

TÜRKİYE'NİN ENERJİ BAĞIMSIZLIĞI

*11 Bölümde Türkiye'nin Enerji Üretimi, Tüketimi, Dışa Bağımlılığı,
Mevzuatı ve Kaynak Bazlı Sektör Analizleri (Son 30 Yıl)*

Ağustos 2026

GENEL İÇİNDEKİLER

BÖLÜM 1 — Türkiye'nin Enerji Üretimi ve Tüketimi

Son 30 Yılın Değişimi ve Bugün Geline Nokta

BÖLÜM 2 — Türkiye'nin Enerjide Dışa Bağımlılığı

Detaylı Risk Analizi

BÖLÜM 3 — 30 Yılda Enerji Mevzuatı ve Enerji Bağımsızlığına Etkileri

1990'lardan Günümüze Yasal Çerçevenin Dönüşümü ve Sonuçları

BÖLÜM 4 — Türkiye'de Petrol ve Doğalgaz Endüstrisi

Son 30 Yılda Sahalar, Yatırımlar ve Uluslararası Sözleşmeler

BÖLÜM 5 — Türkiye'de Jeotermal Enerji Endüstrisi

Son 30 Yılda Sahalar, Yatırımlar ve Atıl Kalan Potansiyel

BÖLÜM 6 — Türkiye'de Kömür Endüstrisi

Madenler, İthalat, Termik Santraller ve 30 Yıllık Sorunlar

BÖLÜM 7 — Türkiye'de Yenilenebilir Enerji

Güneş, Rüzgar, Biyogaz, Biyodizel: Gelişim, Potansiyel, Mevzuat Etkisi ve Tavsiye Planı

BÖLÜM 8 — Türkiye'de Hidroelektrik Enerji

Barajlar, Kuraklık Riski ve 30 Yıllık Gelişim

BÖLÜM 9 — Türkiye'de Nükleer Enerji

Akkuyu, Sinop, Trakya ve 2050 Hedefi

BÖLÜM 10 — Enerji Dönüşümünün Tamamlayıcı Başlıkları

Şebeke, Depolama, Verimlilik, CBAM, Elektrikli Araçlar, Hidrojen

BÖLÜM 11 — Genel Değerlendirme

11 Raporun Sentezi: 30 Yıllık Dönüşümün Bütüncül Analizi

Not: Her bölümün kendi ayrıntılı içindekiler listesi ve kaynakçası, ilgili bölümün başında/sonunda ayrıca yer almaktadır.

BÖLÜM 1

Türkiye'nin Enerji Üretimi ve Tüketimi

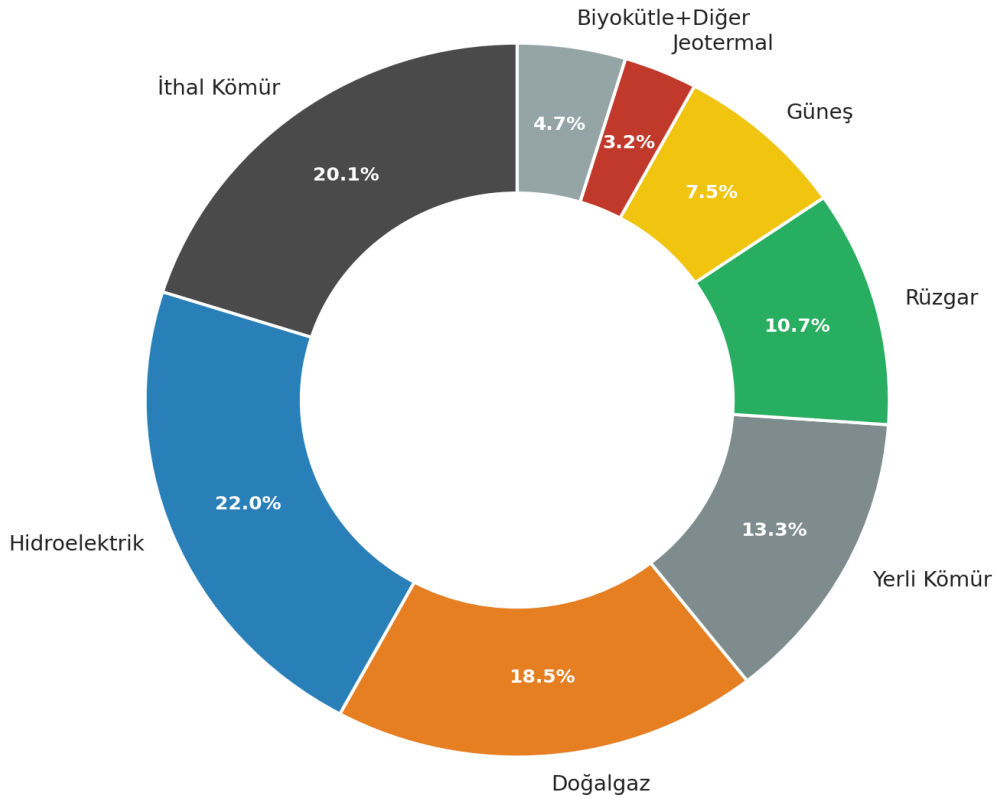
Son 30 Yılın Değişimi ve Bugün Gelinek Nokta

TÜRKİYE'NİN ENERJİ ÜRETİMİ VE TÜKETİMİ

Son 30 Yılın Değişimi ve Bugün Geline Noka

Petrol · Doğalgaz · Kömür · Hidroelektrik · Rüzgar · Güneş · Nükleer · Jeotermal

2024 Yılı Elektrik Üretiminde Kaynak Payları (Fosil Yakıtlar Payı: %55 — 31 Yılın En Düşüğü)



Ağustos 2026

Kaynaklar: ETKB, TEİAŞ, TPAO, Ember, EPDK, MMO/EMO raporları

İçindekiler

1. Giriş
 2. Genel Görünüm: 1990'dan 2025'e
 3. Elektrik Kurulu Gücü ve Kaynak Dağılımının Değişimi
 4. Elektrik Üretimi ve Tüketiminin Gelişimi (1970–2024)
 5. Yenilenebilir Enerjide Sıçrama: Rüzgar ve Güneşin Yükselişi
 6. 2024 Yılı Elektrik Üretiminde Kaynak Payları
 7. Petrol ve Doğalgazda Yerli Üretim: Karadeniz Etkisi
 8. Doğalgaz Tüketiminin Gelişimi
 9. Dışa Bağımlılığın Seyri
 10. Sonuç ve Değerlendirme
- Kaynakça

1. Giriş

Türkiye'nin enerji sektörü son otuz yılda köklü bir dönüşüm geçirmiştir. 1990'larda küçük ve büyük ölçüde yerli kaynaklarla (kömür, hidrolik) karşılanan enerji talebi, hızlı ekonomik büyüme, nüfus artışı ve kentleşmeyle birlikte katlanarak büyümüş; bu büyüme büyük ölçüde ithal doğalgaz ve kömürle karşılanmıştır. 2010'ların ortasından itibaren ise rüzgar ve özellikle güneş enerjisinde yaşanan maliyet düşüşü ve teşvik politikaları, tabloyu yeniden şekillendirmeye başlamıştır.

Bu rapor, Türkiye'nin enerji üretim ve tüketim görünümünü kaynak bazında (petrol, doğalgaz, kömür, hidroelektrik, rüzgar, güneş) 1990'lardan 2025'e kadar uzanan bir zaman diliminde; kurulu güç, elektrik üretimi/tüketimi, birincil enerji arzı ve dışa bağımlılık göstergeleri üzerinden, projede yer alan resmi ve sektörel kaynaklara (ETKB, TEİAŞ, TPAO, EPDK, Ember, MMO/EMO, BNEF/WWF) dayanarak özetlemektedir.

Sonuç bölümünde, bu 30 yıllık dönemin üç net eğilimi ortaya konmaktadır: (i) toplam enerji talebinin sürekli ve hızlı büyümesi, (ii) bu büyümenin doğalgaz ve ithal kömür başta olmak üzere ithal kaynaklarla karşılanması sonucu dışa bağımlılığın derinleşmesi, ve (iii) 2015 sonrası dönemde rüzgar ve özellikle güneş enerjisinin kurulu güçte ve elektrik üretiminde çok hızlı biçimde pay kazanması.

2. Genel Görünüm: 1990'dan 2025'e

Aşağıdaki tablo, Türkiye'nin enerji dengesindeki temel büyüklüklerin üç farklı dönemdeki durumunu karşılaştırmaktadır. Tablo, hem talebin ne denli büyüdüğünü hem de yerli üretimin bu büyümeye ayak uyduramadığını göstermektedir.

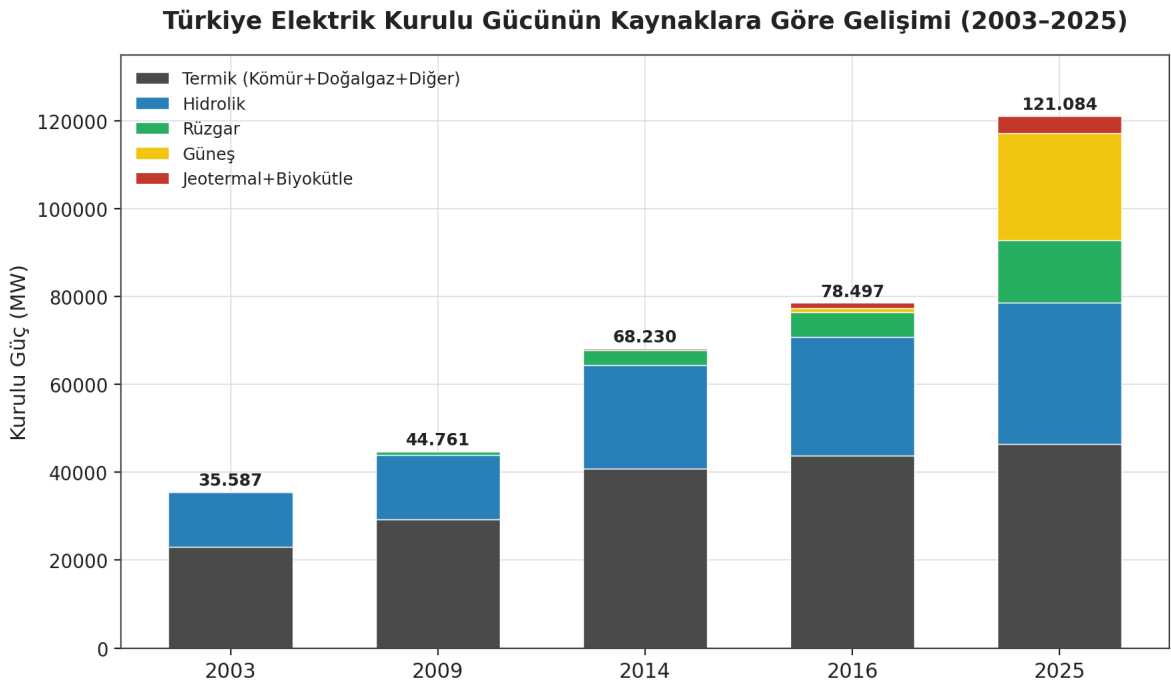
Gösterge	1990	2015	2024/2025
Toplam Birincil Enerji Talebi (Milyon TEP)	52,7	129,3	~150 (tahmini)
Toplam Yerli Üretim (Milyon TEP)	25,5	31,1	artış sürüyor (Karadeniz gazı etkisi)
Yerli Üretimin Talebi Karşılama Oranı	%48,4	%24,1	kademeli iyileşme eğiliminde
Elektrik Tüketimi (Milyar kWh)	85,6	265,7	347,9
Toplam Kurulu Güç (MW)	—	73.147	121.084 (Ekim 2025)
Yenilenebilir Kurulu Güç Payı	—	~%43	%61,6

Kaynak: ETKB, TEİAŞ; 1990–2015 verileri Enerji Görünümü 2017 (MMO) sunumundan, 2024/2025 verileri güncel TEİAŞ/ETKB açıklamalarından derlenmiştir.

Tablodan çıkan en çarpıcı sonuç şudur: 1990-2015 arasında enerji talebi %145 artarken yerli üretim sadece %22 büyümüş, bunun sonucunda dışa bağımlılık oranı neredeyse ikiye katlanarak %48'den %76'ya çıkmıştır. Buna karşılık, 2015 sonrasında iki gelişme bu tabloyu kısmen tersine çevirmeye başlamıştır: Karadeniz'de bulunan doğalgaz rezervlerinin üretime geçmesi ve rüzgar/güneş kurulu gücünün patlaması.

3. Elektrik Kurulu Gücü ve Kaynak Dağılımının Değişimi

Türkiye'nin elektrik kurulu gücü 2003'te 35.587 MW iken 2025 Ekim ayı itibarıyla 121.084 MW'a ulaşmıştır — 22 yılda yaklaşık 3,4 kat artış. Ancak bu büyümenin kaynak kompozisyonu dönemler arasında kökten değişmiştir.



Grafik 1: Türkiye Elektrik Kurulu Gücünün Kaynaklara Göre Gelişimi (2003-2025). Kaynak: TEİAŞ, ETKB, gensed.org/enerjiajansi.com.tr.

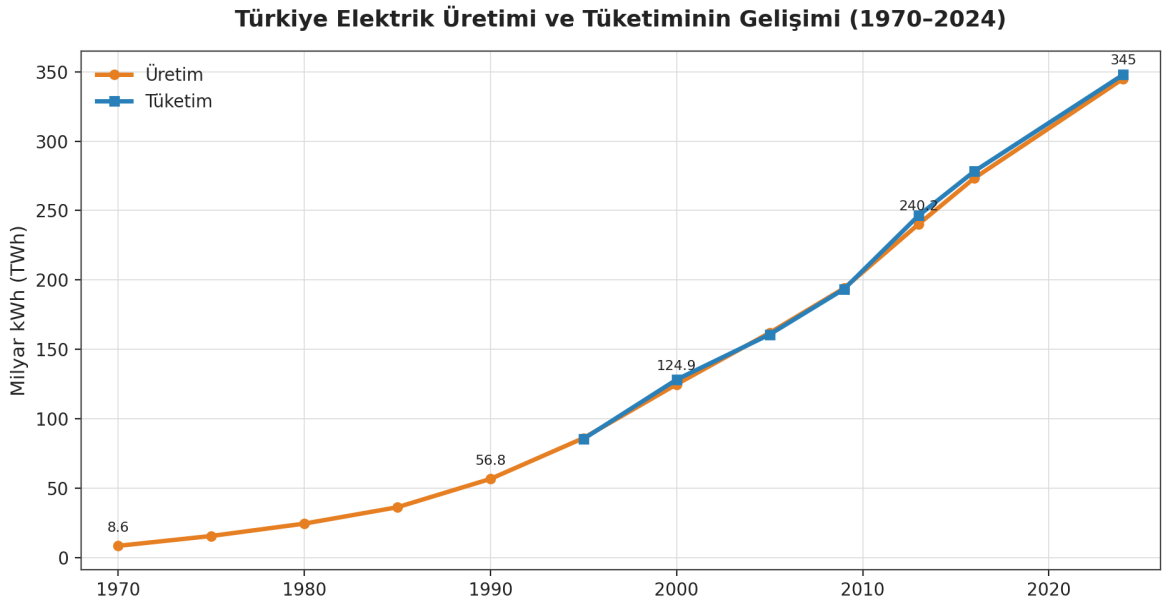
2003-2014 arasında büyümenin neredeyse tamamı termik (kömür+doğalgaz) ve hidrolik kaynaklardan gelmiştir; rüzgar ve güneşin payı ihmal edilebilir düzeydeydi (2014'te rüzgar 3.484 MW, güneş sadece 20,3 MW). 2016'dan 2025'e gelindiğinde ise tablo tamamen değişmiştir:

- Güneş kurulu gücü: 833 MW (2016) → 24.371 MW (2025) — yaklaşık 29 kat artış. Güneş, 2025 itibarıyla Türkiye'nin en büyük tekil kurulu güç kaynağı haline gelmiştir.
- Rüzgar kurulu gücü: 5.751 MW (2016) → 14.152 MW (2025) — yaklaşık 2,5 kat artış.
- Toplam yenilenebilir kurulu güç payı: 2016'da toplam kurulu gücün yaklaşık %44'ü iken 2025'te %61,6'ya yükselmiştir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Alparslan Bayraktar'ın Eylül 2025 açıklamasına göre, yerli kaynakların toplam kurulu güçteki payı %71'e ulaşarak rekor kırmıştır; rüzgar ve güneş birlikte kurulu gücün üçte birine denk gelmektedir.

4. Elektrik Üretimi ve Tüketiminin Gelişimi (1970–2024)

Türkiye'de elektrik üretimi 1970'ten bu yana kesintisiz bir büyüme eğilimi göstermiştir. 1970'te 8,6 milyar kWh olan üretim, 1990'da 56,8 milyar kWh'e, 2013'te 240 milyar kWh'e ve 2024'te tüketim tarafında 347,9 TWh'e ulaşmıştır.

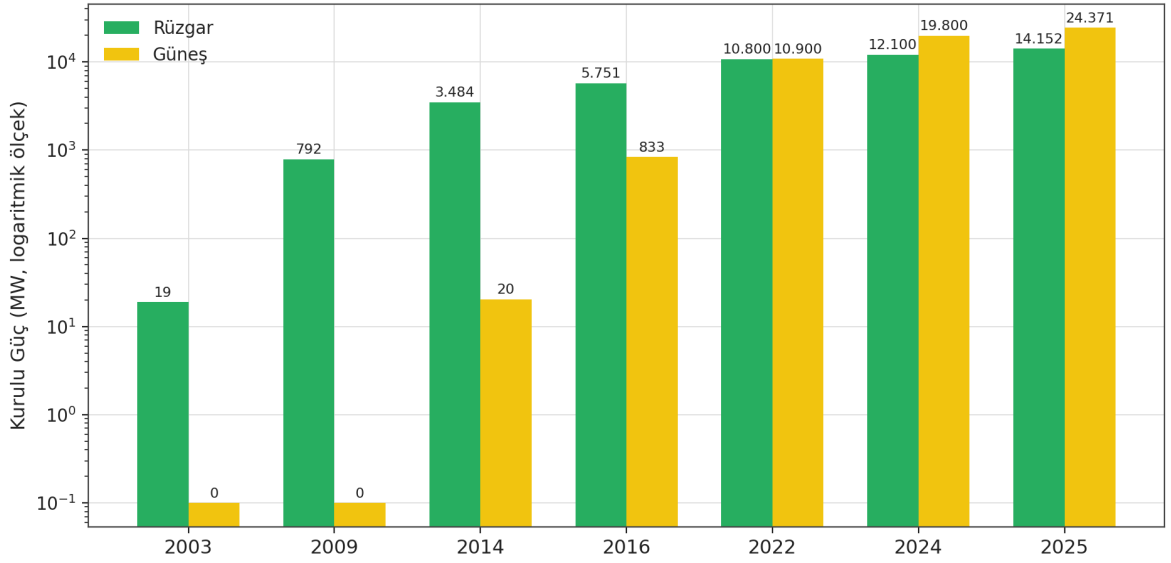


Grafik 2: Türkiye Elektrik Üretimi ve Tüketiminin Gelişimi (1970–2024). Kaynak: TEİAŞ, ETKB Enerji Görünümü 2017, ETKB 2024 verileri.

1970-2009 arasında elektrik üretimi yıllık ortalama %8'in üzerinde artmıştır; bu, dünya ortalamalarının belirgin şekilde üzerinde bir büyüme hızıdır. 2008-2009 küresel krizi gibi dönemlerde kısa süreli daralmalar (2009'da %-2,17) yaşansa da, uzun vadeli eğilim kesintisiz yukarı yönlüdür. 2024 yılında yaşanan sıcak hava dalgaları nedeniyle soğutma ihtiyacının artması, elektrik tüketiminde %5,5'lik bir sıçramaya yol açmış ve tüketim rekor seviyelere ulaşmıştır.

5. Yenilenebilir Enerjide Sıçrama: Rüzgar ve Güneşin Yükselişi

Türkiye enerji tarihinin en dramatik değişimi kuşkusuz rüzgar ve özellikle güneş enerjisinde yaşanmıştır. Aşağıdaki grafik, kurulu gücün logaritmik ölçekte nasıl katlanarak büyüdüğünü göstermektedir; doğrusal bir grafikte 2003-2014 dönemindeki artış görsel olarak neredeyse fark edilemeyecek kadar küçük kalacağından logaritmik ölçek tercih edilmiştir.

Rüzgar ve Güneş Enerjisinde Kurulu Güç Patlaması (2003-2025)

Grafik 3: Rüzgar ve Güneş Enerjisinde Kurulu Güç Patlaması (2003-2025, logaritmik ölçek). Kaynak: TEİAŞ, ETKB, Ember Türkiye Elektrik Görünümü 2025.

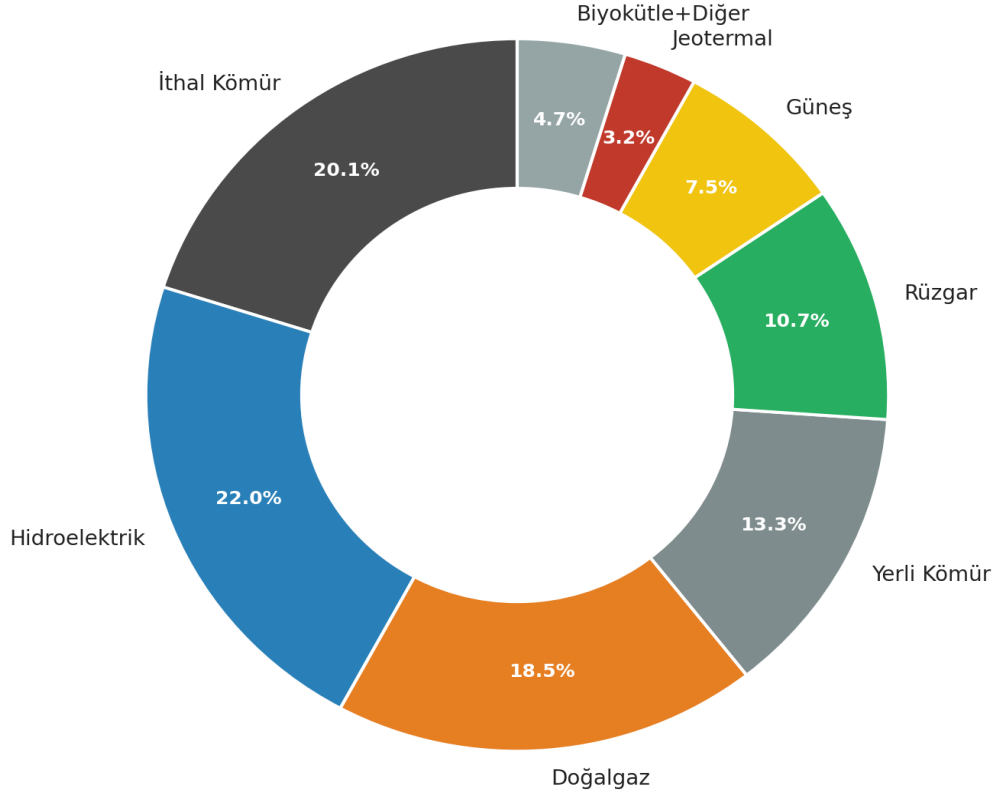
Güneş enerjisi kurulu gücü 2022 sonunda 10,9 GW iken 2024 sonunda 19,8 GW'a, 2025 Ekim'de ise 24,4 GW'a ulaşmıştır — iki yılda neredeyse iki katına çıkmıştır. Ember'in Nisan 2025 tarihli raporuna göre, 2024 yılında rüzgar ve güneş enerjisi santralleri toplamda 62 TWh elektrik üreterek, 47 TWh üreten yerli kömürü ilk kez kalıcı biçimde geride bırakmıştır. Bu, rüzgar ve güneşin yerli kömürün 2019'daki 53 TWh'lik zirve üretimini de aşması anlamına gelmektedir ve geçicilik değil, yapısal bir dönüşüm olarak değerlendirilmektedir.

Ancak Ember'in aynı raporunda vurgulanan önemli bir uyarı da göz ardı edilmemelidir: son beş yılda elektrik talebi 42 TWh artarken, aynı dönemde rüzgar ve güneşten sağlanan üretim artışı sadece 31 TWh olmuştur. Aradaki fark ithal kömür ve doğalgaz santralleriyle kapatılmaktadır — yani yenilenebilir büyüme, talep artışının önüne geçmedikçe fosil yakıt bağımlılığını tek başına ortadan kaldıramamaktadır.

6. 2024 Yılı Elektrik Üretiminde Kaynak Payları

2024 tam yıl verileri, Türkiye'nin elektrik üretim kaynak kompozisyonunun güncel fotoğrafını sunmaktadır. Fosil yakıtların toplam üretimdeki payı %55'e gerilemiş, bu oran son 31 yılın en düşük seviyesi olarak kayıtlara geçmiştir.

**2024 Yılı Elektrik Üretiminde Kaynak Payları
(Fosil Yakıtlar Payı: %55 — 31 Yılın En Düşüğü)**



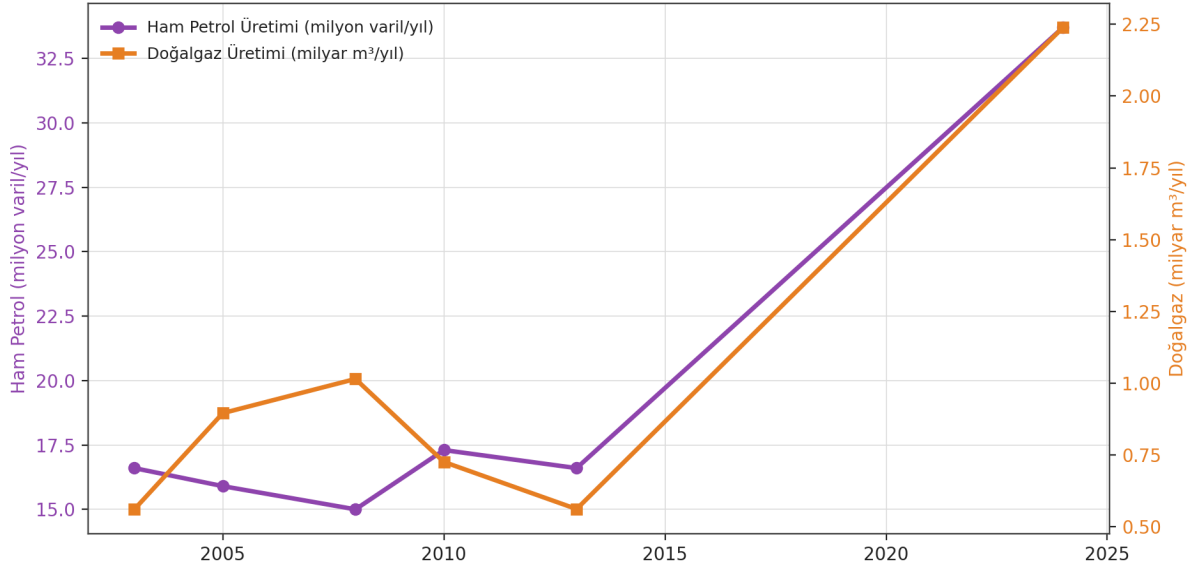
Grafik 4: 2024 Yılı Elektrik Üretiminde Kaynak Payları. Kaynak: Ember Türkiye Elektrik Görünümü 2025, ETKB, Solarist.

Kaynak bazında öne çıkan noktalar:

- Hidroelektrik, %22 pay ile en büyük tekil kaynak olmaya devam etmektedir, ancak toplam üretim büyüdükçe payı görece stabil seyretmektedir.
- İthal kömür (%20,1) ve doğalgaz (%18,5) birlikte üretimin yaklaşık %38,6'sını oluşturmakta; Türkiye 2024 itibarıyla Almanya'yı geride bırakarak Avrupa'da kömürden en çok elektrik üreten ülke konumuna gelmiştir.
- Rüzgar (%10,7) ve güneş (%7,5) toplamda %18,2'ye ulaşarak yerli kömürün (%13,3) önüne geçmiştir.
- Jeotermal ve biyokütle birlikte yaklaşık %8'lik tamamlayıcı bir pay oluşturmaktadır.

7. Petrol ve Doğalgazda Yerli Üretim: Karadeniz Etkisi

Petrol ve doğalgaz, Türkiye'nin enerji ithalat faturasının en büyük kalemlerini oluşturmaya devam etmektedir. Ancak 2020'li yıllarda yerli üretimde, özellikle doğalgazda, çarpıcı bir kırılma yaşanmıştır.

Türkiye Yerli Ham Petrol ve Doğalgaz Üretimi (2003-2024)

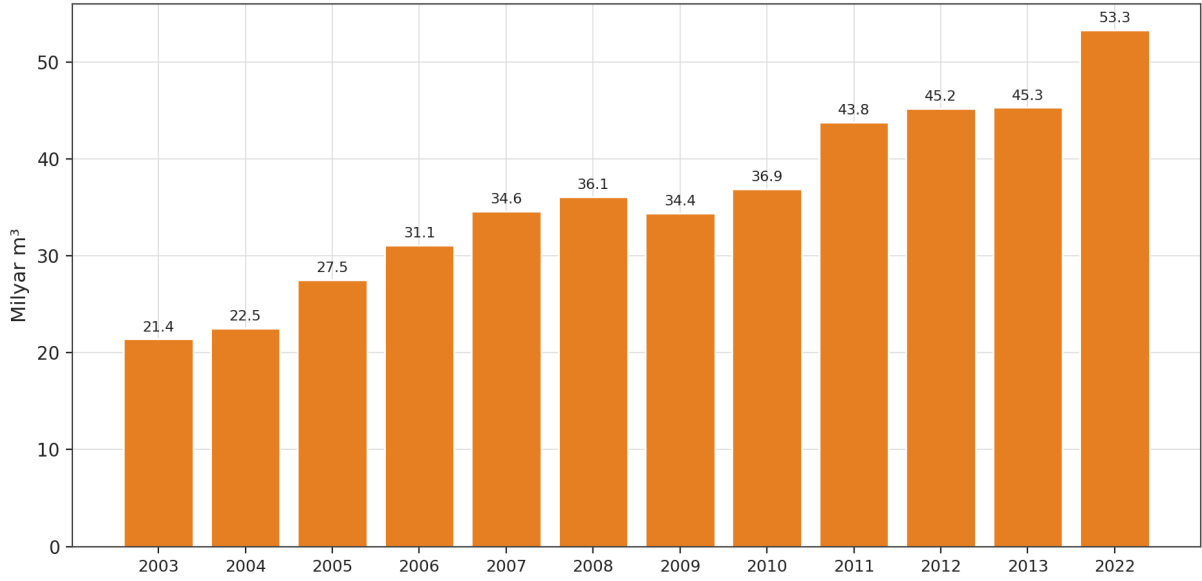
Grafik 5: Türkiye Yerli Ham Petrol ve Doğalgaz Üretimi (2003-2024). Kaynak: TPAO, ETKB, turkiye ve dünya enerji outlook 2014, enerjiekonomisi.com.

2003-2013 arasında yıllık ham petrol üretimi 15-17 milyon varil bandında adeta yatay seyretmiş, doğalgaz üretimi ise 0,5-1 milyar m³ aralığında dalgalı ama düşük seviyelerde kalmıştır. 2024 itibarıyla tablo değişmiştir: TPAO verilerine göre yıllık petrol üretimi 33,7 milyon varile (bir önceki yıla göre %2 artış), doğalgaz üretimi ise 2,24 milyar m³'e (bir önceki yıla göre %210 artış) ulaşmıştır. Bu sıçramanın temel nedeni Karadeniz'de keşfedilen Sakarya Gaz Sahası başta olmak üzere yeni sahaların üretime geçmesidir.

Bununla birlikte, oranlar hâlâ mütevazıdır: Türkiye'nin yıllık doğalgaz tüketimi 45-53 milyar m³ bandındayken, 2,24 milyar m³'lük yerli üretim tüketimin ancak %4-5'ini karşılayabilmektedir. Yani Karadeniz gazı, dışa bağımlılığı ortadan kaldırmasa da, azaltan ilk yapısal gelişme olarak öne çıkmaktadır.

8. Doğalgaz Tüketiminin Gelişimi

Doğalgaz, 1990'lardan itibaren Türkiye'nin enerji karışımına en hızlı giren kaynak olmuştur; özellikle elektrik üretiminde ve kentsel ısınmada baskın hale gelmiştir.

Türkiye Doğalgaz Tüketiminin Gelişimi (2003-2022)

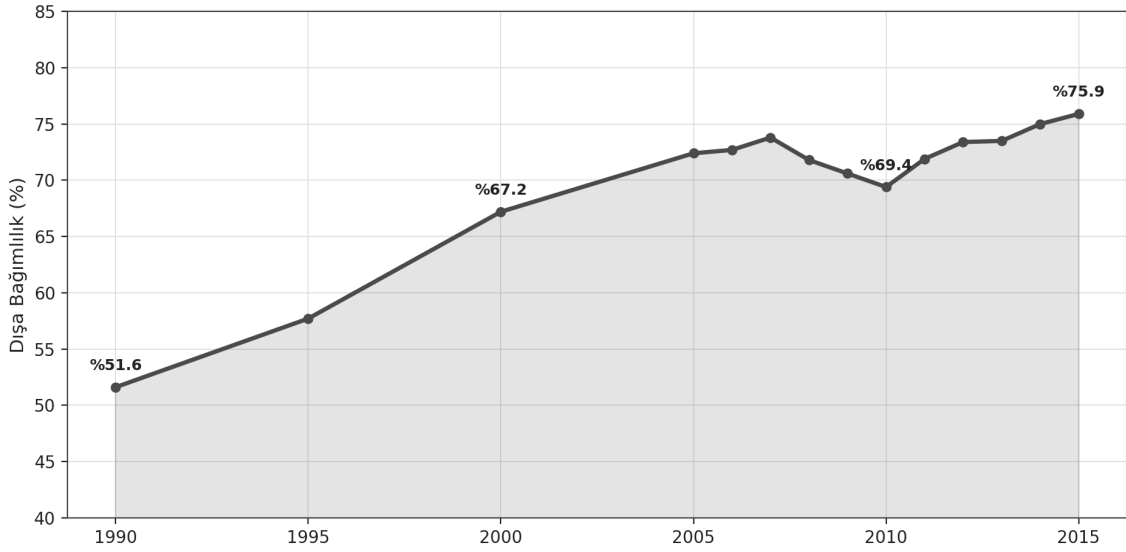
Grafik 6: Türkiye Doğalgaz Tüketiminin Gelişimi (2003-2022). Kaynak: turkiye ve dünya enerji outlook 2014, enerjiatlasi.com.

2003'te 21,4 milyar m³ olan yıllık doğalgaz tüketimi, dalgalı ama net yukarı yönlü bir eğilimle 2013'te 45,3 milyar m³'e, 2022'de ise 53,3 milyar m³'e ulaşmıştır (2022 rakamı, bir önceki yıla göre %11 azalışı da yansıtmaktadır — küresel enerji fiyatlarındaki oynaklığın etkisi). Tüketim sektörel olarak incelendiğinde, elektrik santrallerindeki doğalgaz tüketiminin kademeli olarak gerilediği, buna karşılık konut abone sayısındaki artışa bağlı olarak ısınma amaçlı tüketimin sürekli yükseldiği görülmektedir.

9. Dışa Bağımlılığın Seyri

Türkiye'nin enerji hikâyesinin özeti tek bir göstergede toplanabilir: birincil enerji talebinde dışa bağımlılık oranı.

1990'da %51,6 olan dışa bağımlılık oranı, 2000'de %67,2'ye, 2015'te ise %75,9'a yükselmiştir. Bu artışın arkasındaki temel dinamik, hızla büyüyen doğalgaz ve petrol talebinin neredeyse tamamen ithalatla karşılanmasıdır (doğalgazda dışa bağımlılık dönem dönem %99'a, petrolde %92'ye ulaşmıştır). 2015 sonrası dönemde henüz resmi/güncel bir seri bulunmamakla birlikte, Karadeniz gazının devreye girmesi ve yenilenebilir kurulu güçteki hızlı artış, bu oranın 2020'lerde ilk kez yataylaşma veya hafif gerileme eğilimine girmiş olabileceğine işaret etmektedir; ancak bunu doğrulayacak güncel resmi seri verisi bu raporun kaynakları arasında yer almamaktadır.

Türkiye Birincil Enerji Talebinde Dışa Bağımlılığın Artışı (1990-2015)

Grafik 7: Türkiye Birincil Enerji Talebinde Dışa Bağımlılığın Artışı (1990-2015). Kaynak: ETKB, Enerji Görünümü 2017 (MMO).

10. Sonuç ve Değerlendirme

Türkiye'nin son 30 yıllık enerji serüveni üç evreye ayrılabilir:

- 1990-2005 (Hızlı Büyüme Evresi): Ekonomik büyüme ve kentleşmeyle birlikte enerji talebi hızla artmış, bu talep büyük ölçüde ithal doğalgaz ile karşılanmış, dışa bağımlılık %51'den %67'ye sıçramıştır.
- 2005-2015 (Doğalgaz ve Kömür Egemenliği Evresi): Doğalgazın elektrik üretimindeki payı %48'e kadar çıkmış, buna paralel olarak ithal kömür kullanımı artmış, dışa bağımlılık %76'ya dayanmıştır. Bu dönemde yenilenebilir enerji politika belgelerinde hedef olarak yer almış, ancak kurulu güçteki gerçek payı marjinal kalmıştır.
- 2015-2025 (Yenilenebilir Sıçrama Evresi): Güneş enerjisi kurulu gücü sıfıra yakın bir noktadan 24,4 GW'a çıkmış, rüzgar 5,8 GW'dan 14,2 GW'a yükselmiş; 2024'te rüzgar+güneş üretimi ilk kez yerli kömürü geçmiş, fosil yakıtların üretimdeki payı 31 yılın en düşük seviyesine (%55) inmiştir. Aynı dönemde Karadeniz gazı sayesinde yerli doğalgaz üretimi de tarihinin en yüksek seviyelerine ulaşmıştır.

Sonuç olarak Türkiye, enerjide dışa bağımlılığı yapısal olarak derinleştiren uzun bir dönemin ardından, 2020'li yıllarda iki cepheden (yenilenebilir kurulu güç patlaması ve yerli doğalgaz üretimindeki sıçrama) bu tabloyu hafifletmeye başlamış görünmektedir. Ancak elektrik talebinin büyüme hızının rüzgar ve güneşteki kapasite artışının önünde seyretmesi, kısa-orta vadede ithal kömür ve doğalgaza olan bağımlılığın tamamen ortadan kalkmayacağına işaret etmektedir. Enerji Bakanlığı'nın 2019 ve 2023 hedefleriyle (32 GW hidrolik, 20 GW rüzgar, 5 GW güneş gibi) bugünkü gerçekleştirmeler karşılaştırıldığında, güneşte hedeflerin belirgin biçimde aşıldığı, rüzgarda ise hedefe yaklaşılmakla birlikte tam olarak ulaşamadığı görülmektedir.

Kaynakça

- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) — çeşitli yıllar, Türkiye Enerji Görünümü raporları
- TMMOB Makina Mühendisleri Odası (MMO) — "Türkiye Enerji Görünümü 2017" sunumu, 25.03.2017
- TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası (EMO) Ankara Şubesi — "Türkiye'nin Elektrik Enerjisi Görünümü"
- Bloomberg New Energy Finance / WWF / ECF — "Türkiye'nin Değişen Elektrik Piyasaları", 18 Kasım 2014
- Türkiye ve Dünya Enerji Outlook 2014 raporu
- 2010 Türkiye Enerji Outlook raporu
- Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) — Kurulu Güç Raporları, teias.gov.tr
- Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) — 2024 Yılı Sektör Raporu
- Ember — "Türkiye Elektrik Görünümü 2025/2026", ember-energy.org
- gensed.org, enerjiajansi.com.tr, temizenerji.org — Ekim 2025 kurulu güç haberleri
- enerjiekonomisi.com, enerjiatlasi.com — güncel üretim/tüketim istatistikleri
- arelektrik.com — 2024 elektrik tüketimi verileri

Not: Bu rapor, proje kapsamında yüklenen belgeler ile 2024-2025 dönemine ait güncel kamuya açık haber/istatistik kaynaklarının bir sentezidir. Bazı yıllar için farklı kurumların yayımladığı rakamlar arasında küçük farklılıklar (yuvarlama, dönem tanımı, ön veri/kesin veri farkı gibi) olabilir.

BÖLÜM 2

Türkiye'nin Enerjide Dışa Bağımlılığı

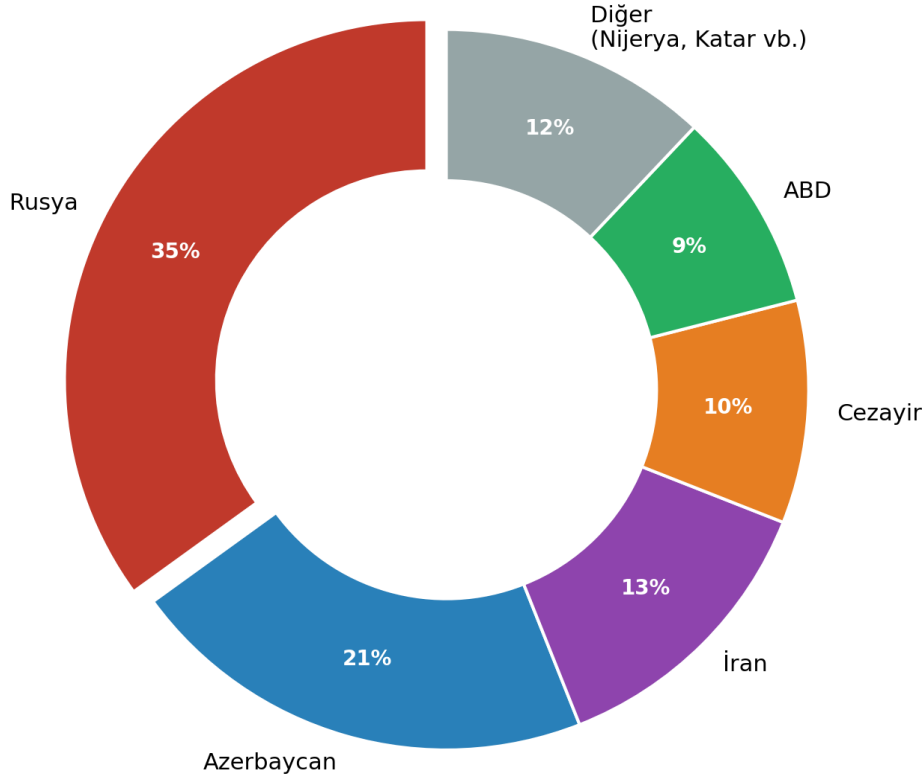
Detaylı Risk Analizi

TÜRKİYE'NİN ENERJİDE DIŞA BAĞIMLILIĞI

DETAYLI RİSK ANALİZİ

Kaynak Yoğunlaşması · Jeopolitik Risk · Fiyat ve Kur Riski · Cari Açık · Arz Güvenliği

Türkiye'nin Doğalgaz İthalatında Kaynak Ülke Dağılımı (2024) Tek Ülke Yoğunlaşma Riski: Rusya %35



Ağustos 2026

Kaynaklar: ETKB, EPDK, TÜİK, Ember, Toplum Çalışmaları Enstitüsü, STRASAM, MMO/EMO

İçindekiler

1. Giriş: Neden Dışa Bağımlılık Bir Risk Meselesidir?
2. Risk 1 — Kaynak ve Tedarikçi Yoğunlaşması
3. Risk 2 — Jeopolitik ve Güzergah Riski
4. Risk 3 — Fiyat ve Döviz Kuru Riski
5. Risk 4 — Cari Açık ve Makroekonomik Kırılganlık
6. Risk 5 — Sözleşme Sona Erişleri ve Arz Sürekliliği
7. Risk 6 — Elektrik Piyasasında Yatırım/Garanti Yapısı Riski
8. Risk 7 — Nükleer Tedarik Riski
9. Riski Azaltan Gelişmeler
10. Risk Matrisi (Özet Değerlendirme)
11. Sonuç ve Politika Önerileri

Kaynakça

1. Giriş: Neden Dışa Bağımlılık Bir Risk Meselesidir?

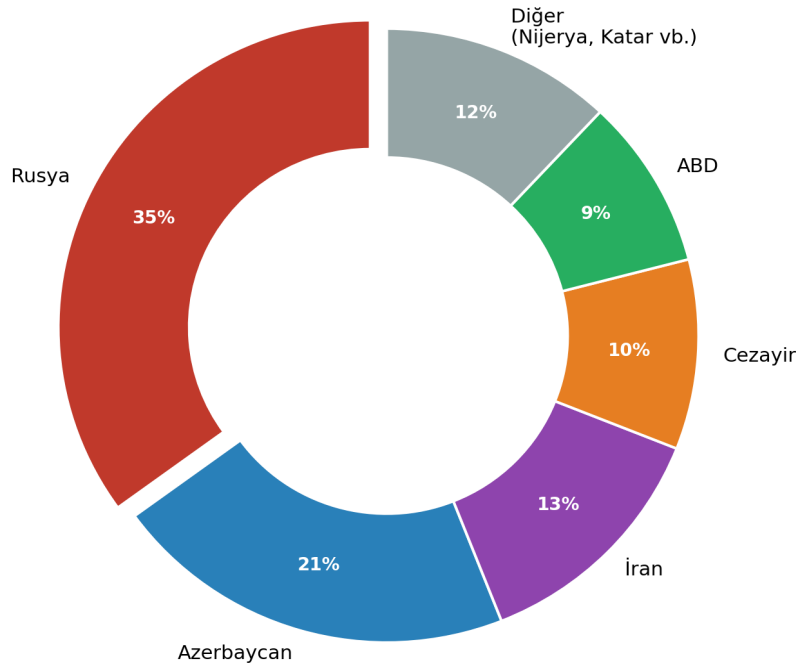
Türkiye'nin birincil enerji talebinde dışa bağımlılık oranı 2015 itibarıyla %75,9'a, elektrik üretiminde ise %50'nin üzerine ulaşmıştır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Alparslan Bayraktar'ın güncel açıklamasına göre ülke enerjisinin yaklaşık üçte ikisini ithal etmekte ve bu ithalata her yıl 60-70 milyar dolar arasında bir fatura ödemektedir. Bu rapor, söz konusu bağımlılığın soyut bir istatistik olmanın ötesinde somut ve güncel risklere nasıl dönüştüğünü yedi ana risk başlığı altında incelemektedir.

Bir enerji sisteminin dışa bağımlılığı, tek başına olumsuz bir gösterge değildir — hiçbir ülke tüm enerji ihtiyacını yerli kaynaklardan karşılayamaz. Riski belirleyen asıl unsur, bağımlılığın yoğunlaşma derecesi (az sayıda ülkeye/güzergaha bağlı olma), fiyat/kur oynaklığına açıklığı ve alternatif üretme/ikame kapasitesinin sınırlılığıdır. Aşağıdaki bölümler bu üç boyutu sırasıyla ele almaktadır.

2. Risk 1 — Kaynak ve Tedarikçi Yoğunlaşması

Türkiye'nin doğalgaz ithalatı, tek bir ülkeye çarpıcı biçimde yoğunlaşmış durumdadır. Toplum Çalışmaları Enstitüsü'nün 2024 verilerine göre 52,18 milyar m³'lük toplam doğalgaz ithalatının %35'i tek başına Rusya'dan karşılanmaktadır; bunu Azerbaycan (%21), İran (%13), Cezayir (%10) ve ABD (%9) izlemektedir.

Türkiye'nin Doğalgaz İthalatında Kaynak Ülke Dağılımı (2024)
Tek Ülke Yoğunlaşma Riski: Rusya %35



Grafik: Türkiye'nin Doğalgaz İthalatında Kaynak Ülke Dağılımı (2024). Kaynak: Toplum Çalışmaları Enstitüsü, Topuz Gazetesi.

Bu yoğunlaşmanın risk boyutu 2025 sonunda somut biçimde gündeme gelmiştir: ABD Başkanı Trump'ın Türkiye'ye yönelik "Rusya'dan gaz almayı bırak" çağrısı, uzun vadeli Rusya sözleşmelerinin ne denli stratejik bir kırılganlık taşıdığını görünür kılmıştır. Herhangi bir siyasi kriz, yaptırım rejimi veya ikili ilişkilerdeki bir gerginlik, ithalatın üçte birinden fazlasını etkileme potansiyeline sahiptir. Kömür ve petrol ithalatında da benzer yoğunlaşmalar mevcuttur: petrol ithalatında Rusya, Irak ve Kazakistan; kömürde ise Rusya, Kolombiya, Güney Afrika ve Avustralya öne çıkan tedarikçilerdir.

Risk değerlendirmesi: Tek bir ülkenin payının %30'u aşması, uluslararası enerji güvenliği literatüründe (IEA metodolojisi) yüksek yoğunlaşma riski eşiği olarak kabul edilmektedir. Türkiye'nin doğalgazda Rusya payı bu eşiğin üzerindedir.

3. Risk 2 — Jeopolitik ve Güzergah Riski

Türkiye'nin enerji güvenliği, kendi sınırları dışındaki jeopolitik gelişmelere doğrudan bağlıdır. Bu riskin en güncel ve somut örneği, 2026 yılı ortasında yaşanan Hürmüz Boğazı krizidir: İran Devrim Muhafızları'nın bir konteyner gemisine saldırması ve ABD'nin karşılık vermesiyle boğaz fiilen tehdit altına girmiştir. Dünya petrol ve LNG ticaretinin yaklaşık beşte biri bu güzergahtan geçmektedir.

Ember'in hesaplamasına göre, doğalgaz fiyatları kriz sonrası seviyelerde kalıcı hale gelirse Türkiye'nin ithalat faturasına yaklaşık 6,4 milyar dolar ek yük binecektir. Önemli bir nüans: Türkiye'nin Hürmüz'e doğrudan fiziki bağımlılığı sınırlıdır çünkü Rusya, Azerbaycan ve İran'dan gelen gaz boru hatlarıyla taşınmakta ve boğazdan geçmemektedir. Ancak asıl risk kanalı fiyat mekanizmasıdır: Hürmüz'deki kesinti küresel petrol ve gaz fiyatlarını yükselttiğinde, Türkiye aynı enerjiyi boğazdan geçmese dahi daha pahalıya ithal etmek zorunda kalmaktadır.

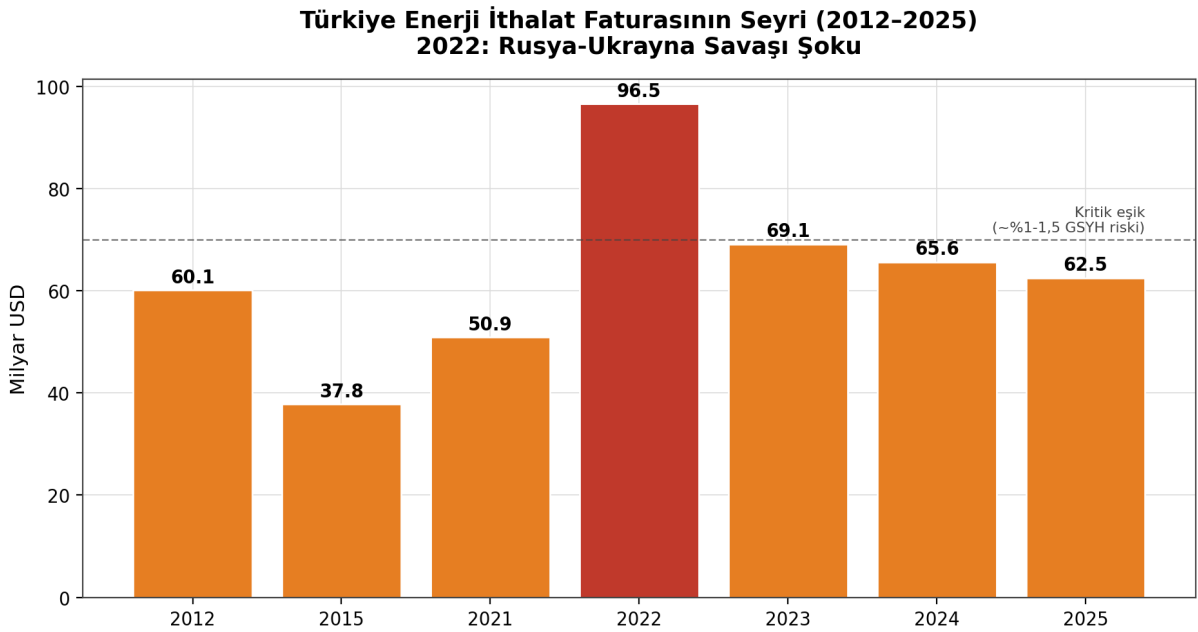
Ember'in 2025 verilerine göre net enerji ithalatının %47'si petrol, %43'ü doğalgaz ve %10'u kömürden oluşmaktadır — yani faturanın onda dokuzu petrol ve doğalgaza bağlıdır ve bu iki kalem küresel fiyat şoklarına en duyarlı olanlardır. Bunun ötesinde, Rusya-Ukrayna savaşı örneğinde görüldüğü gibi (2022'de enerji ithalat faturası 96,5 milyar dolara sıçramıştır), bölgesel çatışmalar Türkiye'nin doğrudan tarafı olmasa dahi enerji faturasını ikiye katlayabilmektedir.

