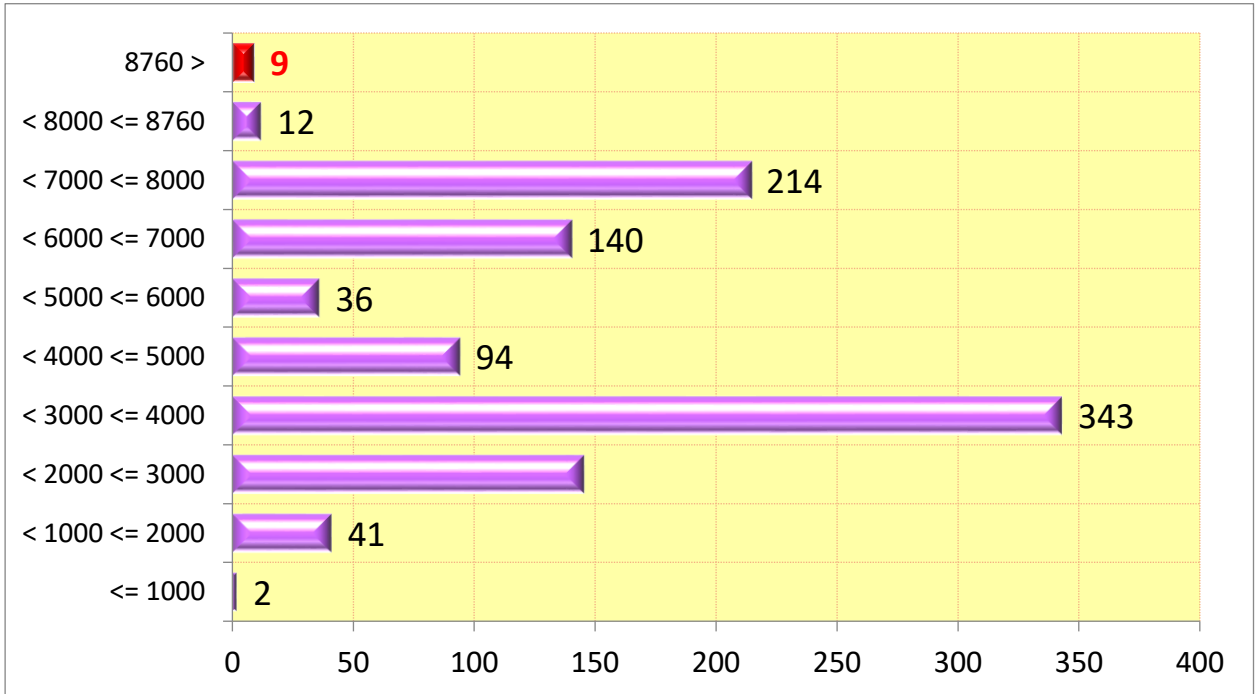
Tablo 7. YEKDEM Kapsamındaki Yıllık Elektrik Üretim Kapasitesinin Kaynaklara Göre Gelişimi [1]

Üretim Kapasitesi (GWh)												
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Hidroelektrik	97,8	3.376,3	785,4	2.131,8	7.678,7	35.320,2	39.032,6	39.756,9	42.514,9	41.225,2	42.301,0	38.714,5
Akarsu	45,5	3.324,1	785,4	2.058,2	7.607,3	20.708,6	22.316,0	22.436,1	22.838,4	22.061,7	19.299,0	17.152,9
Rezervuar	52,3	52,3	0,0	73,6	71,4	14.611,6	16.716,6	17.320,8	19.676,5	19.163,5	23.002,0	21.561,6
Jeotermal	515,9	501,5	1.051,9	1.906,7	4.157,4	5.004,9	6.619,5	8.804,8	10.975,1	11.831,0	12.534,8	13.664,4
Jeotermal	515,9	501,5	1.051,9	1.906,7	4.157,4	5.004,9	6.619,5	8.804,8	10.975,1	11.831,0	12.534,8	13.664,4
Rüzgar	2.017,2	2.411,6	279,3	3.655,2	11.163,1	17.023,2	21.152,3	22.926,0	23.779,4	23.716,7	29.419,6	35.323,4
Rüzgar	2.017,2	2.411,6	279,3	3.655,2	11.163,1	17.023,2	21.152,3	22.926,0	23.779,4	23.716,7	29.419,6	35.323,4
Güneş	0,0	0,0	69,0	0,0	0,0	0,0	23,8	43,8	161,3	345,7	819,8	1.010,5
Fotovoltaik	0,0	0,0	69,0	0,0	0,0	0,0	23,8	43,8	161,3	345,7	819,8	1.010,5
Biyokütle	455,7	2.580,0	809,3	1.023,4	1.434,0	1.630,7	2.195,5	2.693,6	4.001,1	5.409,3	8.737,2	16.549,9
Atık	0,0	0,0	13,4	41,2	146,8	187,1	632,7	1.043,3	1.848,1	2.789,1	5.450,3	13.154,8
Biyogaz	198,0	0,0	0,0	322,5	477,2	518,5	160,9	169,3	216,6			
Çöp	257,6	2.580,0	795,9	659,7	809,9	925,0	1.401,8	1.481,0	1.936,4	2.620,3	3.286,9	3.073,2
Enerji Bitkisi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			321,8
Genel Toplam	3.086,5	8.869,5	2.994,9	8.717,2	24.433,2	58.978,9	69.023,7	74.225,1	81.431,7	82.527,9	93.812,4	105.262,6

**Şekil 7.** YEKDEM Kapsamındaki Yıllık Elektrik Üretim Kapasitesinin Gelişimi [1]

YEKDEM sistemine kayıt yaptırmış olan santrallerin lisanslarında belirtilen kurulu güç değerleri ile yıllık üretim kapasiteleri üzerinden yıllık tam kapasitede çalışma süreleri hesaplanmış ve Şekil 8'de gösterilmiştir. Bu sisteme kayıtlı olan santraller yenilenebilir kaynaklara bağlı olmalıdır. Jeotermal dışındaki tüm yenilenebilir kaynakların güvenilirlikleri düşüktür. Dolayısıyla lisanslarında kayıtlı üretim miktarını gerçekleştirebilmek için yıllık tam kapasitede çalışma sürelerinin bir yıldaki toplam saat sayısı olan 8760'tan oldukça düşük olması beklenir. Ancak, daha önce de belirtildiği üzere yıllık çalışma saati çok düşük olan kapasitelere destek verilmesi de bu mekanizmanın ilk baştaki gerçek amacına uygun değildir. Şekil 8'deki grafiğin çok dikkatli değerlendirilmesi gerekmektedir. Yıllık çalışma saati 8760'tan fazla olan 9 santral bulunmaktadır ki bunun bir tek açıklaması üretim

kapasitesi değerinin lisansına yanlış yazılmış olmasıdır. Ayrıca yıllık çalışma süresi 8000-8760 arasında olan 12 santralin üretim kapasitesi değerleri de çok gerçekçi görünmemektedir. Diğer taraftan yıllık çalışma süresi 1000 saatten az olan 2, 1000-2000 saat arasında olan 41, 2000-30000 saat arasında olan 145, 3000-4000 saat arasında olan 343 olmak üzere 4000 saatin altında toplam 531 santralin olduğu görülmektedir ki bu durum da gerçek amaç ile uyumlu değildir. Sonuç olarak, YEKDEM sistemine kayıtlı santrallerin en azından bir kısmının lisanslarında kayıtlı yıllık üretim kapasitesi değerlerinin yanlış olduğu anlaşılmaktadır. Her ne kadar destekten yararlanmak için üretim kapasitesinin bir önemi olmasa da resmi olarak yayımlanmış bilgilerin güvenilirliği açısından bu tür yanlışlıkların yapılmaması gerekmektedir. Özellikle de üretim tesisleri lisansına derç edilmiş bilgilerin doğruluğunun kesinlikle çok disiplinli bir şekilde kontrol edilmesi gerekmektedir. Hatalı bilgiler düzeltilmeli, veri tabanının sağlıklı olması sağlanmalıdır.



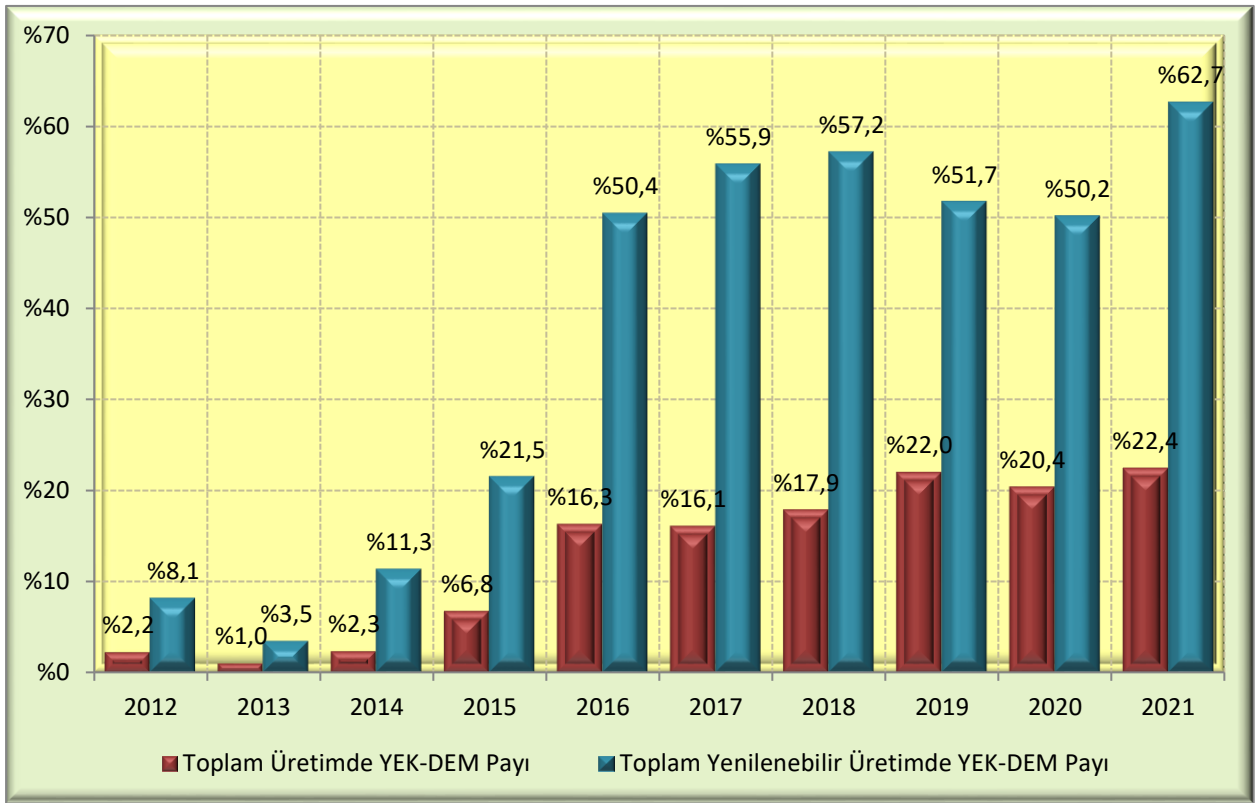
Şekil 8. YEKDEM Kapsamındaki Santrallerin Yıllık Tam Kapasitede Çalışma Süreleri[1]

6.6.2.4 YEKDEM Kapsamında Gerçekleşen Üretim

Bilindiği gibi YEKDEM sistemine kayıtlı olan santraller için gerçekleşen üretim değerlerine göre ödeme yapılmaktadır. Elektrik üretim miktarı arttıkça sistemden ödenen destek de artacaktır. YEKDEM sistemindeki elektrik üretiminin toplam Türkiye elektrik üretimi içindeki payı arttıkça, ortalama elektrik birim fiyatları artacağı için, sonuçta tüketiciye yansıyan elektrik faturalarının da artacağı kesindir. Bu sistemin oluşturulmasında ilk baştaki temel amaç güdülecekse, YEKDEM sisteminin toplam elektrik üretimi içindeki payının çok fazla olmaması gerekir. Özellikle de kurulu gücü büyük olan tesislerin bu destekten yararlandırılması asıl amaç ile çelişmektedir.

Tablo 8. Yıllar İtibarıyla Yıllık YEKDEM Kapsamındaki Üretim ve YEKDEM Kapsamındaki Üretim Toplam Elektrik Üretimi İçindeki ve Yenilenebilir Kaynaklardan Yapılan Toplam Üretimde YEKDEM Kapsamında Olanların Payları [3], [4]

	Hidrolik (GWh)	Rüzgar (GWh)	Jeotermal (GWh)	Atık (GWh)	Güneş (GWh)	Lisanssız (GWh)	YEK-DEM Toplam Üretim (GWh)	Türkiye Toplam Üretim (GWh)	Toplam Üretimde YEK-DEM Payı	Türkiye Toplam Yenilenebilir Üretim (GWh)	Toplam Yenilenebilir Üretimde YEK-DEM Payı
2012	2.321	2.082	487	374			5.264	239.497	%2,2	64.625	%8,1
2013	528	223	858	751		1	2.360	240.154	%1,0	68.342	%3,5
2014	1.073	2.379	1.437	957		29	5.845	251.963	%2,3	51.546	%11,3
2015	5.651	8.276	2.711	1.083		224	17.721	261.783	%6,8	82.417	%21,5
2016	16.213	14.163	3.707	10.614		1.134	44.696	274.408	%16,3	88.610	%50,4
2017	17.213	16.765	4.503	8.993	24	2.998	47.499	295.511	%16,1	85.013	%55,9
2018	27.370	19.003	5.968	2.047	39	8.078	54.427	304.802	%17,9	95.118	%57,2
2019	36.962	19.901	6.997	2.817	160	9.831	66.837	304.252	%22,0	129.173	%51,7
2020	29.671	20.659	7.817	3.731	375	11.230	62.253	305.349	%20,4	124.102	%50,2
2021	21.973	25.235	8.277	5.203	13.565	12.073	74.254	331.492	%22,4	118.514	%62,7

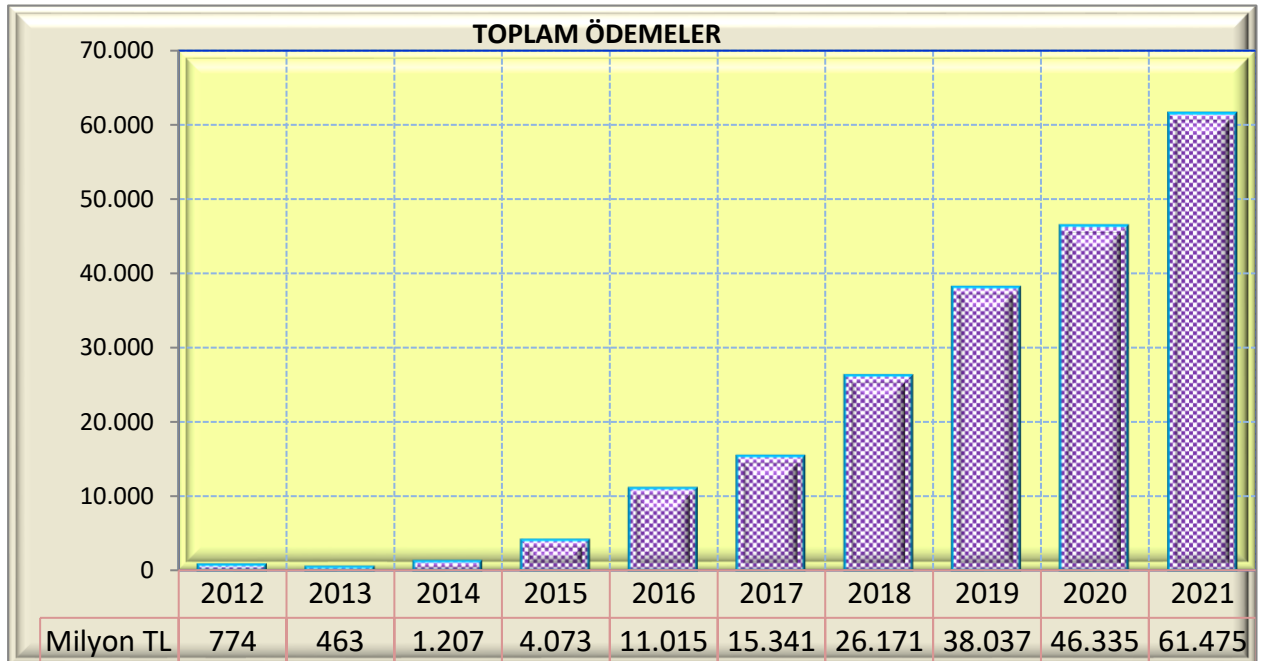


Şekil 9. Elektrik Üretiminin Türkiye Toplam Elektrik Üretimi ve Türkiye Toplam Yenilenebilir Elektrik Üretimi İçinde YEKDEM Paylarının Yıllık Gelişimi [3], [4]

Tablo 8'de kaynaklara göre YEKDEM kapsamındaki elektrik üretim miktarlarının yıllık gelişimi gösterilmiştir. Yıllara göre YEKDEM kapsamındaki elektrik üretimi hızlı bir artış göstermiştir. Buna bağlı olarak her geçen yıl toplam Türkiye elektrik üretimi ve toplam Türkiye yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi içinde YEKDEM payının da çok hızlı arttığı görülmektedir. Bu durumda, elbette zaman geçtikçe büyük kapasiteli santrallerin sistemde yer alması çok büyük etkidir. Oysa bu sistem ilk düşünüldüğü zaman olduğu gibi, zor sahalarda küçük ama verimli kaynakların değerlendirilmesi ilkesine bağlı kalınsaydı, YEKDEM elektrik üretiminin toplam elektrik üretimi içindeki payının çok düşük oranlarda kalması gerekirdi. Geçekleşen duruma göre, 2012 yılından 2019 yılına YEKDEM kapsamında olanların, toplam Türkiye elektrik üretimi içindeki payı %2,2'den %25,9 seviyesine, toplam Türkiye yenilenebilir elektrik üretimi içindeki payı ise %8,1'den %60,9 seviyesine yükselmiştir. YEKDEM sistemine kayıtlı kurulu güç dağılımı incelenirken belirtildiği gibi, özel şirketlerin sahip olduğu yenilenebilir kaynaklara bağlı üretim yapan santrallerin neredeyse tamamına yakını bu destekten yararlanmaktadır. Bu destekleme sistemi 2005 yılından geçerli olarak uygulandığı için, şu anda sistemde kayıtlı olmayan santrallerin de önemli bir kısmının daha önceden bu sistemden yararlanmış olduğu bilinmektedir.

6.6.2.5 YEKDEM Ödemeleri

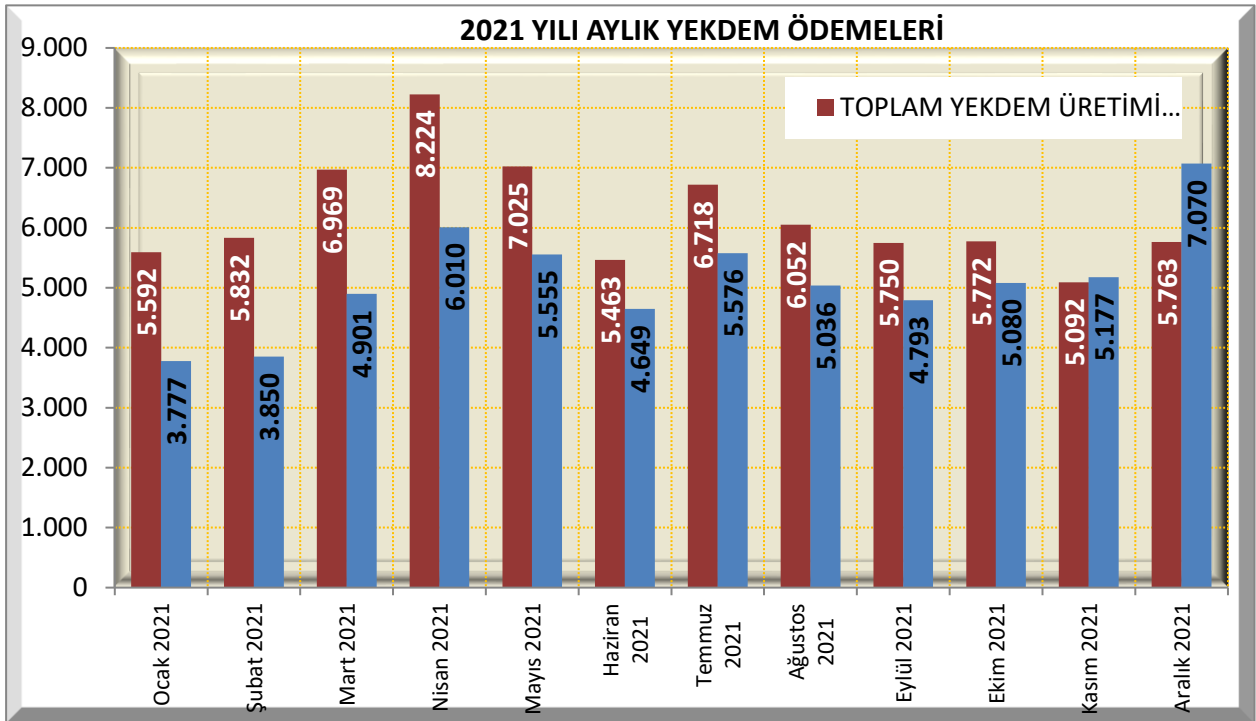
YEKDEM sistemine kayıtlı santrallara, gerçekleşen üretim miktarları karşılığı, kaynak türlerine göre belirlenen birim fiyatlardan ve yerli aksam kullanma oranlarına göre, ek teşvik ödemesi yapılmaktadır. Yıllara göre bu sistemdeki elektrik üretim miktarı arttığı için doğal olarak bu üretimler karşılığı ödenen destek miktarları da artmıştır. Sistem için ödenen desteklerin yıllık toplamı Şekil 10'da gösterilmiştir.



Şekil 10. YEKDEM Sistemindeki Elektrik Üretimi İçin Ödenen Yıllık Destek Tutarları [4]

2021 yılında bu sisteme ödenen toplam destek tutarı 61,5 Milyar TL düzeyinde olmuştur. Türkiye’de bir yıl içinde üretilen toplam elektrik enerjisi satış tutarının kamuya açık kaynaklardan üreticiler tarafından tespit edilmesi mümkün değildir. Bu nedenle YEKDEM sistemi için ödenen toplam destek tutarının, Türkiye toplam elektrik piyasası içindeki payının hesaplanması mümkün olmamıştır.

01.01.2021 tarihinden önce işletmeye giren YEKDEM kapsamındaki santrallerin üretimlerine dolar olarak tarife desteği verildiği için döviz kurlarının yükselmesi ile verilen desteğin toplam miktarında hızlı bir artış olması kaçınılmazdır. Aylara göre üretime karşılık gelen toplam ödemelere dikkat edildiğinde döviz kurlarındaki artışın toplam ödemedeki artışa yansıdığı açıkça görülecektir. 2021 yılı Kasım sonu itibarı ile döviz kurlarının büyük oranda artışı da Aralık ayı toplam YEKDEM ödemesine yansımış ve ödenen miktar yılın ilk aylarındaki aynı üretim miktarı için yapılan ödemeye göre %80 oranına yakın artmıştır. Şekil 11’de 2021 yılı YEKDEM ödemelerinin aylara dağılımı gösterilmiştir.



Şekil 11. 2021 Yılı Aylık YEKDEM Üretim Miktarları ve Ödemeleri [4]

6.6.2.6 YEKDEM'in Geleceği

YEKDEM her ne kadar yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretim tesisi yatırımı yapılmasını sağlasa da verilen desteğin hem amacının dışına çıkması, hem uzun süreli olması hem de doğrudan satış tarifesinin yüksek miktarda olması sonuçta tüketici için çok büyük bir yük olmaktadır. Ayrıca, önemli miktarda desteğin doğrudan satış tarifesine verilmesi yatırımcıların tüm ekipmanı önemli bir kısmı yurtdışından olmak üzere satın almasına neden olmakta, destek olarak tüketiciden alınıp yatırımcıya verilen paranın önemli kısmı da ithal edilen ekipmana gitmektedir. Santral tesisinde kullanılan yerli üretim ekipmana ayrıca daha düşük miktarda destek verilmektedir. Bu uygulama sonucu verilen destek içinde yerli teknoloji geliştirilmesi ve daha ileri teknoloji ile üretilen ekipman alınmasına ayrılan payın olmadığı veya çok düşük oranda olduğu görülmektedir.

01.01.2021 tarihinden sonra işletmeye giren yeni santraller için YEKDEM desteği TL olarak belirlenmiş ancak her üç ayda bir enflasyon ve döviz kuruna bağlı olarak güncelleme yapılması kararı

verilmiş ve güncellenen fiyatlara da üst sınır getirilmiştir. Ancak belirlenen üst sınır halen yüksek olup, son zamanlarda ekonomide olan gelişmeler sonucu TL olarak belirlenen destek fiyatının çok kısa sürede tavan fiyata çıkacağını beklemek yanıltıcı olmayacaktır. Enflasyon ve döviz kuru artışlarının 2021 yılı sonu seviyelerine yakın gerçekleşmesi ile sisteme dahil olan santrallara verilen destek miktarı çok kısa sürede, belki birkaç ay içinde üst limite çıkabilecektir.

2021 yılı son aylarında gerçekleşen döviz kurundaki yüksek artış, enflasyonun çok hızlı artmaya devam etmesi ve durdurulamaması doğal olarak birçok alanda fiyat artışlarına neden olmaktadır. Diğer taraftan uluslararası piyasalarda petrol, doğalgaz ve kömür fiyatlarındaki artış elektrik üretimine bağlı olarak piyasa fiyatlarında da artışa neden olmaktadır. Bunun sonucu olarak yükselen elektrik piyasa fiyatları da döviz bazında hızla yükselmektedir. Elektrik piyasa fiyatları ile tüketiciye satış fiyatlarındaki artışların maliyete ne kadar bağlı olduğunun ve nasıl denetlendiğinin tartışılması ayrıca yapılmalıdır. Elektrik piyasa ve satış fiyatlarının büyük oranda artması sonucu YEKDEM destek fiyatları eskisi kadar avantajlı olmayabilecektir. Döviz kurlarının ve enflasyonun bugünkü artışa devam etmesi durumunda 2023 yılı için YEKDEM sistemine katılma başvurularında azalma olması beklenebilir. Özellikle 01.01.2021 tarihinden sonra işletmeye giren santraller destekten TL olarak yararlanacakları için büyük olasılıkla YEKDEM sistemine katılmak için başvuru yapmayabileceklerdir. Bilindiği üzere, YEKDEM sistemine başvurular her yıl yapılmakta ve sistemden 1 yıl süre ile yararlanılabilmekte, şartları uygun olanlar sonraki yıl için yeniden başvuru yapmaktadır.

2022 yılı sonundan itibaren YEKDEM sisteminden yararlanma süresi dolacak santrallerin yıllık olarak kaynaklara dağılımı Tablo 9'da listelenmiştir. YEKDEM kapsamında döviz olarak destekten yararlanacak santrallerin elektrik fiyatında yükseltici etkisi olduğu bilinmektedir ve bu kapsamdakilerin süresi 2031 yılı ortasında sona erecektir.

Tablo 9. Yıllara Göre YEKDEM Sisteminden Yararlanma Süresi Sonu

	Biyokütle	Hidroelektrik	Jeotermal	Rüzgar	Güneş	Toplam
2022	51,2	1604,8	68,0	696,6	-	2420,6
2023	18,7	1546,3	194,7	1075,6	-	2835,3
2024	35,8	1853,6	162,9	714,8	-	2767,1
2025	53,9	2323,9	115,3	914,9	-	3407,9
2026	93,6	934,7	213,4	952,4	12,9	2206,9
2027	92,4	312,3	282,5	430,9	10,0	1128,0
2028	122,2	1119,9	303,0	436,0	58,8	2039,9
2029	186,1	136,2	179,2	540,6	93,1	1135,1
2030	1384,3	1954,9	108,9	2467,1	221,7	6136,8
2031	228,0	6,3	82,0	1057,5	72,4	1446,3

01.07.2021 tarihinden sonra işletmeye giren santraller TL olarak ve daha düşük miktarda destek alacakları için mevcut durumdaki elektrik piyasa fiyatlarının yüksek olması ve bu seviyelerde devam etmesi durumunda YEKDEM sisteminden yararlanmak istemeyeceklerini beklemek yanıltıcı olmayacaktır. Dolayısı ile uzun süredir yüksek tutarda tarife desteği verilen santrallerin yararlandığı YEKDEM sistemi elektrik enerjisi tüketici fiyatlarına olan etkisine bir çözüm bulunmadan süresi bitince kendiliğinden sona erecektir. Ancak, yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimine yönelik yeni

yatırımların teşvik edilmesi için daha farklı bir mekanizmanın da uygulanabileceğini her zaman akılda tutmakta yarar vardır.

6.6.3 GÖRÜŞ VE ÖNERİLER

Daha önce de belirtildiği gibi, değerlendirilmesi daha zor olan küçük kapasitede ama verimli olan sahalardaki yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi için destek verilmesi uzun süre tartışılmıştır. 2011 yılı itibarıyla da bu destek uygulanmaya başlamıştır. Ancak zaman içinde ilk başta belirlenen ilkenin dışına çıkmış ve neredeyse özel şirketler tarafından yapılan tüm yenilenebilir kaynaklara bağlı elektrik üretim tesisleri bu destek kapsamına alınmıştır. Öyle ki; çok büyük kurulu gücü olan bazı barajlı hidroelektrik santraller ile büyük kapasitede rüzgâr santralleri de dâhil edilmiştir. Bu kapsamda uygulanan destek miktarı normal olarak elektrik üretim maliyetinin çok üzerindedir. 2021 yılı sonuna göre 331.492 GWh olan Türkiye toplam elektrik üretiminin %22,4 oranına karşılık gelen 74.254 GWh miktarın YEKDEM kapsamında üretilmiş olmasının ortaya çıkardığı maliyet artışı oldukça yüksek olmuş ve 2021'de 61,5 Milyar TL seviyesine ulaşmıştır. Doğal olarak bu yüksek maliyet tüketici elektrik fiyatlarına yansıtıldığı için Türkiye'de tüm tüketicilerin elektrik enerjisi faturaları yükselmiştir. Günlük yaşamda meskenler için kullanılan elektrik enerjisinin maliyeti tüm tüketiciler için katlanılabilir seviyenin üzerine çıkmıştır ve aile bütçelerini ciddi olarak zorlamaktadır. Diğer taraftan; ülke elektrik tüketiminin neredeyse yarısının gerçekleştiği sanayi sektöründe, yüksek elektrik fiyatları çok ağır ekonomik sonuçlara neden olmakta, sanayicinin üretimde rekabet gücünün zayıflamasına neden olmaktadır. Elektrik faturalarını ödemede güçlük çeken çok sayıda tüketici elektrik satış fiyatlarının artmasından doğrudan olumsuz etkilenmektedir. Elektrik üreticileri için verilen destek ilkeleri belirlenirken tüketicilerinin yüksek elektrik fiyatlarına karşı haklarının korunması öncelikle ele alınmalıdır.

YEKDEM sisteminden yararlanan kapasite olması gerekenin çok üzerindedir. Bu kapasitenin bir an önce azaltılması yoluna gidilmelidir. Bundan sonra dâhil edilecek santraller için ilk başta düşünülen ilke kesinlikle gözetilmeli ve bu ilkenin dışına çıkılmamalıdır. YEKDEM'in bir başka olumsuz tarafı, yapım ve/veya işletme sürecinde doğal ve sosyal yaşamı olumsuz etkileyen yatırımların da artmış olmasıdır. Bundan sonra bu tür yatırımlara kesinlikle izin verilmemelidir.

YEKDEM sisteminden yararlandırılacak sahalarda kesinlikle devlet tarafından belirlenmeli, belirlenen bu sahalarda hiçbir kapasitenin bu sisteme dâhil olmasına izin verilmemelidir. Belirlenen sahalardaki kapasiteler ileri teknoloji kullanan ve düşük maliyetli projelere tahsis edilmelidir.

Rezervuarlı hidroelektrik santraller ile kurulu gücü yüksek olan diğer yenilenebilir kaynaklara dayalı santrallerin bu sistem ile desteklenmesine izin verilmemeli, destek verilecek projelerin seçiminde kurulu güç büyüklüğü de dikkate alınmalıdır.

YEKDEM sistemi için uygulanan destek miktarı 10 yıl boyunca sabit kalmaktadır. Oysa her geçen gün özellikle güneş ve rüzgâr santralleri için birim kapasite yatırım tutarı düşmektedir. Bu destekten yararlanmak isteyen santral yatırımcısının tüm maliyetleri çok disiplinli bir şekilde takip edilmeli, gittikçe düşen yatırım maliyetlerine bağlı olarak destek tutarları da sürekli güncellenmelidir. Elektrik üretiminin tamamı satın alındığı ve desteklendiği için bu sistemden yararlanan tüm elektrik üretimi aslında kamu adına yapılmış kabul edilmeli, kamu adına devlet tarafından çok disiplinli bir şekilde denetlenmeli, uygulanan destek miktarı da kamu adına sürekli güncellenmelidir.

Türkiye’de yenilenebilir kaynaklardan enerji, özellikle elektrik üretimi kesinlikle desteklenmelidir. Bu anlamda YEKDEM destekleme sisteminin küçük ama yatırım zorluğu olan bazı sahalar için yararı olmuştur. Bilinen kaynaklardan güneş, elektrik enerjisi üretimi için henüz çok yeni sayılabilecek bir aşamadır. Güneş kaynağının çok büyük enerji potansiyelinin olduğu kesindir. Elektrik üretiminde güneş kaynağının en zayıf tarafı, üretilen elektrik enerjisinin depolanmasındaki güçlüklerdir. Birçok ülkede elektrik depolaması konusunda önemli çalışmalar yapıldığı ve bazı ilerlemelerin uygulamaya başlandığı bilinmektedir. Türkiye’de öncelikle ele alınması çok önemli araştırma konularından birisi küçük hacimlerde ve verimli olarak elektrik depolamanın gerçekleştirilmesi olmalıdır. Elektrik depolama teknolojisinin verimli bir şekilde uygulanabilir olması sadece güneşten değil diğer kaynaklardan da üretilen elektrik enerjisi için kullanışlı olacaktır.

Yenilenebilir kaynakların desteklenmesi için halen uygulanan elektrik tarifesine doğrudan uygulanan destek hem fiyat olarak hem de destekleme süresi olarak zaman geçtikçe çok yüksek kalmaktadır. Özellikle güneş ve rüzgâr kaynaklarına bağlı elektrik üretim tesislerinin yatırım tutarları hızlı bir şekilde düşmektedir. Örneğin, daha önce kurulmuş olan bir tesisin destekten yararlanma süresi sekizinci yılında iken, işletmeye giren yeni bir tesis çok daha düşük yatırım gideri olduğu halde aynı destek tutarından yararlanmaya başlayacaktır. Diğer taraftan, verilen bu destek büyük oranda yatırım tutarını karşılamak için ödeneceğinden, aslında yararlanan santral yatırımcısı değil teknoloji satıcısı olacaktır. Oysa böyle bir uygulama yerine doğrudan yerli teknoloji ile santral aksamı üreticilerine destek olursa, hem miktar daha düşük olacak hem de daha verimli ve yerinde kullanılmış olacaktır. Esas olarak, yeni yatırımları teşvik edici uygulamaları hayata geçirirken tüketicilerin de ödeme gücünün kesinlikle göz önünde bulundurulması gerekmektedir. Ayrıca, yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi için verilecek teşvik ve desteklerin öncelikle teknoloji, tasarım, malzeme geliştirilmesi Ar-Ge çalışmalarına ayrılması, desteklerin doğrudan elektrik satın alma tarifesine verilmesi yerine yerli geliştirilen teknoloji ve tasarım ile malzeme ve ekipman üretici sanayi tesislerine verilerek yatırımcıya daha ucuz maliyet yansımaları sağlayacak yollar aranmalıdır. Geçtiğimiz 10 yıl boyunca uygulanan YEKDEM desteğine önemli paralar verilmiş ancak yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi konusunda yapılan araştırma ve ekipman üreticilerine hiç pay ayrılmamıştır. Bunun sonucu olarak bu alanda yapılan yatırımlarda her unsur önemli ölçüde yurtdışından satın alınmaya devam etmektedir.

KAYNAKÇA

1. EPDK
2. http://www.emo.org.tr/ekler/f64f0cab28dde67_ek.pdf, son erişim tarihi:03.03.2020.
3. TEİAŞ
4. EPİAŞ

ÖZGEÇMİŞ



Yusuf Bayrak
yusufbayrak19@gmail.com

ODTÜ Matematik Bölümü 1984 mezunu.

1985 yılından bu yana TEK/TEAŞ/TEİAŞ'ta Elektrik Üretim Planlaması konusunda çalıştı. Elektrik üretim planlaması, talep tahminleri, elektrik sistemi üretim analizleri konularında eğitimlere katıldı. Yurtiçi ve yurtdışında çeşitli kongre ve sempozyumlarda elektrik üretim planlama ve sistem analizleri konularında bildiriler sundu ve raporlar hazırladı.2018 yılında TEİAŞ'tan emekli oldu.

ODTÜ Mezunları Derneği üyesi olup bu dernek içindeki Enerji Komisyonu çalışmalarına katılmaktadır. 2018-2019 döneminde Dernek Yönetim Kurulu Üyesi olarak görev yapmıştır.



BÖLÜM 7

ENERJİ VERİMLİLİĞİ

7. DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE ENERJİ VERİMLİLİĞİ

Alpaslan GÜVEN
Makina Mühendisi

7.1 DÜNYADA ENERJİ VERİMLİLİĞİ

İklim değişikliğiyle mücadelenin önemli bir adımı olarak küresel ortalama sıcaklık artışını 2°C'nin çok altında 1,5°C'de tutmak için zorunlu olan enerji ve iklim hedeflerine ulaşmak üzere, yenilenebilir kaynakların daha fazla kullanılmasının yanı sıra enerji verimliliği, küresel çabaların temel dayanaklarından birisi olarak kabul edilmektedir.

Glasgow'daki COP26 İklim Değişikliği Konferansı'nın bitiminden kısa bir süre sonra yayımlanan raporda, enerji sistemlerinin karbondan arındırılmasının kilit rolü kabul edilerek, özellikle enerji verimliliği önlemlerinin hızlı bir şekilde hayata geçirilmesi çağrısı yinelenmiştir. Rapor, son yıllarda ülke yönetimlerinin istihdam ve enerji verimliliği programlarını güçlendirmekle birlikte, istihdam için halen önemli potansiyelin henüz kullanılmadığını da vurgulamaktadır.

Salımları (emisyolları), ülkelerin taahhütlerini ve eylemlerini takip eden bağımsız bir bilimsel değerlendirme olan "İklim Eylem Takipçisi" dünyada 1,5°C sınırına ulaşılması amacıyla kilit sektörlerde atılması gereken 10 önemli kısa vadeli adımı belirlemiştir. Aşağıda belirtilen bu önlemler pek çok ülkedeki iklim stratejisinin ana hatlarını oluşturmaktadır ve buradan da görüleceği üzere enerji verimliliği kısa vadeli stratejilerin önemli bir bileşenidir:

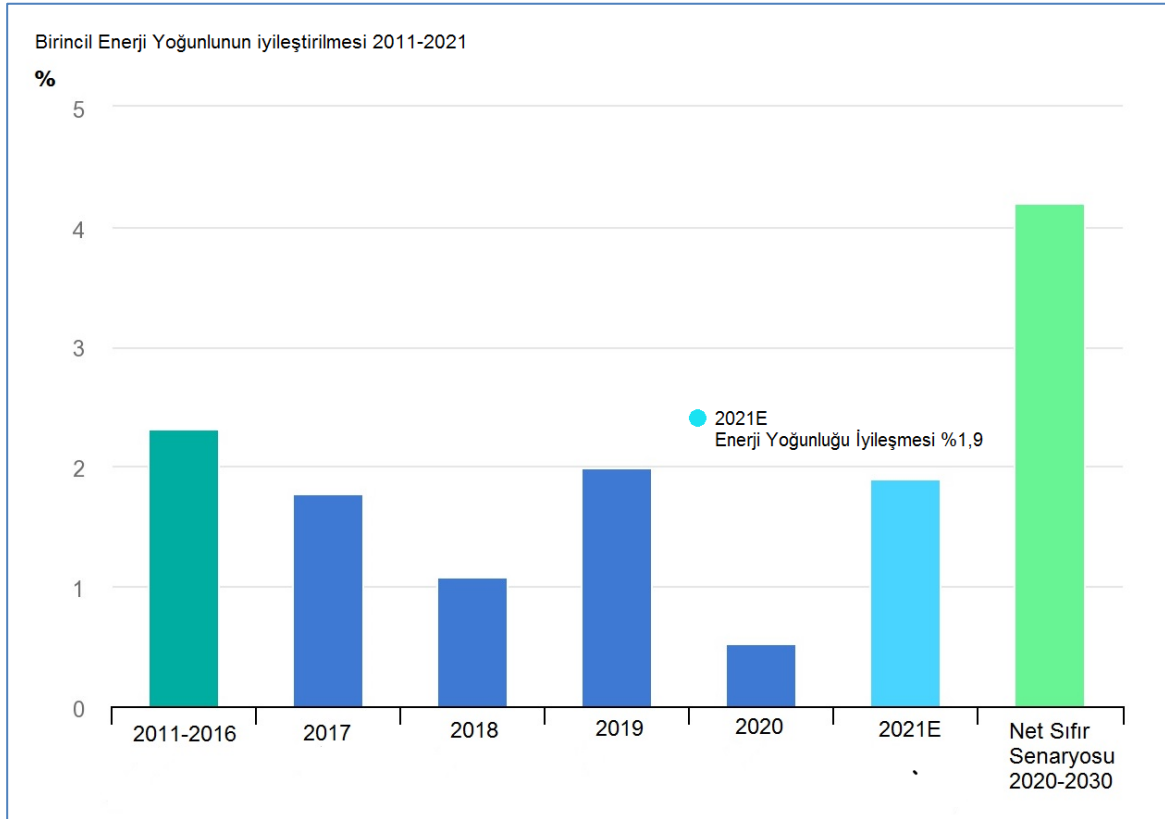
- Elektrik: 2025 yılına kadar yenilenebilir kaynaklar ve diğer sıfır ve düşük karbonlu enerji kaynaklarının kullanım oranındaki artış sürdürerek bunu 2050 yılına kadar %100 düzeyine çıkarmak.
- Kömür enerjisi: Yeni kömür santrali kurmamak ve mevcut kömür santrallerinden kaynaklanan salımları 2025 yılına kadar en az %30 oranında azaltmak.
- Karayolu taşımacılığı: Fosil yakıtlı araç üretiminin 2035 yılına kadar sonlandırılması.
- Havacılık ve sevkiyat: 1,5°C hedefine uygun vizyon geliştirmek ve bunun üzerinde anlaşma sağlamak.
- Yeni binalar: 2020 yılı itibariyle yeni binaların tümünün "Neredeyse Sıfır Enerji"li bina olması.
- Bina yenileme: 2015 yılında %1'den düşük olan yıllık yenilenme oranlarını 2020 yılına kadar %5 oranına yükseltmek.
- Sanayi: Enerji-yoğun sektörlerde tüm yeni tesislerin 2020 yılından sonra düşük karbonlu olması, ekipman verimliliğinin en yüksek seviyeye çıkarılması.
- Arazi kullanımı, arazi kullanımında değişiklik ve ormancılık: 2030 yılına kadar ormancılık ve diğer arazi kullanımı alanlarında salımları 2010 seviyelerinin %95 altına indirmek ve 2020'ler itibariyle net ormansızlaştırmayı durdurmak.
- Ticari tarım: Salımları mevcut seviyelerde veya bunların altında tutmak, bölgesel en iyi uygulamaları yerleştirmek ve yaygınlaştırmak ve araştırmaları artırmak.
- CO₂'yi azaltma: Negatif salımlar için araştırma ve planlama çalışmalarına başlamak.

Uluslararası kuruluşların son değerlendirmelerine göre; yenilenebilir enerji kaynaklarındaki artan yatırımlar iklim hedeflerine uyum için cesaret verici bir ivme gösterse de, özellikle 2020 yılı için küresel enerji verimliliğindeki hesaplanan iyileşmenin son on yılın düşük hızında olması, yapılan bütün hesapları bozmaktadır ve endişe vericidir. Enerji verimliliğini iyileştirmek için ciddi hedefler koyan ülkelerde, enerji verimliliği sadece iklim politikalarının başat önlemi olarak

değerlendirilmemekte, verimlilik önlemlerinin ekonomik büyümeyi ve istihdamı artırmayı da destekleyebileceği, ekonomik krizden çıkış için tasarlanan program paketlerinde enerjiye, özellikle ithal enerjiye ayırdıkları bütçelerin azaltılmasına da katkı sağlayabileceği gibi birçok ikincil yarar da göz önüne alınmaktadır.

Enerji verimliliği konusunda son beş yılda zaten durgun bir eğilim izleyen küresel enerji yoğunluğu iyileşme hızı, COVID-19 krizinin ekonomik etkilerinin bir sonucu olarak pandeminin ilk döneminde daha da yavaşlamış, uluslararası enerji ve iklim hedeflerine ulaşma zorluğunu derinleştirmiş ve yönetimlerin ortaya koyacakları eylemleri daha kritik hale getirmiştir.

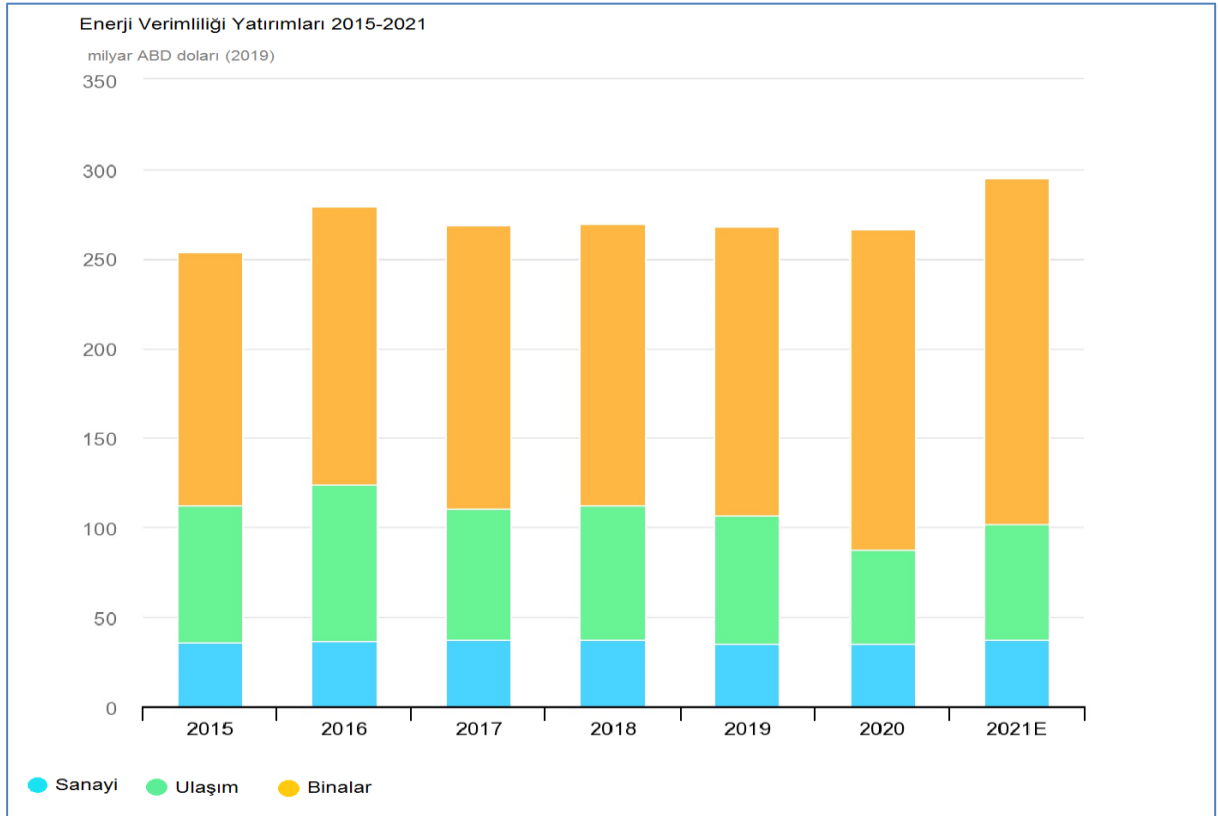
Uluslararası Enerji Ajansı'nın enerji verimliliği konusundaki yıllık güncel bilgilerin yayımlandığı "Energy Efficiency 2021" raporuna göre; dünyada ekonomik faaliyetlerin enerjiyi ne kadar verimli kullandığının önemli bir göstergesi olan küresel birincil enerji yoğunluğunun, 2020 yılında yalnızca %0,5'lik bir iyileşmeden sonra, ki bu oran 2010'dan bu yana en düşük oran olarak ifade edilmektedir, 2021'de yoğunluğun %1,9 oranında iyileşmesi beklenmektedir. Yine de bu değer 2011 ile 2016 yılları arasında %2,3 olan iyileşme oranının altındadır. Enerji verimliliği eğilimlerinin, on yılın en kötü yılının ardından on yıllık ortalamalarına dönmesi olumlu bir işaret olarak görülse de, 2050 yılına kadar UEA tarafından belirlenen "Net Sıfır Emisyon" senaryosunun sağlanabilmesi için yıllık olarak %4 iyileştirme oranının gerçekleştirilmesi gerekmektedir. Sonuçta enerji yoğunluğu iyileştirmesinin mevcut seviyelerden iki katına çıkması ile bu senaryonun ancak mümkün olabileceği hesaplanmaktadır (Şekil 7.1). Bu değerlendirmeler, iklim değişikliğinin yavaşlatılabilmesi için dünya çapında daha agresif enerji verimliliği politikası izlenmesinin zorunlu olduğunu ortaya koymaktadır.



Şekil 1. Birincil Enerji Yoğunluğu İyileşmesi 2011-2021 ve Net Sıfır Senaryosunda 2020-2030 İçin Yıllık Olarak Beklenen İyileşme [IEA Energy Efficiency 2021]

Enerji verimliliğindeki iyileşme oranlarının düşmesi, hem üretimin (üretilen toplam katma değer) azalmasından hem de yatırımlarda enerji verimliliğinin önceliğini kaybetmesinden kaynaklanmıştır. Pandeminin tetiklediği ekonomik kriz nedeniyle enerji verimli binalara, ekipmana ve araçlara yapılan yatırımlarda düşüş meydana gelmiştir. Bu dönemde eski modellere göre daha verimli olan yeni araç

alımlarının ve yeni, daha verimli konut ve diğer bina inşaatlarının yavaşladığı izlenmiştir. Enerji talebindeki azalmayla birlikte ortaya çıkan düşük enerji fiyatları da, sanayi ve ticari binalarda diğer yatırımlara kıyasla, enerji verimliliği yatırımlarının çekiciliğini azaltarak, temel verimlilik önlemleri için geri ödeme sürelerinin %40 kadar uzamasına yol açmıştır. Genel olarak, pandemi, dünya çapında enerji verimliliğine yapılan yatırımların 2020'de %9 oranında düşmesine yol açmıştır. Hükümetlerin ve özellikle Avrupa'daki ülkelerin öngördükleri politikalarla, enerji verimliliği yatırımlarını 2021'de %10 oranında artırarak toplam yatırım değerinin yaklaşık 300 milyar ABD dolarına ulaşması beklenmektedir (Şekil 7.2). Bununla birlikte, UEA'nın 2050'ye Kadar Net Sıfır Emisyon Senaryosunda öngörülen seviyelerle tutarlı olması için, toplam küresel yıllık yatırımın 2030 yılına kadar üç katına çıkarılması gerektiği çeşitli raporlarda vurgulanmaktadır.



Şekil 7.2 Enerji Verimliliği Yatırımları 2005-2021 [IEA Energy Efficiency 2021]

Ülkelerin ekonomik kalkınma planlarının bir parçası olarak uygulamaya koyduğu teşvik paketleri, verimlilik eğilimlerini büyük ölçüde etkilemektedir. Ülke yönetimleri ekonominin tüm sektörlerinde enerji yoğunluğunu azaltabilecek yatırımları ve yapısal değişiklikleri yönlendirme potansiyeline sahiptirler. Bugüne kadar yönetimler tarafından açıklanan teşvik paketlerindeki enerji verimliliği ile ilgili önlemler için sağlanan fonların %60'ından fazlası ya bina sektörüne ya da yeni araç pil altyapısı da dahil olmak üzere elektrikli araçlara geçişin hızlandırılmasına odaklanmıştır.

Elektrikli araçların ötesinde araç verimliliğine yapılan harcamalar bugüne kadar minimum düzeyde kalmıştır. Ayrıca son zamanlardaki yatırım büyümesi büyük ölçüde Avrupa'da yoğunlaşmıştır. Avrupa'da yapılan harcamalar, verimlilik için küresel kamu teşvik duyurularının %86'sını oluştururken, kalan %14'ü Asya-Pasifik bölgesi ve Kuzey Amerika arasında bölünmüştür. Küresel iklim hedeflerine ulaşmak için diğer bölgelerde de benzer politikalara ihtiyaç vardır. Planlanan harcamalar da aynı şekilde bölgesel bazda dengesizdir.

Uluslararası Enerji Ajansı'nın değerlendirmesine göre, bugüne kadar dünya çapında yönetimler tarafından açıklanan verimlilikle ilgili teşvik tedbirlerine yapılan harcamaların, 2021 ile 2023 yılları arasında çoğunlukla bina sektöründe ve çoğunlukla Avrupa'da yaklaşık 2 milyon tam zamanlı iş yaratacağı değerlendirilmiştir. Bununla birlikte, Uluslararası Enerji Ajansı'nın Sürdürülebilir İyileştirme Planı, enerji verimliliğiyle ilgili daha fazla iyileştirme çabalarının binalara, ulaşım ve sanayiye yapılan gelişmiş kamu ve özel sektör yatırımları yoluyla küresel olarak 4 milyon yeni iş yaratılabileceğini öngörmektedir.

Bazı ülkelerde toplam rüzgâr ve güneş enerjisi üretimine eşdeğer elektrik tüketiminin azaltılmasını sağlayabilecek yüksek enerji verimli cihaz standartlarının uygulanması gibi enerji verimliliği politikalarına ek olarak, dijital teknolojilerin enerji verimliliğinin geleceğinde giderek daha önemli hale gelen rolüne odaklanılmaktadır. Dijital olarak merkezi yönetim sistemlerine bağlı cihazların, enerji tüketimi açısından daha etkin bir şekilde yönetilebilmesi sonucunda, enerji verimliliğinden elde edilen faydaların ölçeğini ve kapsamını genişletmeye yardımcı olmakta ve daha ucuz, daha kolay ve daha uygun maliyetli bir temiz enerji geçişi sağlayabilmektedir. Bu kapsamda birbiri ile entegre izleme ve kontrol sistemlerinin etkin kullanımı yaygınlaşma yolundadır.

Enerji sektöründe piyasa ve politika eğilimlerine ilişkin en son küresel değerlendirmeler, uluslararası iklim hedeflerine ulaşmak için, acilen özünde enerji verimliliği olan temiz enerji politikalarının daha güçlü bir şekilde uygulanmalarının gerektiği şeklindedir.

7.2 TÜRKİYE'DE ENERJİ VERİMLİLİĞİ

Türkiye'de enerji verimliliği konusunda 80'li yıllarda başlayan çalışmalar çeşitli organizasyon süreçlerinden geçerek 2019 yılından itibaren Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Enerji İşleri Genel Müdürlüğü altındaki Enerji Verimliliği ve Çevre Daire Başkanlığı (EVÇED) yönetiminde yürütülmektedir. Yakın zamanda yapılan bu yapısal değişiklik, enerji verimliliği için daha etkin ve işlevsel bir yapılanmanın bir bakıma önünü kesmiştir ve enerji verimliliği, kurumsal olarak görünürlüğünü önemli ölçüde kaybetmiştir. EVÇED özellikle 2018-2023 yılları arasında uygulanacak Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planının uygulanması ve izlenmesi merkezinde çalışmalarını yürütmektedir.

Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı; bina ve hizmetler, enerji, ulaştırma, sanayi ve teknoloji, tarım olarak toplam 5 nihai tüketim alanı ve sektörler için ortak olabilecek yatay konular olmak üzere toplam 6 alanda tanımlanan 55 eylem ile 2023 yılında Türkiye'nin birincil enerji tüketiminin %14 düşürülmesi hedeflenmektedir. Bu hedef doğrultusunda, 2023 yılına kadar kümülatif olarak 23,9 MTEP tasarruf sağlanması ve bu tasarruf için 10,9 milyar ABD doları yatırım yapılması öngörülmektedir. 2017 fiyatları ile 2033 yılına kadar sağlanması hedeflenen kümülatif tasarruf 30,2 milyar ABD doları olup bazı tasarrufların etkisinin 2040 yılına kadar devam etmesi öngörülmektedir.

EVÇED değerlendirmelerine göre; 2017-2020 döneminde enerji verimliliğine toplamda 4,78 milyar ABD doları yatırım yapılmış ve bunun sonucunda kümülatif olarak 117 milyon ABD doları parasal karşılığı olan 3.190 kTEP enerji tasarrufu sağlanmıştır. 2020 yılında toplam birincil enerji arzı 147,2 milyon TEP (ton eşdeğer petrol) olarak gerçekleşmiş olduğu göz önüne alındığında yıllık kümülatif ortalama olarak sadece 1,06 MTEP tasarruf sağlandığı görülmektedir. Bu değer hem kümülatif olarak 6 yılda 23,9 MTEP tasarruf sağlanması öngörüsü ve hem de toplam birincil enerji arzı ile kıyaslandığında yetersiz olarak değerlendirilebilir.

Ayrıca 1 TEP enerji tasarrufu için yaklaşık 1.500 dolar harcanmış olduğunun belirtilmesi de yurtdışındaki program değerlendirmelerinden ortaya çıkan çok daha düşük örnek tasarruf maliyetleri ile uyumsuz olduğunu düşündürmektedir. Diğer yandan 117 milyon ABD doları parasal karşılığı olan 3.190 kTEP tasarruf sağlandığı belirtilirken, 1 TEP in değeri 36,7 ABD doları olarak hesaplanmış görülmüyor. Bu analizlerin nasıl yapıldığına dair net bir bilginiz olmadığı için sadece değerlendirmelerdeki uyumsuzluğu belirtmekte yarar görüyoruz.

Pandemi süreci ve ekonomik etkileri küresel ölçekte enerji verimliliği yatırımı kararlarının ertelenmesini beraberinde getirmiştir. Ülkemizde de 2020 yılında dünyadaki eğilime benzer şekilde enerji verimliliği yatırımlarının düştüğü izlenmektedir. Bu dönemde EVÇED değerlendirmelerine göre; enerji verimliliğine toplamda 635 milyon ABD doları yatırım yapıldığı ve bunun sonucunda 158 milyon ABD doları parasal karşılığı olan 451 kTEP birincil enerji tasarrufu sağlandığı tahmin edilmektedir. Eylem Planı'nın 2020 gerçekleşme yüzdesi %53 seviyesinde kalmıştır.

2021 Kasım ayında Enerji ve Çevre Daire Başkanlığı tarafından yayınlanan Türkiye Birincil ve Nihai Enerji Yoğunluğu verilerine göre Türkiye'nin 2020 yılı birincil enerji yoğunluğu 0,145 tep/bin 2015\$, nihai enerji yoğunluğu ise 0,112 tep/bin 2015\$ olarak hesaplanmıştır.

Yıllara göre birincil ve nihai enerji yoğunluğu verileri Tablo 7.1'de gösterilmektedir. Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı ile bütün sektörlerde yürütülen enerji verimliliği çalışmalarına rağmen pandemi sürecinde yaşanan imalat sanayindeki üretim dalgalanmaları, toplu taşıma yerine bireysel ulaşımaya olan yönelim ve hizmet sektöründeki enerji talebinin verimsiz bir şekilde hane halkına kayması enerji yoğunluğundaki gelişimi olumsuz etkilemiştir. Bununla birlikte 2000 yılına göre bir kıyaslama yapıldığında birincil enerji yoğunluğunda %24,5; nihai enerji yoğunluğunda ise %24,8 oranında iyileşme söz konusudur (EVÇED).

Tablo 7.1 Türkiye'nin Birincil ve Nihai Enerji Yoğunluğu

Göstergeler (TEP/bin 2015\$)	2000	2005	2010	2015	2019	2020
Birincil Enerji Yoğunluğu	0,192	0,169	0,172	0,149	0,145	0,145
Nihai Enerji Yoğunluğu	0,149	0,134	0,130	0,115	0,111	0,112

EVÇED tarafından yapılan uluslararası karşılaştırmada; Türkiye'nin 2019 yılı için 0,145 TEP/bin 2015\$ olan birincil enerji yoğunluğunun dünya ortalamasından (0,172 TEP/bin 2015\$) daha düşük olmakla birlikte OECD ortalamasının (0,105 TEP/bin 2015\$) üzerinde kaldığı belirtilmiş ve Avrupa Birliği ülkelerinin birincil enerji yoğunluğu ortalamasının ise 0,088 TEP/bin 2015\$ ile gerek OECD gerekse Türkiye'ye kıyasla daha iyi bir seviyede olduğu tespiti yapılmıştır.

2050 yılına kadar Net Sıfır Emisyon hedefi belirleyen ve uygulamaya koyduğu politikaları halen yetersiz bulunan AB'nin 0,088 enerji yoğunluğuna sahipken, 21 Eylül 2021'de Birleşmiş Milletler Genel Kurulu'nda Cumhurbaşkanı Erdoğan'ın yaptığı açıklamayla 2050 yılına kadar Net Sıfır Emisyon hedefini¹ kabul edeceğini ilan eden Türkiye'nin 0,145 enerji yoğunluğu seviyesinde olması 2050 hedefinin mevcut koşullarda çok başarılı bir hedef olmadığını göstermektedir. İstanbul Politikalar Merkezinin "Türkiye'nin Karbonsuzlaşma Yol Haritası: 2050'de Net Sıfır" raporunda Türkiye ekonomisinin fosil yakıtlar terk edilerek, yenilenebilir enerjiye geçilerek, enerji verimliliği ve ilgili sektörlerde elektrifikasyon yoluyla 30 yıl içinde büyük ölçüde karbonsuzlaştırılması, 2018'e göre salımlarını artırmadan ve hatta %70 azaltımla 2050'lerin başında Net Sıfır Emisyon hedefine yaklaşılması mümkün olduğu tespiti yapılmıştır. Bu değerlendirme özellikle fosil yakıtların terkedilmesi gibi politik kararlılık gerektiren çok iddialı önermeler içerirse de, buradan hareketle verilen uluslararası taahhütlere mümkün olduğunca yaklaşabilmek amacıyla, aynı zamanda çok yönlü yararlar da içeren enerji yoğunluğunun düşürülmesi, Türkiye için en önemli politika hedefi olmalıdır.

EVÇED in çalışmalarında 2000-2020 dönemi birincil ve nihai enerji yoğunluklarında yıllık ortalama %1,4 oranında ilerleme sağlandığı belirtilirken birincil ve nihai enerji yoğunluklarındaki endeks grafiklerinde 2013'ten bu yana enerji yoğunluğu endeksinin hemen hemen düz bir seyir izlediği de görülmektedir. Aşağıda belirttiğimiz birçok değerli çalışma yapılmış olmasına rağmen son 7 yılda bariz bir iyileşmenin sağlanamamış olması bu konuda daha fazla gayret gösterilmesi ve kaynak ayrılması gerekliliğini ortaya koymaktadır.

¹ Paris Anlaşması'na taraf olmasının ardından resmileşen Ulusal Katkı Beyanı (Nationally Determined Contribution–NDC) ile hedef yılı 2053 olarak güncellenmiştir.

7.2.1 Bina ve Hizmetler Sektörü

Uluslararası Enerji Ajansı'nın Enerji Teknolojisi Perspektifleri raporunda yapılan analizde, 2060 yılına kadar net sıfır salım (emisyon) hedefine ulaşmak için binalarda kişi başına düşen enerji kullanımının küresel ortalamasının 2025 yılına kadar en az %10'a düşürülmesi gerektiği sonucuna varılmıştır. Buna göre, enerji talebinin genel olarak durgun olduğu OECD ülkelerinde enerji verimliliği eylemleri yoluyla enerji kullanımında büyük azaltımlar yapılması gerekmektedir. Aynı zamanda, enerji hizmetlerine yönelik talep artışı göz önünde bulundurularak OECD üyesi olmayan ülkelerde de gecikmeksizin enerji verimli ve düşük karbonlu inşaat teknolojilerinin yayılması gerektiği vurgulanmaktadır (OECD/IEA, 2017).

Türkiye'de büyüyen inşaat sektörü (konut ve konut dışı sektörler de dahil olmak üzere), ülkenin nihai enerji tüketiminin yaklaşık %34'ünden sorumludur. Sadece konut bina stokunun 2050 yılı itibariyle toplamda %50'nin üzerinde büyümesi beklenmektedir. Bu nedenle, inşaat sektörü Türkiye'nin Ulusal Katkı Beyanı'nda belirlenen ulusal iklim koruma hedeflerine ulaşmasında en önemli etkenlerden biridir.

Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı tarafından hazırlatılan "Bina Sektörü Enerji Verimliliği Atlası" başlıklı pazar araştırması çalışması, enerji verimliliği teknolojileri pazarının geliştirilmesi konusunda detaylı tavsiyelerde bulunarak karar alıcılar ve pazar aktörlerini, pazar hacimleri konusunda bilgilendirmektedir. Rapor, enerji verimli binalara yatırım yapmayı planlayan yatırımcılara, Türkiye'nin neresinde, hangi enerji verimli teknolojileri uygulayabilecekleri konusunda fikir vermekte ve karar vericilere bu teknolojilerin piyasada bulunabilirliğini ve uygun maliyetlerle yayılmasını hızlandırmak ve inşaat pazarını bu açıdan güçlendirmek için hangi alanlarda daha fazla çalışmanın yapılması gerektiğini göstermektedir. Bu ve benzer çalışmalar, analizler Türkiye'de yapılması gerekenleri ortaya koymaktadır. Bu gibi çalışmalardan çıkan sonuçlarla eylem planları (enerji, iklim vb.) güncellenmelidir.

5.000 TEP ve üzerinde enerji tüketen endüstriyel tesisler ile, 20.000 m² üzerinde inşaat alanına sahip ticari binalar ve hizmet binaları için 4 yılda bir yapılması gereken zorunlu enerji etütleri; 25 Ocak 2020 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren "Enerji Kaynaklarının ve Enerjinin Kullanımında Verimliliğin Artırılmasına Dair Yönetmelikte Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik" ile 1.000 TEP ve üzerinde enerji tüketen endüstriyel tesisler için 4 yılda bir, 20.000 m² üzerinden inşaat alanına sahip veya yıllık toplam enerji tüketimi 500 TEP'in üzerinde olan ticari binalar ve hizmet binalarında 7 yılda bir yapılması zorunlu hale gelmiştir. Bu raporların ENVER portalına girilerek Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na iletilmesi ve hazırlanan nihai etüt raporlarının etüdün yapıldığı yılı takip eden yılın Mart ayı sonuna kadar Bakanlığa iletilmesi gerekmektedir. En az 5 yıldır faaliyette olan bu portalda önemli boyutta veri toplanmış olduğu düşünülmektedir. Bugüne kadar bu verileri analiz eden bir çalışma yapılmış mıdır bilmiyoruz ancak yapılsa da kamuoyu ile paylaşılmamıştır. "Kaç tesiste hangi kategoride ne kadar tasarruf çalışması yapılmış veya proje tespit edilmiştir? Kuruluşlar bunları uygulamış mıdır?" gibi birçok sorunun cevabı ve boyutu ortaya çıkarılarak, örneğin 2 yıllık tematik teşvik programları belirli hedeflere yönelik olarak planlanabilir. Ülke enerji verimliliği politikalarının aşağıdan yukarıya toplanan bu şekilde sayısal verilerden yola çıkılarak planlanması ve modellenmesi kamunun üstlenmesi gereken bir çalışmadır.

Son yıllarda Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı'nın da katkıları ile bina sektöründe çeşitli çalışmalar yürütülmektedir. Enerji Verimliliği Kanunu ve ilgili yönetmelikler gereğince yürütülen zorunlu enerji etütleri kapsamında 2020 yılında 18 kamu binası, 118 ticari bina ve 136 endüstriyel işletme olmak üzere toplam 272 adet etüt raporu, bazı yasal değişikliklerle süre uzatımları verilse de ilgili kuruluşlarca hazırlanarak veya hazırlatılarak Enerji ve Çevre Daire Başkanlığı'na iletilmiştir. Bu rapor sayısı yasal olarak zorunlu bina sayısının çok altında ve hazırlanan raporlar içerik olarak bazı eksiklikleri içermekte olsa da ilk defa bu kadar geniş etüt çalışmasının yapılması sektörün enerji verimliliği durum analizi açısından ilgili kuruluşlar için önemli bir kaynaktır.

2019 yılında Kamu Binalarında Enerji Tasarrufu konulu Cumhurbaşkanlığı Genelgesi yayımlanmış, enerji yöneticisi görevlendirmekle yükümlü olan kamu binalarının 2023 yılı sonunda kadar asgari %15

enerji tasarrufu sağlaması hedeflenmiştir. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı'nca yayımlanan “Kamu Binalarında Tasarruf Hedefi ve Uygulama Rehberi” kapsamına giren kamu kurum ve kuruluşlarının, yukarıda da bahsedildiği gibi her yıl Mart ayının sonuna kadar uygulanan enerji verimliliği önlemleri ve sağlanan enerji tasarruflarını belirlenen formatta bildirmeleri gerekmektedir. Kamu Binalarında Tasarruf Hedefinin sağlanması için rehberde 20'nin üzerinde etkili enerji yönetimi faaliyeti ve uygulanabilecek enerji verimliliği önlemi konusunda kamu kuruluşlarına görev verilmiş ve maliyet, tasarruf potansiyeli, uygulama kolaylığı, uygulamanın ekonomik ömrü, ekonomik yapılabirlik gibi kriterleri dikkate alınıp önceliklendirilerek 2023 yılı sonuna kadar kısmen veya tamamen uygulanması istenmiştir.

Yine kamu kuruluşlarının (genel yönetim kapsamındaki ve diğer tüm kamu kuruluşları) enerji tüketimlerini veya enerji giderlerini düşürmek üzere uzman şirketlerle akdedecekleri Enerji Performans Sözleşmelerine (EPS) ilişkin usul ve esasların belirlenmesi amacıyla Kamuda Enerji Performans Sözleşmelerine İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Karar yine 2020 yılında yayımlanmıştır. Bu karar ile mülkiyeti kamuya ait bina, tesis, araç ve benzeri taşınır ve taşınmazlar ile kamu tarafından yürütülen bazı hizmetlerin uzman bir şirket tarafından bir yıldan uzun süreli bir Enerji Performans Sözleşmesi çerçevesinde işletilerek enerji verimliliği (EV) projelerinin finansmanının kamuya yük olmadan gerçekleşmesi hedeflenmektedir. Yurtdışında etkili şekilde faaliyet gösteren Enerji Hizmeti Şirketleri (ESCO–Energy Service Company)² tarafından geliştirilmiş ve uygulanmış enerji verimliliği projesinin/projelerinin faydaları müşteri (tesis sahibi) ve ESCO arasında paylaşılmakta, müşterilerine enerji ve maliyet tasarrufu sağlamaktadır. Buradaki en kritik husus tasarrufların ESCO tarafından garanti edilmesidir. Türkiye’de 2021 yılsonu itibarı ile henüz tam anlamı ile ESCO olarak faaliyet gösteren bir iki örnek dışında fazla şirket bulunmamaktadır. Bu sebeple “yerli” firmalarımız için, sigorta şirketlerini işin içine katarak şeffaf ve anlaşılır yasal altyapı ile destek programları kurgulanmalıdır. Dünyadaki yaygın deneyimlere göre; bu alanda kullanılan fon miktarı büyük olduğunda piyasayı canlandırma ve istihdam katkısı belirgin şekilde hissedilebilmektedir. Yerel bankalar da riskleri paylaştığından bankacılık sistemi için bir katkı elde edilmekte ve bankalar ileride kendi başlatacakları EV finansman programları için deneyim ve bilgi birikimi sağlayabilmektedir. Türkiye’de enerji fiyatlarındaki istikrarsızlık ve çoğu zaman dövizle bağlı olarak fiyatlanan ekipmanlar bu modelin uygulanmasındaki önemli olumsuz faktörlerdendir ancak yine de benzer bir deneyimin sağlanması için başlangıç destekleri kurgulanmalıdır. Kamuda Enerji Performans Sözleşmelerine İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Karar ile eş zamanlı olarak, Dünya Bankası tarafından finanse edilen, Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı Yapı İşleri Genel Müdürlüğü tarafından yürütülen “Türkiye Kamu Binalarında Enerji Verimliliği Projesi” (KABEV) kapsamında ESCO finansman projeleri yürütülmektedir. 2025 yılı sonuna kadar tamamlanacak bu proje için 200 milyon ABD doları fon ayrılmış olup proje kapsamında Enerji Performans Sözleşmesi yöntemi ile toplam 30 milyon ABD doları bedelinde yaklaşık 45 binanın, enerji hizmeti şirketleri tarafından enerji verimli olarak yenilenmesi hedeflenmektedir. Proje kapsamında halen çeşitli kamu binaları için ihaleler sürmektedir. Enerji verimliliğinde beklenen sonucun alınması ve sektörel deneyim kazanarak bu yararın uzun vadeye yayılması ile uluslararası kuruluşlardan sağlanan bu kredinin etkin kullanımı sağlanmış olacaktır.

Toplam bina sayısı içinde oldukça küçük orana sahip kamu binaları için çalışmalar yürütülmekte ve fonlar harcanmaktadır. Kamunun tüm ülke için olumlu örnek teşkil etmesi ve kamu enerji harcamalarının azaltılması açısından değerli olan bu program ve düzenlemelere benzer çalışmaların konutlar için de yapılması ve AB’de “Yenileme Dalgası” (Renovation Wave) olarak belirtilen binaların iyileştirilmesi programına benzer teşvik ve finansman içeren bir programın kurgulanması; mevcut enerji fiyatlarının enerji fakirliğinin gittikçe orta gelir guruplarına doğru da yaygınlaşmaya başlaması nedeniyle de önemlidir. Bu program aynı zamanda yeni istihdam için de birçok olanak yaratacaktır.

² Uluslararası adlandırma olduğu düşüncesiyle olsa gerek, İngilizce isim kısaltması ne yazık ki sektör temsilcileri ve Bakanlık tarafından kullanılmaktadır, Türkçeleştirilmemiştir. Bu nedenle tarafımızdan mecburen aynen kullanılmıştır.

Şubat 2022'de Bina Enerji Performansı (BEP) Yönetmeliğinde yapılan değişiklikle "Neredeyse Sıfır Binalar" için hedefler belirlenmişse de programlı bir mali destek olmadan bunun yine zor bir hedef olacağı değerlendirilmektedir. BEP Yönetmeliğindeki değişiklikle, 1 Ocak 2023'ten itibaren, bir parseldeki toplam inşaat alanı 5 bin metrekareden büyük olan tüm binaların enerji performans sınıfının en az 'B' olacak şekilde inşa edilmesi ve kullanılacak enerjinin en az yüzde 5'inin yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanmasını zorunlu hale getirilmiştir.

Bu kapsamda; cephelerdeki asgari ısı yalıtım malzemesi kalınlıkları için İstanbul'da 5 cm'den 8 cm'e, Ankara'da 6 cm'den 9 cm'e; çatılarda İstanbul'da 10 cm'den 14 cm'e, Ankara'da 12 cm'den 18 cm'e; döşemelerde Ankara'da 7 cm'den 9 cm'e, İstanbul'da 5 cm'den 7 cm'e çıkacaktır. (İZODER) Ancak bu değerler benzer derece-gün değerlerine sahip Avrupa şehirlerine göre hala çok yeterli değildir.

Ülkemizde halen bina enerji tüketimi 120-150 kW (birim metrekare/yıl) seviyesindedir. Yönetmelik revizyonu ile kapsama giren toplam inşaat alanı 5 bin metrekareden büyük olan sınırlı sayıdaki yapılarda enerji tüketiminin 100-120 kW seviyesine çekilmiş olacağı hesaplanmaktadır. Birçok gelişmiş ülkede binalar, ısıtma ve soğutmaya yönelik birim metrekaredeki yıllık enerji tüketimi 30-50 kW olacak şekilde yalıtımlı olarak tasarlanmakta ve inşa edilmektedir (İZODER). Sonuç olarak getirilmiş olan bu değişikliğin de binalarımızın daha az yakıtla ısıtılması için yeterli olmayacağı görülmektedir.

Bu kabullerin ötesinde yalıtım kalınlıkları, mekanik tesisat yetki belgesi sahibi serbest mühendislik ve müşavirlik belgesi olan yetkili makina mühendislerince TS 825 standardına göre hazırlayacakları ısı yalıtım projeleri ile belirlenmelidir. Mevcut binalar için sonradan yapılan yalıtım uygulamaları öncesi, onay mercileri tarafından ısı yalıtım projeleri istenmeli, projeyi hazırlayan yetkili makina mühendisi için Meslek Odası'ndan oluşturulacak sicil durum kaydı talep edilmeli, mesleki kısıtı olmayan yetkili mühendislerce üretilmiş ısı yalıtım projesi olmayan yalıtım uygulamalarına izin verilmemelidir.

Bina ve Hizmetler sektöründe enerji etütleri yapmak üzere hizmet verecek Enerji Verimliliği Danışmanlık Şirketi (EVD) kurulduğunda; Enerji Verimliliği ve Çevre Daire Başkanlığı tarafından 2020 yılında yayımlanan Enerji Verimliliği Hizmetlerini Yürütecek Kurum ve Kuruluşlara Yetki Belgesi Verilmesi Hakkında Uygulama Usul ve Esasları'nda, daha önce beş yıl sektör tecrübesine sahip bir mühendis ve etüt proje sertifikasına sahip en az iki yıl mesleki deneyime sahip iki mühendis istihdamı, yerini ticari ve hizmet binaları ile ilgili proje, tasarım, uygulama, işletme ve/veya enerji yönetimi konularında en az beş yıllık deneyim sahibi bir mühendis veya mimar ve bina etüt projesi sertifikasına ve en az iki yıllık mesleki deneyime sahip iki mühendis koşuluna indirilerek EVD şirketi kurulduğunda personel koşulları hafifletilmiştir. Sektörde yetkili EVD sayısının sınırlı sayıda olmasından dolayı geniş programlar için yeterli EVD sayısının olmayacağı endişesi ile yapılan bu değişiklik ile proje tecrübesi de değerlendirmeye alınmıştır. Bu yapılanmanın sektör tecrübesi ile oluşacak özellikli projeler yerine, birbirinin benzeri standart verimlilik artırıcı projelerin üretilmesine sebep olacağı düşünülmektedir. Benzer olarak sanayi sektöründe de enerji etütleri yapmak üzere hizmet verecek EVD şirketi kurulduğunda personel koşulları hafifletilmiştir.

7.2.2 Sanayi ve Teknoloji Sektörü

2020 yılında Enerji Kaynaklarının ve Enerjinin Kullanımında Verimliliğin Artırılmasına Dair Yönetmelik'te yapılan değişiklik ile; daha önce 1 milyon Türk Lirasına kadar olan ve geri ödeme süresi beş yıldan az olan verimlilik artırıcı proje destekleri, Katma Değer Vergisi hariç, toplam bedeli en fazla 5 milyon Türk Lirası ve geri ödeme süresi beş yıldan az olan projelerin başvuruları kabul edilecek şekilde değiştirilmiştir. Uygulama proje bedeli yüksek kalarak destek alamayan Verimlilik Artırıcı Projelerin, genişleyen kapsam ile destek alabilmeleri mümkün olmuştur. Ancak son fiyat artışları ile yatırım bedellerinde önemli artışlar meydana gelmiştir. Bu destek programları her yıl dağıtılacak para ile değil sağlanacak enerji verimliliği ekseninde planlanmalıdır. Proje yatırımı işletme tarafından yapılarak, projede önerilen iyileştirmelerin sonuçları doğrulandıktan sonra, proje bedelinin maksimum %30'u geri ödenmektedir. Destek süreçlerinin uzun olduğuna dair genel bir kanı

mevcuttur. Dijital imkanlardan da yararlanarak bu sürecin hızlandırılması ve desteklenen proje sayısının artırılması için çalışmalar yapılmalıdır.

2020 yılında yayımlanan Enerji Verimliliği Destekleri Hakkında Uygulama Usul ve Esasları çerçevesinde yıllık toplam enerji tüketim eşiği 1.000 TEP'ten düşürülerek 500 Ton Eşdeğer Petrol ve üzeri olan, ticaret ve/veya sanayi odasına bağlı olarak faaliyet gösteren, her türlü mal üretimi yapan ve imalat sektöründe faaliyet gösteren endüstriyel işletmelere yönelik destek uygulamalarına devam edilmiştir. Verimlilik Artırıcı Proje Destek Programı kapsamında 2009-2020 döneminde 9 yılda 308 projeye 36 milyon TL destek verilerek yıllık 120 milyon TL parasal tasarruf ve 72 bin TEP enerji tasarrufu sağlanmıştır. Bu değer gerçek anlamda enerji üretimine milyarlarca lira destek verilen ortamda bir hiçtir.

2021 yılı sonu itibarı ile geri ödeme süresi kısa olan yatılımların ve aydınlatma elemanlarının değişimine yönelik verimlilik artırıcı projelerin desteklenmesi kapsam dışı bırakılmıştır. Destek süreçlerinin uzun olması nedeniyle bu tür projeler, mevcut program altında desteklenmesi anlamsız olsa da başka bir şekilde desteklenmeli, örneğin KDV desteği gibi uygulama anında kullanılabilir desteklerden yararlanabilmelidir.

Ulusal yaşam döngüsü değerlendirmesi veri tabanının geliştirilmesi ve Türkiye'de küçük ve orta ölçekli işletmelerde enerji verimli motorların teşvik edilmesi projeleri kapsamında motor değişimi için destek programları ve teşvik programları yürütülmektedir.

Pandemi dönemi, Odamızın da sürecin içinde yer aldığı ve oldukça deneyim kazandığı Enerji Yöneticisi Sertifikalandırma uygulamalarında da bazı değişikliklerin oluşmasına yol açmıştır. Eğitimler; makina ve elektrik mühendisliği temel konularının ele alındığı, ısı-mekanik ve elektrik konularının temel kavramlarının konuşulduğu, hesap metodolojilerinin paylaşarak örnek hesaplamaların yapıldığı ve değişik konulardaki uygulama üniteleri üzerinde fiili ölçüm/hesaplamaların yapıldığı ve sistemlerin tanınmasını sağlayan "uygulamalı" bir müfredatı içermektedir. 27 Ekim 2011 yılında değişen Enerji Kaynaklarının ve Enerjinin Kullanımında Verimliliğin Artırılmasına Dair Yönetmelik ile Enerji Yöneticisi eğitimlerinin birinci modülünün internet ortamında yapılabilmesine olanak sağlanırken, 2020 yılında yayımlanan Enerji Verimliliği Eğitim Ve Sertifikalandırma Faaliyetleri Hakkında Uygulama Usul ve Esasları birinci modül ile birlikte uygulamaların daha yoğun olduğu ikinci modül eğitimlerinin de dijital ortamda verilmesinin önünü açmıştır. 2009 yılında yürürlüğe giren ilk yönetmelikte Enerji Yöneticisi eğitimlerinin sınıf ve uygulama tesislerinde yüz yüze yapılması tanımlanmışken yıllar içerisinde yapılan değişiklikler ile eğitimin tamamının dijital ortamlara taşınmasının önü açılmıştır. Dijital platformlarda sadece "video" görüntüleri izleyerek, etüt test cihazlarını kullanmadan eğitimlerin veriliyor olması, deneyimlerimize göre eğitimlerden beklenen gerekli yetkinliğin sağlanamamasına ve analitik konuların paylaşıldığı müfredat konularının amacına ulaşmamasına sebep olmaktadır. Etüt çalışması sırasında karşılaşılabilecek verimlilik artırıcı örneklerin katılımcılara uygulamalı olarak hazırlatıldığı üçüncü modül için dijital platformlar, gündeme bile getirilmemelidir. Bu şekilde sektördeki, etüt raporlarının yetersiz olduğuna dair şikayetlerin daha da artmasına sebep olunacak ve sektör bu açıdan prestij kaybına uğrayacaktır. Dijital platformların kullanıldığı uzaktan eğitimler sadece pandemi dönemi için geçici bir çözüm olarak düşünülmeli, Enerji Yöneticisi Eğitimleri ve Etüt Proje eğitimleri sadece uygulama eğitimlerinin verilebileceği yetkili eğitim kurum ve kuruluşlarınca mutlaka yüz yüze interaktif olacak eğitim modeline geri dönmelidir. Tüm sektörler için verimliliği değerlendirirken, bu sektörleri yönetecek, bu sektörlerde hizmet verecek personellerin eğitiminin verimliliği en öncelikli konu olmalıdır.

Sonuç olarak enerji verimliliği; enerji sektörümüz, halkımız, sanayicimiz için, tümünün kazançlı çıkacağı, fırsatlarla dolu bir sektör olarak kabul edilmelidir. Enerji verimliliği için tekrar etkin bir organizasyon yapılmasına gidilmeli, en az üretim tarafında verilen finansman destekleri talep tarafında da uygulamalar için halka ve sanayiye verilmelidir. Diğer alanlarda olduğu gibi yerli hizmet ve yerli malzeme ile dijital gelişim desteklenmelidir. Daha fazla izleme ve analiz ile etkili politikalar belirlenmeli, çeşitli strateji ve eylem planlarındaki (enerji, iklim, sanayi, ulaşım vb.) hedef ve eylemler gözden geçirilmeli ve ortaklaştırılmalı, tüm sektörlerin bu hedeflere yönelik olarak

gelişmesi sağlanmalıdır. Enerji verimliliği eylem planının yeni dönem çalışmasında eylem sayısı azaltılmalı, eylemler takip edilebilecek ve sayısal analizleri kolayca yapılabilecek etkili alanlara yoğunlaştırılmalıdır.