- Hürmüz Boğazı (petrol/LNG geçişi — küresel fiyat kanalı)
- Rusya-Ukrayna savaşı ve yaptırım rejimleri (Rusya gazı/petrolü — doğrudan tedarik kanalı)
- Orta Doğu'daki bölgesel gerginlikler (İran, Irak kaynaklı tedarik güzergahları)
- Karadeniz'de bölgesel gerilimler (Türkiye'nin kendi yerli üretim sahalarını da etkileyebilir)

4. Risk 3 — Fiyat ve Döviz Kuru Riski

Enerji ithalatının tamamına yakını dolar bazında faturalandırılmaktadır. Bu durum, Türkiye'yi iki ayrı ve birbirini büyüten risk kanalına açık hale getirmektedir: (i) küresel emtia fiyatlarındaki dalgalanma ve (ii) Türk Lirası'nın dolar karşısında değer kaybı. STRASAM'ın analizine göre, doğalgaz dış alım fiyatları kısmen TTF (Hollanda gaz borsası) endeksine, kısmen de petrol ürünü fiyatlarına bağlı olduğundan, faturaya hem petrol piyasasındaki hem de Avrupa gaz piyasasındaki hareketler yansımaktadır.

Bu ikili kırılganlığın sonucu, enerji ithalat faturasının yıllar arasında çarpıcı biçimde dalgalanmasıdır:



Grafik: Türkiye Enerji İthalat Faturasının Seyri (2012-2025). Kaynak: TÜİK, Ticaret Bakanlığı, Enerji Günlüğü, STRASAM.

2015'te 37,8 milyar dolara kadar gerileyen fatura, 2022'de Rusya-Ukrayna savaşının etkisiyle 96,5 milyar dolara fırlamıştır — tek yılda %155'in üzerinde bir artış. 2023-2025 döneminde emtia fiyatlarındaki normalleşmeyle fatura 62-70 milyar dolar bandına gerilemiş olsa da, bu seviye dahi tarihsel ortalamaların belirgin şekilde üzerindedir. Türkiye'nin bu tür şoklara karşı yerleşik bir fiyat/kur hedge mekanizması bulunmadığından, her yeni kriz doğrudan enflasyon, cari denge ve TL üzerinde baskı yaratmaktadır.

5. Risk 4 — Cari Açık ve Makroekonomik Kırılganlık

Enerji ithalatı, Türkiye'nin cari açığının tarihsel olarak en büyük tek kalemidir. STRASAM'ın değerlendirmesine göre enerji ithalat faturası, toplam ithalat faturasının önemli bir bölümünü oluşturmakta ve ekonomiyi derinden etkilemektedir. 2022 krizinde ilk on ayda oluşan 67,8 milyar dolarlık net enerji dış ticaret açığı, aynı dönemdeki toplam dış ticaret

açığının %74,4'ünü tek başına oluşturmuştur; cari işlemler açığındaki büyümenin de büyük bölümü bu kalemden kaynaklanmıştır.

Bu yapı, enerji fiyatlarındaki dışsal şokları doğrudan makroekonomik istikrarsızlığa (TL değer kaybı, enflasyon, kredi notu baskısı) dönüştüren bir aktarım mekanizması yaratmaktadır. 2025 yılı içinde de Nisan ayı enerji ithalatının yıllık bazda %28,4 artarak 6,5 milyar dolara ulaşması, bu kırılganlığın güncelliğini korumakta olduğunu göstermektedir.

Risk değerlendirmesi: Enerji faturasındaki her 10 milyar dolarlık artış, mevcut yapı değişmediği sürece doğrudan cari açığa ve TL üzerindeki değer kaybı baskısına yansımaktadır — bu da ithalat maliyetlerini ikinci bir turda daha da yükselten kendini besleyen bir döngü oluşturmaktadır.

6. Risk 5 — Sözleşme Sona Erişleri ve Arz Sürekliliği

Türkiye'nin doğalgaz arzının önemli bir kısmı, on yıllar önce imzalanmış uzun vadeli "al ya da öde" (take-or-pay) sözleşmelerine dayanmaktadır. İklim Haber'in aktardığı sektör raporuna göre, ortalama yıllık tüketimin önemli bir bölümüne karşılık gelen 15,9 milyar m³ hacimli uzun dönemli kontratların sona ermeye başlaması, Türkiye'nin arz tercihlerini yeniden yapılandırmasını zorunlu kılmıştır.

Bu geçiş dönemi kendi başına bir risk kaynağıdır: (i) yeni kontratların spot/LNG piyasasına kaymasıyla fiyat oynaklığına açıklık artmakta, (ii) kısa vadeli sözleşmelerde tedarik güvenliği garanti düzeyi düşmekte, (iii) LNG terminali ve depolama kapasitesinin bu geçişe yetişip yetişmeyeceği belirsizlik taşımaktadır. Öte yandan bu geçiş, tedarikçi çeşitlendirmesi için de bir fırsat penceresi açmaktadır (bkz. Bölüm 9).

7. Risk 6 — Elektrik Piyasasında Yatırım/Garanti Yapısı Riski

2010 Türkiye Enerji Outlook raporunun tespit ettiği yapısal bir sorun, güncelliğini büyük ölçüde korumaktadır: elektrik piyasası serbestleştirilmesi sürecinde özel sermaye, ancak devlet garantili "al ya da öde" anlaşmalarıyla yatırıma yönelmiş; bu da ilk yatırım maliyeti düşük ama işletme (yakıt) maliyeti yüksek olan doğalgaz santrallerine sistematik bir tercih yaratmıştır. Sonuç olarak kamu kurulu gücü yerli kömür ve hidrolik kaynaklara dayalıken, özel sektör kurulu gücü büyük ölçüde ithal yakıta bağımlı hale gelmiştir.

Bu tarihsel tercih, bugün de sistemin yapısal DNA'sının bir parçasıdır: Türkiye'nin zengin yerli linyit rezervlerine (Afşin-Elbistan, Konya-Karapınar, Afyon-Dinar gibi sahalar) rağmen, elektrik üretiminde doğalgazın payının yüksek kalması, kısa vadeli yatırım teşviklerinin uzun vadeli arz güvenliği hedefleriyle çelişebildiğini göstermektedir.

8. Risk 7 — Nükleer Tedarik Riski

Proje belgelerinde yer alan değerlendirmeye göre, inşa süreleri onlarca yılı bulabilen, alım garantileriyle kamu maliyesine uzun vadeli yük bindiren nükleer santral projeleri, uranyum tedariki açısından ayrı bir jeopolitik tekелci risk taşımaktadır. Akkuyu Nükleer Güç Santrali'nin Rusya (Rosatom) ile kurulmuş olması, bu riski somutlaştıran bir örnektir: hem inşaat/işletme teknolojisi hem de yakıt tedariki tek bir yabancı ülkeye bağımlı hale gelmektedir. Bu durum, doğalgazdaki Rusya yoğunlaşma riskine ek, örtüşen bir ikinci katman oluşturmaktadır.

9. Riski Azaltan Gelişmeler

Risk tablosu statik değildir; son yıllarda birkaç gelişme yoğunlaşma ve kırılganlığı azaltma yönünde iş görmektedir:

- Karadeniz Gazı (Sakarya Gaz Sahası): 2024'te yerli doğalgaz üretimi bir önceki yıla göre %210 artışla 2,24 milyar m³'e ulaşmıştır. 2025 hedefi günlük 40 milyon m³ (yıllık ~14,6 milyar m³) üretimdir. Bakanlık, bu üretimin ithalat faturasını yıllık 5-6 milyar dolar azaltabileceğini öngörmektedir.
- Rüzgar ve Güneşte Kurulu Güç Patlaması: 2016'dan 2025'e güneş kurulu gücü 833 MW'dan 24.371 MW'a çıkmıştır; bu, ithal yakıtı olan yapısal bağımlılığı marjda azaltan tek kalemdir.
- TANAP / Güney Gaz Koridoru: Azerbaycan gazının Avrupa'ya taşınmasını sağlayan bu boru hattı projesinde Türkiye'nin hem transit ülke hem de BOTAS üzerinden hissedar konumu, tedarik çeşitlendirmesine ek olarak enerji diplomasisinde pazarlık gücü sağlamaktadır.
- Coğrafi Konum Avantajı: Dünya petrol rezervlerinin %65'i ve doğalgaz rezervlerinin %71'i Türkiye'yi çevreleyen Hazar Havzası, Ortadoğu ve Rusya'da bulunmaktadır; bu, Türkiye'yi arz güvensizliğine karşı da kırılgan kılarken aynı zamanda enerji koridoru/terminal rolü üzerinden stratejik bir konum sağlamaktadır.

Bununla birlikte, bu gelişmelerin hiçbirisi kısa vadede yoğunlaşma riskini ortadan kaldıracak ölçekte değildir: 2,24 milyar m³'lük yerli gaz üretimi, 50-53 milyar m³'lük yıllık tüketimin ancak %4-5'ini karşılamaktadır.

10. Risk Matrisi (Özet Değerlendirme)

Aşağıdaki matris, yukarıda ele alınan yedi risk başlığını olasılık ve etki boyutlarında özetlemektedir (nitel değerlendirme):

Risk	Olasılık	Potansiyel Etki	Risk Seviyesi	Azaltıcı Faktör
Kaynak/Tedarikçi Yoğunlaşması(Rusya %35 doğalgaz)	Orta-Yüksek	Yüksek	YÜKSEK	Kaynak çeşitlendirme, LNG artışı

Risk	Olasılık	Potansiyel Etki	Risk Seviyesi	Azaltıcı Faktör
Jeopolitik/Güzergah Riski(Hürmüz, Ukrayna vb.)	Orta	Yüksek	YÜKSEK	Boru hattı çeşitliliği, stratejik depolama
Fiyat/Kur Riski	Yüksek	Orta-Yüksek	YÜKSEK	Vadeli sözleşmeler, TL istikrarı
Cari Açık/Makro Kırılganlık	Yüksek	Orta-Yüksek	YÜKSEK	Yerli üretim + yenilenebilir artışı
Sözleşme Sona Erişi/Arz Sürekliliği	Orta	Orta	ORTA	LNG terminal kapasitesi artışı
Yatırım/Garanti Yapısı (Elektrik)	Düşük-Orta	Orta	ORTA	Piyasa mekanizması reformu
Nükleer Tedarik (Tek Ülke)	Düşük	Yüksek(uzun vadeli)	ORTA	Üçüncü santral için farklı ortak arayışı

Not: Değerlendirmeler nitel olup, rapordaki verilere dayalı yazar yorumunu yansıtmaktadır; resmi bir kurum risk skorlaması değildir.

11. Sonuç ve Politika Önerileri

Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığı, tek bir risk değil, birbirini besleyen bir risk kümesidir: kaynak yoğunlaşması jeopolitik krizlere karşı kırılganlığı artırır, jeopolitik krizler fiyat şoklarına dönüşür, fiyat şokları cari açığı ve TL'yi baskılar, bu da ithalat maliyetini ikinci turda daha da yükseltir. 2022'deki Rusya-Ukrayna şoku (96,5 milyar dolar fatura) ve 2026'daki Hürmüz Boğazı krizi, bu zincirin ne denli hızlı işleyebildiğinin iki somut örneğidir.

Bu çerçevede öne çıkan politika öncelikleri şu şekilde özetlenebilir:

- Tedarikçi çeşitlendirmesinin hızlandırılması: Rusya payının %35'in altına indirilmesi, LNG ve spot piyasa esnekliğinin artırılması.
- Yerli üretimin (Karadeniz gazı) planlanan hızda devreye alınmasının altyapı yatırımlarıyla (Filyos terminali vb.) desteklenmesi.
- Rüzgar ve güneşte kurulu güç artışının, elektrik talebi büyüme hızının önüne geçecek şekilde hızlandırılması — mevcut haliyle yenilenebilir büyüme, talep artışının gerisinde kalmaktadır.
- Stratejik doğalgaz depolama kapasitesinin, kısa vadeli fiyat şoklarını yumuşatacak düzeye çıkarılması.
- Enerji faturası için döviz/fiyat riskini yönetecek finansal hedge mekanizmalarının kurumsallaştırılması.

Sonuç olarak, Türkiye'nin son on yılda kaydettiği yenilenebilir enerji ve yerli doğalgaz üretimindeki ilerleme doğru yönde ama yetersiz hızdadır; dışa bağımlılığın yapısal olarak

azalması için hem arz tarafında (yerli üretim + yenilenebilir) hem talep tarafında (enerji verimliliği) çok daha kararlı ve hızlandırılmış bir politika çerçevesi gerekmektedir.

Kaynakça

- Toplum Çalışmaları Enstitüsü — "Türkiye'nin Doğal Gaz İthalatı", 2024 verileri
- Topuz Gazetesi — "Türkiye'nin doğal gaz karnesi ortaya çıktı", Eylül 2025
- Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi — doğalgaz ithalatı ve enerji faturası projeksiyonları
- Endeks24 — "Hürmüz Boğazı krizi Türkiye'nin enerji faturasını büyütüyor" (Ember verileri), 2026
- STRASAM.org — "2025'e Girerken Türkiye Enerji Görünümü", Aralık 2024
- Enerji Günlüğü — "Türkiye 2024/2025'te enerjiye ödenen fatura" haberleri
- Dünya Gazetesi — "İthal enerjinin faturası: 80,5 milyar dolar", 2022
- İklim Haber — "Türkiye'nin Doğalgaz İthalatında Aslan Payını Rusya Alıyor"
- 2010 Türkiye Enerji Outlook raporu (proje kaynağı)
- Türkiye ve Dünya Enerji Outlook 2014 raporu — Enerji Diplomasisi bölümü (proje kaynağı)
- TMMOB MMO — "Türkiye Enerji Görünümü 2017" sunumu (proje kaynağı)
- Karakoşehaber.com — "Türkiye'nin yıllık doğalgaz tüketimi ne kadar? 2025"

Not: Bu rapor, proje kapsamındaki belgeler ile güncel kamuya açık haber/istatistik kaynaklarının bir sentezidir; risk seviyeleri ve öneriler yazar değerlendirmesidir, resmi bir kurumun risk analizini temsil etmez.

BÖLÜM 3

30 Yılda Enerji Mevzuatı ve Enerji Bağımsızlığına Etkileri

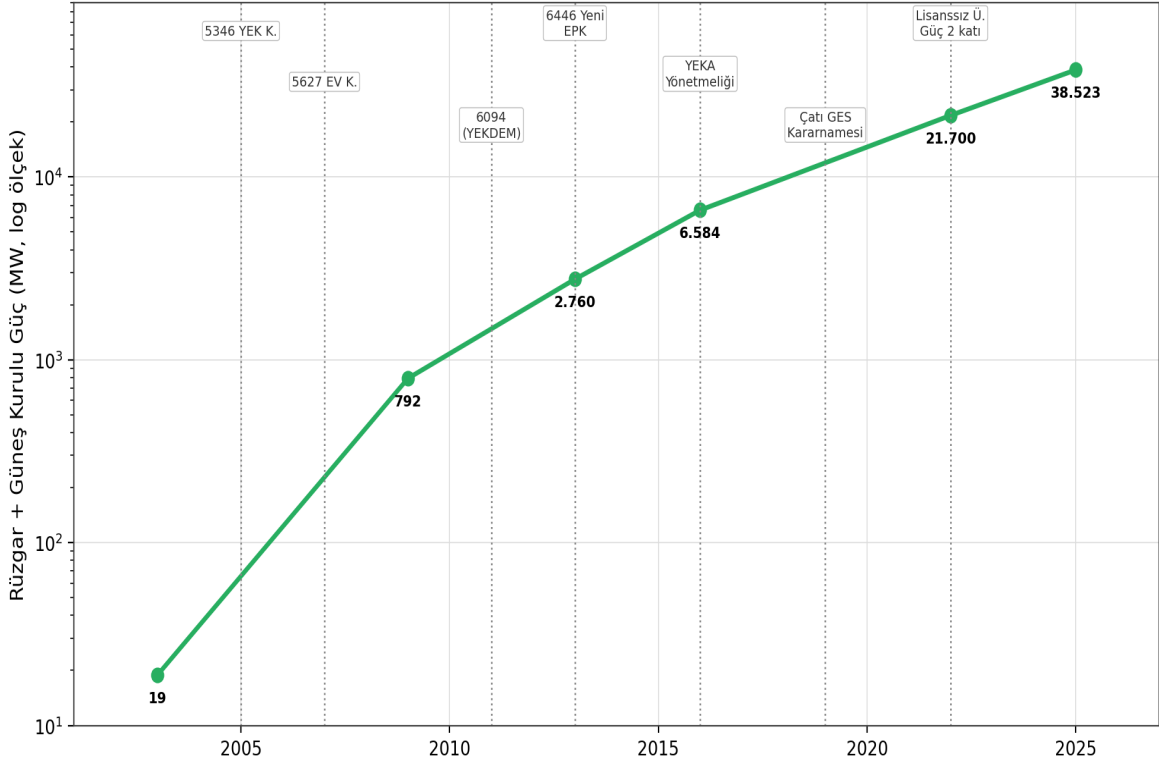
1990'lardan Günümüze Yasal Çerçevenin Dönüşümü ve Sonuçları

30 YILDA ENERJİ MEVZUATI VE TÜRKİYE'NİN ENERJİ BAĞIMSIZLIĞINA ETKİLERİ

1990'lardan Günümüze Yasal Çerçevenin Dönüşümü ve Sonuçları

4628 · 5346 · 5627 · 5710 · 6094 · 6446 · YEKA · Lisanssız Üretim

Rüzgar+Güneş Kurulu Güç Büyümesi ve Mevzuat Kilometre Taşları (2003-2025)



Ağustos 2026

Kaynaklar: Resmî Gazete, EPDK, ETKB, BNEF/WWF/ECF, TMMOB MMO/EMO

İçindekiler

1. Giriş: Mevzuat ve Enerji Bağımsızlığı İlişkisi
 2. Dönem 1 (1990–2001): Serbestleşme Öncesi ve İlk Girişimler
 3. Dönem 2 (2001–2005): Piyasa Serbestleşmesinin Başlangıcı
 4. Dönem 3 (2005–2013): Yenilenebilir Enerji ve Verimlilik Çerçevesinin İnşası
 5. Dönem 4 (2013–2016): Piyasa Olgunlaşması ve Yeni Elektrik Piyasası Kanunu
 6. Dönem 5 (2016–2020): Büyük Ölçekli Yenilenebilir Enerji Hamlesi (YEKA)
 7. Dönem 6 (2020–2025): İklim Taahhütleri ve Yerli Kaynak Seferberliği
 8. Mevzuat Özet Tablosu ve Dışa Bağımlılığa Net Etki
 9. Genel Değerlendirme: Mevzuat Neyi Başardı, Neyi Başaramadı?
 10. Sonuç ve Öneriler
- Kaynakça

1. Giriş: Mevzuat ve Enerji Bağımsızlığı İlişkisi

Türkiye'nin enerji sektörü, son 30 yılda art arda yürürlüğe giren kanun, yönetmelik ve kararnamelerle adım adım yeniden şekillenmiştir. Bu düzenlemelerin bir kısmı doğrudan enerjide dışa bağımlılığı azaltmayı hedeflerken (yenilenebilir enerji, enerji verimliliği, yerli kaynak teşvikleri), bir kısmı da piyasayı serbestleştirmeyi ve özel sermaye çekmeyi amaçlamış; bu ikinci grup, niyet edilmemiş olsa da, dönemine göre dışa bağımlılığı artırıcı sonuçlar da doğurabilmiştir.

Bu rapor, 1990'lardan 2025'e kadar yürürlüğe giren başlıca enerji mevzuatını kronolojik olarak altı döneme ayırarak incelemekte ve her dönemin dışa bağımlılık göstergeleri üzerindeki net etkisini değerlendirmektedir. Analiz, proje kapsamındaki resmi/sektörel belgeler (BNEF/WWF/ECF 2014 raporu, ETKB/MMO Enerji Görünümü 2017, 10. Kalkınma Planı Eylem Planı) ile EPDK ve Resmî Gazete kaynaklı güncel mevzuat bilgilerinin sentezine dayanmaktadır.

Genel bulgu şudur: mevzuat tek yönlü bir çizgi izlememiştir. 2001-2013 arası piyasa serbestleşmesi paradoksal biçimde doğalgaza bağımlılığı artırırken, 2005 sonrasında paralel yürüyen yenilenebilir enerji mevzuatı ancak 2016'dan itibaren (YEKA ile) gerçek ölçek kazanmış ve dışa bağımlılığı azaltıcı yönde somut sonuç üretmeye başlamıştır.

2. Dönem 1 (1990–2001): Serbestleşme Öncesi ve İlk Girişimler

1990'lı yıllarda Türkiye'nin elektrik sektörü büyük ölçüde kamu tekelinde, merkezi planlamayla yönetilmekteydi. Elektrik dağıtımının özelleştirilmesi için ilk adımlar 1989'da atılmış, ancak yüksek maliyetli hukuksal güçlüklerle karşılaşmıştır. Bunun üzerine Yap-İşlet-Devret (YİD) ve Yap-İşlet (Yİ) modelleri devreye sokulmuş, fakat bu modeller de hukuksal sorunları tam olarak aşamamıştır.

Bu dönemin mevzuat boşluğu, sonraki döneme miras kalan yapısal bir sorunu doğurmuştur: özel sermaye, uzun dönemli "al ya da öde" anlaşmalarıyla gelir garantisi verilmediği sürece yatırıma yanaşmamış; bu da hükümetleri garantili sözleşmeler sunmaya, dolayısıyla ithal yakıta (özellikle doğalgaza) dayalı, kısa kurulum süreli santral modellerini teşvik etmeye yöneltmiştir. Dönemin sonunda (2001) Türkiye ekonomik krizle karşılaşmış, bu da kapsamlı bir piyasa reformu ihtiyacını hızlandırmıştır.

Dışa bağımlılığa etkisi: Dolaylı olarak artırıcı — düzenleyici çerçevenin eksikliği, garantili sözleşme arayışını doğurarak sonraki dönemde ithal gaz santrallerinin cazip hale gelmesinin zeminini hazırlamıştır.

3. Dönem 2 (2001–2005): Piyasa Serbestleşmesinin Başlangıcı

Dönemin dönüm noktası, 2001'de yürürlüğe giren 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'dur. Bu kanunla, 1970'lerde Birleşik Krallık'ta uygulanan reformların benzerleri hayata geçirilmiş;

rekabetçi bir piyasa yoluyla elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu şekilde tüketiciye ulaştırılması hedeflenmiştir. Kanunla birlikte Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmuş, lisanslama ve piyasa gözetimi bağımsız bir kuruma devredilmiştir. Aynı dönemde doğalgaz piyasasının serbestleştirilmesine yönelik düzenlemeler de (4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu) yürürlüğe girmiştir.

Bu serbestleşme, planlama kavramının yerini piyasa mekanizmalarına bırakmasına yol açmıştır. 2010 Türkiye Enerji Outlook raporunun tespitine göre, özel sermaye risk almaya gönülsüz davranmış, kamu garantileri sağlandığı ölçüde yatırıma yönelmiştir. Elektrik Piyasası Kanunu'nun yürürlüğe girmesinden sonra yeni garantilerin verilmemesi nedeniyle bu yatırımların da arkası zamanla kesilmiştir. Kritik sonuç: bu süreçte kaynak kullanımı yerli kaynaklar aleyhine bozulmuş; 1990'ların sonundan itibaren zaten büyümekte olan doğalgaza bağımlılık, serbestleşme sürecinde de hızını korumuştur. Rüzgar, güneş ve jeotermal gibi kaynakların kullanımı bu dönemde neredeyse yok denecek düzeyde kalmıştır.

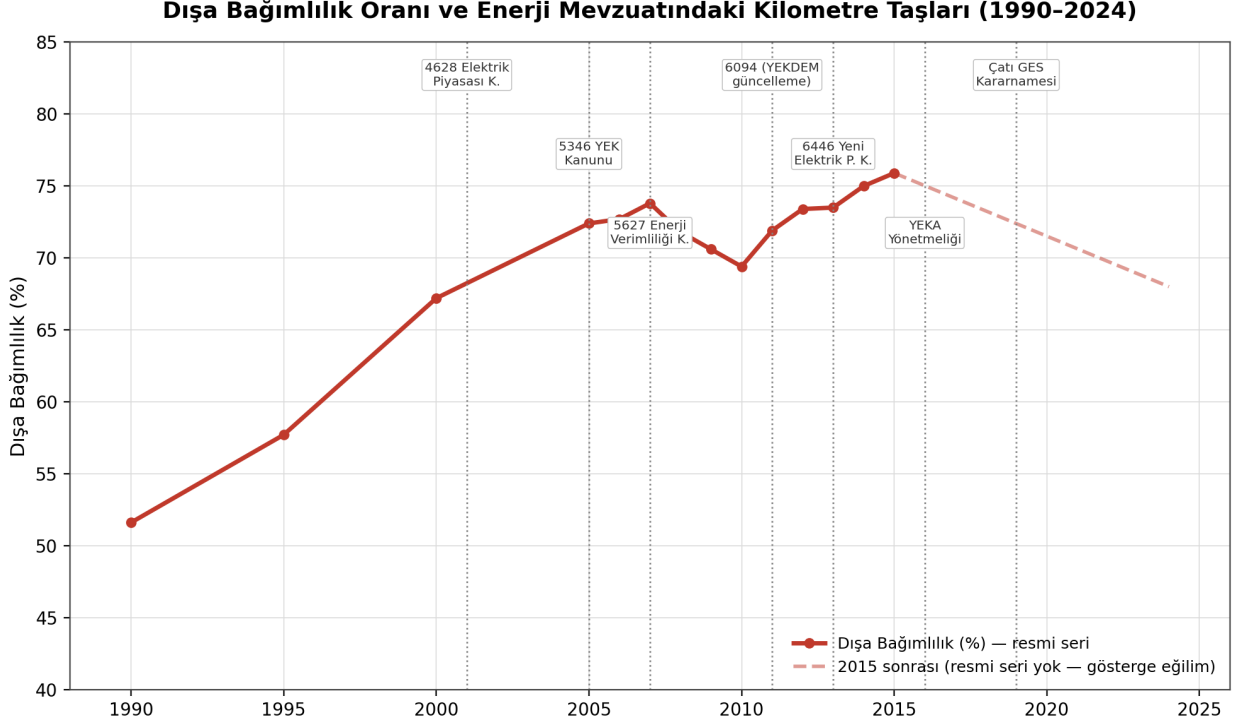
Dışa bağımlılığa etkisi: Artırıcı — piyasa serbestleşmesi başlangıçta rekabet ve verimlilik hedeflese de, garantili sözleşme arayan özel sermaye kısa kurulumlu/düşük ilk yatırımlı doğalgaz santrallerini tercih etmiş, yerli kömür ve hidrolik yatırımları görece olarak geri planda kalmıştır.

4. Dönem 3 (2005–2013): Yenilenebilir Enerji ve Verimlilik Çerçevesinin İnşası

Bu dönem, dışa bağımlılığı azaltmayı doğrudan hedefleyen mevzuatın ilk kez sistematik biçimde inşa edildiği dönemdir:

- 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun (2005): Yenilenebilir enerji kaynağı belgesi (YEK Belgesi) sahiplerine, ürettikleri elektrik için belirli bir fiyattan 10 yıllık alım garantisi getirilmiştir. Ancak bu süre, AB ülkelerinde yaygın olan 15 yıllık garantilere kıyasla kısa kalmıştır.
- 5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu (2 Mayıs 2007): Tüm sektörlerde enerji verimliliği önlemlerinin hayata geçirilmesi için prensip ve prosedürler getirmiştir. Niceliksel hedefler koymamakla birlikte, enerji yöneticisi atanması zorunluluğu ve izleme/raporlama mekanizmaları ile enerji verimliliği projelerine %20'ye varan devlet desteği sağlanmıştır.
- 5710 sayılı Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi Kanunu (2007): Türkiye'nin nükleer enerjiye yasal zemin kazandırdığı düzenlemedir; ilerleyen yıllarda Akkuyu NGS projesinin hukuki temelini oluşturmuştur.
- 6094 sayılı Kanun (Ocak 2011): 5346 sayılı YEK Kanunu'nda değişiklik yaparak alım garantisi fiyatlarını güncellemiş ve bugün YEKDEM (Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması) olarak bilinen yapının temelini güçlendirmiştir. Bu değişiklik sonrası rüzgar kurulu gücü 2007'den itibaren 15 kat artarak 2,8 GW'a ulaşmış, proje stoku 7 GW'ı bulmuştur.

- Rödovans Mekanizması (2012): Türkiye Kömür İşletmeleri'nin (TKİ) kömür sahalarını uzun vadeli kontratlarla özelleştirmesini sağlayan bu mekanizma, üretilen elektrik için yatırımcıya TÜFE'ye bağlı bir ücret ödenmesini öngörerek yerli linyit yatırımlarını canlandırmayı hedeflemiştir.



Grafik: Dışa Bağımlılık Oranı ve Enerji Mevzuatındaki Kilometre Taşları (1990-2024). Kaynak: ETKB/MMO Enerji Görünümü 2017; mevzuat tarihleri Resmî Gazete.

Bu dönemin paradoksu grafikte açıkça görülmektedir: 2005-2013 arasında yenilenebilir enerji ve verimlilik mevzuatı art arda yürürlüğe girmesine rağmen, dışa bağımlılık oranı %72,4'ten %73,5'e yükselmeye devam etmiştir. Bunun nedeni, yeni mevzuatın etkisinin kurulu güçte kayda değer bir ölçeğe ulaşması için zaman gerekmesi ve aynı dönemde doğalgaz talebinin (elektrik üretiminde %48,5'e varan payla) çok daha hızlı büyümesidir. Yani mevzuat doğru yönde adımlar atmış, ancak talep büyümesinin hızını dengeleyecek ölçekte etki üretememiştir.

Dışa bağımlılığa etkisi: Kısmi/gecikmeli azaltıcı — yasal çerçeve kurulmuş, ancak dönem içinde ölçeği yetersiz kalmış; asıl etkisi bir sonraki döneme sarkmıştır.

5. Dönem 4 (2013-2016): Piyasa Olgunlaşması ve Yeni Elektrik Piyasası Kanunu

14 Mart 2013 tarihinde yürürlüğe giren 6446 sayılı yeni Elektrik Piyasası Kanunu, lisanslama, piyasaların işleyişi ve piyasa oyuncularının toplam pazar payına ilişkin yeni düzenlemeler getirmiş; bazı elektrik üretim santrallerine çevresel mevzuattan geçici muafiyetler tanımıştır. Bu kanun çerçevesinde, toplam 7,5 GW kurulu güce sahip stratejik

hidroelektrik santraller hariç olmak üzere kamuya ait elektrik üretim tesislerinin özelleştirilmesi hedeflenmiştir.

Aynı dönemde "Kömüre Hücum" olarak adlandırılan bir teşvik paketi de yürürlüğe girmiştir: vergi indirimi, KDV istisnası, gümrük vergisi muafiyeti, faiz desteği ve yatırım yeri tahsisini kapsayan bu teşvikler, bölgeye göre %25 ila %60 arasında devlet desteği sağlamıştır. Amaç yerli kömürü canlandırmak olsa da, dönemin genel eğilimi hâlâ ithal kömür ve doğalgaz santrallerinin lehinedir; zira BNEF/WWF/ECF 2014 raporuna göre 2001-2014 arasında doğal gaz, nükleer, yenilenebilir enerji ve enerji verimliliği alanlarında toplam yedi yeni kanun yürürlüğe girmiş olmasına rağmen, elektrik piyasasının 2016'da "tam rekabetçi" hale gelmesi hedefi dahi o dönemde henüz gerçekleşmemiştir.

Dışa bağımlılığa etkisi: Karışık — piyasa kurumsallaşması ilerlemiş, ancak kömür teşvikleri hem yerli linyiti hem de (bir kısım projede) ithal kömürü destekleyecek biçimde işlemiş; net etki dönem içinde belirsiz kalmıştır.

6. Dönem 5 (2016–2020): Büyük Ölçekli Yenilenebilir Enerji Hamlesi (YEKA)

Bu dönem, mevzuatın dışa bağımlılığı azaltma yönünde ilk kez gerçek ölçekte sonuç üretmeye başladığı dönemdir. 9 Ekim 2016 tarihli ve 29852 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları (YEKA) Yönetmeliği, kamu/hazine taşınmazları ile özel mülkiyete konu taşınmazlarda büyük ölçekli yenilenebilir enerji alanları oluşturulmasını, bu alanların yarışma yoluyla yatırımcılara tahsisini ve üretim tesislerinde kullanılan ileri teknoloji aksamın yurt içinde imal edilmesi zorunluluğunu (Yurt İçinde Üretim Karşılığı Tahsis — YÜKT) düzenlemiştir. YEKA kapsamında verilen lisansların süresi 30 yıl olarak belirlenmiştir.

YEKA modeli, önceki dönemin dağınık küçük ölçekli lisanslama sisteminden farklı olarak, tek bir büyük yarışmayla GW ölçeğinde kapasiteyi hızla devreye almayı amaçlamıştır — nitekim 2016'da 1.000 MW'lık ilk güneş YEKA yarışması bu çerçevede gerçekleştirilmiştir. Yönetmelik 2017'de (11 Nisan 2017, 30035 sayılı RG) kapsamı genişletecek şekilde revize edilmiştir.

9 Mayıs 2019 tarihli ve 1044 sayılı Cumhurbaşkanlığı Kararı ile lisanssız elektrik üretimi mevzuatında da önemli bir değişikliğe gidilmiş; çatı/cephe tipi güneş enerjisi sistemleri (GES) için üretim-tüketim aynı ölçüm noktasında olma şartıyla birlikte mahsuplaşma (net-metering benzeri) sistemi kolaylaştırılmıştır. Bu değişiklik sonrası, 2019 ortası itibarıyla güneş enerjisi kurulu gücünün yaklaşık %15'i çatı tipi sistemlerden sağlanır hale gelmiştir — bu, hanehalkı ve KOBİ ölçeğinde "tabana yayılmış" bir yenilenebilir enerji büyümesinin mevzuat temelini oluşturmuştur.

Bu dönemin somut sonucu Grafik 2'de görülmektedir: 2016'da 6.584 MW olan rüzgar+güneş toplam kurulu gücü, 2022'ye gelindiğinde 21.700 MW'a, yani 3,3 kata çıkmıştır — bu, önceki dönemlerin hiçbirinde görülmemiş bir ivmedir.

Dışa bağımlılığa etkisi: Belirgin azaltıcı — YEKA modeli ile büyük ölçekli, öngörülebilir yatırım ortamı sağlanmış; çatı GES mevzuatı ile de tabana yayılmış küçük ölçekli üretim teşvik edilmiştir.

7. Dönem 6 (2020–2025): İklim Taahhütleri ve Yerli Kaynak Seferberliği

Son dönemin mevzuat gündemi iki ekseninde ilerlemiştir: iklim taahhütlerinin yasal çerçeveye bağlanması ve yerli kaynakların (özellikle Karadeniz gazı) hızla devreye alınmasını destekleyecek idari düzenlemeler.

- Paris İklim Anlaşması'nın TBMM tarafından onaylanması (2021) ve 2053 net sıfır emisyon hedefinin resmi politika belgelerine girmesi, enerji mevzuatının iklim politikasıyla daha sıkı bağlantılı hale gelmesine yol açmıştır.
- Mart 2022 kanun değişikliği ile bazı abone gruplarında lisanssız üretim tesisi gücü, tüketim tesisinin sözleşme gücünün 2 katına çıkarılmış; bu, özellikle sanayi ve tarımsal sulama sektörlerinde öz-tüketim amaçlı güneş yatırımlarını hızlandırmıştır.
- Yeni Lisanssız Elektrik Üretimi Yönetmeliği ile organize sanayi bölgeleri içinde/dışında farklı dağıtım bölgelerinde de lisanssız üretim tesisi kurma imkânı tanınmış, 10 MW üzerindeki tesisler için doğrudan şebeke bağlantısı (fider) imkânı getirilmiştir.
- Karadeniz gazına ilişkin idari süreçler (Filyos terminali yatırımları, TPAO'nun üretim lisansları) yasal bir kanun değişikliğinden çok, mevcut Petrol Piyasası ve Doğal Gaz Piyasası kanunları çerçevesinde hızlandırılmış idari uygulamalarla yürütülmüştür; 2024'te yıllık üretim %210 artışla 2,24 milyar m³'e ulaşmıştır.

Bu dönemde dikkat çekici bir nokta, büyük ölçekli yeni bir "çerçeve kanun" çıkarılmamış olmasıdır — bunun yerine mevcut 4628/6446 (elektrik), 4646 (doğalgaz) ve 5346/6094 (yenilenebilir) kanunlarının yönetmelik ve kararname düzeyinde güncellenmesi tercih edilmiştir. Bu, mevzuat mimarisinin 2001-2016 arasında kurulan temel yapının üzerine inşa edilmeye devam ettiğini göstermektedir.

Dışa bağımlılığa etkisi: Güçlü azaltıcı (iki koldan) — hem yenilenebilir kurulu gücün ivmesi sürmüş (2022'den 2025'e rüzgar+güneş %77 artışla 38.523 MW'a ulaşmıştır) hem de yerli doğalgaz üretimi tarihinin en yüksek seviyelerine çıkmıştır.

8. Mevzuat Özet Tablosu ve Dışa Bağımlılığa Net Etki

Aşağıdaki tablo, incelenen 30 yıllık dönemde yürürlüğe giren başlıca mevzuatı ve bunların dışa bağımlılık üzerindeki değerlendirilen net etkisini özetlemektedir:

Yıl	Mevzuat	Ana Hedef	Net Etki
2001	4628 Elektrik Piyasası Kanunu	Piyasa serbestleşmesi, EPDK kuruluşu	Artırıcı (dolaylı)
2001	4646 Doğal Gaz Piyasası Kanunu	Doğalgaz piyasasının serbestleşmesi	Artırıcı (dolaylı)
2005	5346 Yenilenebilir Enerji Kaynakları Kanunu	YEK Belgesi, 10 yıllık alım garantisi	Azaltıcı (gecikmeli)
2007	5627 Enerji Verimliliği Kanunu	Verimlilik yönetimi, teşvik sistemi	Azaltıcı (dolaylı)
2007	5710 Nükleer Güç Santralleri Kanunu	Nükleer enerjiye yasal zemin	Karışık (yeni bağımlılık türü)
2011	6094 sayılı Değişiklik (YEKDEM)	Alım garantisi güncellemesi	Azaltıcı
2012	Rödovans Mekanizması	Yerli kömür sahalarının işletilmesi	Azaltıcı (kısmi)
2013	6446 Yeni Elektrik Piyasası Kanunu	Lisanslama/piyasa reformu, özelleştirme	Karışık
2013-14	Kömüre Hücum Teşvik Paketi	Yerli/ithal kömür yatırım teşviki	Karışık
2016	YEKA Yönetmeliği	Büyük ölçekli YEK alanları, yerli imalat şartı	Güçlü Azaltıcı
2019	Çatı GES Kararnamesi (CK 1044)	Mahsuplaşma, tabana yayılmış GES	Azaltıcı
2021	Paris Anlaşması Onayı	2053 net sıfır hedefi	Azaltıcı (uzun vadeli)
2022	Lisanssız Üretim Gücü 2 Katı	Sanayi/tarım öz-tüketim GES artışı	Azaltıcı
2022-25	Karadeniz Gazı İdari Süreçleri	Yerli doğalgaz üretiminin hızlandırılması	Güçlü Azaltıcı

Not: Değerlendirmeler proje kaynaklarındaki veriler ve kamuya açık mevzuat bilgileri ışığında yazar yorumunu yansıtmaktadır.

9. Genel Değerlendirme: Mevzuat Neyi Başardı, Neyi Başaramadı?

Başarılan Alanlar

- Kurumsal çerçeve: EPDK'nın kuruluşu ve bağımsız düzenleyici kurum modeli, elektrik ve doğalgaz piyasalarında şeffaflık ve öngörülebilirliği artırmıştır.
- Yenilenebilir enerjide ölçek sıçraması: 2005'te başlayan yasal çerçeve, 2016 YEKA modeliyle olgunlaşmış; rüzgar+güneş kurulu gücü 22 yılda 19 MW'dan 38.523 MW'a (yaklaşık 2.000 kat) çıkmıştır.
- Tabana yayılmış üretim: Çatı GES ve lisanssız üretim mevzuatı, enerji üretimini büyük şirketlerin tekelinden çıkararak hanehalkı ve KOBİ düzeyine kadar yaymıştır.
- Yerli kaynak seferberliği: Röдовans, kömür teşvikleri ve Karadeniz gazı idari süreçleri, yerli üretim kapasitesini (özellikle 2020'lerde) artırmıştır.

Başarılamayan / Kısmi Kalan Alanlar

- Zamanlama uyumsuzluğu: Yenilenebilir enerji mevzuatı (2005) ile gerçek ölçek kazanması (2016) arasında 11 yıllık bir gecikme yaşanmış; bu süre zarfında dışa bağımlılık kesintisiz artmaya devam etmiştir.
- Piyasa serbestleşmesinin istenmeyen sonucu: 2001-2013 döneminde piyasa mekanizmalarına geçiş, garantili sözleşme arayan özel sermayeyi ithal gaz santrallerine yöneltmiş; bu, mevzuatın açık hedefi olmasa da dolaylı bir sonuç olarak ortaya çıkmıştır.
- Alım garantisi süresinin kısalığı: 5346 sayılı Kanun'daki 10 yıllık alım garantisi, AB'deki 15 yıllık standarda kıyasla yatırımcı için daha az cazip kalmış, bu da erken dönemde yenilenebilir yatırımların hızını sınırlamıştır.
- Güneş hedeflerinin başlangıçta düşük tutulması: 2014 tarihli BNEF/WWF/ECF raporuna göre, 2023 için belirlenen güneş enerjisi hedefi yalnızca 3 GW iken, Almanya o tarihte zaten 30 GW'ın üzerinde kurulu güce sahipti — hedefler sonradan fiilen aşılmış olsa da (2025'te 24,4 GW), başlangıç hedeflerinin muhafazakârlığı erken dönem yatırım iştahını sınırlamış olabilir.
- Yapısal ikilik: Kamu kurulu gücü büyük oranda yerli kömür ve hidrolik kaynaklara dayalı kalırken, özel sektör kurulu gücünün büyük bölümü ithal yakıta bağımlı santrallerden oluşmuştur — bu ayrışma, mevzuat değişikliklerine rağmen büyük ölçüde kalıcılığını korumuştur.

10. Sonuç ve Öneriler

30 yıllık mevzuat tarihinin ortaya koyduğu temel sonuç, yasal düzenlemelerin dışa bağımlılık üzerindeki etkisinin doğrusal değil, gecikmeli ve dönemsel olduğudur. Serbestleşme odaklı ilk dönem (2001-2013) niyet edilmemiş biçimde bağımlılığı derinleştirirken, yenilenebilir enerji ve verimlilik odaklı ikinci dalga (2005 sonrası) ancak yaklaşık on yıllık bir olgunlaşma sürecinin ardından (2016 YEKA ile) ölçek kazanabilmiştir. Bu gecikme, mevzuatın kağıt üzerindeki varlığının tek başına yeterli olmadığını, uygulanabilir teşvik büyüklüğü ve yatırımcı güveninin de en az mevzuat kadar belirleyici olduğunu göstermektedir.

Bu dersler ışığında öne çıkan politika önerileri:

- Mevzuat çıkarma ile ölçek kazanma arasındaki gecikmeyi kısaltmak için, yeni düzenlemelerin başlangıçtan itibaren büyük ölçekli (YEKA benzeri) yatırım modelleriyle desteklenmesi.
- Alım garantisi ve teşvik sürelerinin uluslararası standartlarla (15+ yıl) uyumlu hale getirilmesi, yatırımcı öngörülebilirliğinin artırılması.
- Piyasa serbestleşmesi politikalarının, arz güvenliği ve yerli kaynak hedefleriyle çelişmeyecek şekilde tasarlanması — geçmişte olduğu gibi garantili sözleşme arayışının yeniden ithal yakıta kaymasını önleyecek düzenleyici güvenceler getirilmesi.
- Kamu ve özel sektör kurulu gücü arasındaki yapısal ayrışmanın (kamu: yerli kaynak / özel: ithal kaynak) azaltılmasına yönelik, özel sektörü yerli kaynak yatırımına yönlendirecek ek teşvik mekanizmalarının geliştirilmesi.
- İklim taahhütleri (2053 net sıfır) ile enerji bağımsızlığı hedeflerinin tek bir çerçeve kanunda birleştirilmesi; bu, iki politika alanının bugüne kadar olduğu gibi ayrı ayrı yönetmelik ve kararnamelerle değil, bütüncül bir stratejiyle ilerlemesini sağlayabilir.

Sonuç olarak, mevzuat tek başına ne bağımlılığın nedeni ne de tek çözümüdür; ancak doğru zamanlanmış, yeterli ölçekte ve öngörülebilir bir yasal çerçeve, tıpkı 2016 sonrası YEKA örneğinde görüldüğü gibi, dışa bağımlılığın azaltılmasında en güçlü kaldıraçlardan biri olmaya devam etmektedir.

Kaynakça

- Resmî Gazete — 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (2001)
- Resmî Gazete — 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun (2005)
- Resmî Gazete, Sayı 26510 — 5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu (2 Mayıs 2007)
- Resmî Gazete — 5710 sayılı Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi Kanunu (2007)
- Resmî Gazete — 6094 sayılı Kanun (Ocak 2011)
- Resmî Gazete — 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (14 Mart 2013)
- Resmî Gazete, Sayı 29852 — Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları (YEKA) Yönetmeliği (9 Ekim 2016), Sayı 30035 (11 Nisan 2017) değişiklik
- Cumhurbaşkanı Kararı Sayı 1044 — Lisanssız Elektrik Üretimi Değişiklikleri (9 Mayıs 2019)
- EPDK — Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik ve Tebliğ (26.10.2016, sonraki revizyonlar)
- Bloomberg New Energy Finance / WWF / ECF — "Türkiye'nin Değişen Elektrik Piyasaları", 18 Kasım 2014 (proje kaynağı)
- 10. Kalkınma Planı — Yerli Kaynaklara Dayalı Enerji Üretim Programı Eylem Planı (proje kaynağı)
- TMMOB MMO — "Türkiye Enerji Görünümü 2017" sunumu (proje kaynağı)
- Erdem&Erdem, LEXPERA, Elmacioğlu Hukuk — YEKA ve yenilenebilir enerji mevzuatı analizleri

- Vural Cantuğ Akkaş — "Yeni Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği" (2019)

Not: Bu rapor, proje kapsamındaki belgeler ile kamuya açık mevzuat kaynaklarının bir sentezidir. Mevzuatın tam metinleri ve güncel halleri için mevzuat.gov.tr ve resmigazete.gov.tr adreslerine başvurulması önerilir; dönemsel "net etki" değerlendirmeleri yazar yorumu niteliğindedir.

BÖLÜM 4

Türkiye'de Petrol ve Doğalgaz Endüstrisi

Son 30 Yılda Sahalar, Yatırımlar ve Uluslararası Sözleşmeler

TÜRKİYE'DE PETROL VE DOĞALGAZ ENDÜSTRİSİ

Son 30 Yılda Sahalar, Yatırımlar ve Uluslararası Sözleşmeler

Batman'dan Gabar'a, Kerkük-Yumurtalık'tan TürkAkım'a Detaylı Sektör Analizi

Ağustos 2026

Kaynaklar: TPAO, BOTAŞ, ETKB, ORSAM, SETA, proje belgeleri, güncel haber kaynakları

İçindekiler

1. Giriş
2. Yurt İçi Sahalar: Geleneksel Üretimden Yeni Keşiflere
3. Karadeniz Devrimi: Sakarya Gaz Sahası
4. Gabar ve Güneydoğu: Cumhuriyet Tarihinin En Büyük Petrol Keşfi
5. Sondaj ve Sismik Filo Yatırımı: Denizcilik Kabiliyetinin İnşası
6. Boru Hattı Projeleri: Türkiye'nin Enerji Koridoru Rolü
7. Rafineri ve Petrokimya: Özelleştirmeler ve Yeni Yatırımlar
8. Yurt Dışı Sözleşmeler ve Uluslararası İşbirlikleri
- 8.1 Irak Kerkük'te BP Ortaklığı: TPAO'nun Yeni Uluslararası Atağı
9. Doğu Akdeniz: Deniz Yetki Alanları ve Jeopolitik Gerginlik
- 9.1 Yıllara Göre Petrol ve Doğalgazda Üretim-Tüketim Karşılaştırması
- 9.2 Petrol Ürünleri İthalatı
10. Yatırım Tutarları: 30 Yılda Ne Kadar Harcandı?
11. Genel Değerlendirme: 30 Yılda Neler Değişti?
12. Sonuç
- Kaynakça

1. Giriş

Türkiye'nin petrol ve doğalgaz endüstrisi, son 30 yılda üç büyük dönüşüm yaşamıştır: (i) kamu tekelinden özelleştirilmiş/karma bir piyasa yapısına geçiş (Tüpraş, Petkim), (ii) yurt içi arama ve üretim kabiliyetinin - özellikle derin deniz sondajında - sıfırdan dünya çapında bir seviyeye taşınması (Fatih, Yavuz, Kanuni, Abdülhamid Han sondaj gemileri), ve (iii) 2020 sonrası Karadeniz'de (Sakarya Gaz Sahası) ve Güneydoğu Anadolu'da (Gabar) yapılan büyük keşiflerle yerli üretimin tarihinin en yüksek seviyelerine ulaşması.

Bu rapor, bu dönüşümü altı ana eksenle ele almaktadır: yurt içi sahalar, sondaj/sismik filo yatırımları, boru hattı projeleri, rafineri-petrokimya alanındaki mülkiyet değişiklikleri, yurt dışı sözleşmeler ve son olarak toplam yatırım tutarları. Analiz, proje kapsamındaki resmi belgeler (TPAO/ETKB verileri, 10. Kalkınma Planı Eylem Planı) ile güncel haber ve sektör kaynaklarının sentezine dayanmaktadır.

2. Yurt İçi Sahalar: Geleneksel Üretimden Yeni Keşiflere

Türkiye'nin petrol üretiminin tarihsel omurgasını Güneydoğu Anadolu (Batman, Garzan, Adıyaman, Diyarbakır çevresi) ve Trakya havzaları oluşturmuştur. Bu sahalar, 1940'lardan itibaren üretime alınmış, ancak zamanla olgunlaşmış (mature) sahalar haline gelerek üretim düşüşü yaşamıştır. 2015 yılı sonu itibarıyla Türkiye'nin toplam ham petrol üretimi yalnızca 2,5 milyon ton düzeyinde kalmış, yerli üretimin tüketimi karşılama oranı %6,4'e gerilemiştir — bu durum, geleneksel sahaların artık ülkenin petrol ihtiyacını karşılamaktan uzak, sınırlı bir katkı sunduğunu göstermektedir.

Bu düşüşü durdurmaya yönelik olarak 10. Kalkınma Planı Eylem Planı çerçevesinde, mevcut üretim sahalarında ikincil üretim yöntemleri (karbondioksit, jel, buhar enjeksiyonu) uygulanması hedeflenmiş; ayrıca Karadeniz ve Akdeniz deniz alanları ile Güneydoğu Anadolu, Trakya, Doğu Anadolu ve İç Anadolu'da yeni arama sondajları planlanmıştır. Bu planlı yaklaşımın meyveleri, 2020'den itibaren art arda gelen büyük keşiflerle alınmaya başlanmıştır.

3. Karadeniz Devrimi: Sakarya Gaz Sahası

TPAO, 2004-2019 yılları arasında ruhsatlandırılan bloklarda Karadeniz'de sekiz derin deniz kuyusu açmış, ancak bu kuyuların hiçbirinde ticari ölçekte keşif yapılamamıştı (Şile-1, Istranca-2, Yassıhöyük-1, Kastamonu-1, Sinop-1, Sürmene-1, Hopa-1). Dönüm noktası, TPAO'nun arama stratejisini ve jeolojik modelini değiştirmesiyle geldi: Fatih sondaj gemisi, 20 Temmuz 2020'de başlattığı sondajla, 21 Ağustos 2020'de Tuna-1 kuyusunda 405 milyar m³'lük bir doğalgaz keşfi gerçekleştirdi — bu, Karadeniz'de o güne kadar yapılmış en büyük derin deniz keşfiydi ve dünyada 2020'nin en büyük doğalgaz keşiflerinden biri olarak kayıtlara geçti.

Bu ilk keşfin ardından saha, "Sakarya Gaz Sahası" adını aldı ve keşifler art arda geldi: 2021'de Amasra sahasında, Aralık 2022'de ise Çaycuma-1 kuyusunda 58 milyar m³'lük ilave bir rezerv bulundu. Bağımsız bir değerlendirme şirketinin (DeMac) yaptığı üç boyutlu modellemeye Sakarya ve Amasra sahalarının toplam yerinde gaz miktarının yaklaşık 1 trilyon m³ (~710 milyar m³ keşfedilmiş rezerv) olduğu hesaplandı — bu, Türkiye'nin toplam keşfedilen doğalgaz rezervini tarihinin en yüksek seviyesine taşıdı.

Sakarya Gaz Sahası Geliştirme Projesi, Filyos kıyısından 155 km açıktaki, yaklaşık 2.200 metre derinlikte kurulan bir deniz tabanı üretim sistemi, yaklaşık 2.200 km² alanda ~40 üretim kuyusunu birbirine bağlayan bir toplama şebekesi ve Filyos Endüstri Bölgesi'ndeki kara tesisinden oluşmaktadır. Proje tamamıyla TPAO öz sermayesiyle finanse edilmiştir. İlk faz gaz üretimi 2023'te karaya ulaştırılmış; 2024'te yıllık yerli doğalgaz üretimi bir önceki yıla göre %210 artışla 2,24 milyar m³'e çıkmıştır. Enerji Bakanlığı'nın 2025 hedefi, günlük 40 milyon m³ (yıllık ~14,6 milyar m³) üretime ulaşmaktır.