KAYNAKÇA

1. Energy Efficiency 2020–Analysis–IEA
2. IEA Energy Efficiency 2021
3. TC Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı 2020 Gelişim Raporu Yönetici Özeti
4. Bina Sektörü Enerji Verimliliği Teknoloji Atlası 2021
5. Birincil ve Nihai Enerji Yoğunluğu/Enerji Verimliliği Veri Analizi Serisi-1
6. Enerji Verimliliği Destekleri Hakkında Uygulama Usul ve Esasları–2020
7. Enerji Verimliliği Hizmetlerini Yürütecek Kurum ve Kuruluşlara Yetki Belgesi Verilmesi Hakkında Uygulama Usul ve Esasları–2020
8. Enerji Verimliliği Eğitim ve Sertifikalandırma Faaliyetleri Hakkında Uygulama Usul ve Esasları–2020
9. <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2021/executive-summary>
10. <https://enerji.gov.tr/duyuru-detay?id=10204>

ÖZGEÇMİŞ



Alpaslan Güven

alpaslan.guven@mmo.org.tr

1997 yılında Uludağ Üniversitesi Makina Mühendisliği Bölümünden mezun oldu. Aynı yıl Makina Mühendisleri Odası Kocaeli Şubesinde Kontrol Mühendisi olarak görev yapmaya başladı. Bu kapsamda Basınçlı Kaplar ve Kaldırma İletme Makinalarının periyodik kontrolleri, birliktizlik ekspertizlik, baca gazı ve gürültü ölçümü, gibi alanlarda çalıştı. İş yaşamı ile birlikte 2001 yılında yüksek lisans eğitimini Termodinamik Anabilim dalında tamamlayan Güven, 2006 yılında Enerji Verimliliği Kongresi sekreterliğini yürütmeye başladı. Aynı dönemde, Şube Enerji Çalışma Grubunda yer aldı. 2009 yılında Oda bünyesinde Uygulamalı Eğitim Merkezi kurulumu çalışmalarında görev aldı. 2010 yılından itibaren Eğitim Merkezi sorumluluğunu ve enerji yöneticisi eğitmenliği görevlerini yürüttü. 2017 yılından itibaren MMO Kocaeli Şube Müdürü olarak çalışma yaşamına devam eden Güven evli ve iki çocuk babasıdır.



BÖLÜM 8

İKLİM SORUNLARI

8.1 SİSTEMİN KAPİTALİZMİ GELİŞTİRMEYİ AMAÇLAYAN YEŞİL (?) DÖNÜŞÜM PROGRAMI YERİNE, ENERJİDE TOPLUM YARARINI GÖZETEN, KAMUSAL PLANLAMA TEMELLİ DEMOKRATİK DÖNÜŞÜM*

Oğuz TÜRKYILMAZ

TMMOB Makina Mühendisleri Odası
Enerji Çalışma Grubu Başkanı

8.1.1 GİRİŞ

MERHABA!

Değerli Katılımcılar ve İzleyiciler,

Sizleri, kendi adıma, üyesi olduğum TMMOB Makina Mühendisleri Odası ve Başkanı olduğum MMO Enerji Çalışma Grubu, üyesi olduğum ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu ve yine üyesi olduğum 21. Yüzyıl İçin Planlama Grubu adına selamlıyorum.

Yapacağım konuşma, TMMOB Makina Mühendisleri Odası ve 21. Yüzyıl Planlama Grubu bünyesinde konu ile ilgili yaptığımız çalışmalardan hareketle tarafımda kaleme alınmış ve MMO Enerji Çalışma Grubunun çalışmalarına her zaman destek olan yakın çalışma arkadaşlarım Maden Mühendisi Mehmet Kayadelen, Makina Mühendisi Orhan Aytaç ve Kimya Mühendisi Nilgün Ercan'ın katkılarıyla son halini almıştır. Bu konuşma, TMMOB Enerji Sempozyumu'nda, 09.12.2021 tarihinde Açılış Sunumu olarak yaptığım, "Dünya ve Türkiye'de Enerji Görünümü, Neler Oluyor, Türkiye Neler Yapmalı?" başlıklı Sunuş ve 11.12.2021 tarihinde yaptığım "Yeşil Mutabakat ve Yeşil Dönüşüme Eleştirel Bir Bakış" başlıklı konuşmada ifade edilen görüşlerle birlikte değerlendirilmelidir.

Günümüz dünyasında, bir yanda dünyanın kaynakları ve doğanın varlıkları, kapitalizmin körüklediği çılgın bir tempo ile ve fütursuzca, toplumsal yaşam gereklerinin çok üzerinde tüketilmekte. Diğer yanda, hâlâ 3 milyar insanın evinde ellerini yıkayacağı bir lavabo, 2,7 milyar insanın yemek pişirmek için düzenli bir mutfakı bulunmamakta; sekiz yüz milyon kadar insan elektrikten yararlanamamaktadır. Bunun yanı sıra, gelişmiş ülkelerde yaşayanlar da dâhil; çok sayıda insan, alım güçlerinin yetersizliği nedeniyle mevcut imkânlarla ulaşmakta zorluk çekmekte, ödeyemedikleri yüksek elektrik ve doğal gaz faturaları nedeniyle karanlık ve soğuk bir yaşama mahkum olmaktadır.

Sanayi devriminden bu yana, kapitalist sistemin yürüttüğü kâr hırsı ile doğayı hiçe sayan politikalar ve çok fazla artan fosil yakıt tüketiminin neden olduğu sera gazları ve çeşitli kirleticiler, hava ve çevre kirliliğini hızla artırmıştır ve artırmaya devam etmektedir.

Sera gazı salımları ve kirleticilerdeki yoğun artışın tetiklediği:

- İnsan yaşamını ve doğayı tehdit eden; kuraklık, denizlerin ısınması, yeraltı sularının azalması, orman yangınları, beklenmedik zamanlarda yüksek yağışlar, yağışların düzensiz hale gelmesi, su baskınları vb. yıkıcı zararları azaltmak,
- Hızla yükselme eğilimindeki sıcaklık artışını 1,5-2 °C ile sınırlamak için, enerji üretim ve tüketiminde fosil yakıtların payını mutlaka radikal ve hızlı bir şekilde düşürmek gerekir.

* TMMOB Sanayi Kongresi 2021'e sunulan bildiri metnidir.

Petrol, gaz ve kömür tekellerinin çok etkin olduğu dünyada, birincil enerji tüketiminde 2020'de yüzde 83 oranında olan fosil yakıtlara yüksek bağımlılık, izlenen politikalarda çok radikal değişiklikler olmadığı sürece, kısa ve orta dönemde kayda değer bir azalma göstermeyecektir.

İklim sorunsalı, kapsamı, nedenleri ve sonuçları ile, ideolojik, iktisadi, sınıfsal, siyasal bir sorundur ve bu özelliklerinden dolayı zaman, mekân ve ölçek boyutları vardır. Sorunun çözümü için bütün bu düzlemler ve ölçekler arasında etkileşim kuran ve geleceğe ertelenmemiş siyasi ve toplumsal bir mücadeleye ihtiyaç var. İklimle ilgili sorun yumağı, iktisadi, toplumsal ve tarihsel eşitsizlikleri artırdığı gibi dezavantajlı kesimlere, yoksul ülkelere, geri kalmış bölgelere, emekçi sınıflara, işsizlere, kadınlara ve gelecek kuşaklara daha ağır yükler yüklemektedir. Sorun, küresel, ülkesel ve bölgesel, sınıfsal, toplumsal cinsiyet boyutları olan bir sorundur. Bu kadar çok boyutlu ve karmaşık bir sorunun, salt çevre ile ilgili teknik parametrelerin aritmetik değişimi ve mucizevi sonuçlar beklenen yeni teknolojilerin uygulanması ile çözüleceğini öne süren ve sorunu önemsizleştirmeye çalışan yaklaşımlar kabul edilemez.

İklimle ilgili sorunları, uzunca süre reddeden ve kabul etmeyen sermaye sınıfları, şimdilerde durumdan vazife çıkararak, politika değişikliğine yöneldiler. Görünürde iklim kaynaklı sorunları çözmeye iddiasıyla, ama esas olarak, sermayenin kendi krizlerini aşmak amacıyla; kapitalist yeniden üretim için yeni faaliyet ve kazanç alanları yaratmayı amaçlıyorlar. Bugüne değin enerji yatırımlarında yalnız azami kâr dürtüsü ile hareket eden, doğayı tahrip etmekte beis görmeyen sermaye; küresel salgının altüst ettiği, eski birçok kurumun işlevlerini yitirdiği bir süreçte, “enerjide yeni düzen, yeşil enerji, yeşil dönüşüm” slogan ve önermelerini tekrarlayarak, bir masumiyet maskesi ile sahneye çıkmıştır.

Özel şirketlerin ve doğrudan veya dolaylı olarak finanse ettikleri ve/veya destekledikleri düşünce kuruluşları eliyle lanse ettikleri, uluslararası ve ulusal ölçekte dil ve söylem değişikliği, iklim krizine karşı kayda değer bir mücadele verme niyetleri olduğunu göstermiyor. Bugüne değin yapılan ve doğaya, çevreye, topluma zarar veren kuralsız, düzensiz sanayi, madencilik, enerji ve altyapı yatırımlarından sorumlu olan sermaye kesimleri şimdi, “Krizi benzersiz bir fırsata çevirmek” için; AB ve AB üzerinden dünyaya; “Avrupa Yeşil Mutabakatı” adı ile “yeni bir sermaye birikim yöntemini”, büyüme stratejisi tabelasıyla önermektedir.

AB'nin Yeşil Mutabakat, Yeşil Dönüşüm Programları doğrudan kamu kaynaklarının hidrojen üretimi, elektrikli araçlar, karbon tutma ve yakalama teknolojileri vb. teknoloji ve uygulamalar geliştirerek, yeni faaliyet ve kazanç alanları yaratmaları için özel sektöre aktarılmasını öngörüyor. ABD'de ise, Biden'in yeşil soslu altyapı programı da büyük müteahhitlik şirketlerine yeni iş alanları açıyor.

Kapitalist sistemin dünyamıza egemen olan odakları; IPCC toplantıları belgelerinin, COP Raporlarının ve daha birçok araştırmanın vurguladığı sera gazı salımlarının ve sıcaklık artışlarının yakıcı sonuçlarını göz ardı etme imkanı kalmayınca, sorumlu oldukları küresel sıcaklık artışını sınırlamaktan, karbon salımlarını hızla azaltmaktan söz etmeye, “yeşil mutakabat”, “yeşil enerji”, “adil dönüşüm”, “net sera gazı salımları” gibi süslü, yanıltıcı, gerçeklerin üstünü örten söylemleri dillerinden düşürmemeye başladılar.

Uluslararası Enerji Ajansı, iklim değişikliğini ve yarattığı sorunları fazla önemsemeyen, fosil yakıtlara güzellmeler yapan, temiz enerji diye nükleer enerjiyi ısrarla savunan çizgisinde ani bir değişikliğe yöneldi ve utangaç bir şekilde, mevcut yatırımların haricinde yeni kömür, petrol ve gaz yatırımlarına ihtiyaç yok dedi.

Yapılan bütün bu çalışmaların ortaklaştığı önermeler, salımların hızla azaltılması, bunun için de fosil yakıt tüketimlerinin radikal bir biçimde kısıtlanması ve bütün ülkelerin salım azaltım hedeflerini yüksek oranda artırmalarının zorunlu olduğuydu. Pompalanan bu tür beklentilerle gidilen Glasgow Konferansı, fosil yakıt şirketleri ve onların iş ortağı olan ve yakın zamanda fosil yakıtlardan vazgeçmeye niyetli olmayan devletlerin temsilcilerinin kuşatması altında geçti. Dünyanın dört bir yanından gelip Glasgow sokaklarını dolduran binlerce kişi, toplantı salonlarına yaklaştırılmadılar bile.

Alanlarda yankılanan “Fosil yakıtlara hayır, salımları bütünü ile sona erdirin” sloganları konferans salonlarındaki tuzu kurulara ulaşmadı.

Bu acı gerçekler:

- Yeşil badanalı da olsa özünde fosil yakıt temelli ve esas amacı, kapitalizmin tüketimin körüklenmesine ve doğayı tahrip eden sürekli yeniden üretim kurgusuna dayalı ve toplumun küçük bir kesimini oluşturan sermaye sınıflarının ve özel şirketlerin çıkarlarını kollayan,
- Mevcut fosil yakıt temelli işleyişin, iklimi etkileyen süreç ve etkenlerle etkileşimini irdelemeden, sadece bazı teknolojik yöntemlerle sorunun çözülebileceği öneren,

yaklaşım ve uygulamaları deşifre etmekle yetinmeyip, enerjide toplum yararını gözeten, kamucu, toplumcu başka bir dönüşüm programını tasarlamak, topluma anlatmak, benimsetmek ve uygulamak gerektiğini gösteriyor.

Yapılan AR-GE çalışmalarının olumlu sonuçlar vereceği ve önümüzdeki yıllarda hidrojenden yenilenebilir enerji kaynaklı olarak yeşil hidrojen üretilbileceği ve yakın gelecekte hidrojenin en önemli enerji kaynaklarından biri olacağı beklentisine dayalı stratejiler geliştiriliyor. Güneş ve rüzgar gibi yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı olarak düşük maliyetle sudaki hidrojenin ayrıştırılması ve birçok sanayi dalında yakıt olarak kullanılması için yoğun çalışmalar sürüyor. Öte yanda, doğalgaz ve petrol tekelleri, doğalgazın ayrıştırılması ve karbon tutulması temelli hidrojen üretimini geliştirmeye ve pazarlamaya çalışıyorlar.

- Karbon tutma ve depolama, havadaki karbonu tutma gibi ticari ve teknik uygulanabilirliği kanıtlanmamış ve fosil yakıtların kullanımını sürdürmeye yol açmasından dolayı karşı çıkılan teknolojilerden,
- Esas olarak özel araç sahipliği anlayışı üzerinde temellenen, bütün araçları elektrikli yapmak gibi, yüz milyonlarca araca konulacak bataryaları ve kurulacak milyonlarca şarj istasyonları için ihtiyaç duyulacak değerli madenlerin yeryüzünde yeterli miktarda bulunup bulunmadığını, bu madenlerin çıkarılması ve işlenmesi sürecinin doğaya vereceği yıkıcı etkileri sorgulamayan önermeler pazarlanıyor.

Çare beklemek doğru değildir. Önerilen yeşil program, fosil yakıt kaynaklı karbon salımlarını, sera gazlarını ve endüstriyel kirleticileri sona erdirmeyi de öngörmüyor. Kömür santrallerinin tedricen devre dışı kalması, doğalgaz yakıtlı santrallerle nükleer santrallerin ise faaliyetlerini sürdürmesi planlanıyor.

Başta AB olmak üzere, gelişmiş kapitalist ülkelerde gündeme getirilen yeşil dönüşüm programları, özellikle fosil yakıtlara dayalı olarak varlığını sürdüren bölgelerin ve bu sektörlerde çalışan emekçilerin durumu, bu işgücünün yeni iş alanlarına adaptasyon güçlüğü vb. sosyal ve ekonomik açıdan yüklü maliyetler ortaya çıkaracaktır. Bu maliyetlerin kimler tarafından, nasıl karşılanacağı da emek güçleri için bir mücadele alanıdır.

Doğayı ve iklimi olumsuz yönde etkileyen yıkım sürecinin, insan yaşamı ve tüm canlı varlıklar için tehlide dönüşmesini önlemek için, başta emekçi sınıflar olmak üzere, toplumun ezici çoğunluğunun; çağdaş yaşam koşullarında yaşamlarını sürdürebilmelerini, ihtiyaçlarının karşılanmasını, hak ve çıkarlarının korunup geliştirilmesini öngören; kamucu, demokratik planlamacı, katılımcı, toplumcu bir program için, yeşil bir çevre, mavi bir gökyüzü, yaşanabilir bir doğa için, adaletli ve demokratik enerji politika ve uygulamaları için, enerjide başka bir dönüşüm için mücadele etmekle yükümlüüz.

8.1.2 PEKİ, AB'NİN YEŞİL MUTABAKAT PROGRAMI NE DİYOR?

AB Komisyonu'nun, iklim ve çevreyle ilgili zorluklarla mücadele konusundaki kararlılığından söz ediyor,

- “Atmosfer gittikçe ısınıyor ve iklim her geçen yıl değişiyor. Gezegendeki sekiz milyon türün bir milyonu yok olma riski altında. Ormanlar ve okyanuslar kirleniyor ve yok ediliyor,” saptamasını yapıyor,
- Ve devamında aşağıdaki hususları vurguluyor:

“Avrupa Yeşil Mutabakatı, 2050 yılına kadar AB'yi net sera gazı salımlarının olmadığı ve ekonomik büyümenin kaynak kullanımından ayrıştırıldığı modern, kaynak açısından verimli ve rekabetçi bir ekonomiye sahip adil ve müreffeh bir topluma dönüştürmeyi amaçlayan yeni bir büyüme stratejisidir.

- Özel sermayeyi iklim ve çevre eylemlerine yönlendirmek için daha fazla çaba ve büyük kamu yatırımları gerekecektir. Tutarlı bir finansal sistem oluşturmaya yönelik uluslararası çabaların koordinasyonunda AB öncü olmalıdır. Yeşil Mutabakatın çevresel hedefine, Avrupa'nın tek başına hareket ederek ulaşması mümkün değildir.
- Komisyon, karbon kaçağı riskini azaltmak için seçilen sektörlerde ülke sınırlarında uygulanmak üzere karbon düzenleme mekanizması önermektedir.
- Üye Devletler arasındaki bölgesel iş birliğini kullanarak açık deniz rüzgâr türbinlerinin üretim potansiyelini artırmak, birincil derecede önemli olacaktır. Yenilenebilir enerjilerin, enerji verimliliğinin ve diğer sürdürülebilir çözümlerin sektörler arasında akıllı ve kuvvetli bir şekilde entegre edilmesi, karbonsuzlaşmaya minimum maliyetlerle ulaşılmasına katkı sağlayacaktır. Karbondan arındırılmış gazların (yeşil hidrojen) geliştirilmesine yönelik desteğin artırılması ve rekabetçi bir yeşil hidrojen gazı piyasası için ileriye dönük bir tasarım yapılması yoluyla ve enerji kaynaklı metan emisyonları konusu da ele alınarak, gaz sektörünün karbonsuzlaştırılması kolaylaştırılacaktır.”

8.1.3 YÖNELTİLEN ELEŞTİRİLERİN BAZILARI

Yeşil Mutabakat'a yönelik, çeşitli kaynaklardan derlediğim eleştiriler bazı başlıklarda şöyle toplanabilir.

8.1.3.1 Söylemle Çelişen Enerji Politikaları

Küresel ölçekte salımların yüzde 21'inden sorumlu olan ulaşım sektörü, birçok ülkede salımların birincil kaynağıdır. Ulaşım salımlarında tarihsel sorumluluk, ABD ve Avrupa'ya ait iken, gelecekte ise Asya'nın öne geçmesi söz konusu. Eğer mevcut ve yeni taahhüt edilen salım azaltımları yerine getirilse bile, ulaşım kaynaklı salımlar 2050'de bugüne göre yüzde 20 artacak. Çok iddialı azaltma hedefleri bile uygulanırsa, ulaşım kaynaklı salımlar sıfırlanmıyor ve ancak yüzde 70 azaltılabiliyor. Çünkü,

1. Ulaşım talebi, artan nüfus ve ekonomik gelişimle artıyor.
2. Ulaşım, yüzde 95 petrol ürünlerine dayalı.
3. Çözüm için yalnız elektrikli ve hidrojen yakıtlı araçlara umut bağlanılıyor. Oysa bugünden sonra petrol yakıtlı hiçbir yeni araç imal edilmese bile, tüm araçların elektrikliye dönmesi onlarca yıl alır. Yeşil hidrojenin ticari olarak kullanılabilir olması için de uzun süre gerekebilir.
4. Özel araç bağımlılığı elektrikli araçlarla da devam ettiği sürece, trafik sıkışıklıkları azalmayacağı gibi bu imkandan varlıklı kesimler yararlanacak.

5. Yüz milyonlarca aracı elektrikli yapmak, milyonlarca şarj istasyonu inşa etmek büyük harcamalar demek.
6. Jetlerde sıfır salım henüz uzak bir hedef, uzunca süre bir hayal. Uzun mesafelere uçabilecek elektrikli uçaklar için, hidrojen bazlı kerosenle başlayarak, hidrojen temelli çözümlerin kullanılması öngörülse de çalışmalar daha başlangıç aşamasında.
7. Dizel yakıtlı gemiler daha yıllarca çalışır. Elektrikle çalıştırma olanağı yok. Yeşil amonyak vb. çözümlere bakılıyor.
8. Dünyada yüz milyonlarca insan açlıkla boğuşurken, AB üyesi ülkelerin zengin yurttaşlarının bineceği araçlarda kullanılacak elektrik enerjisini üretmek için yakılsın diye, başka ülkelerdeki tarımsal arazilerin, üretimlerinde yoğun enerji, su, gübre, makineli tarım gerektiren endüstriyel bitki üretimine ayrılmasını savunmak doğru olabilir mi?

Bir yandan fosil yakıt tüketiminin azaltılmasından söz edilirken, AB Komisyonu'nun bir fosil yakıt olan doğalgaza yönelik projelerine desteği sürüyor. 2020'de 32 projeye AB kaynaklarından 29 milyar dolar aktarılması kararlaştırıldı.

- Salımları azaltmaktan söz ediliyor. Ancak, yoğun salımları olan demir çelik ve çimento üretimi, petrokimya ve kimya tesisleri, gübre (yeşil hidrojenden üretilecek amonyakla) gibi karbondan arındırılması zor olan sektörler için hidrojen ve hidrojen bazlı yakıtlar öne çıkıyor. "Yeşil hidrojen" vurgusu ön plana çıkarılsa da, UEA'nın net sıfıra yönelik senaryosunda bile 2050'li yıllarda üretilen hidrojenin dörtte birinin "mavi hidrojen" (D. Gaz + Karbon tutma, kullanma, depolama) olacağı öngörülüyor. Bu nedenle, "Düşük karbonlu hidrojen" terimini kullanıyorlar.

Fosil yakıt tüketen ulaşım araçları, savaş sanayisinin ve askeri birliklerin salımlarını azaltmaya yönelik kayda değer bir öngörü ve politika yoktur. Çok büyük yakıt tüketimi ve dolayısı ile salımları olan askeri birlikleri göz ardı etmenin ne anlama geldiğinin yorumunu sizlere bırakıyorum.

8.1.3.2 Net Sıfır Salım Büyük Bir Yalandır

Bazı ülkeler önümüzdeki kritik yirmi yılda salımlarını asgari düzeyde azaltmayı, birçoğu ise salımları azaltmak yerine sürdürmeyi ve bu salımlara karşılık, karbon ticareti, ağaç dikme, karbon tutma, kullanma ve depolama teknolojisi vb. mekanizmalarla "net sıfır salımlara" ulaşmayı hedefliyor. Net Sıfır Emisyon kavramı, ülkelerin neden oldukları salımlarla, "yakalanacak, tutulacak, ormanlar vb. yeşil alanlar gibi yutaklar tarafından uzaklaştırılan emisyonlar arasında" bir denge kurulmasını öngörmektedir.

Gelecek on yılda salımları radikal bir şekilde düşürmeyi öngörmeyen ve bunu geleceğe erteleyip, güvenilir, ölçülmüş, denenmiş, kanıtlanmış örnekleri olmayan karbon tutma, kullanma ve depolama projelerini çözüm olarak göstermekle salım azaltım hedeflerine ulaşmak mümkün değildir. Yeni ormanlar yaratma girişimleri, ancak yangınlar veya yasa dışı kesimlerle yok olan orman alanlarını yenilemeye yarar. Bir kömür santrali bir günde kapatılabilir ama yeni bir ormanlık alan geliştirmek onlarca yıl alır. Karbon ticareti ve denkleştirme mekanizmalarına bel bağlanamaz. Küresel Güneyi karbon yutma alanları olarak görmek, bu bölgelerde yaşayan insanların yaşam alanlarına müdahale ve topraklarından sürgün edilmelerinden başka sonuç veremez. Zengin Kuzey'in ve büyük kirlenici diğer ülkelerin karbon salımlarını yutmaya yetecek miktarda orman alanı yok. Bu nedenle "Net Sıfır Salım" gibi illüzyonlar, çarpıtmalar yerine "Gerçek Çözümlere" ihtiyaç var.

8.1.3.3 Karbon Tutma ve Depolama

Çözüm önerisi olarak sunulan karbon salımlarının tutulması ve depolanması işlemi ise, yoğun enerji tükettiği gibi güvenli, ucuz maliyetli ve sürdürülebilir olduğunu gösterir, yeterince denenmiş ve kanıtlanmış örnekleri de bulunmamaktadır.

Karbon ticareti, salımlarını sürdüren şirketlerin satın alacakları yenilenebilir enerji primleriyle kendilerini aklayacakları ahlaki olmayan bir ticari faaliyettir.

Bütün cilalı sözlere karşın fosil yakıtlardan vazgeçilmediğinin son bir göstergesi olarak, Avrupa Parlamentosu'nun 2020'de fosil yakıtlara 27 milyar avro desteği onayladığı ve bu rakamın Adil Geçiş amaçlı yapılacak çalışmalar için tahsis edilen fonun tam 27 katı olduğu vurgulanıyor.

AB ile ilgili diğer önemli bir saptama da şöyle:

AB üyesi gelişmiş kapitalist ülkelerin iktidarlarının yanı sıra büyük şirketlerin yöneticileri, solun söylemlerine el koyuyor, görüntüde benimsiyor ve savunuyor gözükmektedir esas olarak bu söylemlerin içeriğini boşaltıyor. AB yönetim kademelerinde, büyük şirket yöneticilerinin adeta kuşatma ve işgali altında oluşturulan kurullarda, çoğu kez işveren örgütlerinin temsilcileri ağırlıkta ve belirleyicidir. Emek örgütlerinin bütün bu barikatları aşmış, AB yetkili organ ve yöneticilerine ulaşması ve görüş ve önerileri ile karar süreçlerinde etkin olması çok güçtür.

AB Komisyonu, Yeşil Mutabakat kapsamında yapılacak çalışmalarda özel şirketlere öncelik ve ağırlık verilmesini, özel şirketlere AB fonlarından azami desteğin verilmesini öngörüyor.

8.1.4 QUO VADİS TÜRKİYE?

Paris Anlaşması'nın uzun vadeli sıcaklık hedefi, küresel ortalama sıcaklık artışını sanayi öncesi seviyelerden 2°C (3,6°F) artış seviyesi ile sınırlı tutmak ve bununla yetinmeyip, 1,5°C için çaba harcamaktır. Çünkü sıcaklık artışının ancak 1,5°C ile sınırlanması halinde iklim değişikliğinin risklerini ve etkilerini önemli ölçüde azaltacağı kabul edilmektedir. Bunu sağlamak için de salımların mümkün olan en kısa sürede azaltılması ve 21. yüzyılın ikinci yarısına kadar salınan ve tutulan sera gazlarının dengelenmesi hedeflenmektedir.

IPCC çalışmaları, küresel salımlarının bugünkü düzeyinin sürdürülmesi halinde, karbon bütçesinin 2030'ların başında tüketileceğini ve 2030'larda küresel ortalama sıcaklıklarda 1,5 derece sınırının geçileceğini ortaya koymuştur.

Türkiye, Paris Anlaşması'yla ilgili toplantılarda, "ortak ancak farklılaştırılmış sorumluluklar" ilkesinin netleştirilmesi üzerine odaklandı. "Gelişmekte olan bir ülke" statüsünde olduğunun yeni anlaşmada da kabul edilmesini talep ederken, azaltım hedeflerine ulaşmada finansal mekanizmalardan ve teknoloji transferlerinden yararlanmak istediğini de belirtti. Yıllarca, bu istemleri kabul edilmeden anlaşmanın onaylanmayacağı bildirilirken; muhtemeldir ki iktidar, iklim kredilerinin dayanılmaz cazibesine kapıldı. 21 Eylül 2021'de Birleşmiş Milletler Genel Kurulu'nda, Cumhurbaşkanı Erdoğan yaptığı açıklamayla ülkemizin Paris Anlaşması'na taraf olacağını ve 2053'te Net Sıfır Emisyon hedefini kabul edeceğini ilan etti. Paris Anlaşması'nın Onaylanmasının Uygun Bulduğuna Dair Kanun, 6 Ekim 2021'de TBMM'de oy birliğiyle kabul edildi. Kanun, 10.11.2021'de yürürlüğe girdi. *Türkiye Paris Anlaşması'nı onaylarken, 2053 yılına kadar net sıfır emisyon hedefini de kamuoyu ile paylaşarak iddialı bir açıklamaya imza attı. Karbon yakalama potansiyeline sahip doğal yutak alanların ve teknolojik yutakların kapasitesi ile atmosfere salınan sera gazı hacminin eşitlenmesini ifade eden bu hedef, Türkiye'nin en güncel doğal yutak hacmi göz önünde bulundurulduğunda 2053 yılı itibarıyla 80 milyon ton (Mt) CO₂ eşdeğeri sera gazı salması anlamına geliyor. 2019 TÜİK verilerine göre Türkiye'nin yıllık sera gazı emisyon seviyesinin 506 Mt CO₂ eşdeğeri olduğu göz önünde bulundurulduğunda, net sıfır hedefinin ne denli iddialı bir hedef olduğu da ortaya çıkıyor.*

Türkiye Paris İklim Anlaşması kapsamında 2015 yılında sunduğu Ulusal Katkı Niyet Beyanı'nda, 2030 yılı emisyonlarında mevcut politikalar senaryosuna oranla yüzde 21 seviyesinde bir azaltım taahhüt etmiştir. “Artıştan azaltım” olarak nitelenen bu taahhüde göre, Türkiye salımlarının 2030'a kadar 1.175 milyon tona çıkabilecek olduğunu ancak bu rakamı yüzde 21 oranında azaltabileceğini ve 929 milyon tona düşürmeyi hedeflediğini bildirmiş ancak 2030 sonrası için de sera gazı emisyonunu azaltmaya yönelik bir hedef sunmamıştır. Bahsi geçen hedef halihazırda Türkiye'nin iklim değişikliğiyle mücadele kapsamında sunduğu en güncel hedefdir. İklim değişikliği stratejilerine yön vermek üzere yayımlanan 2011-2023 Ulusal İklim Değişikliği Eylem Planı, 2010-2023 İklim Değişikliği Stratejisi ve 2011-2023 İklim Değişikliği Uyum Stratejisi ve Eylem Planı, kapsamlı yol haritalarından yoksundur. 16 Temmuz 2021 tarihinde yayımlanan Yeşil Mutabakat Eylem Planı ile, inandırıcı olmasa da, uyumluluk kapsamında AB Yeşil Mutabakatı'na doğru çeşitli adımlar atılacağı izlenimi verilmeye çalışılmıştır.

Ancak gerçekler başka. Ülkemizin, 2053'te Net Sıfır Emisyon hedefine nasıl ulaşacağına dair hazırlanmış, konuşulmuş, tartışılmış, üzerinde anlaşılmış, açıklanmış bir stratejisi, yol haritası yok. Birincil enerji arzında fosil yakıtların payının yüzde 83,3 olduğu ülkemizin fosil yakıt tüketimini azaltmaya yönelik kayda değer bir öngörüsü ve planı da yoktur. Tersine, birkaç hafta öncesine değin Paris Anlaşmasını imzalamayan, salımları azaltmak için hiç ciddi bir çalışma yapmayan siyasi iktidar ve enerji yönetimi;

- Cumhurbaşkanlığı 2022 Programında, “Milli enerji ve maden politikası kapsamında, yerli kömür kullanımının artırılmasına yönelik çalışmalar devam etmektedir. Bu kapsamda, büyük linyit rezervlerinin elektrik üretiminde kullanılmasına yönelik madencilik açısından Kaynak Raporu ile Rezerv Raporu hazırlanmasına yönelik çalışmalar sürmektedir” denilmektedir.
- Ticaret Bakanlığı Yeşil Mutabakat Eylem Planında ise, “Temiz, Ekonomik ve Güvenli Enerji Arzı” başlıklı bölüm hedeflerinde de, kömürün kullanımının sınırlanmasına, elektrik üretiminde kömüre dayalı santrallerin payının düşürülmesine dair tek satır yoktur.
- Yaratacağı çevre sorunları ve oluşturduğu riskleri göz ardı ederek, teknik, ekonomik ve siyasi olarak dışa bağımlılığı artıracak olan AKKUYU NGS benzeri iki yeni NGS kurmayı öngörmektedir.

Diğer tarafta, Türkiye'nin iklimle ilgili Paris Sözleşmesi'ni imzalaması da sorunları çözecek sihirli bir anahtar değildir. Ülkemizin imzaladığı bazı uluslararası sözleşmelerin amir hükümlerinin uygulanmadığı ve yürürlükte olmalarına karşın yok sayıldıkları da göz ardı edilmemelidir.

8.1.5 ENERJİDE DÖNÜŞÜM, NE İÇİN, KİMİN İÇİN?

Enerji politika ve uygulamaları; çağdaş toplumlarda tüm yurttaşların ve toplumun ortak gereksinimleri olan eğitim, sağlık, ulaşım, adalet, iletişim, kültürel ve sportif hizmetlerinin, güvenli çalışma ve yaşam koşullarının, beslenme, uygun barınma ihtiyaçlarının ve tüm bu hizmet ve faaliyetlerin ihtiyaçlarını karşılayacak düzeyde toplam ekonomik faaliyetlerin gereksineceği miktar ve nitelikte enerjinin; toplum çıkarlarını gözetken kamusal planlama kapsamında, kamu hizmeti olarak, doğal ve toplumsal çevreye olumsuz etkileri asgari düzeyde tutularak ve azami ölçüde yenilenebilir kaynaklara dayalı, etkin ve verimli olarak temini, iletimi ve dağıtımını amaçlamalıdır.

Genel olarak enerji, özel olarak elektrik üretimini artırmak, özel şirketlerin kazançlarını katlamak için daha fazla elektrik üretip, kamu binalarını, iş merkezlerini, plazaları, AVM'leri pırıl pırıl aydınlatmak marifet değildir.

Sorunlar, sorunları yaratan ve yaratmaya devam edenlerle birlikte aşılamaz. Yeni kazanç alanları yaratmak için, bir tarafta fosil yakıt ticareti, fosil yakıtlara dayalı elektrik üretimi gibi faaliyetlerini sürdürürken, diğer tarafta kurdukları, kurdurdukları, finanse ettikleri düşünce kuruluşları üzerinden timsah gözyaşları dökerek, “yeşil yeniden yapılanma”, “yenilenebilir enerji”, “yeşil dönüşüm”

söylemlerini yaygınlaştırmaya çalışan uluslararası tekellerin ve onların yerli ortakları sermaye gruplarının gerçek amaç ve niyetleri açığa çıkarılmalıdır.

8.1.6 TOPLUM YARARINI GÖZETEN KAMUCU BR DÖNÜŞÜM İÇİN NE YAPMALI?

YEŞİL BİR ÇEVRE, MAVİ BİR GÖKYÜZÜ, YAŞANABİLİR BİR DOĞA İÇİN, TOPLUM ÇIKARLARI DOĞRULTUSUNDA, ADALETLİ VE DEMOKRATİK ENERJİ POLİTİKA VE UYGULAMALARI İÇİN:

Sorunları aşmak ve krizden mümkün olan en çabuk şekilde ve en az hasarla çıkabilmek için; yurttaşların ve toplumun vazgeçilmez gereksinimlerinin karşılanmasında kamu mülkiyeti, kamusal hizmet ve toplumsal yarar esaslarını temel alan demokratik bir planlama ve toplumsal kalkınma perspektifi ile kamucu, toplumcu bir programın uygulanması gereklidir. Kamu işletmelerinde şeffaflık sağlanması, çalışanların yönetime katılması, karar alma süreçlerinde ve denetimde etkin olmaları, sendikal örgütlenmenin yaygınlaşması, yatırımların planlı bir şekilde gerçekleştirilmesi hizmetin niteliğini artıracaktır.

Demokratik enerji politikalarını ve programını önce hayal etmeliyiz. Kimse hayallerimize ket vuramaz. Sonra tasarlamak, kurgulamak, geliştirmek ve uygulamak için yoğun bir şekilde çalışmalıyız. Demokratik enerji programı, emeğin tarihsel kazanımlarını, örgütlülüğünü ve sosyal devleti sermayenin çıkarları lehine yok eden; sağlık, eğitim dâhil tüm alanları piyasa uygulamalarına açan neoliberal politikaların değiştirilmesini esas almaktadır. Emeği en yüce değer sayan, siyasal, ekonomik, sosyal yönleriyle bütünlüklü, toplumcu bir demokratikleşme siyasal programı, eşit, özgür, adil bir topluma, bağımsız ve demokratik bir ülkeye ulaşma mücadelesinin ayrılmaz bir parçasıdır.

8.1.6.1 Enerjide Nasıl Bir Dönüşüm?

Enerjinin tüm tüketim alanlarında daha verimli kullanılmasını sağlayacak politika ve uygulamalar yürürlüğe konulmalı, demokratik bir planlama anlayışı ve uygulamasıyla toplumun gerçek ihtiyaçlarının karşılanması temel olmalıdır. Kapitalizmin gereksiz tüketim, sürekli yeniden üretim sarmalının tetiklediği, genel olarak tüm enerji kaynaklarının, özel olarak işlevsel olmayan elektrik tüketiminin körüklenmesi anlayışından uzak durulmalıdır.

Bakım, onarım, rehabilitasyon ve yenileme çalışmaları ile mevcut elektrik üretim tesislerinin kapasite kullanım oranları yükseltilmelidir. İletim ve dağıtım şebekelerinde de yenileme yatırımları ve yeni yatırımlarla teknik kayıplar azaltılmalıdır.

Bundan böyle yeni elektrik enerjisi ihtiyaçlarının karşılanmasında, karbonsuzlaşma hedefi doğrultusunda; enerji üretim tesislerinin kamusal bir planlama anlayışı içinde, esas olarak rüzgâr, güneş vb. yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı ve toplum çıkarlarını gözetir biçimde kurulması temel olmalı, rüzgâr ve güneş enerjisinden daha çok yararlanılmalıdır. Büyük ölçekli rüzgâr ve güneş santralleri, kurulacakları bölgede istihdamı artıracak ve cinsiyet eşitliğini de sağlayacak toplumsal kalkınma projeleri olarak ele alınmalıdır. Karasal GES'ler, RES'ler verimli arazilere, yeşil alanlara, ormanlara değil çorak tepelere kurulmalıdır. İletim ve dağıtım şebekelerinde planlamalar yeni güneş ve rüzgâr enerjisi potansiyel üretim sahalarına bağlantılara olanak verecek şekilde yapılmalıdır. Yurttaşların kendi ihtiyaçlarını karşılamak üzere geliştirecekleri dağıtık enerji uygulamaları ve enerji kooperatifleri desteklenmelidir.

Şimdi kapatılmış olan EİEİ'nin yılar önce yaptığı çalışmalara göre, rüzgârda 40.000 MW olarak tanımlanan karasal kurulu güç potansiyelinin henüz yalnız dörtte biri devreye alınmıştır. Düşük hızlarda esen rüzgârla da elektrik üretebilen türbinlerin gelişimi de dikkate alınarak, yapılacak yeni

bilimsel çalışmalarla, Türkiye'nin, güncel karasal ve deniz üstü rüzgara dayalı elektrik üretim potansiyeli belirlenmelidir.

Denizlerde kurulabilecek RES'lerde ise daha yola bile çıkılmamıştır. İlgili tüm kesimlerin katılımıyla deniz üstü RES'lerle ilgili bir yol haritası ve strateji belgesi hazırlanmalıdır. Bugün yalnız yüzde 3'ü değerlendirilen güneşe dayalı elektrik üretim potansiyelinin değerlendirilmesi için, güneş enerjisi karşısı yaklaşım devre dışı bırakılmalı, konan engeller kaldırılmalı ve bu sonsuz kaynaktan en yüksek düzeyde yararlanılmalıdır.

Yeni kurulacak santrallerin ve bakım-rehabilitasyon-yenileme çalışmaları yapılan tesislerin enerji ekipman ihtiyaçlarının yurtiçinden imal ve temini esas olmalıdır.

2020 yılı geçici verilerine göre 305,5 milyar kWh olan yıllık elektrik üretiminde özel sektörün payı yüzde 81,7'dir. Özellikle arz güvenliğinde kamusal ağırlığın oluşması ve elektrik enerjisi fiyatlarında olası manipülasyonları önlemek için, gerek kurulu güç dengesi gerek üretim miktarı açılarından üretim altyapısında da kamunun ağırlık kazanması şarttır. Kamu elindeki santrallerin özelleştirilmesi derhal durdurulmalıdır. Verimli özel santraller de kamulaştırılmalıdır. Neden oldukları salımları ve çevre kirliliğini köklü ve kalıcı bir şekilde azaltmayan santrallerle, kömür rezervleri tükenen veya dışsal maliyetleri yüksek olduğu için kömürün çıkarılmasından vazgeçilecek sahalarda bulunan kömür santrallerinin faaliyetlerine son verilmelidir. Bu nedenle arzda doğabilecek eksiklikler ve sağlanacak verimliliğe rağmen ihtiyaç duyulacak yeni elektrik enerjisi ihtiyacının karşılanması için; büyük rüzgâr çiftlikleri, çok büyük güneş enerjisi üretim sahaları, planlaması yapılmış, doğal ve toplumsal çevreye zararları asgari düzeyde olacak, yöre halkının kabul ettiği ve devreye alındığında yöre halkına doğrudan ve dolaylı katkılar sağlayacak HES vb. yenilenebilir enerjiye dayalı büyük elektrik üretim tesisleri, kamu eliyle yapılmalıdır.

Yaygınlaşan kuraklık, yağış rejimlerinde değişiklikler vb. etkenleri dikkate alan, içme suyu, tarımsal sulama ve sonra enerji amaçlı bir su yönetim politikası ile hidroelektrik potansiyel akılcı bir şekilde değerlendirilmelidir.

8.1.6.2 Yerleşimler, Yapılar

Isınma amaçlı fosil yakıt kullanımının azaltılması için:

- Tüm binalar ve yapılar, ısınma ve soğutma ihtiyaçlarını ve ısı kayıplarını asgariye indirecek mimari özelliklere, yapım kurallarına ve güneşten azami ölçüde yararlanmalarına imkan verecek güneş mimarisi esaslarına uygun olmalıdır.
- İmar planlamaları ve düzenlemelerde kentsel yerleşimler güneşten azami ölçüde yararlanmaya olanak verecek şekilde konumlanmalıdır. Mevcut bina stokunda, mimarisi uygun olan tüm binalarda ve yeni inşa edilen tüm yapılarda sıcak su eldesi için güneş panelleri uygulaması zorunlu olmalıdır. Yapıların ortam (toprak, su, hava) ısısından yararlanmalarını sağlayacak ısı pompaları kullanmaları sağlanmalıdır.
- Jeotermal kaynaklar bölgesel ısıtma için, çevre koruyucu tüm önlemler alınarak azami ölçüde değerlendirilmelidir.
- Mevcut yapı stokunda yalıtım çalışmalarına ağırlık verilmeli, konutlarda yalıtım yapılabilmesi için kamu kaynaklarından destek sağlanmalı, KDV yüzde bire indirilmelidir. Enerji verimliliği yüksek ev ekipmanlarının vergileri (ÖTV, KDV) düşürülmelidir.

Tüm fabrikalar, stadyumlar, terminaller ve büyük binalarda çatılara, yerleşimlerde ölü alanlara güneş panelleri konulmalıdır. Karayolları ve demiryollarının aydınlatılmasında güzergah üzerinde kurulacak güneş panellerinden yararlanılmalıdır.