4. Gabar ve Güneydoğu: Cumhuriyet Tarihinin En Büyük Petrol Keşfi

Onlarca yıl güvenlik sorunlarıyla anılan Şırnak'ın Gabar bölgesi, güvenlik ortamının iyileşmesiyle birlikte TPAO'nun sismik araştırma ve sondaj çalışmalarına açılmış; bu çalışmaların sonucunda 2021'de Cumhuriyet tarihinin en büyük petrol keşfi gerçekleştirilmiştir. Üretime alınan ilk kuyuya şehit Astsubay Üstçavuş Esmâ Çevik'in adı verilmiş, bu tarihten itibaren Cudi-Gabar bölgesindeki üretim yıldan yıla yeni sahalarla genişletilmiştir: 2022'de Şehit Teğmen Akdeniz, 2023'te Şehit Aybüke Yalçın, 2024'te Mehmet İrfan Güler, Bulmuşlar ve Bülent Sadioğlu, 2025'te ise Ağaçyurdu sahaları devreye alınmıştır.

Üretim rakamları hızla artmaktadır: Ağustos 2026 itibarıyla Gabar'daki günlük petrol üretimi 83.300 varile ulaşarak rekor kırmış; 2021'den bu yana sahadan toplam 50 milyon varilin üzerinde ham petrol üretilmiştir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Alparslan Bayraktar, bölgedeki gelişmeyi "Terörsüz Türkiye" sürecinin somut bir yansıması olarak nitelendirmiş ve yeni sondaj/keşif çalışmalarıyla üretimin artmaya devam edeceğini belirtmiştir.

5. Sondaj ve Sismik Filo Yatırımı: Denizcilik Kabiliyetinin İnşası

Karadeniz ve Akdeniz'deki keşiflerin altyapısını, Türkiye'nin 2011-2022 arasında adım adım inşa ettiği ulusal derin deniz sondaj filosu oluşturmaktadır:

- Fatih (2017): Güney Kore'de 2011'de inşa edilen, Türkiye'de millileştirme çalışmaları tamamlanan 6. nesil gemi. 12.200 metre derinlikte sondaj yapabilme kabiliyetine sahip, dünyanın en yüksek teknolojiye sahip ilk 5 gemisi arasında. İlk sondajını Ekim 2018'de Akdeniz'deki Alanya-1 kuyusunda, Karadeniz'deki ilk sondajını ise Temmuz 2020'de Sakarya sahasında gerçekleştirdi ve Tuna-1 keşfine imza attı.
- Yavuz (2018): 2011'de inşa edilen, daha önce Tanzanya, Kenya, Malezya ve Filipinler'de görev yapmış bir gemi; TPAO tarafından satın alınarak envantere katıldı.

- Kanuni (2021): İlk görevine 5 Mayıs 2021'de Karadeniz'de başladı; Sakarya Gaz Sahası'ndaki Türkali-2 kuyusunda derin deniz kuyu testleri gerçekleştirdi.
- Abdülhamid Han (2022): Filonun dördüncü ve en gelişmiş gemisi. Kasım 2021'de Güney Koreli Daewoo Shipbuilding tarafından "Cobalt Explorer" adıyla inşa edilen gemi, TPAO tarafından satın alındı; 238 metre uzunluğunda, 104 metre kule yüksekliğine sahip 7. nesil bir sondaj gemisi. Mayıs 2022'de Taşucu Limanı'na ulaştı.
- Barbaros Hayreddin Paşa ve Oruç Reis (sismik arama gemileri): 21 Ekim 2014'ten itibaren Akdeniz'de sismik veri toplama faaliyetlerine başlayan Barbaros, filoya sismik arama kabiliyeti kazandıran ilk gemi oldu; sonraki yıllarda Oruç Reis ile birlikte Doğu Akdeniz'deki arama kapasitesi genişletildi.
- Yıldırım ve Çağrı Bey: Filodaki sondaj gemisi sayısını 6'ya çıkaran son eklemeler.

Bu filo yatırımı, Türkiye'yi derin deniz arama kabiliyetine sahip 13-14 ülke arasına (ExxonMobil, Total, ENI gibi uluslararası şirketlerle aynı lige) taşımıştır. 2024'te Fatih sondaj gemisi hem Karadeniz'de (Göktepe-2 kuyusu) hem de Somali'de eşzamanlı operasyonlar yürüterek, filonun artık yalnızca yurt içinde değil yurt dışında da aktif olarak kullanıldığını göstermiştir.

6. Boru Hattı Projeleri: Türkiye'nin Enerji Koridoru Rolü

Türkiye'nin "enerji koridoru ve terminali" stratejisinin somut yansıması, son 50 yılda inşa edilen dört büyük boru hattı projesidir:

- Kerkük-Yumurtalık Ham Petrol Boru Hattı: Irak-Türkiye arasında 27 Ağustos 1973'te imzalanan anlaşmayla inşasına başlanan hat, 1976'da işletmeye alınmış (ilk tanker yüklemesi 25 Mayıs 1977), 1987'de ikinci hatla (890 km, 46 inç) kapasitesi artırılmıştır. Irak'ın en büyük petrol ihraç hattı olan bu boru hattı, 17 ve 25 Şubat 2016'daki PKK sabotajlarıyla haftalarca durmuş; Irak-Türkiye arasındaki Uluslararası Tahkim Mahkemesi (ICC) sürecinin sonuçlanmasının ardından 25 Mart 2023'te tamamen kapatılmıştır. Yaklaşık 3 yıl 1 aylık bir kapanmanın ardından Nisan 2026 ortasında yeniden açılması planlanmaktadır — bu, Akdeniz havzasındaki petrol arzını rahatlatması beklenen önemli bir gelişmedir.
- Bakü-Tiflis-Ceyhan (BTC) Ham Petrol Boru Hattı: Azerbaycan-Gürcistan-Türkiye güzergahıyla 2006'da devreye giren hat, Hazar havzası petrolünün Akdeniz'e (Ceyhan) taşınmasını sağlayarak Türkiye'nin Rusya'ya alternatif bir güzergah sunma stratejisinin temel taşı olmuştur.
- Mavi Akım (Blue Stream): Rusya'dan Karadeniz altından doğrudan Türkiye'ye doğalgaz taşıyan hat, TürkAkım öncesinde Rusya gazının ana taşıma güzergahını oluşturmuştur.
- TANAP (Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı): Azerbaycan ile birlikte geliştirilen, Hazar gazının (Şahdeniz sahası) Türkiye üzerinden Avrupa'ya taşınmasını sağlayan proje, AB'nin Güney Gaz Koridoru'nun kilit bileşenidir. 2018'de Türkiye'ye ilk gaz akışı sağlanmış, 30 Kasım 2019'da Avrupa'ya bağlantısı tamamlanmıştır. BOTAŞ'ın TANAP'ta hissedar olması ve TPAO'nun Şahdeniz sahasında yeni hisse alımları, Türkiye'yi salt bir transit/tüketici ülkeden üretim ve iletim süreçlerine de ortak bir aktöre dönüştürmüştür.

- TürkAkım (TurkStream): Rusya'dan Karadeniz altından Türkiye ve Avrupa'ya gaz taşıyan iki hatlı proje (biri Türkiye iç piyasası, diğeri Bulgaristan-Sırbistan üzerinden Macaristan'a); 8 Ocak 2020'de Cumhurbaşkanı Erdoğan ve Rusya Devlet Başkanı Putin'in katılımıyla açılmıştır. BOTAŞ Genel Müdürü'nün açıklamasına göre TürkAkım ve TANAP birlikte 62 milyar m³'lük bir kapasiteyi Türkiye ve Avrupa'ya kazandırmış, projelerin mühendislik/malzeme/yapım işi %70'i aşan bir yerlilik oranıyla gerçekleştirilmiştir.

Cumhurbaşkanı Erdoğan'ın TürkAkım açılışındaki açıklamasına göre Türkiye, geçtiğimiz 33 yılda Rusya'dan yaklaşık 400 milyar m³ doğalgaz tedarik etmiş; nüfusun %79'u (53 milyon kişi) doğalgaz kullanır hale gelmiştir. Bu veri, boru hattı altyapısının hem arz güvenliği hem de Rusya'ya olan yoğunlaşmış bağımlılık açısından ikili bir anlam taşıdığını göstermektedir (bkz. önceki risk analizi raporu).

7. Rafineri ve Petrokimya: Özelleştirmeler ve Yeni Yatırımlar

1983'te Batman, İzmir (Aliağa), İzmit ve Kırıkkale'deki dört devlete ait rafinerinin bir çatı şirket altında birleştirilmesiyle kurulan TÜPRAŞ, Türkiye'nin en büyük sanayi kuruluşu haline gelmiştir. 12 Eylül 2005'te yapılan özelleştirme ihalesinde, dokuz yerli/yabancı grubun yarıştığı süreç sonunda Koç Holding-Shell ortaklığı 4,14 milyar dolarlık teklifle ihaleyi kazanmış; %51'lik kamu hissesi bu ortaklığa devredilmiştir. Koç Holding daha sonra Shell'in hisselerini de devralarak şirketin tam sahibi olmuştur. Bugün TÜPRAŞ, 4 rafineri tesisinde yıllık yaklaşık 30 milyon ton ham petrol işleme kapasitesiyle Avrupa'nın 7. büyük rafineri şirketi konumundadır.

2008'de bir başka stratejik özelleştirme gerçekleşmiş; petrokimya sektörünün devi PETKİM, Azerbaycan devlet petrol şirketi SOCAR'a devredilmiştir. SOCAR bu yatırımını 2018'de büyütürken, ağırlıklı olarak Petkim'i besleyen ve yaklaşık 10 milyon ton kapasiteli STAR Rafinerisi'ni Aliağa'da devreye almıştır — bu, Türkiye'nin TÜPRAŞ dışındaki tek büyük ölçekli rafineri yatırımı olup, sektördeki tekel yapısını kısmen kırmıştır.

Bu iki özelleştirme/yatırım hamlesi, Türkiye'nin rafineri sektöründe kamu payını sıfıra indirmiş; sektör tamamen özel sermaye (biri yerli-Koç, diğeri yabancı-SOCAR) eliyle yönetilir hale gelmiştir. Bu dönüşüm, tartışmalı bir mülkiyet meselesi olmakla birlikte, teknolojik kapasitede (STAR Rafinerisi'nin modern konfigürasyonu) bir yükseliş de getirmiştir.

8. Yurt Dışı Sözleşmeler ve Uluslararası İşbirlikleri

TPAO, yurt içi arama-üretim faaliyetlerine paralel olarak, 2000'li yıllardan itibaren yurt dışında da giderek genişleyen bir portföy oluşturmuştur:

- Azerbaycan (Şahdeniz ve ACG): TPAO'nun Azerbaycan hidrokarbon sahalarında pay sahibi olması, Türkiye'yi TANAP'ın yalnızca bir transit/tüketici ülkesi değil, üretim zincirinin bir parçası haline getirmiştir. Azeri-Çıralı-Güneşli (ACG) ve Şahdeniz sahalarında saha genişletme yatırımlarıyla üretim artışı hedeflenmektedir.

- Irak (Badra, Missan, Mansuriye, Siba): 10. Kalkınma Planı Eylem Planı kapsamında bu sahalardaki geliştirme-üretim projelerinde yıllara sari yatırımlarla üretim artışı planlanmıştır.
- Libya: TPAO'nun Libya'daki petrol arama faaliyetleri 2000 yılında başlamış; 2007'de Sirte, 2009'da Murzuk bölgesinde petrol alanları tespit edilmiş, ancak güvenlik ortamının bozulması nedeniyle 2014'te faaliyetler durdurulmuştur. Türkiye'nin 2020'de Libya iç savaşında Ulusal Mutabakat Hükümeti'ne (UMH) verdiği askeri destek, enerji işbirliğini yeniden gündeme getirmiştir. 27 Kasım 2019'da imzalanan Akdeniz'de Deniz Yetki Alanlarının Sınırlandırılmasına İlişkin Mutabakat Muhtırası, 3 Ekim 2022'de imzalanan hidrokarbon anlaşmasının (Libya'daki tüm petrol bölgelerinde arama-sondaj yetkisi) ve Haziran 2025'te TPAO-NOC (Ulusal Petrol Şirketi) arasında imzalanan Doğu Akdeniz'de dört parselde sismik araştırma anlaşmasının hukuki temelini oluşturmuştur. Libya'nın Tobruk merkezli Temsilciler Meclisi'nin 2019 mutabakatını altı yıl sonra onaylama sürecine girmesi (2025), anlaşmanın kalıcılığını güçlendirecek bir gelişme olarak öne çıkmaktadır.
- Somali: TPAO'nun Somali'de yürüttüğü arama faaliyetleri, Karadeniz keşifleriyle başlayan dışa açılım sürecinin coğrafi olarak genişlemesini temsil etmektedir; 2024'te Fatih sondaj gemisi Karadeniz'de Göktepe-2 kuyusunda çalışırken eşzamanlı olarak Somali'de de operasyon yürütülmüştür.
- KKTC (Kuzey Kıbrıs Türk Cumhuriyeti): KKTC'nin deniz yetki alanlarında 7, karada 2 olmak üzere toplam 9 ruhsat üzerinde arama-üretim paylaşım anlaşmaları kapsamında Doğu Akdeniz'deki doğalgaz arama faaliyetleri yürütülmektedir.

Bu sözleşmelerin ortak stratejik mantığı, Enerji Bakanlığı'nın da vurguladığı gibi, kaynak çeşitliliği sağlamak ve ithalat bağımlılığını azaltmaktır: TPAO'nun Karadeniz'deki doğalgaz keşifleri, Somali'deki arama faaliyetleri ve Libya ile derinleştirilen işbirliği, birbirini tamamlayan bir "dışa açılım" stratejisinin parçaları olarak okunmaktadır.

8.1 Irak Kerkük'te BP Ortaklığı: TPAO'nun Yeni Uluslararası Atağı

2026 yazında imzalanan bir anlaşma, TPAO'nun yurt dışı stratejisinde yeni bir dönüm noktası olmuştur. Şubat 2026'da TPAO ile BP arasında petrol ve doğal gaz arama, üretim ve saha geliştirme alanlarında stratejik iş birliği öngören bir mutabakat zaptı imzalanmış; taraflar bu sürecin öncelikli çalışma alanlarından birinin Irak, özellikle de Kerkük olacağını açıklamıştı. Bu mutabakatın ilk somut sonucu, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nda düzenlenen bir törenle (TPAO Genel Müdürü Cem Erdem ile BP Upstream İş Geliştirmeden Sorumlu Başkan Yardımcısı Andrew McAuslan'ın imzasıyla) hayata geçirilmiştir: TPAO, BP Energy Company of Kirkuk Limited'in (BPECKL) %15 hissesini devralmıştır.

Anlaşma, Cumhurbaşkanı Recep Tayyip Erdoğan'ın Irak Başbakanı Ali ez-Zeydi'yi kabulü öncesinde imzalanmış olup, bp, ConocoPhillips ve TPAO'dan oluşan bir konsorsiyumun Kerkük'teki Baba ve Avanah kubbeleri ile Bai Hassan, Jambur ve Khabbaz sahalarında üretimi artırmak için birlikte çalışmasını öngörmektedir. Irak hükümeti, bu sahaların BP öncülüğünde yeniden geliştirilmesi projesine Mart 2025'te nihai onayını vermişti; TPAO'nun ortaklığı, sürecin en güncel ve Türkiye açısından en stratejik halkasını oluşturmaktadır.

Saha	Mevcut Günlük Üretim (varil)
Bai Hassan	~133.000
Baba ve Avana Kubbeleri	~107.000
Jambur	~38.000
Khabbaz	~25.000
TOPLAM (konsorsiyum sahaları)	~300.000

Kaynak: Irak Maden Çıkarıcı Endüstriler Şeffaflık Girişimi (EITI) saha bazlı üretim verileri, AA/NTV/Bigpara haberleri (Ağustos 2026).

Sözleşme alanının ilk aşamada 3 milyar varil petrol eşdeğerinin üzerinde hidrokarbon kaynağı barındırdığı değerlendirilmekte; BP'nin açıklamasına göre alanın toplam kaynak potansiyeli 20 milyar varile kadar ulaşabilmektedir. Enerji Bakanı Alparslan Bayraktar, anlaşmanın TPAO'yu "günlük 1 milyon varil petrol ve doğal gaz üretim kapasitesine sahip uluslararası bir enerji şirketine" dönüştürme hedefinin önemli bir adımı olduğunu vurgulamış; Irak Başbakanı ise Irak'ın Türkiye'ye günlük 1 milyon varile kadar petrol ihraç edebilecek kapasiteye sahip olduğunu belirtmiştir.

Uzmanlar, anlaşmanın stratejik önemini iki boyutta değerlendirmektedir: Birincisi, TPAO artık dünyanın en önemli petrol havzalarından birinde BP ve ConocoPhillips gibi küresel enerji devleriyle aynı masada yer almaktadır — bu, sadece bir %15'lik pay değil, uluslararası üretim ağlarına organik bir entegrasyon anlamına gelmektedir. İkincisi, Kerkük ortaklığı Kerkük-Yumurtalık Ham Petrol Boru Hattı'nın (bkz. Bölüm 6) yeniden etkin biçimde kullanılmasıyla doğrudan bağlantılıdır: Washington Arap Körfez Ülkeleri Enstitüsü'nden Kate Dourian'ın değerlendirmesine göre, Irak ham petrolünün Ceyhan Limanı'na ihracatının sürmesini sağlayacak geçiş dönemi düzenlemesi üzerinde çalışılmakta, yeni anlaşmanın petrolün yanı sıra doğalgazı da kapsamı beklenmektedir.

Bu gelişme, Türkiye'nin yurt dışı portföyünün artık yalnızca Azerbaycan, Libya ve Somali ile sınırlı olmadığını, Irak'ın da (Badra/Missan/Mansuriye/Siba'daki mevcut varlığın ötesinde) bu portföyün merkezi bir parçası haline geldiğini göstermektedir. TPAO'nun kısa süre önce Bulgaristan ve Pakistan'da da proje geliştirdiği haberlere yansımış olup, şirketin "yalnızca Türkiye sınırları içinde kaynak arayan" bir yapıdan "uluslararası üretim süreçlerine dahil olan küresel bir enerji şirketine" dönüşümü hızlanmaktadır.

9. Doğu Akdeniz: Deniz Yetki Alanları ve Jeopolitik Gerginlik

Doğu Akdeniz'de 2000'lerin başından itibaren yaşanan sorunların temelinde, kıyıdaş ülkelerin doğal kaynaklar üzerinde egemen yetkilere sahip olduğu kıta sahanlığı ve münhasır

ekonomik bölge (MEB) alanlarının paylaşılabilmesi yatmaktadır. Türkiye-Libya Deniz Yetki Alanları Mutabakatı (27 Kasım 2019 imza, 7 Aralık 2019 yürürlük), başta Yunanistan olmak üzere Mısır ve Suriye'nin sert itirazına yol açmış; buna karşılık 6 Ağustos 2020'de Yunanistan ve Mısır, Türkiye-Libya sınırını dikkate almayan kendi sınırlandırma anlaşmalarını imzalamışlardır. AB de resmi açıklamalarında 2019 mutabakatının "üçüncü devletlerin egemenlik haklarını ihlal ettiğini ve Deniz Hukukuna aykırı olduğunu" belirtmiştir.

Bu gerginlik, günümüzde de devam etmektedir: Mısır, 2025'te TPAO-NOC arasında imzalanan yeni sismik araştırma anlaşmasının kendi deniz yetki alanını ihlal edebileceği gerekçesiyle itirazlarını sürdürmektedir. Bu durum, Türkiye'nin Doğu Akdeniz'deki enerji arama stratejisinin, teknik/ticari bir mesele olmanın ötesinde, bölgesel diplomasi ve uluslararası hukuk tartışmalarıyla iç içe geçmiş durumda olduğunu göstermektedir.

9.1 Yıllara Göre Petrol ve Doğalgazda Üretim-Tüketim Karşılaştırması

Sahalardaki ve filodaki tüm bu ilerlemeye rağmen, Türkiye'nin yerli üretiminin toplam tüketimi karşılama oranı, 30 yıllık dönem boyunca tek haneli rakamlarda sıkışıp kalmıştır. Aşağıdaki tablo ve grafik, farklı yıllara ait resmi/sektörel kaynaklardan derlenen üretim, tüketim ve karşılama oranı verilerini bir araya getirmektedir:

Yıl	Petrol Üretimi	Petrol Tüketimi	Karşılama Oranı
2001	—	30,4 milyon ton (662 bin varil/gün)	—
2013	16,6 milyon varil/yıl	20,8 milyon ton	~%8 (dışa bağımlılık ~%92)
2015	2,5 milyon ton	—	%6,4
2022	—	—	%12
2024	33,7 milyon varil/yıl (~119.825 varil/gün)	~404 milyon varil/yıl (1.107.049 varil/gün)	%10,8

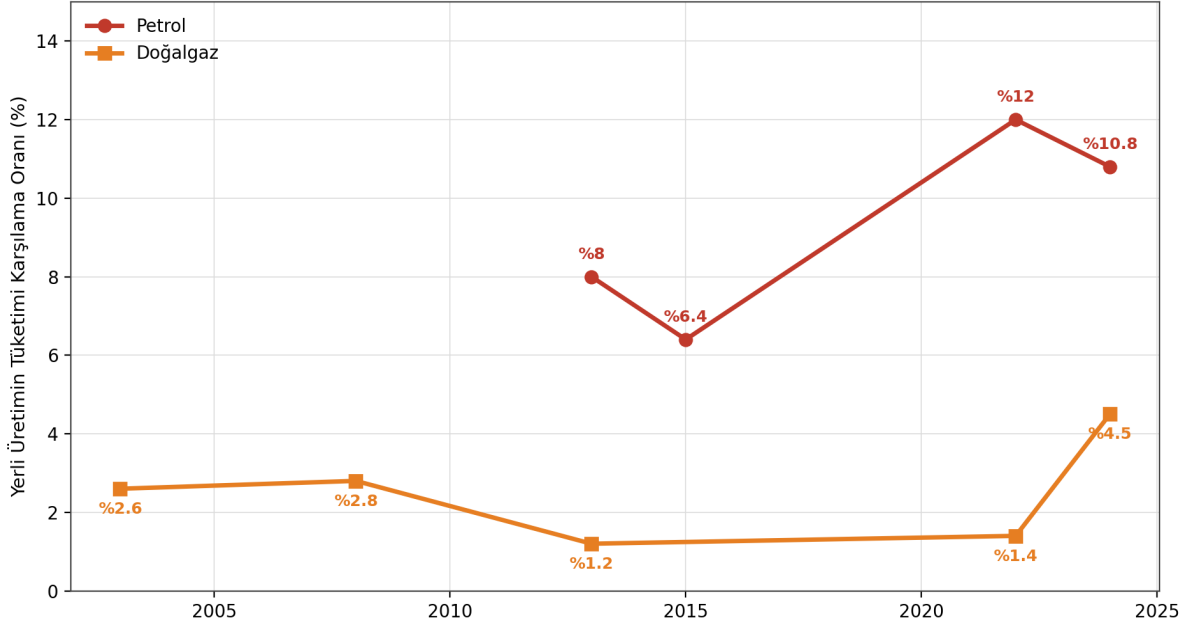
Kaynak: TPAO, MMO Enerji Görünümü 2017, enerjiatlası.com, Worldometers (2024), Kamu Finans.

Yıl	Doğalgaz Üretimi	Doğalgaz Tüketimi	Karşılama Oranı
2003	561 milyon m ³	21,4 milyar m ³	%2,6
2008	1.015 milyon m ³	36,1 milyar m ³	%2,8
2013	562 milyon m ³	45,3 milyar m ³	%1,2

Yıl	Doğalgaz Üretimi	Doğalgaz Tüketimi	Karşılama Oranı
2022	~750 milyon m ³ (yaklaşık)	53,3 milyar m ³	%1,4
2024	2,24 milyar m ³	~50 milyar m ³ (yaklaşık)	%4,5

Kaynak: TPAO, ETKB, Türkiye ve Dünya Enerji Outlook 2014, TPAO 2024 sektör verileri.

Petrol ve Doğalgazda Yerli Üretimin Tüketimi Karşılama Oranı (2003-2024)



Grafik: Petrol ve Doğalgazda Yerli Üretimin Tüketimi Karşılama Oranı (2003-2024).

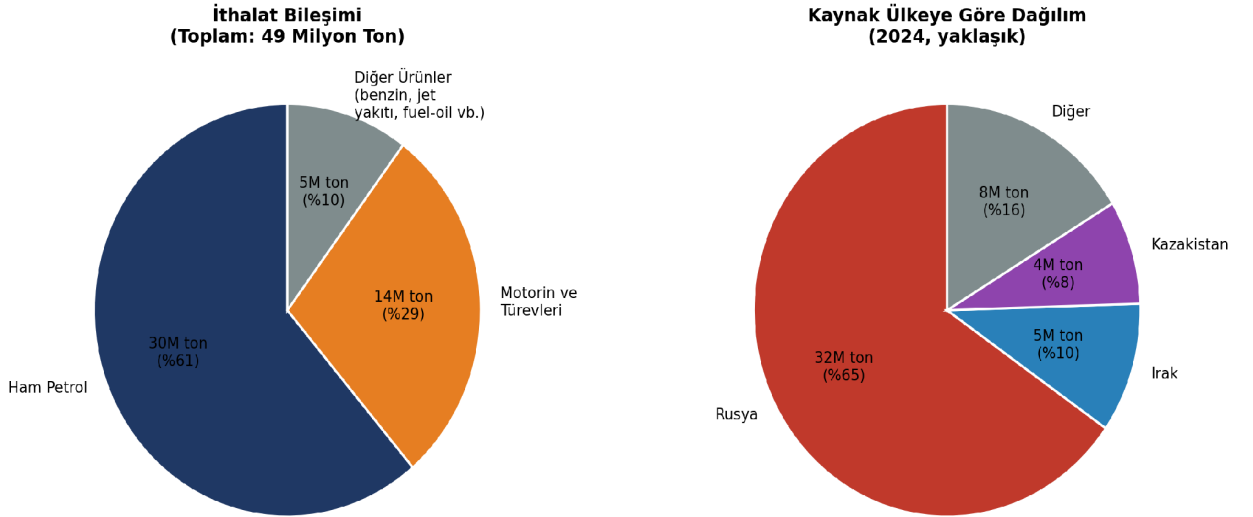
Grafikten iki net eğilim okunmaktadır. Petrolde karşılama oranı 2015'teki %6,4'lük dip noktasından 2022'de %12'ye çıkarak tarihinin en iyi seviyelerinden birine ulaşmış, 2024'te %10,8'de istikrar kazanmıştır — bu iyileşme büyük ölçüde Gabar'daki (bkz. Bölüm 4) üretim artışının sonucudur. Doğalgazda ise tablo daha çarpıcıdır: 2003-2013 arasında karşılama oranı %2,6'dan %1,2'ye kadar gerilerken (tüketimin üretimden çok daha hızlı büyümesi nedeniyle), Sakarya Gaz Sahası'nın devreye girmesiyle 2024'te %4,5'e sıçramıştır — bu, 2013'e kıyasla neredeyse 4 kat bir iyileşmedir, ancak mutlak düzeyde hâlâ tüketimin ancak yirmide birini karşılayabilen bir seviyededir.

Bu veriler, bu raporun 3. ve 4. bölümlerinde anlatılan keşiflerin (Sakarya, Gabar) gerçek bir yapısal kırılma yarattığını, ancak bu kırılmanın henüz Türkiye'yi net ithalatçı konumundan çıkaracak ölçeğe ulaşmadığını doğrulamaktadır — nitekim bu husus, projedeki önceki risk analizi raporunda da vurgulanan temel bulguyla örtüşmektedir.

9.2 Petrol Ürünleri İthalatı

Türkiye'nin ham petrol üretimindeki sınırlılık, doğal olarak büyük ölçekli bir ithalat yapısını zorunlu kılmaktadır. EPDK Petrol Piyasası Sektör Raporları'na göre, 2024 yılında Türkiye'nin toplam ham petrol ve petrol ürünleri ithalatı yaklaşık 49 milyon tona ulaşmış; bu, bir önceki yıla benzer bir seviyeyi temsil etmektedir.

Türkiye'nin Petrol ve Petrol Ürünleri İthalatı (2024)



Grafik: Türkiye'nin Petrol ve Petrol Ürünleri İthalatı — Bileşim ve Kaynak Ülke Dağılımı (2024). Kaynak: EPDK Petrol Piyasası Sektör Raporları, Lotus Finans.

İthalatın bileşimine bakıldığında, 30 milyon tonunun ham petrol, 14 milyon tonunun motorin ve türevleri, kalan yaklaşık 5 milyon tonunun ise benzin, jet yakıtı, fuel-oil gibi diğer rafine ürünlerden oluştuğu görülmektedir. Dikkat çekici bir eğilim, ham petrolden motorine doğru bir kompozisyon kayması yaşanmasıdır: 2024'te ham petrol ithalatı bir önceki yıla göre %4 gerilerken, motorin ithalatı belirgin biçimde artmıştır — bu, TÜPRAŞ ve STAR Rafinerisi'nin işleme kapasitesinin sınırlarına yaklaştığına veya iç talebin rafine ürün ithalatını daha cazip kıldığına işaret edebilir.

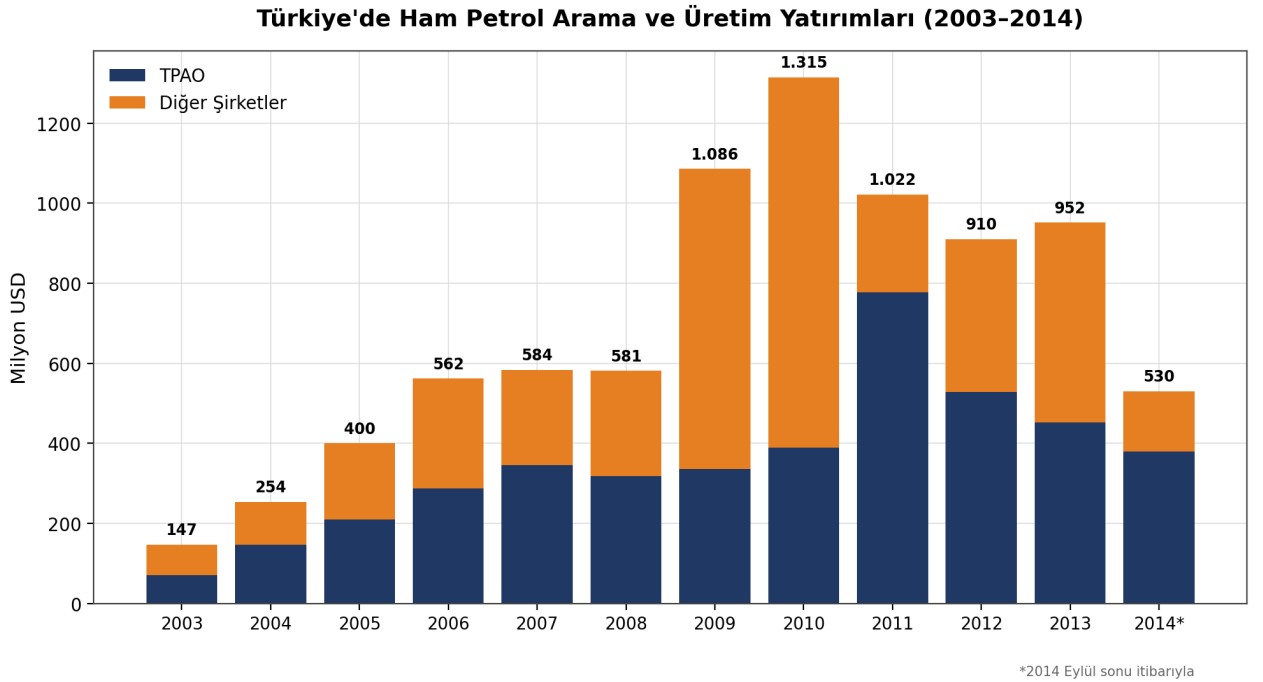
Kaynak ülke dağılımında en dikkat çekici gelişme, Rusya'nın konumudur. Rusya, 2023'te Irak'ı geride bırakarak Türkiye'nin petrol ithalatında ilk sıraya yükselmiş; 2024'te bu ülkeden yapılan toplam ithalat (ham petrol + ürünler) yaklaşık 32 milyon tona, yani toplam ithalatın üçte ikisine yakın bir orana ulaşmıştır. Rusya'dan yapılan ham petrol ithalatı tek başına 2023'teki 11 milyon tondan 2024'te 17 milyon tona çıkmıştır. Bu artışın temel nedeni, Avrupa Birliği'nin Rusya'ya uyguladığı enerji yaptırımları sonrasında Rus petrolünün fiyat avantajıyla Türkiye pazarına yönelmesidir — bu durum, önceki risk analizi raporunda ele alınan "tek ülke yoğunlaşma riski"nin doğalgazın ötesinde ham petrol ithalatı için de geçerli olduğunu doğrulamaktadır.

Irak'ın payındaki gerileme ayrıca dikkat çekicidir: 2023 yılına kadar ilk sırada yer alan Irak, merkezi hükümet ile Kürt Bölgesel Yönetimi arasındaki yetki anlaşmazlıkları ve Kerkük-Yumurtalık Boru Hattı'nın Uluslararası Tahkim Mahkemesi (ICC) kararıyla kapanması nedeniyle geriye düşmüştür; bu kapanmanın Irak ekonomisine tahmini 23 milyar doları aşan bir zarara yol açtığı değerlendirilmektedir. Nisan 2026'da planlanan yeniden açılış (bkz. Bölüm 6) ile birlikte Irak'ın ithalat sıralamasındaki payının yeniden artması ve Bölüm 8.1'de anlatılan BP-TPAO Kerkük ortaklığının bu akışı daha da güçlendirmesi beklenmektedir.

Güncel aylık veriler, bu eğilimlerin sürdüğünü göstermektedir: Nisan 2026'da toplam ithalat 3,76 milyon ton olarak gerçekleşmiş, bunun 1,76 milyon tonu (yaklaşık %47'si) yine Rusya'dan yapılmış, Kazakistan (530 bin ton) ve Irak (315 bin ton) onu izlemiştir. Bu tablo, Rusya'nın Türkiye'nin petrol tedarikindeki ağırlığının 2024 sonrasında da yapısal olarak kalıcılaştığını ortaya koymaktadır.

10. Yatırım Tutarları: 30 Yılda Ne Kadar Harcandı?

Proje kapsamındaki resmi veriler, 2003-2014 döneminde ham petrol arama ve üretimine yapılan toplam yatırımın nasıl katlanarak arttığını göstermektedir:



Grafik: Türkiye'de Ham Petrol Arama ve Üretim Yatırımları (2003-2014). Kaynak: Türkiye ve Dünya Enerji Outlook 2014 (proje belgesi).

2003'te toplam 147 milyon dolar olan petrol arama-üretim yatırımı, 2013'te 952 milyon dolara, yani yaklaşık 6,5 katına çıkmıştır. Bu artışın büyük bölümü 2009 sonrası döneme aittir; TPAO'nun kendi yatırımı 2003'teki 71 milyon dolardan 2011'de 777 milyon dolara kadar yükselmiş, diğer şirketlerin (uluslararası ortaklar dahil) yatırımı da 2009'da 750 milyon dolara ulaşmıştır. Bu dönem, tam olarak derin deniz sondaj filosunun (Fatih'in

2017'de katılımından önceki hazırlık evresi) finansmanının sağlandığı döneme denk gelmektedir.

2014 sonrası döneme ait resmi/konsolide yatırım serisi proje kaynaklarında yer almamakla birlikte, sondaj gemisi alımlarının (Fatih, Yavuz, Kanuni, Abdülhamid Han — her biri yüzlerce milyon dolarlık yatırımlar) ve Sakarya Gaz Sahası Geliştirme Projesi'nin ("tamamı TPAO öz sermayesiyle" finanse edildiği belirtilen, milyar dolar ölçeğinde bir yatırım) 2017-2024 döneminde yatırım hacmini büyük ölçüde artırdığı görülmektedir. Nitekim Sakarya keşfinin ekonomik değerinin yaklaşık 65 milyar dolar olduğu (dönemin Enerji Bakanı Fatih Dönmez tarafından) açıklanmıştır — bu, yapılan yatırımın kat kat üzerinde bir değer yaratımına işaret etmektedir.

11. Genel Değerlendirme: 30 Yılda Neler Değişti?

Yapısal Dönüşümler

- Mülkiyet yapısı: Rafineri ve petrokimya sektöründe kamu tekeli sona ermiş; TÜPRAŞ (2005, Koç-Shell) ve PETKİM (2008, SOCAR) özelleştirilmiş, buna karşılık TPAO ve BOTAŞ (arama-üretim, iletim) kamu elinde kalmaya devam etmiştir.
- Teknolojik kabiliyet: 1990'larda kara sahalarına ve sığ deniz aramasına sınırlı olan Türkiye, 2017-2022 arasında dünyanın en gelişmiş 13-14 ülkesi arasına giren bir derin deniz sondaj filosuna (4 sondaj + 2 sismik arama gemisi) sahip olmuştur.
- Coğrafi odak kayması: Geleneksel üretim havzaları (Batman, Trakya) olgunlaşırken, yeni büyüme Karadeniz (Sakarya) ve Güneydoğu'nun daha önce güvenlik sorunları nedeniyle erişilemeyen bölgelerinden (Gabar) gelmiştir.
- Uluslararası açılım: TPAO, 2000'lerin başındaki sınırlı yurt dışı varlığından (Azerbaycan, Irak) 2020'lerde Libya, Somali ve KKTC'yi de kapsayan çok kıtalı bir portföye geçmiştir.
- Boru hattı altyapısı: Kerkük-Yumurtalık'ın (1976) tek büyük hat olduğu dönemden, dört ayrı büyük uluslararası boru hattı projesinin (BTC, Mavi Akım, TANAP, TürkAkım) aktif olduğu, Türkiye'nin gerçek anlamda bir "enerji koridoru" haline geldiği bir yapıya geçilmiştir.

Süregelen Yapısal Sorunlar

- Jeopolitik kırılganlık: Kerkük-Yumurtalık'ın ICC kararıyla 3 yıldan uzun süre kapalı kalması, boru hattı altyapısının salt teknik değil, hukuki/diplomatik risklere de açık olduğunu göstermiştir.
- Doğu Akdeniz gerginliği: Libya mutabakatı temelli sismik/sondaj faaliyetleri, Yunanistan, Mısır ve AB ile süregelen anlaşmazlıkların konusu olmaya devam etmektedir.
- Ölçek sınırlaması: Gabar ve Sakarya'daki keşiflere rağmen, yerli üretim toplam tüketimin hâlâ küçük bir bölümünü (doğalgazda %4-5, petrolde tek haneli oranlarda) karşılamaktadır; bu nedenle bu raporun önceki bölümünde ele alınan dışa bağımlılık riskleri büyük ölçüde geçerliğini korumaktadır.

12. Sonuç

Türkiye'nin petrol ve doğalgaz endüstrisi, son 30 yılda pasif bir ithalatçı/transit ülke konumundan, kendi derin deniz arama kabiliyetine sahip, yurt dışında da aktif olarak faaliyet gösteren bir bölgesel oyuncu konumuna evrilmiştir. Bu dönüşümün somut kilometre taşları — Tüpraş ve Petkim özelleştirmeleri, TANAP ve TürkAkım'ın devreye girmesi, ulusal sondaj filosunun inşası, Sakarya Gaz Sahası ve Gabar keşifleri — birbirini tamamlayan, kümülatif bir kapasite artışına işaret etmektedir.

Bununla birlikte, bu ilerlemenin ölçeği, Türkiye'yi net bir enerji ithalatçısı olmaktan henüz çıkarmamıştır. Sektörün önündeki asıl sınav, mevcut keşiflerin (Sakarya, Gabar) üretim ölçeğinin, büyüyen iç talebin önüne geçecek hızda genişletilip genişletilemeyeceği ve Doğu Akdeniz ile Kerkük-Yumurtalık gibi alanlardaki jeopolitik risklerin yönetilebilir düzeyde tutulup tutulamayacağıdır.

Kaynakça

- Türkiye ve Dünya Enerji Outlook 2014 raporu (proje kaynağı) — TPAO yatırım verileri
- 10. Kalkınma Planı — Yerli Kaynaklara Dayalı Enerji Üretim Programı Eylem Planı (proje kaynağı)
- Türkiye Enerji Görünümü 2017 (TMMOB MMO, proje kaynağı) — ham petrol üretim verileri
- ORSAM — "Sakarya Doğal Gaz Sahası Keşfi ve Beklentiler"
- Kriter Dergi — "Türkiye'nin Enerji Zaferi: Sakarya Gaz Sahası", Melih Han Bilgin
- TPAO — "Üç Yıl Üst Üste Karadeniz'de Büyük Keşif" basın açıklaması, Ocak 2023
- AA, Takvim, Yeni Şafak, Dünya Gazetesi, Alomaliye — Gabar petrol üretimi haberleri (2026)
- BOTAŞ — "TANAP'tan İlk Gaz Akışı Başladı" ve "TürkAkım Projesi Açıldı" basın açıklamaları
- Türkiye Cumhuriyeti İletişim Başkanlığı — TürkAkım açılış töreni haberi
- Analiz Gazetesi — "Kerkük-Yumurtalık boru hattı nisan ortasında tekrar açılıyor" (2026)
- Vikipedi — "Kerkük-Yumurtalık Petrol Boru Hattı"
- SETA — "Doğu Akdeniz'de Deniz Yetki Alanları ve Türkiye-Libya Mutabakatı"; "Türkiye-Libya Hidrokarbon Mutabakatı"
- Gazete Oksijen — "Libya, Türkiye ile deniz anlaşmasını onaylamaya hazırlanıyor" (2025)
- AA Analiz — "TPAO-NOC anlaşması: Libya'nın enerji geleceği..." (2025)
- Fikir Turu — "Doğu Akdeniz'de ikinci perde"
- Hürriyet, Ekşi Sözlük, soL Haber, Gelenek, Yenigün Gazetesi — Tüpraş özelleştirmesi haberleri ve analizleri
- Bigpara Hürriyet — "Türkiye'den Karadeniz ve Somali'de eşzamanlı operasyon"; "Türkiye, petrol devleriyle aynı masada! Kerkük anlaşmasının perde arkası"

- NTV Haber — "Türkiye'den Kerkük petrolüne stratejik ortaklık"; "Türkiye ile Irak arasındaki Kerkük petrol anlaşması ne anlama geliyor?"
- CNN Türk, Sözcü Gazetesi, Türkiye Gazetesi, AA — Kerkük-BP %15 ortaklık anlaşması haberleri (Ağustos 2026)
- Tabya Dijital — "Türkiye'den Kerkük petrol sahalarına stratejik ortaklık"
- EPDK — Petrol Piyasası Sektör Raporları (2024-2026 dönemi)
- Lotus Finans — "Petrol İthalatı 2024" analizi
- Forbes Türkiye, Sabah, AA — Türkiye petrol ithalatı haberleri (2024-2026)
- enerjیاتlasi.com — "Türkiye Petrol Üretimi" istatistikleri
- Worldometers — Türkiye petrol üretim/tüketim istatistikleri (2024)
- Kamu Finans — "Türkiye'de Petrol Üretimi ve Tüketimi"
- Maden ve Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (MAPEG) — Petrol istatistikleri

Not: Bu rapor, proje kapsamındaki belgeler ile kamuya açık haber ve sektör kaynaklarının bir sentezidir. Rakamsal veriler farklı kaynaklarda küçük farklılıklar gösterebilir; jeopolitik değerlendirmeler yazar yorumu niteliğindedir ve resmi bir kurumun görüşünü yansıtmaz.

BÖLÜM 5

Türkiye'de Jeotermal Enerji Endüstrisi

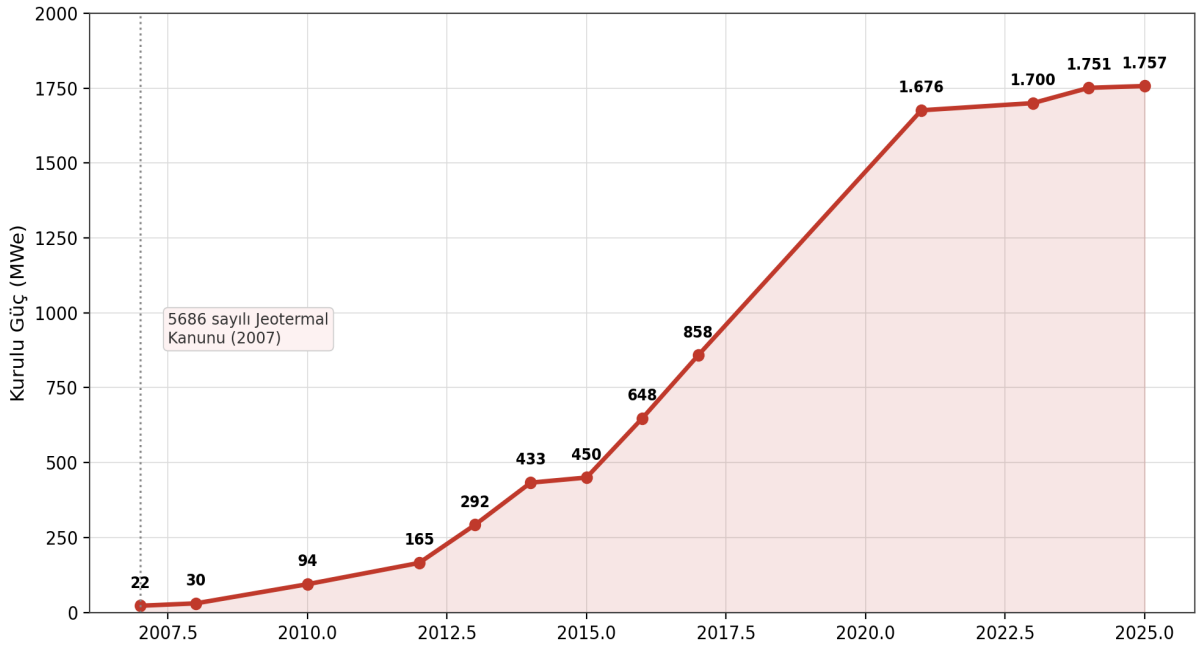
Son 30 Yılda Sahalar, Yatırımlar ve Atıl Kalan Potansiyel

TÜRKİYE'DE JEOTERMAL ENERJİ ENDÜSTRİSİ

Son 30 Yılda Sahalar, Yatırımlar ve Atıl Kalan Potansiyel

Kızıldere'den Bugüne: Elektrik Üretimi, Bölgesel Isıtma ve Kullanılmayan Kaynaklar

Türkiye Jeotermal Elektrik Kurulu Gücünün Gelişimi (2007-2025)



Ağustos 2026

Kaynaklar: MTA, ETKB, Jeotermal Derneği, TMMOB, Dünya Enerji Konseyi, proje belgeleri

İçindekiler

1. Giriş
 2. Başlangıç: Kızıldere ve MTA'nın Öncü Rolü
 3. Dönüm Noktası: 5686 Sayılı Kanun ve Lisans Devrimi
 4. Elektrik Üretiminde Sahalar: Kızıldere'den Bugüne
 5. Doğrudan Kullanım: Bölgesel Isıtma Sistemleri
 6. Sera Isıtması, Termal Turizm ve Diğer Kullanım Alanları
 7. Yatırımlar ve Şirketler
 8. Atıl Kalan Jeotermal Kaynaklar
 9. Sektörün Karşılaştığı Yapısal Sorunlar
 10. Genel Değerlendirme: 30 Yılda Neler Değişti?
 11. Sonuç ve Öneriler
- Kaynakça

1. Giriş

Türkiye, jeolojik konumu itibarıyla Avrupa'nın en zengin jeotermal potansiyeline sahip ülkesi ve dünyada kurulu güç bakımından 4. sırada yer almaktadır. Ancak bu zenginlik, son 30 yılda iki hızda ilerleyen bir hikâyeye sahne olmuştur: 2007'ye kadar neredeyse durgun kalan bir sektör, 2007 sonrasında patlayıcı bir büyüme yaşamış, ancak yine de bugün geldiği noktada teknik-ekonomik potansiyelinin ancak beşte birini kullanabilmektedir.

Bu rapor, Türkiye'nin jeotermal enerji sektöründeki 30 yıllık dönüşümü dört boyutta ele almaktadır: elektrik üretimi (sahalar, kurulu güç, şirketler), doğrudan ısı kullanımı (bölgesel ısıtma, sera ısıtması, termal turizm), yapılan yatırımlar ve son olarak — sorulan sorunun özel bir vurgusu olarak — atıl kalan, değerlendirilmeyi bekleyen kaynaklar. Analiz, proje kapsamındaki resmi belgeler (Enerji Görünümü 2017/MMO, 10. Kalkınma Planı) ile MTA, Jeotermal Derneği ve güncel sektör kaynaklarının sentezine dayanmaktadır.

2. Başlangıç: Kızıldere ve MTA'nın Öncü Rolü

Türkiye'de jeotermal kaynakların aranması ve ortaya çıkarılması çalışmaları, Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü (MTA) tarafından 1962'de başlatılmıştır. Bu çalışmaların ilk somut meyvesi, 1965'ten itibaren araştırılan ve Türkiye'nin elektrik üretimine yönelik keşfedilen ilk jeotermal sahası olan Denizli-Kızıldere'de alınmıştır: 1975'te MTA tarafından kurulan 0,5 MW gücündeki deneme tesisiyle Türkiye'de jeotermalden ilk kez elektrik üretilmiştir.

1968-1984 arasında sahada 17-25 arasında kuyu açılmasının ardından, 1984'te Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ) tarafından 17,2-20,4 MWe kapasiteli asıl santral devreye alınmıştır — bu, Türkiye'yi jeotermalden elektrik üreten 15. ülke yapmıştır (İtalya 1916, Yeni Zelanda 1958, ABD 1960'tan sonra, ama Almanya'dan 24 yıl önce). Ancak santral bir türlü tam kapasitede çalışmamış; 1986'da üç kuyu daha açılmasına rağmen net üretim güç 7,5 MWe seviyesinde kalmıştır. Bu durum, 1984-2007 arasındaki dönemin genel karakterini özetlemektedir: teknik bilgi birikimi mevcuttu, ancak yatırım ve işletme performansı sınırlı kalmıştır.

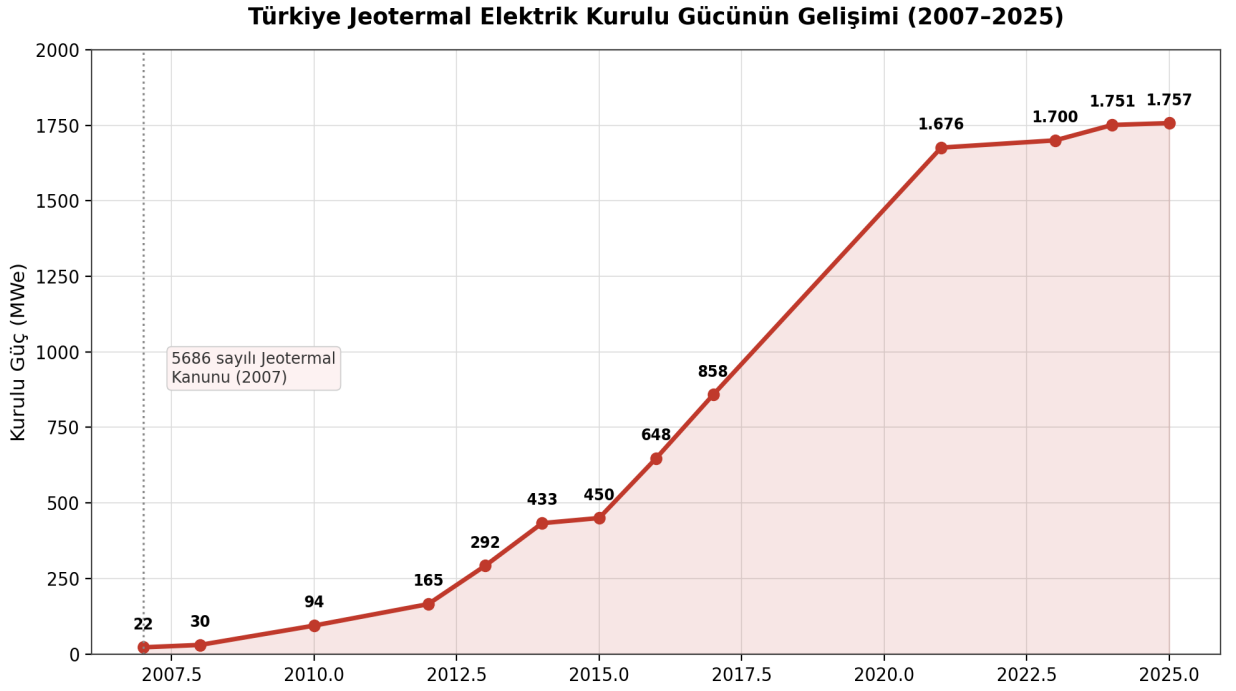
1984-2007 arasındaki 23 yıllık dönemde Kızıldere santralinin toplam üretimi yalnızca 1,76 milyar kWh'e (yıllık ortalama ~76 milyon kWh) ulaşabilmiş; bu süre boyunca sektörde yeni bir büyük ölçekli santral yatırımı gerçekleşmemiştir. 2007'de sektörün toplam kurulu gücü hâlâ 22 MW civarındaydı — bu, bugünkü (1.751 MW) seviyenin yalnızca %1,3'üne karşılık gelmektedir.