8.1.6.3 Sanayi

Sanayileşme strateji ve politikalarında, yoğun enerji tüketen, eski teknolojili, çevre kirliliği yaratabilen sanayi sektörleri (çimento, seramik, ark ocak esaslı demir-çelik, tekstil vb.) yerine; ülkenin mevcut ve gelecek ihtiyaçlarını planlama anlayış ve kurgusu ile ele alan, enerji tüketimi düşük, ithalata değil, yerli tasarım, mühendislik, hammadde, ara mal ve üretime dayalı, karbonsuz ve düşük karbonlu sektörlerin geliştirilmesine öncelik verilmelidir. Öncelikli sektörler, bu sektörlerle girdi tedarik eden sektörlerle birlikte bir bütünlük içinde geliştirilmelidir.

Ülkemizin en büyük ihracat pazarlarından olan AB'nin yanı sıra birçok küresel mal alımlarında karbon denetimlerine başlanacağı ve AB'nin ürün ithalatında sınırlarda karbon vergisi uygulayacağı dikkate alındığında, karbon vergisini yurtiçi sanayi üretiminde de uygulayarak, sınai tesislerin yenilenebilir kaynaklara yönelmeleri ve fosil yakıtlardan uzaklaşmaları sağlanmalıdır. Toplanan karbon vergileri de yenilenebilir enerji kaynaklarını geliştirmek için kullanılmalıdır.

Sanayi tesislerinin, kendi elektrik ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla tesis bünyesinde tekil ve buldukları organize sanayi bölgelerinde ortaklaşa, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretimleri desteklenmelidir.

8.1.6.4 Bilim, Teknoloji, Ar-Ge

Başta güneş ve rüzgar olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarının daha verimli kullanılması, bu kaynaklara dayalı enerji üretiminde kullanılan makine ve ekipmanların yurtiçinde üretilmesi için teknik destek verilmesi, teknoloji geliştirme ve inovasyon çalışmalarının desteklenmesi, ölçüm ve belgelendirme hizmetlerinin verilmesi vb. çalışmaları yapmak üzere TÜBİTAK'ın enerji ile ilgili birimleri, üniversitelerin ilgili enstitü ve merkezleri, kamu ve özel kuruluşların enerji Ar-Ge birimleri, ortak bir kurumsal çatı yapı içinde yer almalıdır. Böylece bilgi ve deneyim aktarılmasına imkan verilmeli, eşgüdüm içinde ve işbirliği içinde yapılacak çalışmaların yaratacağı sinerjiden yararlanılmalıdır.

Dünya ölçeğinde hidrojen enerji kaynağı olarak yararlanma amacıyla yürütülen çalışmalar dikkatle izlenmeli, yeşil hidrojen üretimi için bilimsel ve teknik çalışmalar yapmak, yaptırmak üzere Hidrojen Enstitüsü kurulmalıdır. TAEK yeniden kurulmalı, TENMAK yalnız madencilik üzerinde yoğunlaşmalıdır.

8.1.6.5 Ulaşım

Toplam enerjinin beşte biri ulaşım sektöründe kullanılmaktadır. Diğer tarafta, Türkiye'nin birincil enerji kaynakları arzında yüzde 28,70'lik payı olan ve tüketimin yüzde 90'ından fazlası ithalata karşılanan ve geçtiğimiz senelerde, her sene ithalatına 25 milyar dolardan fazla para ödediğimiz petrolün üçte ikisinin ulaşım sektöründe kullanıldığı ve enerjide dışa bağımlılığın en önemli nedenlerinden birinin karayollarındaki milyonlarca aracın yakıt tüketimi olduğu da akıllardan çıkarılmamalıdır. İthal fosil yakıtlara bağımlılığın ve karbon salımlarının azaltılması için, ulaşım ve lojistik politikalarında çok ciddi değişiklikler gereklidir. Türkiye'de 13.6 milyon otomobil, 4.1 milyon kamyonet, 2 milyon traktör, 2.7 milyon motosiklet, 882 bin kamyon, toplam 25.1 milyon adet aracı elektrikliye çevirmek gibi, büyük mali kaynakları gerektirecek ve uzun yıllar alacak hayalci yaklaşımlar bir kenara koyulmalıdır. Yüksek dizel yakıt tüketimi olan iş makineleri, şantiye tipi ağır hizmet kamyonları ve kent içi ulaşımında kullanılan otobüs filosunun elektrikliye dönüştürülmesi, bu gruplarda elektrikli araçların ağırlık kazanması hedeflenmelidir.

Özel oto sahipliğini özendiren bireysel taşıma sistemleri yerine, kent içi ulaşımında, yürüyüş ve bisiklet yollarını, elektrikli raylı toplu taşımacılığı, kentler arası ulaşım ve lojistikte raylı sistemleri ve deniz taşımacılığını başat hale getirecek politika ve uygulamalara bir an önce yönelmek zorunludur. Üç

tarafı denizlerle kaplı ülkemiz, Cumhuriyet'in ilk dönemlerindeki gibi, yüzünü tekrar denizlere dönmelidir. Yurttaşlar, denizlerden dinlenme, eğlenme amaçlarıyla azami ölçekte yararlanabilmeli; sahil kentlerinin semtlerini, kent ölçeğinde kentleri birbirleri ile bağlayan düzenli deniz ulaşımı hizmetleri tesis edilmeli ve denizlerin ekonomik ve toplumsal yaşamda yeri ve işlevi artırılmalıdır.

Işıklar içinde uyumasını dilediğim Mümtaz Soysal Hocanın, “öpülesi gemilerinin” tekrar denizlerde süzülmesi zamanıdır.

ŞİMDİ, UZUN YILLARDIR İZLENEN VE ARTIK TIKANDIĞI, BAŞARISIZ OLDUĞU AYAN BEYAN ORTADA OLAN; ÖZELLEŞTİRME, PİYASALAŞTIRMA ESASLI, SERMAYE YANLISI POLİTİKALARIN SON BULMASI İÇİN, BU POLİTİKALARI UYGULAYAN EMEK KARŞITI İKTİDARLARA DUR DEMENİN ZAMANIDIR.

ŞİMDİ, ENERJİ, SAĞLIK, EĞİTİM VB. KAMU HİZMETLERİNİN KAMU KURULUŞLARI ELİYLE, DEMOKRATİK KAMUSAL PLANLAMA ANLAYIŞI İLE VERİLMESİNE DAYALI, EMEK YANLISI TOPLUMCU POLİTİKALARI, KURUMSALLAŞMAYI VE İŞLEYİŞİ TASARLAMANIN VE UYGULAMANIN ZAMANIDIR.

ŞİMDİ, KAPİTALİZME, KAPİTALİST İDEOLOJİYE AMASIZ, FAKATSIZ, TEREDDÜTSÜZ KARŞI ÇIKMANIN, SOSYALİZMİ, SOSYALİST DÜNYA GÖRÜŞÜNÜ İNANÇLA, KARARLILIKLA SAVUNMANIN ZAMANIDIR.

ŞİMDİ, UĞRUNA BİNLERCE CANIMIZI YİTİRDİĞİMİZ, NİCE BEDELLER ÖDEDİĞİMİZ DEVRİMCİ MÜCADELEYİ YÜKSELTMENİN ZAMANIDIR.

KİRLENMEDEN, KİRLETMEDEN, BARIŞ İÇİNDE, EŞİT, ÖZGÜR, ADİL, AYDINLIK BİR DÜNYA VE SOSYALİZME YÖNELEN BAĞIMSIZ VE DEMOKRATİK BİR TÜRKİYE DİLEĞİYLE SİZLERİ SELAMLİYORUM.

YOLUMUZ AÇIK OLSUN ! YOLUNUZ AÇIK OLSUN!

ÖZGEÇMİŞ



Oğuz Türkyılmaz

oguz.turkyilmaz@mmo.org.tr

1951'de Ankara'da doğdu. 1973'te ODTÜ Endüstri Mühendisliği Bölümünden mezun oldu.

1973-1976 arasında Etibank'ta çalıştı. 1976-1977 döneminde TMMOB Makina Mühendisleri Odası Genel Merkez Yönetim Kurulunda İkinci Başkan ve yönetici olarak görev yaptı.

1977-1980 döneminde TMMOB'de Genel Sekreter Yardımcısı olarak çalıştı.

1980'de Demokrat Gazetesi Ankara Bürosunda araştırma servisi şefliği görevini üstlendi. 1982'den bu yana özel sektörde çeşitli kuruluşlarda mühendis ve yönetici olarak çalıştı. Halen müşavirlik yapıyor.

Üyesi Olduğu Kuruluşlar:

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Üyesi ve Enerji Çalışma Grubu Başkanı.

TMMOB Enerji Çalışma Grubu 2. Başkanı.

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Üyesi, (2005-2014 Yönetim Kurulu Üyesi).

ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu Üyesi.

21. Yüzyıl İçin Planlama Grubu Üyesi.

Yayınlar:

Türkiye'de Pamuklu Tekstil Sanayinin Tarihsel Gelişimi ve Bugünü, Kolektif, TMMOB Makina Mühendisleri Odası Yayını.

ABD Emperyalizmi ve Ortadoğu, Kolektif, İMGE Kitabevi.

Capitalism's Deadly Threat, Kolektif, Transform Europe, Merlins Press.

Anti Emperyalizm ve Bağımsızlık Fikri, Kolektif, Sol Kültür Yayınları.

Potential and development of hydroelectric power in Turkey, Kolektif, Elsevier.

21. Yüzyılda Planlama, Kolektif, Nika Yayınevi.

Hazırlık çalışmalarını üstlendiği, yazarı olduğu, makalesi bulunduğu, editörlüğünü ve eş editörlüğünü yaptığı doğalgaz ve enerji konulu çok sayıda rapor ve Türkiye'nin Enerji Görünümü (2010, 2012, 2014, 2016, 2018, 2020) Raporları, TMMOB Makina Mühendisleri Odası tarafından yayımlandı.

Doğal Gaz, Mühendis ve Makina, Ekonomik Forum, Elektrik Mühendisliği, EMO Enerji, Cumhuriyet Enerji Eki, Çevre Mühendisleri Odası, ODTÜ Mezunlar Derneği, ESM, Insight Turkey, Perspectives dergilerinde, BirGün gazetesinde, SBF KAYAUM Planlama Kurultayları kitaplarında yazıları yayımlandı.

Ulusal ve uluslararası ölçekte çok sayıda bilimsel ve teknik kongreye çağrılı konuşmacı ve bildiri sahibi olarak katıldı, panelist ve oturum yöneticisi olarak görev yaptı. UNDP etkinlik ve projelerinde çalıştı. Birçok radyo ve TV programına katıldı. Birçok üniversitede konferans ve seminerler verdi. İngilizce ve Fransızca biliyor.

8.2 İKLİM HEDEFLERİNİ AĞIR AKSAK BİR DÖNÜŞÜMLE YAKALAMAK MÜMKÜN MÜ?

Bengisu ÖZENÇ
İktisatçı

Dünya tarihinin gördüğü en derin ekonomik krizlerden birine yol açan COVID-19 küresel salgını ile birlikte çoklu krizler çağına resmen giriş yapmış olduk. Küresel finansal kriz sonrası toparlanamayan merkez ekonomiler bir sağlık kriziyle yeniden derinleşen ekonomik krizi aşmanın yolunu, iklim krizini de öncelikleyen bir şekilde “daha iyi toparlanma” çerçevesiyle tanımladılar. İklim krizi zaten on yıllardır arka planda yaklaşmakta, ancak ana akım aktörleri harekete geçirecek bir motivasyonu bugüne kadar yeterince sağlayamamaktaydı. COVID-19 bu anlamda önemli bir fırsat sundu. Oysa yaklaşık 30 yıldır ağır aksak işlemekte olan bir küresel iklim rejiminden bahsetmek de mümkün. Peki özellikle son dönemde hem küresel olarak hem de yurtiçinde hız kazanan iklim politikaları gündemi bu varoluşsal krizin çözümüne yönelik hatırı sayılır bir kazanım sağladı mı?

1970'lerde daha çok çevre koruma hassasiyetiyle ortaya çıkan hareketler ve girişimler, 1990'lara gelindiğinde Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli'nin (IPCC-Intergovernmental Panel on Climate Change) çağrısıyla, atmosferde insan kaynaklı sera gazı konsantrasyonu artışının önüne geçecek küresel bir anlaşmaya dönüşmüş ve 1994 yılında Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (BMİDÇS, United Nations Framework Convention on Climate Change-UNFCCC) yürürlüğe girmişti. Türkiye'nin de taraf olduğu BMİDÇS çerçevesinde 197 ülke salımlarını azaltmak yönünde ortak fakat farklılaşmış sorumluluklarını kabul ederek sürdürülebilir bir geleceğe yönelik çabalarını ortaklaştıracaklarını beyan etmişlerdi. Çerçeve Sözleşme altında öncelikle 1997 yılında Kyoto Anlaşması, ardından da 2016 yılında Paris Anlaşması yürürlüğe girdi.

Bu süreçte küresel salım seviyelerine ne oldu diye bakacak olursak, yıllık CO₂ eşdeğeri sera gazı salımının 1990 yılında 32,65 GtCO₂e iken 2018'de 49 GtCO₂e seviyesine yükseldiği görülüyor¹. 2008-2009 küresel finansal krizinin dışında hatırı sayılır bir düşüşün yaşanmadığını da not etmek gerekir. Bahsi geçen yaklaşık 30 yıl içerisinde yıllık salım seviyesinin %50 artış gösterdiği, atmosferdeki CO₂ konsantrasyonunun ise ara vermeksizin yükselerek 2021 yılı itibarıyla 416 ppm'e ulaştığı² bu patika bizi ne yazık ki iklim hedeflerinin yakınına bile taşıyor. Üstelik bu artışların iklim hassasiyetinin görece arttığı bir dönemde yaşanıyor olması daha da umut kırıcı. Pandemi gibi ekonomik etkileri 1929 Büyük Buhranı ile karşılaştırılan bir şokla 2020 yılında salımlarda kaydedilen yaklaşık %7'lik düşüşün 2021 yılında telafi edilmiş olması ise verilmiş olan tüm sözlere rağmen iktisadi büyüme ile salımlar arasındaki ilişkiyi kalıcı olarak kıracak bir yapısal değişikliğin gerçekleşmediğine işaret ediyor.

IPCC tarafından 6. Değerlendirme Döngüsü içerisinde 2021 yılı sonu ve 2022 yılı başında yayımlanan raporlar iklim sistemindeki değişikliklere ve iklim politikalarının mevcut krize ne kadar cevap verebildiğine ilişkin kapsamlı değerlendirmeler sunuyor. “İklim Değişikliği 2021: Fiziksel Bilim Temeli” başlıklı IPCC I. Çalışma Grubu raporu insan faaliyetlerinin tartışmasız şekilde küresel ısınmaya neden olduğunu ve gezegenin durumunu kalıcı olarak kötüleştirdiğini, bazı iklim etkilerinin artık geri dönülemez noktada olduğunu vurguluyor. Rapordaki analizlere göre en iddialı iklim

¹ <https://ourworldindata.org/greenhouse-gas-emissions>

² <https://www.co2.earth/daily-co2>

eylemlerinin devreye alındığı senaryoda bile sıcaklıklar ortalama kritik eşik olan 1,5⁰C'yi sınırlı bir süre için aşıyor ve yüzyıl sonunda yeniden 1,4⁰C'ye doğru düşüş gösteriyor³.

İklim değişikliğinin gerçekleşmekte olan etkilerine bakacak olursak deniz seviyelerindeki küresel ortalama yükselişin, 1900'den bu yana, son 3000 yıldaki herhangi bir zamandan daha hızlı artış gösterdiği; deniz seviyesindeki yükselişin, iklim değişikliğiyle en iddialı şekilde mücadele eden yol haritalarında dahi yüz binlerce yıl devam etmesinin öngörüldüğü; gezegenin büyük bölümünün, sıcak hava dalgalarını içeren aşırı sıcaklara maruz kaldığı; Akdeniz, Güney Avustralya ile Kuzey Amerika'nın batı kıyılarında ise artan kuraklıklarla karşı karşıya kaldığı görülüyor. Gerçekleşmekte olan bu kadar etkiye karşılık mevcut iklim politikaları ve Ulusal Katkı Beyanlarının Dünya'yı taşıdığı nokta ise yüzyıl sonu itibarıyla 3⁰C'ye yaklaşmakta olan bir patika.

4 Nisan 2022 tarihinde yayımlanan IPCC III. Çalışma Grubu raporu ise küresel ortalama sıcaklık artışını Paris Anlaşması hedefleri doğrultusunda yüzyıl sonu itibarı ile 1,5⁰C ile sınırlamak için düşük karbon ekonomisine nasıl geçileceğini inceliyor ve politika yapıcılara bir önlemler listesi sunuyor⁴. 1,5⁰C hedefine yönelik fırsat penceresinin hızla kapandığını vurgulayan rapor, bu durumla ilgili olarak fosil yakıt altyapısının sorumluluğuna özellikle dikkat çekiyor. Mevcut fosil yakıt altyapısının, kalan karbon bütçesini⁵ tek başına tüketebileceğini, hatta bütçenin %30 daha fazlası bir salıma neden olacağı raporlanıyor. Bu nedenle kömür, petrol ve doğalgaz kullanımının (karbon tutma ve depolama, carbon capture and storage –CCS– olmadan) 2050'ye kadar sırasıyla %100, %60 ve %70 oranında azaltılması gerekiyor. Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency–IEA) tarafından yapılan maliyet hesaplamaları %90'luk bir karbon yakalama kapasitesi yatırımı için sabit sermaye yatırım maliyetinin böylesi bir teknolojinin olmadığı duruma göre %60 artacağını, işletme ve bakım maliyetlerinin ise 2,5 katına kadar çıkabileceğini gösteriyor⁶. 1,5⁰C hedefine ulaşmak için, dünyanın yıllık CO₂ salımlarını 2030'a kadar yarı yarıya azaltması gerektiği düşünüldüğünde ve CCS teknolojilerinin maliyetleri göz önünde bulundurulduğunda net-sıfır hedefleri ile uyumlu bir fosil yakıt altyapısının ekonomik olarak sürdürülebilir olmadığı da açık bir şekilde görülüyor.

Tüm bu bilimsel çalışmaların sonuçları uzun zamandır erişilebilir olsa da, 1995'ten bu yana BMİDÇŞ'ye taraf ülkeler 26 kez bir araya gelerek daha güçlü bir küresel iklim rejimi oluşturmak üzere tartışmalarını sürdürmüş olsa da iklim hedeflerine yönelik daha iddialı söylemlerin gündeme gelmesi ancak ekonomik büyümenin, özellikle merkez ülkelerde tehlikeye girmesiyle birlikte oldu. 2008-2009 finansal krizinin getirdiği derin ekonomik depresyon ve sürekli durgunluk halinin bir türlü aşılabilmesi, küresel ekonomideki ana oyuncuların alternatif büyüme modellerini ortaya koymaya itti. Amerika Birleşik Devletleri'nde Yeşil Yeni Düzen, Avrupa Birliği'nde ise Avrupa Yeşil Mutabakatı olarak ortaya çıkan bu yeni model arayışları, söz konusu ülkelerin uyguladıkları ürün ve üretim standartları ya da karbon fiyatlandırma mekanizmalarıyla tedarik zincirlerini ve ticaret ilişkilerini etkilemiş, diğer ülkeleri de benzer yaklaşımlar benimsemeye zorlamış durumda. Yaşanabilir bir Dünya için yüzyıl sonu itibarıyla küresel sıcaklık artışlarını ortalama 1,5⁰C ile sınırlandırmaya yönelik olarak ülkelerin açıkladıkları hedeflerin yaygınlaşmasında bu iktisadi söylem dönüşümünün etkisi yadsınmaz. Bugün yüzyıl ortası itibarıyla net-sıfıra ulaşma hedefini açıklamış olan ülkelerin küresel

³ https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_SPM_final.pdf

⁴ https://report.ipcc.ch/ar6wg3/pdf/IPCC_AR6_WGIII_SummaryForPolicymakers.pdf

⁵ Ortalama küresel ısınmayı yüzyıl sonuna kadar %50 ihtimalle 1,5⁰C ile sınırlamak için 510 GtCO₂ hacminde bir kümülatif karbon bütçemizin kaldığı hesaplanmaktadır. Mevcut fosil yakıt altyapısının herhangi bir önlem alınmadan, bugünkü haliyle çalıştırıldığı düşünüldüğünde, bu altyapının ekonomik ömürlerinin sonuna kadar fosil yakıt kaynaklı kümülatif salımlar 660 GtCO₂ seviyesini bulabilecektir. Henüz devrede olmayan ama planlaması yapılan santrallerin de devreye girdiği durumda, sadece fosil yakıt kaynaklı kümülatif salım hacmi 890 GtCO₂ olabilecektir.

⁶ Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies, 2020, IEA.

salımların %88'ini, ekonominin %90'ını, nüfusun ise %85'ini kapsıyor olması⁷, iklim hedeflerinin en azından söylemde ne kadar yaygınlaştığına da işaret ediyor.

Türkiye de bu değişen küresel gündemin, iktisadi akımların dışında kalamadı. 2020 yılı başında COVID-19 küresel salgınıyla başlayan süreçte Türkiye, kendisini küresel iklim gündemine ve iklim politikalarına hızlı bir intibak süreci içerisinde buldu. Buradaki hızlandırıcı unsurlardan en önemlisi elbette Aralık 2019'da AB Komisyonu tarafından açıklanan Avrupa Yeşil Mutabakatı oldu. Küresel seviyede bir iklim liderliğini elde etmeyi arzulayan AB'nin 2050 yılına kadar "iklim-nötr" ilk kıta olma gibi iddialı bir hedefle ortaya çıkardığı Yeşil Mutabakat, Birlik ekonomilerinin tüm sektörlerini kapsayan bir dönüşümü ve kaynak kullanımından ayrılmış bir büyüme modelini ifade ediyor. Mutabakatın hukuki temellerini oluşturan 55'e Uyum (Fit for 55) politika paketleri ise Temiz Enerji için İleri Teknoloji; Sürdürülebilir, Rekabetçi ve Dayanıklı Sanayi; Binaların Yenilenmesi, Enerji Verimliliği; Tarladan Sofraya, Sağlıklı Erişilebilir Gıda; Sürdürülebilir Ulaşım, Toplu Taşıma; Atıkların Dönüşümü; Gelecek için İşler, Eğitim; Adil Geçiş Mekanizması gibi kapsamlı bir politika alanı tarifi yapıyor.

Avrupa Yeşil Mutabakatı içerisinde Türkiye'yi en çok ilgilendiren konu, bu mutabakatın uygulama araçlarından biri olan "Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması" (SKDM). SKDM Birlik dışındaki ülkelere, Avrupa Birliği (AB) üye ülkelere ihracatlarındaki karbon içeriği üzerinden bir karbon maliyeti yüklemeyi planlayan bir mekanizma. Bu mekanizmaya göre "karbon kaçağı"⁸ riski taşıyan sektörlerde, AB'nin diğer ülkelerden yapacağı ithalat üzerindeki karbon maliyetini eşitleyecek bir fiyatlamaya uygulanması bekleniyor. Böylelikle AB bir yandan iklim hedeflerini daha ileri taşıırken, diğer taraftan da karbon yoğun sektörlerin Birlik içerisinde 15 yıldır tabi olduğu AB Emisyon Ticaret Sistemi (ETS) çerçevesinde daha yüksek karbon fiyatlarına maruz kalmasının yaratacağı rekabetçilik dezavantajını ortadan kaldırmaya çalışıyor. Tarihsel olarak salımlardaki gelişmelere bakıldığında AB'nin her ne kadar Birlik sınırları içerisinde salımları düşürmeyi başarmış olsa da karbon yoğun sektörlerin üretim süreçlerini Birlik dışına taşıması nedeniyle nihai tüketiminde daha çok CO₂ ithal eden bir Birlik haline geldiği görülüyor. 1990 seviyesine göre değerlendirildiğinde AB'nin toplam salımları %20 düşerken, aynı dönemde ithal ettiği ürünler içerisindeki salım hacminin ise %30 oranında arttığı ortaya çıkıyor. Bu durum, iklim liderliğine oynayan AB ekonomisinin bu alandaki tüm iddiasına rağmen kendisini tam anlamıyla karbondan arındıramadığına da işaret ediyor.

1,5°C hedefinin ulaşılabilir olması için 2030 yılına kadar daha iddialı planlarla küresel salımların yarıya indirilmesi ve net-sıfır hedeflerinin somut bir şekilde uygulamaya konulması gerekiyor. Buradan da anlaşılacağı gibi iklim krizi 2050 yılında ulaşılması planlanan bir hedefi bekleyemeyecek kadar acil. Bu aciliyet uzun dönemli hedeflerle uyumlu ara hedeflerin ivedilikle ortaya konulmasını, politika ve eylemlerle desteklenmesini ve tüm sürecin yakından izlenmesini gerektiriyor. Ancak Ukrayna-Rusya savaşı gibi her şeyden önce bir insanlık dramına neden olan, ardından da fosil yakıtı bağımlı bir küresel düzenin kırılma noktasına gözler önüne seren güncel gelişmeler, aynı zamanda dönüşüm gündeminin de bir samimiyet testine dönüştü. Son dönemdeki gelişmelerle birlikte ülkelerin dönüşüm planlarında "enerji güvenliği"ni önceliklendirmesi iklim hedeflerinin ötelenmesi riskini de beraberinde getirdi. Bu durum da hâlâ iklim krizinin varoluşsal bir tehdit olarak ele alınmadığını, iklim politikalarının küresel düzenin yapısal bir parçası olarak görülemediğinin en açık ifadesi. Uluslararası Enerji Ajansı tarafından AB'nin Rus doğalgazına bağımlılığını 10 adımda azaltmaya yönelik planının⁹ doğalgaz kaynak ülkelerinin çeşitlendirilmesi,

⁷ <https://zerotracker.net>

⁸ Karbon kaçağı belli bir bölgede uygulanan daha sıkı iklim ve çevre mevzuatları (örneğin karbon fiyatlaması) nedeniyle üretim maliyeti yükselmiş olan sektörlerin, üretimlerini çevresel düzenlemeleri görece daha rahat olan, herhangi bir iklim/çevre mevzuatı bulunmayan ya da bu düzenlemelerin daha rahat olduğu, uygulanmadığı ülkelere doğru kaydırılması anlamına gelmektedir. Bu durumda mevzuatın daha sıkı olduğu ve denetimlerin uygulandığı coğrafyalarda artan maliyetler altında iş yapan üreticiler faaliyetlerini bu maliyetlerin görece düşük olduğu yerlere taşıırken, söz konusu faaliyet kaynaklı salımlarda bir değişiklik olmamaktadır. Salımlar sadece coğrafi olarak yer değiştirmektedir.

⁹ <https://www.iea.org/reports/a-10-point-plan-to-reduce-the-european-unions-reliance-on-russian-natural-gas>

asgari depolama kapasitelerinin zorunlu tutulması, nükleer payının artırılması gibi enerji dönüşümüyle çelişen adımları içermesi, Almanya gibi ülkelerin yeni LNG santralleri kurmaya yönelik planlarını¹⁰ açıklaması, AB Yeşil Mutabakatına gölge düşüren gelişmeler. Bu gölgenin tonu Rusya-Ukrayna savaşı öncesi AB Komisyonunun ortaya attığı nükleer ve doğalgazın yeşil taksonomiye dahil edilmesi önerisi¹¹ ile birleştiğinde daha da koyulaşiyor. Henüz kendisi için iddialı bir dönüşüm planı ortaya koyamayan Türkiye'nin savaşla birlikte AB için önemli bir doğalgaz bağlantı merkezi olarak görülmeye başlanması ve Yeşil Mutabakat üstüne düşen gölge, Türkiye'nin iklim politikaları açısından da önemli riskler barındırıyor. Ancak yine de AB'nin SKDM konusundaki ısrarı Türkiye'deki dönüşüm gündemini canlı tutmaya devam edecek gibi duruyor.

İhracatının yaklaşık %50'sini AB'ye yapan ve demir-çelik, çimento gibi karbon yoğun sektörlerde AB'nin en önemli ticaret partnerlerinden biri olan Türkiye'nin SKDM dolayısıyla ihracatta karşılaşacağı karbon maliyetleri her ne kadar Türkiye'de düşük karbonlu ekonomiye geçiş tartışmalarını hızlandıran bir unsur olsa da tek etkinin bu kanaldan geldiğini söylemek oldukça güç. Özel sektörde faaliyet gösteren ve uluslararası değer zincirleri içerisinde iş yapma biçimleri açısından belirleyici olan şirketlerin ana merkezlerinde aldıkları sürdürülebilirlik önlemlerini yurtdışındaki tedarikçilerinden talep ettikleri, Türkiye'deki alt yüklenicilerin su ve karbon ayak izi hesaplama, raporlama, azaltmak için önlemler alma, döngüsel iş yapma biçimlerini benimseme gibi girişimlerinde Yeşil Mutabakat mekanizması haricinde değer zinciri ve ticaret ilişkilerinin de etkin olduğu görülüyor. Bunun dışında, daha genel anlamda bakılacak olursa küresel olarak hızlanan iklim diplomasisinin artık uluslararası ilişkilerin tam da ortasına oturduğu ve küresel iklim rejiminin ana akım haline geldiği de görülüyor. Türkiye gibi yurtdışından gelecek finansmanın ve doğrudan yatırımın kritik önemde olduğu bir ülke için bu gündeme dahil olmak bir tercihten ziyade bir zorunluluk haline gelmiş durumda.

İklim politikalarının artık uluslararası ticaretin ayrılmaz bir parçası olmaya başladığı bu süreçte, Türkiye'de iklim politikalarıyla bugüne kadar sınırlı şekilde ilgilenmiş olan paydaşların da gündeme dahil olması, bazı konuların daha geniş bir kamuoyuna mâl olmasını sağladı. Bu durumun en görünür örneği de Türkiye'nin Paris Anlaşması karşısındaki pozisyonu oldu. Türkiye'nin 2015 yılında imzaya açılan ve 2016 yılında yürürlüğe giren Paris Anlaşması'na taraf olmayan son G20 ülkesi olması ve anlaşmayı onaylamayan son altı ülkeden biri olması, uluslararası diplomasiyi takip eden ve Türkiye'nin yeni kalkınma vizyonunu yeşil dönüşüm üzerinden tasarlanması gerektiğini savunan pek çok aktör tarafından daha çok konuşulmaya başlandı. Paris Anlaşması'nın onaylanması yalnızca çevre ve iklim örgütleri tarafından dile getirilen bir talep olmaktan çıkarak ana akım paydaşlar tarafından da benimsendi.

Bu noktada Türkiye'nin ilk imzacılarından biri olduğu Paris Anlaşması'nı onaylama karşısındaki direncini anlamak için Paris'e giden süreci ve Paris Anlaşması'nın bileşenlerini özetlemek faydalı olabilir. Türkiye, Paris Anlaşması'nı da içinde barındıran ve kendisinin de taraf olduğu BMİDÇS eklerinde EK-1'de yer alması nedeniyle Yeşil İklim Fonundan (Green Climate Fund-GCF) yararlanamıyor. Bu durum ise Türkiye'nin Paris Anlaşması'nı onaylaması önündeki en büyük engel olarak görülüyordu. Türkiye, BMİDÇS eklerindeki pozisyonuna ilişkin verdiği 20 yıllık diplomatik mücadelede bazı kazanımlar da elde etmiş, 2001 yılında BMİDÇS EK-1 altında tanımlanmış olan ve gelişmekte olan ülkelere maddi ve teknolojik yardım yapma yükümlülüğü tanıyan EK-2 ülkeleri arasından çıkarılmıştı. Ancak bu kazanıma rağmen EK-1'de sıralanmaya devam etmesi ve halen GCF'den yararlanamaması Türkiye'nin Paris Anlaşması'nı onaylamasında en büyük engel olarak ortaya çıkmıştır.

2021 yılı sonuna doğru ise yukarıda bahsedilen dinamiklerin etkisinde Türkiye, baş döndüren bir hızda Paris'i onayladı ve 2053'te net-sıfır olmak gibi iddialı bir hedefi, en yetkili ağızdan, Cumhurbaşkanı tarafından dile getirdi. Paris Anlaşması'nın onaylanmasına karşı gösterilen direncin bir anda "Yeşil

¹⁰ <https://www.euractiv.com/section/energy/news/germany-signs-first-stage-contract-to-build-first-lng-terminal/>

¹¹ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/QANDA_22_712

Kalkınma Devrimi"ne dönüştüğü gündeme katkı veren gelişmelerden bir tanesi de 27 Ekim 2021 tarihinde duyurulan İklim Finansmanı Mutabakat Zaptının imzalanmasıydı. 3,2 milyar dolarlık bir hibe ve imtiyazlı kredi imkanından oluşan bu paket aslında 2019 yılında görüşülmeye başlanmış olmasına rağmen, Türkiye'de iklim gündemine artan ilgiyle birlikte oldukça fazla dikkat çekti. 2019 yılında Almanya ve Fransa'nın öncülüğünde hazırlanmış ve bugüne kadar iklim finansmanına erişimi en önemli koşul olarak öne süren Türkiye'ye Paris Anlaşması'nı onaylaması şartıyla sunulmuş olan söz konusu finansman paketi üzerinde bir süredir çalışılmaktaydı¹². Bundan yalnızca iki sene önce, Madrid'de düzenlenen 25. Taraflar Konferansında üzerinde anlaşmaya varılamayan bu kaynak, küresel dönüşüm ivmesi içerisinde Türkiye'nin de iklim söylemindeki hızlı değişimle birlikte yeniden ele alınarak kabul edilmiş görünüyor. Özet olarak bu finansman imkânı, Türkiye'nin BMİDÇS eklerindeki pozisyonundan bağımsız ve GCF gibi sistem içerisindeki fon kaynaklarından ayrı şekilde tasarlanmış bir enstrüman.

Mutabakat zaptının imzalanmasının hemen ardından, Türkiye'nin her yıl Taraflar Konferanslarında görüşülmesi için BMİDÇS sekreteryasına sunduğu EK-1'den çıkma talebi, konferansın öncesinde geri çekildi. Türkiye'nin mutabakat zaptı ile sağlanmış olan kaynak karşısında bir iyi niyet göstergesi olarak aldığı bu karar, bir önceki sene pandemi nedeniyle ertelenen ve 2021 yılında yüklü bir gündemle Glasgow'da başlayan görüşmelerin en başında sekreteryaya tarafından da teşekkürle karşılandı.

Bu haliyle mutabakat, tasarımıdaki ilk amaç olan Paris Anlaşması'nın Türkiye tarafından onaylanması hedefini başarmış görünüyor. Finansman paketinin iklim hedefleriyle uyumlu bir şekilde devreye girebilmesi ise ancak Türkiye'nin daha iddialı bir iklim politikası benimsemesi ile mümkün. 2053 net-sıfır hedefi oldukça köklü değişiklikleri gerektiren, iddialı bir hedef. Paris Anlaşmasına taraf olan Türkiye'nin, resmi olarak da hedeflediği gibi, 2022 yılı Kasım ayında düzenlenecek olan 27. Taraflar Konferansına kadar yeni bir Ulusal Katkı Beyanını (Nationally Determined Contribution–NDC) hazırlaması gerekiyor. 2015 yılında BMİDÇS sekreteryasına sunmuş olduğu katkı beyanı 2030 yılına kadar Türkiye'nin baz patikasından %21'lik bir salım azaltımını öngörmekte ve uluslararası camia tarafından iklim hedefleri açısından "kritik şekilde yetersiz" olarak değerlendirilmekteydi¹³. 2015 yılından bu yana değişen konjonktürde ve açıklanan iddialı hedefler doğrultusunda Türkiye'nin daha iddialı bir NDC hazırlaması iklim camiasının ortak beklentisi. Ancak güncel sera gazı istatistiklerine bakıldığında Türkiye'nin 2018-2019 yıllarında düşüş eğilimine geçen yıllık salımlarının, 2020 yılında yeniden yükselerek eski seviyesini yakaladığı görülüyor. Burada 2020 yılında küresel ekonomideki %3,3'lük daralmaya rağmen Türkiye'nin kaydettiği %1,8'lik büyümenin etkisi olduğu söylenebilir. 2021 yılında, Türkiye ekonomisinin pandemi etkisinden görece sıyrılarak %11'lik bir büyüme yakaladığı göz önünde bulundurulduğunda bu artışın 2021 yılında da devam edeceği öngörülebilir. Küresel salımların seyrinde olduğu gibi Türkiye'de de ekonomik aktivite ile salımlar arasındaki sıkı bağlantının ortadan kalktığı bir yapısal dönüşümden bahsedilmesi henüz oldukça zor görünüyor.

İklim politikalarının gittikçe tüm alanları yatay kesmeye başladığı bu dönemde Türkiye'nin yeni hedefleri doğrultusunda oluşturması gereken politika çerçeveleri üzerine çalışan üç ana planlama hattı bulunuyor: NDC güncelleme ve Uzun Dönemli Strateji oluşturma çalışmaları; Yeşil Mutabakat Eylem Planı ve Kalkınma Planı hazırlıkları.

Gerek Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı ve Birleşmiş Milletler Kalkınma Programı ortaklığında sürdürülen NDC güncelleme çalışması ve buna bağlı Uzun Dönemli Strateji çerçevesi, gerekse Temmuz 2021'de açıklanan Ticaret Bakanlığı'nın koordinatörlüğünde, ilgili tüm bakanlıkların katılımıyla hazırlanan Yeşil Mutabakat Eylem Planı Türkiye'nin orta-uzun vadeli hedefleri açısından önemli çerçeveler sunuyor. Türkiye bu fırsatları bir yandan kendisini orta vadede 2053 hedefine

¹² <https://www.hurriyetdailynews.com/opinion/serkan-demirtas/turkey-proposed-financial-package-for-paris-climate-deal-146741>

¹³ <https://climateactiontracker.org/countries/turkey/>

eriştirecek bir planlama süreci olarak değerlendirirken, bu hedefe hizmet edecek kısa-orta vadeli eylemleri de bir takvime oturtmalı ve bu dönüşümü mümkün kılacak yatırım planlarını hazırlamalı. Aksi takdirde Türkiye'nin mevcut fosil yakıt ağırlıklı enerji altyapısına bağımlı kalarak bir dönüşüm fırsatını daha kaçırmaması olası.

Önümüzdeki dönemde, Türkiye'nin ihtiyaç duyduğu küresel finansmanın ana akış yönünün büyük ölçüde benzer kurallar çerçevesinde belirleneceği göz önünde bulundurulduğunda, Türkiye'nin finansmana erişim için zaten yapması gereken hazırlıkları Yeşil Mutabakat çerçevesinde ele alacağı düşünülebilir. Türkiye'nin Yeşil Kalkınma Devrimini gerçekleştirebilmesi, uzun vadeyi işaret eden vizyonunun kısa-orta vadede ele alınacak tutarlı politikalarla desteklenmesine bağlı.

Tarihsel sürece ve bugünkü gelişmelere bakıldığında Türkiye'nin tutarlı ve kapsamlı bir dönüşüm çerçevesine ihtiyacı olduğu açık. Farklı bakanlıklar altında yürütülmekte olan NDC güncelleme, uzun dönemli strateji ve yeşil mutabakat eylem planı çalışmaları bu anlamda fırsat sunuyor olsa da bu çalışmaları bir araya getirerek eşgüdümleyen, etraflıca düşünülmüş, tüm paydaşlarla diyalog içerisinde yürütülecek bir Kalkınma Planı hazırlığı yapılmalı. Bu açıdan 2023 yılında başlayacak ve 2024-2029 yıllarını kapsayacak olan Kalkınma Planı çalışmaları da oldukça önemli. Plan iklim hedefleri doğrultusunda iddialı bir çerçeve sunmalı, bu doğrultudaki gerçekleştirmeler yakından izlenmeli ve hesap verebilir nitelikte olmalı.

Bu tipte bir plan çalışmasının ön gösterimi 21-25 Şubat 2022 tarihleri arasında Konya'da gerçekleştirilen Türkiye'nin ilk İklim Şûrası'nda izlendi. Türkiye'nin Paris Anlaşması'nı onayladığı ve 2053 net-sıfır hedefini açıkladığı süreçte Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanı tarafından açıklanan Şûra, Türkiye'nin 2053 net sıfır hedefi doğrultusunda kısa, orta ve uzun vadeli stratejik adımları belirlemeyi, iklim konusunda geliştirilecek mevzuata katkı sağlamayı, iklim değişikliği politikalarını azaltım ve uyum bağlamında ele alarak öncelikli eylemleri ortaya koymayı hedefliyordu. Süreç 2021 Aralık ayında yedi adet komisyonun çevrimiçi olarak toplanmasıyla başladı. Bu komisyonlar: Sera Gazı Azaltımı 1 (elektrik, ulaştırma ve sanayi); Sera Gazı Azaltımı 2 (arazi kullanımı, arazi kullanımı değişikliği); Bilim ve Teknoloji; Yeşil Finansman ve Karbon Fiyatlandırma; İklim Değişikliğine Uyum; Yerel Yönetimler; Göç, Adil Geçiş ve Diğer Sosyal Politikalar.

Konya'daki yüz yüze toplantılarda görüşülmek üzere politika önerilerini bir çarşaf liste halinde hazırlamak amacıyla çalışan çevrimiçi komisyonların görece katılımcı bir şekilde işletildiğini söylemek mümkün. Her ne kadar meslek örgütleri gibi sürecin bazı temel paydaşları resmi olarak davet edilmemiş olsa da çevrimiçi toplantıların esnek yapısı komisyonlara dışarıdan katılımları da mümkün hâle getirdi. Bu toplantılarda özellikle çevre ve iklim örgütlerinin baskın tutumuyla kömürden çıkış tartışmalarının açılmış olması, bu taleplerin Konya'daki oturumlara da katılan temsilciler ve akademisyenler tarafından takip edilmesi, Türkiye'nin çekimser davrandığı kömürden çıkış konusunu Şûra'nın son güne kadar gündemde tutmuş oldu. Son gün ise yüz yüze komisyon görüşmelerinde son haline getirilen listeler daha "yüksek seviyeli"¹⁴ ve sınırlı sayıda katılımcının olduğu yuvarlak masalarda önceliklendirildi.

Yuvarlak masa süreci Türkiye'nin iklim politikalarındaki samimiyeti bakımından da bir turnusol oldu. İklim hedefleri açısından en kritik komisyonların başında gelen sera gazı azaltım komisyonunda yuvarlak masaya iletilen politika önerileri arasında elektrik üretiminde kömürün payının "azaltılması" ifadesi bulunmasına rağmen, yuvarlak masa tartışmaları sonucunda öneriler arasında kömürden çıkış ya da kömür kullanımının azaltılmasına yönelik herhangi bir kararın yer almaması; buna karşılık elektrik üretiminde sera gazı azaltımını, ticari olarak yapılabilirliği tartışmalı olan karbon yakalama ve depolama teknolojilerinin devreye alınması yoluyla sağlamak üzere bir ifadenin kararlar arasına girmesi, Şûra sürecine aktif katılım sağlayan iklim örgütleri ve akademisyenler tarafından tepkiyle

¹⁴ Yuvarlak masalarda bakanlıkların ilgili birimlerinden genel müdür ve üzeri seviyede bir temsil hedeflenmiş, özel şirketlerin yönetim kurulu başkanları, işveren örgütleri temsilcileri ve sınırlı sayıda akademisyen katılımı sağlanmış, sosyal tarafların ise temsil edilmediği izlenmiştir.

karşılandı. Üstelik komisyon tarafından yuvarlak masaya aktarılmış kararlar arasında yer almamasına rağmen genel kurula okunan Şûra sonuç bildirgesinde Türkiye'nin doğalgaz arama faaliyetlerini artırması ve nükleer enerji kapasitesini geliştirmesi yönünde kararlar bulunması ise Şûra usullerine de aykırı bir işleyiş olarak değerlendirildi ve Şûra kararlarına düşülen şerhlerin¹⁵ temelini oluşturdu. Şûra sürecinde bir taraftan dönüşümün yalnızca yeni fırsatlar yaratması beklenen yeşil sektörler üzerinden tanımlanması ve kömürden çıkışı da içerecek köklü bir dönüşüm vizyonunun çizilmemesi, diğer taraftan da yapısal bir dönüşümün muhtemel olumsuz etkilerini önlemek üzere stratejiler üzerinde çalışan "Adil Dönüşüm" komisyonunun aynı kapsamda işletilmiş olması kendi içinde çelişkili bir sürecin de işareti oldu.

İklim bilimi bize gösteriyor ki insanlık, kendi sebep olduğu iklim krizi karşısında pek de başarılı bir mücadele sergilemiyor. 30 yıllık uluslararası iklim diplomasisi bizi tüm canlılar için yaşanabilir bir geleceğe ulaştıracak bir patikaya ulaştırmaktan henüz çok uzakta. Söylemlerin neredeyse tamamının yeşil ve sürdürülebilir bir sistem üzerinden kurulduğu bir süreçte bile yapısal bir dönüşümün sağlanamadığı görülüyor. Yeni iklim rejiminin son vagonuna dahil olan ve İklim Şûrası'nda ilk sınavından bütünlemeye kalan Türkiye için de bu samimiyet testini geçmek meşakkatli olacak gibi duruyor. Her alanda olduğu gibi, iklim krizinde de bilimle kavga ederek, bahaneler üreterek ya da -miş gibi davranarak çözüme ulaşmak mümkün değil. Bu soğuk gerçekle yüzleşmek ve sorumluluk üstlenmek için ise zaman hızla daralıyor. Eğer bugün, bu ciddiyetle harekete geçmeyeceksek, yeşil panolar önünde verdiğimiz demeçlerin yarınımızı kurtarmayacağı açık.

ÖZGEÇMİŞ



Bengisu Özenç

bengisuozenec@gmail.com

Bengisu Özenç Bilkent Üniversitesi İktisat Bölümü'nden 2005 yılında lisans ve 2008 yılında yüksek lisans derecesini aldı. 2005-2017 yılları arasında görev aldığı Türkiye Ekonomi Politikaları Araştırma Vakfı'nda araştırmacı, proje yöneticisi ve son olarak da Makroekonomi Çalışmaları Program Direktörü olarak görev yaptı. Bu yıllar içerisinde sanayi politikası, sektörel rekabetçilik politikaları, istihdam politikası, mesleki eğitim politikaları gibi farklı alanlarda çalışmalar yürütmüş olan Özenç, 2012 yılından bu yana enerji, ekonomi ve iklim değişikliği alanındaki çalışmalara odaklanmıştır. Bengisu Özenç 2020 Eylül ayından bu yana Sürdürülebilir Ekonomi ve Finans Araştırmaları Derneği'nin direktörlüğünü yürütmekte, iklim alanında çalışan diğer araştırmacı kişi ve kurumlarla aktif işbirliği yapmakta, Türkiye'nin düşük karbonlu kalkınma gündemini desteklemek üzere veri ve bilgi sağlayan çalışmalar sürdürmektedir.

¹⁵ <https://sefia.org/blog/iklim-surasi-2053-hedeflerine-yaklasamadi/>

8.3 ENERJİ DÖNÜŞÜMÜNDE KRİTİK KONULAR VE SORULAR

M. Nilgün ERCAN
Kimya Mühendisi

GİRİŞ

Bilindiği üzere, iklim değişikliği küresel boyutlu bir kriz olarak dünya gündemindeki yerini korumaktadır. İklim değişikliği ile mücadele kapsamında, sera gazlarının salımlarının azaltılması amacıyla başta enerji olmak üzere karbon yoğun faaliyet alanlarının karbondan arındırılması için teknolojik arayışlar sürmektedir.

Bununla birlikte, 2050 yılına kadar dünyayı karbon-nötr hale getirmek için kullanılan modellere dayalı senaryolar, çözüm olarak getirilen teknolojik seçeneklerle ve ülkeler tarafından açıklanan programlarla iklim değişikliğine karşı mücadelede başarılı olup olunamayacağı sorgulanmaya muhtaçtır. Teknolojik gelişmelerin hangi toplumsal, ekonomik ve siyasal amaçlar doğrultusunda, ne tür ilişkiler içinde gelişeceği ve uygulanacağı, piyasa mekanizmaları ile iddia edilen hedeflere ulaşıp ulaşılamayacağı hemen akla gelen sorulardandır. Bu yazıda, uluslararası sermaye için enerji alanında yol haritaları oluşturan Uluslararası Enerji Ajansı (UEA) ve Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı (UYEA)'nın senaryolarında karbondan arındırma için önerilen dönüşümün dikkat edilmesi gereken ve potansiyel risk taşıyan yönleri üzerinde durulmaya çalışılacak, ayrıca enerjide dönüşümün uygulanma potansiyeli ve koşulları konusunda ülkemize ilişkin bazı sorular yer alacaktır.

8.3.1 KÜRESEL SENARYOLARDA POTANSİYEL RİSKLER

Paris Anlaşması'nın sanayi öncesi döneme göre küresel sıcaklık artışını 2°C'nin altında, tercihen 1,5°C ile sınırlandırma hedefine bağlı olarak, başta ağırlıklı fosil yakıtların kullanıldığı enerji sektörü olmak üzere, diğer karbon yoğun sektörlerde sera gazı salımlarının azaltılması uluslararası kuruluşların başlıca çalışma alanlarından biridir. Bu konuda enerji ile ilgili kuruluşlarca çeşitli senaryolar oluşturulmakta, bu senaryolarda 2050 yılında sera gazı salımlarının “net sıfır” hedefine ulaşması için karbondan arındırma seçeneklerinin durumu ele alınmaktadır. Bu arada, net sıfır teriminin salımları sıfırlamayı değil, tutulan veya doğrudan havadan yakalanan karbon dioksit salımlarını kullanma ve depolama yoluyla, salınan ile tutulmanın nötr hale getirilmesini içeren bir durumu ifade ettiğini de eklemek gerekebilir.

Gerek UEA'nın “Net Sıfır Senaryosu”¹ gerekse UYEA'nın “1,5°C Senaryosu”nda karbonsuzlaşma (dekarbonizasyon) için öncelik verilen seçenekler, elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının payının artması, bugüne kadar elektriğin enerji kaynağı olarak kullanılmadığı veya kısmen kullanıldığı alanlarda elektrifikasyona ağırlık verilmesi, enerji verimliliğinin iyileştirilmesi gibi ticari ölçekte uygulanmaya hazır, kısa vadede kullanılması mümkün olan seçeneklerdir. Bunların yanı sıra, bugün yeterli ölçekte üretimi olmayan ya da henüz Ar-Ge aşamasında olup, ticari uygulamaları için aşılması gereken engeller bulunan teknolojik seçeneklerin ise 2030'dan sonra yaygınlaşması beklenmektedir.

İklim-nötr sürecinin sera gazlarının azaltılması yönünde olumlu yönleri olmakla birlikte dikkate alınması gereken yanları da bulunmaktadır. Bunlar arasında,

¹Net Zero Emission (NZE)

- Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim arttıkça güvenilir ve esnek bir elektrik sistemini oluşturmak,
- Temiz enerji teknolojileri için gerek duyulacak kritik hammaddelere yönelik talep artışını yönetmek,
- Dönüşüm kademelerinin artmasıyla daha karmaşık hale gelecek olan ve bütünleşik olması gereken enerji sisteminde arz güvenliğini sağlamak,
- Enerji verimliliğini iyileştirmenin yanı sıra davranış değişikliğine yönelmek

gibi hususları saymak mümkündür.

Net sıfır Senaryosu'na göre, geliştirilmesi halen onaylanmış olan petrol ve doğalgaz sahaları dışında bu konuda yeni yatırımlara gerek olmayacaktır. Süreç içinde üretim giderek artan oranda düşük maliyetli ülkelerde yoğunlaşacak, OPEC'in payı artacaktır. Hidrokarbonların payı 2050'lerde sıfırlanmayacak ama gerileyecek, dolayısıyla petrol ve doğalgaz arzındaki istikrarsızlığın ithalatçı ülkeler açısından taşıdığı riskler azalacaktır; bununla birlikte arzda yaşanacak düşüş ve ani fırlayan fiyatların birçok sektör için getirdiği riskler tamamen son bulmayacaktır. İhracatçı ülkelerin bu alandaki kazançlarının azalması sonucunda, ekonomilerinde ortaya çıkabilecek mali dengesizlikler ve toplumsal huzursuzlukların da piyasaların istikrarsızlaşmasına neden olması riski vardır.

Birincil enerji kaynaklarından kömürün kullanımının ise 2050 yılına kadar aşamalı olarak sonlandırılması hedeflenmektedir. Buna karşılık, Çin ve Hindistan gibi ülkelerin bu süreci nasıl yöneteceği, 31 Ekim-12 Kasım 2021 tarihleri arasında yapılan BM İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi 26. Taraflar Konferansı'nda Hindistan'ın son anda Sonuç Bildirgesi'nde kömürden "kademeli çıkış" yerine "kademeli indirim" şeklinde değişiklik yaptırması gibi örnekler dikkate alınmalıdır.

Ek olarak, "İklim Kaosunda Bankacılık" başlıklı raporda, aksine tüm söylemlere rağmen, dünyanın en büyük 60 bankasının Paris Anlaşması sonrasında altı yılda (2016-2021) fosil yakıt projelerine 4,6 milyar ABD \$'ı destek verdikleri belirtilmektedir (Fossil Fuel Finance Report 2022, Banking on Climate Chaos).

8.3.2 ELEKTRİKTE ARZ GÜVENLİĞİ

Net sıfır senaryolarında elektriğin toplam nihai tüketimdeki payının artması elektrikte arz güvenliğinin önemini de artırmaktadır. Elektrifikasyonun yaygınlaşması sonucunda, ortaya çıkabilecek kesiklikler, sistemi bugün olduğundan daha fazla etkileyecektir. Elektrik altyapısının, aşırı (ekstrem) hava koşulları gibi etkenlerden yeraltındaki boru hatları, depolama tesisleri gibi yapılardan daha fazla etkilendiği, iklim değişikliğine bağlı kuraklık riskinin hidroelektrik santraller ve santrallerin soğutma suyu temini üzerinde baskı yaratacağı da unutulmamalıdır. Dijital teknoloji ile donatılmış elektrik sisteminin de siber müdahaleler karşısında daha güvenilir olması gerekmektedir.

Yenilenebilir enerjinin payının %85'lere çıktığı bir elektrik sisteminde, her an ve şebekenin her noktasında, değişen hava koşullarına ve talebe bağlı olarak arz güvenliğinin sağlanması için esnekliğin önemi de artmaktadır. Bu nedenle hidrojen, bataryalarla enerji depolama, talep tarafı yönetimi gibi seçeneklerin devreye sokulması düşünülmektedir.

Özellikle kısa süreli depolama için uygun olan batarya teknolojileri giderek yaygınlaşmaktadır. Pompajlı hidrolik güç süre açısından saatlerden günlere kadar kullanılabilir bir seçenek olarak görünürken, hidrojen de stoklama kapasitesi nedeniyle mevsimsel depolama için bir çözüm olarak kabul edilmektedir.

Elektrik talebine bağlı olarak üretimini kısıp artırabilen güç kaynakları içinde düşük salımlı (emisyonsuz) olanlar öne çıkacaktır. Bunlar arasında hidrolik santraller bu işlevi görmeye devam

edecektir. Jeotermal ve nükleer enerji için de böyle bir işlev öngörülmeyle birlikte, bu seçeneklerin ne kadar artabileceğine ilişkin kısıtlamalar olduğu kabul edilmektedir. Fosil yakıtlara dayalı üretimin Karbon Yakalama-Kullanma-Depolama (KYKD) teknolojisiyle birlikte kullanılması veya düşük karbonlu yakıtlar ile biyokütle kullanılması da seçenekler arasında sayılmaktadır (UEA, 2021).

UEA iklim senaryolarında nükleer ve KYKD seçeneklerine daha fazla yer verirken, UYEA senaryolarında nükleer santraller ve KYKD teknolojilerinden göreceli olarak uzak durulmakta, diğer yandan 2050'lerde de hidrojen gibi yeni yakıtların fosil yakıtları tam olarak ikame edemeyeceği de belirtilmektedir.

8.3.3 ALTYAPI

Temiz enerji dönüşümü, fosil yakıtların tüketiminin azaltılması ve yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretiminin artırılmasına doğru yönelen bir değişikliği içermektedir. Bu süreç, aynı zamanda doğalgazın ve elektriğin iletim ve dağıtımından oluşan enerji sisteminde de yenilenebilir enerji kaynaklarına ve düşük salımlı yakıtlara doğru yönelen bir altyapı değişikliğini kapsamaktadır.

8.3.3.1 Elektrik Altyapısı

Elektrik altyapısı denildiğinde artık sadece şebekeyi değil, elektrikli araçların şarj edilmesini, düşük salımlı yakıtlar ve karbon dioksit (CO₂) için kullanılan boru hatlarını ve iletim altyapısını düşünmek gerekmektedir.

Öncelikle, Net Sıfır Senaryosu'ndaki artan elektrik talebi ve yenilenebilir kaynaklar nedeniyle elektrik şebekelerinin modernizasyonu ve genişlemesi gerekecektir. Bu süreçte yatırımların artması ve tarifelerin tasarımı gibi hususlar önemli görülmektedir. Ek olarak, aşağıdaki hususlara dikkat çekilmektedir:

- Yenilenebilir enerji kaynaklarının genellikle uzak mesafelerde olması, yeni iletim hatlarını gerektirecektir. Ultra-yüksek voltajlı DC sistemlerin bu amaçla önemli rol oynayacağı düşünülmektedir.
- Konutlardaki enerji verimliliğinin artması ve çatılarda solar foto-voltaiklerin (PV) daha yaygın kullanılması elektrik fazlasına yol açarken, elektrikli ısı pompaları ve konutlardaki elektrikli araç şarj noktaları da tüketimi artıracaktır. Bu durum yerel dağıtım şebekelerinin kapasitesinin artırılmasını gerektirecektir.
- Solar PV ve rüzgar santralleri trafo kapasitesinin artmasını gerekli hale getirecektir.
- Elektrikli araçların daha yaygın kullanılması ve otobanlardaki uzak mesafe ulaşımı nedeniyle işyerleri, otobanlar ve konut komplekslerinde şarj noktaları oluşturulması gerekecektir.
- Birbirine bağlı ekipman/ünitelerin artması sonucunda, kesintili yenilenebilir kaynakların, şebekenin daha iyi yönetilmesi ve talebe cevap verilmesi için dijitalleşen bir şebeke yönetiminin desteği gerekecektir.

8.3.3.2 Gaz Altyapısı

Net Sıfır Senaryosu'nda da boru hatları enerjinin iletimi ve dağıtımında önemli rol oynamaya devam edecektir. Fosil yakıt kullanımının azalması nedeniyle yeni boru hattı yatırımlarına gerek kalmayacak, buna karşılık düşük salımlı sıvı ve gazların üretim yerleri ile tüketim merkezleri arasında bağlantılara ihtiyaç duyulacaktır. Bu kapsamda, biyometan ve hidrojen bazlı sentetik yakıtlar için mevcut altyapı herhangi bir değişikliğe gidilmeden kullanılabilirken, saf hidrojen için mevcut hatlarda bazı değişimler gerekecektir.

Net Sıfır Senaryosu'nda KYKD teknolojisine de önemli rol verildiğinden karbondioksitin de taşınması ve depolanması için de yatırım gerekecektir. 2050'li yıllara kadar 7,6 Gton CO₂'nin tutulması öngörüldüğü için, CO₂'nin tutulduğu noktalarla depolama yerleri arasında bağlantıyı kurmak amacıyla büyük ölçekte boru hattı ve depolama altyapısı gerekecektir. CO₂ boru hatları ve hidrojen altyapısı için sanayi kompleksleri ve limanlar kısa vadede en uygun seçenekler olarak görünmektedir.

8.3.3.3 Ulaşım Altyapısı

Hızla kentleşmekte olan ülkelerde, bugünden net sıfır hedefleriyle uyumlu, altyapı tasarımı ve elektrikli araçlar ile düşük salımı olan yakıtlı sistemlerine sahip toplu taşımacılığa ağırlık verilebilir. Özellikle demiryolları geliştirilebilir; hızlı trenler uzun mesafe araba yolculuğu ve kısa mesafe uçak yolcuğunun yerini alabilir, demiryolu araçlarının modernizasyonuna, kontrol sistemlerine yatırımlar artırılabilir, yük taşımacılığının karayolundan demiryoluna transfer edilmesi desteklenebilir.

Ulaştırma altyapısına ilişkin projelerde en fazla kullanılan malzemeler, üretimleri hem enerji yoğun olan hem de karbondan arındırılması zor olan çimento ve çelik sektörlerinden gelmektedir. Buna bağlı olarak yollar, binek araçlar ve kamyonlar gibi ilave altyapı gereksinimi ve santraller gibi enerji altyapısı çelik ve çimento talebini artıracaktır (UEA,2021a).

8.3.4 “GELECEĞİN YAKITLARI”

8.3.4.1 Biyokütle ve Biyoyakıtlar

Net sıfır senaryolarında yer verilen seçeneklerin arasında biyoyakıtlar ve biyokütle de yer almaktadır². Bilindiği üzere, günümüzde sıvı biyoyakıtların üretimi ağırlıklı şeker kamışı, mısır veya yağlı tohumlar gibi konvansiyonel hammaddelere dayanmaktadır. UEA'nın senaryosunda 2030'a kadar konvansiyonel biyoyakıtların artması, ancak 2050'de %70 oranında azalması öngörülmektedir. Arazilerin bu tür kaynaklara ayrılmasına gerek gıda üretimini tehdit etmesi gerekse biyo çeşitliliğe zarar vermesi nedeniyle karşı çıkılmaktadır. Net Sıfır Senaryosu'nda, ileri dönüşüm teknolojileri kapsamında biyoenerji kullanımını KYKD teknolojisi ile birleştirmek öngörülmürken, diğer proseslerden çıkan atıklar, özellikle ekilebilir alanlarda yetiştirilmelerine gerek olmayan, kısa dönemde büyüeyebilen, çeşitli özelliklerdeki (fazlasıyla kurak veya sulak gibi) topraklarda yetişebilen, az girdi gerektiren, odunsu enerji bitkileri olarak tanımlanan ağaç türleri enerji amaçlı kullanılacak ileri biyokütle kaynakları arasında görülmektedir. Burada dikkat edilmesi gereken biyo bazlı yakıt türleri için gereken arazilerin, gıda amaçlı ekin yapılan/yapılabilecek araziler üzerinde baskı oluşturulmamasıdır. Enerji üretimi amaçlı ağaçlar için plantasyon ölçeğinde bitki yetiştirme sisteminin çevresel etkilerinin ve zararlarının ne olacağı meselesini konunun uzmanlarına bırakmak gerekmektedir; bununla birlikte, enerji dönüşümünde bu tür yöntemlere yeşil sertifika kazanma, teşvik verme ve kâr etme olanağı sağlandığında, arazi kullanımında ve biyo çeşitlilik üzerinde olumsuz baskı oluşturulacağını tahmin etmek zor değildir.

Bunun dışında senaryolarda biyo kökenli enerji kaynağı olarak umut bağlanan diğer seçenek de arazi kullanımı gerektirmeyen tarım veya sanayiden, ekinlerden ve ağaçların işlenmesinden kaynaklanan organik atıklardır. Ancak, atıklardan elde edilen biyoenerjinin de sınırları olduğu unutulmamalıdır.

Biyobazlı yakıtlarla ilgili iyimser yaklaşımlara karşılık enerji ormancılığının yenilenebilir enerji ve sürdürülebilirlik için iklim değişikliğine karşı bir seçenek olduğu konusunda yurtdışında da tartışmalar bitmiş değildir. AB'nin yenilenebilir enerji kullanımında biyokütle, özellikle ormandan elde edilen biyokütle önemli bir oranda yer almaktadır. AB Yenilenebilir Enerji Direktifi'nin Revizyonu olan REDD II'de yine biyokütleyle önemli yer verilmiştir. Ancak bu konuda ciddi eleştiriler de gelmekte,

² UEA belgelerinde modern biyoenerjiye, biyogaz, sıvı biyoyakıtlar ve sürdürülebilir kaynaklardan elde edilen modern katı biyokütle dahil edilmekte, konvansiyonel biyokütle kullanımı dışarıda bırakılmaktadır (UEA 2021a).

AB'de bu alanda bugüne kadar yaşanan sürecin hiç de olumlu olmadığını savunan yaklaşımlar bulunmaktadır.

Karşı çıkışlar arasında, orman kaynaklı biyokütlenin yenilenebilir enerji kaynağı sayılmasının sorgulanması gerektiği, bu kaynağın yakılması durumunda yenilenmesinin garantisinin bulunmadığı, yenilenebilecek tüketiminin yenilenmeden daha hızlı olduğu, eğer doğrudan ve dolaylı etkileri göz önünde bulundurulursa biyokütlenin salımı azaltmak yerine artırabileceği belirtilmektedir. Gıda maddesi amacı dışındaki araziler söz konusu olsa bile, aşırı kullanım durumunda ormansızlaşma, toprak kalitesinin bozulması gibi sorunlar ortaya çıkabilecektir. Yapılacak düzenlemelerde Kırsal Kalkınma programları çerçevesinde yerel, küçük ölçekli biyoenerji projelerinin desteklenebileceği, ancak büyük ölçekli, sanayi tipi tesislerde büyük ölçekli kullanılmaması gerektiği vurgulanmaktadır.

Ormanları ve yaşamı ormanlara bağlı olan toplulukları korumak amacıyla 1995'te kurulmuş olan Fern organizasyonu adına 2018'de hazırlanan detaylı bir raporda, endüstriyel ölçekte biyokütle yakmanın ölüm oranları, solunum hastalıkları ve ekonomik etkileri konusunda, büyük santrallarda biyokütleyi yakmaya, kömür santrallerini biyokütleye dönüştürmeye ya da kömürle birlikte yakmaya son vermenin yollarının bulunması gerektiği ifade edilmiştir. Ayrıca biyokütlenin yakılması halinde partiküller, azot dioksit, furan ve dioksinler ile ağır metallere maruz kalınacağı, bunların da insan sağlığını, yaşam kalitesini ve süresini olumsuz etkilediği bilinmektedir (Fern, 2018).

Biyokütleye talep arttıkça, gıda üretimini etkilemeyecek, kullanılmayan ve biyokütlenin sürdürülebilir şekilde taşınabileceği arazilerin saptanması gibi yeni sorunlar ortaya çıkabileceğine dikkat çekilmektedir. Ayrıca, üretim yoğunlaştıkça bazı istilacı ürünler/ekinlerin, söz konusu arazilerin sürdürülemez şekilde yayılması, toprağın ve suyun kalitesini bozması gibi olumsuz etkileri de olabilecektir. Bu konuda, biyokütlenin sürdürülebilirliği, kaynak verimliliği, arazi kullanımının değişmesinden kaynaklı salımlar ve biyokütlenin su izi gibi önemli hususların dikkate alınması gerekecektir.

Biyokütle üzerinde rekabet arttıkça, tarım arazileri ve ormanlar üzerinde baskının azalması için atıkların kullanılması gündeme gelecektir. Ancak burada da atıkların homojen olmayan kalitesi nedeniyle tesiste sorunlar çıkması gündeme gelebilir. Sonuç olarak, biyokütle üretiminin artması ön işleme, depolama ve biyokütle hammaddelerinin taşınması konusunda lojistik ihtiyacını arttıracaktır.

Ayrıca biyokütleye kaynak olarak bakılması, biyo ekonominin:

- Doğal kaynakların sürdürülebilir şekilde yönetilmesi;
- Yenilenmeyen kaynaklara olan bağımlılığın azaltılması;
- İklim değişikliğinin şiddetinin azaltılması ve uyum sağlanması

gibi amaçları ile de uyuşmamaktadır (Asha Singh vd).

8.3.4.2 Hidrojen ve Türevleri

Önceki yıllarda aralıklı olarak gündeme gelen hidrojen de son zamanlarda karbondan arındırma seçenekleri arasında ağırlık kazanmaya başlamıştır. Hidrojen ile ilgili beklentiler zaman zaman öne çıkmış, düşük karbonlu bir enerji taşıyıcısı olarak hidrojen konusunda araştırmalar yapılmış, geçmiş araştırmalarda daha çok ulaşımda yakıt hücrelerinin kullanılması üzerinde durulmuştur. Günümüzde yeniden gündeme gelmesinin temelinde ise, hidrojenin kullanım alanlarının genişleme potansiyeli olması, örneğin yenilenebilir enerji kaynaklarının payının arttığı bir sistemde depolama amacıyla yararlanılması, havayolu, denizyolu ulaşımında, uzun mesafeli, ağır vasıtalı karayolu taşımacılığı, demir-çelik, çimento, kimyasal üretimi gibi salımların azaltılması zor olan sektörlerde kullanılması ve ülkelerdeki siyasal erklerin bu konuya ilgisinin artması bulunmaktadır.

Üretim yöntemlerine göre hidrojen renk kodlarıyla anılmaktadır: Günümüzde en yaygın üretim yöntemi olan, doğalgazdan buharlı reformasyon yoluyla ve (kimi kaynaklarda kahverengi olarak gösterilmekle birlikte) kömürün gazlaştırılmasıyla elde edilen hidrojen gri olarak tanımlanırken yenilenebilir enerji kaynaklarından elektroliz yoluyla üretilen hidrojen yeşil, buharlı reformasyona KYKD teknolojisinin eklenmesiyle üretilene mavi, piroliz yoluyla üretilene de turkuvaz hidrojen denilmektedir. Bu arada, bazı kaynaklarda nükleer enerjiden üretilen hidrojenin de kırmızı hidrojen olarak sınıflandırıldığını eklemek gerekir. UEA'ya göre 2050 yılında hidrojen ve türevleri, %60'ı yeşil hidrojen olmak üzere nihai enerji talebinin %13'ünü, UYEA'ya göre ise, %70' i yeşil hidrojen olmak üzere %12'sini karşılayacaktır. Yeşil hidrojenle ilgili gelişmelerin esas olarak 2030'dan sonra pazarlarda yerini alması beklenmektedir.

Ancak bu konuda dikkate alınması gereken hususlar vardır. Mevcut durumda yeşil hidrojen gri hidrojene, yani fosil yakıtlardan elde edilen hidrojene göre 2-3 kat daha maliyetlidir. Elektrolizörlerin kapasitesinin büyümesi, altyapı eksikliklerinin giderilmesi, başta güvenlik olmak üzere standartların kapsamının genişlemesi, menşe garantisi dahil düzenlemelerin yapılması, yeşil ve mavi hidrojeni ile ilgili verilerin istatistiklere dahil edilmesi gibi yeni bir endüstri dalının gelişmesine ilişkin adımların atılması gerekmektedir.

Ayrıca, hidrojenin fosil yakıtların yerini tamamen alması mümkün görülmemektedir³. Hidrojen en yüksek değeri kazanacağı alanda kullanılmalı, yenilenebilir elektrik enerjisine değer katma özelliği olmalıdır. Bu nedenle ülkeler enerji dönüşümüne yönelik uzun vadeli politikalar oluşturmalı, yeşil hidrojene yönelik politikalarını oluştururken yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik planlamalarını yapmalı, kendi özgün koşullarını değerlendirerek hidrojeninin en etkin kullanılabileceği öncelikli alanlarını belirlemelidir (UYEA 2021a, 2021b).

8.3.5 KRİTİK ELEMENTLER–MİNERALLER

Solar PV santralleri, rüzgar çiftlikleri, elektrikli araçlar mineral/maden ihtiyacını bugüne kadar olduğundan daha fazla artıracaktır. Temiz enerji teknolojilerinde kullanımının artması beklenen kritik elementler arasında bakır, nikel, lityum, kobalt ve nadir toprak elementleri sayılabilir. Bu madenlerin halen az sayıda ülkede yoğunlaşması nedeniyle, siyasal istikrarsızlık, jeopolitik gerginlikler, ihracatın kısıtlanması vb. olayların söz konusu malzemelerin tedarikinde sıkıntı yaratması, dolayısıyla fiyatlarında istikrarsızlık oluşturması da potansiyel riskler arasındadır (UEA 2021b).

Ayrıca, madencilik faaliyetlerinin oluşturduğu çevresel tahribat, su kaynakları ve arazi kullanımı üzerinde yarattığı baskılar, yöre insanlarının haklarının çiğnenmesi, işçilerin sağlık ve güvenliğinin olmadığı koşullarda çalıştırılması, halkın ortak varlıklarının istismar edilmesi gibi dünyada örnekleri çoğaltılabilecek sömürüye açık ortamların oluşması riski de bulunmaktadır⁴. Dünyadaki rezervlerin coğrafi dağılımının getirdiği kısıtların yanı sıra, özellikle sanayileşmiş ülkelerin şirketlerinin kendi ülkelerindeki çevresel ve sosyal kısıtlamalardan kaçmak için bu tür faaliyetlerde insan hakları, demokrasi, güvenli çalışma ortamı, adil bir hukuk düzeni açısından zayıf ve geride kalmış ülkeleri tercih etmeleri de bilinmedik bir mesele değildir.

³ Kömür kullanımının 2050'de sıfırlanması öngörülürken Kasım 2021'deki Taraflar Konferansı'nda Hindistan'ın son anda yaptırdığı değişiklikle bu hedef daha ötelenecek gibi görünmektedir. Doğalgazın hidrojen üretiminde kullanılması halinde KYKD ile birlikte kullanılması öngörülmektedir.

⁴ Ülkemizde madencilik alanında yaşanan benzer örnekler arasında, Çaldağ/Turgutlu'da tarım arazisinde yaklaşık 20 yıl önce İngiltere kökenli European Nickel şirketi tarafından başlatılan, ancak Turgutlu Çevre Platformu ve yöre halkının karşı çıkmasıyla üç kez el değiştiren, kobalt rezervi de içeren nikel madenine ilişkin süreç hemen akla gelmektedir.

8.3.6 DÖNÜŞÜM KADEMELERİNDE ARTIŞ VE KAYIPLAR

Günümüzde arz edilen enerji kaynaklarının dörtte biri, önemli bir dönüşümden geçmeden hemen hemen bulunduğu formda kullanılmaktadır. Dönüşüm, enerji kaynağının başka bir forma dönüşmesi veya kimyasal kompozisyonunun değişmesi anlamına gelmektedir; örneğin elektriğin kimyasal, kinetik, potansiyel veya ısı enerjisine dönüşmesi veya tersi gibi. Net sıfır hedefine ulaşmak için ise enerjide dönüşümler artacaktır. Net Sıfır Senaryosu'na göre 2050'de kullanılacak enerjinin %40 kadarı en az bir dönüşüm aşamasından geçecektir. Dönüşüm aynı zamanda kayıp anlamına gelmektedir. Örneğin, lityum-iyon bataryalarda iki dönüşüm kademesinde %5-20 enerji kaybı olurken, elektriğin hidrojen bazlı sıvı yakıtlara dönüşümünde kayıplar kabaca %50'ye çıkabilmektedir. Enerjide verimliliği iyileştirmek dönüşüm kayıplarını telafi ederken arz güvenliğine de katkıda bulunmak anlamına gelecektir. Bu durum aynı zamanda bütünleşik bir sistem planlamasını da gerektirmektedir. UEA bu amaçla kamu-özel aktörler arasında dengeli bir sorumluluk paylaşımı olmasını önermektedir.

Günümüzde enerji sistemindeki bağlantılar önemli iken, öngörülen yeni süreçte karşılıklı bağlantılar daha da yoğunlaşacaktır. Sistemin işlerliği ve güvenilirliği en zayıf halkaya bağlı olduğundan düzenleyicilerin/işletmecilerin sistemin her parçası için ne kadar yedekleme veya stoklama kapasitesi gerektiğini dikkate alması gerekecektir.

8.3.7 AR-GE VE YENİLİKÇİ TEKNOLOJİLER

Net Sıfır Senaryosu için kilit önemde olan bir konu da teknolojik gelişme ve yenilenmedir. Zira günümüzde ticarileşmiş olan teknolojilerin net sıfır hedefine ulaşmak için yeterli olmayacağı bilinmektedir. Salımların neredeyse yarısının azaltılması için gerekli teknolojilerin prototip veya demonstrasyon aşamasında olduğu, dolayısıyla ticari aşamada olmadığı dikkate alınmalıdır. Teknolojilerin aşağıda belirtilen aşamalardan geçmesinin de hem uzun zaman aldığı hem de sonuç almama potansiyeli taşıdığını unutmamak gerekmektedir:

Prototip: Yeni bir ekipman için, önce tasarıma sonra prototip uygulamaya geçen bir kavramla başlanmaktadır; örneğin, kömür yerine hidrojen kullanarak çelik üreten bir fırın.

Demonstrasyon: Yeni teknolojinin ilk örnekleri tam bir ticari ölçek büyüklüğüne getirilmektedir; çimento fabrikasından salınan CO₂'yi tutan bir sistem gibi.

Piyasaya çıkış: Teknoloji ticari aşamaya geçmiştir. Ancak, hem maliyet hem de performans açısından mevcut teknolojilere kıyasla hala eksiklikleri vardır (örn. elektrolizörler) veya rekabetçi olmakla birlikte mevcut altyapı ile entegrasyon, müşteri tercihi gibi nedenlerle henüz tam olarak piyasa potansiyeline ulaşmamıştır (örn. ısı pompaları). Her iki durumda da engellerin aşılması için hükümetlerin ve kamu yönetimlerinin müdahalesi gerekmektedir.

Olgunluk: Teknolojinin piyasadaki durumu artık kararlı hale gelmiştir; satışlar sabittir hatta bazı durumlarda yeni gelişen teknolojilerin rekabeti nedeniyle gerilemeye bile başlamıştır.

Net sıfır hedeflerine ulaşılması için yeni teknolojiler, dolayısıyla Ar-Ge faaliyetleri önemlidir. Senaryo'da elektrifikasyon, KYKD, hidrojen ve sürdürülebilir biyokütlenin 2050 yıllarına kadar kümülatif salım azaltımının neredeyse yarısını oluşturacağı varsayılmıştır; 2030-2050 arasında yüksek enerji yoğunluklu bataryalar, elektrolizörler ve doğrudan havadan CO₂ yakalama (DAC) teknolojisi olmak üzere üç teknolojik seçeneğin salımların %15 azaltılmasında kilit rol oynayacağı düşünülmektedir (UEA 2021).

8.3.8 HÜKÜMETLERDEN BEKLENENLER

Bu alanlarda hedeflere ulaşmak için geçmişte onlarca yıl alan teknolojik gelişmelerin çok daha hızlı olması, bu nedenle de hükümetlerin teknolojik gelişmeyi teşvik etme yönünde itici güç olması gerektiği üzerinde durulmaktadır.

Hükümetlerden, eğitim, Ar-Ge faaliyetlerine fon ayrılması, bir yandan fikri mülkiyet hakları korunurken aynı zamanda bilgi alış verişinin sağlanması, teknolojilerin yerleşmesi ve yaygınlaşması için kamu alımlarının kullanılması, şirketlere yenilikçilik için destek verilmesi, altyapıya yatırım yapılması, piyasa işleyişi ve finansman için düzenlemelerin oluşturulması beklenmektedir.

Dünyada enerji alanında demonstrasyon projeleri dahil hükümet harcamaları pik değer olarak 1980'de GSYH'nin neredeyse %0,1'i iken, bu oran 2019'da %0,03'e düşmüştür. Yeni teknolojilerin devreye girmesi için hükümetlerden özel firmaların yatırımları ile uyumlu olacak şekilde harekete geçmeleri beklenmektedir. Öngörülere göre, temiz enerji teknolojileri 2050'ye kadar var olan teknolojilerle rekabet eder durumda olacak, satın almalarda ve yeni yatırımlarda ana akım teknolojiler haline gelecektir.

İlk harekete geçen ülkelerden bilgi transferi yapılmasının dönüşümü hızlandıracağı beklenmektedir. Örneğin, solar PV'lerin başlangıç aşamalarında ABD'deki ulusal laboratuvarlar önemli rol oynamış, ilk pazarların oluşması için Japonya'da hükümet tarafından desteklenen projeler gündeme gelmiş, Almanya, İtalya, İspanya, ABD, Çin, Avustralya ve Hindistan'daki teşviklerle küresel pazar güçlenmiştir. Lityum-iyon bataryalar ilk olarak daha ziyade Japonya'da yapılan kamu ve özel araştırmalar sonucunda geliştirilmiş, enerji ile bağlantılı ilk ticari uygulamaları ABD'de gerçekleşmiş olup, günümüzde ise kitlesel olarak Çin'de üretilmektedir (UEA, 2021a).

8.3.9 ULUSLARARASI İŞBİRLİĞİ

UEA uluslararası işbirliğinin yeterli düzeyde olmamasının, inovasyon, demonstrasyon faaliyetlerini, piyasanın koordinasyonunu ve sonuçta salımların azaltılması için gereken hedeflere ulaşılmasını olumsuz etkileyeceğini belirtmektedir. Net sıfır hedefine ulaşmak hemen her ülke için güç olsa da bu konuda en çok düşük gelirli ülkeler zorluk ile karşılaşacaktır. Bu ülkelerde altyapının oluşturulması ve kilit önemdeki teknolojiler için teknik ve mali yardımlar önemli olacaktır.

Uluslararası işbirliği sonucunda bilgi transferi, yerel düzeyde iş imkanlarının artması, endüstriyel kapasitenin gelişmesi ve tedarik zincirlerinin dayanıklılığı sağlanmış olacaktır. Sanayide standartlaşma ülkeler arasındaki ticaretin işleyişini, yeni teknolojilerin geliştirilmesini ve kullanıma sokulmasını kolaylaştıracaktır. Bilgi ve deneyimlerin ilk geliştirme aşamasında yer almayan ülkelere yaygınlaştırılması ve büyümekte olan pazarlara ve gelişmekte olan ülkelere demonstrasyon projelerine fon sağlanması net sıfır hedeflerine ulaşılmasını kolaylaştıracaktır (UEA, 2020).

Karbondioksit giderme programları için de uluslararası işbirliği önemli olacaktır. Yenilenebilir enerji potansiyeli, depolama için uygun yerler, emisyon ticareti için pazar işleyişi ve entegrasyonu bu işbirliğini gerekli kılacaktır.

UEA'nın hazırladığı raporlarda uluslararası işbirliği karşılıklı yarar varsayımı üzerinden ele alınıyor olmakla birlikte, dönüşümden **teknoloji geliştiren ve satan ileri kapitalist ülkelerin yararlanacağı** açıktır. Temiz enerji teknolojilerindeki Ar-Ge ve patentler az sayıdaki ülkenin elindedir: 2014-2018 arasındaki patentlerin %90'ndan fazlasına ABD, Avrupa, Japonya, Kore ve Çin sahiptir. Teknolojiyi geliştiren ülkelerin diğer ülkelerin pazarlarına açılması temiz enerji teknolojilerine olan talebi artıracak ve ölçek ekonomisinden yararlanılarak maliyetlerin düşmesini sağlayacaktır. İşbirliğinden en fazla yararı sağlama, teknolojiyi alan ülkelerin bilim-teknoloji, sanayileşme ve sosyal politikaları ile doğrudan ilgili olacaktır. Bunun yolu ise bütünlüklü bir planlama ile başlamaktan geçmektedir.

8.3.10 ENERJİ DÖNÜŞÜMÜ VE PİYASA MEKANİZMALARI

Enerji dönüşümünde hangi iddialı hedefler ortaya konursa konsun, sonuç olarak bu dönüşümün kapitalist ilişkiler içinde gerçekleştirilmeye çalışıldığını dikkate almak gerekmektedir. Nitekim dönüşümün uygulamasında önerilen yöntemler, yeniden kurgulanması beklenen piyasa mekanizmalarına dayanmaktadır. Nitekim daha şimdiden “sanal gaz karışımları” gündeme gelmektedir. Sanal gaz karışımları, fiziksel/gerçek bir karıştırma olmaksızın, sertifika satın alarak, örneğin eşdeğer yeşil hidrojen kullanmış gibi görünme durumunu tanımlamaktadır. Bu yöntem halen yenilenebilir enerji alanında kullanılmakta olup, yeşil hidrojen ticaretine de uygulanabileceği düşünülmektedir. Kyoto Protokolü ile başlayan, Paris Anlaşmasıyla yoluna devam eden bu tür mekanizmalar sertifika ticareti gibi bir yolu açmakta, gerçek bir azaltma olmadığından firmalara salımlarını sürdürme serbestliği tanımaktadır. Hedefler sertifikalar yoluyla sanal indirimlere değil, gerçek salım azaltımlarına odaklanmalıdır (UYEA, 2021).

Bu yöntemi ülkemizden de örneklemek mümkündür. Örneğin, TÜPRAŞ, daha ziyade hissedarları için hazırlandığı belli olan, stratejik hedefi lider sıfır karbonlu enerji şirketine dönüşmek olarak açıklanan Dönüşüm Planında, biyoyakıtlar, hidrojen ve sıfır karbon elektrik gibi yeni alanlara yatırım yapacağını belirtirken, bir yandan da Emisyon Ticaret Sistemleri (ETS'ler) aracılığıyla toplam ihtiyacın %50'si kadar sıfır karbon elektrik alacağını beyan etmektedir⁵.

8.3.11 DİKKAT EDİLMESİ GEREKEN DİĞER HUSUSLAR

Yukarıda söz edilen genele ilişkin kritik konular dışında, hidrojen, amonyak gibi enerji taşıyıcıları için belirlenecek öncelikli alanlarda dikkat edilmesi gereken başka hususlar da bulunmaktadır. Bunlardan biri hidrojen kullanımında sıklıkla gündeme gelen doğalgaz boru hatlarına hidrojenin karıştırılmasıdır. Bunun ne kadar uygun bir seçenek olduğu konusunda Fraunhofer Enstitüsü tarafından yapılan bir çalışma örnek verilebilir. Berlin yerleşimli Avrupa İklim Vakfı adına yapılan ve Ocak 2022'de yayımlanan Rapor'a değinilerek, hidrojeni Avrupa gaz şebekesine %20 oranında katmanın, maliyetleri %43'e kadar yükselen oranlarda artırırken sera gazı salımlarını ancak %6-7 oranında azaltacağı belirtilerek, bu seçenekten kaçınılması gerektiği vurgulanmaktadır (Recharge News, 2022a).

Bir olumsuz örnek de kömürlü santrallarda amonyağı kömürle birlikte yakmaktır. Özellikle Japonya'da araştırması yapılan bu seçenek, hidrojen alanındaki bazı uzmanlar tarafından haklı olarak “saçmalık” olarak nitelendirilmektedir. Japonya Hükümetinin 2029'a kadar iki kömür santralında %50 amonyak kullanılması yönündeki demonstrasyon projelerine 242 milyon ABD \$'ı destek vereceği haberi çıkmıştır. İki elektrik tedarikçisi firmanın oluşturduğu JERA konsorsiyumu kullanılacak olan hidrojenin gri mi, mavi mi veya yeşil mi olacağını belirtmemiştir; ancak amonyağın yeşil hidrojenden üretilmesi halinde yenilenebilir enerji kaynağı ihtiyacını fazlasıyla artıracığı, verimi düşük bir kömür santralında amonyağı bu şekilde tüketmenin de son derece “savurgan bir yeşil yıkama” anlamına geldiği ve saçma bir yöntem olduğu belirtilmektedir (Recharge News 2022b).