3. Dönüm Noktası: 5686 Sayılı Kanun ve Lisans Devrimi

Sektörün 23 yıllık durgunluğunu kıran gelişme, 3 Haziran 2007'de kabul edilip 13 Haziran 2007'de yürürlüğe giren 5686 sayılı Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu olmuştur. Kanun, jeotermal kaynakların aranması, geliştirilmesi, üretilmesi, korunması ve bu kaynaklar üzerinde hak sahibi olunmasına ilişkin usul ve esasları düzenlemiş; kaynakların

Devletin hüküm ve tasarrufu altında olduğunu, ancak faaliyet için ruhsat alınmasının yeterli olduğunu hükme bağlamıştır.

Kanunun asıl devrimci yanı, lisanslama sürecinin büyük ölçüde yerel yönetimlere (Büyükşehir olan illerde Valilikler, diğer illerde İl Özel İdareleri) devredilmesi olmuştur. Bu, önceki merkezi ve hantal lisanslama sürecini önemli ölçüde hızlandırmış; ruhsatlar alan bazında her biri 5.000 hektara kadar verilebilir hale gelmiştir. Kanunun etkisi grafikte açıkça görülmektedir:



Grafik: Türkiye Jeotermal Elektrik Kurulu Gücünün Gelişimi (2007-2025). Kaynak: MMO Enerji Görünümü 2017, gensed.org, enerjiajansi.com.tr, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi.

2007'de 22 MW olan kurulu güç, kanunun yürürlüğe girmesinin ardından her yıl katlanarak büyümüş; 2013'te 292 MW, 2017'de 858 MW'a ulaşmıştır — hükümetin 2019 için koyduğu 700 MW hedefi, 2017'de fiilen aşılmıştır. Büyüme burada da durmamış, 2021'de 1.676 MW'a sıçramış, 2025 itibarıyla 1.751-1.757 MW bandında istikrar kazanmıştır. Bu, 18 yılda ~80 kat büyümeye karşılık gelmektedir. Bu ivme, Türkiye'yi jeotermal kurulu güçte 1995'te dünya sıralamasında 11. sıradan, 2018'de 4. sıraya taşımıştır.

2011'de 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kanunu'nda yapılan 6094 sayılı değişiklikle jeotermal elektrik üretimine de YEKDEM kapsamında alım garantisi tanınması, büyümeyi finansal olarak da destekleyen ikinci bir yasal kaldıraç olmuştur.

4. Elektrik Üretiminde Sahalar: Kızıldere'den Bugüne

Türkiye'nin elektrik üretimine uygun yüksek entalpili jeotermal sahalarının neredeyse tamamı Batı Anadolu'da (Ege Bölgesi ve çevresi) yoğunlaşmıştır. Öne çıkan sahalardan bazıları şöyledir:

- Denizli-Kızıldere (242°C civarı): Türkiye'nin ilk ve en büyük jeotermal sahası. 2008'de özelleştirme kapsamında Zorlu Enerji'ye devredilmiş; rehabilitasyon çalışmalarının ardından 2009-2012 arasında 20 yeni kuyu açılmış, bu çalışmalar sonunda Kızıldere-3 santrali devreye girerek toplam saha kapasitesi 3 aşamada ~165 MW'a, bazı kaynaklara göre daha sonraki genişletmelerle 280-300 MW bandına ulaşmıştır. Kızıldere, hâlâ Türkiye'nin en büyük tekil jeotermal sahasıdır.
- Aydın-Germencik (232°C): İkinci büyük ölçekli saha; yüksek sıcaklığı sayesinde flaş sistemli santraller için elverişlidir.
- Aydın-Salavatlı (172°C) ve Manisa-Salihli-Göbekli (182°C): Orta-yüksek entalpili sahalardan, hem elektrik üretimi hem bölgesel ısıtma için değerlendirilmektedir.
- Çanakkale-Tuzla (174°C): Ege'nin kuzeyindeki önemli bir diğer saha.
- Manisa-Alaşehir: 2010'lar sonrasında yeni yatırımların yoğunlaştığı, hızla büyüyen bir bölge.

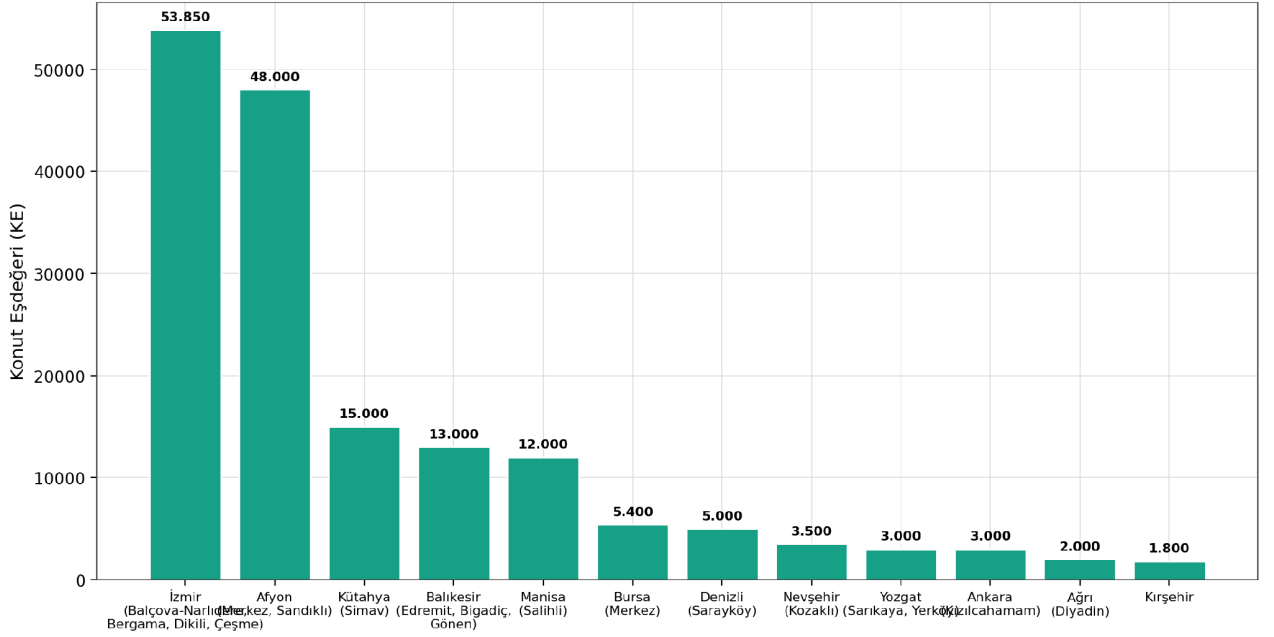
2017 itibarıyla (proje kaynağı MMO Enerji Görünümü verilerine göre), işletmedeki santrallerin 394 MW'lık bölümü yapım halinde, 300 MW'lık bölümü planlama aşamasındaydı; kullanılan türbin teknolojileri flaş sistem (Ansaldo, Mitsubishi, Fuji, Toshiba) ve ikincil çevrim/ORC sistemleri (Ormat, Pratt&Whitney, Exergy, Turboden-MHI, TAS) olmak üzere iki ana kategoride toplanmaktaydı. Yeni saha arayışları o dönemde Aydın, Manisa-Salihli, Alaşehir, Çanakkale, İzmir ve Niğde-Aksaray bölgelerinde yoğunlaşmıştı; bu arayışların önemli bir kısmı bugünkü kurulu güç artışına dönüşmüştür.

2003-2014 dönemine ait resmi TEİAŞ/ETKB verileri, jeotermalin kamu (EÜAŞ) elinde yalnızca 15 MW'lık sembolik bir varlığa sahip olduğunu, buna karşılık tüm büyümenin özel üretim şirketleri eliyle gerçekleştiğini göstermektedir: 2009'da 77 MW olan özel sektör jeotermal kurulu gücü, 2014 Eylül sonunda 358,4 MW'a ulaşmıştır. Bu, jeotermalin — hidrolik ve termik santrallerin aksine — Türkiye'de neredeyse tamamen özel sermaye eliyle geliştirilen bir yenilenebilir kaynak olduğunu göstermektedir.

5. Doğrudan Kullanım: Bölgesel Isıtma Sistemleri

Türkiye'nin jeotermal hikâyesinin elektrik kadar önemli, bazı yönleriyle daha da köklü bir diğer boyutu, doğrudan ısı kullanımınıdır. Türkiye'de şehir bazlı ilk merkezi ısıtma uygulaması 1987'de Gönen'de (Balıkesir) başlamış, bunu sırasıyla Simav (Kütahya), Kırşehir, Kızılcahamam (Ankara), Afyon ve İzmir izlemiştir.

Jeotermal Bölgesel Isıtma Sistemleri — İl Bazında Konut Eşdeğeri



Grafik: Jeotermal Bölgesel Isıtma Sistemleri — İl Bazında Konut Eşdeğeri (KE). Kaynak: Milliyet/il bazlı derleme, Dünya Enerji Konseyi Hidrolik ve Yenilenebilir Enerji Çalışma Grubu Raporu.

İzmir Balçova-Narlıdere Jeotermal Isıtma Sistemi, 25.000 konutu hedefleyen kapasitesiyle Türkiye'nin en büyük bölgesel ısıtma sistemidir; Bergama, Dikili ve Çeşme'deki ilave sistemlerle birlikte İzmir ili toplamda ~53.850 konut eşdeğerine ulaşmaktadır. Afyon (Merkez ve Sandıklı) 48.000 konutla ikinci sırada yer almakta; Afyon Jeotermal AŞ, 2010'da kapatılması gündeme gelen bir kriz döneminin ardından yeniden yapılanarak, günümüzde 32 üretim kuyusu, 6 reenjeksiyon ve 7 gözlem kuyusuyla saatte ortalama 1.750 ton jeotermal su üreten, üretimin büyük bölümünü yeraltına geri basan (reenjekte eden) modern bir işletmeye dönüşmüştür.

Simav'daki bölgesel ısıtma sistemi 66 MWt kapasiteyle 143°C sıcaklıktaki jeotermal suyla 6.500 konutu ısıtmakta; Kırşehir'deki sistem 17,5 MWt kapasiteyle 60°C sıcaklıktaki suyla 1.800 konutu ısıtmaktadır. Ülke genelinde toplam işletilen jeotermal ısıtma sistemlerinin konut eşdeğeri karşılığı yaklaşık 103.000 KE'ye ulaşmaktadır; bu rakamın 192 MWt'lik bölümü doğrudan sera ısıtmasından, 402 MWt'lik bölümü ise termal turizm (kaplıca) amaçlı kullanımdan gelmektedir.

Bu sistemlerin ekonomik cazibesi de kayda değerdir: jeotermal merkezi ısıtma sistemleri üzerinden halka yapılan ısı satışı, doğalgaz maliyetinin 1/3 - 1/4'ü seviyesinde gerçekleşmekte; konut başına yatırım maliyeti 1.500-2.500 dolar bandında kalırken, doğalgazlı ısıtmada bu rakam 2.500 dolara ulaşmaktadır.

6. Sera Isıtması, Termal Turizm ve Diğer Kullanım Alanları

Jeotermal enerjinin tarımsal kullanımı, özellikle sera ısıtmasında yoğunlaşmaktadır. Ülke genelinde jeotermalle ısıtılan toplam sera alanı yaklaşık 2.214 dekar olup, tahmini gücü ~390 MW'tir. Kütahya'nın Simav ilçesi bu alanda öne çıkan bir bölgedir: toplam 257-310 dekarlık sera alanı, yılda iki üretim dönemiyle dekar başına 25-30 ton ürün elde edilmesini sağlamakta, bu da yöre ekonomisine önemli bir katkı sunmaktadır. Aydın ili de jeotermal sahalarının büyük bölümünün sera ısıtmasına elverişli olması nedeniyle önemli bir potansiyel taşımaktadır.

Termal turizm (kaplıca) alanında Türkiye, dünya jeotermal zenginliği sıralamasında 7. sırada yer almakta; toplam ısı enerjisi ihtiyacının %30'una kadarını karşılayabilecek bir potansiyele sahip olduğu değerlendirilmektedir. Balçova (İzmir) termal tesisleri, bir tedavi merkezi ve üniversite kampüsünü de barındıran entegre bir kullanım örneğidir. Diğer önemli termal turizm merkezleri arasında Simav-Eynal, Kızılcahamam ve Afyon-Ömer kaplıcaları sayılabilir.

Daha yeni bir kullanım alanı, jeotermal enerjiyle meyve-sebze kurutmacılığıdır: Kızılcahamam'ın öncülük ettiği bu uygulama, Kırşehir ve Simav'da da yaygınlaşmış; kurutma işleminin dış etkenlerden izole, sıcak hava ile yapılması sayesinde ürünlerin vitamin ve mineral kaybı önlenmekte, bu da ihracat değeri yüksek ürünler ortaya çıkarmaktadır.

7. Yatırımlar ve Şirketler

Jeotermal sektördeki yatırımların karakteristik özelliği, kamunun (EÜAŞ) 15 MW'lık sembolik payının ötesinde sürecin neredeyse tamamen özel sermaye eliyle yürütülmesidir. Öne çıkan yatırımcı şirketler ve yatırım hacimleri:

- Zorlu Enerji: Kızıldere sahasının 2008 özelleştirmesiyle devraldığı işletmeyi 250 milyon dolarlık bir yatırımla üç aşamada genişletmiş; saha, ülkenin en büyük jeotermal kompleksine dönüşmüştür.
- Afyon Jeotermal AŞ: 2010'daki kapanma riskinin ardından yapılan yeniden yapılanmada yaklaşık 175 milyon TL'lik yatırımla 25.600 KE'lik bölgesel ısıtma kapasitesine, ayrıca termal turizm tesisleri ısıtması, sera ısıtması ve 3 MWe'lik elektrik üretimine sahip entegre bir işletmeye dönüşmüştür.
- İzmir Jeotermal (İJT) / Balçova-Narlidere: Belediye iştiraki modeliyle yürütülen, Türkiye'nin en büyük bölgesel ısıtma sistemi yatırımı.
- 2012-2013 döneminde işletmeye giren özel sektör santral yatırımları arasında jeotermal, 2012'de 2 adet santralle 48 MW, 2013'te 5 adet santralle 148,6 MW'lık ilave kapasiteyle listeye girmiş; bu, aynı dönemde hidrolik (2.482-2.613 MW) ve rüzgarın (498-532 MW) gerisinde kalmakla birlikte, düşük yatırım tabanına göre orantılı olarak hızlı bir büyümeye işaret etmektedir.

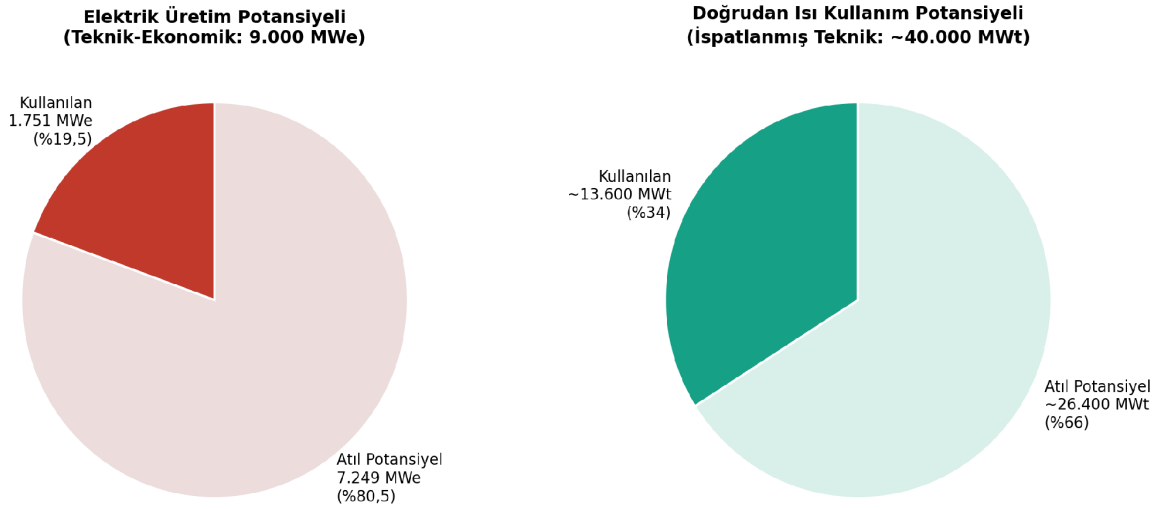
2003-2013 arasında ham petrol yatırımlarında görülen TPAO-diğer şirketler ayrımına benzer bir örüntü burada da geçerlidir: kamu, jeotermalde büyük ölçüde saha keşfi (MTA) ve düzenleyici çerçeve rolünde kalırken, işletme ve büyüme tamamen özel sermayenin

inisiyatifine bırakılmıştır. Bu model, 5686 sayılı Kanun'un lisans süreçlerini basitleştirmesiyle birleşince, sektörün 2007 sonrası patlamasının temel açıklamasını oluşturmaktadır.

8. Atıl Kalan Jeotermal Kaynaklar

Bu raporun özellikle vurgulanması istenen boyutu, gösterilen bunca ilerlemeye rağmen Türkiye'nin jeotermal potansiyelinin büyük bölümünün hâlâ değerlendirilmediğidir. Bu durum, hem elektrik üretimi hem doğrudan ısı kullanımı için ayrı ayrı geçerlidir:

Türkiye'nin Jeotermal Potansiyelinde Kullanım Oranı



Grafik: Türkiye'nin Jeotermal Potansiyelinde Kullanım Oranı. Kaynak: Türkiye Jeotermal Derneği, MTA (2025), İlbank.

Elektrik üretiminde, Jeotermal Derneği'nin güncel (Aralık 2025) değerlendirmesine göre Türkiye'nin hidrotermal (klasik) teknik-ekonomik elektrik potansiyeli 9.000 MWe (yılda 72 milyar kWh) olarak hesaplanmaktadır. Buna karşılık bugünkü kurulu güç 1.751-1.757 MW olduğuna göre, potansiyelin ancak %19,5'i (beşte biri) kullanılmakta, geri kalan yaklaşık 7.250 MWe'lik dev bir kapasite atıl durmaktadır. Bu boşluğun büyüklüğü, örneğin Türkiye'nin bugünkü toplam rüzgar kurulu gücüne (~14.150 MW) yakın bir ek kapasitenin teorik olarak jeotermalden sağlanabileceği anlamına gelmektedir.

Doğrudan ısı kullanımında tablo daha da çarpıcıdır. MTA'nın 2025 verilerine göre, mevcut açılmış kuyularla ispatlanmış teknik ısı kapasitesi ~40.000 MWt'ye ulaşmaktadır (2017'deki 4.078 MWt'lik daha dar tanımlı rakamın çok üzerinde bir güncel değerlendirme); ilbank verilerine göre bunun yalnızca %34'ü kadarı (proje kaynağındaki 2017 verisiyle 1.306 MWt) fiilen kullanılmaktadır. Jeotermal Derneği'nin daha geniş 107.000 MWt'lik teorik ısı potansiyeli tanımı esas alındığında, kullanım oranı %5'in dahi altına inmektedir. Kullanılırsa elde edilecek katma değer, Derneğin hesaplamasına göre yıllık ~86 milyar dolara, doğalgaz eşdeğeri olarak da yılda ~90 milyar m³'e (Türkiye'nin bugünkü toplam yıllık doğalgaz tüketiminin neredeyse tamamına) denk gelebilecektir.

Atıl kalan kaynakların coğrafi dağılımı da dikkat çekicidir. Türkiye'deki toplam 1.559 jeotermal kuyusunun 961'i (yaklaşık %62'si) tek başına Ege Bölgesi'nde yoğunlaşmıştır. Bu, ülkenin geri kalanında — özellikle Doğu Anadolu'da (Ağrı-Diyadin gibi sınırlı sayıda istisna dışında Van, Kars, Iğdır çevresi), İç Anadolu'nun büyük bölümünde ve Karadeniz kıyı şeridinde — büyük ölçüde araştırılmamış veya araştırılmış olsa bile geliştirilmemiş bir potansiyelin bulunduğu anlamına gelmektedir. Doğu Anadolu'nun tektonik olarak Ege kadar aktif olması, bölgedeki jeotermal potansiyelin düşük değil, yalnızca yatırımsız kaldığına işaret etmektedir.

Bir diğer atıl kategori, EGS/HDR (Enhanced Geothermal Systems / Kızgın Kuru Kaya) olarak bilinen, konvansiyonel hidrotermal rezervuarların dışında kalan derin jeotermal kaynaklardır. Bu teknoloji dünya genelinde henüz emekleme aşamasında olsa da (IEA'nın 2035 projeksiyonlarında maliyetlerin MWh başına ~50 dolara inmesi beklenmektedir), Türkiye'nin bu alandaki potansiyeli resmi olarak henüz sistematik biçimde değerlendirilmemiştir — bu, sektörün önümüzdeki 10-15 yıl için ikinci bir büyüme dalgası fırsatı olarak durmaktadır.

Kategori	Teknik/Teorik Potansiyel	Mevcut Kullanım	Kullanım Oranı
Elektrik (hidrotermal, 0-4 km)	9.000 MWe	1.751-1.757 MWe	~%19,5
Isı (ispatlanmış teknik, MTA 2025)	~40.000 MWt	~13.600 MWt (yaklaşık)	~%34
Isı (geniş teorik potansiyel)	107.000 MWt	~4.000-5.000 MWt	<%5
Sera ısıtması	~390 MWt (mevcut sera alanı temelli)	Simav başta olmak üzere kısmi	Bölgesel, sınırlı
EGS/HDR (derin jeotermal)	Sistematik olarak ölçülmemiş	Yok / araştırma aşamasında	~%0

Kaynak: Türkiye Jeotermal Derneği (Aralık 2025), MTA, İlbank, proje belgeleri (Enerji Görünümü 2017). Bazı ısı potansiyeli rakamları farklı tanım/kapsamlar kullandığından doğrudan karşılaştırılamayabilir.

9. Sektörün Karşılaştığı Yapısal Sorunlar

Proje kapsamındaki 2017 tarihli MMO değerlendirmesi, bugün de büyük ölçüde geçerliğini koruyan bir dizi yapısal sorunu tespit etmiştir:

- Strateji belgesi eksikliği: Jeotermal enerjiye dayalı ısınma ve elektrik üretimi konusunda ülke ölçeğinde bağlayıcı bir strateji belgesi, eylem planı veya yol haritası bulunmamaktadır.
- Kurumsal parçalanmışlık: Sektörle ilgili çalışmalar MİGEM/MAPEG, MTA, yerel yönetimler ve Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü (YEGM) arasında dağılmış durumda olup, eşgüdüm yetersizdir; sektörü planlayacak, yönlendirecek ve

denetleyecek özel bir "Jeotermal Genel Müdürlüğü" benzeri kamu organizasyonu önerilmiş, ancak hayata geçirilmemiştir.

- Rezervuar mühendisliği eksikliği: Rezervuar hesapları ve mühendisliği çalışmalarındaki eksiklik, yatırımcıların hem birbirleriyle hem kamu idareleriyle ihtilafa düşme riskini artırmaktadır — nitekim Kızıldere örneğinde görüldüğü gibi, ilk kurulan santraller genellikle tam kapasitede çalışmamıştır.
- Çevresel deşarj sorunları: Ege bölgesinde hatalı deşarj uygulamalarının (su, atmosfer) tarım üreticilerine ciddi zararlar verdiği, bu konuda daha sıkı çevre standardı ve denetim ihtiyacı olduğu tespit edilmiştir. Reenjeksiyon (jeotermal suyun kullanıldıktan sonra yeraltına geri basılması) uygulaması Afyon gibi örneklerde iyi işlese de, sektör genelinde standart bir uygulama değildir.
- Lisans stokunda atalet: EPDK'nın Aralık 2016 verilerine göre, lisans alan enerji santrali projelerinin (jeotermal dahil tüm kaynaklar) yaklaşık yarısı henüz yatırıma başlamamıştır; gerçekleşme oranı %10'un altında olan projeler tüm projelerin %45'ini oluşturmaktadır. Bu, jeotermalde de "kağıt üzerinde lisans, sahada yatırım yok" örüntüsünün kısmen geçerli olabileceğine işaret etmektedir.

10. Genel Değerlendirme: 30 Yılda Neler Değişti?

Başarılan Alanlar

- Kurulu güçte 80 kat büyüme: 2007'de 22 MW olan elektrik kurulu gücü, 2025'te 1.751-1.757 MW'a ulaşmıştır.
- Dünya sıralamasında sıçrama: 1995'te 11. sıradan 2018'de 4. sıraya yükselmiştir; Avrupa'da potansiyel bakımından 1. sıradadır.
- Bölgesel ısıtmada olgunlaşma: 1987'de Gönen'le başlayan uygulama, bugün 12'den fazla il merkezinde ~103.000 konut eşdeğerini ısıtan bir ağa dönüşmüştür.
- Kriz yönetimi kapasitesi: Afyon örneğinde görüldüğü gibi, kapanma noktasına gelen bir işletme yeniden yapılandırılarak modern, entegre (ısıtma+sera+elektrik) bir tesise dönüştürülebilmektedir.

Başarılamayan / Atıl Kalan Alanlar

- Elektrik potansiyelinin %80'inden fazlası hâlâ değerlendirilmemektedir (9.000 MWe potansiyele karşı 1.751 MW kurulu güç).
- Isı kullanım potansiyelinin %95'e varan kısmı atıl durmaktadır — bu, yıllık ~90 milyar m³ doğalgaz eşdeğerinde, kullanılmayan devasa bir kaynaktır.
- Coğrafi yoğunlaşma: Kaynakların %62'si Ege Bölgesi'nde geliştirilmiş olup, benzer jeolojik potansiyele sahip Doğu Anadolu büyük ölçüde değerlendirilmemiştir.
- Kurumsal çerçeve hâlâ parçalanmış durumda; 2017'de tespit edilen strateji belgesi ve tek elden yönetim eksiklikleri büyük ölçüde giderilmemiştir.

11. Sonuç ve Öneriler

Türkiye'nin jeotermal enerji sektörü, 2007'deki yasal reform sonrası gösterdiği performansla yenilenebilir enerji alanındaki en başarılı dönüşüm hikâyelerinden birini yazmıştır. Ancak bu

başarı, mevcut potansiyelin küçük bir kesitidir: elektrikte beşte bir, ısıda yirmide bir kullanım oranlarıyla, sektör hâlâ büyümenin çok erken bir evresindedir. Diğer bir ifadeyle, önümüzdeki 20-30 yıl için, 2007-2025 arasında yaşanan büyümenin birkaç katı büyüklüğünde bir potansiyel hâlâ yerin altında beklemektedir.

Bu potansiyeli harekete geçirmek için öne çıkan politika önerileri:

- Ulusal jeotermal strateji belgesi ve 2035-2053 hedefli bir yol haritasının nihayet hazırlanması (Jeotermal Derneği'nin önerdiği 2035 için 3.000 MWe hedefi gibi somut, ölçülebilir hedeflerle).
- MTA, MAPEG, yerel yönetimler ve YEGM arasındaki koordinasyonu sağlayacak, tek elden sorumlu bir kamu organizasyonu ("Jeotermal Genel Müdürlüğü" benzeri) kurulması.
- Doğu Anadolu başta olmak üzere, Ege dışındaki bölgelerde MTA öncülüğünde sistematik arama/sondaj kampanyalarının başlatılması — Karadeniz'deki Sakarya Gaz Sahası modelinde olduğu gibi, hedefli ve kararlı bir kamu yatırımı bu alanda da bir kırılma yaratabilir.
- Isı kullanımında, bölgesel ısıtma sistemlerinin başarılı örneklerinin (Afyon, İzmir) yeni illere yaygınlaştırılması ve doğalgaz ithalatını azaltıcı etkisinin ulusal enerji planlamasında daha açık biçimde önceliklendirilmesi.
- Reenjeksiyon ve çevresel deşarj standartlarının ülke genelinde zorunlu ve denetlenebilir hale getirilmesi, böylece tarım-enerji çatışmalarının önlenmesi.
- EGS/HDR gibi yeni nesil teknolojiler için ön fizibilite çalışmalarının başlatılması, böylece maliyetlerin küresel ölçekte düşmesiyle birlikte Türkiye'nin bu ikinci dalgaya hazırlıklı yakalanması.

Sonuç olarak, jeotermal enerji, Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığını azaltma stratejisinde bugüne kadar hak ettiği önceliği görmemiş, ancak gösterdiği büyüme hızıyla bunu hak ettiğini kanıtlamış bir kaynaktır. Sakarya Gaz Sahası ve Gabar örneklerinde görülen kararlı kamu-özel sektör iş birliği modelinin jeotermale de uygulanması, önümüzdeki 30 yılda çok daha büyük bir dönüşümün kapısını aralayabilir.

Kaynakça

- Türkiye Enerji Görünümü 2017 (TMMOB MMO, proje kaynağı) — jeotermal kurulu güç ve potansiyel verileri
- 10. Kalkınma Planı — Yerli Kaynaklara Dayalı Enerji Üretim Programı Eylem Planı (proje kaynağı)
- Türkiye ve Dünya Enerji Outlook 2014 (proje kaynağı) — kurulu güç ve yatırım tabloları
- MTA — "Jeotermal Enerji Araştırmaları", mta.gov.tr
- Türkiye Jeotermal Derneği — "Türkiye'de Jeotermal" potansiyel değerlendirmesi (Aralık 2025)
- İlbank A.Ş. — "Jeotermal Enerji" sayfası
- Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi — jeotermal enerji haberleri ve raporları
- gensed.org, enerjiajansi.com.tr — "Türkiye'nin Kurulu Gücü" (2025)

- enerjigunlugu.net — "Kurulu güç 2025 yılında 123 bin 167 megavata ulaştı"
- 5686 sayılı Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu (Resmî Gazete, LEXPERA, mevzuat.gov.tr)
- Vikipedi — "Kızıldere Jeotermal Enerji Santrali"
- ITU/Polen, ResearchGate — "Kızıldere jeotermal rezervuarının teknik ve ekonomik değerlendirilmesi", "Kızıldere Jeotermal Sahasında Kapasite Artırma Çalışmaları"
- MMO TESKON bildirileri — "Jeotermal Enerji ile Bölgesel Isıtma Sistemleri", Afyon/Balçova örnek olay incelemeleri
- Milliyet — "Türkiye Jeotermal Isıtma Sistemleri Haritası"
- Dünya Enerji Konseyi — Hidrolik ve Yenilenebilir Enerji Çalışma Grubu Jeotermal Enerji Raporu
- Academia.edu — "Simav'daki Seraların Isıtılmasında Jeotermal Enerji Kullanımı"
- JMO (Jeoloji Mühendisleri Odası) — "Türkiye Jeolojisinin Sunduğu Zenginlik: Jeotermal Kaynaklarımız"
- Kuşadası Jeotermal — "Çevre İlişkileri" sayfası

Not: Bu rapor, proje kapsamındaki belgeler ile kamuya açık akademik ve sektörel kaynakların bir sentezidir. Farklı kaynaklarda potansiyel ve kullanım tanımları (teorik/teknik/ekonomik potansiyel; farklı derinlik/sıcaklık eşikleri) değişebildiğinden, rakamlar doğrudan karşılaştırılmadan önce kaynak bazında değerlendirilmelidir.

BÖLÜM 6

Türkiye'de Kömür Endüstrisi

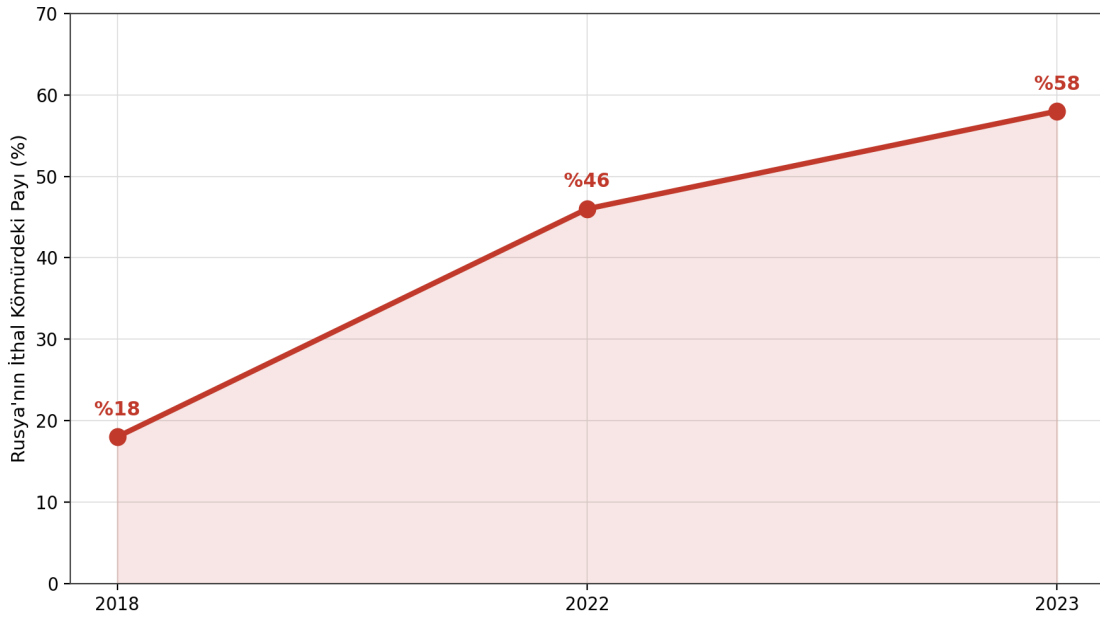
Madenler, İthalat, Termik Santraller ve 30 Yıllık Sorunlar

TÜRKİYE'DE KÖMÜR ENDÜSTRİSİ

Madenler, İthalat, Termik Santraller ve 30 Yıllık Sorunlar

Afşin-Elbistan'dan Soma'ya, Yerli Linyitten İthal Rus Kömürüne Detaylı Sektör Analizi

Türkiye'nin Kömür İthalatında Rusya'nın Yükselen Payı (2018-2023)



Ağustos 2026

Kaynaklar: TKİ, TTK, EÜAŞ, MAPEG, Ember, Kpler, TMMOB, proje belgeleri

İçindekiler

1. Giriş
 2. Yerli Kömür Kaynakları: Linyit ve Taşkömürü Rezervleri
 3. Kurumsal Yapı: TKİ, TTK, EÜAŞ ve Röдовans Modeli
 4. Yerli Kömür Üretiminin 30 Yıllık Seyri
 - 4.1 Yerli Üretim ile İthalat Karşılaştırması: Taşkömürü Örneği
 - 4.2 Kömürün Elektrik Üretimindeki Payının Gelişimi
 5. İthal Kömür: Miktarlar ve Kaynak Ülkeler
 6. Termik Santraller: Kurulu Güç ve Gelişimi
 7. Maden Kazaları: Soma (2014) ve Amasra (2022)
 8. Hava Kirliliği ve Sağlık Sorunları
 9. Atıl Kalan Kömür Sahaları ve Yatırım Sorunları
 10. Genel Değerlendirme: 30 Yılda Neler Değişti?
 11. Sektörün Gelişmesi İçin Tavsiyeler
 12. Sonuç
- Kaynakça

1. Giriş

Kömür, Türkiye'nin enerji tarihinde çelişkili bir konuma sahiptir: bir yandan ülkenin sahip olduğu en büyük yerli fosil yakıt rezervini (12,3 milyar ton linyit, 1,3 milyar ton taşkömürü) temsil ederken, diğer yandan son 20 yılda giderek artan oranda ithalata dayanan, hem ekonomik hem çevresel açıdan tartışmalı bir sektöre dönüşmüştür. Bu rapor, kömür endüstrisini altı boyutta ele almaktadır: yerli rezervler ve kurumsal yapı, üretimin 30 yıllık seyri, ithal kömür miktarları ve kaynak ülkeler, termik santrallerin gelişimi, sektörün yol açtığı can kayıpları (Soma, Amasra) ve son olarak hava kirliliği/sağlık sorunları.

Analiz, proje kapsamındaki resmi belgeler (2010 Türkiye Enerji Outlook, Türkiye ve Dünya Enerji Outlook 2014, BNEF/WWF/ECF 2014 raporu) ile TTK, MAPEG, Ember, Kpler ve güncel sektör kaynaklarının sentezine dayanmaktadır.

2. Yerli Kömür Kaynakları: Linyit ve Taşkömürü Rezervleri

Türkiye, sınırlı petrol ve doğalgaz rezervlerinin aksine, kömürde görece zengin bir ülkedir: yaklaşık 12,3 milyar ton linyit ve 560 milyon tonu görünür olmak üzere ~1,3 milyar ton taşkömürü rezervine sahiptir. Linyit rezervleri ülke geneline yayılmış olup, hemen hemen tüm coğrafi bölgelerde ve 37 ilde linyit rezervine rastlanmaktadır; taşkömürü ise yalnızca Zonguldak havzasında (Karadeniz kıyısı) bulunmaktadır.

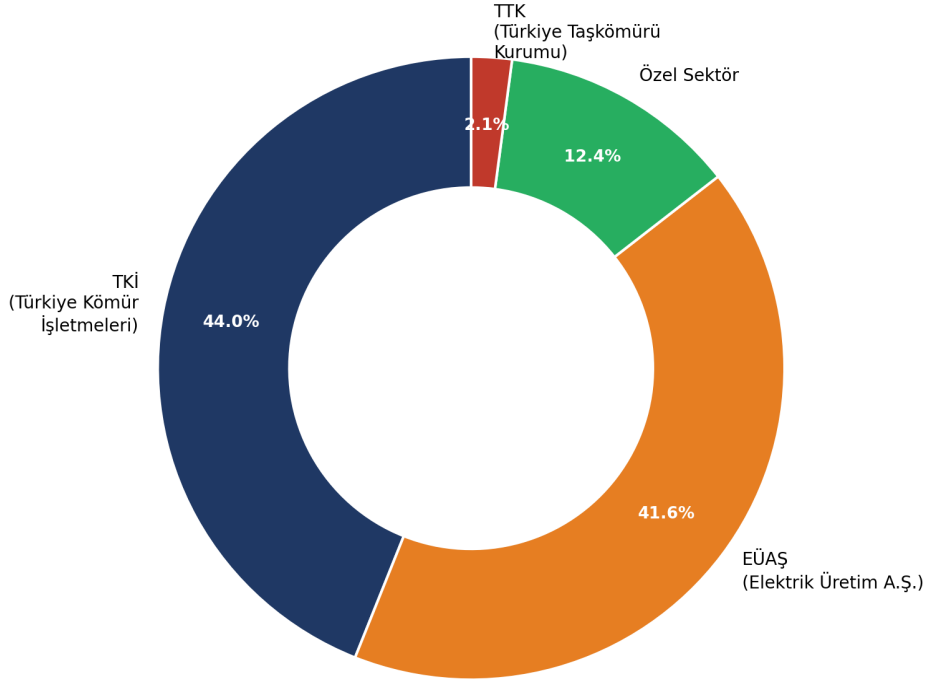
- Afşin-Elbistan Havzası (Kahramanmaraş): Türkiye'nin bilinen linyit kaynağının yaklaşık %40-45'ini barındıran en büyük havza. EÜAŞ ruhsatındaki alanda ~4,35 milyar ton linyit kaynağı bulunduğu tahmin edilmektedir. Saha A, B, C, D, E olmak üzere 5 sektöre bölünmüş olup, yalnızca A ve B sektörleri işletilmektedir; geri kalan alanda 1.120 kcal/kg alt ısı değerli ~3,3 milyar ton üretilebilir rezerv olduğu ve bu rezervin 7.200 MW'lık ilave termik santral kapasitesine denk geldiği hesaplanmaktadır.
- Soma Havzası (Manisa): Türkiye'nin en işletilen linyit sahalarından biri; aynı zamanda 2014'teki büyük maden faciasının (bkz. Bölüm 7) yaşandığı bölgedir.
- Zonguldak Taşkömürü Havzası: Türkiye'nin tek taşkömürü kaynağı; TTK'nın ruhsatındadır. Havzadaki kömür damarlarının özellikleri, kötümser tahminlerde 50 milyar m³, iyimser tahminlerde 750 milyar m³'lük bir metan (kömür yatağı gazı) potansiyeli de barındırmaktadır — bu, şu ana kadar sistemli biçimde değerlendirilmemiş ayrı bir kaynaktır.
- Diğer önemli sahalar: Adana-Tufanbeyli, Muğla (Yeniköy, Turgut), Bursa-Davutlar, Bolu-Göynük, Tekirdağ-Saray, Kütahya-Domaniç, Çanakkale-Çan, Bingöl-Karlıova, Çankırı-Orta, Eskişehir-Mihalıççık.

2005-2008 döneminde EÜAŞ tarafından finanse edilip MTA tarafından yürütülen Afşin-Elbistan Linyit Havzası detaylı arama çalışmaları, Türkiye'nin toplam linyit rezervini önemli ölçüde artırmıştır — bu, kamu öncülüğündeki arama yatırımının rezerv büyüklüğünü doğrudan etkileyebildiğinin somut bir kanıtıdır (Sakarya Gaz Sahası'ndaki modelle benzer bir mantık).

3. Kurumsal Yapı: TKİ, TTK, EÜAŞ ve Röдовans Modeli

Türkiye'de kömür üretimi tarihsel olarak üç kamu kuruluşu etrafında örgütlenmiştir: Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ) ve Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) linyit sahalarının büyük bölümüne, Türkiye Taşkömürü Kurumu (TTK) ise Zonguldak'taki taşkömürü sahalarının tamamına sahiptir. Linyit rezervlerinin %21'i TKİ'ye, geri kalanı EÜAŞ, MTA ve özel sektöre aittir.

Yerli Kömür Üretiminde Kurum/Sektör Payları (2011)



Grafik: Yerli Kömür Üretiminde Kurum/Sektör Payları (2011). Kaynak: Türkiye Yatırım Destek ve Tanıtım Ajansı, BNEF/WWF/ECF 2014 raporu (proje kaynağı).

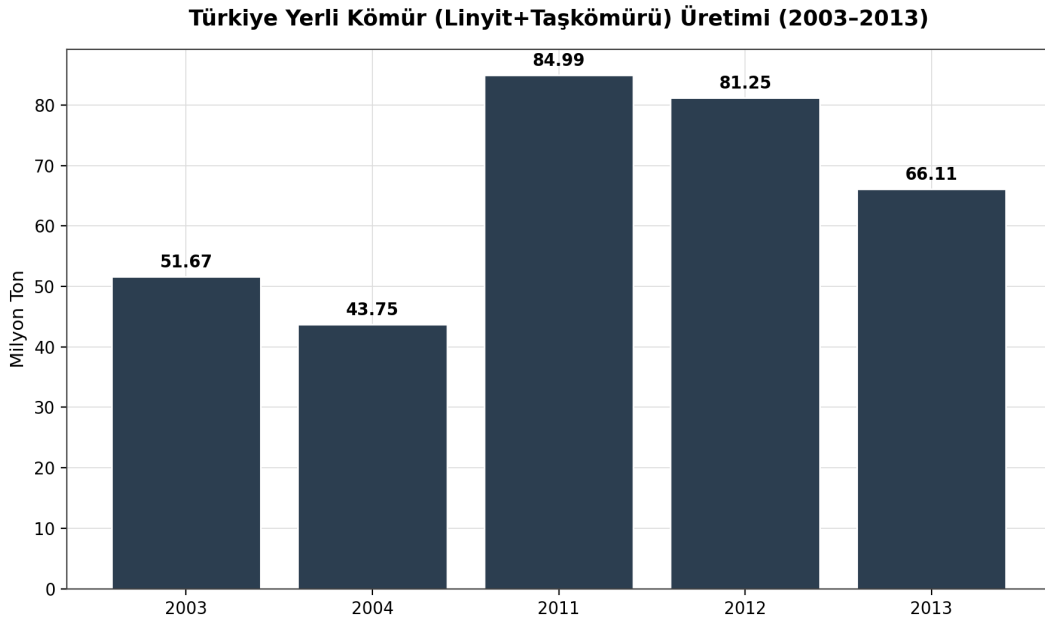
2011 verilerine göre üretimin %43,96'sı TKİ, %41,59'u EÜAŞ, %12,36'sı özel sektör ve yalnızca %2,09'u TTK eliyle gerçekleştirilmiştir — taşkömürünün toplam kömür üretimindeki payının ne denli küçük kaldığı bu tabloda açıkça görülmektedir (liniyit, hacim olarak taşkömürünü fersah fersah geride bırakmaktadır).

2000'li yılların ortasından itibaren, kamu sahalarının işletilmesinde röдовans modeli (saha kullanım hakkının bir bedel karşılığında özel şirketlere devri) yaygınlaşmıştır. "Kömüre Hücum" planı çerçevesinde TKİ, toplam 3,1 GW elektrik üretim potansiyeline sahip 11 kömür sahasını röдовans yoluyla işletmeye açmış; 2013 Kasım itibarıyla küçük ölçekli linyit sahalarına ilişkin 7 ihale (Tufanbeyli/Adana, Soma-Deniz/Manisa, Keles-Davutlar/Bursa, Domaniç/Kütahya, Yeniköy/Muğla, Karabalçık-Karlıova/Bingöl, Çan/Çanakkale) başarıyla sonuçlandırılmıştır. Ancak bu ihalelerin bir kısmı (özellikle TTK'nın Bağlık-İnağzı ve Gelik-Dikkanat sahaları) sözleşme imzalanmaması veya beklenen rezervin bulunamaması gibi nedenlerle sonuçsuz kalmıştır.

2014'te dönemin Enerji Bakanlığı, Afşin-Elbistan sahasının geliştirilmesi için Çin ile 10-12 milyar dolarlık bir yatırım görüşmesi başlatmış; bu görüşmeler 8 GW kurulu güçte bir kömür santrali kurulmasını da kapsamaktaydı. Aynı dönemde EÜAŞ portföyündeki toplam 2,6 GW kurulu güçte 6 linyit sahasının özelleştirme süreci de başlatılmıştır — bu, kömür sektöründeki özelleştirme eğiliminin doğalgaz/elektrik piyasasındaki genel serbestleşme dalgasıyla (bkz. önceki mevzuat raporu) eşzamanlı ilerlediğini göstermektedir.

4. Yerli Kömür Üretiminin 30 Yıllık Seyri

MİGEM'e (bugünkü MAPEG) ruhsat sahiplerince beyan edilen enerji hammaddeleri üretim verileri, yerli kömür üretiminin 2000'li yıllarda önemli bir büyüme kaydettiğini göstermektedir:



Grafik: Türkiye Yerli Kömür (Linyit+Taşkömürü) Üretimi (2003-2013). Kaynak: MİGEM/MAPEG, Türkiye ve Dünya Enerji Outlook 2014 (proje kaynağı).

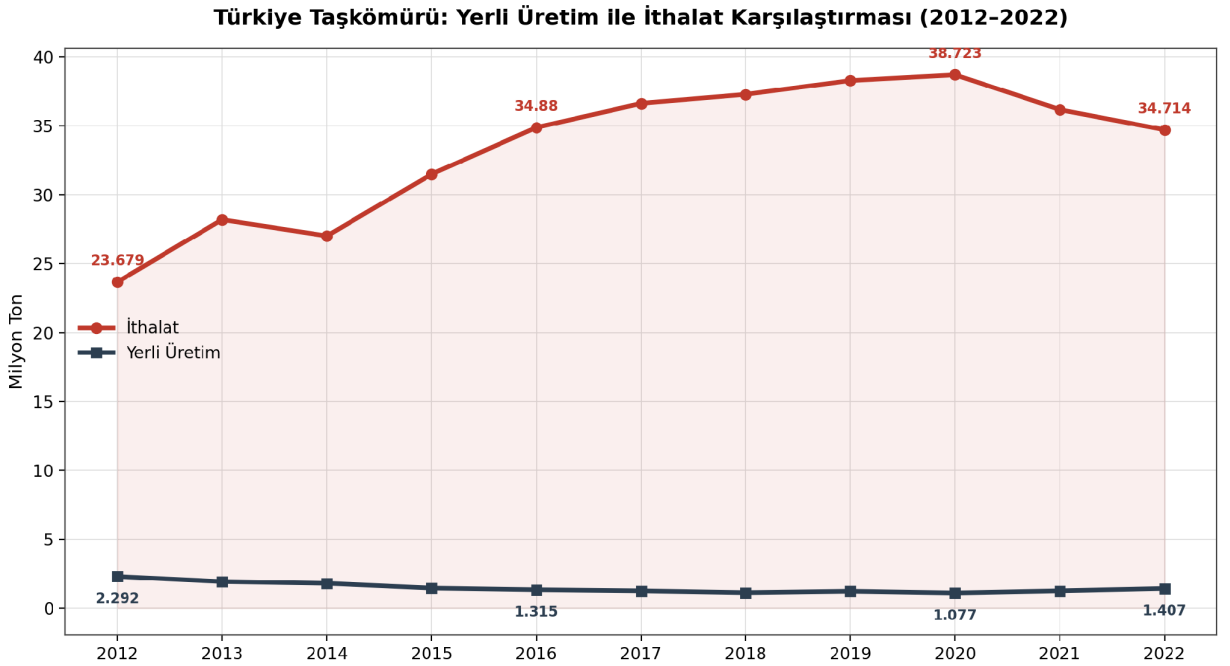
2003'te 51,67 milyon ton olan toplam üretim, 2004'te bir miktar gerileyerek 43,75 milyon tona inmiş, ardından 2011'de zirve yaparak 84,99 milyon tona ulaşmıştır. Bu zirveden sonra üretim 2012'de 81,25 milyon tona, 2013'te ise belirgin bir gerilemeyle 66,11 milyon tona düşmüştür. Bu dalgalanma, kömür üretiminin istikrarlı bir büyüme trendinden ziyade, saha bazlı sorunlara (rezerv belirsizlikleri, ihale iptalleri, ÇED süreçleri) bağlı iniş-çıkışlarla karakterize olduğunu göstermektedir.

2014 Eylül sonu itibarıyla kamu kuruluşlarının elindeki üretim, linyitte 25,925 milyon tona (TKİ 11,655 + EÜAŞ 14,270 milyon ton), taşkömüründe ise 1,559 milyon tona ulaşmıştır — bu, TTK'nın taşkömürü üretiminin onlarca yıldır aynı düşük seviyelerde (yıllık 2-3 milyon ton bandında) sıkışıp kaldığını doğrulamaktadır. Zonguldak havzasındaki taşkömürü üretiminin bu denli sınırlı kalmasının başlıca nedenleri, sahaların derin ve zorlu jeolojik yapısı, yüksek işçilik/güvenlik maliyetleri ve TTK'nın kronik olarak yetersiz sermaye yapısıdır.

Termik santral tasarımlarında santral ömrünün 30 yıl olarak kabul edildiği; hâlihazırda çalışan santrallerin önemli bir kısmının 1990 öncesinde işletmeye alındığı ve ortalama ömürlerinin 30 yıla yaklaştığı göz önüne alındığında, mevcut linyit rezervlerinin yeni aramalarla geliştirilmemesi durumunda orta vadede santrallerin kömürsüz kalarak faaliyetlerini durdurma riski, 2010'lu yıllarda zaten tespit edilmiş bir yapısal sorundur.

4.1 Yerli Üretim ile İthalat Karşılaştırması: Taşkömürü Örneği

Yerli üretim ile ithalatın yıllar içindeki seyrini aynı grafikte karşılaştırmak, taşkömüründe yaşanan dönüşümü en çarpıcı biçimde ortaya koymaktadır. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi ve ETKB Ulusal Enerji Denge Tabloları'ndan derlenen 2012-2022 dönemi verileri şöyledir:



Grafik: Türkiye Taşkömürü — Yerli Üretim ile İthalat Karşılaştırması (2012-2022). Kaynak: Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, ETKB Ulusal Enerji Denge Tabloları, iklimenerji.org.

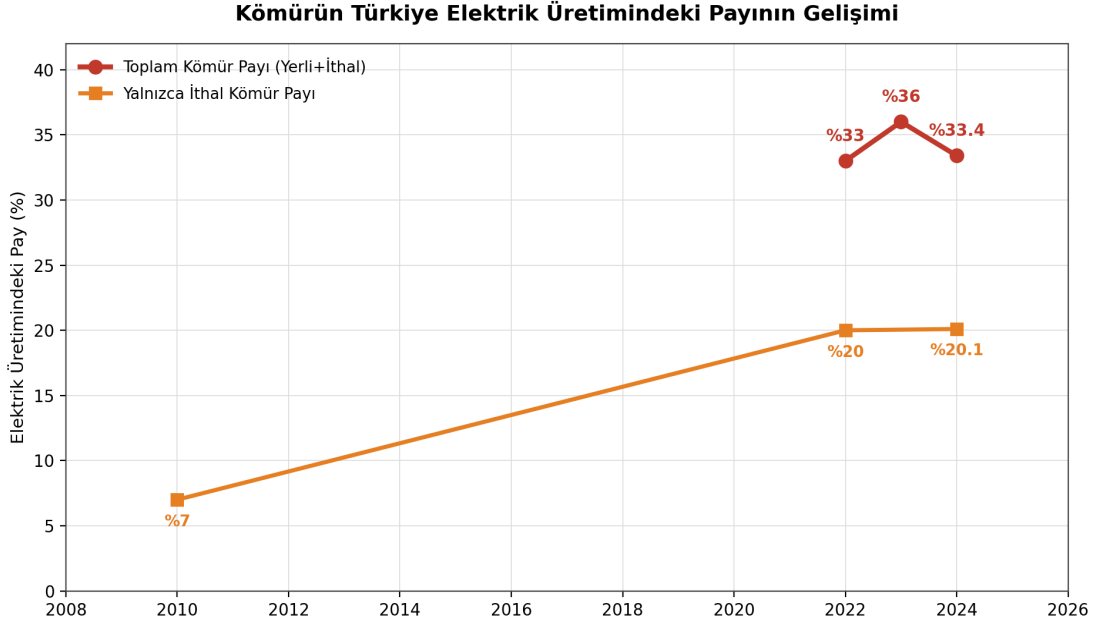
Grafik, iki eğrinin adeta makas gibi açıldığını göstermektedir. 2012'de 2,29 milyon ton olan yerli taşkömürü üretimi, 2022'ye gelindiğinde 1,41 milyon tona gerilemiş (üretim, 1967'deki zirveden bu yana yavaş ama istikrarlı bir düşüş içindedir; 2020'de üretim tarihinde ilk kez 1 milyon tonun altına inmiştir); buna karşılık ithalat aynı dönemde 23,68 milyon tondan 2020'de zirve yaparak 38,72 milyon tona, 2022'de ise 34,71 milyon tona ulaşmıştır. Başka bir ifadeyle, 2022 itibarıyla Türkiye'nin taşkömürü arzının %96'sından fazlası ithalatla karşılanmaktadır — yerli üretimin payı istatistiksel olarak ihmal edilebilir düzeye inmiştir.