Kömüre amonyak katmak sürecinde, yenilenebilir enerji kaynağından üretilen elektriğin dönüşüm kademeleri sonucundaki kayıplarının dikkate alınması gerektiği gibi, bu tür girişimlerin bir de ticari olarak kullanılabilir sertifika alımı ile sonuçlanması ihtimali göz önünde bulundurulmalıdır. Ayrıca, bu yöntemler fosil yakıtların kullanım süresini uzatmak ve bundan kazanç sağlamak anlamına gelmektedir.

⁵“ETS'ler aracılığıyla sıfır karbon elektrik alarak (toplam ihtiyacın yaklaşık %50'si kadar) yatırım /maliyet optimizasyonu dengesini sağlayacağız.” [tupras_yatirimci_strateji_sunumu.pdf \(windows.net\)](https://www.tupras-yatirimci-strateji-sunumu.pdf)

8.3.12 MALİYETLERİN YÜKÜNÜ KİM KARŞILAYACAK?

Fosil yakıt kullanımının azalmasıyla birlikte bunların perakende satışından elde edilen vergi gelirlerinde de azalma olacaktır. OECD'nin çalışmalarına göre enerji ile ilgili vergiler, gelişmiş ülkelerde kamu gelirlerinin ortalama %4'ünü, gelişmekte olan ülkelerde %3,5'ini oluşturmaktadır, bazı ülkelerde bu oran %10'lara çıkabilmektedir. Net Sıfır Senaryosu'nda, 2020-2050 arasında petrol ve gazın perakende satışlarından elde edilen vergi kazancının %90 azalacağı öngörülmektedir. Hükümetlerin azalan gelirlerini başka vergilerle ve kamu harcama reformlarıyla telafi etmeye kalkacağı açıktır. Burada dikkat edilmesi gereken husus, dönüşümün zaten elektrik ve ısınma için gelirlerinin önemli bir kısmını harcamakta olan düşük gelirli gruplara olan etkisini en az düzeyde tutmaktır.

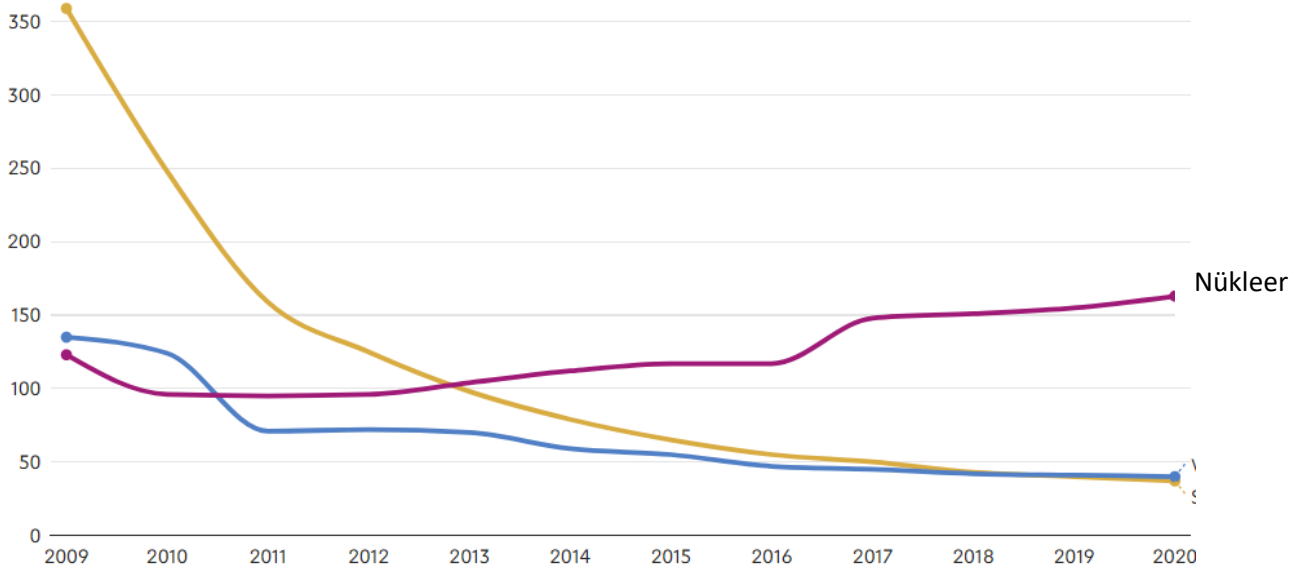
Temiz enerji dönüşüm politikalarında, “adil dönüşüm” vurgusu yapılmakla, dönüşümden elde edilecek yararların toplumda adil bir şekilde paylaşılması gerekliliğine işaret edilmekle birlikte, sürecin maliyetleri dikkate alındığında bu yükün kimin sırtına yükleneceğini tahmin etmek zor değildir. Enerji ile ilgili vergilendirme yollarından biri nihai kullanıcılar ve diğer sektörler için CO₂'nin fiyatlandırılmasıdır. Bunun yanı sıra düşük karbonlu seçeneklere yönlendirmek ve araç kullanmayı azaltmak için yollar ve trafik için bazı bedeller getirmek; elektrik kullanımı fiyatlar karşısında esnek olmadığı için elektrik üzerindeki vergileri yükseltmek, ısınma için kullanılan doğalgaz üzerindeki vergiyi artırmak seçenekler olarak ortaya konmaktadır. Sanayide doğalgaz kullanımını azaltmak ve hidrojene yönlendirmek için de benzer artışlar olabileceğine, ancak bu konuda “karbon kaçağı” nedeniyle rekabeti bozucu sonuçlar yaratmamak için küresel düzeyde işbirliğini oluşturmak gerekliliğine dikkat çekilmektedir.

8.3.13 NÜKLEER ENERJİ İKLİM DEĞİŞİKLİĞİNE ÇARE OLABİLİR Mİ?

Karbondan arındırma politikalarının ve uygulamalarının hız kazanmasıyla nükleer enerji de iklim değişikliğine karşı seçenek olarak getirilmekte, daha da ileri gidilerek nükleer enerji çevreleri tarafından “temiz enerji” olarak sunulmaktadır. Buna karşılık nükleer enerjinin iklim değişikliğine çözüm getirmeyeceği yönünde görüş ve raporlar da eksik değildir.

Örneğin, Energy Policy dergisinde Ağustos 2021'de yayımlanan makalede, nükleer enerjinin iklim değişikliğine ancak çok sınırlı bir şekilde yarar sağlayacağı ifade edilmektedir. Nükleer enerjinin elektrik üretiminde ana kaynak olamayacağına dikkat çekilirken, uranyum kaynaklarının sınırlı olduğu ve uranyum üretiminin nükleer enerjinin genişlemesini karşılayamayacağı belirtilmekte, hızlı üretken (Fastbreeder) reaktörlerin de 2040-2050'lerden önce kullanıma hazır olmayacağı eklenmektedir. Hatta bugüne kadar yapılan araştırma ve gelişmenin durumuna ve süresine bakılırsa o tarihte kullanılabilir olması da şüphelidir. Ayrıca nükleer enerjinin uzun geliştirme dönemi, uzun planlama ve inşaa süresi, mevcut teknolojinin ihtiyacını karşılayacak uranyum kaynağı kısıtı düşünüldüğünde nükleer santral kapasitesinin artması pek mümkün görünmemektedir, iklim değişikliği karşısında son derece sınırlı bir katkısı olacağından nükleer enerjiden tamamen çıkılması daha uygun bir seçenek olarak değerlendirilmektedir (Nikolaus Mueller vd.2021).

“The World Nuclear Industry Status Report, 2021” yazarlarından Mycle Schneider nükleer enerjinin güneş ve rüzgar enerjisine kıyasla dört kat daha pahalı, inşaat süresinin de beş kat daha uzun olduğuna dikkat çekmektedir. Şekil 8.3.1'de nükleer santraller ile güneş ve rüzgar enerjisi arasında yıllara göre açılan maliyet farkı görülmektedir.



Şekil 8.3.1 2009-2020 Yılları Arasında Seviyelendirilmiş Ortalama Elektrik Üretim Maliyeti USD/ MWh (Mor: Nükleer, Sarı: Güneş, Mavi: Rüzgar)

Kaynak: Philippa Nuttall; *New Statesman UK edition*, 22 Ocak 2022' de Lazard'dan aktarılmaktadır.

Ekim 2021'de orijinali Almanca olarak "Gelecek için Bilim İnsanları" üyeleri tarafından yayımlanan "Nükleer Enerji ve İklim" başlıklı Rapor'da ise şu hususlara vurgu yapılmaktadır (Kernenergie und Klima; İngilizce özetten alınmıştır):

Bazı ülkeler, uluslararası kuruluşlar, iş dünyası, bilim insanlarından bazıları fosil yakıtların sonlandırılması ve iklim nötr uygulamalarında nükleer enerjiye birtakım roller vermektedir. Hükümetler arası İklim Değişikliği Paneli de senaryolarına nükleer enerjiyi dahil etmektedir. Buna karşılık, geçmiş deneyimler nükleer enerjinin önemli teknik, ekonomik ve toplumsal riskler içerdiğini ortaya çıkarmıştır.

Three Mile Island, Çernobil ve Fukushima'da görüldüğü gibi, kısmi veya tamamen çekirdek erimesine ve radyoaktif madde salımına neden olan felaketlerin gerçekleşmesi her zaman ihtimal dahilindedir. Nitekim 1945'ten beri nükleer enerjinin kullanıldığı durumlarda sayısız kaza olmuştur. Halen planlama safhasında olan küçük modüler reaktörlerden (SMR's) de güvenlik açısından önemli bir iyileşme beklenmemektedir. Olasılıklı güvenlik analizi [Probabilistic security analyses (PSAs)] gibi modern matematiksel tekniklerde, doğal afetler, eksik veya yetersiz olan güvenlik düzenlemeleri gibi önemli etkenler değerlendirmeye alınamamaktadır. Kullanılmış yakıt çubukları korunmalı konteynerlerde veya geçici çözümlerle depolanmakta, riskler ve yükler geleceğe aktarılmaktadır. Ek olarak zenginleştirilmiş uranyum ve plütonyumun silah olarak yaygınlaşması süregelen bir risktir.

Nükleer enerji 1950'lerde askeri amaçlarla kullanılmaya başlanmıştır ve o günden beri ekonomik açıdan diğer enerji kaynaklarıyla rekabet edebilir düzeyde değildir. Geliştirilmesi için yapılan milyarlarca dolarlık yatırımın yanı sıra SMR'lerin de yüksek elektrik üretim maliyetleri olacağı tahmin edilmektedir. Kaldı ki, söküm masrafları ve radyoaktif atıkların depolanma maliyetleri bilinmemektedir. Nükleer enerjinin içerdiği işletme risklerinin yükü toplum tarafından karşılanacaktır.

Ayrıca, nükleer santrallerin planlama, inşa, devreye alma süreleri dikkate alındığında küresel ısınmaya zamanında çare olabileceği de şüphelidir. 1976'dan beri çok sayıda nükleer ünitenin devreye girişi gecikmiş olup, halen devam eden projelerde de ancak az sayıda ülkede ilk planlamaya uyulabilmiştir.

Tüm bunlara ek olarak, enerji dönüşümünün nihai hedefi, sosyo-ekolojik reformlarla iklim açısından nötr, yaşanabilir bir enerji sistemine doğru yönelmektir. Nükleer enerji bu süreci destekleyici değil,

tam tersine bloke edici bir özelliğindedir. Bu alana yatırılacak milyarlarca dolarlık yatırımlar, yukarıda belirtilen hedeflere ulaşılmasını engelleyecektir. Nükleer enerjiden elde edilecek kırmızı hidrojen de nükleer enerjinin yaygınlaşmasına yetmeyecektir.

8.3.14 SONUÇ YERİNE: TÜRKİYE İÇİN SORULAR VE SORUNLAR

Uluslararası enerji kuruluşlarının iklim-nötr bir dünya için oluşturduğu senaryoların varsayımlara dayalı olduğu, gerçekleşmesinin küresel ve ulusal boyutta siyasal, ekonomik ve toplumsal koşullara bağlı olduğu açıktır. Bu senaryoların, içinde yaşadığımız kapitalist sistemin yapı taşları üzerinde inşa edildiği ve esasen sistemin sürdürülebilirliğini sağlamak amacıyla hazırlandığı bilinen bir husustur. Bu sınırlar içinde bakıldığında bile, enerji dönüşümü konusunda halkımız ve ülkemiz açısından siyasal iktidara ve kamu yönetimine sorulması gereken temel sorular bulunmaktadır:

- Ülkemizin uzun vadeli bir enerji dönüşüm planlaması var mıdır? Enerji dönüşümü tek bir seçeneğe indirgenemeyeceği için bu planın hem dönüşüm seçeneklerini hem de sanayiden kent planlamasına, ulaşımdan bilim-teknoloji politikalarına kadar enerji dışındaki alanları kapsamı zorunludur. Piyasa yanlısı politikaların, bütünlüklü bir planlamadan uzak, parçacı bakış açısının en çok etkisini gösterdiği alanlardan biri de enerjidir. Planlama döneminde bir altyapı sektörü olarak diğer alanlara girdi sağlayan enerji, neoliberal dönemde bütünsellik bağlamından uzaklaştırılarak özel firmaların kâr etmesine dayalı bir “üretim ve hizmet sektörü” haline dönüştürülmüştür. Bu durumun uygulanabilir olmadığı, özelleştirmelerin altyapı hizmetlerini daha pahalı hale getirdiği, düşük gelirli grupların temel ihtiyaç olan enerjiye erişimini engellediği dünyada ve ülkemizde artık ortaya çıkmıştır.
- Enerji dönüşümünün temelini yenilenebilir enerjiye dayalı olduğu dikkate alınarak, ülkemizdeki siyasal erkin ve kamu yönetiminin bu konuda uzun yıllara dayalı hedefleri ve projeksiyonları hazırlanmış mıdır?

Ülkemizin bu konuda nasıl bir yol izleyeceğine ilişkin uzun vadeli bir stratejisinin olması, aşağıda sıralanan konuların her birinin ayrı başlıklar halinde ayrıntılandırılması ve planlanması gerekmektedir:

- Kamu yönetiminin ve kurumlarının etkinliğinin iyileştirilmesi, kurumlar arasındaki koordinasyon ve işbirliğinin güçlendirilmesi,
- İdari ve hukuksal düzenlemelerin yapılması, güvenlik konuları başta olmak üzere standartların oluşturulması,
- Finansman kaynaklarının nasıl sağlanacağı, malzeme açısından girdi sağlayacak kaynaklara erişilebilirlik gibi konuların çözülmesi,
- Her türlü kaynağın yerinde ve etkin şekilde kullanılması için denetim mekanizmalarının sağlanması,
- Enerjide dönüşümün ülkemizde teknolojik ve sınai kapasitenin gelişmesi için bir fırsat olabileceği dikkate alınarak, gerekli politikaların oluşturulması, bu alandaki kurumsal yapının ve örgütlenmenin güçlendirilmesi, eleman eğitimi ve yetiştirilmesi,
- Enerji dönüşümünden elde edilecek yararların toplumda adil bir şekilde paylaşılması, enerji dönüşümü sonucunda iş kaybına uğrayacak toplulukların ve ekonomileri etkilenecek yörelerin durumunun dikkate alınması ve yeni iş alanlarının açılması.

Tüm bunlar yapılırken enerji temininin toplumsal boyutu dikkate alınmalı, sosyal politikalarla ilişkisi gözden kaçırılmamalıdır.

- Enerji dönüşümünde sanayileşmiş ülkelerle diğerleri arasında eşitsizlik yaşanacağı bilinmektedir. Ülkemizin sanayileşmiş ülkelerin stratejilerinde sadece bir pazar niteliğinde kalmaması için bu

alandaki Ar-Ge çalışmalarının nasıl destekleneceği, verilecek desteklerin etkinliği ve sonuç alıcı olması açısından hangi politikaların izleneceği belli midir?

Uluslararası politikalarda ve raporlarda Ar-Ge konusu ağırlıklı özel sektöre bırakılmakta, kamuya sadece hedeflerin konması, piyasa mekanizmaları dahil düzenlemelerin yapılması, fonlar sağlanması vb. sınırlı roller verilmektedir. İleri sanayi ülkelerinin özel şirketleriyle, ülkemiz gibi, bazı tanımlamalara göre erken sanayisizleşme ile karşılaşan ülkelerin özel şirketleri arasında önemli farklılıklar vardır. Ülkemizdeki özel sektör kuruluşları, kendi dinamikleriyle güçlenmemiş, genellikle devlet desteğiyle ve iktidara yakınlıkla büyüyen ve yeri geldiğinde kurtarılan, Ar-Ge yönü zayıf firmalardır⁶.

Ar-Ge sosyo-ekonomik etkileriyle değerlendirilmesi gereken bir faaliyettir. Ülkemizde teknolojik ve sınai gelişme konusunda devletin bir planlaması ve müdahalesi olmaksızın, bu rolün özel sektöre devredilmesi gerçekçi değildir; üstelik verilen mali desteklerin ve fonların geri dönüşüne ilişkin denetim mekanizmalarının bulunmaması savruk, sonuç getirmeyen ve sosyo-ekonomik açıdan dönüşü olmayan uygulamalardır. Özellikle finans kaynaklarının sınırlı olduğu ve Ar-Ge kültürünün gelişkin olmadığı koşullarda, önceliklerin belirlenmesi ve kaynakların etkin kullanılması daha da önemli hale gelmektedir.

Bir örnek vermek gerekirse, AB'nin Sınırdaki Karbon Düzenlemesi Mekanizması (SKDM)'na üçüncü ülkelerden de tepkiler gelmiştir. Şubat 2022'de Avrupa Parlamentosuna sunulan bir brifing notunda şunlar yer almaktadır: Ukrayna AB standartları ile uyumlu olacağını vurgulamakla birlikte çelik sanayi için muafiyet isterken, Rusya, AB'nin iklim meselesini gerekçe göstererek yeni ticaret engelleri çıkardığını belirtmekte; Çin, Paris Anlaşması uyarınca zengin ülkelerin salımlarının azaltılmasında daha fazla sorumluluk alması ilkesinin dikkate alınmadığını ileri sürmektedir. Ayrıca Brezilya, Güney Afrika, Hindistan ve Çin ortak bir açıklama ile, SKD mekanizmasının gelişmekte olan ülkeler için olumsuz etkileri olacağına dair endişelerini belirtmiştir. Bunlara karşılık, söz konusu Brifing Notu'nda Türkiye ile ilgili olarak sadece TÜSİAD'ın Türkiye'nin SKD mekanizması ile uyum sağlaması için AB fonlarından yararlanması yönündeki talebi yer almıştır (European Parliamentary Research Service). Bu ifadelerden,

- Ülkede kamu ve özel sektörde bugüne kadar izlenen teknoloji geliştirme politikalarının ve uygulamalarının yetersizliğinin,
- Sermaye kuruluşlarının ufkunun şirket kârlarından öteye geçmemesi, teknolojide yetkinlik kazanmanın ülke çapındaki sosyo-ekonomik sonuçları ve etkileri gibi hususların

sermaye çevreleri tarafından pek de dikkate alınmadığı, konunun her zamanki gibi sadece “para, fon desteği vb.” meselelere indirgenmiş olduğu yönünde bir sonuç çıkartmak acaba hatalı mı olacaktır?

Sonuç olarak, enerjide dönüşüm politikaları ve programları gerek uluslararası gerekse ülkelerin ulusal politikalarından, ekonomik koşullardan, teknolojik araştırma-geliştirme faaliyetlerinin sonuçlarından etkilenecektir. Bu nedenle birçok belirsizliği içinde taşımaktadır. Kaldı ki, iklim değişikliğinin nedenini sadece karbon salımı meselesine indirgemek kapitalist sistemin işleyişini gözlerden kaçırmak anlamına gelmektedir. Bununla birlikte, ülkemizin uluslararası boyutlu dönüşüm sürecinin dışında kalmasının mümkün olmadığı dikkate alınmalıdır. Yukarıda sıralanan soru ve konularla da sınırlı kalmamak üzere, var olan çok boyutlu sorunlarımıza toplumsal ihtiyaçlar doğrultusunda çözüm getirebilecek politikaların oluşturulması, uluslararası gelişmeler de dikkate alınarak, bu konuların ülkemiz özelinde daha ayrıntılı ele alınmasına ihtiyaç vardır.

⁶ Özgür Orhangazi'nin “Türkiye Ekonomisinin Yapısı (2020)” kitabında, Korkut Boratav'ın şu tespiti aktarılmaktadır: “Türkiye’de güçlü bir sınıf haline gelirken bile burjuvazi bu gücünü, kıyasıya rekabet koşullarında etkinliğini ve üstünlüğünü her gün ekonomik olarak kanıtlanma zorunluluğundan kaynaklanan bir dinamizmden değil, devlet mekanizmasının kendisine sağladığı özel imkanlardan kazanmış; dolayısıyla başarısını bu mekanizmaya ulaşmada ve onu etkilemedeki becerilerine borçlu olmuştur” (Korkut Boratav, *Türkiye İktisat Tarihi 1908-2015*, İmge Kitabevi, 2018).

KAYNAKLAR

Asha Singh, Thomas Christensen, Calliope Panoutsou, Policy review for biomass value chains in the European bioeconomy, Science Direct, 2021, [Policyreviewforbiomassvaluechains in theEuropeanbioeconomy - ScienceDirect](#)

European Parliamentary Research Service, EU carbon border adjustment mechanism Implications for climate and competitiveness, BRIEFING, EU Legislation in Progress, [EU carbonborderadjustmentmechanism \(europa.eu\)-](#)

FERN, [Covered in smoke: whyburningbiomassthreatensEuropeanhealth -Fern](#)

Fossil Fuel Finance Report 2022, [Banking on Climate Chaos, Banking on Climate Chaos](#))

[Kernenergieund Klima](#), 16 Ekim 2021, [Kernenergieund Klima | Zenodo](#)

Nikolaus Muellner ve diğerleri, "Nuclear energy-The solution to climate change?", Ağustos 2021, [Nuclearenergy -Thesolutiontoclimatechange? - ScienceDirect](#)

Philippa Nuttall; New Statesman UK edition, 22 Ocak 2022'de Lazard'dan aktarılmıştır. [Is nuclearpowerthebestsolutiontoclimatechange? - New Statesman](#)

Recharge News2022a, ['Expensive, wasteful, limited CO2 reduction: Blendinghydrogenintogasgridshould be avoided' | Recharge \(rechargenews.com\)](#)26 Ocak 2022

Recharge News 2022b, ['Crazy, wastefulgreenwash': Japan tospend \\$242m on mixinghydrogen-derivedammoniawithcoal at powerplants | Recharge \(rechargenews.com\)](#), 10 Ocak 2022

Uluslararası Enerji Ajansı (UEA) 2021a, Net Zero by 2050-A Road Mapforthe Global Energy Sector, Mayıs 2021, [Net Zero by 2050 – Analysis - IEA](#)

[UEA 2021b](#), World Energy Outlook 2021, [World Energy Outlook 2021 – Analysis - IEA](#), Ekim 2021

Uluslararası Yenilenebilir Ajansı (UYEA), 2021a, IRENA (2021), Greenhydrogensupply: A guide to policy making, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, [GreenHydrogenSupply: A Guide toPolicyMaking \(irena.org\)](#)

UYEA 2021b, IRENA, World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Haziran 2021, [World EnergyTransitions Outlook: 1.5°C Pathway \(irena.org\)](#)

ÖZGEÇMİŞ



M. Nilgün Ercan
mnercan@gmail.com

1956 yılında Ankara'da doğdu. 1979 yılında ODTÜ Kimya Mühendisliği Bölümü'nden mezun oldu. 2000 yılında Türkiye ve Orta Doğu Amme İdaresi Kamu Yönetimi Lisansüstü Uzmanlık Programını tamamladı. Kuruluşu sırasındaki adıyla Türkiye Elektrik Kurumu, özelleştirme amaçlı bölünmelerden sonraki adıyla Elektrik Üretim AŞ'nin Santraller Proje ve Tesis Başkanlığı'ndan 2006 yılında emekli oldu. 1984-1990 yılları arasında TMMOB Kimya Mühendisleri Odası'nda sırasıyla bir dönem Yönetim Kurulu üyeliği, iki dönem Ankara Şubesi Yönetim Kurulu Başkanlığı, 1992-1996 yılları arasında da KMO Yönetim Kurulu Başkanlığı yaptı. Halen KMO'nun enerji ile ilgili çalışmalarında yer almaktadır.



BÖLÜM 9

SONUÇ VE ÖNERİLER

9. SONUÇ VE ÖNERİLER

Oğuz TÜRKYILMAZ
Endüstri Mühendisi

Orhan AYTAÇ
Makina Mühendisi

9.1 ÖN AÇIKLAMA VE GİRİŞ

Raporun Sonuç ve Öneriler Bölümünde yer alan görüş ve değerlendirmelerin büyük bir bölümü daha önce de MMO Enerji Çalışma Grubu olarak hazırladığımız raporlar, Oda görüşleri, sunumlar ve en geniş olarak *Türkiye'nin Enerji Görünümü 2020* Raporunun Sonuç Bölümünde yer alan değerlendirmeler ve *Demokratik Enerji Programı*nda da yer almıştı. Aradan geçen iki yıl içinde dünyada, etkileri ve sonuçları ülkemize de yansıyan bazı önemli gelişmeler oldu. Yaşanan yeni süreçlere dair gözlem ve değerlendirmelerimizi de katarak, bazılarını tekrarlama pahasına da olsa görüşlerimizi dile getireceğiz.

Enerjiden yararlanmak modern çağın gereği ve vazgeçilmez bir insan hakkıdır. Bize göre, esasen tümü toplumun ortak malı olan enerji kaynaklarının araştırılması, bulunması, değerlendirilmesinden başlayarak; üretim, iletim, dağıtım ve satışına kadar sürecin tüm aşamalarında çevreye, iklime ve doğaya olumsuz etkileri asgari düzeyde tutulmalı ve toplum yararı gözetilmelidir. Bu ölçüt, enerji ile ilgili tüm faaliyetlerde geçerli olmalıdır. Enerjinin tüm tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve güvenilir bir şekilde sunulması, temel enerji politikası olmak zorundadır. Bu anlayış ve yaklaşım, enerji ihtiyacının karşılanmasını bir kamu hizmeti olarak ve kamu kuruluşları eliyle toplum çıkarları doğrultusunda yürütülmesi gereğini ortaya çıkarmaktadır.

Ne var ki dünyanın küreselleşme sürecine girmesiyle birlikte, iktidarlar tarafından uygulanan neoliberal politikalar sonucunda enerji kullanımının vazgeçilmez bir insan hakkı olduğu gerçeği yok sayılmış, kamu hizmeti olan enerji ve elektrik temini piyasa faaliyeti haline dönüştürülmeye çalışılmıştır. Sermaye birikim rejiminin sınırsız büyüme eğilimi ile birlikte enerji sektörü kamusal bir alan olmaktan çıkarılarak özel tekellerin kâr egemenliğine teslim edilmiş ve ortaya fosil kaynaklara dayalı, yüksek karbon salımlı bir ekonomik yapı çıkmıştır. Bu yapıda, tekellerin fosil yakıt temelli politikaları nedeniyle küresel ısınmaya yol açan sera gazı salımları dünyayı tehdit eder bir konuma gelmiştir. Bu politikaların bir diğer sonucu da enerji yoksulluğu ve yoksunluğunun dayanılmaz bir boyuta ulaşmış olmasıdır. Bu yapı artık sürdürülemez bir noktaya gelmiştir.

Rapor'un bu son bölümünde ifade ettiğimiz görüşler; **yenilenebilir kaynaklara dayalı, toplum yararını gözetten, kamusal planlamayı esas alan, ekonomik ve teknik anlamda verimliliğe öncelik veren, kamusal hizmet olarak temin edilecek enerjiyi azami oranda etkin kullanmayı öngören, işleyişi katılımcı, içeriği demokratik bir enerji programı** geliştirme tartışmalarına katkı koyma amacıyla geliştirilmiştir. Çalışmanın gerekçesi, bulunduğumuz her alanda hatalı politika ve uygulamaları eleştirmekle yetinmeyip; olması gerekeni, toplum çıkarlarını gözetten doğru politika ve uygulamaları tanımlama, anlatma ve duyurma sorumluluğudur.

Bu bölümde küreselleşme süreci ve uygulanan neoliberal politikaların dünya enerji sektöründe yarattığı yıkıcı sonuçları da ele alınmıştır. Ayrıca, bu politikaların Türkiye enerji sektörüne yansımaları incelenmiştir. Devamla, esas olarak yenilenebilir kaynaklara dayalı demokratik bir enerji programının içeriğine dair öneriler paylaşılmış ve yapılması gerekenler belirtilmiştir.

9.2 NEOLİBERAL POLİTİKALARIN DÜNYA ÖLÇEĞİNDE ENERJİ SEKTÖRÜNDE YARATTIĞI YIKICI SONUÇLAR

9.2.1 Enerji Kaynakları Üzerinde Egemenlik ve Denetim Kurmak İçin Savaşlar

Dünyada enerji kaynaklarının büyük bir bölümünü tüketen ABD ve diğer emperyalist kapitalist ülkeler kendi ihtiyaçlarını karşılamak ve diğer büyük güçlerin bu “sınırlı” kaynaklara erişimini engellemek ve kontrol etmek için; tüm dünyadaki enerji kaynaklarını denetlemeyi ve ele geçirmeyi amaçlayan strateji ve politikaları yıllardır uygulamaktadır. Öte yandan Rusya Federasyonu (RF) ve Çin Halk Cumhuriyeti de bu denetimi kırma çabalarının yanı sıra emperyal amaçlarla da benzer politikaları yürütmektedir.

Petrol ve gaz rezervlerinin, başta Orta Doğu olmak üzere sınırlı coğrafyalarda (Rusya, Afrika, Hazar vb.) yoğunlaşmış olması, söz konusu kaynakların kontrolüne yönelik mücadele ve savaşları kızıştırmaktadır. Libya'da yönetimi deviren, Irak'ı işgal eden, Suriye'de rejimi değiştirmek için şeriatçı kalkışmayı kışkırtan ve destekleyen, petrol kuyularına el koyan, Yemen'deki iç savaşı körükleyen, Orta ve Güney Amerika ile Afrika'nın birçok ülkesinde açık işgallere varan müdahalelerde bulunan, kukla yönetimleri işbaşına getiren ABD, Fransa, İngiltere vb. kapitalist ülkeler; enerji kaynaklarının olduğu ülke ve bölgelere yönelik emperyalist amaç ve niyetlerini gizlemeye ihtiyaç duymamaktadır. Türkiye'nin Libya'daki askeri varlığı, her dönem gündemde tutulan Musul petroleri hesabı, Azerbaycan'da giderek güçlenen askeri yapılanma, Katar, Somali vb. ülkelerdeki üsler, iktidarın bu yeniden bölüşüm savaşından pay almak isteğini açıkça ortaya koymaktadır.

Dünya, bir kez daha emperyalist emeller peşinde, ekonomik çıkarlar uğruna, büyük devlet iddialarını kanıtlamak hevesiyle başlatılan korkunç bir savaşın içinde. Başta Ukrayna halkı olmak üzere, Rusya, Avrupa, tüm bölge ülkeleri ve dünya genelinde yıkıcı ve olumsuz etkilerini daha ilk günlerde hissettiren savaşın bedeli çok daha ağır olacaktır. Savaş, nükleer santrallerin silahlı çatışmalarda nasıl kolay hedefler olduklarını ve hasar görmeleri halinde bütün dünyayı etkileyebilecek tehlikelere neden olabileceğini göstermiştir. Fosil enerji kaynaklarına erişimin ve yakıt temininin siyasi amaçlar ve nedenlerle de durdurulabileceğini, önlenebileceğini ortaya koymuştur.

Özel olarak AB ve genel olarak Avrupa, enerji girdileri temininde, dünyanın önde gelen petrol, doğalgaz ve kömür ihracatçılarından olan RF'ye büyük ölçüde bağımlı. Bu bağımlılığı hızla azaltmak ve giderek sona erdirmek için, AB yeni kaynaklara yöneldi.

Almanya'nın doğalgaz ihtiyacını karşılamaya yönelik ve ABD'nin yıllardır baskıladığı, yapılmasının önüne set çekmeye çalıştığı Kuzey Akım-2 Doğal Gaz Boru Hattı projesi tüm engellemelere karşın, Alman enerji şirketleri ve Rusya tarafının da yapımı desteklemesiyle bitme aşamasına gelmişti. Savaş koşulları ve ABD baskıları ile ABD'nin Avrupa'ya sıvılaştırılmış doğalgaz ihracatını sınırlayıcı bu yatırım sonuçlanma aşamasında iken askıya alındı ve ABD'nin Avrupa'ya yüksek fiyatlarla sıvılaştırılmış gaz ihracatını artırmasına imkan sağlandı.

AB'nin RF'den fosil yakıt ithalatını sınırlama ve sonlandırma girişimlerine, RF'nin karşı atakları gecikmedi. Doğalgaz ödemelerinin Ruble ile yapılması koşulu yürürlüğe girerken, ödemelerde bu koşula uygun davranmayı kabul etmeyen Bulgaristan ve Polonya'ya gaz arzı durduruldu. Tuzu kuru ABD'nin, Rusya Federasyonu'ndan petrol ve doğalgaz alımlarının sonlandırılması çağrısı, petrol ve gaz fiyatlarını daha da artırdı. RF mahreçli gaz ve petrole büyük ölçüde bağımlı olan Avrupa ülkelerinin bunu kısa dönemde başka kaynaklarla bütünüyle ikame etmeleri çok güç. Petrol ve

doğalgaz fiyatlarındaki artışlar uluslararası fosil yakıt şirketlerini ihya ederken, artan enerji faturaları tüm Avrupa ülkelerinin ekonomilerini olumsuz yönde etkiledi ve yurttaşların yaşamlarını güçleştirdi.

ABD ve NATO açık bir biçimde Rusya Federasyonu'nu etkisiz hale getirmeyi, NATO'nun faaliyet alanını da bütün dünyayı kapsayacak şekilde geliştirerek tekrar tek kutuplu dünyaya dönmeyi kurguluyor. Ukrayna'nın çıkarı, bağımsız, egemen ve tarafsız bir ülke olarak toprak bütünlüğünün korunmasından geçiyor. ABD ve NATO, AB ve üye ülkeler Ukrayna'dan ellerini çektiğini açıklamalı, neofaşist çeteleri desteklemekten, ülkeye silah ve mühimmat sevkinden bir an önce vazgeçmelidir.

Rusya Federasyonu da Ukrayna'yı Rusya'ya katmayı meşru gören şoven milliyetçi söylemini terk etmeli, işgale son vermeli, Ukrayna'nın kayıtsız şartsız bağımsızlığını tanıdığını teyit etmelidir.

Emperyalizm, dünya halklarına bir kez daha acılar yaşatıyor, büyük güçler arasındaki çekişme insanlığa ağır bedeller ödetiyor. İktidar, emperyalist müdahalenin parçası olma hevesinden, ABD ve NATO'nun dümen suyunda ülkeyi yeni felakete götürecektir her tür hamleden vazgeçmelidir.

Emperyalizmin saldırı örgütü NATO dağıtılmalıdır. Ülkemizin etrafındaki yangından olumsuz etkilenmemesi için, *“Bizi milletçe yok etmek isteyen emperyalizme karşı ve bizi yutmak isteyen kapitalizme karşı milletçe mücadele edeceğiz”* diyen, *“Bağımsızlık ve özgürlük benim karakterimdir”* diye haykıran Mustafa Kemal'in, *“yurtta sulh, dünyada sulh”* ilkesini kararlılıkla savunmalıyız.

9.2.2 Tekellerin Fosil Yakıt Temelli Politikaları Nedeniyle Küresel Isınmaya Yol Açan Sera Gazı Salımları Artıyor

Bugün insanlığın karşı karşıya kaldığı en ciddi tehlike, küresel iklim krizidir. Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli'ne (IPCC) göre karbondioksit oranındaki artışın temel nedeni fosil yakıt kullanımınıdır.

İklim kaynaklı sorunların yakıcı etkilerini azaltmak, başta CO₂ olmak üzere sera gazı salımlarını düşürmek için yeni fosil yakıt üretim tesisi yatırımlarının yapılmaması ve fosil yakıt üretim ve tüketiminin hızla azaltılması gereği, Hükümetlerarası İklim Paneli raporlarında ve Uluslararası Enerji Ajansı'nın (UEA) çeşitli çalışmalarında belirtildi.

Ancak, UEA'nın 2050 için yaptığı Dünya Birincil Enerji Tüketim Tahminlerinde yer alan veriler;

“Mevcut politikaların sürdürülmesi “durumunda sorunların daha da artacağına,

“Verilen taahhütlerin yerine getirilmesi halinde” bile fosil yakıtların tüketimindeki azalmaların çok sınırlı olacağına,

“Sürdürülebilir kalkınma politikalarının uygulanması halinde” dahi sağlanacak azaltımların yeterli olmayabileceğine

işaret etmektedir.

Çok iddialı “Net Sıfır Salım” senaryosunda da, yenilenebilir enerji kaynakları arzının 2050'ye kadar yüzde 428 gibi çok yüksek bir oranda artırılmasının öngörülmesine karşın, 2050'de yenilenebilir enerji kaynaklarının payının üçte iki olacağı, kalan üçte birin ise ağırlığı fosil olmak üzere fosil yakıtlar ve nükleer olacağı tahmin edilmektedir.

Net sıfır teriminin de salımları sıfırlamayı değil, tutulan veya doğrudan havadan yakalanan karbondioksit salımlarını kullanma ve depolama yoluyla, salınan salım ile tutulan salımın eşitlenerek dengelenmesini öngördüğünü de belirtmek gerekir. Sanayi Devriminden sonra hızla artan fosil yakıt

tüketimi, çevreye zararlı kirleticiler yayan sanayi sektörlerinde üretim yoğunlaşmasının ve ulaşım sektörünün neden olduğu ve hızla artan salımlar sonucu sera gazı birikiminin geldiği düzey ve küresel ısınmanın boyutları, ciddi bir iklim krizine işaret etmektedir. Fosil yakıt kullanımından hızla uzaklaşmadığı takdirde günümüzde 1,2 °C olan küresel ısınmanın yüzyıl sonunda 1,5 °C hatta 2,0 °C ile sınırlandırılması mümkün olamayacaktır.

Hava ve çevre kirliliğinin insan ve toplum yaşamına olumsuz etkilerini gidermek, iklim krizinin insan yaşamını ve doğayı tehdit eden kuraklık, denizlerin ısınması, yeraltı sularının azalması, orman yangınları, beklenmedik zamanlarda yüksek yağışlar, yağışların düzensiz hale gelmesi, su baskınları vb. yıkıcı zararlarını azaltmak, hızla yükselme eğilimindeki sıcaklık artışını 1,5-2 °C ile sınırlamak için, enerji üretim ve tüketiminde fosil yakıtların payını mutlaka radikal ve hızlı bir şekilde düşürmek gerekir. Dünya Meteoroloji Örgütü daha önce de 1980'den bugüne her on yıllık dönemin, bir önceki on yıldan daha sıcak olduğunu açıklamıştı. Bu veriler, başka bir enerji politika ve programı için neden mücadele edilmesi gerektiğinin açık kanıtlarıdır.

Küresel iklim değişikliği nedeniyle, "katastrofik" olarak adlandırılan büyük ölçekli afetlerden hidro-meteorolojik karakterli olanlarına kadar 1980 yılından bu yana sürekli ve çok önemli sayıda artışlar görülmektedir. Büyük bir coğrafyaya ve farklı iklim bölgelerine sahip olan ülkemizde de afetlere dönüşen fazla sayıda ve türde şiddetli meteorolojik olaylar gözlenmektedir.

Dünyada Yeşil Mutabakat tartışmalarının yoğunlaşmasıyla, UEA bugüne değin izlediği çizginin dışına çıkarak Mayıs 2021'de yayımladığı "Net Zero By 2050—A Road Map For The Global Energy Sector" başlıklı bir raporla önemli önerilerde bulundu.

Rapordaki bazı önemli vurgular şöyle:

- İnsanlığın maruz kaldığı en büyük tehdit olan iklim değişikliğinin başat nedenlerinden olan sera gazı salımlarında enerji sektörünün payı dörtte üçtür.
- 2050'de net sıfır salım hedefine ulaşmak için, bütün ülkelerin yönetimleri enerji ve iklim konusunda yeni adımlar atmalıdır. Hedefe ulaşabilmek için bütün mevcut temiz ve verimli enerji teknolojilerinin bir arada yoğun bir şekilde kullanılmasının yanı sıra, bugün geliştirilme aşamasında olan yeni teknolojilerin de yaygınlaşması ve kullanılması gerekmektedir. Gelişmiş bataryalar, hidrojen elektrolizi ve direkt karbon yakalama ve tutma teknolojilerinde yeni inovasyonlar önemlidir. Bu amaçla ülkelerin yönetimleri Ar-Ge'ye ve yeni deneysel uygulamalara destek olmalıdır.
- Elektrikten yoksun 785 milyon kişi elektriğe, temiz bir yemek pişirecek düzeni olmayan 2,6 milyar insan temiz yemek pişirme imkânı verecek düzeneğe kavuşturulmalıdır.
- Süreç açık, şeffaf, erişilebilir ve katılımcı olmalı, yurttaşların katılımı ve desteği sağlanmalıdır.
- Enerji sektöründe çok radikal değişiklikler olması, güneş PV kapasitesinin 20 kat, rüzgâra dayalı elektrik üretiminin 11 kat artması, fosil yakıtların enerji arzındaki payının ise beşte bire inmesi, enerji tüketiminde elektriğin payının %50 olması hedeflenmektedir.
- Süren projeler hariç yeni gaz ve petrol sahalarına, yeni kömür madeni projelerine yatırım öngörülmektedir.

Paris Anlaşması, Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (BMİDÇS) kapsamında, iklim değişikliğinin azaltılması, adaptasyonu ve finansmanı hakkında 2015 yılında imzalanan, 2016 yılında yürürlüğe giren bir anlaşmadır. Türkiye Anlaşmayı uzun bir bekleme süresinin ardından Ekim 2021'de onaylamıştır.

Paris Anlaşması'nın uzun vadeli sıcaklık hedefi, küresel ortalama sıcaklık artışını sanayi öncesi seviyelerden 2 °C (3,6 °F) artış seviyesi ile sınırlı tutmak ve bununla yetinmeyip 1,5 °C için çaba harcamaktır. Çünkü sıcaklık artışının ancak 1,5 °C ile sınırlanması halinde iklim değişikliğinin risklerini ve etkilerini önemli ölçüde azaltacağı kabul edilmektedir. Bunu sağlamak için de, salımların mümkün olan en kısa sürede azaltılması ve 21. yüzyılın ikinci yarısına kadar salınan ve tutulan sera gazlarının dengelenmesi hedeflenmektedir.

Birleşmiş Milletlerin iki örgütü, Dünya Meteoroloji Örgütü ve Birleşmiş Milletler Çevre Programı tarafından 1988 yılında insan faaliyetlerinin neden olduğu iklim değişikliğinin risklerini değerlendirmek üzere Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli (*Intergovernmental Panel on Climate Change*, kısaca IPCC) kurulmuştur. Değerlendirmelerini ağırlıklı olarak yayımlanmış bilimsel literatüre dayandıran Panel, Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'nin uygulanmasına ilişkin konularda özel raporlar yayımlamaktadır.

IPCC raporlarına göre, sera gazı salımlarında derhal hızlı ve büyük azalmalar olmadıkça, sıcaklık artışını değil 1,5 °C, 2 °C'de bile tutmak mümkün olmayacaktır. İklim değişikliği, dünyanın her tarafını etkilemektedir. Sıcaklık artışının 1,5 °C'ye ulaşması halinde ısı dalgaları yükselecek, daha uzun sıcak ve daha kısa soğuk mevsimler yaşanacaktır. 2 °C'lik artış ise, tarım ve sağlık açısından kritik eşiklerin aşılmasına neden olacaktır.

İklim değişikliği, sıcaklık artışının dışında, değişik bölgelerde, hemen hemen hepsi daha çok ısı artışına neden olabilecek, ıslaklıktan kuruluğa, rüzgâr rejiminde, kıyılarda ve okyanuslarda değişimler doğurabilecektir. Örnekeleyecek olursak, iklim değişikliği nedeniyle:

- Su çevrimi yoğunlaşmaktadır. Bunun sonucu su baskınlarına neden olan yağışlar olabildiği gibi, bazı bölgelerde şiddetli kuraklıklar da olabilir.
- Yağış rejimleri etkilenmektedir. Yağışlar yüksek enlemlerde artarken, subtropikal bölgelerin büyük kısımlarında azalacaktır. Muson yağmurlarında da değişiklikler olacaktır.
- 21. yüzyıl boyunca kıyılarda deniz seviyesi sürekli olarak yükselmeye devam edecek, bu nedenle alçak bölgelerde su baskınları yaşanacak, kıyasal erozyon artacağı gibi yüz yılda bir gözlemlenen aşırı deniz seviyesi yükselmesi olayları her zaman olabilecektir. Kuzey kutbunda buzullar ve buz tabakaları eriyecektir.
- Okyanuslar, daha sık deniz ısı dalgaları, artan asitleşme ve oksijen oranının düşmesi vb. sorunlarla karşı karşıya kalınacak, bu sorunlar okyanus ekosistemlerini ve yaşamları, bu ekosistemlerle ilişkili insanları etkileyecektir. Çalışma, karbondioksitin (CO₂) iklim değişikliğinde başat rol oynamakla birlikte diğer sera gazlarının ve hava kirleticilerinin de olumsuz etkileri olduğunu ortaya koymaktadır.

İklimin tekrar istikrarlı bir hale gelebilmesi ve sera gazı salımlarının azaltılması için güçlü, sürekli ve hızlı uygulamalar ile CO₂ salımlarının net sıfır düzeyine düşürülmesi gerekmektedir. Diğer sera gazlarının ve hava kirleticilerinin, özellikle metan gazı salımlarının sınırlanması da sağlık ve iklim için yararlı olacaktır.

9.2.3 Enerji Yoksulluğu ve Yoksunluğu

Günümüz dünyasında, bir yandan kaynaklar fütursuzca (toplumsal yaşam gereklerinin çok üzerinde) tüketilirken, diğer yandan hâlâ milyarlarca insanın evinde ellerini yıkayacağı bir lavabo, yemek pişirmek için düzenli bir mutfak bulunmamakta; 1 milyara yakın insan elektrikten tam olarak

yararlanamamakta, yüz milyonlarca insan da yemek pişirmek için çer-çöp ile bitkisel ve hayvansal atıkların yakıldığı ilkel ocakları kullanmaktadır. Bu olgular yanı sıra gelişmiş ülkelerde yaşayanlar dâhil milyarlarca insan, alım güçlerinin yetersizliği nedeniyle mevcut imkânlarla ulaşmakta zorluk çekmektedir. Bu durum enerji yoksunluğu ile enerji yoksulluğu gibi iki farklı kavramı ortaya çıkarmaktadır.

Enerji yoksunluğunu, çağdaş enerji hizmetlerine erişim ve kullanım imkânının fiziki olarak mümkün olmaması hali olarak tanımlayabiliriz. Örneğin akarsuyun, elektriğin olmadığı yerlerde yaşayanların durumu.

Enerji yoksulluğu ise; insanların, yaşam alanlarında modern enerji hizmetlerinin veriliyor olmasına karşın, düşük gelirleri nedeniyle bu hizmetlere erişim imkânlarının sınırlı olması ve/veya mümkün olamaması durumudur.

Çok hızla yükselen enerji fiyatları nedeniyle birçok kapitalist ülkede, doğalgaz ve elektrik borçlarını ödeyemedikleri için milyonlarca kişi soğuğa ve karanlığa mahkum edilmiştir.

9.3 NEOLİBERAL POLİTİKALARIN TÜRKİYE ENERJİ SEKTÖRÜNE YANSIMALARI

9.3.1 Genel Görünüm

Ülkemizde 1980'den bu yana yerleştirilmeye çalışılan piyasa ekonomisi ile sektörde kamu varlığı sınırlanmakta ve/veya yok edilmekte, genel olarak enerji, özel olarak da elektrik sektörü serbest piyasa işleyişine ve özel sermaye şirketlerine dayalı olarak yapılandırılmaktadır.

Bu dönemde enerji ihtiyacını karşılamak üzere genelde ithal fosil enerji kaynakları kullanılmış, ithalata dayalı yüksek maliyetli yatırımlar yapılmış, enerjideki dışa bağımlılık ciddi boyutlara ulaşmıştır. Türkiye'nin hızla artan enerji ithalatının faturası 2021'de 50,4 milyar dolar olurken, 2022'nin ilk çeyreğinde 25 milyar dolara fırlamıştır.

Kamu elektrik üretim tesislerinin çok büyük bölümü özelleştirilmiştir. Elektrik üretiminde kamu payı, 2019'da %19,5, 2021'de %16,1 olmuştur. Elektrik dağıtımı ve satışı tamamen özel şirketler tarafından yapılmaktadır. Plansız uygulamalar sonucu ülkede elektrik üretiminde arz fazlası oluşmuş, bunun sonucunda bazı santraller üretimi durdurmuş veya kapanmış, bir bölümü yurtdışına satılmıştır. Birkaç büyük özel sermaye grubu, elektrik üretiminin yanı sıra dağıtımını da kontrol etmektedir.

Petrolün rafinaj işlemleri iki özel şirket tarafından; ithalat, dağıtım, pazarlama ve satış işlerinin tamamı az sayıda özel şirket tarafından denetlenmektedir.

İstanbul dışında ülkenin tüm kentlerinde doğalgaz dağıtım, satış, pazarlama hizmetleri özel şirketler eliyle verilmektedir.

9.3.2 Artan Fiyatlar, Yaygınlaşan Enerji Yoksulluğu

Bugün TÜİK verilerine göre tüketici fiyat endekslerinin yüzde 70'i aştığı, üretici fiyatlarının yüzde 120'den daha fazla arttığı koşullarda, bir alev topu gibi büyüyen ve bazı iktisatçılara göre yüzde 160'ı aşan fiyat artışları, her gün yapılan yeni zamlarla daha da yükselmektedir.

Yılsonunda yapılan yüzde elli artışa karşın art arda gelen zamlar nedeniyle alım gücü hızla kaybolan asgari ücretle insan onuruna yaraşır bir yaşam sürdürmek de imkânsızdır.

Ülkemizde, hızla ortalama ücrete dönüşmesi ve asgari geçim için oldukça yetersiz kalması nedeniyle asgari ücrete dönük beklentiler yükseliyor. Asgari ücret, tüm çalışanları ve onların ailelerinin yaşam koşullarını ilgilendiriyor.

Türkiye, Avrupa Birliği'nde en düşük asgari ücrete sahip ülkelerden biri olmasının yanı sıra asgari ücretle çalışan oranının da en yüksek olduğu ülkedir. Ülke çapında asgari ücretleşme süreci hızlanıyor. Asgari ücret ile ortalama ücretler arasındaki makas kapanıyor. Milyonlarca işçi yasal hakları olmasına rağmen asgari ücretin altında, hatta yarısının bile altında çalışmaya zorlanıyor. Türkiye'de milyonlarca işçi asgari geçim için yetersiz olan asgari ücretle geçinmeye çalışırken, milyonlarca işçi de asgari ücret dahi alamıyor. Milyonlarca emeklinin maaşı da asgari ücretin yüzde kırk bir altında. Türkiye hızla bir asgari ücretliler ülkesine dönüşüyor.

TÜİK verilerine göre iki buçuk milyon kadar yurttaş SGK güvencesi dışında çalışırken, toplam nüfusun %15'i de, SGK kapsamı dışındadır. Gerçek rakamların çok daha yüksek olması muhtemeldir. Yoksulların enflasyonunun varsıllara göre çok daha yüksek olduğu, gelir dağılımının eşitsiz ve bozuk olduğu ülkemizde enerji yoksulluğu sorunu giderek ağırlaşmaktadır.

Günümüz Türkiye'sinde, art arda gelen zamlarla, aileler her ay tutarı daha fazla artan enerji, su vd. faturalarını ödemekte zorlanmakta ve ödeyemedikleri için elektriği, gazı ve suyu kesilerek abonelikleri sonlandırılan konut sayısı yüz binlerle belirtilmektedir.

Gerek elektrik gerekse doğalgaz borçlarını ödeyemeyen abonelerin toplam borç miktarları, belirli tercihli sermaye gruplarına aktarılan kamu kaynakları ile kıyaslandığında çok düşük kalmalarına karşın, iktidar göz ardı ettiği kesimlere bu desteği vermekten sakınmış ve milyonlarca yurttaşın soğukta ve karanlıkta kalmasına ilgisiz ve duyarsız kalmıştır. Çok ciddi bir sorun olan ve giderek çoğalan enerji yoksulluğunun yakıcı etkilerini azaltmak için enerji yoksullarına kamusal destekler artırılmalı ve genişletilmelidir. Odamız ve Elektrik Mühendisleri Odasının yıllardır dile getirdiği, bir ailenin aylık asgari elektrik tüketiminin 230 kilovat saat olduğu gerçeğini görmezden gelen siyasi iktidar, fahiş elektrik ve doğalgaz zamlarını protesto eylemlerinin yaygınlaşması üzerine; konutlarda 1. kademe tüketim sınırını 240 kilovat saate yükseltmek zorunda kalmıştır. Düşük gelirli ailelere yapılan elektrik yardımının üst sınırı ise hâlâ 150 kilovat saattir. 2 milyon 140 bin hanenin 150 kilovat saate kadar tüketimlerini devlet karşılamaktadır. Bu uygulama derhal gözden geçirilmeli, hanede yaşayan kişi sayısından bağımsız olarak, yoksul ailelerin aylık 240 kilovat saate kadar elektrik tüketimlerinin tamamı kamu tarafından karşılanmalıdır. Bireysel ısınma ile ısınan bir konutun yıllık doğalgaz tüketimi, örneğin Ankara'da 960 m³'tür. Mayıs ayı Başkent Gaz satış fiyatlarıyla, bu tüketim için ödenecek miktar 3.566,78 TL'dir. Düşük gelirli ailelere yapılacağı açıklanan 450–1.150 TL yardım, yıl içinde hiç yeni zam yapılmasa bile, ödenecek gaz bedelinin yalnızca %12,6–%33,2'sini karşılamaktadır. Bugün yardıma ihtiyaç duyan bir hanenin doğalgaz için ödeyeceği paranın yalnız sekizde biri ile üçte birini karşılayan destek düşük ve yetersizdir. Destek tutarı, yıllık gaz ihtiyacı olarak ödenecek gaz bedeline eşitlenmeli ve kapsamı tüm düşük gelirli aileleri kapsayacak şekilde genişletilmelidir. Ayrıca yerel yönetimler bedelsiz veya düşük bedelle su desteği vermelidir. Enerji girdileri ve ürünlerindeki yüksek vergiler düşürülmeli, elektrik faturalarına eklenerek konut abonelerinden zorla tahsil edilen kayıp/kaçak bedeli ve dağıtım şirketlerine ilave kazançlar sağlayan tüm kalemler iptal edilmelidir. Konutlarda temel ihtiyaçlardan olan elektrik, doğalgaz, su ve iletişim çağdaş insan yaşamının temel unsurlarıdır. Yurttaşlara verilen bu hizmetler temel ihtiyaçlar niteliğindedir ve KDV, Özel İletişim Vergisi vb. vergilerden muaf olarak temin edilmelidir.

9.3.3 Özel Elektrik Üreticilerine Güzel Destekler Artarak Devam Ediyor, Bedelini Yurttaşlar Ödüyor

Ülkemizde başlangıcı 1980'lere dayanan elektrik enerjisi sektörünün serbestleştirilmesi/özelleştirilmesi/piyasalaştırılması sürecinde Yap-İşlet, Yap-İşlet-Devret, İşletme Hakkı Devri, Varlık Satışı gibi özelleştirme modelleri uygulanmış ve özel firmaların serbest üretici olarak yeni elektrik santralleri yapmaları teşvik edilmiştir. Öte yandan kamu kurumlarının yeni üretim yatırımları yapmasının önüne geçilmiştir. Bu dönemde özel elektrik üretim ve dağıtım şirketlerine sağlanan destekler; doğrudan transferler, maliyet sübvansiyonları, vergi muafiyetleri, satış fiyatı ve yatırım desteklerinin yanı sıra arazi ve şebeke bağlantısı gibi kıt kaynaklara erişim konusunda sağlanan imtiyaz ve öncelikler, kamu varlıklarının tahsisi gibi çeşitli biçimlerde olmuştur.

Son yıllarda elektrik üretim şirketlerine işletme aşamasında verilen hesaplanabilir destekler; YEKDEM kapsamında yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğe ABD doları bazında ve yerli kömürden elektrik üreten santrallerin üretimlerinin bir bölümüne TL bazında (dönemsel olarak güncellenen) sabit fiyat ile alım garantisi verilmesi, bu yöntemin bazı elektrik üreticilerine piyasa ortalama satış fiyatından (EPIAŞ dönemsel ortalama Piyasa Takas Fiyatı) daha yüksek fiyatlarla elektrik satmalarını sağlaması; ayrıca bazı santrallara da üretimlerinden bağımsız olarak Kapasite Mekanizması adı altında da ödeme yapılması olarak sayılabilir. Ayrıca doğalgaz yakıtlı santrallara maliyetinin altında bedel ile gaz satışı, yerli kömür santrallerine çevre izni teşviki ve özelleştirilen yerli kömür yakıtlı santrallerin çevre mevzuatına uyum tarihinin ötelenmesi ve sonra çevre mevzuatına aykırılıklara göz yumulması şeklinde destekler de söz konusudur.

2018-2021 döneminde üretilen elektrik enerjisinin PTF (ağırlıklı ortalama) ile hesaplanan ederi 338,65 milyar TL, aynı dönemde PTF üzeri ödemelerin, Kapasite Mekanizması ödemelerinin ve doğalgaz santrallerine yakıt maliyeti desteğinin karşılığı 117,28 milyar TL olmuştur. Bu meblağ üretilen elektrik enerjisinin toplam piyasa ederinin yaklaşık %35'idir.

PTF üzerinde ilave ödemelerin yanı sıra, esasen PTF'nin de yeniden irdelenmesi gerekiyor. PTF'nin olduğu "Merit Order (Marjinal Maliyet)" Sistemi ülkemizde (dünyada olduğu gibi) elektrik sektörünün piyasalaştırılmasına paralel olarak uygulanmaktadır. Bu yöntem, maliyeti düşük santrallerin ürettikleri elektrik enerjisini maliyetlerinin üzerindeki fiyatlarla satmalarına olanak sağlamaktadır. Türkiye piyasası özelinde fiyatı belirleyen santraller genellikle, doğalgaz santralleri veya puant saatlerde üretim yapan barajlı hidroelektrik santralleri olmaktadır. Büyük gruplar doğalgaz santrallerinin yanı sıra daha düşük maliyetli yerli kömür ve/veya YEKDEM harici (ve dahili) yenilenebilir enerji santrallerine de sahip oldukları için yüksek PTF'nin referans satış bedeli olması bu gruplara avantaj sağlamaktadır. Özel elektrik üreticilerine avantajlar sağlayan bu sistemin bedeli (tarifeler aracılığıyla) tüketiciler tarafından ödenmektedir. Bu konuya Avrupa'da da sol çevreler dikkat çekmektedir.

Piyasalaştırmanın zorunlu kıldığı "Merit Order" veya benzeri sistemler ve özel elektrik üreticilerine çeşitli destekler ülkemizde 1980'den bu yana 42 yıldır sürdürülen politikalar ve söylemlerin sonucunda doğal olarak kabullenilmekte ve çözümler yine bu çerçevede aranmaktadır. Ancak beynimize örülmeye çalışılan neoliberal öğretinin zincirlerini kırarak, bu deli gömleğini üzerimizden atarak, kapitalist sistem içinde bile toplum yararını gözeten önermeler, politikalar geliştirebilir ve uygulayabiliriz.

9.4 İKLİM SORUNU VE KAPİTALİZMİN YEŞİL DÖNÜŞÜMÜ

İklim sorunsalı, kapsamı, nedenleri ve sonuçları ile ideolojik, iktisadi, sınıfsal, siyasal bir sorundur ve bu özelliklerinden dolayı zaman, mekân ve ölçek boyutları vardır. Sorunun çözümü için bütün bu düzlemler ve ölçekler arasında etkileşim kuran ve geleceğe ertelenmemiş siyasi ve toplumsal bir mücadeleye ihtiyaç var. İklimle ilgili sorun yumağı, iktisadi, toplumsal ve tarihsel eşitsizlikleri artırdığı gibi dezavantajlı kesimlere, yoksul ülkelere, geri kalmış bölgelere, emekçi sınıflara, işsizlere, kadınlara ve gelecek kuşaklara daha ağır yükler yüklemektedir. Sorun, küresel, ülkesel ve bölgesel, sınıfsal, toplumsal cinsiyet boyutları olan bir sorundur. Bu kadar çok boyutlu ve karmaşık bir sorunun, salt çevre ile ilgili teknik parametrelerin aritmetik değişimi ve mucizevi sonuçlar beklenen yeni teknolojilerin uygulanması ile çözüleceğini öne sürerek sorunu önemsizleştirmeye çalışan yaklaşımlar kabul edilemez.

İklimle ilgili sorunları, uzunca süre reddeden ve kabul etmeyen sermaye sınıfları, şimdilerde durumdan vazife çıkararak politika değişikliğine yöneldiler. Görünürde iklim kaynaklı sorunları çözmeye iddiasıyla ama esas olarak sermayenin kendi krizlerini aşmak amacıyla; kapitalist yeniden üretim için yeni faaliyet ve kazanç alanları yaratmayı amaçlıyorlar. Bugüne değin enerji yatırımlarında yalnız azami kâr dürtüsü ile hareket eden, doğayı tahrip etmekte beis görmeyen sermaye; küresel salgınının altüst ettiği, eski birçok kurumun işlevlerini yitirdiği bir süreçte, “enerjide yeni düzen, yeşil enerji, yeşil dönüşüm” slogan ve önermelerini tekrarlayarak, bir masumiyet maskesi ile sahneye çıkmıştır.

Özel şirketlerin ve doğrudan veya dolaylı olarak finanse ettikleri ve/veya destekledikleri düşünce kuruluşları eliyle lanse ettikleri, uluslararası ve ulusal ölçekte dil ve söylem değişikliği, iklim krizine karşı kayda değer bir mücadele verme niyetleri olduğunu göstermiyor. Bugüne değin yapılan ve doğaya, çevreye, topluma zarar veren kuralsız, düzensiz sanayi, madencilik, enerji ve altyapı yatırımlarından sorumlu olan sermaye kesimleri şimdi, “Krizi benzersiz bir fırsata çevirmek” için; AB ve AB üzerinden dünyaya; “Avrupa Yeşil Mutabakatı” adı ile “yeni bir sermaye birikim yöntemini”, “büyüme stratejisi tabelasıyla” önermektedir.

AB'nin Yeşil Mutabakat, Yeşil Dönüşüm Programları doğrudan kamu kaynaklarının hidrojen üretimi, elektrikli araçlar, karbon tutma ve yakalama teknolojileri vb. teknoloji ve uygulamalar geliştirerek, yeni faaliyet ve kazanç alanları yaratmaları için özel sektöre aktarılmasını öngörüyor. Kapitalist sistemin dünyamıza egemen olan odakları; IPCC toplantıları belgelerinin, COP Raporlarının ve daha birçok araştırmanın vurguladığı sera gazı salımlarının ve sıcaklık artışlarının yakıcı sonuçlarını göz ardı etme imkanı kalmayınca, sorumlu oldukları küresel sıcaklık artışını sınırlamaktan, karbon salımlarını hızla azaltmaktan söz etmeye, “yeşil mutabakat”, “yeşil enerji”, “adil dönüşüm”, “net sıfır sera gazı salımları” gibi süslü, yanıltıcı, gerçeklerin üstünü örten söylemleri dillerinden düşürmemeye başladılar.

Uluslararası Enerji Ajansı, iklim değişikliğini ve yarattığı sorunları fazla önemsemeyen, fosil yakıtlara güzellmeler yapan, temiz enerji diye nükleer enerjiyi ısrarla savunan çizgisinde ani bir değişikliğe yöneldi ve utangaç bir şekilde, mevcut yatırımların haricinde yeni kömür, petrol ve gaz yatırımlarına ihtiyaç yok dedi. Yapılan bütün bu çalışmaların ortaklaştığı önermeler, salımların hızla azaltılması, bunun için de fosil yakıt tüketimlerinin radikal bir biçimde kısıtlanması ve bütün ülkelerin salım azaltım hedeflerini yüksek oranda artırmalarının zorunlu olduğuydu.

Yeşil badanalı da olsa özünde fosil yakıt temelli ve esas amacı kapitalizmin tüketimin körüklenmesine ve doğayı tahrip eden sürekli yeniden üretim kurgusuna dayalı, toplumun küçük bir kesimini oluşturan sermaye sınıflarının ve özel şirketlerin çıkarlarını kollayan; karbon tutma ve depolama, havadaki

karbonu tutma gibi ticari ve teknik uygulanabilirliği kanıtlanmamış ve fosil yakıtların kullanımını sürdürme amaçlı teknolojiler; özel araç sahipliği anlayışı üzerinde temellenen bütün araçları elektrikli yapmak gibi, yüz milyonlarca araca konulacak bataryaları ve kurulacak milyonlarca şarj istasyonları için ihtiyaç duyulacak değerli madenlerin çıkarılması ve işlenmesi sürecinin doğaya vereceği yıkıcı etkileri sorgulamayan önermeler pazarlanıyor.

Yapılan Ar-Ge çalışmalarının olumlu sonuçlar vereceği ve önümüzdeki yıllarda hidrojenen yenilenebilir enerji kaynaklı olarak yeşil hidrojen üretilbileceği ve yakın gelecekte hidrojenin en önemli enerji kaynaklarından biri olacağı beklentisine dayalı stratejiler geliştiriliyor. Güneş ve rüzgar gibi yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı olarak düşük maliyetle sudaki hidrojenin ayrıştırılması ve birçok sanayi dalında yakıt olarak kullanılması için yoğun çalışmalar sürüyor. Öte yanda, doğalgaz ve petrol tekelleri, doğalgazın ayrıştırılması ve karbon tutulması temelli hidrojen üretimini geliştirmeye ve pazarlamaya çalışıyorlar.

Önerilen yeşil program, fosil yakıt kaynaklı karbon salımlarını, sera gazlarını ve endüstriyel kirleticileri sona erdirmeyi de öngörmüyor. Kömür santrallerinin tedricen devre dışı kalması, doğalgaz yakıtlı santrallerle nükleer santrallerin ise faaliyetlerini sürdürmesi planlanıyor.

9.5 QUO VADİS TÜRKİYE?

Türkiye, Paris Anlaşması'yla ilgili toplantılarda, “ortak ancak farklılaştırılmış sorumluluklar” ilkesinin netleştirilmesi üzerine odaklandı. “Gelişmekte olan bir ülke” statüsünde olduğunun yeni anlaşmada da kabul edilmesini talep ederken, azaltım hedeflerine ulaşmada finansal mekanizmalardan ve teknoloji transferlerinden yararlanmak istediğini de belirtti. Yıllarca, bu istemleri kabul edilmeden anlaşmanın onaylanmayacağı bildirilirken; muhtemeldir ki iktidar, iklim kredilerinin dayanılmaz cazibesine kapıldı. Cumhurbaşkanı Erdoğan 21 Eylül 2021'de Birleşmiş Milletler Genel Kurulu'nda yaptığı açıklamayla ülkemizin Paris Anlaşması'na taraf olacağını ve 2053'te Net Sıfır Emisyon hedefini kabul edeceğini ilan etti. Türkiye Paris Anlaşması'nı onaylarken, 2053 yılına kadar net sıfır salım (emisyon) hedefini de kamuoyu ile paylaşarak iddialı bir açıklamaya imza attı. Karbon yakalama potansiyeline sahip doğal yutak alanların ve teknolojik yutakların kapasitesi ile atmosfere salınan sera gazı hacminin eşitlenmesini ifade eden bu hedef, Türkiye'nin en güncel doğal yutak hacmi göz önünde bulundurulduğunda 2053 yılı itibarıyla 80 milyon ton (Mt) CO₂ eşdeğeri sera gazı salması anlamına geliyor. 2019 TÜİK verilerine göre Türkiye'nin yıllık sera gazı salım seviyesinin 506 Mt CO₂ eşdeğeri olduğu göz önünde bulundurulduğunda net sıfır hedefinin ne denli iddialı bir hedef olduğu da ortaya çıkıyor.

Türkiye Paris İklim Anlaşması kapsamında 2015 yılında sunduğu Ulusal Katkı Niyet Beyanı'nda, 2030 yılı salımlarında mevcut politikalar senaryosuna oranla yüzde 21 seviyesinde bir azaltım taahhüt etmiştir. “Artıştan azaltım” olarak nitelenen bu taahhüde göre, Türkiye salımlarının 2030'a kadar 1 milyar 175 milyon tona çıkabilecek olduğunu ancak bu rakamı yüzde 21 oranında azaltabileceğini ve 929 milyon tona düşürmeyi hedeflediğini bildirmiş ancak 2030 sonrası için de sera gazı salımını azaltmaya yönelik bir hedef sunmamıştır. Bahsi geçen hedef halihazırda Türkiye'nin iklim değişikliğiyle mücadele kapsamında sunduğu en güncel hedefdir. İklim değişikliği stratejilerine yön vermek üzere yayımlanan 2011-2023 Ulusal İklim Değişikliği Eylem Planı, 2010-2023 İklim Değişikliği Stratejisi ve 2011-2023 İklim Değişikliği Uyum Stratejisi ve Eylem Planı, kapsamlı yol haritalarından yoksundur. 16 Temmuz 2021 tarihinde yayımlanan Yeşil Mutabakat Eylem Planı ile, inandırıcı olmasa da, uyumluluk kapsamında AB Yeşil Mutabakatı'na doğru çeşitli adımlar atılacağı izlenimi verilmeye çalışılmıştır.

Düşük karbonlu ve iklimle uyumlu, toplum çıkarları odaklı kamusal ve demokratik bir kalkınma modeli Türkiye için zorunludur.

Ülkemizde, başta fırtına, sel, dolu, don, kar ve kuraklık olmak üzere meteorolojik afetler oldukça sık meydana gelmekte ve önemli ölçüde can ve mal kayıplarına neden olmaktadır.

MGM Türkiye 2020 Yılı İklim Değerlendirmesi Raporuna göre: “2021 yılı, 1024 ekstrem olay sayısı ile en fazla ekstrem olay yaşanan yıl olmuştur. Ekstrem olay trendlerinde özellikle son yirmi yılda artış eğilimi vardır. 2021’de kaydedilen ekstrem olayların çoğu %40 ile fırtına/hortum, %28 ile şiddetli yağış/sel, %13 ile dolu ve %7 ile şiddetli kar şeklinde olmuştur.

2021 yılı Türkiye ortalama sıcaklığı 14,9°C ile 1981–2010 ortalaması olan 13,5°C’nin 1,4°C üzerinde gerçekleşmiştir. Türkiye ortalama sıcaklıklarında 1998 yılından bu yana (2011 yılı hariç) pozitif sıcaklık farkları mevcuttur. En sıcak yıl 15,5°C ile 2010 yılı olup, 2021 yılı ise 14,9°C ile en sıcak 4. yıl olmuştur. 1991-2020 normali olan 13,9°C’ye göre ise anomali 1°C’dir.

28 Temmuz 2021 tarihinde Manavgat’tan başlayan orman yangınları, Muğla, Antalya ve Adana’da binlerce dekar orman alanının yanmasına, 3 can kaybına ve 271 kişinin yaralanmasına neden olmuştur.

Kastamonu il ve ilçelerinde 10 Ağustos’ta gerçekleşen sağanak yağışlar nedeniyle meydana gelen sel olaylarında 71 kişi hayatını kaybetmiş, 10 kişi kaybolmuş, birçok ev ve işyeri kullanılamaz hale gelmiştir.

Sinop’ta 09-12 Ağustos tarihlerinde gerçekleşen şiddetli yağışlar sonucu oluşan sel nedeni ile 10 kişi hayatını yitirmiş, 6 kişi kaybolmuştur.”

Paris Anlaşması’nın Onaylanmasının Uygun Bulunduğuna Dair Kanun 6 Ekim 2021’de TBMM’de oy birliğiyle kabul edildi. Kanun, 10.11.2021’de yürürlüğe girdi. Ancak, ülkemizin, 2053’te Net Sıfır Emisyon hedefine nasıl ulaşacağına dair hazırlanmış, konuşulmuş, tartışılmış, üzerinde anlaşılmış, açıklamış bir stratejisi, yol haritası yok. Birincil kaynakların enerji arzında fosil yakıtlar payının %83,3 olduğu ülkemizin, fosil yakıt tüketimini azaltmaya yönelik kayda değer bir öngörüsü ve planı da mevcut değil.

Tersine, Cumhurbaşkanlığı 2022 Programı’nda, “*Milli enerji ve maden politikası kapsamında, yerli kömürün kullanımının artırılmasına yönelik çalışmalar devam etmektedir. Bu kapsamda, büyük linyit rezervlerinin elektrik üretiminde kullanılmasına yönelik madencilik açısından Kaynak Raporu ile Rezerv Raporu hazırlanmasına yönelik çalışmalar sürmektedir*” denilmektedir.

Ticaret Bakanlığı Yeşil Mutabakat Eylem Planında, “*Temiz, Ekonomik ve Güvenli Enerji Arzı*” başlıklı bölüm hedeflerinde de, kömürün kullanımının sınırlandırılmasına, elektrik üretiminde kömüre dayalı santrallerin payının düşürülmesine dair tek satır yoktur.

Konya’da yapılan ve TMMOB ve bağlı Odaların çağrılmadığı İklim Şurasında kamu temsilcilerinin bilgi düzeylerinin yetersizliği ve ilgisizliği gözlemlenmiştir. Şura kararı diye sunulan birçok görüş, herhangi bir mutabakata dayanmayan, iktidara yakın bazı bürokratların kapalı kapılar altında dayattıkları ve Şura kararları diye sundukları bildik görüşlerdi.

Enerjide dönüşüm söylemi, *kimin için, nasıl bir dönüşüm* sorularına da yanıt vermemelidir. Dünyayı saran COVID-19 salgınının yıkıcı etkileriyle daha da derinleşen krizin, mevcut neoliberal politikaların yeni biçimleri ile aşılamayacağı açıktır. Sorunlar, sorunları yaratan ve yaratmaya devam edenlerle birlikte aşılamaz. Yeni kazanç alanları yaratmak için, bir tarafta fosil yakıt ticareti, fosil yakıtlara dayalı elektrik üretimi gibi faaliyetlerini sürdürürken, diğer tarafta kurdukları, kurdurdukları, finanse

ettikleri düşünce kuruluşları üzerinden, timsah gözyaşları dökerek, “yeşil yeniden yapılanma”, “yenilenebilir enerji”, “yeşil dönüşüm” söylemlerini yaygınlaştırmaya çalışan tekeli sermaye gruplarının gerçek amaç ve niyetleri açığa çıkarılmalıdır. İktidar, yaratacağı çevre sorunları ve oluşturduğu riskleri göz ardı ederek, teknik, ekonomik ve siyasal olarak dışa bağımlılığı artıracak olan AKKUYU NGS benzeri iki yeni NGS kurmayı öngörmektedir.

Oysa, düşük karbonlu ve iklimle uyumlu, toplum çıkarları odaklı kamusal ve demokratik bir kalkınma modeli Türkiye için zorunludur.

9.6 ENERJİDE DÖNÜŞÜM: NE İÇİN, KİMİN İÇİN?

Enerjinin tüm tüketim alanlarında daha verimli kullanılmasını sağlayacak politika ve uygulamalar yürürlüğe konulmalı, demokratik bir planlama anlayışı ve uygulamasıyla toplumun gerçek ihtiyaçlarının karşılanması temel olmalıdır. Kapitalizmin gereksiz tüketim, sürekli yeniden üretim sarmalının tetiklediği, genel olarak tüm enerji kaynaklarının, özel olarak işlevsel olmayan elektrik tüketiminin körüklenmesi anlayışından uzak durulmalıdır. Bundan böyle yeni elektrik enerjisi ihtiyaçlarının karşılanması ve karbonsuzlaşma hedefi doğrultusunda; enerji üretim tesislerinin kamusal bir planlama anlayışı içinde, esas olarak rüzgâr, güneş vb. yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı ve toplum çıkarlarını gözetir biçimde kurulması temel olmalı, rüzgâr ve güneş enerjisinden daha çok yararlanılmalıdır. Büyük ölçekli rüzgâr ve güneş santralleri, kurulacakları bölgede istihdamı artıracak ve cinsiyet eşitliğini de sağlayacak toplumsal kalkınma projeleri olarak ele alınmalıdır. Karasal GES'ler, RES'ler verimli arazilere, yeşil alanlara, ormanlara değil çorak tepelere kurulmalıdır. İletim ve dağıtım şebekelerinde planlamalar yeni güneş ve rüzgar enerjisi potansiyel üretim sahalarına bağlantılara olanak verecek şekilde yapılmalıdır. Yurttaşların kendi ihtiyaçlarını karşılamak üzere geliştirecekleri dağıtık enerji uygulamaları ve enerji kooperatifleri desteklenmelidir.

Karasal kurulu güç potansiyelinin henüz yalnız dörtte biri devreye alınmıştır. Düşük hızlarda esen rüzgârla da elektrik üretebilen türbinlerin gelişimi de dikkate alınarak, yapılacak yeni bilimsel çalışmalarla, Türkiye'nin güncel karasal ve deniz üstü rüzgara dayalı elektrik üretim potansiyeli belirlenmelidir.

Denizlerde kurulabilecek RES'lerde ise daha yola bile çıkılmamıştır. İlgili tüm kesimlerin katılımıyla deniz üstü RES'lerle ilgili bir yol haritası ve strateji belgesi hazırlanmalıdır. Öte yandan emperyalist-kapitalist sistemin tüm kurumları ile yürüttüğü, ülkemizin Ege ve Akdeniz'de münhasır ekonomik bölge ve kıta sahanlığını daraltma, küçültme ve böylece gerek denizlerdeki doğal kaynaklardan, gerekse deniz üstü RES potansiyelinden yararlanmasını sınırlama girişimleri engellenmeli, ülkemizin denizlerdeki tüm haklarının tescili sağlanmalıdır.

Bugün yalnız %3'ü değerlendirilen güneşe dayalı elektrik üretim potansiyelinin değerlendirilmesi için, güneş enerjisi karşıtı yaklaşım devre dışı bırakılmalı, konan engeller kaldırılmalı ve bu sonsuz kaynaktan en yüksek düzeyde yararlanılmalıdır.

Yeni kurulacak santrallerin ve bakım-rehabilitasyon-yenileme çalışmaları yapılan tesislerin enerji ekipman ihtiyaçlarının yurtiçinden imal ve temini esas olmalıdır.

9.7 ENERJİ POLİTİKA VE UYGULAMALARININ TEMEL ÖĞELERİ

Akkuyu ve Sinop NGS gibi riskli, dışa bağımlı, pahalı projeler iptal edilmelidir. Akkuyu NES, TANAP, Türk Akımı vb, projelerde yapıldığı gibi; bazı ticari sözleşmelerin, bir tür “yasal hile” ile gereği olmadığı halde, TBMM onayından geçirilerek uluslararası sözleşme niteliği kazandırılması ve ulusal iç hukukun denetimi dışına çıkarılması önlenmeli; bu tür mevcut sözleşmeler ivedilikle yeniden görüşme konusu yapılmalı ve toplum ve ülke çıkarları doğrultusunda değiştirilmelidir.

İthal edilen petrol, doğalgaz, kömür gibi enerji hammaddeleri ile ilgili alım anlaşmaları yeniden görüşme konusu yapılmalı, ülkemiz aleyhine olan maddelerinin iptal edilmesi sağlanmalıdır. Ülkeden geçen tüm transit boru hatları millileştirilmeli ve kamulaştırılmalıdır.

Yasal düzenlemeler ve uygulamalarda, kamu yararı kavramı öznel ve piyasa güçleri lehine istismar edilen bir kavram olmaktan çıkarılmalıdır. Kamu yararı kavram ve uygulaması, toplumun ve emekçi halkın yararını gözeten nesnel ve somut olarak ölçülebilir ölçütlere dayandırılmalı, toplumun yararı üstün kamu yararı olarak öncelenmelidir. Enerji projelerine ilişkin yatırım kararlarında, ilgili projelerin topluma fayda ve maliyetlerini (olumlu ve olumsuz etkilerini) çeşitli yönlerden analiz eden/değerlendiren Çevresel Etki Değerlendirme (ÇED), Sosyal Etki Değerlendirme, Sağlık Etki Değerlendirme, Ekonomik Fayda Maliyet Analizi, Sosyal Analiz, Sosyo-Kültürel Analiz, Bölgesel Analiz gibi nesnel, nicel ve ölçülebilir kriterler esas alınmalıdır.

Ormanların, sulak alanların ve her türlü ekosistemin zarar görmesine izin verilmemelidir. Tarihi ve kültürel varlıkların sadece bugünün değil gelecek kuşakların da zenginlikleri olduğundan hareketle bu varlıkları olumsuz etkileyecek, tahrip edecek yatırımlardan kaçınılmalıdır.

Acele kamulaştırma denilen, sermayenin enerji yatırımları için yurttaşların oturdukları evlerden, topraklarından, çevrelerinden koparılmasına, sürgün edilmesine dayanak olan yasal düzenleme değiştirilmeli, insan haklarına aykırı bu uygulama derhal sona erdirilmelidir.

Kullanılmayan bir hak, hak değildir. Toplumsal adalet için, tüm idari ve adli yargı süreçleri, halkın ve demokratik kuruluşların hatalı uygulamalara yasal itiraz hakkını sınırlayan, önleyen, hatalı yoruma açık; “doğrudan zarar görme şartı”, “yüksek dava açma harçları” ve “çok yüksek bilirkişi ücretleri” gibi tüm engeller kaldırılmalı, hak arama kolay ve uygulanabilir olmalıdır.

Özel elektrik şirketlerine kamudan kaynak aktarım mekanizmaları olan ve bedelleri kamu ve tüketiciler tarafında ödenen;

- Yerli kömür yakan santrallara tanınan, piyasa fiyatlarından daha yüksek sabit fiyattan alım garantileri,
- Kömür ve doğalgaz yakıtlı santrallara ve hidroelektrik santrallara ilave ödeme yapılmasını sağlayan Kapasite Mekanizması,
- Yenilenebilir kaynaklara uygulanan YEKDEM

sona ermelidir.

Ülkemizde (dünyada olduğu gibi) elektrik sektörünün piyasalaştırılmasına paralel olarak uygulanan “Merit Order” sistemi, maliyeti düşük santralların ürettikleri elektrik enerjisini maliyetlerinin üzerindeki fiyatlarla satmalarına olanak sağlamaktadır. Bu sistemin sonucu olarak yüksek piyasa takas fiyatının (PTF) referans satış bedeli olması özellikle elektrik üreticisi büyük gruplara avantaj sağlamaktadır. Yüksek PTF'nin bedeli, tarifeler aracılığıyla, yurttaşlar tarafından ödenmektedir. Bunun yerine maliyet esaslı bir sistem oluşturulmalıdır.

Üretim yöntemi ne denli çevre dostu olursa olsun elektrik üretme gerekçesi, santral çevresinde yaşayan insanların istekleri dışında yaşamsal haklarının sınırlandırılması, ortadan kaldırılmasını haklı kılamaz. “Çevreci santral yapma” iddiası da santralların tüm çevresel ve toplumsal etkilerini göz ardı etmenin, verimli tarımsal arazileri sınırsız biçimde işgal etmenin, derinlere deşarj edilmesi gereken jeotermal kaynağın yüzeye yakın kuyulara veya yüzeye boşaltmanın, akarsu yataklarının güzergâhlarını değiştirmenin, doğal yaşam için gerekli olan suyu beton borular içerisine hapsedmenin ve çok sayıda ağacı kesmenin gerekçesi olamaz.

Kamu tarafından yapılanlar da dahil; tüm yeni tesislerin çevresel ve toplumsal etki değerlendirme çalışmalarında, yatırımın tüm etkileri bilimsel gerçeklere dayandırılmalı ve kurulması öngörülen tesislerin bulunduğu yörede var olan ya da yatırım kararı alınmış diğer yatırım projelerinin etkileriyle birleşmesi sonucunda ortaya çıkacak kümülatif etki de değerlendirilmelidir.

Enerji, sanayi, altyapı sektörlerindeki tüm projelerin yapım ve işletme aşamaları sürekli denetlenmeli, çevresel ve toplumsal etki değerlendirmesinde belirtilen ve böylece taahhüt edilen yükümlülüklerin yerine getirilip getirilmediği görülmelidir.

Tüm enerji projelerinde yer seçiminden-projenin fizibilite aşaması, tesis montajı ve işletme ömrü sonuna kadar sürecin tüm aşamalarında toplum yararı ve çevre öncelikle göz önüne alınmalı, halkın kabulü, diyalog ve danışma önemsenmeli, verimli tarımsal arazilere enerji tesisi kurulması ve halkın geçim kaynağı olan tarım alanları ve ürünlerine zarar verilmesi mutlaka önlenmelidir.

Elektrik üretiminde fosil yakıtlı santralların payı azaltılmalıdır. Bu doğrultuda, yeni ithal kömür yakıtlı santrallara izin verilmemelidir. Yerli taş kömürü, linyit, asfaltit vb her tür kömüre dayalı yeni santral projelerine de, mutlak toplum yararı yoksa izin verilmemelidir. Mevcut ve yatırımı süren kömür yakıtlı santralların, JES'lerin, yasal hilelerle çevreyi kirletmelerine son verilmelidir. Çevreye verdikleri zararları giderici yatırımları yapmayan santralların üretimleri durdurulmalı, bu yatırımları yapmamakta ısrar eden tesislerin yönetimine kamu adına el konulmalıdır.