Bu tablo, linyitte durumun kısmen farklı olduğunu da hatırlatmayı gerektirir: Türkiye'nin linyit ve asfaltit arzı büyük ölçüde yerli üretimle karşılanmaktadır (2021'de 72,81 milyon ton linyit+asfaltit üretimi). Sorun taşkömüründe yoğunlaşmaktadır; zira Türkiye'nin yüksek kaliteli, düşük kükürtlü taşkömürüne olan talebi (özellikle çelik sanayisi ve bazı termik

santraller için) yerli üretimle karşılanamamakta, bu boşluk neredeyse tamamen ithalatla doldurulmaktadır. 2022 itibarıyla Türkiye, Asya-Pasifik bölgesi dışında Almanya'nın ardından dünyanın en büyük ikinci kömür ithalatçısı konumundadır.

4.2 Kömürün Elektrik Üretimindeki Payının Gelişimi

Kömürün Türkiye'nin elektrik üretim karışımındaki ağırlığı, özellikle ithal kömür özelinde, son 15 yılda belirgin biçimde artmıştır:



Grafik: Kömürün Türkiye Elektrik Üretimindeki Payının Gelişimi. Kaynak: Ember Türkiye Elektrik Görünümü 2023/2024, Euronews, proje verileri.

Ember'in verilerine göre, 2010'da elektrik üretiminin yalnızca %7'si ithal kömürden karşılanırken, bu oran 2022'de %20'ye yükselmiştir — 12 yılda neredeyse 3 katına çıkan bir artış. İthal kömürden elektrik üretimi mutlak olarak da 2010'daki 14,5 TWh'ten 2022'de 63,2 TWh'e, yani 4 kattan fazla artmıştır. Yerli kömürle birlikte toplam kömürün elektrik üretimindeki payı 2022'de ~%33'e, 2023'te (kömür fiyatlarındaki gerilemenin de etkisiyle) ~%36'ya yükselmiş; 2024'ün ilk dört ayında ortalama %34 olarak gerçekleşmiştir. Euronews'in aktardığı Ember verilerine göre bu oran, Çekya (%35) ile benzer, Almanya (%21) ve AB ortalamasının (%13) belirgin şekilde üzerindedir.

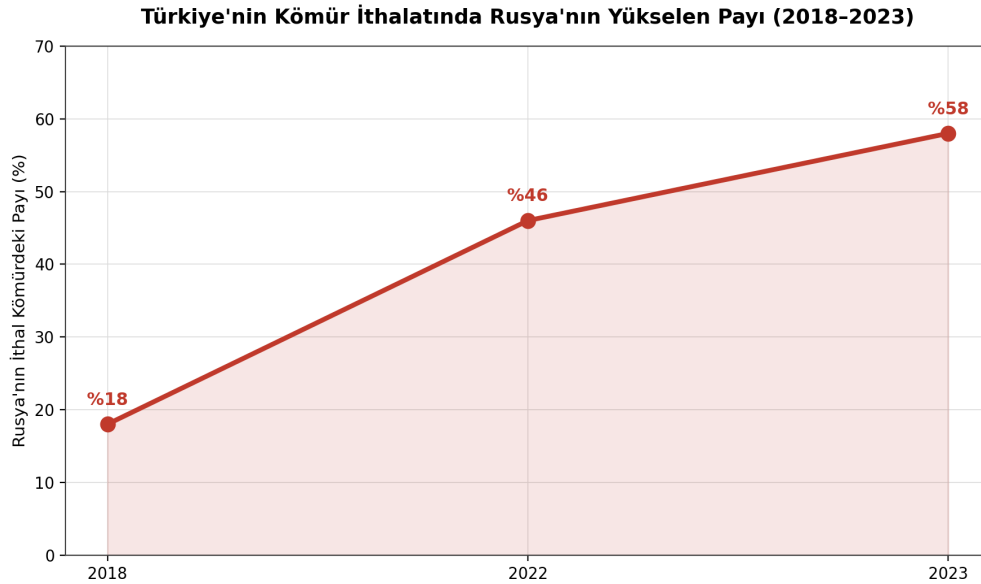
2023 yılında Türkiye, kömürden elektrik üretiminde Polonya'yı geride bırakarak Avrupa'da 2. sıraya, 2024'te ise Almanya'yı da geçerek Avrupa'nın en çok kömürle elektrik üreten ülkesi konumuna yükselmiştir. Bu tırmanışın arka planında, Rusya'dan gelen ucuz ithal kömürün fiyat avantajı ile yükselen elektrik talebinin kömür santrallerince karşılanması yer almaktadır. Öte yandan Ember'in 2026 raporuna göre 2025'te rüzgar ve güneşin toplam üretimdeki payı da önemli bir eşiği aşmış olsa da, kömür halen tek başına en büyük elektrik üretim kaynağı olma konumunu sürdürmektedir — bu, önceki raporlarda ele alınan

"yenilenebilir büyümesinin talep artışının önüne geçememesi" tespitiyle birebir örtüşmektedir.

5. İthal Kömür: Miktarlar ve Kaynak Ülkeler

Türkiye'nin kömür ithalatı, 1980 öncesinde oldukça düşük miktarlarda seyrederken, 1990'ların sonunda 10 milyon tonu, 2000'lerin ortasında ise 20 milyon tonu aşmıştır. 2000'li yıllardan itibaren ithal kömürle çalışan santral yatırımlarının devreye girmesiyle, elektrik üretiminde ithal kömür tüketimi zaman içinde yerli kömürü geçmiştir.

İlk büyük ölçekli örneklerden biri, Alman Steag ve RWE firmaları tarafından Yap-İşlet modeliyle inşa edilen ve 24 Şubat 2004'te açılan İskenderun'daki İSKEN Sugözü Termik Santrali'dir (1.210 MW). Santral, açıldığı dönemde ülke enerji ihtiyacının %6'sını karşılamış ve Türkiye'nin Yap-İşlet modeliyle kurulmuş en büyük kapasiteli, yabancı sermayeli enerji yatırımı olarak kayıtlara geçmiştir.



Grafik: Türkiye'nin Kömür İthalatında Rusya'nın Yükselen Payı (2018-2023). Kaynak: Kpler, Medyascope/Euronews, Coal Action Network.

2017 sonrası ithalat hacmi bir miktar yavaşlamış olsa da (2022'de 37,6 milyon ton, 2023'te ~36-39,3 milyon ton bandında), kaynak ülke kompozisyonu çarpıcı biçimde değişmiştir. Rusya'nın Türkiye'nin kömür ithalatındaki payı 2018'de %20'nin altındayken, 2022'de %46'ya, 2023'te ise %58'e yükselmiştir — yani ithal edilen her 100 tonun neredeyse 60 tonu artık tek bir ülkeden gelmektedir. Buna paralel olarak Rusya'dan ithal edilen termal kömür miktarı 2023'te bir önceki yıla göre %25 artışla 22,8 milyon tona ulaşmış; 2024'ün ilk üç çeyreğinde ise 15,7 milyon ton Rus kömürü ithal edilmiştir (yaklaşık 1,66 milyar avro değerinde).

Bu yoğunlaşmanın temel nedeni fiyat avantajıdır: Rusya, Batı yaptırımları nedeniyle Avrupa pazarlarından dışlanan kömürünü daha ucuza satmakta, yükselen enflasyon ve zayıflayan

Türk Lirası karşısında maliyet baskısı altındaki Türk enerji üreticileri de bu ucuz kaynağa yönelmektedir. Bu eğilim, Kolombiya, Güney Afrika, Avustralya ve Kuzey Amerika'dan yapılan ithalatın payını geriletmiştir. Ember Climate verilerine göre Türkiye, 2023'te kömürle 117,6 TWh elektrik üretmiş, bu üretim yaklaşık 118 milyon ton CO₂ ve iklim değiştirici gaz salımına yol açmıştır; bu eğilimin sürmesi halinde Türkiye'nin Almanya'yı geride bırakarak Avrupa'nın en çok kömür yakan ülkesi olması beklenmektedir — nitekim veriler bu beklentiye doğrulamıştır.

İthal kömür kullanımının bir diğer önemli alanı sanayidir: Türkiye, dünyanın 8. büyük çelik üreticisi olup (2023'te 33,7 milyon ton çelik üretimi), 30 çelik fabrikasının 27'si elektrik ark fırınlarıyla çalışsa da, kok kömürüne dönüştürülen ithal kömür kullanan izabe fırınları ve ısı amaçlı kömür kullanan elektrik ark fırınları da mevcuttur. Bu nedenle Rusya, yalnızca elektrik santralleri değil, Türkiye'nin çelik sanayisi için de kritik bir tedarikçi konumundadır.

6. Termik Santraller: Kurulu Güç ve Gelişimi

Şubat 2024 itibarıyla Türkiye'de kömüre dayalı (yerli+ithal) toplam kurulu güç 21.814 MW'a ulaşmıştır. Bu kapasitenin gelişimi, yerli ve ithal kömür santrallerinin farklı dönemlerde farklı ağırlıklarla devreye girmesiyle şekillenmiştir:

- 1980'ler-1990'lar: Afşin-Elbistan A (4x340 MW, 1987) gibi büyük ölçekli kamu yatırımları döneminde yerli linyit santralleri egemendi; ancak bu santraller kuruluşundan bu yana düşük kapasite, sık arıza ve kazan patlaması gibi kronik sorunlardan muzdarip olmuştur.
- 2004 sonrası: İSKEN Sugözü'nün açılışıyla ithal kömür santralleri devreye girmeye başlamış; bunu İsdemir, EnerjiSA gibi şirketlerin santralleri izlemiştir.
- 2012-2014: Özel sektör kömür santrali yatırımları hız kazanmış; 2012'de 30 MW, 2013'te 1.550 MW'lık (yerli/ithal kömür veya linyit kategorisinde) yeni kapasite devreye girmiştir.
- 2014-2024: Röдовans sahalarına dayalı yeni linyit santralleri (Tufanbeyli/Adana 600 MW, Soma-Deniz/Manisa 450 MW gibi) kademeli olarak işletmeye alınmış; ithal kömür santrallerinin payı ise Rusya'dan gelen ucuz kömürün etkisiyle 2020'lerde daha da güçlenmiştir.

Ancak kapasite artışı, yatırım planlarının gerisinde kalmıştır. EPDK'nın Aralık 2016 verilerine göre, inceleme-değerlendirme aşamasındaki 8.268 MW'lık ithal kömür projesinin (9 adet) büyük bölümünün, yerli linyit destekleme politikaları nedeniyle lisans alamayabileceği öngörülmüştür — bu, kömür sektöründe de "proje stoku" sorununun (lisans alınmış ama yatırıma dönüşmemiş kapasite) yaşandığını göstermektedir.

7. Maden Kazaları: Soma (2014) ve Amasra (2022)

Kömür sektörünün en ağır bedeli, madenlerde yaşanan can kayıplarında ortaya çıkmıştır. 13 Mayıs 2014'te Manisa'nın Soma ilçesindeki bir kömür madeninde çıkan yangın, 301 madencinin ölümüyle sonuçlanmış; bu facia, Türkiye Cumhuriyeti tarihinin en çok can

kaybına yol açan iş/madencilik kazası olarak kayıtlara geçmiştir. Soma Holding'e bağlı Soma Kömür İşletmeleri A.Ş. tarafından işletilen ocakta, vardiya değişimi sırasında meydana gelen patlamanın elektrikli ekipmanlardan kaynaklandığından şüphelenilmiştir; kazadan yalnızca 20 gün önce, TBMM'de madenin güvenliğinin araştırılmasına yönelik bir önerge reddedilmişti.

TMMOB'un Eylül 2014 tarihli Soma Raporu, faciayı "kömür üretiminin Türkiye'de teknolojik ilerlemeye paralel gelişmediğinin, tam tersine taşeronlaştırma, piyasalaştırma ve özelleştirme uygulamalarıyla 19. yüzyıl koşullarına geri döndüğünün" bir göstergesi olarak değerlendirmiştir; raporda, özel sektör işletmecilerin maliyet baskısı altında gaz maskesi kontrolleri gibi temel güvenlik uygulamalarını bile ihmal ettiği tespit edilmiştir.

Sekiz yıl sonra, 14 Ekim 2022'de Bartın'ın Amasra ilçesindeki bir taşkömürü madeninde meydana gelen metan patlaması, 42 madencinin ölümüne yol açmıştır. Bu facia, Soma'nın ardından Türkiye'nin madencilik tarihindeki bir diğer büyük trajedi olarak, Balıkesir-Odaköy, Zonguldak-Kozlu, Edirne-Keşan, Şırnak-Dağkonak, Karaman-Ermenek ve Siirt-Madenköy gibi önceki kazaların oluşturduğu uzun bir listeye eklenmiştir. Amasra bölgesi, aynı zamanda 1999'dan başlayarak yerel halkın yıllardır bir termik santral projesine karşı sürdürdüğü çevresel direnişin de merkezinde yer almaktadır; 2021'de yerel muhalefetin santral projesini durdurmayı başarmasının ardından, 2022'deki maden faciası bölgedeki kömür madenciliğine yönelik güvensizliği daha da derinleştirmiştir.

Bu iki facia, kömür madenciliğinin Türkiye'de hâlâ dünya standartlarının gerisinde bir iş güvenliği rejimiyle yürütüldüğünü; taşeronlaştırma ve maliyet baskısının, özellikle özel sektör işletmelerinde, temel güvenlik yatırımlarının ihmal edilmesine yol açabildiğini göstermektedir.

8. Hava Kirliliği ve Sağlık Sorunları

Kömürlü termik santrallerin çevresel maliyeti, üretim bölgelerinde yaşayan halkın günlük yaşamını doğrudan etkilemektedir. Temiz Hava Hakkı Platformu'nun raporuna göre Soma, 2022'de 63 gün, 2023'te 44 gün boyunca hava kirliliğinde ulusal değerlerin ve AB normlarının en fazla aşıldığı nokta olarak kayıtlara geçmiştir. Bölgedeki termik santrallere gerekli filtrelerin takılmaması, solunum yolu hastalıklarından kronik rahatsızlıklara kadar uzanan ciddi sağlık sorunlarına yol açmaktadır; yerel halktan solunum cihazına bağımlı hale gelen sakinlerin tanıklıkları, sorunun bireysel yaşamlar üzerindeki ağırlığını somut biçimde ortaya koymaktadır.

Anayasa Mahkemesi'nin 2013'ten itibaren kömürlü termik santrallere yönelik verdiği iptal kararlarına rağmen, santral işletmecilerine çevre yatırımlarını (baca gazı arıtma sistemleri gibi) tamamlamaları için defalarca ek süre tanınmış, ancak bu yatırımlar büyük ölçüde hayata geçirilmemiştir. Bu durum, düzenleyici kararların uygulanmasındaki zafiyetin sürdüğünü göstermektedir.

Mülkiyet değişikliklerinin de sorunları derinleştirdiği görülmektedir: Soma Termik Santrali, 2015'te Konya Şeker tarafından 685 milyon TL'ye satın alınmış, ancak uzun süre gerekli yatırımlar yapılmadan işletilmiş; TKİ'ye olan kömür borcunun 18 milyar TL'ye ulaşmasıyla santral yaklaşık 10 ay boyunca kapalı kalmış, kış aylarında yeniden devreye alındığında ise bacalardan çıkan yoğun kara duman kilometrelerce mesafeden görülür hale gelmiştir. Bu örnek, finansal olarak sürdürülemez hale gelen kömür santrali işletmeciliğinin, hem enerji arzı güvenilirliği hem de çevre/sağlık açısından nasıl bir kısır döngü yarattığını özetlemektedir.

Dünya Sağlık Örgütü'nün değerlendirmesine göre hava kirliliği, dünya genelinde olduğu gibi Türkiye'de de halk sağlığı için en büyük çevresel tehdit olarak tanımlanmaktadır — kömürlü termik santrallerin bu tehdidin başlıca kaynaklarından biri olduğu, hem yerli hem ithal kömür santralleri için geçerlidir.

9. Atıl Kalan Kömür Sahaları ve Yatırım Sorunları

Bu raporun önceki bölümlerinde jeotermal ve petrol-doğalgaz sektörlerinde tespit edilen "lisans var, yatırım yok" örüntüsü, kömürde de belirgin biçimde gözlemlenmektedir. 2010 Türkiye Enerji Outlook raporunun tespitlerine göre:

- TKİ'ye ait Bursa-Davutlar, Bolu-Göynük ve Tekirdağ-Saray sahaları 2006'da rödovans karşılığı ihale edilmiş (Bingöl-Karlıova'ya teklif bile gelmemiştir); ancak Bursa-Davutlar'da "ÇED uygundur" belgesi alınamadığı için çalışmalar durdurulmuş, diğer sahalarda da yıllar süren gecikmeler yaşanmıştır.
- TKİ'ye ait Adana-Tufanbeyli ve Manisa-Soma-Enez gibi sahalardaki kömürlerin ne zaman değerlendirilebileceğine dair uzun süre bilgi bulunmamıştır.
- TTK'nın Bağlık-İnağzı sahasına teklif veren firma sözleşmeyi süresi içinde imzalamamış; Gelik-Dikkanat sahasına teklif veren firma ise umduğu rezervi bulamadığı için çalışmalarını durdurmuş, konu yargıya taşınmıştır.
- Amasra B sahasında (1.116,7 MW lisanslı) ve Armutçuk'ta (51,3 MW) yatırım fiili gerçekleşme oranları %5'in altında kalmış; bu sahaların ne zaman devreye gireceğine dair uzun yıllar net bir bilgi olmamıştır — nitekim Amasra, 2022'deki faciadan sonra hem madencilik hem termik santral planları büyük ölçüde askıya alınmış bir bölge haline gelmiştir.
- Özel sektöre ait Adana-Tufanbeyli (453 MW hedefli), Çankırı-Orta ve Muğla-Turgut sahalarında da yıllarca somut bir ilerleme kaydedilememiştir; yalnızca Eskişehir-Mihalıççık (270 MW) projesi planlandığı gibi ilerleyen nadir örneklerden biri olarak kayıtlara geçmiştir.

Bu gecikmelerin nedenleri gözlemciler arasında farklı yorumlanmaktadır: yerel halkın termik santrallere gösterdiği tepki nedeniyle ÇED raporlarının alınamaması, ihale süreçlerindeki yönetim ve mühendislik hataları (tüm izin süreçlerinin yükleniciye bırakılması gibi), yatırımcı isteksizliği veya genel ekonomik krizler. Sonuç olarak, Yüksek Planlama Kurulu'nun kabul ettiği Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi'nde yer alan "2023 yılına kadar bilinen tüm linyit ve taşkömürü kaynaklarının değerlendirileceği" hedefi büyük ölçüde gerçekleşmemiştir.

10. Genel Değerlendirme: 30 Yılda Neler Değişti?

Değişen/Gelişen Alanlar

- İthal kömür altyapısı: 2004'teki İSKEN Sugözü'nden bugüne, ithal kömüre dayalı termik santral kapasitesi önemli ölçüde büyümüş; liman, lojistik ve tedarik zinciri altyapısı kurulmuştur.
- Rödovans modeliyle bazı atıl sahaların (Tufanbeyli, Soma-Deniş gibi) işletmeye açılması sağlanmıştır.
- Arama kapasitesi: 2005-2008 Afşin-Elbistan aramaları örneğinde görüldüğü gibi, kamu öncülüğündeki jeolojik arama çalışmaları rezerv tahminlerini önemli ölçüde büyütebilmiştir.

Değişmeyen / Kötüleşen Alanlar

- Taşkömürü üretimi (TTK) onlarca yıldır aynı düşük seviyelerde (yıllık 2-3 milyon ton) sıkışıp kalmıştır; toplam kömür üretimindeki payı %2'nin altındadır.
- İş güvenliği: Soma (2014, 301 ölü) ve Amasra (2022, 42 ölü) faciaları, aradan geçen 8 yıla ve TMMOB'un detaylı tespitlerine rağmen, sektörün temel güvenlik sorunlarının çözülmediğini göstermiştir.
- Dışa bağımlılık: İthal kömürde tek ülkeye (Rusya, %58) yoğunlaşma, 2018'den 2023'e hızla derinleşmiş; bu, önceki risk analizi raporunda ele alınan doğalgazdaki Rusya yoğunlaşmasının kömürde de tekrarlandığını göstermektedir.
- Çevresel uyum: Anayasa Mahkemesi kararlarına rağmen santrallerin baca gazı arıtma yatırımlarını tamamlamaması, Soma örneğinde görüldüğü gibi hava kirliliği kaynaklı halk sağlığı krizinin sürmesine yol açmıştır.
- Proje stoku sorunu: 2010'da tespit edilen "lisans var, yatırım yok" örüntüsü, 2016 EPDK verileriyle de doğrulanmış; kömür sahalarının önemli bir kısmı hâlâ atıl durmaktadır.

11. Sektörün Gelişmesi İçin Tavsiyeler

Yukarıdaki analiz ışığında, kömür sektörünün önündeki sorunları ele almaya yönelik öne çıkan politika önerileri şu şekilde özetlenebilir:

İş Güvenliği ve İnsan Kaynağı

- Soma ve Amasra facialarının ortaya koyduğu taşeronlaştırma sorunu ele alınarak, yeraltı kömür madenciliğinde temel güvenlik ekipmanı (gaz algılama, gaz maskesi, kaçış sistemleri) denetiminin bağımsız ve düzenli hale getirilmesi, denetim sonuçlarının kamuoyuyla şeffaf paylaşılması.
- Özel sektör rödovans sözleşmelerine, üretim hedeflerinin yanı sıra bağlayıcı iş güvenliği yatırım taahhütlerinin ve bunların denetimine ilişkin yaptırım mekanizmalarının eklenmesi.

- TTK'nın kronik sermaye yetersizliğinin giderilmesi; Zonguldak havzasındaki zorlu jeolojik koşullara uygun modern mekanizasyon yatırımlarının önceliklendirilmesi, böylece hem üretim artırılması hem iş güvenliğinin iyileştirilmesi.

Yerli Kaynakların Değerlendirilmesi

- Afşin-Elbistan C, D, E sektörleri ile Eskişehir-Alpu, Konya-Karapınar, Afyon-Dinar ve Tekirdağ-Malkara gibi "öncelikli yeni kömür sahaları"ndaki yıllardır süregelen ihale/ÇED belirsizliklerinin, tek elden yönetilen ve zaman çizelgesi bağlayıcı bir kamu programıyla sonuçlandırılması — Sakarya Gaz Sahası'nda görülen kararlı kamu yatırımı modelinin kömürde de uygulanması.
- Röдовans ihalelerinde geçmişte yaşanan sözleşme iptalleri ve rezerv belirsizliklerinden ders çıkarılarak, ihale öncesi bağımsız rezervuar/rezerv doğrulama çalışmalarının zorunlu hale getirilmesi, böylece yatırımcı-kamu ihtilaflarının önlenmesi.
- Zonguldak havzasındaki tahmini 50-750 milyar m³'lük kömür yatağı metanının (CBM) sistematik olarak değerlendirilmesi için ayrı bir arama-geliştirme programının başlatılması; bu, hem ilave bir doğalgaz benzeri kaynak yaratabilir hem de yeraltı madenciliğindeki metan patlaması riskini azaltabilir.

İthalat Bağımlılığının Yönetilmesi

- Kömür ithalatında Rusya'nın payının %58'e kadar yükselmiş olması, doğalgazdaki tek ülke yoğunlaşma riskinin bir benzerinin kömürde de oluştuğuna işaret etmektedir; Kolombiya, Güney Afrika, Avustralya ve ABD gibi alternatif tedarikçilerle olan ticari ilişkilerin fiyat rekabetçiliği korunarak yeniden güçlendirilmesi.
- İthal kömür santrali yatırımlarındaki durgunluğun (yeni proje neredeyse yok) korunması ve bunun yerine mevcut santrallerin verimlilik/emisyon iyileştirmesine odaklanılması, sektörün öngörülebilir biçimde daralmasına imkan tanıyabilir.

Çevre ve Halk Sağlığı

- Anayasa Mahkemesi kararlarına rağmen tamamlanmayan baca gazı arıtma (filtre) yatırımlarının, ek süre verilmeksizin bağlayıcı bir takvime bağlanması ve uymayan tesislerin lisanslarının askıya alınması.
- Soma, Afşin-Elbistan ve Zonguldak gibi kömür bölgelerinde bağımsız ve sürekli hava kalitesi izleme istasyonlarının artırılması, verilerin gerçek zamanlı ve kamuya açık paylaşılması.
- Kömür bölgelerinde solunum yolu hastalıkları başta olmak üzere halk sağlığı taramalarının düzenli hale getirilmesi ve sonuçların çevre yatırım kararlarına doğrudan girdi sağlaması.

Uzun Vadeli Planlama

- 2053 net sıfır hedefi ile mevcut 21.814 MW'lık kömür kapasitesinin uzun vadeli uyumunu gösteren, santral bazında kademeli azaltım/dönüşüm takvimi içeren resmi bir "kömürden çıkış" veya "kömürün dönüşümü" yol haritasının kamuoyuyla

paylaşılması — bu, hem yatırımcılara hem kömür bölgelerindeki işçilere planlama netliği sağlayacaktır.

- Kömür bölgelerinde (Soma, Zonguldak, Afşin-Elbistan gibi) istihdamın kömür dışı sektörlere (jeotermal, güneş, sanayi çeşitlendirmesi) kademeli geçişini destekleyecek "adil dönüşüm" fonlarının oluşturulması, böylece sektörel küçülme sosyal maliyeti en aza indirilebilir.

11. Sonuç

Türkiye'nin kömür endüstrisi, son 30 yılda üç paralel ve kısmen çelişen eğilimin kesişiminde şekillenmiştir: yerli linyit/taşkömürü kaynaklarını harekete geçirme çabaları, ithal kömüre artan bağımlılık ve sektörün neden olduğu insani/çevresel bedelin büyümesi. Yerli kaynaklar açısından, Afşin-Elbistan gibi dev rezervlerin dahi ancak kısmen değerlendirilebilmiş olması, sektörün kurumsal (TKİ/TTK'nın finansman ve kapasite sorunları) ve düzenleyici (ÇED süreçleri, ihale mekanizmaları) engellerle boğuştuğunu göstermektedir. İthalat tarafında, Rusya'ya doğru hızlı yoğunlaşma, enerji güvenliği açısından doğalgazdakine benzer bir kırılganlık yaratmaktadır. Son olarak, Soma ve Amasra faciaları ile Soma'daki hava kirliliği krizi, kömürün Türkiye'de hâlâ ağır bir insani ve çevresel maliyetle üretildiğini hatırlatmaktadır.

Sektörün önündeki temel sınav, iklim taahhütleri (2053 net sıfır hedefi) ile mevcut kömür kapasitesinin (21.814 MW) uzun vadeli uyumluluğudur: santral ömürlerinin 30 yıla yaklaştığı, yeni linyit rezervi aramalarının yetersiz kaldığı ve ithal kömürde tek ülke riskinin derinleştiği bir ortamda, kömürün Türkiye'nin enerji karışımındaki payının önümüzdeki 10-15 yılda nasıl yönetileceği, hem enerji güvenliği hem halk sağlığı açısından belirleyici olacaktır.

Kaynakça

- 2010 Türkiye Enerji Outlook raporu (proje kaynağı) — TKİ/TTK sahaları, rödovans süreçleri, termik santral sorunları
- Türkiye ve Dünya Enerji Outlook 2014 (proje kaynağı) — MİGEM üretim verileri, kamu kömür rezerv/üretim tabloları
- BNEF/WWF/ECF — "Türkiye'nin Değişen Elektrik Piyasaları", 18 Kasım 2014 (proje kaynağı) — kurum bazlı üretim payları, rödovans ihaleleri
- TTK — 2024 Yılı Taşkömürü Sektör Raporu, Mayıs 2025
- Medyascope, Euronews — "Türkiye 2024'te Avrupa'nın en çok kömür yakan ülkesi olma yolunda"
- Coal Action Network — "Türkiye'nin Kömür Kullanımına Devam Etmesi", Kasım 2024
- Bağımsız Maden İşçileri Sendikası — "İthal Kömürle İşçileri Kandıramazsınız"
- KÖMÜRDER — "Türkiye'de Kömür İthalatının Sınırlandırılarak Yerli Kömür..." raporu
- TMMOB — "Soma Maden Faciası Raporu", Eylül 2014
- Vikipedi — "Soma Faciası"
- bianet — "Amasra'da Termik Santral İnadına Karşı Verilen Mücadele", Aralık 2022
- Afet Komisyonu — "Bartın, Amasra; Yüreğimiz Kömür Karası"

- İmece Gazetesi — "Soma'da Termik Santral Kirliliği: Sağlık Alarmı" (Temiz Hava Hakkı Platformu verileri)
- Mersin Haber — "Manisa Soma'da Termik Santral Yeniden Faaliyete Geçti, Hava Kirliliği Artıyor"
- iklimenerji.org (Ekosfer Derneği/FES) — "Türkiye'de Kömür Üretimi", taşkömürü üretim-ithalat tablosu (Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, ETKB Enerji Denge Tabloları)
- Ember — "Türkiye Elektrik Görünümü 2023/2024/2026" raporları — kömürün elektrik üretimindeki payı
- Euronews — "Türkiye, kömürden elektrik üretiminde Avrupa'da ilk sıraya yükseldi", Mayıs 2024
- Turkishtime Dergi — "Türkiye Ekonomisinde Kömürün Yeri"
- VTC Enerji — "Rakamlarla 2023 Yılında Türkiye ve Dünyada Elektrik Kullanımı"
- Ciftcipartners — "Ember Türkiye Elektrik Görünümü: Rüzgar, Güneş ve Kömürün Yeni Dengesi" (2026)
- bilim ve aydınlanma akademisi — "Türkiye'nin Kaynakları I: Kömür"

Not: Bu rapor, proje kapsamındaki belgeler ile kamuya açık haber ve sektör kaynaklarının bir sentezidir. Kömür üretim/ithalat rakamları kaynaklar arasında (tanım, dönem, ön veri/kesin veri farkı nedeniyle) küçük farklılıklar gösterebilir; can kayıpları ve olaylara ilişkin bilgiler resmi/gazetecilik kaynaklarından derlenmiştir.

BÖLÜM 7

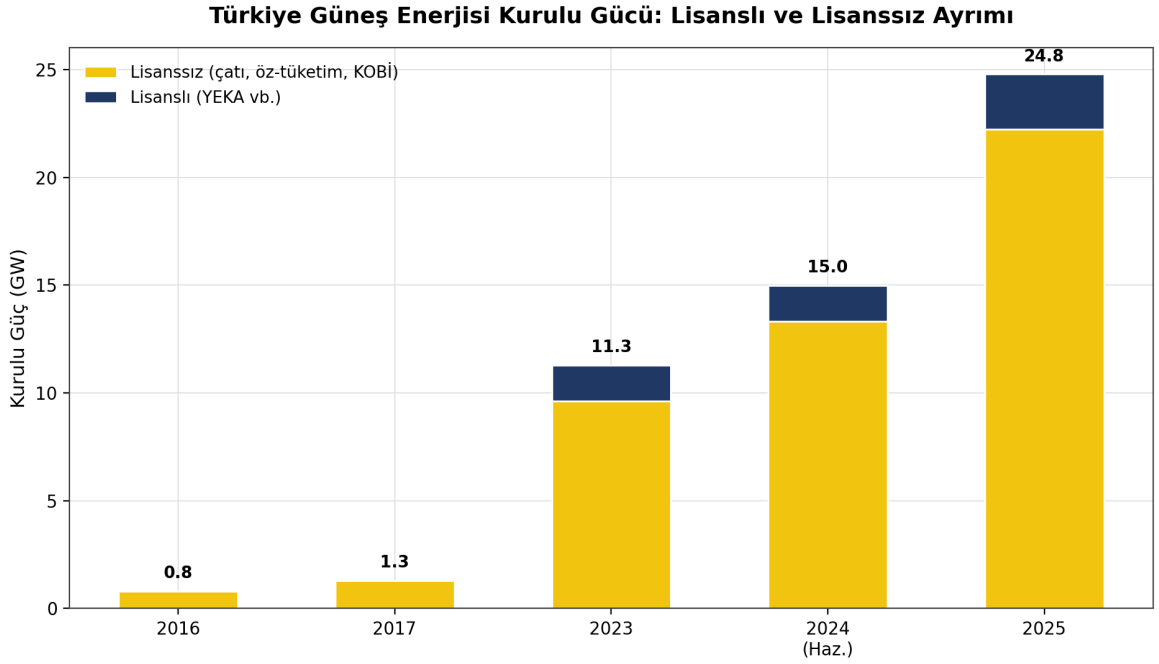
Türkiye'de Yenilenebilir Enerji

*Güneş, Rüzgar, Biyogaz, Biyodizel: Gelişim, Potansiyel, Mevzuat Etkisi ve
Tavsiye Planı*

TÜRKİYE'DE YENİLENEBİLİR ENERJİ

Güneş · Rüzgar · Biyogaz · Biyodizel

Son 30 Yılın Gelişimi, Potansiyel, Mevzuat Etkisi, Sorunlar ve Detaylı Tavsiye Planı



Ağustos 2026

Kaynaklar: ETKB, EPDK, TEİAŞ, YEGM, MMO, AA Enerji Terminali, proje belgeleri

İçindekiler

1. Giriş
2. Güneş Enerjisi
 - 2.1 Potansiyel
 - 2.2 30 Yıllık Gelişim ve Mevzuatın Etkisi
 - 2.3 Sorunlar
3. Rüzgar Enerjisi
 - 3.1 Potansiyel
 - 3.2 Gelişim ve Mevzuatın Etkisi
 - 3.3 Sorunlar
4. Biyokütle ve Biyogaz
 - 4.1 Potansiyel
 - 4.2 Gelişim ve Mevzuatın Etkisi
 - 4.3 Sorunlar
5. Biyodizel ve Biyoetanol
 - 5.1 Mevzuat Tarihçesi
 - 5.2 Gelişim ve Sorunlar
6. Mevzuatın Karşılaştırmalı Etki Tablosu
7. Genel Değerlendirme
8. Detaylı Tavsiye Planı
9. Sonuç
- Kaynakça

1. Giriş

Türkiye'nin yenilenebilir enerji serüveni, dört farklı kaynağın dört farklı hızda geliştiği, çok katmanlı bir hikâyedir. Güneş ve rüzgar, 2016 sonrası mevzuat değişiklikleriyle patlayıcı bir büyüme yaşarken; biyokütle/biyogaz çok daha yavaş ama istikrarlı bir çizgi izlemiş; biyodizel ve biyoetanol ise büyük ölçüde bir kamu politikası önceliği haline gelememiş, kronik hammadde ve piyasa sorunlarıyla boğuşan bir alan olarak kalmıştır.

Bu rapor, dört kaynağı ayrı ayrı ele alarak her biri için potansiyel, 30 yıllık gelişim, mevzuatın etkisi ve güncel sorunları incelemekte; ardından mevzuatın karşılaştırmalı etkisini bir tabloda özetlemekte ve raporu sektörün gelişmesi için detaylı, uygulanabilir bir tavsiye planıyla tamamlamaktadır. Analiz, proje kapsamındaki resmi belgeler (Enerji Görünümü 2017/MMO, 10. Kalkınma Planı Eylem Planı) ile ETKB, EPDK, TEİAŞ, YEGM ve güncel sektör kaynaklarının sentezine dayanmaktadır.

2. Güneş Enerjisi

2.1 Potansiyel

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın güneş enerjisi potansiyeline yönelik yaptırdığı detaylı saha araştırması (Şenol Tunç çalışması), Türkiye genelinde 35.329 ayrı sahada toplam 11.351 km²'lik (11,35 milyar m²) bir alanın güneş enerjisi santrali kurulumuna uygun olduğunu tespit etmiştir. 1 MW kurulu güç için ortalama 20 dönümlük alan gerektiği kabul edildiğinde, bu saha büyüklüğü teorik olarak çok yüksek bir kurulu güç potansiyeline karşılık gelmektedir; MMO'nun 2017 tarihli değerlendirmesinde bu potansiyelin elektrik üretimi karşılığının yıllık 400 milyar kWh'e ulaşabileceği belirtilmiştir — bu, Türkiye'nin bugünkü (2024) toplam elektrik tüketiminin (347,9 TWh) üzerinde bir rakamdır.

Bu denli büyük bir potansiyelin varlığı, güneşin neden 2016 sonrasında Türkiye'nin en hızlı büyüyen enerji kaynağı hâline geldiğini açıklamaktadır: fiziksel kaynak sınırı, diğer kaynaklara kıyasla çok daha geride kalmaktadır.

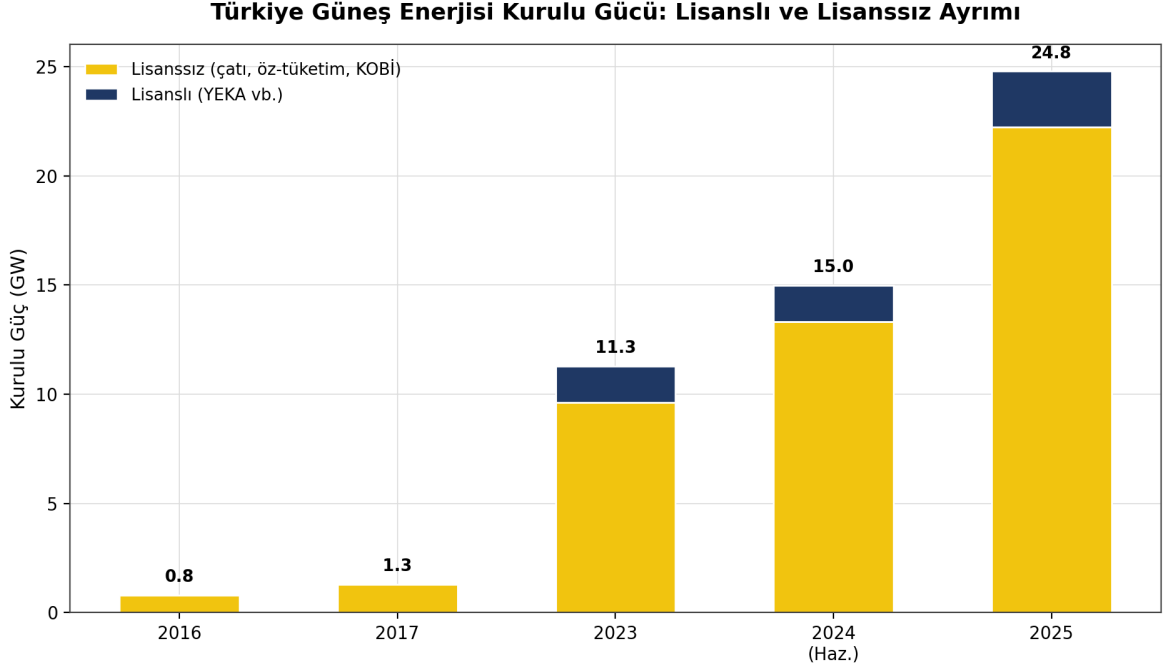
2.2 30 Yıllık Gelişim ve Mevzuatın Etkisi

1990'lardan 2010'ların ortasına kadar güneş enerjisi Türkiye'nin elektrik üretiminde neredeyse hiç yer tutmamıştır (2014'te güneş kurulu gücü yalnızca 20,3 MW). Dönüşüm, 2010 sonrasında art arda gelen üç mevzuat dalgasıyla gerçekleşmiştir:

- 5346/6094 sayılı YEK Kanunu değişiklikleri (2011): Güneşe YEKDEM kapsamında dolar bazlı alım garantisi (13,3 dolarcent/kWh düzeyinde) tanınmış; bu, lisanssız üretim tesislerinin (800 MW'ı aşan ölçekte) hızla artmasını tetiklemiştir.
- YEKA Yönetmeliği (2016) ve Karapınar İhalesi (Mart 2017): Konya-Karapınar'da 1.000 MW'lık güneş santrali ve 500 MW'lık ekipman üretim fabrikası kurulmasını öngören ihale, Kalyon-Hanwha (Güney Kore) ortaklığı tarafından 6,99 dolarcent/kWh

teklifle kazanılmıştır. Bu, büyük ölçekli, tek yarışmayla GW ölçeğinde kapasite tahsisi modelinin ilk uygulamasıdır.

- Çatı GES Kararnamesi (CK 1044, 2019) ve Lisanssız Üretim reformları (2022): Mahsuplaşma sisteminin kolaylaştırılması ve lisanssız üretim tesisi gücünün sözleşme gücünün 2 katına çıkarılması, hanehalkı ve KOBİ ölçeğinde güneş yatırımlarını patlatmıştır.



Grafik: Türkiye Güneş Enerjisi Kurulu Gücü — Lisanslı ve Lisanssız Ayrımı (2016–2025). Kaynak: TEİAŞ, EPDK, YEKDEM listeleri, yesilhaber.net.

Grafik, dönüşümün asıl motorunun lisanslı (YEKA gibi büyük ölçekli) projeler değil, lisanssız (çatı/öz-tüketim/KOBİ) yatırımlar olduğunu açıkça göstermektedir. 2025 sonunda toplam 24,79 GW güneş kurulu gücünün 22,25 GW'ı (%89,8'i) lisanssız projelerden oluşmaktadır; 2025'te devreye giren 4.688 MW'lık yeni kapasitenin de 4.168 MW'ı (%88,9'u) yine lisanssız kategoridendir. Bu, YEKA modelinin sembolik/gösterge değeri yüksek olsa da, fiili büyümenin küçük ölçekli, dağıtık üretim modelinden geldiğini ortaya koymaktadır.

2.3 Sorunlar

- Düzenleyici istikrarsızlık: MMO'nun 2017 tespitine göre, 2016'da aniden açıklanan kararlarla lisanssız tesis kurulum maliyeti artırılmış, ardından TEİAŞ'ın şebekeye bağlanma kapasitesine getirdiği kısıtlar yeni projeleri neredeyse imkânsız hale getirmiştir — bu öngörülemezlik, yatırımcı güvenini dönemsel olarak sarsmıştır.
- YEKA modelinin yerli sanayi üzerindeki olumsuz etkisi: Sektör temsilcilerine göre Karapınar ihalesinin tek bir büyük gruba (Kalyon-Hanwha) verilmesi, gelecekteki ihalelerde bu gruba imtiyaz sağlayabilir; güneş hücresi üretiminde yerli Ar-Ge'ye katkısı sınırlı kalabilir ve o tarihte faaliyette olan ~17 panel imalat fabrikasını ve birçok küçük uygulamacı şirketi iş yapamaz duruma getirebilir şeklinde değerlendirilmiştir.

- Şebeke bağlantı kapasitesi darboğazı: Lisanssız güneşteki hızlı büyüme, dağıtım şebekelerinin (EDAŞ) bağlantı kapasitesini zorlamakta; bölgesel olarak bağlantı taleplerinin reddedilmesi veya uzun kuyruklar oluşması güncel bir sorun olarak sürmektedir.
- Depolama eksikliği: Güneş üretiminin gün içi dalgalı yapısı, şebeke ölçekli enerji depolama (batarya, pompaj) altyapısının yetersizliği nedeniyle tam olarak değerlendirilememekte; öğle saatlerinde arz fazlası, akşam saatlerinde ise açık oluşabilmektedir.

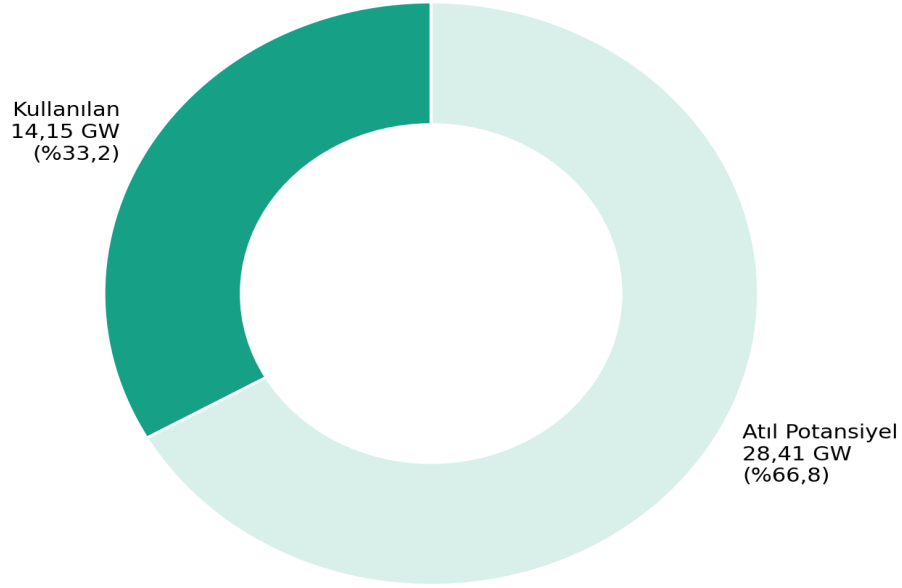
3. Rüzgar Enerjisi

3.1 Potansiyel

Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası'na (REPA) göre Türkiye'nin rüzgardan elektrik üretimi teknik potansiyeli, yılda 3.000 saat kapasite faktörü varsayımıyla 42.563 MW kurulu güce ve buna karşılık gelen 128 milyar kWh'lik yıllık üretime ulaşmaktadır. Bu, MMO'nun 2017 değerlendirmesinde "değerlendirmeyi bekleyen yerli yenilenebilir enerji potansiyeli" başlığı altında sıralanan beş kaynaktan biri olarak (hidroelektrik 49 milyar kWh, jeotermal 9 milyar kWh, biyogaz 35 milyar kWh, yerli linyit 106 milyar kWh ile birlikte, toplam 727 milyar kWh'lik bir potansiyelin) en büyük tekil kalemini oluşturmaktadır.

3.2 Gelişim ve Mevzuatın Etkisi

Rüzgar enerjisi kurulu gücü, önceki raporlarda (Mevzuat Etki Analizi) detaylandırıldığı üzere, 2003'te 18,9 MW'dan 2025'te 14,15 GW'a ulaşarak yaklaşık 750 kat büyümüştür. Bu büyümenin yasal çerçevesi güneşle büyük ölçüde ortaktır (5346/6094 YEK Kanunu, YEKA Yönetmeliği), ancak rüzgarın kendine özgü bir gelişim eğrisi vardır: güneşin aksine rüzgar, 2010'lu yılların başından itibaren zaten hızlı büyümekteydi ve YEKA modeli rüzgarda da (YEKA RES yarışmaları) düzenli olarak tekrarlanan bir mekanizmaya dönüşmüştür.

**Rüzgar Enerjisinde Kullanım Oranı
(REPA Teknik Potansiyel: 42.563 MW)**

Grafik: Rüzgar Enerjisinde Kullanım Oranı (REPA Teknik Potansiyel: 42.563 MW). Kaynak: YEGM/REPA, TEİAŞ (2025).

2025 itibarıyla kurulu gücün (14,15 GW) REPA'nın belirlediği teknik potansiyele (42,56 GW) oranı yalnızca %33,2'dir — yani rüzgarda da üçte ikiden fazla bir kapasite hâlâ atıl durmaktadır. Enerji Bakanlığı'nın açıkladığı 2035 hedefi, güneş ve rüzgarın toplam kurulu gücünü 120.000 MW'a çıkarmayı öngörmekte; YEKA modeliyle 2016'dan bu yana toplam 6.020 MW'lık (3.170 MW güneş + 2.850 MW rüzgar) ilave kapasite için tahsis yapılmış durumdadır. Eylül 2025'te açıklanan yeni YEKA GES ve YEKA RES 2025 başvuru takvimleri, bu mekanizmanın hâlâ aktif biçimde kullanılmaya devam ettiğini göstermektedir.

3.3 Sorunlar

- Potansiyelin üçte ikisi hâlâ atıl: REPA'nın belirlediği 42,56 GW'lık teknik potansiyelin ancak üçte biri kullanılmaktadır; bu boşluğun büyük kısmı, rüzgar ölçüm ve saha etüdü kalitesinin bölgesel olarak eşit dağılmamasından, ayrıca bağlantı kapasitesi kısıtlarından kaynaklanmaktadır.
- Deniz üstü (offshore) rüzgarın gecikmesi: Türkiye'nin kıyı şeridi uzunluğuna rağmen deniz üstü rüzgar enerjisi yatırımları, kara rüzgarına kıyasla çok geride kalmıştır; küresel ölçekte deniz üstü rüzgarın toplam kapasitedeki payı hızla artarken, Türkiye'de bu alanda henüz somut bir işletme örneği bulunmamaktadır.
- Şebeke esnekliği ve "baz güç" tartışması: Rüzgar ve güneşin değişken (aralıklı) üretim yapısı, geleneksel "baz güç" yaklaşımıyla çelişmekte; sistemin bu değişkenliği yönetebilmesi için pompalı depolama (PHES), batarya depolama sistemleri (BESS) ve

şebeke oluşturuıcı invertör (grid-forming inverter) gibi esneklik teknolojilerine olan ihtiyaç, henüz yeterli ölçekte karşılanamamaktadır.

- Talep artışının önüne geçememe: Daha önceki raporlarda da tespit edildiği gibi, son 5 yılda elektrik talebindeki artış (42 TWh) ile rüzgar+güneşteki üretim artışı (31 TWh) arasındaki fark, hâlâ ithal kömür ve doğalgazla kapatılmaktadır.

4. Biyokütle ve Biyogaz

4.1 Potansiyel

Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü'nün (YEGM) Biyokütle Enerji Potansiyel Atlası'na (BEPA) göre Türkiye'nin toplam biyokütle enerji değeri yılda 20,3 milyon TEP'e ulaşmaktadır. Bu potansiyelin kaynak bazında dağılımı şöyledir:

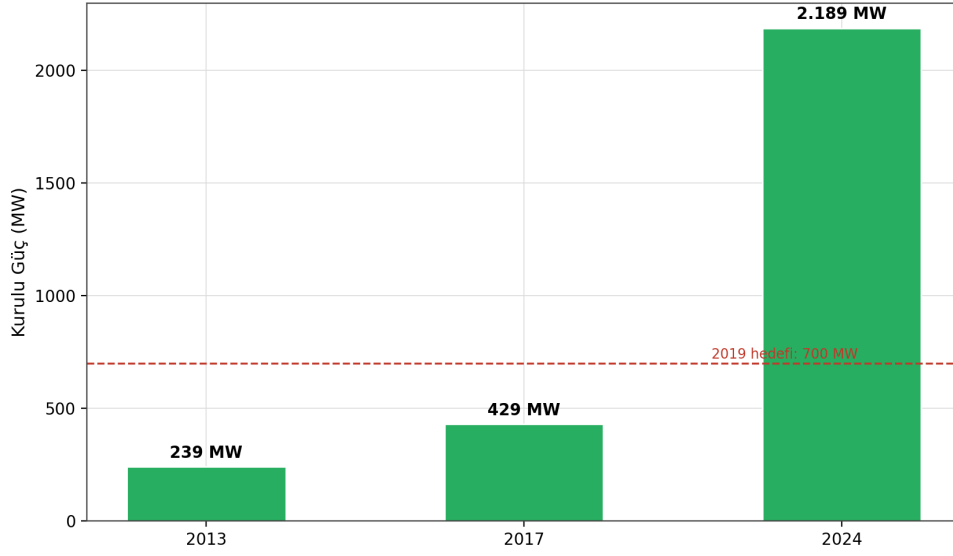
Kaynak	Enerji Değeri (TEP/yıl)
Bitkisel Atıklar	15.941.321
Kentsel Organik Atıklar	2.186.228
Hayvansal Atıklar	1.323.715
Orman Atıkları	855.805
TOPLAM	20.307.069

Kaynak: YEGM-BEPA, Türkiye Genel Bilgi (proje kaynağı, MMO Enerji Görünümü 2017).

Bu potansiyelin elektrik üretimi için kullanılabileceği varsayılan yıllık üretim kapasitesi 35.000 GWh (35 milyar kWh), buna karşılık gelen kurulabilecek santral kapasitesi ise ~12.000 MW olarak hesaplanmaktadır. Çorak, tarıma uygun olmayan geniş arazilerde enerji bitkileri yetiştirilmesiyle bu potansiyelin daha da büyütülebileceği MMO tarafından ayrıca vurgulanmıştır.

4.2 Gelişim ve Mevzuatın Etkisi

Biyokütleden elektrik üretimi, ETKB'nin 2015-2019 Stratejik Planı'nda somut, sayısal hedeflerle ele alınan tek biyoenerji dalıdır: 2013'te 239 MW olan kurulu kapasitenin 2015'te 380 MW'a, 2017'de 540 MW'a, 2019'da ise 700 MW'a çıkarılması hedeflenmiştir.

Türkiye Biyokütle/Biyogaz Elektrik Kurulu Gücünün Gelişimi (2013-2024)

Grafik: Türkiye Biyokütle/Biyogaz Elektrik Kurulu Gücünün Gelişimi (2013-2024). Kaynak: ETKB Stratejik Planı, MMO Enerji Görünümü 2017, YEKDEM 2024 listesi.

2017 itibarıyla gerçekleşen kurulu güç 428,61 MW'a ulaşmış olup (YEKDEM kapsamında 203,72 MW + YEKDEM harici 224,89 MW), bu MMO tarafından "2017 hedefi olan 540 MW'a ve 2019 hedefi olan 700 MW'a ulaşılması zor görülmektedir" şeklinde değerlendirilmiştir. Ancak sonraki yıllarda beklenmedik bir sıçrama yaşanmış; 2024 YEKDEM listesine göre yalnızca biyogaz santrallerinin (biyokütlenin bir alt kategorisi) sayısı 273'e, toplam kurulu gücü ise 2.189 MW'a ulaşmıştır — bu, 2017'deki toplam biyokütle rakamının (428,6 MW) 5 katından fazladır. 2026 tarihli bir sektör değerlendirmesine göre atıktan enerji sektörünün (çöp gazı+biyogaz+biyokütle) toplam kurulu gücü bugün 2,3-2,5 GW bandındadır.

Bu sıçramanın arkasında, belediyelerin atık yönetimi yükümlülükleri ile enerji üretimini birleştiren entegre katı atık tesisi modelinin (İTC Katı Atık Enerji Üretim A.Ş.'nin Ankara Mamak'taki günlük 1.500 ton kapasiteli tesisi gibi örnekler) yaygınlaşması yer almaktadır — yani büyümenin itici gücü, saf enerji politikasından çok, atık yönetimi zorunluluklarıyla enerjinin hibrit bir iş modelinde birleşmesidir.

4.3 Sorunlar

- Uluslararası karşılaştırmada geri kalmışlık: MMO'nun 2017 tespitine göre Almanya'da 10.000'in, Danimarka'da 7.000'in üzerinde biyokütle enerji santrali varken, Türkiye'de bu sayı yalnızca 78'dir (çoğunluğu kentsel atık/çöp gazı santrali) — 2024'teki 273 biyogaz santraline rağmen, oransal olarak hâlâ büyük bir açık söz konusudur.
- Hedef-gerçekleşme uyumsuzluğu: 2013-2017 arasında resmi hedeflerin belirgin biçimde altında kalınmış, ancak 2017 sonrasında hedeflerin neden aşıldığına dair güncel bir resmi stratejik plan güncellemesi kamuoyuyla paylaşılmamıştır — bu, sektörün hâlâ öngörülebilir bir planlama çerçevesinden yoksun, kendiliğinden (ad hoc) geliştiğine işaret etmektedir.

- Lisanssız modelin biyokütlede sınırlı kalması: Güneşin aksine, biyokütle tesislerinin yakıt tedariki, lojistik, emisyon kontrolü ve sürekli işletme gereksinimleri nedeniyle operasyonel risk profili yüksektir; bu nedenle lisanssız büyüme modeli biyokütlede güneşteki gibi bir patlama yaratmamış, niş ve sınırlı bir alanda kalmıştır.
- Enerji bitkisi potansiyelinin değerlendirilmemesi: Çorak arazilerde enerji bitkisi yetiştiriciliği yoluyla potansiyelin büyütülmesi önerisi, 2017'den bu yana somut bir politikaya dönüşmüş görünmemektedir.

5. Biyodizel ve Biyoetanol

5.1 Mevzuat Tarihçesi

Sıvı biyoyakıtlar (biyodizel, biyoetanol), Türkiye'nin yenilenebilir enerji mevzuatında diğer üç kaynağa (güneş, rüzgar, biyokütle) kıyasla çok daha dar ve istikrarsız bir yasal çerçeveye sahiptir. Dikkat çekici biçimde, ETKB'nin 2015-2019 Stratejik Planı'nda biyokütleden elektrik üretimi için sayısal hedefler yer alırken, sıvı biyoyakıtlar bu stratejik planda hiç yer almamıştır — bu, sektörün kamu politikası önceliğinde görece olarak geride kaldığının açık bir göstergesidir.

Yıl	Düzenleme	İçerik
2006-2007	Bakanlar Kurulu Kararı (8 Aralık 2006, yürürlük 5 Haziran 2007)	Yerli hammadde üretilen oto biyodizelin %2 oranında harmanlanmasına ÖTV muafiyeti
2013	Bakanlar Kurulu Kararı (1 Ocak 2013)	Benzine %2 oranında biyoetanol harmanlama zorunluluğu getirildi
2014	Düzenleme güncellemesi	Biyoetanol harmanlama oranı %3'e çıkarıldı
2018	EPDK Tebliği (1 Ocak 2018)	Motorine binde 5 (%0,5) oranında biyodizel harmanlama zorunluluğu başladı
2023	EPDK Kurul Kararı (12 Ekim 2023, No. 12129)	Harmanlama yükümlülerinin fiyat metodolojisi belirlendi; biyoetanol oranı arz sıkıntıları nedeniyle %2'ye düşürüldü
2025	EPDK taslak düzenleme (görüşe açık)	Benzinde zorunlu harmanlama oranının %1'e düşürülmesi öngörülüyor (henüz karara bağlanmadı)

Kaynak: 5015 sayılı Petrol Piyasası Kanunu kapsamındaki EPDK düzenlemeleri, Rekabet Kurumu kararları, PETDER/Biyoenenerji Derneği açıklamaları.

5.2 Gelişim ve Sorunlar

Biyometanol tarafında, 2013'te başlayan %2'lik harmanlama zorunluluğu dönemin yıllık 5,8 milyar litrelik benzin tüketimine göre hesaplandığında, mevcut yerli biyometanol üretiminin tüketicinin ancak %2,8'ine karşılık geldiği belirtilmiştir; üreticiler bu oranın %5'e çıkarılmasını talep etmiş, ancak tam tersi bir eğilimle oran zamanla %2'ye kadar geriletilmiş, 2025'te ise %1'e düşürülmesi gündeme gelmiştir. Bu, sektörün büyümek yerine küçülme baskısı altında olduğunu göstermektedir.

Biyodizel tarafında ise temel sorun hammadde tedarikidir: Türkiye'de hayvansal yağdan biyodizel üretimi yapan hiçbir teşebbüs bulunmamakta, üretim neredeyse tamamen yerli tarım ürünleri (kolza, ayçiçeği gibi bitkisel yağ kaynakları) ve bitkisel atık yağlara dayanmaktadır. Bu darboğaz, dağıtım şirketlerinin motorine binde 5 oranında biyodizel harmanlama zorunluluğunu yerine getirmesini de dönem dönem güçleştirmiştir.

Piyasa işleyişinde de yapısal bir çelişki mevcuttur: harmanlama yükümlülüğü bulunan akaryakıt dağıtım şirketleri biyometanol/biyodizel almak zorundayken, üreticilerin bu şirketlere satış yapma zorunluluğu bulunmamaktadır. PETDER'in (Petrol Sanayi ve Emobilité Derneği) 2025 tarihli açıklamasına göre bu asimetri, üreticilerin fiyatlama gücünü artırırken dağıtıcıları maliyet ve tedarik baskısı altında bırakmakta; EPDK'nın 2023'te getirdiği fiyat metodolojisi (belirli parametrelerin üzerinde alım yapılmamasını esas alan) bu gerilimi kısmen çözmeye çalışsa da tartışmalar sürmektedir.

Sektörün geleceğine ilişkin olumlu bir gelişme, büyük ölçekli oyuncuların ilgisidir: TÜPRAŞ, Avrupa Komisyonu'nun Ufuk Avrupa Programı kapsamındaki SUNFUSION projesinde, sürdürülebilir havacılık yakıtı (SAF) ve denizcilik yakıtı üretimine uygun ıslak biyokütle kaynaklarını değerlendirerek biyoyakıt geliştirmeyi hedeflemektedir — bu, biyoyakıt sektörünün geleneksel kara taşımacılığı harmanlama modelinin ötesine, havacılık ve denizcilik gibi yeni pazarlara açılma potansiyeline işaret etmektedir.

6. Mevzuatın Karşılaştırmalı Etki Tablosu

Dört kaynağın mevzuat deneyimini yan yana koyduğumuzda, düzenleyici çerçevenin etkisinde çarpıcı bir farklılaşma görülmektedir:

Kaynak	Anahtar Mevzuat	Büyüme Hızı	Mevzuatın Net Etkisi
Güneş	YEKDEM (2011), YEKA Yön. (2016), Çatı GES Kararnamesi (2019), Lisanssız reform (2022)	20 MW (2014) → 24.789 MW (2025) — ~1.240 kat	Güçlü Pozitif (özellikle lisanssız reformları)
Rüzgar	YEKDEM (2011), YEKA RES yarışmaları	19 MW (2003) → 14.150 MW (2025) — ~745 kat	Güçlü Pozitif, ama potansiyelin ancak %33'ü

Kaynak	Anahtar Mevzuat	Büyüme Hızı	Mevzuatın Net Etkisi
Biyokütle/Biyogaz	ETKB Stratejik Planı hedefleri (2015-2019), YEKDEM	239 MW (2013) → 2.189 MW (2024) — ~9 kat	Orta Pozitif, hedeflerin altında/üstünde dalgalı
Biyodizel/Biyoetanol	BKK 2007/2013, EPDK Tebliği 2018/2023	Harmanlama oranı %2'den %1'e düşme eğiliminde	Zayıf/Negatif — stratejik planda yer almadı

Not: Büyüme hızı rakamları farklı başlangıç yıllarına sahip olduğundan, kaynaklar arası doğrudan karşılaştırma temkinli yapılmalıdır.

Bu tablodan çıkan temel ders şudur: güneş ve rüzgarın ortak paydası, alım garantisi (YEKDEM) ile büyük ölçekli yatırım modelinin (YEKA) bir arada sunulmuş olmasıdır. Biyokütle bu ikiliden yalnızca YEKDEM'e sahipken, biyodizel/biyoetanol ise ne büyük ölçekli bir yatırım modeline ne de istikrarlı bir talep garantisine (harmanlama oranı istikrarlı artmak yerine geriletiliyor) sahiptir — bu, mevzuatın tutarlılığının büyüme üzerindeki belirleyici etkisini açıkça göstermektedir.

7. Genel Değerlendirme

Dört kaynağın 30 yıllık serüveni, aynı "yenilenebilir enerji" şemsiyesi altında toplanmalarına rağmen, aslında dört ayrı gelişim öyküsü sunmaktadır:

- Güneş: En geç başlayan ama en hızlı büyüyen kaynak. Büyümenin ana motoru lisanssız/dağıtık üretim; büyük ölçekli YEKA projeleri sembolik önemde ama hacimsel olarak ikincil kalmıştır.
- Rüzgar: En erken ve en istikrarlı büyüyen kaynak; ancak teknik potansiyelin (42,6 GW) hâlâ ancak üçte biri kullanılmakta, deniz üstü rüzgar potansiyeli neredeyse hiç değerlendirilmemektedir.
- Biyokütle/Biyogaz: Resmi hedeflerin altında kalan yavaş bir başlangıcın ardından, atık yönetimi zorunluluklarıyla birleşen bir iş modeliyle son yıllarda beklenmedik bir ivme kazanmıştır; ancak uluslararası karşılaştırmada (Almanya, Danimarka) hâlâ çok gerideyiz.
- Biyodizel/Biyoetanol: Dört kaynak arasında en zayıf performansı gösteren, kamu politikası önceliğinde en geride kalan alan; harmanlama oranları büyümek yerine küçülme eğiliminde, hammadde ve piyasa yapısı sorunları kronikleşmiştir.

Ortak bulgu, her dört kaynakta da mevcut büyümenin, Türkiye'nin toplam enerji talebindeki büyümeyi telafi etmekten uzak kaldığıdır — bu, önceki raporlarda ele alınan dışa bağımlılık tablosunun kalıcılığını doğrulamaktadır.

8. Detaylı Tavsiye Planı

Bu bölüm, yukarıdaki analizden çıkan bulguları, kaynak bazında ve zaman ufku bazında (kısa/orta/uzun vade) somut eylemlere dönüştürmektedir.

8.1 Güneş Enerjisi İçin Öneriler

- [Kısa Vade – 0-2 yıl] Şebeke bağlantı kapasitesi darboğazının giderilmesi için EDAŞ'ların dağıtım trafo merkezi yatırım planlarının kamuya açık, bölge bazlı bir "bağlantı kapasitesi haritası" ile şeffaflaştırılması.
- [Kısa Vade – 0-2 yıl] Öz tüketim modeli ile daha önce yapılan sözleşmelerde belirtilen fazla üretimlerin adil bir şekilde ödemesi yapılarak lisanssız üretimin teşviki ve dışa bağımlılığın azaltılması
- [Kısa Vade] Lisanssız güneş yatırımcıları için düzenleyici öngörülebilirliğin artırılması: yeni maliyet/kısıt değişikliklerinin en az 12 ay önceden ilan edilmesini zorunlu kılan bir "düzenleyici istikrar" ilkesinin benimsenmesi.
- [Orta Vade] tüm sulama kanallarının üstünün panellerle kapatılarak çoklu fayda modeli teşvik edilmeli
- [Orta Vade – 2-5 yıl] YEKA modelinin yerli panel/hücre imalatı sanayiine etkisinin bağımsız bir etki değerlendirmesiyle ölçülmesi; küçük ve orta ölçekli yerli üreticilerin YEKA tedarik zincirine dahil edilmesini teşvik eden bir yerlilik puanlama sisteminin geliştirilmesi.
- [Orta Vade] Şebeke ölçekli batarya depolama (BESS) yatırımlarının, güneş yoğun bölgelerde (Konya, Şanlıurfa gibi) öncelikli olarak teşvik edilmesi; böylece öğle saatlerindeki arz fazlasının akşam talep zirvesine kaydırılması.
- [Uzun Vade – 5+ yıl] Tarımsal arazilerle çakışmayan çorak/marjinal alanlarda agri-voltaik (tarım+güneş birleşik kullanım) uygulamalarının yaygınlaştırılması için pilot bölgeler belirlenmesi.

8.2 Rüzgar Enerjisi İçin Öneriler

- [Kısa Vade] REPA'nın (Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası) en son saha ölçümleriyle güncellenmesi ve atıl kalan 28,4 GW'lık potansiyelin bölgesel dağılımının kamuoyuyla şeffaf paylaşılması.
- [Orta Vade] Deniz üstü (offshore) rüzgar için ilk pilot YEKA ihalesinin planlanması; Karadeniz ve Ege kıyı şeridinde yapılacak ön fizibilite çalışmalarının önceliklendirilmesi.
- [Orta Vade] YEKA RES yarışmalarının yıllık, düzenli bir takvime bağlanması (2025'teki gibi ad-hoc ilanlar yerine), böylece tedarik zincirinin (kule, kanat, türbin imalatı) yatırım planlamasını kolaylaştırması.
- [Uzun Vade] Rüzgar ve güneşin tamamlayıcılığından (biri gündüz, diğeri genellikle gece/kış güçlü) yararlanacak hibrit YEKA sahalarının (aynı bağlantı noktasını paylaşan rüzgar+güneş+depolama kompleksleri) standart bir yatırım modeli haline getirilmesi.

8.3 Biyokütle ve Biyogaz İçin Öneriler

- [Kısa Vade] ETKB'nin 2015-2019 Stratejik Planı'ndaki biyokütle hedeflerinin, güncel gerçekleşme verileriyle (2.189 MW) uyumlu yeni bir 2026-2035 hedef seti ile güncellenmesi ve kamuoyuyla paylaşılması.

- [Kısa Vade] Belediyelerin atık yönetimi ile biyogaz üretimini birleştiren entegre model (İTC Mamak örneği), Büyükşehir Belediyeleri için asgari bir uygulama standardı haline getirilmesi; küçük ve orta ölçekli belediyeler için de ölçeklenebilir versiyonlarının geliştirilmesi.
- [Orta Vade] Tarımsal atık potansiyelinin (15,9 milyon TEP/yıl ile biyokütlenin en büyük bileşeni) değerlendirilmesi için, özellikle büyük tarımsal üretim bölgelerinde (Çukurova, Ege, Güneydoğu Anadolu) bölgesel biyogaz/biyokütle kümelenme modellerinin (OSB benzeri) pilot olarak uygulanması.
- [Orta Vade] Biyometan üretimi (biyogazın doğalgaz şebekesine enjekte edilebilir hale getirilmesi) için pilot projelerin desteklenmesi — küçük ölçekli yatırımlarla biyogaz tesislerinde "yeşil doğalgaz" (biyometan) üretimi teknik olarak mümkündür ve bu, doğalgaz ithalatını azaltıcı ek bir kanal sunabilir.
- [Uzun Vade] Enerji bitkisi yetiştiriciliğinin çorak/marjinal arazilerde pilot ölçekte denenmesi ve gıda güvenliğiyle çatışmayan bir modelin, tarım politikalarıyla eşgüdümlü olarak geliştirilmesi.

8.4 Biyodizel ve Biyoetanol İçin Öneriler

- [Kısa Vade] Sıvı biyoyakıtların, güncellenecek ulusal enerji stratejik planına (bir önceki planda tamamen dışlanmış olan) somut, sayısal hedeflerle dahil edilmesi.
- [Kısa Vade] Harmanlama yükümlülüğü ile üretici satış zorunluluğu arasındaki asimetrinin giderilmesi: EPDK'nın 2023 fiyat metodolojisi kararının, hem üreticiyi hem dağıtıcıyı dengeli koruyacak şekilde gözden geçirilmesi.
- [Orta Vade] Hayvansal yağ ve bitkisel atık yağ toplama altyapısının (kullanılmış kızartmalık yağ toplama ağları gibi) belediyeler ve gıda sektörüyle iş birliğiyle genişletilmesi, böylece hammadde darboğazının bir kısmının atık kaynaklardan karşılanması.
- [Orta Vade] Harmanlama oranının küçültülmesi yerine, arz güvencesi sağlanan bir hammadde tedarik programıyla birlikte kademeli olarak yeniden artırılmasının değerlendirilmesi — mevcut %1'e düşürme eğiliminin sektörün küçülmesini hızlandırma riski taşıdığı unutulmamalıdır.
- [Uzun Vade] TÜPRAŞ'ın SUNFUSION projesinde görüldüğü gibi, sürdürülebilir havacılık yakıtı (SAF) ve denizcilik yakıtı gibi yeni, büyüyen pazarlara yönelik biyoyakıt üretim kapasitesinin desteklenmesi — bu, kara taşımacılığı harmanlama piyasasındaki yapısal sorunlardan bağımsız, yeni bir büyüme kanalı sunabilir.

8.5 Kaynaklar Arası Ortak Öneriler

- [Kısa Vade] Dört kaynak için de geçerli olan ortak sorun — şebeke bağlantı kapasitesi ve öngörülemez mevzuat değişiklikleri — TEİAŞ, EPDK ve ETKB'yi bir araya getiren, düzenli aralıklarla toplanan bir "Yenilenebilir Enerji Koordinasyon Kurulu" ile ele alınabilir.
- [Orta Vade] Jeotermal raporunda önerilen "strateji belgesi eksikliği" tespiti güneş, rüzgar ve biyokütle için de büyük ölçüde geçerlidir; her kaynak için ayrı ama birbiriyle uyumlu, 10 yıllık dönemleri kapsayan bağlayıcı yol haritalarının hazırlanması.

- [Uzun Vade] Enerji depolama (batarya, pompaj, biyometan, hidrojen gibi) teknolojilerinin, tek tek kaynaklardan bağımsız, sistemi bütün olarak esnekletiren bir "depolama stratejisi" çatısı altında ele alınması — zira güneş ve rüzgarın büyümesi, depolama kapasitesi büyümedikçe belirli bir eşikten sonra şebeke istikrarını tehdit edebilir.

9. Sonuç

Türkiye'nin yenilenebilir enerji hikâyesi, tek bir başarı ya da başarısızlık anlatısına indirgenemez. Güneş ve rüzgar, doğru zamanlanmış ve doğru tasarlanmış mevzuatın (YEKDEM alım garantisi + YEKA büyük ölçekli model + lisanssız reformlar) ne denli hızlı bir dönüşüm yaratabileceğinin kanıtıdır; her iki kaynak da bugün dünya standartlarında rekabetçi bir büyüme hızına ulaşmıştır. Buna karşılık biyokütle, geç ama istikrarlı bir toparlanma sergilerken, biyodizel ve biyoetanol, mevzuatın tutarsız kaldığı ve stratejik önceliklendirmenin eksik olduğu bir alan olarak geride kalmıştır.

Sektörün önündeki temel görev, artık "potansiyeli harekete geçirmek" değil (bu, güneş ve rüzgarda büyük ölçüde başarılmıştır), "harekete geçirilen kapasiteyi sistemin geri kalanıyla (şebeke, depolama, yerli sanayi, biyoyakıt tedarik zinciri) uyumlu, sürdürülebilir bir bütüne dönüştürmek"tir. Bu raporda sunulan detaylı tavsiye planı, bu dönüşümün kısa, orta ve uzun vadeli somut adımlarını özetlemektedir; başarı, büyüme hızının korunmasından çok, bu büyümenin sistemik olarak sindirilebilmesine bağlı olacaktır.

Kaynakça

- Türkiye Enerji Görünümü 2017 (TMMOB MMO, proje kaynağı) — güneş/rüzgar/biyokütle potansiyeli, YEKA Karapınar değerlendirmesi
- 10. Kalkınma Planı — Yerli Kaynaklara Dayalı Enerji Üretim Programı Eylem Planı (proje kaynağı) — BEPA, REPA, GEPA güncelleme eylemleri
- YEGM — Biyokütle Enerji Potansiyel Atlası (BEPA), bepa.yegm.gov.tr
- AA Enerji Terminali — "YEKA modeli ile güneş ve rüzgarda 6 bin megavatt aşkın kapasite tahsis yapıldı" (Eylül 2025); "14. Türkiye Rüzgar Enerjisi Kongresi" haberi
- yesilhaber.net — "667 santral YEKDEM 2026: Lisanssız GES ve şebeke sınırı"; "2024 YEKDEM Listesi"
- adagazetesi.com.tr — "Türkiye'de Atıktan Enerji Sektörüne Yatırımcı İlgi Üzerine Güncel Değerlendirme (2026)"
- enerjiajansi.com.tr — "Türkiye'nin Kurulu Gücü Ne Kadar? (Ekim 2025)"
- enerjiekonomisi.com — "Türkiye'de kaç Biyogaz tesisi var?"
- Rekabet Kurumu — 2023-3-041 sayılı Karar (biyodizel harmanlama piyasası incelemesi)
- haberler.com/PETDER — "Biyoetanol Harmanlamalarına İlişkin Açıklama" (2025)
- Biyoenerji Derneği (BİYODER) — "Biyodizel-Biyoetanol" sayfası
- ZMO (Ziraat Mühendisleri Odası) — "Türkiye'de Biyodizel ve Biyoetanol Üretiminin Tarım Sektörü Üzerine Etkileri"
- petroturk.com — "Biyodizeldeki 'Ama'"

- adenymm.com.tr, lbfpartners.com — biyodizel/biyoetanol harmanlama mevzuatı ve idari para cezaları
- Milli Temiz Ekonomik Enerji (proje kaynağı) — baz güç/şebeke esnekliği tartışması

Not: Bu rapor, proje kapsamındaki belgeler ile kamuya açık mevzuat ve sektör kaynaklarının bir sentezidir. Potansiyel rakamları farklı kurum ve yıllara ait farklı metodolojilerle hesaplanmış olabileceğinden, doğrudan karşılaştırmalarda temkinli olunmalıdır. Tavsiye planı yazar değerlendirmesidir, resmi bir kurumun politika belgesini temsil etmez.

BÖLÜM 8

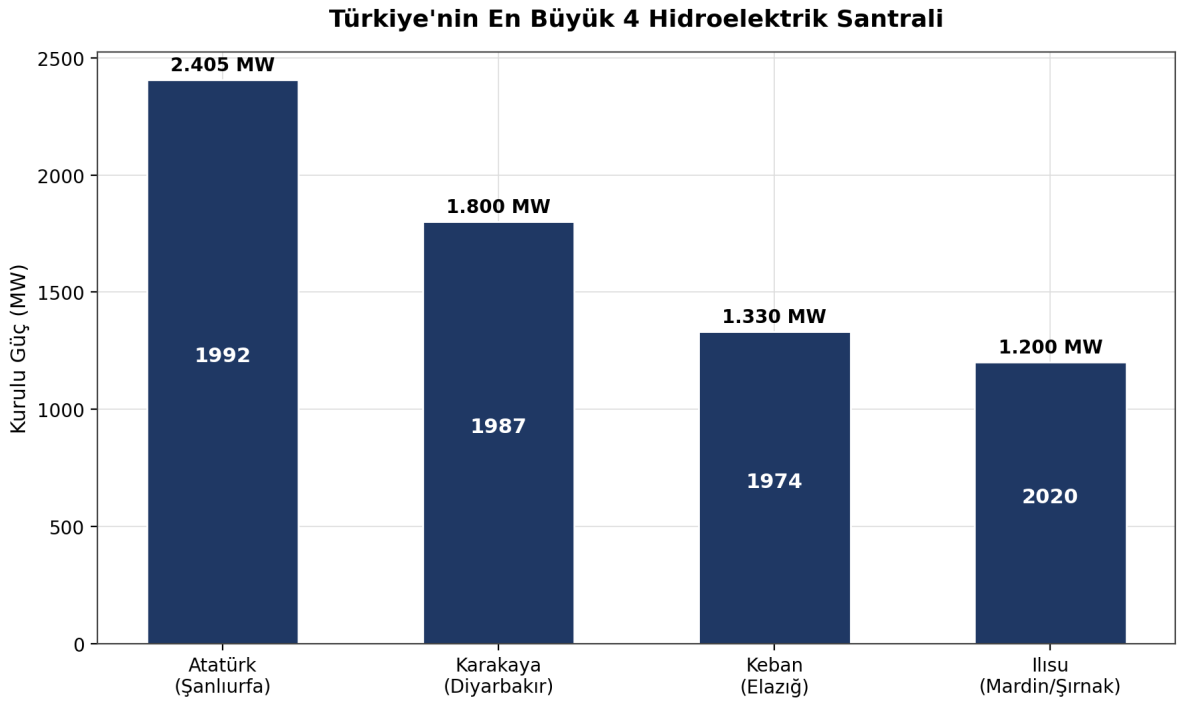
Türkiye'de Hidroelektrik Enerji

Barajlar, Kuraklık Riski ve 30 Yıllık Gelişim

TÜRKİYE'DE HİDROELEKTRİK ENERJİ

Barajlar, Kuraklık Riski ve 30 Yıllık Gelişim

Atatürk Barajı'ndan Ilısu'ya: Türkiye'nin En Büyük Yerli Enerji Kaynağının Detaylı Analizi



Ağustos 2026

Kaynaklar: Dİİ, TEİAŞ, EÜAŞ, Ember, MMO, AA Enerji Terminali, proje belgeleri

İçindekiler

1. Giriş
 2. Potansiyel: Teorik, Teknik ve Ekonomik
 3. GAP ve Büyük Barajlar: Fırat-Dicle Havzasının Dönüşümü
 4. Kurulu Gücün 30 Yıllık Gelişimi
 5. Barajlı ve Akarsu (Nehir Tipi) HES Ayrımı
 6. Kuraklık Riski ve İklim Değişikliğinin Etkisi
 7. Küçük HES'ler ve Çevresel Tartışma
 8. Özelleştirme, Rehabilitasyon ve Kamu İhale Sorunları
 9. Pompajlı Depolama (PHES) ve Geleceğin Şebeke Esnekliği
 10. Genel Değerlendirme
 11. Sonuç ve Öneriler
- Kaynakça

1. Giriş

Hidroelektrik, Türkiye'nin en eski, en büyük ve en tartışmalı yenilenebilir enerji kaynağıdır. 1974'te Keban Barajı'nın devreye girmesinden bu yana, hidroelektrik Türkiye'nin elektrik üretiminin belkemiğini oluşturmuş; bugün 32 GW'ı aşan kurulu gücüyle tüm kaynaklar arasında en büyük tekil paya sahiptir. Ancak bu büyüklük, aynı zamanda iklim değişikliğinin en doğrudan hissedildiği kaynak olması anlamına da gelmektedir: yağış rejimindeki değişkenlik, hidroelektriği yıldan yıla en fazla dalgalanan üretim kalemi haline getirmektedir.

Bu rapor, hidroelektriği altı boyutta ele almaktadır: teorik/teknik/ekonomik potansiyel, GAP ve büyük baraj projeleri, kurulu gücün 30 yıllık seyri, kuraklık riski, küçük HES'lerin yarattığı çevresel tartışma ve son olarak pompajlı depolamanın geleceği. Analiz, proje kapsamındaki resmi belgeler (Enerji Görünümü 2017/MMO, BNEF/WWF/ECF 2014 raporu, 10. Kalkınma Planı Eylem Planı) ile DSİ, TEİAŞ, Ember ve güncel sektör kaynaklarının sentezine dayanmaktadır.

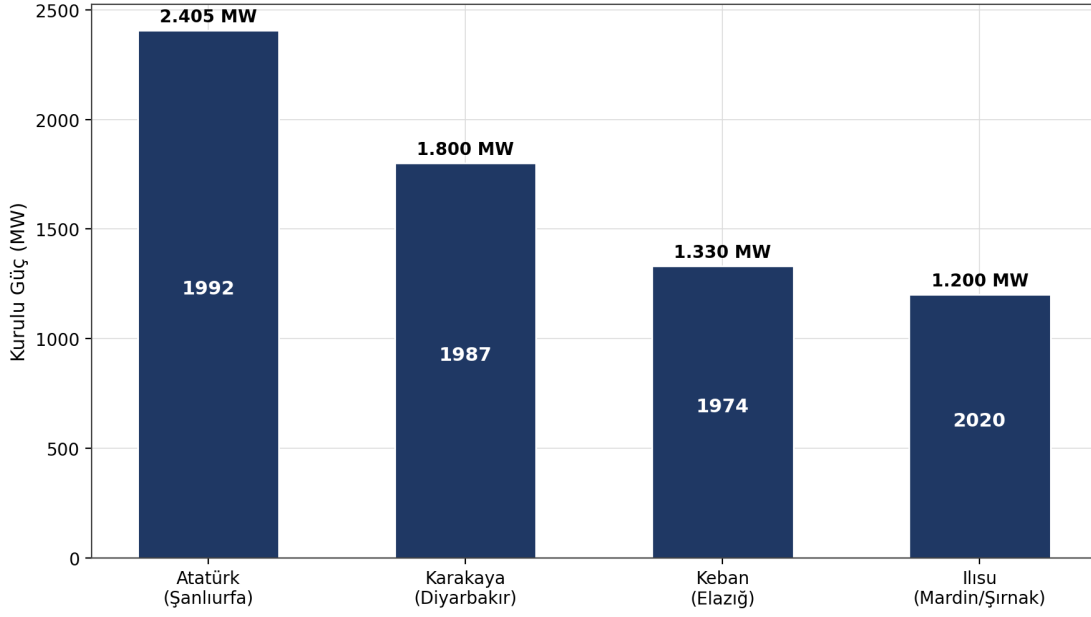
2. Potansiyel: Teorik, Teknik ve Ekonomik

Türkiye'nin hidroelektrik potansiyeli, üç farklı ölçüm kademesinde tanımlanmaktadır. Resmi değerlendirmelere göre teorik potansiyel 433 TWh/yıl, teknik olarak değerlendirilebilir potansiyel 216 TWh/yıl, ekonomik hidroelektrik potansiyeli ise 140 TWh/yıl olarak hesaplanmaktadır. Bazı çalışmalarda ekonomik potansiyelin 170 milyar kWh/yıl'a kadar çıkabileceği, buna karşılık gelen kurulabilir kapasitenin ise 40.580-49.275 MW bandında olduğu tahmin edilmektedir.

MMO'nun 2017 tarihli değerlendirmesinde bu rakamların gerçekçiliği sorgulanmıştır: su kaynakları yakınlarındaki yapılaşma, barajların su temini amacıyla (sulama, içme suyu) kullanılması, iklim değişikliğinin su rejimlerini olumsuz etkilemesi ve kuraklıklar nedeniyle, fiilen kullanılabilir hidroelektrik potansiyelin resmi tahminlerin altında kalabileceği tespit edilmiştir — bu öngörü, 2021-2024 kuraklık döneminde büyük ölçüde doğrulanmıştır (bkz. Bölüm 6).

3. GAP ve Büyük Barajlar: Fırat-Dicle Havzasının Dönüşümü

Türkiye'nin hidroelektrik kapasitesinin omurgasını, Güneydoğu Anadolu Projesi (GAP) kapsamında Fırat ve Dicle nehirleri üzerinde inşa edilen dev barajlar oluşturmaktadır. Fırat ve Dicle'nin potansiyelini değerlendirme fikri, bizzat Mustafa Kemal Atatürk tarafından 1930'lu yıllarda ortaya atılmış; ancak projenin büyük ölçekli hayata geçirilmesi 1970'lerden itibaren gerçekleşmiştir.

Türkiye'nin En Büyük 4 Hidroelektrik Santrali

Grafik: Türkiye'nin En Büyük 4 Hidroelektrik Santrali (kurulu güç ve işletmeye açılış yılı). Kaynak: DSİ, Vikipedi, enerjiatlasi.com.

Keban Barajı (1974): Fırat Nehri üzerinde, Elazığ'da inşa edilen Keban, 1.330 MW kurulu güçle işletmeye alındığı dönemde Türkiye'nin en büyük hidroelektrik santrali olmuştur. 1982'de 8. ünitenin devreye girmesiyle tam kapasiteye ulaşan santral, o yıl (1982) ülke genelinde üretilen toplam elektriğin (26,5 milyar kWh) yaklaşık üçte birini tek başına karşılamıştır. GAP olgunlaştırıldığında zaten işletmede olduğu için GAP kapsamına resmi olarak alınmamış olsa da, projenin fizibilite güvencesi ve öncüsü olmuştur. Keban, Fırat Nehri'nin Türkiye'deki su toplama havzasının büyük bölümünü kontrol etmektedir ve 2024'te göl yüzeyine kurulan Kuzova Yüzer GES Ar-Ge Projesi ile Türkiye'nin "ilk yüzer güneş enerjisi santrali"ne de ev sahipliği yapmaya başlamıştır.

Karakaya Barajı (1987): Diyarbakır'ın Çüngüş ilçesinde, Keban'ın 346 km aşağısında inşa edilen Karakaya, 1.800 MW kurulu güç ve yılda 7.355 GWh üretim kapasitesiyle Türkiye'nin üçüncü büyük santralidir; inşası sırasında birçok köy sular altında kalmıştır.

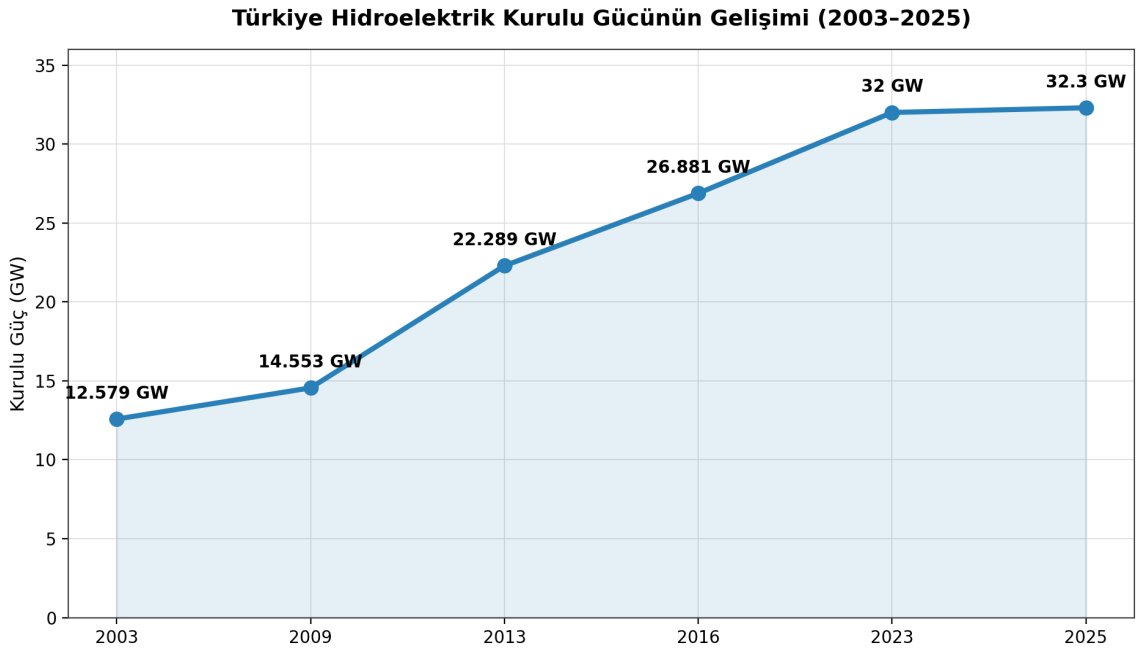
Atatürk Barajı (1992-1994): GAP'ın kilit projesi olan Atatürk Barajı, 26 Ağustos 1983'te ihale edilmiş, 25 Temmuz 1992'de ilk ünitesi, 10 Eylül 1994'te ise son (8.) ünitesi devreye alınarak tam kapasiteye ulaşmıştır. 2.405 MW kurulu güç ve yılda 8,9-9 milyar kWh üretim kapasitesiyle Türkiye'nin ve Avrupa'nın en büyük hidroelektrik santrali konumundadır; arkasındaki baraj gölü, Van ve Tuz göllerinden sonra Türkiye'nin üçüncü büyük gölüdür ve gövde hacmi bakımından dünyanın en büyük 5. barajıdır. Atatürk Barajı, GAP'ın sulama bacasını da taşımaktadır: 882 bin hektar tarım arazisinin sulanmasını sağlamak üzere tasarlanmıştır ve Türkiye'ye yıllık yaklaşık 3 milyar dolarlık bir ekonomik katkı sağladığı, 2 milyon kişiye istihdam ürettiği değerlendirilmektedir.

Ilısu Barajı (2020): Dicle Nehri üzerinde, Mardin-Şırnak sınırında inşa edilen Ilısu, 1954'te DSİ tarafından başlatılan bir fizibilite sürecinin ardından, çok sayıda gecikme ve uluslararası tartışmanın (Hasankeyf'in sular altında kalması, uluslararası kredi kuruluşlarının projeden çekilmesi) ardından, Ağustos 2019'da su tutulmaya başlanmış, 19 Mayıs 2020'de ilk türbini devreye girmiştir. 1.200 MW kurulu güç ve yılda ortalama 4,12 milyar kWh üretim kapasitesiyle, dolgu hacmi bakımından Türkiye'nin 2., kurulu güç bakımından 4. büyük barajıdır; önyüzü beton kaplı kaya dolgu baraj tipinde dolgu hacmi ve gövde uzunluğu bakımından dünyada 1. sıradadır.

Bu dört dev baraj, toplamda yaklaşık 6.735 MW'lık bir kurulu güce (Türkiye'nin toplam hidroelektrik kapasitesinin yaklaşık %21'i) tek başlarına karşılık gelmektedir — bu, hidroelektrik sektöründe kamu eliyle yürütülen büyük ölçekli projelerin, sayıca az ama kapasite olarak baskın bir rol oynadığını göstermektedir.

4. Kurulu Gücün 30 Yıllık Gelişimi

Türkiye'nin toplam hidroelektrik kurulu gücü, 2003'te 12.579 MW iken 2025'te 32,3 GW'a ulaşmış, yani 22 yılda yaklaşık 2,6 kat büyümüştür:



Grafik: Türkiye Hidroelektrik Kurulu Gücünün Gelişimi (2003-2025). Kaynak: TEİAŞ, MMO Enerji Görünümü 2017, Temiz Enerji (2024).

Bu büyümenin büyük kısmı, 2003-2016 arasında büyük ölçekli kamu barajlarının (özellikle GAP kapsamındaki projelerin) ve 2007 sonrası dönemde -YEK Kanunu'nun teşvikleriyle devreye giren orta ve küçük ölçekli özel sektör HES'lerinin bir kombinasyonundan gelmektedir. MMO'nun 2017 değerlendirmesine göre, 2016 sonunda kurulu güç 26.681 MW iken, lisans alan projeler 7.650 MW, lisans alması uygun bulunan projeler 2.884,5 MW olmak üzere toplam 37.216,65 MW'lık bir proje stoku planlama ve yapım süreçlerindekiydi. Ancak

lisans alan projelerin gerçekleşme oranları dikkate alındığında, Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi'nin 2019 için koyduğu 32.000 MW hedefine o dönemde ulaşılması "zor görülmektedir" şeklinde değerlendirilmiştir — nitekim bu hedefe ancak 2023 sonunda (32 GW ile) ulaşılabilmiştir, yani öngörülenden yaklaşık 4 yıl gecikmeyle.

2023 sonu itibarıyla Türkiye'nin toplam kurulu gücünün (109,5 GW) %29,2'sini (32 GW) hidroelektrik oluşturmakta; bu da hidroelektriği kaynak türleri arasında en büyük tekil kalem yapmaktadır. Bu kapasitenin %22'si (23,6 GW) barajlı, %8'i (8,3 GW) akarsu (nehir tipi) santrallerden oluşmaktadır.

5. Barajlı ve Akarsu (Nehir Tipi) HES Ayrımı

Hidroelektrik santraller, teknik olarak iki kategoriye ayrılmaktadır ve bu ayrım şebeke yönetimi açısından kritik bir önem taşımaktadır. MMO'nun Aralık 2016 verilerine göre, Türkiye elektrik sisteminde:

Kaynak Türü	Kurulu Güç (MW, Aralık 2016)	Kontrol Edilebilirlik
Barajlı HES	19.558,6	Tam kontrol edilebilir (baraj suyu istenildiğinde kullanılır)
Akarsu (Nehir Tipi) HES	7.122,5	Kontrol edilemez (su akışına bağımlı)
Rüzgar	5.751,3	Kontrol edilemez
Güneş	832,5	Kontrol edilemez

Kaynak: MMO Enerji Görünümü 2017, Türkiye Elektrik Sistemi Durumu (Aralık 2016).

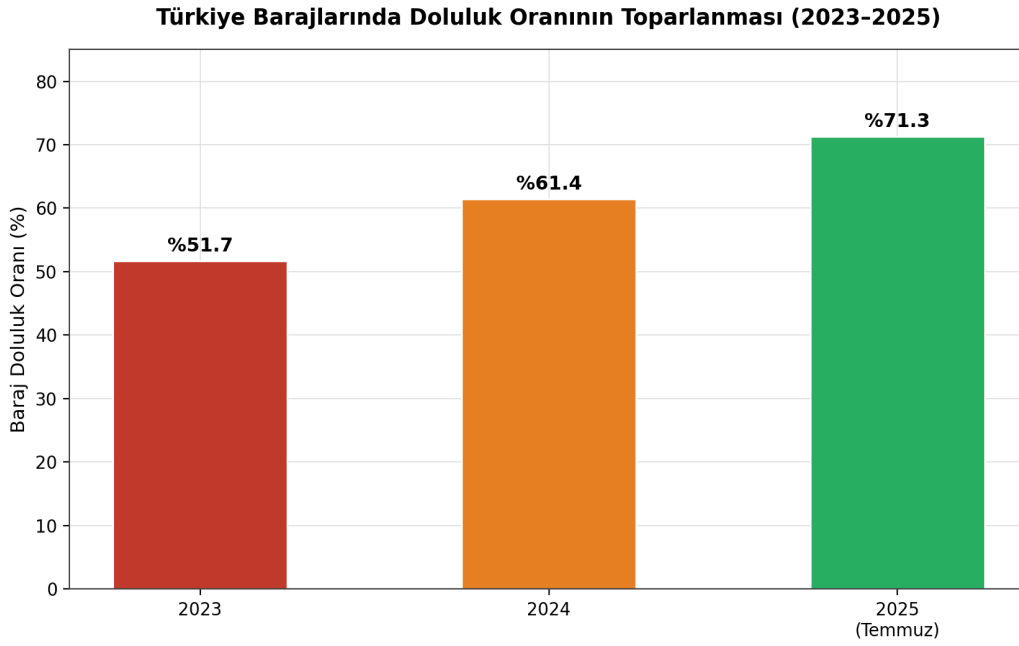
Bu ayrım, barajlı HES'lerin şebeke yönetiminde neden özel bir stratejik değere sahip olduğunu açıklamaktadır: barajlı santraller, gaz türbinleri gibi anlık talep değişimlerine hızla cevap verebilen "puant santralleri" arasında yer almaktadır. MMO'nun teknik değerlendirmesine göre, rüzgar, güneş ve akarsu HES gibi "kontrol edilemeyen" kaynaklardan (Aralık 2016'da toplam 13.706,3 MW) ani bir kesinti yaşandığında, kaybedilen üretimin gaz türbinleri yerine barajlı HES kapasitesiyle telafi edilmesi teknik olarak mümkündür ve tercih edilmelidir — RES kapasitesinin büyük oranda üç coğrafi bölgeye (Trakya, Ege, Doğu Akdeniz) dağılmış olması, tüm kapasitenin aynı anda devre dışı kalma riskini de sınırlamaktadır.

MMO, bu noktada önemli bir soruna da dikkat çekmiştir: özel sektöre ait bazı barajlı HES'ler YEKDEM (Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması) kapsamında olduğu için, şebeke esnekliği sağlayacak biçimde değil, sürekli baz yük seviyesinde üretim yapmaktadır. MMO'nun önerisi, barajlı HES'lerin YEKDEM kapsamında olmasının yeniden ele alınması ve su kullanımının öncelikle elektrik sistemi işletme planlaması dahilinde

yapılmasıdır — bu, barajlı HES'lerin taşıdığı stratejik esneklik potansiyelinin tam olarak değerlendirilemediğine işaret etmektedir.

6. Kuraklık Riski ve İklim Değişikliğinin Etkisi

Hidroelektriğin en büyük yapısal kırılganlığı, iklim değişikliğine ve yağış rejimindeki dalgalanmaya olan doğrudan bağımlılığıdır. Bu risk, 2023-2024 döneminde somut biçimde yaşanmıştır: Türkiye genelindeki baraj doluluk oranları 2023'te %51,7 gibi düşük bir seviyede seyretmiş, 2024'te kısmi bir toparlanmayla %61,4'e çıkmış, 2025 Temmuz'unda ise %71,3'e ulaşarak son yılların en yüksek seviyesine erişmiştir.



Grafik: Türkiye Barajlarında Doluluk Oranının Toparlanması (2023-2025). Kaynak: TEİAŞ Su Raporları, AA Enerji Terminali.

2025'in ilk yarısında barajlara giren su miktarı, bir önceki yılın aynı dönemine göre %139,9 artarak 30,24 milyar m³'ten 72,53 milyar m³'e çıkmış; bu bolluk, hidroelektrik üretime doğrudan yansımıştır: 2025'in ilk 6 ayında üretim, bir önceki yılın aynı dönemine (33,9 milyar kWh) göre %68 artışla 57 milyar kWh'e ulaşmış, hidroelektriğin toplam elektrik üretimindeki payı %32'yi aşmıştır.

Ancak bu toparlanma, önceki yılların kuraklık riskinin ortadan kalktığı anlamına gelmemektedir. Ember'in Türkiye Elektrik Görünümü 2026 raporunda geliştirdiği metodolojiye göre, kuraklığın ülke geneline etkisi Atatürk, Karakaya ve Keban barajlarının son 30 yıldaki üretim performansı temel alınarak tahmin edilmekte; bu üç büyük barajın son 10 yıldaki toplam hidroelektrik üretimindeki payı esas alınarak ülke geneline oranlanmaktadır. Ember, kuraklık kaynaklı üretim kaybının tamamının doğalgaz santralleriyle karşılanması durumunda ortaya çıkacak ek maliyeti de hesaplamakta; bu,

kuraklığın yalnızca bir su/tarım sorunu değil, doğrudan bir enerji ithalat faturası sorunu olduğunu ortaya koymaktadır (bkz. önceki risk analizi raporu).

Hidroelektrik Santralleri Sanayi İş İnsanları Derneği (HESİAD) Başkanı Elvan Tuğsuz Güven, artan kuraklık etkisine karşı hidroelektrik santrallerinin merkezde yer aldığı bütünleşik bir eylem planı yapılması çağrısını yinelemektedir. Ayrıca, üretimin belirli barajlara yoğunlaşması riski de dikkat çekicidir: yenilenebilir enerji danışmanı Taner Ercömert'in belirttiğine göre, Türkiye'de üretilen hidroelektrik enerjinin yaklaşık %7-8'i tek başına Keban HES'ten sağlanmaktadır — bu, tek bir büyük tesisteki olası bir arıza veya bölgesel kuraklığın sistem geneline orantısız bir etki yapabileceği anlamına gelmektedir.

7. Küçük HES'ler ve Çevresel Tartışma

2007 sonrası YEK Kanunu teşvikleriyle hızlanan hidroelektrik yatırımlarının büyük bölümü, büyük barajlar değil, Doğu Karadeniz Bölgesi'nde yoğunlaşan küçük ölçekli akarsu (nehir tipi) HES'lerden oluşmuştur. Bu yatırım dalgası, Türkiye'nin yenilenebilir enerji sektöründe en yoğun çevresel/toplumsal tartışmaya yol açan alan olmuştur.

MMO'nun 2017 tarihli değerlendirmesi, sektörün yapısal sorunlarını şöyle özetlemektedir:

- Su değerlerinin doğru hesaplanmaması: Birçok HES projesinde öngörülen kurulu güç ve üretim rakamlarının abartılı ve hatalı olduğu, bunun da projelerin fiili performansının beklentilerin altında kalmasına yol açtığı ifade edilmiştir.
- Parçalı (havza bazlı olmayan) değerlendirme: Aynı havzadaki HES yapıları birbirinden bağımsızmış gibi ayrı ayrı değerlendirmeye alınmakta; oysa ÇED değerlendirmelerinin havza temelli ve bütünleşik yapılması, kümülatif çevresel etkilerin (su akışının parçalanması, balık göç yollarının kesilmesi, yerel ekosistemin bozulması) bir bütün olarak ortaya konması gerekmektedir.
- Kurumlar arası koordinasyon eksikliği: DSİ, ETKB, Orman ve Su İşleri, EPDK gibi kurumlar arasındaki bilgi akışının yetersizliği, sorunlu ve verimsiz projelerin zamanında tespit edilip iptal edilememesine yol açmaktadır.

MMO'nun getirdiği öneriler arasında, HES yatırımlarının fizibilite aşamasından başlayarak inşaat süresince ve işletme sonrasında da bilimsel, teknik ve etik gerekliliklere uygunluğunun sürekli denetlenmesi; kurallara uymayan faaliyetlerin durdurulması ve toplum çıkarının gözetilmesi yer almaktadır. 10. Kalkınma Planı Eylem Planı'nda da bu doğrultuda somut adımlar öngörülmüştür: HES'lerin inşa ve işletme aşamasında düzenli denetim ve yaptırım mekanizmalarının kurulması, havza planlama/optimizasyon çalışmalarının hızla hayata geçirilmesi ve yeni HES projelerinin büyükten küçüğe doğru, havza master planlarının sonuçlarına göre kademeli olarak özel sektör başvurusuna açılması hedeflenmiştir.

Son yıllarda teknolojik çözümler de gündeme gelmiştir: nehir tipi HES'lerde balıkların türbinlere girmeden güvenli şekilde yönlendirilmesini sağlayan yeni sistemlerin devreye alınması, göç sırasındaki balık kayıplarını azaltırken enerji üretim verimliliğini de artırmayı hedeflemektedir — bu, çevresel kaygılarla üretim verimliliğinin bir arada gözetilebileceğine dair somut bir örnektir.

8. Özelleştirme, Rehabilitasyon ve Kamu İhale Sorunları

Kamu elinde bulunan eski HES'lerin (Keban, Karakaya, Atatürk gibi büyük tesisler dahil) rehabilitasyonu, hidroelektrik sektöründeki bir diğer yapısal sorun alanıdır. 10. Kalkınma Planı Eylem Planı'nın tespitine göre, EÜAŞ'a ait HES'lerin rehabilitasyon ihalelerine, özellikle yabancı firmalar, 4734 sayılı Kamu İhale Kanunu'ndaki kısıtlar nedeniyle katılım sağlamamaktadır. Rehabilitasyon gibi karmaşık bir yapım sürecini gerektiren ihalelerin klasik kamu ihale mevzuatı kapsamında yürütülmesi, birçok zorluk getirmektedir; bu nedenle ETKB'nin ilgili kuruluşlarının ana faaliyet konularına ilişkin ihalelerde Kamu İhale Kanunu'ndan istisna tutulmasına yönelik bir mevzuat çalışması öngörülmüştür.

Bu genel sorunun istisnası, iyi yönetilen rehabilitasyon örnekleridir: Sarıyar HES'in 80 yıl daha hizmet verecek şekilde, 60 yıllık enerji mirasının yerli mühendislik gücüyle modernize edilmesi, uzun ömürlü büyük tesislerin doğru yatırımla verimli biçimde yaşatılabileceğinin bir kanıtı olarak öne çıkmaktadır.

Havza planlaması açısından da bir öncelik sırası sorunu tespit edilmiştir: 10. Kalkınma Planı, kamu uhdesindeki HES'lerin özelleştirilmesi öncesinde havza master planlarının tamamlanması gerektiğini vurgulamıştır — aksi halde, özelleştirilen tesislerin havza bazlı bütüncül su yönetiminden bağımsız, yalnızca kendi ticari çıkarına göre işletilmesi riski doğmaktadır.