Yapılacak kapsamlı toplumsal fayda maliyet çalışmalarının sonuçlarına göre, mevcut tesisler, ya gerekli teknik yatırımlar hızla yapılarak faaliyetlerine devam etmeli, ya da santrallarda ve santrallara kömür sağlayan maden işletmelerinde çalışanların sosyal hakları güvence altına alınarak kapatılmalı; tesis, bina ve araziler toplum çıkarları doğrultusunda kullanılmalıdır.

Filtre, baca gazı arıtma, atık su arıtma, atık kül-cüruf-alçı taşı depolama alanı vb. yatırımlarını çok ivedilikle yapmadıkları, bu sistemleri etkin ve verimli bir şekilde hizmet verir hale getirmedikleri, salımlarını devamlı erişilebilir şekilde web sitelerinde duyurmadıkları sürece söz konusu santralların çalışmalarına izin verilmemelidir.

Atanmış ve seçilmiş yöneticilerin görevi, santral yatırımcısı sermaye gruplarının çıkarlarını kollamak değil, her ne pahasına olursa olsun o bölgede yaşayan insanların, toplumun, çevrenin, doğanın ve ülkenin çıkarlarını korumak olmalıdır.

İstisnalar kuralı bozar. Kamu yönetimi, tüm enerji yatırımlarında yaşam alanlarının olumsuz yönde etkilenmemesi için kuralları geçersiz kılacak istisnaları kurgulamakla değil, kuralları istisnasız uygulamakla, yurttaşların anayasal haklarını savunmakla yükümlü olmalıdır. Halen milli park, tabiat parkı, tabiat anıtı ile tabiatı koruma alanlarında, muhafaza ormanlarında vb. alanlarda ilgili bakanlığın; doğal sit alanlarında ise ilgili koruma bölge kurulunun olumlu görüşü alınarak, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesislerinin kurulmasına izin verilebilmektedir. Ülke doğasının tahrip edilmesine, flora ve fauna kaybına ve yerel halkla yeni bir anlaşmazlık alanının yaratılmasına yol açabilecek yanlış uygulamalar sona ermelidir.

Yanlış uygulamalardan canı yanan, zarar gören üreticilere ve yaşadıkları bölgede sağlıklı yaşam haklarını savunmak için barışçıl yöntemlerle direnenlere baskı ve şiddet uygulama, üzerlerine kolluk kuvvetleri gönderme derhal durmalı ve halkın taleplerine kulak verilmelidir.

9.8 KAMUCU, TOPLUMCU BİR DÖNÜŞÜM

Enerjinin, toplum çıkarlarını gözeten kamusal planlama kapsamında, kamu hizmeti olarak, doğal ve toplumsal çevreye olumsuz etkileri asgari düzeyde tutularak ve azami ölçüde yenilenebilir kaynaklara dayalı, etkin ve verimli olarak temini, iletimi ve dağıtımını amaçlanmalıdır.

Sorunları aşmak ve krizden mümkün olan en çabuk şekilde ve en az hasarla çıkabilmek için; yurttaşların ve toplumun vazgeçilmez gereksinimlerinin karşılanmasında kamu mülkiyeti, kamusal üretim, hizmet ve toplumsal yarar esaslarını temel alan demokratik bir planlama ve toplumsal kalkınma perspektifi ile kamucu, toplumcu bir programın uygulanması gereklidir.

Kamu işletmelerinde şeffaflık sağlanması, çalışanların yönetime katılması, karar alma süreçlerinde ve denetimde etkin olmaları, sendikal örgütlenmenin yaygınlaşması, yatırımların planlı bir şekilde gerçekleştirilmesi hizmetin niteliğini artıracaktır.

Demokratik enerji programı, emeğin tarihsel kazanımlarını, örgütlülüğünü ve sosyal devleti sermayenin çıkarları lehine yok eden; sağlık, eğitim dâhil tüm alanları piyasa uygulamalarına açan neoliberal politikaların değiştirilmesini esas almaktadır. Emeği en yüce değer sayan, siyasal, ekonomik, sosyal yönleriyle bütünlüklü, toplumcu bir demokratikleşme siyasal programı, eşit, özgür, adil bir topluma ve bağımsız ve demokratik bir ülkeye ulaşma mücadelesinin ayrılmaz bir parçasıdır.

Mevcut fosil yakıt temelli işleyişin, iklimi etkileyen süreç ve etkenlerle etkileşimini irdelemeden, sadece bazı teknolojik yöntemlerle sorunun çözülebileceği öneren yaklaşım ve uygulamaları deşifre etmekle yetinmeyip, enerjide toplum yararını gözeten kamucu, toplumcu başka bir dönüşüm programını tasarlamak, topluma anlatmak, benimsetmek ve uygulamak gerekiyor. Doğayı ve iklimi olumsuz yönde etkileyen yıkım sürecinin, insan yaşamı ve tüm canlı varlıklar için tehdiye dönüşmesini önlemek için, başta emekçi sınıflar olmak üzere, toplumun ezici çoğunluğunun; çağdaş yaşam koşullarında yaşamlarını sürdürebilmelerini, ihtiyaçlarının karşılanmasını, hak ve çıkarlarının korunup geliştirilmesini öngören; kamucu, demokratik planlamacı, katılımcı, toplumcu bir program için, yeşil bir çevre, mavi bir gökyüzü, yaşanabilir bir doğa için, adaletli ve demokratik enerji politika ve uygulamaları için, enerjide başka bir dönüşüm için mücadele etmekle yükümlüüz.

Enerji politika ve uygulamaları; çağdaş toplumlarda tüm yurttaşların ve toplumun ortak gereksinimleri olan eğitim, sağlık, ulaşım, adalet, iletişim, kültürel ve sportif hizmetlerinin, güvenli çalışma ve yaşam koşullarının, beslenme, uygun barınma ihtiyaçlarının ve tüm bu hizmet ve faaliyetlerin ihtiyaçlarını karşılayacak düzeyde toplam ekonomik faaliyetlerin gereksineceği miktar ve nitelikte enerjinin; toplum çıkarlarını gözeten kamusal planlama kapsamında, kamu hizmeti olarak, doğal ve toplumsal çevreye olumsuz etkileri asgari düzeyde tutularak ve azami ölçüde yenilenebilir kaynaklara dayalı, etkin ve verimli olarak temini, iletimi ve dağıtımını amaçlamalıdır.

9.8.1 Enerji vb. Kamu Hizmetleri Neden Kamu Kuruluşları Tarafından Verilmeli?

Genel olarak tüm kamu hizmetleri, özel olarak enerji yatırımlarında, kamu kâr beklentisiyle hareket etmez. Kamu, planlama sistematığına dayalı uzun vadeli öngörülerle, tüm kamusal hizmetlere yönelik ihtiyacın, bu kapsamda enerji ihtiyacının, tekil şirket çıkarlarını değil toplumsal, kamusal ve ulusal

çıkarları gözeterek, geniş kesimlerin sürekli yararlanmasına imkân verecek biçimde düşük maliyetle üretimini ve dağıtımını esas alır.

Kamu kâr odaklı üretimi değil, yeterince kârlı olmadığı durumlarda bile üretimi sürdürerek toplumun enerji ihtiyacını güvenli biçimde karşılama amacını gözetir.

Kamu enerji ihtiyacını, yeni enerji tesisleri kurulması ve yeni enerji arzıyla karşılamaya çalışan, plansız ve özel sermaye çıkarlarını gözetken ve dışa bağımlılığı artıran hatalı politikaları değil, dağıtımdaki kayıpları düşürmeyi ve nihai sektörlerde yer yer yüzde 50'nin üzerine çıkabilen enerji tasarrufu imkânlarını değerlendirmeyi temel alır.

Kamu yerli ve yenilenebilir kaynaklara dayalı ve enerji ekipmanlarının yurtiçinde üretimini öngören projelere ağırlık vererek; istihdamı artırmayı ve dışa bağımlılığı azaltmayı, yenilenebilir enerji kaynaklarının daha yaygın kullanımıyla düşük maliyetle elektrik üretmeyi, enerji ekipmanlarının yerli üretimine ağırlık vererek yerli sanayinin gelişimine katkıda bulunmayı hedefler.

Bu nedenlerle kamu hizmetleri kamu kuruluşları tarafından verilmelidir.

9.8.2 Kamuculuk Yeniden

1980'den bu yana izlenen, 2000'li yıllarda hız kazanan serbestleştirme, bölme, küçültme, kapatma, uygulamalarıyla genel olarak tüm kamu iktisadi kuruluşları yoğun özelleştirmelere konu olmuş, kamu sanayi tesislerinin çok büyük bölümü özelleştirilmiş veya kapatılmıştır. Enerji sektörünün petrol, doğalgaz ve elektrik alt sektörlerinde, kamu kesiminin etkinliği azaltılmıştır. Bu politikalar sonucu, Petrol Ofisi'nin ve TÜPRAŞ'ın tamamı ile TPAO ve BOTAS'a bağlı bazı şirketler özelleştirilmiş, TEK bölünmüş, elektrik üretiminde kamunun yeni yatırımlar yapması sınırlandırılmış, elektrik dağıtım şirketlerinin tamamı ve kamunun elektrik üretim santrallerinin büyük bir bölümü hızla özelleştirilmiştir. Kamu çalışanları üzerinde baskılar yoğunlaştırılmış, atama ve görevde yükselmede liyakat yerine siyasetle yakınlık temel ölçüt olmuştur.

"KİT'ler zarar eder" tekerlemesinin yarattığı kompleksten bir an önce arınılmalı ve yeni kamu kurumları sektör temelli olarak kurulmalıdır. Enerji; sağlık gibi, eğitim gibi temel altyapı niteliğinde bir kamu hizmetidir. Kamu eliyle ve kamu denetiminde yürütülmesi gerekmektedir. Özelleşen kamu kuruluşlarının kamuya iadesi ve tekrar kamu tarafından yönetilmesi sağlanmalıdır.

Bir adım daha atılmalı, yeni kamu iktisadi teşebbüsleri sektör temelli olarak kurulmalıdır. Elektrik, petrol ve doğalgaz üretimi, iletimi ve dağıtımı, petrol rafinerileri ve petrokimya kompleksleri, ileri teknoloji demir çelik tesisleri, toplum, kamu ve ülke yararlı büyük ölçekli madencilik projeleri, kamusal eğitim, kültür, sağlık ve spor kurum ve tesisleri, kamusal ulaşım ve iletişim sistemleri, kurumları ve şebekeleri, sağlıklı kentsel gelişim ve toplu konut uygulamaları, sosyal güvenlik sistemi ve kurumları kamu tarafından tesis edilmeli ve çalıştırılmalıdır.

Temel gıda ve ihtiyaç maddelerinin üretimi, temini, satışı ve dağıtımı kamu eliyle sağlanmalıdır. Zaman içinde özelleştirilen ya da kamu tarafından terk edilen alanların ne kadar önemli olduğu şimdi ortaya çıkıyor. Sümerbank, Et ve Balık Kurumu, Süt Endüstrisi Kurumu, Çay-Kur, Türkiye Şeker Fabrikaları, SEKA gibi temel ihtiyaç maddelerini üreten kuruluşlar, Türkiye Gübre Fabrikaları, Türkiye Yem Sanayi gibi tarımsal sanayinin girdi kısmını örgütleyen, düzenleyen, geliştiren kurumlar, PETKİM, TÜPRAŞ, Demir Çelik Fabrikaları (ERDEMİR ve İSDEMİR), Seydişehir Alüminyum gibi sanayinin en fazla ihtiyaç duyduğu ara malı üreten işletmeler, TELEKOM gibi enerji ve iletişim kuruluşları ile kapatılan ya da işlevsizleştirilen özel ihtisas bankaları (Etibank, Sümerbank, Halk

Bankası, Ziraat Bankası, Emlak Bankası) yanı sıra Devlet Yatırım Bankası, Türkiye Kalkınma Bankası gibi yatırımcı kamu ve özel kuruluşlarının yatırımcısının finansmanında yol gösterici, belirleyici olan finansman kuruluşları yeniden kurulmalı, devletleştirilmeli ya da işlevsel hale getirilmelidir.

Diğer sosyal fayda yaratan alanlarda da oluşturulacak güçlü kamusal kuruluşlar ve yapılar yoluyla, kamu tekrar hemen her alanda lokomotif olmalıdır. Kamu işletmelerinde şeffaflık temel kural haline gelmelidir. Çalışanların yanı sıra üretilen hizmetlerden yararlananlar, ürünleri kullananlar ve özellikle enerji, madencilik, altyapı ve sanayi yatırımlarında, tesislerin bulunduğu bölgede yaşayan halkın demokratik temsilcileri karar alma süreçlerinde ve denetimde etkin, söz ve karar sahibi olmalı, sendikal örgütlenme yaygınlaşmalı, üretkenler yönetmelidir.

9.9 TEMEL UYGULAMALAR

9.9.1 Yerleşimler, Yapılar

Isınma amaçlı fosil yakıt kullanımının azaltılması için:

- Tüm binalar ve yapılar, ısınma ve soğutma ihtiyaçlarını ve ısı kayıplarını asgariye indirecek mimari özelliklere, yapı kurallarına ve güneşten azami ölçüde yararlanmalarına imkan verecek güneş mimarisi esaslarına uygun olmalıdır.
- İmar planlamaları ve düzenlemelerde kentsel yerleşimler güneşten azami ölçüde yararlanmaya olanak verecek şekilde konumlanmalıdır. Mevcut bina stokunda, mimarisi uygun olan tüm binalarda ve yeni inşa edilen tüm yapılarda sıcak su eldesi için güneş panelleri uygulaması zorunlu olmalıdır. Yapıların ortam (toprak, su, hava) ısısından yararlanmalarını sağlayacak ısı pompaları kullanmaları sağlanmalıdır.
- Jeotermal kaynaklar bölgesel ısıtma için, çevre koruyucu tüm önlemler alınarak azami ölçüde değerlendirilmelidir.
- Mevcut yapı stokunda yalıtım çalışmalarına ağırlık verilmeli, konutlarda yalıtım yapılabilmesi için kamu kaynaklarından destek sağlanmalı, KDV yüzde 1'e indirilmelidir. Enerji verimliliği yüksek ev ekipmanlarının vergileri (ÖTV, KDV) düşürülmelidir.

Tüm fabrikalar, stadyumlar, terminaller ve büyük binalarda çatılara, yerleşimlerde ölü alanlara güneş panelleri konulmalıdır. Karayolları ve demiryollarının aydınlatılmasında güzergah üzerinde kurulacak güneş panellerinden yararlanılmalıdır.

9.9.2 Sanayi

Sanayileşme strateji ve politikalarında, yoğun enerji tüketen, eski teknoloji, çevre kirliliği yaratabilen sanayi sektörleri (çimento, seramik, ark ocak esaslı demir-çelik, tekstil vb.) yerine; ülkenin mevcut ve gelecek ihtiyaçlarını planlama anlayış ve kurgusu ile ele alan, enerji tüketimi düşük, ithalata değil, yerli tasarım, mühendislik, hammadde, ara mal ve üretime dayalı, karbonsuz ve düşük karbonlu sektörlerin geliştirilmesine öncelik verilmelidir. Öncelikli sektörler, bu sektörlerle girdi tedarik eden sektörlerle birlikte bir bütünlük içinde geliştirilmelidir.

Ülkemizin en büyük ihracat pazarlarından olan AB'nin yanı sıra birçok küresel mal alımlarında karbon denetimlerine başlanacağı ve AB'nin ürün ithalatında sınırlarda karbon vergisi uygulayacağı

dikkate alındığında, karbon vergisini yurtiçi sanayi üretiminde de uygulayarak, sınai tesislerin yenilenebilir kaynaklara yönelmeleri ve fosil yakıtlardan uzaklaşmaları sağlanmalıdır. Toplanan karbon vergileri, yenilenebilir enerji kaynaklarını geliştirmek için kullanılmalıdır.

Sanayi tesislerinin kendi elektrik ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla tesis bünyesinde tekil ve buldukları organize sanayi bölgelerinde ortaklaşa yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretimleri desteklenmelidir.

9.9.3 Ulaşım

Toplam enerjinin beşte biri ulaşım sektöründe kullanılmaktadır. Diğer tarafta, Türkiye'nin birincil enerji kaynakları arzında yüzde 28,70'lik payı olan ve tüketimin yüzde 90'ından fazlası ithalatla karşılanan ve geçtiğimiz senelerde, her sene ithalatına 25 milyar dolardan fazla para ödediğimiz petrolün üçte ikisinin ulaşım sektöründe kullanıldığı ve enerjide dışa bağımlılığın en önemli nedenlerinden birinin karayollarındaki milyonlarca aracın yakıt tüketimi olduğu akıllardan çıkarılmamalıdır. İthal fosil yakıtlara bağımlılığın ve karbon salımlarının azaltılması için, ulaşım ve lojistik politikalarında çok ciddi değişiklikler gereklidir. Türkiye'de 13,6 milyon otomobil, 4,1 milyon kamyonet, 2 milyon traktör, 2,7 milyon motosiklet, 882 bin kamyon, toplam 25,1 milyon adet aracı elektrikliye çevirmek gibi, büyük mali kaynakları gerektirecek ve uzun yıllar alacak hayalci yaklaşımlar bir kenara koyulmalıdır. Yüksek dizel yakıt tüketimi olan iş makineleri, şantiye tipi ağır hizmet kamyonları ve kent içi ulaşımında kullanılan otobüs filosunun elektrikliye dönüştürülmesi, bu gruplarda elektrikli araçların ağırlık kazanması hedeflenmelidir.

Özel oto sahipliğini özendiren bireysel taşıma sistemleri yerine, kent içi ulaşımında, yürüyüş ve bisiklet yollarını, elektrikli raylı toplu taşımacılığı, kentler arası ulaşım ve lojistikte raylı sistemleri ve deniz taşımacılığını başat hale getirecek politika ve uygulamalara bir an önce yönelmek zorunludur. Üç tarafı denizlerle kaplı ülkemiz, Cumhuriyet'in ilk dönemlerindeki gibi yüzünü tekrar denizlere dönmelidir. Yurttaşlar, denizlerden dinlenme, eğlenme amaçlarıyla azami ölçekte yararlanabilmeli; sahil kentlerinin semtlerini, kent ölçeğinde kentleri birbirleri ile bağlayan düzenli deniz ulaşımı hizmetleri tesis edilmeli ve denizlerin ekonomik ve toplumsal yaşamdaki yeri ve işlevi artırılmalıdır.

Işıklar içinde uyumasını dilediğimiz Mümtaz Soysal Hocanın, "öpülesi gemilerinin" tekrar denizlerde süzülmesi zamandır.

9.9.4 Bilim, Teknoloji, Ar-Ge

Başta güneş ve rüzgar olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarının daha verimli kullanılması, bu kaynaklara dayalı enerji üretiminde kullanılan makine ve ekipmanların yurtiçinde üretilmesi için teknik destek verilmesi, teknoloji geliştirme ve inovasyon çalışmalarının desteklenmesi, ölçüm ve belgelendirme hizmetlerinin verilmesi vb. çalışmaları yapmak üzere TÜBİTAK'ın enerji ile ilgili birimleri, üniversitelerin ilgili enstitü ve merkezleri, kamu ve özel kuruluşların enerji Ar-Ge birimleri, ortak bir kurumsal çatı yapı içinde yer almalıdır. Böylece bilgi ve deneyim aktarılmasına imkan verilmeli, eşgüdüm içinde ve işbirliği içinde yapılacak çalışmaların yaratacağı sinerjiden yararlanılmalıdır.

Dünya ölçeğinde hidrojenden enerji kaynağı olarak yararlanma amacıyla yürütülen çalışmalar dikkatle izlenmeli, yeşil hidrojen üretimi için bilimsel ve teknik çalışmalar yapmak/yaptırmak üzere Hidrojen

Enstitüsü kurulmalıdır. TAEK yeniden kurulmalı, TENMAK yalnız madencilik üzerinde yoğunlaşmalıdır.

9.10 ENERJİ SEKTÖRÜNDE YENİ BİR YAPILANMA VE YENİ KURUMLAR

9.10.1 Türkiye Planlama Kurumu

- Çalışmalarında ülkenin bütünlüğünü ve toplumun yararını esas alan, merkezi/ulusal/bölgesel planların hazırlanması sürecinde yerel toplulukların özgül koşullarının ve ihtiyaçlarının yerelde merkezden daha iyi tanımlanacağını ve belirlenebileceğini kabul eden; eşit, özgür, adil, dayanışmayı önemseyen demokratik bir toplum ve refah içinde yaşanacak bir ülkeye ulaşmak için;
- Yurttaşlarına ve ülkesinde yaşayanlara insan onuruna yakışır bir refah ortamı (beslenme, barınma, eğitim, sağlık vb. hizmetler) sağlayan;
- Büyüme ile istihdamı ve adil bölüşümü kurgulayan;
- Bölgeler arasındaki eşitsizliği ve toplumdaki gelir dağılımı dengesizliğini gidermeyi amaçlayan;
- Temel bilimleri, teknoloji geliştirmeyi ve nitelikli üretimi temel alan bir sanayiye hedefleyen;
- Kamucu demokratik merkezi planlamanın esas kabul edildiği;
- Piyasacılık karşısında kamucu bir bilinçle kamu yararına dönük üretim ve hizmetleri belediyeleştirmeyi, devletleştirmeyi ve kamulaştırmayı vazgeçilmez politikalar olarak gören;
- Gelir-hizmet adaletini sağlayarak gelir, servet ve harcama-hizmet unsurları temelinde hakça vergi toplayan ve hizmet sunan;
- Eğitim, sağlık, enerji, ulaşım, konut vb. hizmetlerinin kamu hizmeti niteliğini vurgulayarak kamu eli ile verilmesini öngören bir kalkınmayı gerçekleştirebilmek ve buna uygun kamu yönetimi sistemi oluşturabilmek için

emekten yana halkçı bir devlet mekanizması tesis edilmelidir.

Bu kapsamda, kamu kuruluşları yeniden yapılandırılmalı ve bu yeni kurumsallaşmanın önemli bir bileşeni olarak Türkiye Planlama Kurumu (TPK) kurulmalıdır. TPK'nin planlama kurgusu, yerel inisiyatifleri-yerel unsurları da işin içine katan, karar mekanizmalarında onların da söz sahibi olduğu, katılımcı ve demokratik bir planlama anlayışına dayanmalıdır.

TPK'nin, il, bölge ve ülke düzeyinde yapacağı tüm çalışmalara, yerelden merkeze doğru geniş katılımlar sağlanmalıdır. Temel sektörlerde strateji, politika ve önceliklerin tartışılıp yeniden belirleneceği, toplumun tüm kesimlerinin, konunun tüm taraflarının görüşlerini demokratik bir şekilde özgürce ifade edebileceği, geniş katılımlı Ulusal Platformlar oluşturulmalıdır. Bu platformlarla ve TPK ile eşgüdüm ve etkileşim içinde birlikte çalışmak üzere, ilgili bakanlıklar bünyesinde Ulusal Strateji Merkezleri kurulmalıdır. TPK ve Bakanlıklar; Platformlar ve Strateji Merkezlerinin ortak çalışmalarına dayanarak kısa, orta ve uzun vadeli strateji belgeleri, beş yıllık planlar, yol haritaları, eylem planları hazırlamalı ve uygulamalıdır.

Strateji belgeleri ve planları, mevzuat, yol haritaları, eylem planları vb. belgeleri; mutlaka demokratik, katılımcı ve şeffaf bir anlayışla hazırlanmalıdır. Bu çalışmalara ilgili kamu kurumlarının ve yerel yönetimlerin yanı sıra üniversitelerin, bilimsel araştırma kurumlarının, meslek odaları ve örgütlerinin, uzmanlık derneklerinin, sendikaların, tüketici ve çevre örgütlerinin ve yatırımların yapılacağı bölgelerde yaşayan halkın temsilcilerinin etkin işlevsel katılım ve katkıları sağlanmalıdır.

Demokratik planlama kurgusu ve işleyişi kapsamında, kamu bütçesinin gelir ve harcama kalemlerinin belirlenmesi süreçlerinde yurttaşlar ile emek ve meslek örgütleri görüş ve önerilerini bildirmeli ve söz sahibi olmalıdır.

Kamu yönetimi yurttaşların bilgiye erişimini kolaylaştırıcı önlemler almalı, çalışmaların şeffaf ve erişilebilir olmasını sağlamalıdır.

9.10.2 Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtım: Türkiye Elektrik Kurumu (TEK)

Elektrik iletimi ve dağıtım faaliyetleri geleneksel olarak “doğal tekel” olarak adlandırılmaktadır. Doğal tekel, bir hizmetin birden çok üretici tarafından yapılmasının fiziki veya ekonomik olarak olanaklı olmadığı, tek üretici tarafından daha az bir maddi ve toplumsal maliyetle verilebildiği durumları anlatır.

Elektrik enerjisi üretimi, iletimi ve dağıtımında da bu durum geçerlidir. İki yerleşim yeri arasında farklı kuruluşlara ait birden fazla iletim hattı olması anlamlı değildir. İktidarın niyetlendiği iletim şebekesinin özelleştirilmesinin, kamu tekelinin yerine özel bir tekel yaratılmasından başka hiçbir anlamı yoktur. Aynı şekilde bir şehir içerisinde birden fazla dağıtım şebekesi de olanaksızdır. Kaldı ki elektrik hizmetinin ölçek ekonomisi kapsamında bütüncül işleyişi dikkate alındığında, hizmetin, bütünüyle doğal tekel kapsamında değerlendirilmesi de kaçınılmazdır.

Bu nedenle;

- Elektrik üretim, iletim, dağıtım hizmetlerini verecek tesisleri ve şebekeleri kurmak ve işletmek,
- Enerji santralleri ile iletim ve dağıtım şebekelerinin gerek ilk tesisleri gerekse operasyon, yenileme ve genişletme çalışmaları aşamalarında ihtiyaç duyulacak mühendislik ve müşavirlik hizmetlerini vermek,
- Santral ve şebekelerin tesis, işletme, yenileme ve genişletme çalışmalarında ihtiyaç duyulan ekipman ve aksamın, kendi bünyesinde ve / veya sektördeki kuruluşlarla birlikte üretim faaliyetlerini gerçekleştirmek

üzere Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmalıdır.

İletim faaliyetleri, üst kuruluş olarak kurulacak TEK bünyesindeki Türkiye Elektrik İletim AŞ tarafından yürütülecektir. Bu kuruluş, mevcut iletim şebekesini, yenilenebilir enerji üretim santrallerinin şebekeye bağlanmasına imkân verecek doğrultuda geliştirmeli ve yenileyecek yatırımları hızla yapmalıdır.

21 adet bölgeye ayrılarak özelleştirilmiş olan dağıtım hizmetleri, özel dağıtım şirketleri eliyle yürütülmektedir. Oysa iletimdeki gibi dağıtımda da kamu tekeli olması gerekmektedir. Bu çerçevede dağıtım şirketleri kamulaştırılmalıdır. Özellikle arz güvenliğini güvence altına almak için, gerek kurulu güç dengesi, gerek üretim miktarı açılarından üretim altyapısında da kamunun ağırlık kazanması şarttır. Bu amaçla kamu elindeki santrallerin özelleştirilmesi derhal durdurulmalı, verimli özel santraller de kamulaştırılmalıdır.

9.10.3 Türkiye Petrol ve Doğalgaz Kurumu (TPDK)

İklim değişikliği koşullarında, tüm fosil yakıtların olduğu gibi petrol ve gazın, toplam enerji arzı ve tüketimdeki paylarının düşürülmesi hedeflenmeli ve bu doğrultuda çalışmalar yapılmalıdır. Ancak özellikle evlerde kullanılan doğalgazın yanı sıra ulaşımda kullanılan petrolün, diğer kaynaklarla ikame

edilmeleri zaman alacaktır. Petrol temelli kimya sanayi ürünlerinin yerini alacak alternatif ürünlerin gelişmesi de kayda değer bir süreye ihtiyaç duyabilecektir. Diğer tarafta, petrolde yüzde doksanı aşan, doğalgazda yüzde yüze ulaşan dışa bağımlılığın azaltılması, yüksek tutarlı ithalat faturalarının düşürülmesi ve tüketimi körüklemeyip azaltıcı önlemlerin alınması gerekmektedir.

Petrol ve doğalgazın yapıları gereği birbirleriyle ayrılmaz bütünlüğü; arama ve üretimlerinden, iletim ve tüketiciye ulaşmalarına kadar, bunların değer zincirlerindeki halkalarının ayrılmaz olduğu göz önüne alınmalıdır. Bu geçiş sürecinde, dünyanın birçok ülkesinde olduğu gibi, ülkemizde de, petrol ve doğalgaz arama, üretim, rafinaj, iletim faaliyetleri dikey bütünleşmiş bir yapıda sürdürülmelidir. Bu yapı, dağıtım ve satış faaliyetlerinde de bulunabilmelidir. Bu amaçla, TPAO ve BOTAŞ'ı da bünyesine alacak Türkiye Petrol ve Doğalgaz Kurumu (TPDK) kurulmalıdır. Arama ve üretim faaliyetlerinde çevreye yönelik olumsuz etkilerin asgari düzeyde olmasına çalışılmalıdır.

9.10.4 Enerji Sektöründe Yeni Yapılanmada İhtiyaç Kalmayacağı İçin Kapatılacak Kurumlar

Önerdiğimiz kamusal yapıda, adı üzerinde bir piyasa kurumu olan ve bugüne değin tek işlevini yurttaşların değil, enerji şirketlerinin hak ve çıkarlarını kollamak olarak görmüş Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) ve yine enerji alanında piyasa ve borsa yapısını idare etmek üzere kurulmuş olan Enerji Piyasaları İşletme AŞ (EPIAŞ) kapatılmalıdır.

9.10.5 Yerel Yönetimler ve Enerji

Yerel yönetimler, yetki ve sorumluluk alanlarında yapılması öngörülen enerji yatırımlarına ait planlama ve fizibilite çalışmalarına destek olmalı, görüş ve önerilerini kurulması önerilen il planlama kurullarında dile getirmeli, ilgili tüm kuruluşlara bildirmeli ve yurttaşları bu konularda bilgilendirmelidir. Yatırımın çevresel, ekonomik ve toplumsal etkilerini bütünlüklü bir anlayışla bölgesel ölçekte gerçekten sorgulayan, olası risklerin neler olabileceğini ve nasıl giderilebileceğini araştıran bir içerikte olması ve başta yöre sakinleri olmak üzere, yatırımdan etkilenen tüm kesimlerin görüşlerinin dikkate alınarak hazırlanması için yerel yönetimler çaba harcamalıdır.

Yerel yönetimler bir adım daha atarak, kamusal hizmetlerin piyasaya açılmasını ve özel kuruluşlardan teminini amaçlayan neoliberal politikalara ve uygulamalara karşı çıkmalı, birçok ülkede hayata geçen, hizmetlerin yeniden kamu eliyle karşılanması deneyimlerinin ışığında “yerel ortak ihtiyaçların” karşılanması için gerekli hizmetlerin kâr odaklı belediye şirketleri yerine, kamu kurumu hukukuna tabi kamusal örgütlenmeler eliyle karşılanmasının sağlanması için uğraş vermelidir.

Elektrik iletim ve dağıtım şebekelerinin yatırım ve işletme faaliyetlerinin ülke ölçeğinde ve iller bazında etkin, verimli, güvenilir bir içerik ve nitelikte verilebilmesi için merkezi bir kamu yapısı içinde örgütlenmesi, başka bir ifade ile kurulması önerilen TEK bünyesinde yürütülmesi gerekir.

Yerel yönetimler bu çerçevede;

- Elektriğin tüketiciye sunulması ile ilgili hizmetlerin (tahakkuk, faturalama, abonelik sözleşmesi gibi) il sınırları içindeki diğer yerel yönetim birimlerinin de olacağı ve gerektiğinde bazı komşu illeri de kapsayacağı,
- Doğalgaz dağıtım hizmetlerinin, yerel yönetimlerin ve bugün BOTAŞ'ın, ileride ise kurulması önerilen TPDK'nin bileşeni olacağı,
- Örgütlenme, karar alma, katılım, istihdam, bütçeleme, denetim vb, mekanizmalarının kamu hukuku esaslarına göre oluşacak olan kamu iktisadi teşebbüsleri eliyle verilmesini

talep etmelidir.

Yerel yönetimler, kentlerde kullanılan enerjinin önemli bir bölümünün ulaşımda tüketildiği ve fosil yakıtlara dayalı olan ulaşım araçlarının kentlerdeki hava kirliliğinin en önemli nedenlerinden biri olduğunu göz önünde bulundurmalı ve ulaşımda önceliği başta raylı sistemler olmak üzere, kamusal toplu taşımacılığa vermelidir.

9.10.6 Enerji ile İlgili Diğer Görevler

9.10.6.1 Ulusal Politikalar ve Mevzuat Hakkında Bilgi Sahibi Olmak

Yerel yönetimler, enerji sektörü ile ilgili ulusal ölçekteki politika ve uygulamalar hakkında bilgi sahibi olmalı, mevzuatın verdiği tüm yetkileri etkin biçimde kullanmalı, yetki alanlarındaki yatırımları proje, uygulama ve işletme dönemlerinde takip etmeli, merkezi yönetim kuruluşlarıyla eşgüdüm sağlamalı, işbirliği ve işbölümü yapmalı ve denetleme sürecinde aktif olmalıdır. Bu görevleri yerine getirebilmek için kurumsal kapasitelerini geliştirmeli, gerekli ve yeterli nitelik ve sayıda teknik ve idari yönetici ve çalışanı, siyasal ve her türlü kayırmacılıktan uzak durarak liyakat esaslarına göre istihdam edebilmelidir.

9.10.6.2 Yatırımların Yer Seçiminde Söz Hakkı

Halka en yakın yönetim birimleri olarak yerel yönetimler, enerji yatırımlarının yapılacağı yerlere izin verme konusunda söz haklarının olması ve yasal düzenlemelerde bu yönde değişiklikler yapılması için çaba harcamalıdır.

Nüfusun çoğunluğunu barındıran otuz ilde yetkili olan büyükşehir belediyeleri (BB), bütün il sınırları içinde hizmet vermekle yükümlüdür. BB'ler, il planlama müdürlüklerinin bilgisi ve il planlama kurullarının desteği ile illerine ait tüm coğrafi verileri sayısal ortama taşınmalı, mevcut sınai tesisler, enerji üretim tesisleri ile olası enerji kaynak alanları bu veri tabanında işaretlenmelidir. Benzer çalışma diğer illerde yerel yönetimler tarafından aynı kurgu ile yapılmalı ve oluşturulacak bütün veri tabanları ülke ölçeğinde birleştirilmelidir.

Yerel yönetimler kurulması planlanan sanayi kuruluşları ile enerji üretim, iletim, dağıtım yatırımlarının tekil olarak değil, mevcut ve planlanan benzer tesislerle birlikte kümülatif olarak yaratacakları ve/veya doğrudan ve dolaylı olarak neden olacakları çevresel ve toplumsal etkileri kapsayacak ÇED raporlarına vakıf olmalı, onay süreçleri ve halkın katılımı aşamasında müdahil olmalı, denetleme aşamasında da yetkili olmalıdır. Yerel yönetimler, "halkın temsilcileri" olarak halkın çıkarlarını korumalı, yetki alanlarında gündeme gelen doğaya ve toplum çıkarlarına aykırı plan, proje ve uygulamalara gerekçelerini belirterek karşı çıkmalı, bu konuda halkın ve demokratik mesleki/kitle örgütlerinin mücadelesinde onlarla birlikte en önde yer almalıdır.

9.10.6.3 Güneş Ülkesinde Güneşten Yararlanma

Türkiye bir güneş ülkesidir. Tüm kentsel-kırsal yerleşimlerin geleceğe yönelik tasarımlarında her türlü binanın yapımıyla ilgili genel plan ve politikaların yanı sıra tüm imar düzenleme ve uygulamalarında güneşten azami ölçüde yararlanma ve güneş mimarisinin gereklerine uyma esas olmalı; güneş enerjili eko-mimari uygulamaları başlatılmalıdır. İlgili mevzuatta bu konuda gerekli değişiklikler merkezi yönetim kurumları ve yerel yönetimler tarafından yapılmalıdır.

Yeni yapılan binalarda, görüntü kirliliği yaratmayacak bir şekilde güneş ısı sistemleri zorunlu hale getirilmeli, teknik gerekliliklerin sağlanması kaydıyla bu sistemlerin eski yapılarda da uygulanması özendirilmelidir. Toplu konutlar ve yapı adaları güneş enerjili ve ekolojik olarak tasarlanmalı ve bu uygulama tüm toplu konutlar ve kooperatifler için zorunlu hale getirilmelidir. Yerel yönetimler, bu konuda ilgili meslek odalarıyla işbirliği içinde yurttaşları bilgilendirme ve bilinçlendirme çalışmaları yapmalıdır.

Yerel yönetimler, öncelikle kendi bina ve tesislerinin enerji ihtiyaçlarının daha sonra da kentin ve kentlinin enerji ihtiyaçlarının karşılanmasına yönelik olarak:

- Güneşle ısıtma ve soğutma, bölgesel ısıtma ve soğutma, güneşle proses ısısı üretimi ve ısı depolama alanlarında örnek uygulamalar başlatmalı ve iyi örnekleri yaygınlaştırmalıdır.
- Yerel şartları, ihtiyaçları ve talepleri göz önüne alarak, çatı/açık alan güneş paneli/güneş tarlası uygulamalarıyla, lisanslı/lisanssız GES yatırımlarıyla elektrik üretimine yönelmelidir.
- Mevcut çatılardan, güneşten hem elektrik hem de ısı üretimi açısından, kent estetiğine uygun biçimde azami düzeyde yararlanılmasına imkân verecek düzenlemeler yapılmalıdır.

9.10.6.4 Diğer Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Yararlanma

Yerel yönetimler:

- İçme suyu ve atık su isale hatları üzerinde kurulacak hidroelektrik tesisleriyle lisanssız olarak elektrik üretiminin yapılabilirliğini araştırmalı ve fizibilitesinin uygun çıkması halinde öncelikle kendi ihtiyacını karşılamak üzere elektrik üretimi gerçekleştirmelidir.
- Sınırları içindeki jeotermal kaynakların araştırılması, bulunması ve kaynağın sıcaklığına bağlı olarak sağlık tesisi, seracılık, mekân ısıtması ve/veya elektrik üretimi için değerlendirilmesi doğrultusunda çalışmalara yönelmelidir. Görev sınırları içinde bulunan jeotermal kaynaklı tesislerin kurulma ve işletme koşulları ve deşarj uygulamalarının bilim ve tekniğin gereklerine, bu konudaki yasal düzenlemelere uygun olarak yapıldığını takip etmeli; merkezi yönetim kuruluşlarıyla eşgüdüm, işbirliği, işbölümü içinde denetleme sürecinde aktif görev almalı, doğal ve toplumsal çevreye zarar veren hatalı uygulamalara müdahil ve engel olmalıdır.
- Yetki alanları içindeki rüzgâr potansiyelini irdelemeli, çevre koşullarına uygun olarak değerlendirecek çalışmalara destek olmalı, toplum yararına aykırı uygulamalara yöre halkı ile birlikte geçit vermemelidir.
- Kentsel katı atıkların toplanması ve ayrıştırılması sonrası kalan atıkların vahşice depolanması uygulamalarına son vermeli ve atıkların düzenli depolanarak metan gazı üretilmesi yoluyla veya diğer yöntemlerle elektrik üretiminde kullanım imkânlarını araştırmalı ve uygun çözümler geliştirmelidir.
- Bölgelerindeki kırsal kesimlerde tarım, hayvancılık ve orman atıklarının toplanması ve enerji üretiminde değerlendirilmesi için proje üretmeli veya kendilerine sunulan projeleri incelemeli ve yapılabilirliğin saptanması halinde kooperatifler, yerel şirketler veya doğrudan belediye iktisadi kuruluşları eliyle yatırımlar yapılmalıdır.

9.10.6.5 Enerjiyi Verimli Kullanma

Yerel yönetimler enerji verimliliği alanındaki uygulamalara öncelikle kendi binalarında yapacakları çalışmalarla rehber/örnek olmalı ve bu konularda mühendis odalarıyla işbirliği içinde yurttaşlara danışmanlık hizmeti ve teknik destek vermelidir.

9.10.6.6 Termik Santrallardan Yararlanma ve Denetimi

Yerel yönetimler, yetki sınırları içinde bulunan termik santrallerin atık ısılarının bölgesel ısıtma amacıyla kullanım imkânlarını araştırmalıdır. Termik santrallerin salımlarını azaltma ve kül ve atık giderme çalışmalarını yakından takip etmeli, denetlemeli, hatalı uygulamalara müdahil ve engel olmalıdır.

9. 10.6.7 Enerji Kooperatiflerine Destek

Yerel yönetimler kendi ihtiyaçlarını karşılamaya yönelik elektrik üretimi amacıyla enerji kooperatifleri konusunda yurttaşları bilgilendirmeli, kooperatif kurma girişimlerine öncü ve destek olmalıdır.

9.10.6.8. Enerji Yoksullarına Destek

Sosyal yardım olarak dağıtılan ancak dağıtımında haksızlıklar olduğu iddiaları sıkça gündeme gelen düşük kaliteli kömürlerin ısıtmada kullanımı, kentlerde zaten yoğun olan hava kirliliğini daha da artırmaktadır. Öte yanda, enerji fiyatlarının hızla artmakta olduğu bugünlerde bir ailenin asgari tüketiminde elektrik, doğalgaz ve su faturaları asgari ücretin altında birine yakındır.

Su fiyatları asgari düzeyde tutulmalı, sayıları her gün çoğalan enerji yoksunlarına kömür dağıtmak yerine yaşamsal ihtiyaçlarını karşılayacak kadar su, elektrik, doğalgazın ücretsiz temin edilmesi talebini yerel yönetimler yurttaşlarla birlikte savunmalı; bu desteklerden yararlanacak enerji yoksulu birey ve ailelerin belirlenmesinde etkin olmak için çaba harcamalıdır.

ŞİMDİ, UZUN YILLARDIR İZLENEN VE ARTIK TIKANDIĞI, BAŞARISIZ OLDUĞU AYAN BEYAN ORTADA OLAN ÖZELLEŞTİRME, PİYASALAŞTIRMA ESASLI, SERMAYE YANLISI POLİTİKALARIN SON BULMASI İÇİN, BU POLİTİKALARI UYGULAYAN EMEK KARŞITI İKTİDARLARA DUR DEMENİN ZAMANIDIR.

ŞİMDİ, ENERJİ, SAĞLIK, EĞİTİM VB. KAMU HİZMETLERİNİN KAMU KURULUŞLARI ELİYLE, DEMOKRATİK KAMUSAL PLANLAMA ANLAYIŞI İLE VERİLMESİNE DAYALI, EMEK YANLISI TOPLUMCU POLİTİKALARI, KURUMSALLAŞMAYI VE İŞLEYİŞİ TASARLAMANIN VE UYGULAMANIN ZAMANIDIR.

ŞİMDİ, KAPİTALİZME, KAPİTALİST İDEOLOJİYE AMASIZ, FAKATSIZ, TEREDDÜTSÜZ KARŞI ÇIKMANIN, TOPLUMUN ÇIKARLARINI, TOPLUMCU DÜNYA GÖRÜŞÜNÜ İNANÇLA, KARARLILIKLA SAVUNMANIN ZAMANIDIR.

KİRLENMEDEN, KİRLETMEDEN, BARIŞ İÇİNDE, EŞİT, ÖZGÜR, ADİL, AYDINLIK BİR DÜNYA VE SOSYALİZME YÖNELEN BAĞIMSIZ VE DEMOKRATİK BİR TÜRKİYE DİLEĞİYLE.