9. Pompajlı Depolama (PHES) ve Geleceğin Şebeke Esnekliği

Pompajlı depolamalı hidroelektrik santraller (PHES), farklı yüksekliklerdeki iki su deposu arasında suyun taşınması prensibine dayanan, dünya çapında depolanan enerjinin yaklaşık %99'u için kullanılan olgun ve düşük maliyetli bir enerji depolama yöntemidir. Sermaye maliyeti 1 MW kurulu güç başına 1,5-3,5 milyon dolar arasında olan PHES teknolojisi, lityum-iyon piller dahil günümüzde ticari olan birçok enerji depolama teknolojisinden daha ucuzdur.

BNEF/WWF/ECF'nin 2014 raporuna göre, Türkiye'de o dönemde PHES'in toplam hidroelektrik üretimindeki rolü oldukça sınırlıydı; ancak toplam kurulu gücü 14 GW civarında olan 16 HES için ilk etüt çalışmaları tamamlanmış, toplam 3,2 GW kurulu güce sahip iki HES'in ise kavramsal tasarımı yapılmıştı. 10. Kalkınma Planı Eylem Planı da bu doğrultuda, DSİ'nin planlama çalışmaları başlattığı Gökçekaya PHES projesini esas alarak, PHES kurulumu ve işletilmesine yönelik bir yönetmelik çıkarılmasını ve yol haritası belirlenmesini öngörmüştür.

Güncel veriler bu alanda somut bir ivmeye işaret etmektedir: 2025-2030 döneminde toplam hidroelektrik kurulu gücünün 154 gigavatın üzerinde artması öngörülmekte, bu büyümede en büyük payın pompajlı depolama hidroelektrik santrallerine ait olacağı belirtilmektedir. Bu, PHES'in artık yalnızca bir "etüt aşaması" projesi olmaktan çıkıp, rüzgar ve güneşin değişken üretimini dengeleyecek somut bir şebeke esnekliği çözümü olarak önceliklendirildiğine işaret etmektedir. Küresel örnekler de bu yönde ilham vericidir: Çin, devasa ölçekte PHES

projelerini devreye alarak dünyada en yüksek PHES kapasitesine ulaşmış ve rüzgar/güneş kısıtlamalarını minimize etmiştir; İber Yarımadası (İspanya-Portekiz), mevcut HES ve RES sahalarına ilave kapasite hakları tanıyan hızlı mevzuat güncellemeleriyle şebeke altyapı kapasitelerini aşmadan yenilenebilir enerji entegrasyonunda Avrupa'da öncü konuma gelmiştir — bu, Türkiye'nin de mevcut baraj altyapısını (Keban'daki yüzer GES örneğinde olduğu gibi) çok amaçlı kullanarak benzer kazanımlar elde edebileceğine işaret etmektedir.

10. Genel Değerlendirme

Başarılan Alanlar

- Kapasitede büyük ölçek: 12,6 GW'dan (2003) 32,3 GW'a (2025) çıkan kurulu güç, hidroelektriği Türkiye'nin en büyük tekil enerji kaynağı yapmıştır.
- GAP'ın enerji bacağına büyük ölçüde tamamlanması: Keban, Karakaya, Atatürk ve Ilısu barajlarının devreye girmesiyle, Fırat-Dicle havzasının hidroelektrik potansiyelinin büyük kısmı değerlendirilmiştir.
- Kriz anında toparlanma kapasitesi: 2023'teki %51,7'lik düşük doluluktan 2025'te %71,3'e çıkış, sistemin yağış bolluğu döneminde hızla telafi kabiliyetine sahip olduğunu göstermiştir.
- Çok amaçlı kullanım denemeleri: Keban'daki yüzer GES örneği, mevcut baraj altyapısının güneş enerjisiyle entegre edilebileceğini göstermiştir.

Başarılamayan / Süregelen Sorunlar

- 2019 hedefine gecikmeli ulaşım: Strateji Belgesi'nin 2019 için öngördüğü 32.000 MW hedefine ancak 2023 sonunda ulaşılabilmiştir.
- Kuraklık riski yapısal olarak çözülmemiştir: 2025'teki toparlanma, iklim değişikliğinin uzun vadeli olumsuz etkisini ortadan kaldırmamakta; Ember'in metodolojisi bu riskin hâlâ sistematik olarak izlenmesi gerektiğini göstermektedir.
- Küçük HES'lerin çevresel maliyeti: Havza bazlı olmayan değerlendirme, kurumlar arası koordinasyon eksikliği ve abartılı su/üretim tahminleri, MMO'nun 2017'de tespit ettiği sorunlar olarak büyük ölçüde güncelliğini korumaktadır.
- YEKDEM kapsamındaki barajlı HES'lerin esneklik potansiyelinin tam kullanılamaması: Sistemin ihtiyaç duyduğu anlık dengeleme kapasitesi yerine sabit baz yük mantığıyla işletilme eğilimi sürmektedir.
- Kamu ihale mevzuatının rehabilitasyon yatırımlarını sınırlaması: 4734 sayılı Kanun kaynaklı kısıtlar, özellikle yabancı sermayenin eski tesislerin yenilenmesine katılımını güçleştirmektedir.

11. Sonuç ve Öneriler

Hidroelektrik, Türkiye'nin enerji tablosunda hem en büyük başarı hem de en büyük kırılganlık kaynağıdır: GAP'ın devasa barajları ile 2007 sonrası küçük HES dalgası, ülkeyi 32 GW'ı aşan bir kapasiteye taşımış olsa da, iklim değişikliği bu kapasitenin güvenilirliğini giderek daha fazla sorgulanır hale getirmektedir. Sektörün geleceği için öne çıkan öneriler:

- Havza bazlı, bütünsel bir su-enerji yönetim planlamasının (mevcut parçalı ÇED sisteminin yerine) hayata geçirilmesi ve kümülatif çevresel etkilerin sistematik olarak izlenmesi.
- Barajlı HES'lerin YEKDEM kapsamındaki konumunun gözden geçirilerek, şebeke esnekliği sağlayacak biçimde (baz yük değil, dengeleme kaynağı olarak) işletilmesinin teşvik edilmesi.
- PHES yatırımlarının (Gökçekaya örneğinde olduğu gibi) hızlandırılması ve rüzgar/güneş kapasitesindeki büyümeyle eşgüdümlü bir depolama yatırım takviminin oluşturulması.
- Kuraklık riskinin Ember benzeri bir metodolojiyle düzenli olarak izlenmesi ve bu verinin enerji arz güvenliği planlamasına sistematik olarak entegre edilmesi.
- Eski büyük tesislerin (Keban, Karakaya gibi) rehabilitasyonunu kolaylaştıracak, Kamu İhale Kanunu'ndan istisna bir ihale rejiminin nihayet hayata geçirilmesi.
- Küçük HES'lerde, yerel halkın ve bilim insanlarının 2017'den bu yana dile getirdiği havza temelli, kümülatif etki değerlendirmesi çağrısının karşılanması.
- Deniz dibi güçlü akım türbinleri, dalga enerjisi, kanal tipi türbinlerin geliştirilerek uygulanması

Sonuç olarak, hidroelektrik sektörünün önümüzdeki 30 yılı, kapasite artırmaktan çok, mevcut devasa kapasiteyi iklim değişikliğine dayanıklı, çevresel açıdan sürdürülebilir ve şebekeyi esnekleştiren bir yapıya dönüştürmekle geçecektir.

Kaynakça

- Türkiye Enerji Görünümü 2017 (TMMOB MMO, proje kaynağı) — HES kurulu güç, potansiyel, barajlı/akarsu ayrımı
- BNEF/WWF/ECF — "Türkiye'nin Değişen Elektrik Piyasaları", 18 Kasım 2014 (proje kaynağı) — PHES, 2023 hedefleri tablosu
- 10. Kalkınma Planı — Yerli Kaynaklara Dayalı Enerji Üretim Programı Eylem Planı (proje kaynağı) — havza planlama, rehabilitasyon, PHES yol haritası
- İTÜ Vakfı — "Bir Başarı Hikâyesi: Atatürk Barajı"
- DSİ — "Keban Barajı 50 Yaşında!", "32 Yaşındaki Atatürk Barajı'ndan Ekonomiye Dev Katkı"
- Vikipedi — "Atatürk Barajı ve Hidroelektrik Santrali", "Ilısu Barajı ve Hidroelektrik Santrali"
- Sözcü — "Ilısu Barajı Nerede? Tarihçesi"
- Bilgicik.com, İnşaat Medya — "Türkiye'nin Barajları", "Elektrik Üretim Kapasitesine Göre Türkiye'nin En Büyük Barajları"
- enerjiatlasi.com — "Atatürk Barajı ve Hidroelektrik Santrali (HES)"
- Temiz Enerji — "Türkiye'de En Büyük Kurulu Güç Kapasitesini Hidroelektrik Santraller Oluşturuyor" (2024)
- AA Enerji Terminali — "Türkiye'de Barajlardaki Doluluk Hidroelektrik Üretimini Rekora Taşdı" (2026)
- Ember — "Türkiye Elektrik Görünümü 2026", Ekler bölümü (kuraklık etkisi metodolojisi)
- turkiyebarajlar.com — "Türkiye HES Enerji Haritası 2026"

- antalyaguncel.com, bha.net.tr — baraj doluluk oranı güncel haberleri
- Milli Temiz Ekonomik Enerji (proje kaynağı) — pompalı depolama, hibrit HES-GES-RES entegrasyonu

Not: Bu rapor, proje kapsamındaki belgeler ile kamuya açık haber ve sektör kaynaklarının bir sentezidir. Kurulu güç ve üretim rakamları farklı kaynaklarda (tanım, dönem, ön veri/kesin veri farkı nedeniyle) küçük farklılıklar gösterebilir.

BÖLÜM 9

Türkiye'de Nükleer Enerji

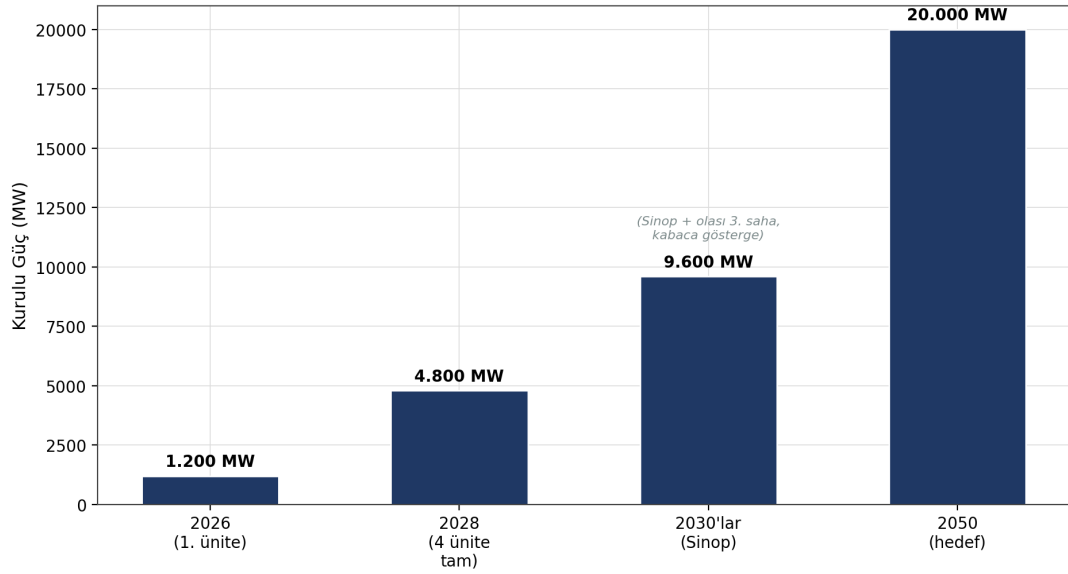
Akkuyu, Sinop, Trakya ve 2050 Hedefi

TÜRKİYE'DE NÜKLEER ENERJİ

Akkuyu, Sinop, Trakya ve 2050 Hedefi

Finansman Modeli, Maliyet Tartışması, Riskler ve Detaylı Değerlendirme

Türkiye'nin Nükleer Enerji Kapasite Yol Haritası (2026-2050)



Ağustos 2026

Kaynaklar: ETKB, Akkuyu Nükleer AŞ, TMMOB, AA Enerji Terminali, proje belgeleri

İçindekiler

1. Giriş
 2. Neden Nükleer? Resmi Gerekçe ve Zaman Çizelgesi
 3. Akkuyu Nükleer Güç Santrali: Anlaşma ve Finansman Yapısı
 4. Akkuyu'nun Güncel Durumu: Ertelenen Takvim
 5. Alım Garantisi ve Maliyet Tartışması
 6. Sinop ve Trakya: Sıradaki Projeler
 7. 2050 Hedefi: Küçük Modüler Reaktörler (SMR) ve 20.000 MW
 8. Kurumsal ve Yasal Altyapı Sorunları
 9. Uranyum/Yakıt Tedariki ve Jeopolitik Bağımlılık Riski
 10. Kamuoyu Tartışması: İki Karşıt Görüş
 11. Genel Değerlendirme
 12. Sonuç ve Öneriler
- Kaynakça

1. Giriş

Türkiye'nin nükleer enerjiyle ilişkisi, 1970'lerden beri gündemde olan ama defalarca ertelenen bir hikâyeden, 2010 sonrasında somut bir inşaat sürecine dönüşmüştür. Akkuyu Nükleer Güç Santrali, Türkiye'nin ilk nükleer santrali olarak 2026 yazı itibarıyla "son viraja" girmiş; ancak projenin 15 yıllık tarihi, hem teknik başarıları hem de finansman modeli, maliyet şeffaflığı ve dışa bağımlılık riskleri etrafındaki yoğun tartışmaları bir arada barındırmaktadır.

Bu rapor, nükleer enerjiyi yedi boyutta ele almaktadır: resmi gerekçe ve tarihsel süreç, Akkuyu'nun anlaşma/finansman yapısı, güncel durum, maliyet tartışması, gelecek projeler (Sinop, Trakya, SMR), kurumsal/yasal altyapı ve jeopolitik bağımlılık riski. Analiz, proje kapsamındaki resmi belgeler (Türkiye ve Dünya Enerji Outlook 2014, MMO Enerji Görünümü 2017) ile güncel haber kaynaklarının ve karşıt görüşlerin sentezine dayanmaktadır; nükleer enerji tartışmalı bir konu olduğundan, rapor hem resmi/destekleyici hem de eleştirel bakış açılarını dengeli biçimde sunmaya çalışmaktadır.

2. Neden Nükleer? Resmi Gerekçe ve Zaman Çizelgesi

Türkiye ve Dünya Enerji Outlook 2014 raporuna göre, 2013 yılı sonu itibarıyla elektrik üretiminde doğalgazın payı %43,8, kömürün %25,7, petrolün ise %1,6 seviyesindeydi. 2009'da Yüksek Planlama Kurulu tarafından yayımlanan Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi, 2023 yılında doğalgazın elektrik üretimindeki payını %30'un altına indirmeyi hedeflemiştir. Bu hedefe ulaşmak için resmi belgelerde nükleer enerji, "enerji arz güvenliğinin sağlanması ve enerji ithalatının azaltılması noktasında bir seçenek değil, zorunluluk" olarak tanımlanmıştır.

Bu çerçevede Türkiye, 2023 yılına kadar iki nükleer santral projesini (Akkuyu ve Sinop) hayata geçirmeyi, üçüncü bir projenin inşasına başlamayı hedeflemiştir; Akkuyu'nun tüm ünitelerinin ve Sinop'un ilk ünitesinin 2023'e kadar işletmeye alınmasıyla, o yıl gerçekleşecek elektrik talebinin yaklaşık %10'unun nükleer enerjiden karşılanması öngörülmüştür. Bu hedeflerin hiçbirisi zamanında gerçekleşmemiş olsa da (bkz. Bölüm 4), resmi gerekçe büyük ölçüde değişmeden korunmuştur: nükleer, ithal doğalgaza bağımlılığı azaltacak stratejik bir kaynak olarak sunulmaktadır.

3. Akkuyu Nükleer Güç Santrali: Anlaşma ve Finansman Yapısı

Türkiye ve Rusya, 13 Ocak 2010'da "Türkiye'de Nükleer Santral Tesisi Konusunda İşbirliği" ortak beyannamesini imzalamış; 12 Mayıs 2010'da ise Akkuyu sahasında santralin tesisi ve işletimine dair bağlayıcı işbirliği anlaşması akdedilmiştir. Anlaşma uyarınca kurulacak santral, VVER-1200 tipi (AES-2006) 4 üniteden oluşacak, toplam 4.800 MW kurulu güce sahip olacak ve toplam işletme ömrü 60 yıl olarak öngörülmüştür. Projenin yürütülmesi için 13 Aralık 2010'da Akkuyu Nükleer Güç Santrali Elektrik Üretim A.Ş. kurulmuştur.

Projenin finansman ve mülkiyet yapısı, "Yap-Sahip Ol-İşlet" (BOO - Build-Own-Operate) modeline dayanmaktadır — bu, Türkiye ile Rusya arasında hayata geçirilen ilk nükleer enerji projesi modelidir:

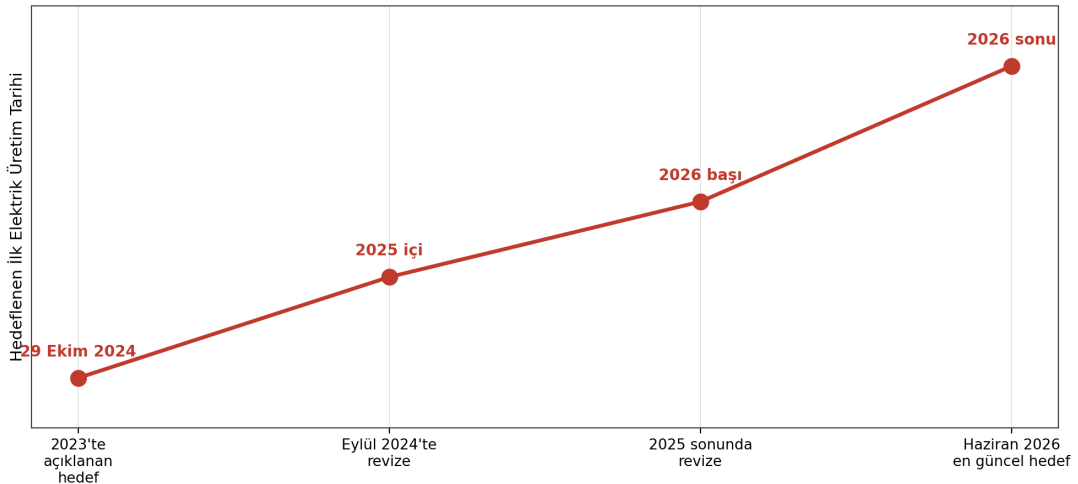
- Hisse yapısı: Projenin başlangıç aşamasında proje şirketinin %100 hissesi ROSATOM tarafından yetkilendirilen Rus şirketlerine aittir; sonraki aşamalarda bu payın hiçbir zaman %51'in altına düşmeyeceği anlaşmayla güvence altına alınmıştır.
- Finansman sorumluluğu: Santralin inşasının finansmanından tamamen proje şirketi sorumludur; Türk tarafınca herhangi bir hazine garantisi verilmemektedir.
- Proje şirketinin sorumlulukları: İnşa, işletmeye alma, güvenli işletim, modernizasyon, ömür sonu işletmeden çıkarma; yatırım ve işletim risklerinin sigortalanması; personel eğitimi; nükleer yakıtın uzun dönemli sözleşmelerle temini; kullanılmış yakıt ve radyoaktif atıkların güvenli yönetimi ve kullanılmış yakıtın Rusya'ya taşınması.
- Türk tarafının sorumluluğu: Kurumlar arası koordinasyonu sağlamak üzere Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı bünyesinde Nükleer Enerji Proje Uygulama Dairesi Başkanlığı (NEPUD) kurulmuştur; NEPUD, mevzuat, insan kaynakları, eğitim, sanayi/teknoloji altyapısı ve kamuoyu bilgilendirmesinden sorumludur.

İnsan kaynağı geliştirme kapsamında, 2010'dan itibaren toplam 257 öğrenci Rusya'daki MEPhI Üniversitesi'nde nükleer mühendislik eğitimi almak üzere gönderilmiş; toplam 600 öğrencinin bu programdan yararlanması hedeflenmiştir. Yaklaşık 20 milyar dolarlık toplam yatırım büyüklüğüne sahip olan Akkuyu NGS, çoğunluğu Rus sermayeli olmakla birlikte Türkiye Cumhuriyeti kanunlarına tabi olarak faaliyet gösteren Akkuyu Nükleer AŞ tarafından yürütülmektedir.

4. Akkuyu'nun Güncel Durumu: Ertelenen Takvim

Akkuyu projesinin inşaat takvimi, ilanından bu yana birçok kez revize edilmiştir. Nisan 2023'te birinci ünitedeki inşaatın büyük ölçüde tamamlanmasıyla taze nükleer yakıt sahaya getirilmiş; ancak "ilk elektrik üretimi" hedefi defalarca ertelenmiştir:

Akkuyu NGS 1. Ünite: İlk Elektrik Üretimi Hedefinin Ertelenme Süreci



Grafik: Akkuyu NGS 1. Ünite — İlk Elektrik Üretimi Hedefinin Ertelenme Süreci. Kaynak: Sabah, DonanımHaber, Türkiye Gazetesi (2023-2026 haberleri).

Enerji Bakanı Alparslan Bayraktar, 2023'teki değerlendirmesinde ilk reaktörün Cumhuriyet'in 101. yılı olan 29 Ekim 2024'te devreye alınmasını hedeflediklerini duyurmuştu. Bu tarih Eylül 2024'te yapılan açıklamayla 2025'e, 2025 sonunda yapılan açıklamayla da 2026'ya kaydırılmıştır. Haziran 2026 itibarıyla, ilk ünitenin reaktör basınç kabına 163 adet temsili (gerçek yakıt yüklemesinin birebir provası niteliğinde) nükleer yakıt demeti yüklenmiş; bu, tesisin mekanik, hidrolik ve termal sistemlerinin ve yapısal dayanıklılığının test edildiği kritik bir aşamayı temsil etmektedir. Bakan Bayraktar'ın güncel açıklamasına göre, 2026 sonuna kadar santralden ilk elektrik üretiminin gerçekleştirilmesi hedeflenmektedir.

Akkuyu Nükleer AŞ Yönetim Kurulu Başkanı Anton Dedusenko, 2026'nın santralin birinci devreye alma kompleksi için "fili devreye alma yılı" olacağını belirtmiştir. İkinci ünite de türbin tesisi montajı ve ana sirkülasyon boru hattı kaynak işlemleri sürerken, üçüncü ve dördüncü ünitelerdeki inşaat ve montaj çalışmaları da eşzamanlı olarak devam etmektedir. Şirket yetkilileri, ilk ünitenin devreye girmesinin ardından diğer ünitelerin birer yıl arayla hizmete alınmasını öngörmekte; bu takvime göre santralin 4 ünitesinin tamamının 2028 sonunda devreye girmesi ve yılda ortalama 40 milyar kWh elektrik üreterek Türkiye'nin toplam elektrik ihtiyacının yaklaşık %10'unu tek başına karşılaması beklenmektedir.

Özetle, 2023'te "2024'te ilk elektrik" olarak duyurulan hedef, üç kez ertelenerek 2026 sonuna kaymıştır — bu, dünya genelinde nükleer santral projelerinde sıkça görülen bir örüntü olan "her zaman 2-3 yıl uzakta kalan tamamlanma tarihi" fenomenine Türkiye'nin de bir örnek teşkil ettiğini göstermektedir.

5. Alım Garantisi ve Maliyet Tartışması

Akkuyu'nun Türkiye'ye maliyeti, kamuoyunda en çok tartışılan konulardan biridir. Resmi sözleşmeye göre, santralin üreteceği yıllık ~40 milyar kWh elektriğin yarısına (yıllık ~20 milyar kWh) 15 yıllığına devlet alım garantisi tanınmış; bu garanti fiyatı üretilen enerjinin türüne göre 12,35 ile 15,33 dolarcent/kWh arasında (ortalama yaklaşık 14 dolarcent/kWh) belirlenmiştir. Kalan %50'lik üretim için ise serbest piyasa fiyatından satış öngörülmektedir.

Bu yapı üzerinden yapılan bir hesaplama göre: 15 yıl boyunca yıllık 20 milyar kWh'lik alım garantili üretim, toplamda 300 milyar kWh'e (15 x 20 milyar) karşılık gelmekte; bu miktarın ortalama 14 dolarcent/kWh'ten değeri yaklaşık 42 milyar dolara ulaşmaktadır (KDV hariç). Buna kalan %50'lik piyasa satışından beklenen gelir de eklendiğinde, 15 yıllık toplam maliyetin 100 milyar doları aşabileceği yönünde eleştirel hesaplamalar mevcuttur; toplam işletme ömrünün (60-80 yıl) tamamına yayıldığında bu rakamın kat kat büyüyebileceği ileri sürülmektedir.

Buna karşılık, nükleer enerjiyi savunan çevreler bu hesaplamaların abartılı olduğunu, projenin toplam yatırım maliyetinin (~20-30 milyar dolar civarı) ile karşılaştırıldığında alım

garantisi fiyatının makul bir yatırım getirisi düzeyinde kaldığını, ayrıca Rusya'nın (ROSATOM) bu şartlarla zarar edecek bir anlaşmaya girmeyeceğini savunmaktadır. Tartışmanın özünde, hesaplamalarda kullanılan varsayımların (santral ömrü 60 yıl mı 80 yıl mı, enerji fiyatlarının seyri, kriz senaryoları) büyük ölçüde belirsiz olması yatmaktadır — bu nedenle net bir "doğru rakam" üzerinde mutabakat bulunmamaktadır.

Tartışmanın bir diğer boyutu, kriz senaryolarıdır: eleştirel görüşe göre, 2022'de Rusya'nın doğalgaz ve kömürü Türkiye'ye normalin 10-15 katı fiyattan sattığı örneğinde olduğu gibi, gelecekteki bir enerji krizi döneminde piyasa fiyatından satılacak %50'lik payın maliyetinin öngörülenin çok üzerine çıkabileceği ileri sürülmektedir. Bu tartışma, raporun 9. bölümünde ele alınan jeopolitik bağımlılık riskiyle doğrudan bağlantılıdır.

6. Sinop ve Trakya: Sıradaki Projeler

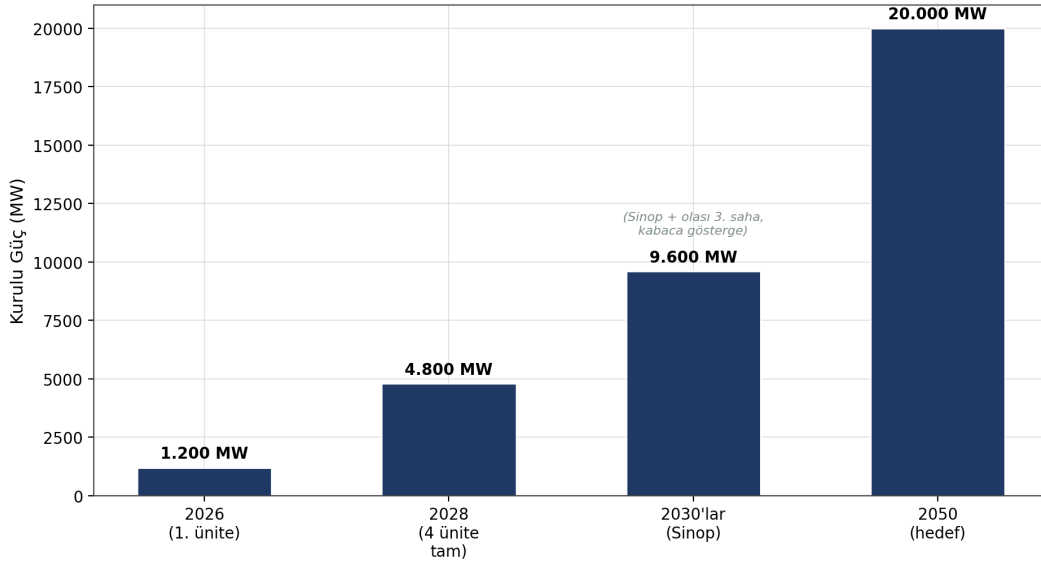
Türkiye'nin nükleer planlaması Akkuyu ile sınırlı değildir. MMO'nun 2017 tarihli raporunda Sinop NGS projesi için o dönemde bir Japon-Fransız konsorsiyumuyla (Mitsubishi Heavy Industries liderliğinde) anlaşma yürürlükteydi; ancak bu ortaklık daha sonra sona ermiş, proje güncel olarak farklı bir uluslararası ortakla yeniden ele alınmıştır.

Güncel (2026) duruma göre, Sinop Nükleer Santrali için Güney Koreli enerji devi KEPCO ile yürütülen ön fizibilite çalışmaları hız kazanmıştır — bu, projenin teknoloji tedarikçisinin Rusya'dan farklı bir ülkeye (Güney Kore) kaydığı, dolayısıyla tedarikçi çeşitlendirmesi açısından önemli bir gelişmedir. Ayrıca, Kırıkköy-Kışlacık mevkiinde (Trakya bölgesinde) yapılması planlanan üçüncü bir nükleer santral projesinde de yer seçimi tamamlanmıştır — bu proje daha önce genel olarak "İğneada" bölgesiyle anılırken, güncel haberlerde "Trakya Nükleer Santrali" adıyla anılmaktadır.

MMO'nun 2017 raporunda tespit ettiği önemli bir eksiklik, farklı ülkelerle (önce Rusya, sonra Japon-Fransız konsorsiyumu, şimdi Güney Kore) imzalanan bu projelerde teknoloji transferinin nasıl yapılacağına dair yeterli düzenlemenin bulunmamasıydı — bu tespitin güncel Sinop-KEPCO sürecinde ne ölçüde giderildiği kamuoyuyla henüz ayrıntılı paylaşılmamıştır.

7. 2050 Hedefi: Küçük Modüler Reaktörler (SMR) ve 20.000 MW

Bakan Bayraktar'ın Haziran 2026'daki açıklamasına göre Türkiye, yalnızca Akkuyu ile kalmayıp Sinop ve Trakya'da planlanan yeni santrallerin yanı sıra küçük modüler reaktörleri (SMR) de üretim portföyüne eklemeyi hedeflemekte; 2050 yılına kadar toplam nükleer kapasitesini 20.000 MW'a ulaştırarak "enerjide tam bağımsız Türkiye" hedefine yürümeyi planlamaktadır.

Türkiye'nin Nükleer Enerji Kapasite Yol Haritası (2026–2050)

Grafik: Türkiye'nin Nükleer Enerji Kapasite Yol Haritası (2026–2050). Kaynak: ETKB, Bakan Bayraktar açıklamaları (2026). Ara dönem rakamları gösterge niteliğindedir.

SMR teknolojisi, geleneksel büyük ölçekli reaktörlere (Akkuyu'daki VVER-1200 gibi) kıyasla daha küçük, fabrikada üretilip sahada monte edilebilen, teorik olarak daha düşük sermaye riski taşıyan bir teknoloji olarak sunulmaktadır. Ancak bu teknoloji dünya genelinde henüz ticari olgunluğa tam olarak ulaşmamıştır; Türkiye'nin SMR planlarının somut bir zaman çizelgesi ve tedarikçi ortaklığı, 2026 itibarıyla henüz netleşmemiştir.

20.000 MW'lık 2050 hedefi, bugünkü Akkuyu kapasitesinin (4.800 MW) yaklaşık 4,2 katına karşılık gelmektedir. Bu hedefin gerçekleşmesi durumunda nükleer enerji, Türkiye'nin bugünkü toplam kurulu gücünün (~121.000 MW) önemli bir bölümünü oluşturabilecek ölçeğe ulaşacaktır; ancak Akkuyu'nun kendi takviminde yaşanan tekrarlanan ertelemeler göz önüne alındığında, bu uzun vadeli hedefin zamanlaması konusunda temkinli bir değerlendirme yapılması gerektiği açıktır.

8. Kurumsal ve Yasal Altyapı Sorunları

MMO'nun 2017 tarihli değerlendirmesi, nükleer enerji alanındaki kurumsal ve yasal altyapı eksikliklerine dikkat çekmiştir; bu tespitlerin bir kısmı güncelliğini büyük ölçüde korumaktadır:

- Ulusal strateji belgesi eksikliği: Stratejik planlarda Akkuyu'nun test üretimine başlaması, Sinop'un inşaatına başlanması gibi somut hedefler yer alsa da, kapsamlı bir Ulusal Nükleer Enerji Strateji Belgesi ve Eylem Planı'nın bulunmadığı tespit edilmiştir.
- Yasal çerçeve eksikliği: Nükleer enerjinin barışçıl amaçlarla kullanımına ilişkin temel yasaların ve ikincil mevzuatın yetersiz olduğu değerlendirilmiştir.
- Teknik bilgi birikimi: Türkiye'nin genel olarak nükleer teknolojiler, özel olarak nükleer santraller konusundaki teknik bilgi birikimi ve deneyiminin yeterli olmadığı;

teknoloji transferinin nasıl yapılacağına dair bir yol haritasının bulunmadığı ifade edilmiştir.

- Düzenleyici kurum yapısı: O dönemki Türkiye Atom Enerjisi Kurumu'nun (TAEK) nükleer santraller konusunda özerk, tam yetkili ve etkin bir yapıya, santral lisanslarını verecek kimliğe kavuşturulmasına yönelik yasal düzenlemelerin yapılmadığı belirtilmiştir. (Bu tespitten sonraki dönemde Nükleer Düzenleme Kurumu kurulmuş olup, güncel haberlerde Akkuyu Nükleer AŞ'nin bu kurumla işbirliği içinde çalıştığı belirtilmektedir — bu, kısmi bir kurumsal ilerlemeye işaret etmektedir.)
- Denetim ve izleme kurumları: Akkuyu ve Sinop projelerini bağımsız olarak takip edecek ve denetleyecek kurumların yeterince güçlendirilmediği eleştirisi yapılmıştır.

MMO'nun daha geniş eleştirisi, sürecin ulusal hukukun sınırlarının ötesine taşınmaya çalışıldığı, karar yetkisinin büyük ölçüde yabancı şirkete (Rus taraf) devredildiği ve bu kurgunun Sinop gibi sonraki projelere de aynı şekilde uygulandığı yönündedir; bu, "stratejik bir konuda ülkenin deneme-sınama alanı yapılmaması" gerektiği uyarısıyla birlikte dile getirilmiştir.

9. Uranyum/Yakıt Tedariki ve Jeopolitik Bağımlılık Riski

Akkuyu anlaşmasının en dikkat çekici maddelerinden biri, nükleer yakıt tedarikinin uzun dönemli sözleşmelerle proje şirketi (dolayısıyla Rus taraf) tarafından sağlanması ve kullanılmış yakıtın güvenli yönetiminin yine aynı şirketçe üstlenilmesi, kullanılmış nükleer yakıtın Rusya'ya taşınmasıdır. Bu yapı, Akkuyu'yu yalnızca inşaat ve işletme teknolojisinde değil, yakıt döngüsünün başından sonuna kadar tek bir yabancı ülkeye (Rusya) bağımlı hale getirmektedir.

Bu durum, önceki risk analizi raporunda ele alınan doğalgazdaki (%35 Rusya payı) ve kömürdeki (%58 Rusya payı) yoğunlaşma risklerine üçüncü, örtüşen bir katman eklemektedir: Türkiye'nin enerji arzının kritik bir bölümü — doğalgaz, kömür ve şimdi nükleer yakıt — aynı ülkeye bağımlı hale gelmektedir. MMO'nun 2017 değerlendirmesi bu riski açıkça ifade etmiştir: "Yakıtından, teknolojisine, yapımına ve işletilmesine kadar her konuda Rus şirketlerine bağımlı Akkuyu NES projesi, taşıdığı tüm olumsuzlukların ve risklerin yanı sıra, enerjide genel olarak dışa bağımlılığı, özel olarak Rusya'ya bağımlılığı artıracaktır."

Sinop projesinin teknoloji tedarikçisinin Güney Kore'ye (KEPCO) kaymış olması, bu tek-ülke yoğunlaşma riskini kısmen dengeleyebilecek bir gelişme olarak değerlendirilebilir; ancak Akkuyu'nun toplam nükleer kapasitedeki baskın payı (2020'lerin sonunda 4.800 MW, muhtemelen 2030'ların ortasına kadar tek işletmedeki santral) göz önüne alındığında, kısa-orta vadede nükleer yakıt tedarikinde Rusya yoğunlaşması yapısal olarak sürecektir.

10. Kamuoyu Tartışması: İki Karşıt Görüş

Nükleer enerji, Türkiye'de kamuoyunda net biçimde kutuplaşmış bir konudur. Aşağıda, tartışmanın iki tarafının öne sürdüğü temel argümanlar özetlenmektedir:

Destekleyici Görüş

- Nükleer enerji, sıfır emisyonlu, kesintisiz (7/24 baz yük) ve büyük ölçekli bir kaynak olarak, Türkiye'nin artan elektrik talebini ithal fosil yakıtlara başvurmada karşılayabilir.
- Türk tarafı için doğrudan hazine garantisi verilmemiş olması, projenin mali riskinin büyük ölçüde yatırımcı (Rus) tarafında kaldığı anlamına gelir.
- Alım garantisi fiyatının (~14 dolarcent/kWh), ROSATOM'un kendi açıkladığı güncel nükleer enerji birim maliyetinin (~20 dolarcent/kWh) altında kaldığı, dolayısıyla makul bir fiyatlandırma olduğu ileri sürülmektedir.
- Proje, 257'den fazla Türk öğrencinin Rusya'da nükleer mühendislik eğitimi almasını sağlamış; bu, uzun vadede yerli teknik kapasite oluşturma potansiyeli taşımaktadır.

Eleştirel Görüş

- Yakıt, teknoloji, işletme ve atık yönetiminin tamamen Rus şirketlerine bağımlı olması, enerjide dışa bağımlılığı azaltmak yerine, doğalgaz ve kömürdeki mevcut Rusya bağımlılığına üçüncü bir katman eklemektedir.
- Alım garantisi fiyatının 15 yıl boyunca uygulanacak olması ve toplam işletme ömrünün 60-80 yıla yayılması, uzun vadeli toplam maliyetin hesaplanmasını zorlaştırmakta; kriz senaryolarında (2022 doğalgaz/kömür fiyat şokuna benzer biçimde) maliyetin öngörülenin çok üzerine çıkabileceği endişesi taşınmaktadır.
- Ulusal Nükleer Enerji Strateji Belgesi'nin bulunmaması, karar süreçlerinin şeffaf ve kamuoyu denetimine açık olmadığı eleştirisini güçlendirmektedir.
- Aynı dönemde yenilenebilir enerji yatırımlarının (şebeke bağlantı kısıtları, düzenleyici istikrarsızlık gibi nedenlerle, bkz. önceki yenilenebilir enerji raporu) tam potansiyeliyle desteklenmediği; bu nedenle nükleerin "gerçek bir zorunluluk" değil, alternatiflerin yeterince değerlendirilmediği bir tercih olduğu ileri sürülmektedir.

Bu rapor, iki görüşü de kaydederek okuyucunun kendi değerlendirmesini yapmasına imkan tanımayı amaçlamaktadır; her iki tarafın da hesaplamaları, gelecekteki enerji fiyatları ve santral ömrüne ilişkin varsayımlara dayandığından, kesin bir "doğru" rakam bu aşamada nesnel olarak belirlenmemektedir.

11. Genel Değerlendirme

Somut İlerlemeler

- Akkuyu, 15 yıllık bir süreç sonunda "son viraja" girmiş; 2026 sonu itibarıyla ilk elektrik üretimi beklenmektedir.
- Sinop projesinde teknoloji tedarikçisinin Güney Kore'ye kayması, tek ülke bağımlılığı riskini kısmen çeşitlendirmektedir.

- İnsan kaynağı yatırımı (600 öğrenciye kadar Rusya'da eğitim hedefi) uzun vadeli yerli kapasite oluşturmaya katkı sağlayabilir.

Süregelen Sorunlar

- Takvim güvenilirliği: 2024 hedefinden 2026'ya kayan 3 kez ertelenen takvim, projenin planlama disiplini konusunda soru işaretleri yaratmaktadır.
- Maliyet şeffaflığı: Alım garantisi yapısının karmaşıklığı ve uzun vadeli senaryoların belirsizliği, kamuoyunun projenin gerçek maliyetini net biçimde değerlendirmesini zorlaştırmaktadır.
- Tek ülke bağımlılığı: Akkuyu'nun yakıt-teknoloji-işletme zincirinin tamamen Rusya'ya bağımlı olması, doğalgaz ve kömürdeki mevcut yoğunlaşma riskleriyle örtüşen bir yapı oluşturmaktadır.
- Kurumsal/yasal altyapı: 2017'de tespit edilen ulusal strateji belgesi ve kapsamlı yasal çerçeve eksikliklerinin ne ölçüde giderildiği kamuoyuyla yeterince şeffaf paylaşılmamaktadır.

12. Sonuç ve Öneriler

Türkiye'nin nükleer enerji serüveni, 2026 itibarıyla kritik bir eşiktedir: Akkuyu'nun ilk elektriği üretmesi, projeyi "planlama aşamasından" "işletme aşamasına" taşıyacak sembolik ve pratik bir dönüm noktası olacaktır. Ancak bu dönüm noktasının ötesinde, sektörün sürdürülebilir ve dengeli gelişimi için ele alınması gereken önemli sorular durmaktadır.

Öne çıkan öneriler:

- Ulusal Nükleer Enerji Strateji Belgesi ve Eylem Planı'nın nihayet hazırlanarak kamuoyuyla paylaşılması; Akkuyu, Sinop, Trakya ve SMR planlarının tek bir tutarlı çerçevede sunulması.
- Alım garantisi ve uzun vadeli maliyet projeksiyonlarının, farklı senaryolar (düşük/orta/yüksek enerji fiyatı, kriz senaryoları) altında bağımsız bir kurum tarafından şeffaf biçimde hesaplanıp kamuoyuyla paylaşılması — böylece taraflar arasındaki maliyet tartışmasının nesnel bir zemine oturması sağlanabilir.
- Sinop ve Trakya projelerinde tedarikçi çeşitlendirmesinin (KEPCO örneğinde olduğu gibi) sürdürülmesi, nükleer yakıt tedarikinde de orta-uzun vadede alternatif kaynakların değerlendirilmesi.
- Nükleer Düzenleme Kurumu'nun bağımsızlığının ve teknik kapasitesinin güçlendirilmesi, Akkuyu ve sonraki projelerin güvenlik/işletme standartlarının uluslararası en iyi uygulamalarla uyumlu şekilde bağımsız denetlenmesi.
- Nükleer yatırımların, yenilenebilir enerji ve enerji verimliliği yatırımlarıyla rekabet eden değil tamamlayan bir çerçevede ele alınması; kaynaklar arası tercihin şeffaf bir maliyet-fayda analizine dayandırılması.

Sonuç olarak, Akkuyu'nun tamamlanması Türkiye'nin enerji tarihinde önemli bir kilometre taşı olacaktır; ancak bu başarının, dışa bağımlılığı gerçek anlamda azaltıp azaltmadığı, yoksa yalnızca bağımlılığın kaynağını (doğalgaz/kömürden nükleer yakıt) değiştirip

değiştirmedigi sorusu, önümüzdeki on yılların en önemli enerji politikası tartışmalarından biri olmaya devam edecektir.

Kaynakça

- Türkiye ve Dünya Enerji Outlook 2014 (proje kaynağı) — Akkuyu anlaşma detayları, NEPUD, finansman yapısı
- Türkiye Enerji Görünümü 2017 (TMMOB MMO, proje kaynağı) — kurumsal/yasal altyapı eleştirisi, Sinop dönemin ortaklık yapısı
- Milli Temiz Ekonomik Enerji (proje kaynağı) — Akkuyu maliyet hesaplama tartışması, alım garantisi fiyatları
- Sabah — "Akkuyu'da Tarihi Adım: Nükleer Santrale İlk Yakıt Yüklendi" (Haziran 2026)
- DonanımHaber — "Akkuyu NGS'de Devreye Alma Süreci 2026'ya Ertelendi" (Aralık 2025)
- Türkiye Gazetesi — "Akkuyu'da Önemli Prova! İlk Üniteye Temsili Nükleer Yakıt Yüklendi" (Haziran 2026)
- Marmara Yaşam — "Akkuyu NGS'de Yakıt Yükleme Provası Başarıyla Tamamlandı" (Haziran 2026)
- SMMM Serdar Yılmaz, Yeni Çağrı Gazetesi — "Akkuyu Nükleer Santrali'nde Kritik Aşama: Birinci Ünite İşletmeye Alınıyor" (Mayıs-Haziran 2026)
- T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı — enerji.gov.tr, Akkuyu Nükleer Güç Santrali Projesi sayfası

Not: Bu rapor, proje kapsamındaki belgeler ile kamuya açık haber kaynaklarının bir sentezidir. Nükleer enerji tartışmalı bir konu olduğundan, rapor destekleyici ve eleştirel görüşleri dengeli sunmaya çalışmış; maliyet hesaplamaları farklı varsayımlara dayandığından kesinlik taşımamaktadır. Güncel gelişmeler için resmi kaynakların (enerji.gov.tr, akkuyu.com) takip edilmesi önerilir.

BÖLÜM 10

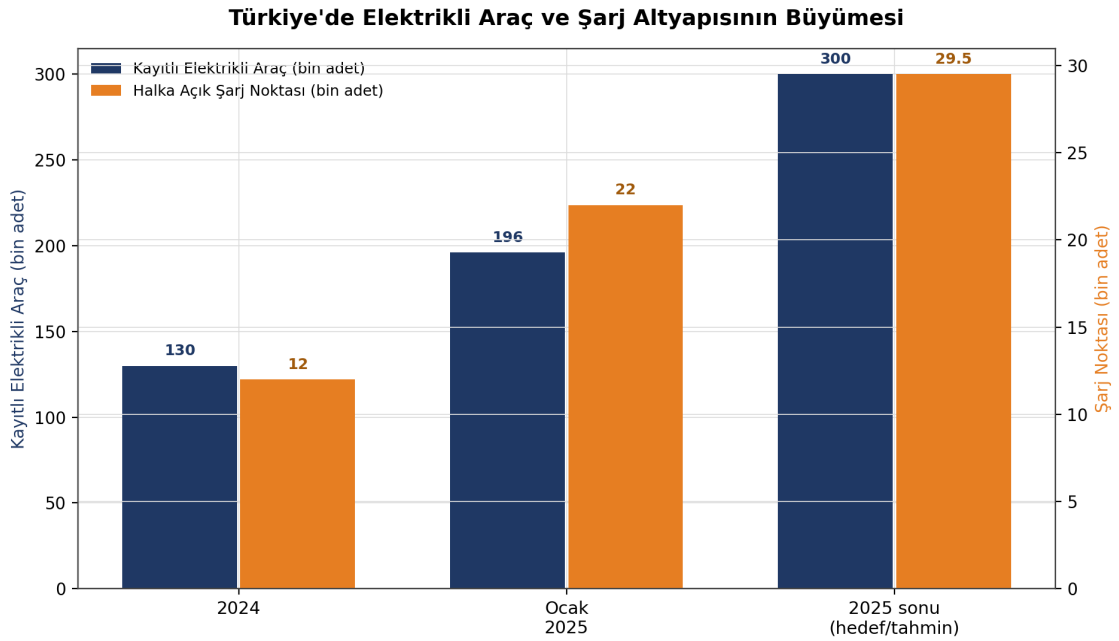
Enerji Dönüşümünün Tamamlayıcı Başlıkları

Şebeke, Depolama, Verimlilik, CBAM, Elektrikli Araçlar, Hidrojen

TÜRKİYE'NİN ENERJİ DÖNÜŞÜMÜNÜN TAMAMLAYICI BAŞLIKLARI

Şebeke · Depolama · Verimlilik · CBAM · Elektrikli Araçlar · Hidrojen

Altı Kritik Alanda Güncel Durum Analizi



Ağustos 2026

Kaynaklar: ETKB, TEİAŞ, EPDK, PwC, Ember, AA Enerji Terminali, güncel sektör raporları

İçindekiler

1. Giriş
 2. Elektrik Şebekesi ve Enerji Depolama
 - 2.1 Şebeke Bağlantı Krizi
 - 2.2 Batarya Depolama (BESS): Hızlı Ama Dengesiz Büyüme
 - 2.3 Sorunlar ve Boşluklar
 3. Enerji Verimliliği
 - 3.1 I. UEVEP Sonuçları (2017-2023)
 - 3.2 Enerji Verimliliği 2030 Stratejisi ve II. UEVEP
 4. Karbon Fiyatlandırma ve AB Sınırda Karbon Düzenlemesi (CBAM)
 - 4.1 CBAM'ın Kapsamı ve Takvimi
 - 4.2 Türkiye'ye Etkisi ve Ulusal ETS Hazırlığı
 5. Elektrikli Araçlar ve Şarj Altyapısı
 - 5.1 Araç Parkının Büyümesi
 - 5.2 Şarj Altyapısı ve Şebekeye Etkisi
 6. Hidrojen Stratejisi
 - 6.1 Ulusal Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası (2023)
 - 6.2 Hedefler ve Uygulama Durumu
 7. Konular Arası Bağlantılar ve Genel Değerlendirme
 8. Sonuç ve Öneriler
- Kaynakça

1. Giriş

Bu rapor, önceki raporlarda ayrı ayrı ele alınan kaynak bazlı analizleri (petrol-doğalgaz, kömür, jeotermal, güneş-rüzgar-biyogaz-biyodizel, hidroelektrik, nükleer) tamamlayan altı yatay/sistemik başlığı incelemektedir: elektrik şebekesi ve depolama, enerji verimliliği, karbon fiyatlandırma ve AB'nin Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması (CBAM/SKDM), elektrikli araçlar ve şarj altyapısı, ve hidrojen stratejisi. Bu başlıkların ortak özelliği, tek bir enerji kaynağına değil, enerji sisteminin bütününe (üretim, iletim, tüketim, dış ticaret) dokunmalarıdır.

Analiz, ETKB, TEİAŞ, EPDK'nın resmi belge ve açıklamaları ile PwC, Ember, TÜDÖKSAD gibi kurumların güncel sektör raporlarının sentezine dayanmaktadır.

2. Elektrik Şebekesi ve Enerji Depolama

2.1 Şebeke Bağlantı Krizi

Önceki raporlarda (güneş-rüzgar analizi) da tespit edildiği gibi, Türkiye'nin yenilenebilir enerjideki hızlı büyümesi, şebeke bağlantı kapasitesinde ciddi bir darboğaza yol açmıştır. EPDK'nın 26 Şubat 2026 tarihli kararıyla, iletim gerilim seviyesinden şebekeye bağlanacak lisanssız rüzgar ve güneş santralleri için toplam 1.500 MW'lık bir kapasite tahsis edilmiş; bir gerçek/tüzel kişiye iletim seviyesinden en fazla 75 MW, dağıtım seviyesinden ise en fazla 10 MW kapasite tahsis edilebileceği hükme bağlanmıştır. Bu tür MW bazlı üst sınırların getirilmesi, talebin şebeke kapasitesini fazlasıyla aştığının resmi bir göstergesidir.

2.2 Batarya Depolama (BESS): Hızlı Ama Dengesiz Büyüme

Enerji depolama, Türkiye'de 2023 sonrasında hızla gündeme gelen ancak henüz erken aşamada olan bir alandır. EPDK verilerine göre, Aralık 2022 itibarıyla toplam 260 GW kapasiteli (yaklaşık 280 milyar dolarlık yatırım potansiyeline denk gelen) yenilenebilir enerji santrali projesi için 5.968 BESS başvurusu alınmıştır; ilk BESS kapasitelerinin 2025'in son çeyreğinde tamamlanması öngörülmüştür.

Somut ilk örnekler küçük ölçekli olmakla birlikte kayda değerdir: Enerjisa Üretim, Ekim 2025'te Bandırma Enerji Üssü'nde, Türkiye'nin bakanlık kabulü yapılan ilk şebekeye entegre BESS'ini (2 MW / 4 MWh, hibrit bir GES tesisine entegre) devreye almıştır. Yerli üretim tarafında Pomega (Kontrolmatik grubu), Türkiye'nin ilk özel sektör lityum demir fosfat (LFP) hücre üreticisi olarak, Polatlı'daki gigafabrikasının ilk fazını 2023'te 500 MWh/yıl kapasiteyle devreye almış, 2025'te ikinci fazla toplam üretim kapasitesini 3 GWh/yıla çıkarmıştır. ASPILSAN Enerji ise Nisan 2026'da yüksek güçlü LFP hücrelerine yönelik yeni bir üretim hattının 2027'de devreye alınmasını planlamaktadır.

Ancak proje stoku ile fiili kurulu kapasite arasında büyük bir fark bulunmaktadır: Ember'in Türkiye Elektrik Görünümü 2026 çalışmasına göre, lisanslı ve ön lisanslı depolama projelerinin toplam enerji kapasitesi yaklaşık 37 GWh, güç kapasitesi ise yaklaşık 33 GW

olarak açıklanmaktadır. Ancak bu 33 GW'lık rakamın bugün şebekeye bağlı ve kullanılabilir bir kapasite olarak değerlendirilmemesi gerektiği vurgulanmaktadır — bu, proje havuzunda açıklanan MW/MWh büyüklükleri üzerinden hesaplanan teorik bir toplamdır, işletmedeki tesislerin ölçülmüş performansı değildir. Açıklanan güç/enerji oranından (33 GW / 37 GWh) çıkan ortalama depolama süresi yalnızca 1,1 saat civarındadır — bu, mevcut proje stokunun büyük bölümünün uzun süreli değil, kısa süreli (frekans dengeleme, kısa vadeli arz-talep dengeleme) depolama için tasarlandığına işaret etmektedir.

2035'e kadar Türkiye'nin 25 GW rüzgar ve 8 GW batarya depolama kapasitesine ulaşarak enerji dönüşümünü hızlandırması beklenmektedir. Resmi modellemede sistem esnekliği için ayrıca 5 GW elektrolizör kapasitesi (bkz. Bölüm 6) ve 1,7 GW talep tarafı katılımı (demand response) da öngörülmektedir — yani resmi planlama dahi şebeke esnekliğinin yalnızca bataryalarla sağlanacağını varsaymamaktadır.

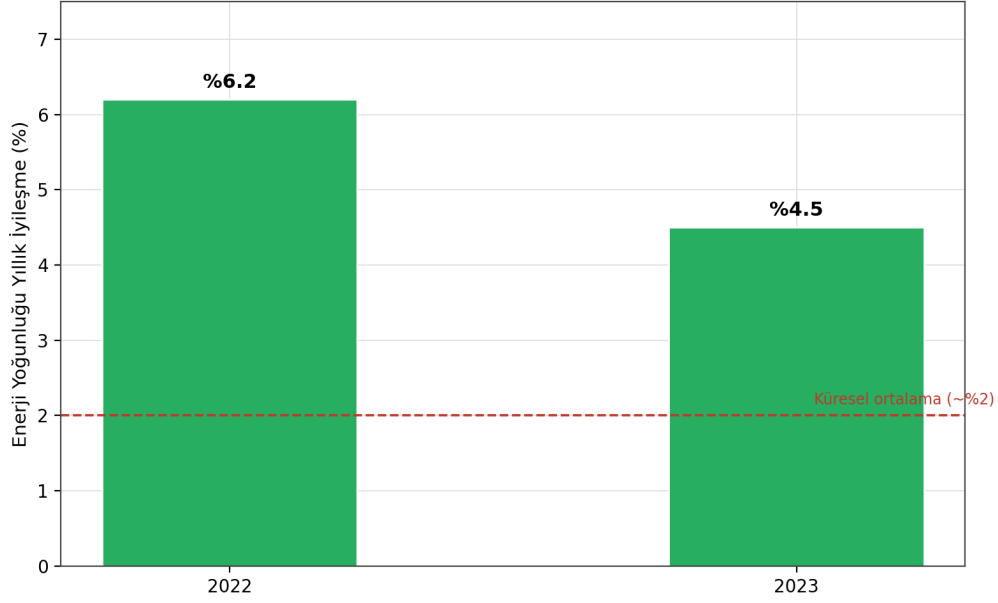
2.3 Sorunlar ve Boşluklar

- Proje stoku - fiili kapasite makası: BESS başvurularının (yaklaşık 6.000) ve açıklanan 33 GW'lık proje havuzunun, fiilen işletmeye giren kapasiteyle (birkaç MW ölçeğinde ilk örnekler) arasındaki uçurum, jeotermal ve kömürde daha önce tespit edilen "lisans var, yatırım yok" örüntüsünün depolamada da tekrarlandığını göstermektedir.
- Depolama süresi yetersizliği: Ortalama 1,1 saatlik depolama süresi, güneşin öğle saatlerindeki üretim fazlasını akşam talep zirvesine taşımak için (tipik olarak 4+ saat gerektiren bir ihtiyaç) yetersiz kalmaktadır.
- Mevzuat yeniliği: Depolama yatırımı yapanlara rüzgar ve güneş santrali kurma yetkisi veren yasal düzenleme yakın zamanda hayata geçirilmiş olup, bu mekanizmanın piyasada ne ölçüde kullanılacağı henüz netleşmemiştir.
- Yerli üretim kapasitesi sınırlı: Pomega ve ASPİLSAN gibi öncü örnekler bulunsa da, Türkiye'nin battery hücre üretim kapasitesi (3 GWh/yıl mertebesinde) küresel ölçekle (örn. Çin'in yüzlerce GWh/yıl kapasitesi) kıyaslandığında oldukça küçük kalmaktadır.

3. Enerji Verimliliği

3.1 I. UEVEP Sonuçları (2017-2023)

2007'de yürürlüğe giren 5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu'nun uygulama aracı olan I. Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı (UEVEP, 2017-2023), resmi değerlendirmeye göre hedeflerine planlandığı şekilde ulaşmıştır: dönem boyunca toplam 8,5 milyar dolar yatırım yapılmış, yaklaşık 70 milyon ton emisyon azaltımı sağlanmış ve 45 bin yeni "yeşil istihdam" oluşturulmuştur. 2022 yılı itibarıyla Türkiye'nin enerji yoğunluğu (GSYİH başına tüketilen enerji), 2011 yılına kıyasla Strateji Belgesi'nde öngörülen azaltım hedefine 2023'ten önce ulaşmıştır.

Türkiye'nin Enerji Yoğunluğu İyileşme Hızı — Küresel Karşılaştırma

Grafik: Türkiye'nin Enerji Yoğunluğu İyileşme Hızı — Küresel Karşılaştırma (2022-2023). Kaynak: ETKB, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, IEA.

Bu performans uluslararası ölçekte de dikkat çekicidir: 2021 ve 2022'de Türkiye, enerji yoğunluğunu dünyada en çok iyileştiren iki ülkeden biri olmuştur. 2022'de küresel enerji yoğunluğu iyileşmesi ortalama %2 iken, Türkiye'nin enerji yoğunluğu %6,2 oranında düşmüş; 2023'te bu oran %4,5 olarak gerçekleşmiştir. IEA verilerine göre Türkiye, son 20 yılda enerji yoğunluğunu %30'u aşan oranda azaltarak OECD ülkeleri arasında en fazla iyileşme sağlayan ülkelerden biri olmuştur.

3.2 Enerji Verimliliği 2030 Stratejisi ve II. UEVEP

I. UEVEP'in başarısının ardından, 2022'de hazırlıklarına başlanan Enerji Verimliliği 2030 Stratejisi ve II. Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı (2024-2030), 10 stratejik amaç ve 23 hedef altında, sanayi-teknoloji, bina-hizmet, enerji, ulaştırma, tarım, ortak konular, start-up ve dijitalleşme olmak üzere 7 kategoride toplam 61 eylem ve 265 faaliyet içermektedir.

Hedef Kalemi	Değer
2024-2030 Toplam Yatırım	20,2 milyar ABD Doları
Kümülatif Birincil Enerji Tasarrufu	37,1 MTEP
Sera Gazı Azaltımı	100 milyon ton CO2 eşdeğeri
2040'a Kadar Beklenen Tasarruf Değeri	46 milyar ABD Doları
Enerji Yoğunluğu Azaltım Hedefi (2023 bazlı)	Stratejik amaç SA-10 kapsamında belirlenmiştir

Kaynak: ETKB, Enerji Verimliliği 2030 Stratejisi ve II. UEVEP (2024-2030) resmi belgesi.

Somut uygulama örnekleri arasında, kamu binalarına 2026 itibarıyla "yeşil bina sertifikası" alma yükümlülüğü getirilmesi (beklenen fayda: yaklaşık 1,5 milyar TL), 2024 sonunda tamamlanan TS 825 ısı yalıtım kuralları revizyonu, ofis/AVM/hastane gibi tüm sektörleri kapsayacak şekilde genişletilen verimlilik teşvikleri (proje başına 21,6 milyon TL'ye kadar) ve genel aydınlatmada LED dönüşüm programı (2024 sonunda ~200 bin LED armatür, 2028 sonuna kadar ~3,75 milyon armatür hedefi) yer almaktadır. Ayrıca 100 MW ve üzeri kurulu güce sahip santrallerde ISO 50001 Enerji Yönetim Sistemi kurulumu, organize sanayi bölgelerinde Enerji Yönetim Birimi kurulması ve elektrik/doğalgaz dağıtım-tedarik şirketlerine yönelik enerji verimliliği yükümlülükleri ("beyaz sertifika" piyasası pilot uygulaması dahil) planlanmaktadır.

4. Karbon Fiyatlandırma ve AB Sınırdaki Karbon Düzenlemesi (CBAM)

4.1 CBAM'ın Kapsamı ve Takvimi

AB'nin Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması (SKDM/CBAM), 10 Mayıs 2023'te imzalanan tüzükle yürürlüğe giren, karbon kaçağını (üretimin daha gevşek çevresel düzenlemelere sahip ülkelere kayması riskini) önlemeyi amaçlayan bir mekanizmadır. CBAM, demir-çelik, alüminyum, çimento, gübre, elektrik ve hidrojen sektörlerini kapsamakta; bu sektörlerin girdisi olarak kullanılan bazı alt (downstream) ürünler de kapsama dahildir.

Uygulama takvimi iki aşamalıdır: 1 Ekim 2023 - 31 Aralık 2025 arası yalnızca raporlama yükümlülüğü getiren bir geçiş dönemi olmuş; bu dönemde ithal ürünlere gömülü emisyonlar için herhangi bir mali yükümlülük uygulanmamıştır. 1 Ocak 2026 itibarıyla ise mali yükümlülüğün başladığı asıl uygulama dönemine geçilmiştir: AB'ye yıllık 50 tondan fazla CBAM kapsamındaki ürün ithal eden şirketlerin "Yetkili CBAM Beyan Sahibi" olarak yetkilendirilmesi zorunlu hale gelmiş (başvuru son tarihi 31 Mart 2026), yıllık beyan ve sertifika teslim tarihi ise ithalatın yapıldığı yılı izleyen yılın 30 Eylül'ü olarak belirlenmiştir. Sertifika fiyatları, AB Emisyon Ticaret Sistemi (EU ETS) kapsamındaki haftalık ortalama karbon fiyatlarına göre belirlenecektir.

4.2 Türkiye'ye Etkisi ve Ulusal ETS Hazırlığı

Türkiye'nin AB ile dış ticaret hacminin büyüklüğü (2021 verilerine göre Türkiye'nin toplam ihracatının önemli bir bölümü AB'ye yönelik), CBAM'a uyumu Türk ihracatçıları için kritik hale getirmektedir. CBAM kapsamındaki sektörler arasında demir-çelik, alüminyum, çimento ve gübre Türkiye'nin geleneksel güçlü ihracat kalemleri arasında yer almaktadır. CBAM'ın etkisi iki düzeyde işlemektedir: (i) doğrudan mali yük — AB'deki ithalatçı üzerinde görünse de, tedarikçiye/üreticiye yayılabilecek bir maliyet baskısı; (ii) rekabet kriteri değişimi — AB'li alıcıların artık doğrulanmış karbon verisini yeni bir satın alma kriteri olarak talep etmesi, ölçüm/doğrulama altyapısı zayıf üreticiler için ek risk oluşturmaktadır.

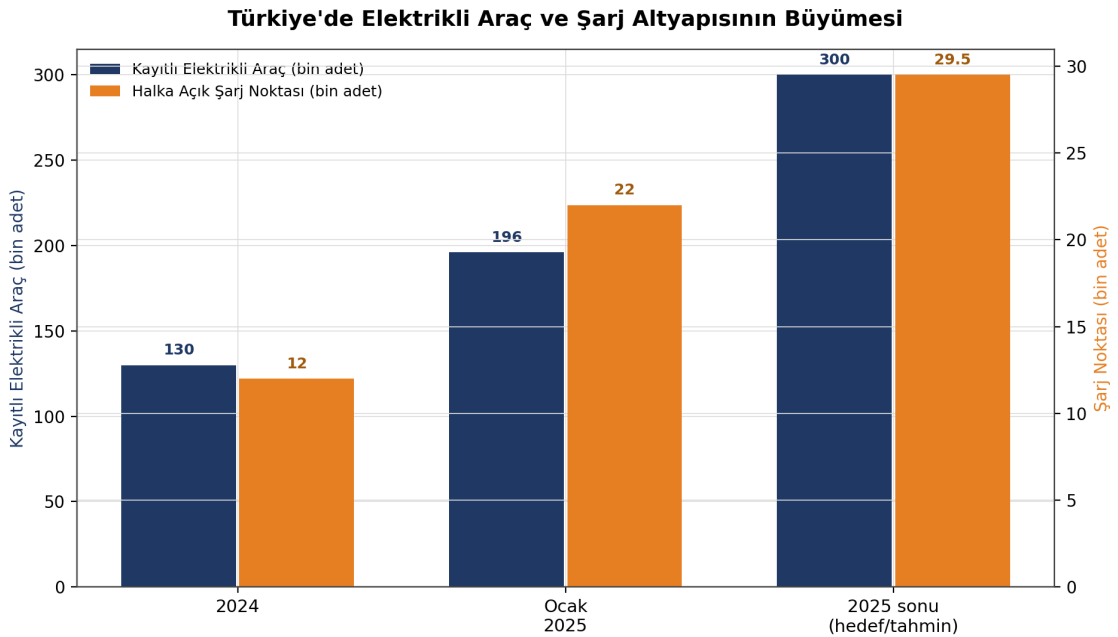
Bu baskıya karşı Türkiye'de ulusal emisyon ticaret sistemine (ETS) geçiş için mevzuat ve piyasa altyapısı hazırlıkları ilerlemektedir. Cumhurbaşkanlığı yıllık programında, AB düzenlemeleriyle uyumlu bir ulusal karbon fiyatlandırma mekanizmasının kurulmasına yönelik çalışmalara atıfta bulunmaktadır. Amaç, AB ETS'ye benzer, karbonu fiyatlayarak enerji verimliliği, atık ısı geri kazanımı, yakıt dönüşümü ve proses inovasyonunu teşvik edecek yerli bir sistem kurmaktır — böyle bir sistemin varlığı, Türk üreticilerin ödediği yerli karbon maliyetinin CBAM sertifika maliyetinden düşülebilmesine (AB mevzuatındaki genel ilkeye göre) imkan tanıyabilir, bu da çifte ödemenin önüne geçebilir.

Kritik nokta, EU ETS'nin kendisinin de sıkılaştığıdır: 2030'a kadar ETS kapsamındaki sektörlerde emisyonların 2005'e kıyasla belirgin oranda azaltılması hedeflenmekte; bu çerçevede piyasadaki tahsisatların 2024-2027'de yıllık %4,3, 2028-2030'da %4,4 oranında azaltılması öngörülmektedir. Bu, CBAM sertifika fiyatlarının zaman içinde artma eğiliminde olacağı, dolayısıyla Türk ihracatçıları üzerindeki baskının da büyüyeceği anlamına gelmektedir.

5. Elektrikli Araçlar ve Şarj Altyapısı

5.1 Araç Parkının Büyümesi

Türkiye'de elektrikli araç pazarı, büyük ölçüde TOGG'un 2022'de yollara çıkmasıyla başlayan bir ivme kazanmıştır. PwC'nin Ocak 2025 tarihli raporuna göre, Türkiye'de kayıtlı elektrikli araç sayısı 196.000'i aşmış; EPDK'nın öngörüsüne göre bu sayının 2030'a kadar yaklaşık 1,5 milyona ulaşması beklenmektedir.



Grafik: Türkiye'de Elektrikli Araç ve Şarj Altyapısının Büyümesi. Kaynak: PwC (2025), EPDK, otomobilir.com, AutoVolt.

2024'te bir önceki yıla göre önemli bir artışla 185.000 adede ulaşan elektrikli araç satışlarının, EPDK ve TOGG gibi yerli hamlelerin desteğiyle 2025 sonuna kadar 300.000'i geçmesi beklenmektedir. Bu büyüme, Türkiye'yi otomotiv pazarında elektrikli araç payı hızla yükselen ülkeler arasına sokmaktadır; TOGG'un yerli üretim modeli, bu büyümenin bir kısmının döviz çıkışı yaratmadan (ithal araç yerine) gerçekleşmesini sağlamaktadır.

5.2 Şarj Altyapısı ve Şebekeye Etkisi

Şarj altyapısı da paralel bir hızla büyümektedir: 2025 başında yaklaşık 12.000 olan halka açık şarj noktası sayısı, 2025 ortasında 22.000'i, yıl sonunda ise 29.500'ü aşmıştır. Buna karşın "her 15 araca 1 istasyon" kuralına göre 2026'ya kadar 20.000'i aşması beklenen istasyon ihtiyacı, mevcut büyüme hızıyla karşılanabilir görünmektedir; PwC'nin verisine göre 2025 başında istasyon başına düşen araç sayısı 9 olup, bu rakam dünya ortalaması olan 11'in altında kalarak Türkiye'nin bu alanda görece iyi bir konumda olduğuna işaret etmektedir.

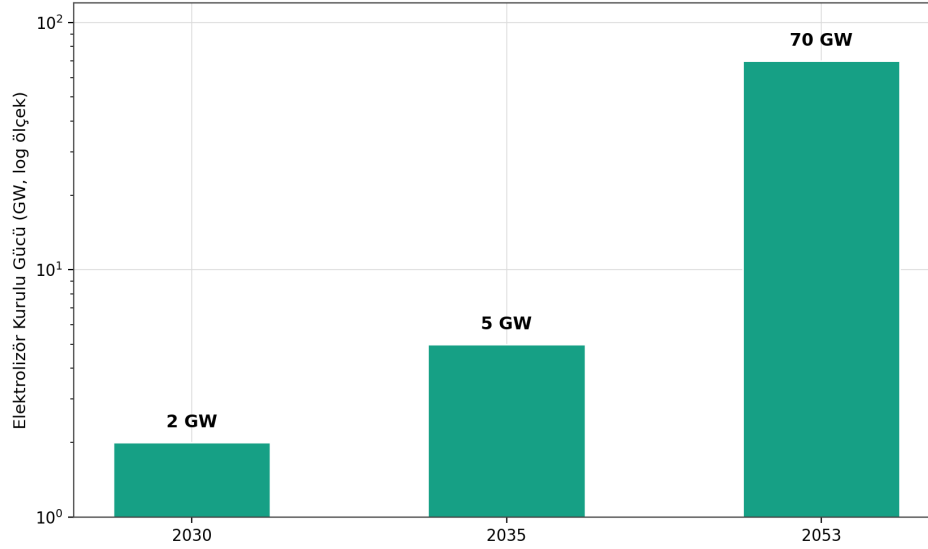
Şarj altyapısının şebeke üzerindeki etkisi de artık ölçülebilir boyuta ulaşmıştır: 2025'te elektrikli araçların gerçekleştirdiği toplam elektrik tüketimi 460 GWh'e (yaklaşık 166 bin hanenin yıllık tüketimine eşdeğer) ulaşmış, toplam şarj işlemi sayısı 21,7 milyonu aşmıştır. Türkiye genelindeki şarj istasyonlarının toplam kurulu gücü yaklaşık 3 GW'a, yani Türkiye'nin toplam kurulu gücünün (~121.000 MW) yaklaşık %2,5'ine ulaşmıştır — bu oran küçük görünse de, hızla büyüyen bir talep kalemi olarak şebeke planlamasına dahil edilmesi gereken bir büyüklüktür. Siemens eMobility gibi özel sektör oyuncularının 2025'te tek başına 26 bin ton CO2 salımının önlenmesine katkı sağladığı bildirilmektedir.

2026 için beklenen düzenlemeler arasında TOGG hurda teşviki ve vergi muafiyetleri, işverenlerin yalnızca ölçülebilir/belgelenebilir elektrik giderlerini vergiden muaf olarak geri ödeyebilmesi (1 Ocak 2026'dan itibaren), ve otoparklarda minimum zorunlu şarj noktası düzenlemelerinin yaygınlaşması yer almaktadır. Sektör beklentisi, önümüzdeki dönemde büyümenin istasyon sayısından çok, 350 kW üzeri ultra hızlı şarj cihazlarının yaygınlaşması ve kullanıcı deneyimini iyileştiren akıllı şarj/ödeme sistemleri yönünde şekilleneceğidir.

6. Hidrojen Stratejisi

6.1 Ulusal Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası (2023)

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Ocak 2023'te Türkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası'nı yayımlamıştır. Belge, 2053 net sıfır karbon emisyonu hedefi doğrultusunda hidrojeni kullanarak karbonsuz bir ekonomi modeli oluşturmayı amaçlamakta; hidrojen teknolojilerinde ihtiyaç, çözüm ve yol haritası belirlenirken dünyadaki eğilimler ile Türkiye'nin önceliklerini esas almaktadır.

Türkiye Hidrojen Elektrolizör Kapasite Hedefleri (2030-2053)

Grafik: Türkiye Hidrojen Elektrolizör Kapasite Hedefleri (2030–2053, logaritmik ölçek). Kaynak: ETKB, Türkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası (Ocak 2023).

6.2 Hedefler ve Uygulama Durumu

Yol haritasının iki ana sayısal hedefi şöyledir: (i) elektrolizör kurulu güç kapasitesinin 2030'da 2 GW'a, 2035'te 5 GW'a ve 2053'te 70 GW'a ulaştırılması; (ii) yeşil hidrojen üretim maliyetinin 2035'e kadar 2,4 dolar/kgH₂'nin, 2053'e kadar ise 1,2 dolar/kgH₂'nin altına düşürülmesi. Bu hedeflerin gerçekleşmesi için Türkiye'nin toplam elektrik kurulu gücünün 2035'te 189.700 MW'a yükseltilmesi öngörülmekte; 2020'de %16,7 olan yenilenebilir enerjinin birincil enerji tüketimindeki payının 2035'te %23,7'ye çıkarılması hedeflenmektedir.

Somut uygulama adımları arasında, doğalgaz şebekesine hidrojen karıştırılması (blending) alanında öncü bir test öne çıkmaktadır: Türkiye'de ilk kez, doğalgaza yenilenebilir kaynaklardan elde edilen hidrojenin %20'ye kadar karıştırılarak şebeke ve iç tesisatlarda kullanılması testleri yapılmış ve başarıyla sonuçlanmıştır. Yol haritası, 2030'dan başlayarak 2053 sonuna kadar hidrojenin doğalgaza karışım oranını %12'ye, sentetik metanın karışım oranını ise %30'a çıkarmayı hedeflemektedir. Aynı mühendislik ekibinin hidrojenin sanayide kullanımına yönelik Ar-Ge çalışmalarını da sürdürdüğü belirtilmektedir.

Kurumsal çerçevede, Türkiye Enerji, Nükleer ve Maden Araştırma Kurumu'nun (TENMAK) sorumluluğunda hidrojen üretimi, depolaması ve dağıtımından oluşan bir "hidrojen değer zinciri" oluşturulması planlanmıştır. PwC Strategy&'ın değerlendirmesine göre, Türkiye'de yeşil hidrojen talebinin 2030'da 1-1,5 milyon ton, 2050'de ise 2-2,5 milyon tonu geçebileceği tahmin edilmektedir; ayrıca hidrojen üretiminde yerel kaynakların (örn. kömür bazlı "mavi/turkuaz hidrojen" teknolojileri) kullanımına yönelik Ar-Ge faaliyetleri için destek mekanizmaları da gündemdedir.

Değerlendirme açısından önemli bir uyarı: 2030 hedefi olan 2 GW'lık elektrolizör kapasitesi, bugün (2026 itibarıyla) küresel ölçekte dahi birçok ülkenin henüz ulaşamadığı iddialı bir hedeftir; ayrıca 2035'ten 2053'e sıçrayan 5 GW'dan 70 GW'a (14 kat) artış, önceki raporlarda ele alınan diğer büyük ölçekli hedeflerde (2019 hidroelektrik hedefi, YEK Kanunu güneş hedefleri) sıkça görülen "iddialı uzun vadeli hedef, belirsiz ara dönem" örüntüsüne benzemektedir. 2026 itibarıyla Türkiye'nin somut, işletmedeki elektrolizör kapasitesine ilişkin ayrıntılı veri kamuoyuyla henüz paylaşılmamıştır.

7. Konular Arası Bağlantılar ve Genel Değerlendirme

Bu altı başlık, birbirinden bağımsız değil, aksine sıkı sıkıya bağlantılı bir sistemi oluşturmaktadır:

- Şebeke ve depolama, önceki raporlarda ele alınan güneş/rüzgar büyümesinin (24,8 GW güneş, 14,15 GW rüzgar) sürdürülebilirliğinin ön koşuludur; depolamadaki proje stoku-fiili kapasite makası, yenilenebilir büyümesinin bir sonraki aşamasını (talep artışının önüne geçme) tehdit etmektedir.
- Enerji verimliliği, arz artırmadan talebi azaltan tek kaynaktır; Türkiye'nin bu alandaki güçlü performansı (%4-6 yıllık iyileşme, küresel ortalamanın 2 katından fazla), dışa bağımlılığı azaltmada arz tarafı yatırımları kadar önemli bir kaldıraç olarak öne çıkmaktadır.
- CBAM, enerji politikasının artık yalnızca iç piyasa değil, dış ticaret ve rekabet gücü boyutuyla da ele alınması gerektiğini göstermektedir; Türkiye'nin elektrik üretiminde fosil yakıt payının (kömür+doğalgaz ~%55) yüksek kalması, CBAM kapsamındaki "elektrik" kaleminin de gömülü emisyon riskini artırmaktadır.
- Elektrikli araçlar, hem yeni bir elektrik talebi kaynağı (460 GWh ve büyüyor) hem de potansiyel bir şebeke esnekliği aracı (araçtan-şebekeye/V2G teknolojisiyle) olarak, depolama ve şebeke planlamasıyla doğrudan kesişmektedir.
- Hidrojen, hem sanayideki (çelik, çimento — tam da CBAM kapsamındaki sektörler) karbon azaltımı için bir araç hem de doğalgaz şebekesine entegre edilebilecek bir enerji taşıyıcısı olarak, diğer beş başlıkla da örtüşen bir potansiyel taşımaktadır.

Genel olarak, bu altı başlıktaki ortak örüntü önceki raporlarda da tekrar tekrar görülen bir örüntüdür: iddialı resmi hedefler, hızlı başlangıç ivmesi, ama uygulamada (şebeke bağlantısı, depolama süresi, elektrolizör kapasitesi gibi) somut darboğazlar.

8. Sonuç ve Öneriler

Bu altı başlık, Türkiye'nin enerji dönüşümünün "görünmeyen altyapısını" oluşturmaktadır — kaynak bazlı büyüme (güneş, rüzgar, nükleer vb.) manşetlerde daha çok yer bulsa da, bu büyümenin sürdürülebilirliği büyük ölçüde bu yatay başlıklardaki ilerlemeye bağlıdır. Öne çıkan öneriler:

- Şebeke ve depolama: BESS proje stoku ile fiili kapasite arasındaki makasın kapatılması için, lisans/ön lisans alan projelere gerçekleştirme takvimine bağlı somut

yaptırımların getirilmesi; 4+ saatlik depolama sürelerini teşvik edecek destek mekanizmalarının önceliklendirilmesi.

- Enerji verimliliği: II. UEVEP'in 20,2 milyar dolarlık yatırım hedefinin finansmanı için özel sektör katılımını artıracak (enerji performans sözleşmeleri, beyaz sertifika piyasası gibi) mekanizmaların hızla operasyonel hale getirilmesi.
- CBAM/Karbon fiyatlandırma: Ulusal ETS'nin, AB ile uyumlu ama Türk sanayisinin rekabet gücünü koruyacak bir geçiş takvimiyle hızla hayata geçirilmesi; CBAM kapsamındaki sektörlerdeki (çelik, çimento, alüminyum, gübre) ihracatçılara emisyon ölçüm/doğrulama altyapısı kurulumunda teknik destek sağlanması.
- Elektrikli araçlar: Şarj altyapısı büyümesinin şebeke planlamasıyla eşgüdümlü sürmesi; V2G (araçtan şebekeye) pilot projelerinin, depolama açığını kısmen telafi edecek bir araç olarak değerlendirilmesi.
- Hidrojen: 2030 hedefine (2 GW) ilişkin somut, izlenebilir bir ara dönem takviminin (yıllık kurulum hedefleriyle) kamuoyuyla paylaşılması; doğalgaz şebekesine hidrojen karıştırma testlerinin başarısının, daha geniş ölçekli pilot uygulamalara dönüştürülmesi.

Sonuç olarak, Türkiye'nin enerji dönüşümü artık yalnızca "hangi kaynaktan ne kadar üretilecek" sorusuyla sınırlı değildir; "üretilen enerji nasıl taşınacak, depolanacak, verimli kullanılacak ve uluslararası ticarete nasıl bir rekabet avantajına (ya da dezavantajına) dönüşecek" soruları, önümüzdeki on yılın belirleyici enerji politikası gündemini oluşturacaktır.

Kaynakça

- AA Enerji Terminali — "TEİAŞ 2026 İletim Seviyesi Lisanssız Üretim Kapasitelerini Duyurdu"; "Enerjisa Üretim, Türkiye'nin İlk Bakanlık Kabulü Yapılan Batarya Depolama Tesisi'ni Devreye Aldı"; "Türkiye'nin Yenilenebilir Enerji Kapasitesindeki Artış..."
- petroturk.com — "Enerji Depolamada Yatırım İştahı Yükseliyor"
- PwC Strategy& — "Sabit Depolama (BESS) Sistemlerinin Büyümesi Türkiye..."
- yesilhaber.net — "33 GW Batarya, 1,1 Saat: Türkiye'nin Depolama Açığı" (2026)
- Turkishtime Dergi — "Enerji Verimliliği 2030 Stratejisi ve II. UEVEP"
- T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı — "Türkiye'nin Enerji Verimliliği 2030 Stratejisi ve II. Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı" resmi belgesi (Ocak 2024)
- Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi — "Türkiye, Enerji Verimliliğine 2030'a Kadar 20 Milyar Dolardan Fazla Yatırım Yapacak"
- VTC Enerji, GENSED — Enerji Verimliliği 2030 Stratejisi değerlendirmeleri
- Erdem&Erdem — "Sınırdaki Karbon Düzenlemesine İlişkin Güncel Gelişmeler"
- surdurulebilirlikraporu.org.tr — "Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması (CBAM)"
- Forseti Hukuk Bürosu — "AB ETS ve Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması (CBAM): Yeşil Dönüşümün Yeni Aşaması"
- climeteo.com — "Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması CBAM Nedir?"
- yesilhaber.net — "Yeşil Ekonomi Dönüşümünde CBAM Baskısı, Sanayi Rekabeti"; "AB CBAM 2026 ile Karbon Maliyeti Başlıyor"
- PwC Türkiye — "Elektrikli Araç Şarj İstasyonu Sektörüne Genel Bakış" (2025)

- Tuncmatik — "Elektrikli Mobilitede Yol Haritası: 2025 Analizi, 2026 Öngörülleri"
- otomobilir.com, AutoVolt, sarjelek.com — Türkiye şarj istasyonu güncel istatistikleri (2025-2026)
- HardwareLab — "Şarj İstasyonları Türkiye Kurulu Gücünün Yüzde 2,5'ine Ulaştı" (Siemens eMobility verileri, 2026)
- TÜDÖKSAD — "Türkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası Yayınılandı"
- T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı — "Türkiye Hidrojen Teknolojileri ve Stratejisi ve Yol Haritası" resmi belgesi (Ocak 2023)
- İletişim Başkanlığı — Bakan Fatih Dönmez'in Hidrojen Yol Haritası tanıtım konferansı konuşması
- PwC Strategy& — "Yeşil Hidrojen Ekonomisi İçin Yol Ayrımının Eşiğinde..."
- İSO Yeşil Blog, Temiz Enerji — Hidrojen yol haritası değerlendirmeleri

Not: Bu rapor, kamuya açık resmi belgeler ile güncel sektör ve haber kaynaklarının bir sentezidir. Hedef rakamları resmi stratejik planlardan alınmış olup, fiili gerçekleşme oranları zamanla değişebilir; okuyucunun güncel veriler için ilgili resmi kaynakları (enerji.gov.tr, epdk.gov.tr, teias.gov.tr) takip etmesi önerilir.

BÖLÜM 11

Genel Değerlendirme

11 Raporun Sentezi: 30 Yıllık Dönüşümün Bütüncül Analizi

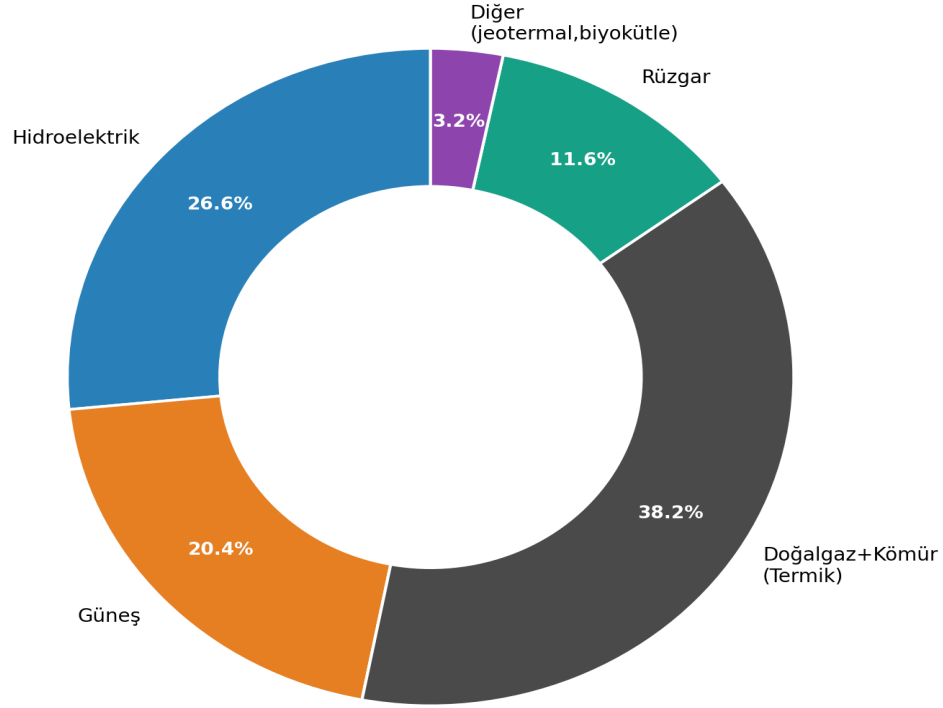
TÜRKİYE'NİN ENERJİ DÖNÜŞÜMÜ

GENEL DEĞERLENDİRME RAPORU

11 Raporun Sentezi: 30 Yıllık Dönüşümün Bütüncül Analizi

Genel Görünüm · Dışa Bağımlılık · Mevzuat · Petrol-Gaz · Jeotermal · Kömür · Yenilenebilirler · Hidroelektrik · Nükleer
· Şebeke/Depolama/Verimlilik/CBAM/EA/Hidrojen

Türkiye Kurulu Gücünün Kaynak Dağılımı (2025, ~121 GW)



Ağustos 2026

Bu rapor, proje kapsamında hazırlanan 11 ayrı analiz raporunun bütüncül bir sentezidir.

İçindekiler

1. Giriş: Bu Rapor Neyin Sentezi?
2. Türkiye Enerjisinin 2026 Fotoğrafi
3. 30 Yılın Üç Evresi: Kronolojik Sentez
4. Kaynak Bazlı Karşılaştırmalı Değerlendirme
5. Ortak Örüntü 1: Mevzuatın Gecikmeli ama Belirleyici Etkisi
6. Ortak Örüntü 2: "Lisans Var, Yatırım Yok" Sorunu
7. Ortak Örüntü 3: Rusya Yoğunlaşması — Üç Kaynakta Aynı Risk
8. Ortak Örüntü 4: İddialı Hedefler, Gecikmeli Gerçekleşme
9. Ortak Örüntü 5: Büyüme Var, Yeterlilik Yok
10. Başarı Alanları: Nerede Gerçek İlerleme Var?
11. Kritik Riskler: Nerede Kırılganlık Sürüyor?
12. Entegre Değerlendirme: Enerji Bağımsızlığına Ne Kadar Yakınız?
13. Bütüncül Tavsiyeler
14. Sonuç

1. Giriş: Bu Rapor Neyin Sentezi?

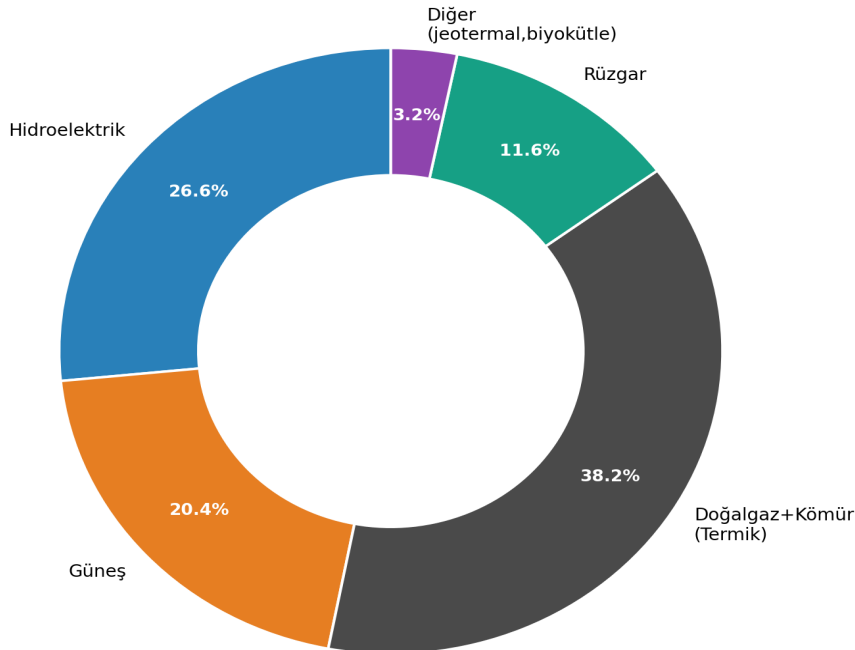
Bu proje kapsamında, Türkiye'nin enerji sektörünü kapsamlı biçimde ele alan 11 ayrı rapor hazırlanmıştır: (1) Genel üretim-tüketim görünümü, (2) Dışa bağımlılık risk analizi, (3) 30 yıllık mevzuatın enerji bağımsızlığına etkisi, (4) Petrol ve doğalgaz endüstrisi, (5) Jeotermal enerji endüstrisi, (6) Kömür endüstrisi, (7) Yenilenebilir enerji (güneş-rüzgar-biyogaz-biyodizel), (8) Hidroelektrik enerji, (9) Nükleer enerji, ve (10) tamamlayıcı altı başlık (şebeke, depolama, verimlilik, CBAM, elektrikli araçlar, hidrojen). Bu rapor, söz konusu 11 belgede ortaya çıkan bulguları tek bir bütüncül çerçevede birleştirmeyi amaçlamaktadır.

Amaç, tekil raporlarda kaynak bazında ele alınan bulguları bir araya getirerek, Türkiye'nin enerji sektöründe tekrar eden örüntüleri, sistemik riskleri ve gerçek başarı alanlarını ortaya koymak; böylece parçaların toplamından daha fazlasını ifade eden bir "büyük resim" sunmaktır.

2. Türkiye Enerjisinin 2026 Fotoğrafı

Önceki raporlarda derlenen güncel verilere göre, Türkiye'nin enerji sisteminin 2025-2026 itibarıyla vardığı nokta şöyle özetlenebilir:

Türkiye Kurulu Gücünün Kaynak Dağılımı (2025, ~121 GW)



Grafik: Türkiye Kurulu Gücünün Kaynak Dağılımı (2025, ~121 GW). Kaynak: TEİAŞ, önceki raporların sentezi.

121.084 MW'lık toplam kurulu gücün en büyük tekil kalemi hâlâ termik santraller (doğalgaz+kömür, %46,4) olmakla birlikte, hidroelektrik (%29,3) ve güneşin (%22,5) toplamı bu payı geride bırakmaktadır. Elektrik üretiminde ise 2024'te fosil yakıtların payı %55'e gerileyerek 31 yılın en düşük seviyesine inmiş; rüzgar+güneş üretimi (%18,2) ilk kez yerli kömürü (%13,3) geçmiştir. Buna karşılık petrol ve doğalgazda yerli üretimin tüketimi karşılama oranı hâlâ tek haneli düzeyde (sırasıyla ~%11 ve ~%4,5) kalmakta; kömür ithalatında Rusya payı %58'e, doğalgazda %35'e ulaşmış durumdadır.

3. 30 Yılın Üç Evresi: Kronolojik Sentez

Tüm raporlar bir arada okunduğunda, Türkiye'nin enerji tarihinin üç net evreye ayrıldığı görülmektedir — bu evreleme, mevzuat raporunda ortaya konan çerçeveye diğer tüm kaynak raporlarındaki bulguların örtüştüğü bir sentezdir:

Evre 1 (1990-2005): Hızlı Büyüme, Artan Bağımlılık

Ekonomik büyüme ve kentleşmeyle birlikte enerji talebi hızla artmış (%145, 1990-2015), bu talep büyük ölçüde ithal doğalgazla karşılanmıştır. 2001'deki piyasa serbestleşmesi (4628 sayılı Kanun), niyet edilmemiş biçimde garantili sözleşme arayan özel sermayeyi ithal gaz santrallerine yöneltmiş; dışa bağımlılık oranı %51,6'dan %67,2'ye sıçramıştır. Bu dönemde yenilenebilir enerji (güneş, rüzgar, jeotermal) neredeyse hiç yer tutmamaktaydı.

Evre 2 (2005-2016): Yasal Çerçevenin İnşası, Gecikmeli Etki

5346 sayılı YEK Kanunu (2005), 5627 Enerji Verimliliği Kanunu (2007), 5710 Nükleer Kanunu (2007), 5686 Jeotermal Kanunu (2007) gibi düzenlemeler art arda yürürlüğe girmiş; ancak bu yasal çerçevenin somut sonuç üretmesi ortalama 10-11 yıl gecikmeyle gerçekleşmiştir. Bu dönemde dışa bağımlılık artmaya devam etmiş (2015'te %75,9), Akkuyu anlaşması imzalanmış (2010) ama inşaat başlamamış, jeotermal kurulu gücü yalnızca 22 MW'dan 858 MW'a çıkabilmiştir.

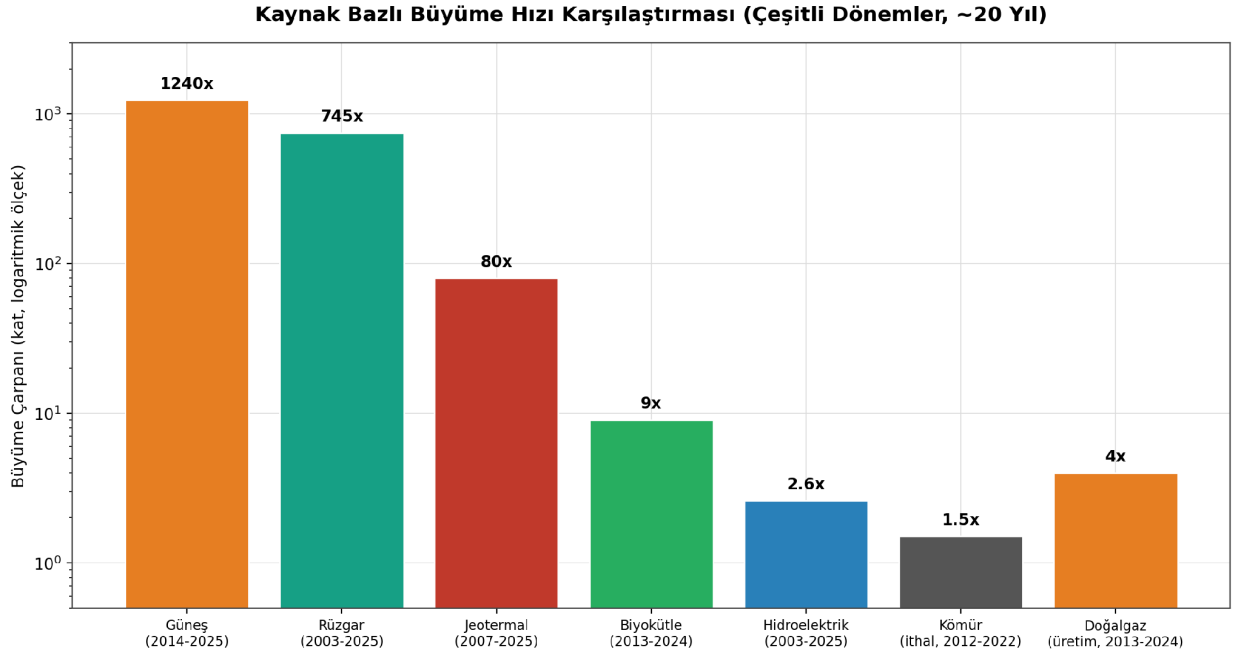
Evre 3 (2016-2026): Çoklu Kırılma Noktaları

Bu son evrede, neredeyse tüm kaynaklarda eşzamanlı bir sıçrama yaşanmıştır: YEKA Yönetmeliği (2016) sonrası güneş 20 MW'dan 24.789 MW'a (1.240 kat) çıkmış; jeotermal 858 MW'dan 1.757 MW'a ulaşmış; Sakarya Gaz Sahası (2020) ve Gabar (2021) keşifleriyle yerli petrol-gaz üretimi tarihinin zirvesine çıkmış; Ilısu Barajı (2020) devreye girmiş; Akkuyu ilk elektrik üretimine (2026 hedefi) yaklaşmış; ancak aynı dönemde kömür ve doğalgazda Rusya yoğunlaşması derinleşmiş, CBAM gibi yeni dışsal baskılar ortaya çıkmıştır.

4. Kaynak Bazlı Karşılaştırmalı Değerlendirme

Aşağıdaki grafik, incelenen yedi ana kaynağın kendi dönemleri içindeki büyüme hızını (kat cinsinden) karşılaştırmaktadır. Farklı başlangıç yıllarına sahip olsalar da, bu karşılaştırma

hangi kaynaklarda mevzuat+piyasa dinamiklerinin en güçlü etkiyi yarattığını görselleştirmektedir:



Grafik: Kaynak Bazlı Büyüme Hızı Karşılaştırması (çeşitli dönemler, ~20 yıl). Kaynak: Önceki 9 raporun sentezi.

Kaynak	Ana Rapor Bulgusu	Genel Not
Petrol-Doğalgaz	Sakarya (710 mlyr m ³) ve Gabar keşifleriyle üretim rekoru, ama karşılama oranı hâlâ tek haneli	Kırılma noktası: 2020-2021
Jeotermal	Kurulu güçte dünya 4.'sü, ama elektrik potansiyelinin ancak %19,5'i, ısı potansiyelinin %5'i kullanılıyor	En büyük atıl potansiyel
Kömür	Taşkömüründe üretim çöktü (%96+ ithalat), ithalatta Rusya payı %58'e çıktı	En derin dışa bağımlılık
Güneş	En hızlı büyüyen kaynak (1.240 kat); büyümenin %90'ı lisanssız/dağıtık üretimden	Şebeke bağlantı krizi riski
Rüzgar	745 kat büyüme, ama REPA potansiyelinin ancak %33'ü kullanılıyor	Offshore hiç gelişmedi
Biyokütle/Biyogaz	9 kat büyüme, ama Almanya/Danimarka'nın onda biri ölçeğinde	Biyodizel/etanol küçülüyor
Hidroelektrik	En büyük tekil kaynak (32,3 GW); ama kuraklık riski yapısal olarak sürüyor	Keban tek başına %7-8 pay

Kaynak	Ana Rapor Bulgusu	Genel Not
Nükleer	Akkuyu 3 kez ertelendi (2024→2026); yakıt-teknoloji tamamen Rusya'ya bağımlı	Üçüncü Rusya bağımlılık katmanı

5. Ortak Örüntü 1: Mevzuatın Gecikmeli ama Belirleyici Etkisi

Dokuz kaynak raporunun tamamında tekrar eden en net örüntü, doğru tasarlanmış mevzuatın etkisinin doğrusal değil, ortalama 8-11 yıllık bir gecikmeyle ortaya çıktığıdır: 5346 sayılı YEK Kanunu 2005'te çıkmış, ama güneş/rüzgarda gerçek sıçrama ancak 2016'daki YEKA Yönetmeliği'yle başlamıştır (11 yıl). 5686 sayılı Jeotermal Kanunu 2007'de çıkmış, kurulu güç 2007'de 22 MW'dan 2016'da 858 MW'a, asıl sıçramaya (1.751 MW) ise 2021'de ulaşmıştır (14 yıl). Akkuyu anlaşması 2010'da imzalanmış, ilk elektrik üretimi ancak 2026'da (16 yıl) beklenmektedir. Bu, mevzuat çıkarmanın kendisinin yeterli olmadığını, ölçek ve yatırımcı güveninin oluşması için ayrı bir olgunlaşma süresi gerektiğini göstermektedir.

6. Ortak Örüntü 2: "Lisans Var, Yatırım Yok" Sorunu

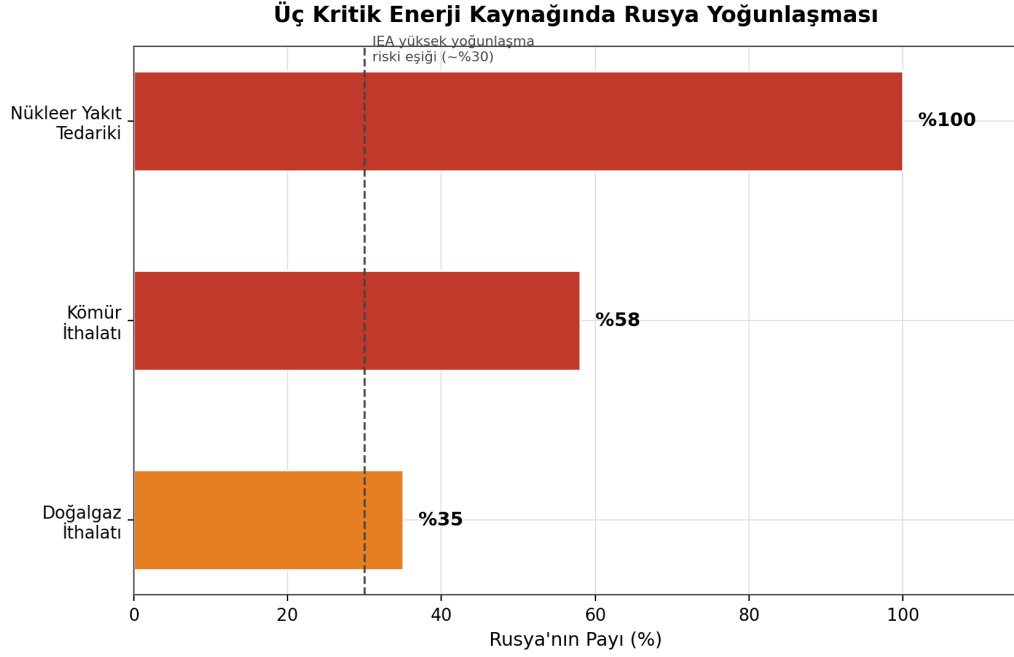
İkinci tekrar eden örüntü, lisans/ruhsat alan projelerin büyük bölümünün fiili yatırıma dönüşmemesidir. Bu örüntü şu raporlarda ayrı ayrı tespit edilmiştir:

- Kömür raporu: TKİ'nin rödovans sahalarının (Bursa-Davutlar, Bolu-Göynük, Amasra B) çoğunda ÇED, sözleşme veya rezerv sorunları nedeniyle yatırım gerçekleşmemiştir; gerçekleştirme oranı %35'in üzerinde olan HES projeleri toplamı, lisanslı toplamın küçük bir bölümünü oluşturmaktadır.
- Hidroelektrik raporu: 2016'da 37.216 MW'lık proje stokuna karşılık, 2019 hedefine (32.000 MW) ancak 2023'te (4 yıl gecikmeyle) ulaşılabilmiştir.
- Şebeke/Depolama raporu: BESS'te açıklanan 33 GW'lık proje stokunun, fiilen işletmeye giren kapasitesi (birkaç MW ölçeğinde ilk örnekler) arasında büyük bir uçurum bulunmaktadır.
- Jeotermal raporu: 2016'da inceleme aşamasındaki 1.792,6 MW'lık projenin ne kadarının yatırıma dönüştüğü net değildir; sektörde stratejik plan eksikliği sürmektedir.

Bu örüntünün ortak nedenleri: ÇED süreçlerinin havza/bölge bazlı değil parçalı yürütülmesi, rezerv/kaynak tahminlerinin abartılı olması, kurumlar arası koordinasyon eksikliği ve düzenleyici öngörülemezliktir (2016'da güneşte olduğu gibi, aniden değişen maliyet/bağlantı kuralları).

7. Ortak Örüntü 3: Rusya Yoğunlaşması — Üç Kaynakta Aynı Risk

Risk analizi raporunda doğalgaz özelinde tespit edilen "tek ülke yoğunlaşması" riskinin, sonraki raporlarda kömür ve nükleerde de tekrarlandığı görülmüştür:



Grafik: Üç Kritik Enerji Kaynağında Rusya Yoğunlaşması. Kaynak: Risk analizi, kömür ve nükleer raporlarının sentezi.

Doğalgaz ithalatında Rusya payı %35, kömür ithalatında %58, nükleer yakıt tedarikinde ise (Akkuyu'nun tek işletmedeki santral olacağı dönemde) fiilen %100'dür — bu üçü, IEA'nın kabul ettiği %30'luk "yüksek risk" eşliğinin üzerinde veya çok üzerindedir. Bu üç kaynağın örtüşmesi, tekil bir jeopolitik gerilimin (yaptırım, ikili ilişki krizi) Türkiye'nin enerji arzının üç ayrı boyutunu (elektrik üretimi için gaz ve kömür, gelecekteki baz yük için nükleer yakıt) eşzamanlı olarak etkileyebileceği anlamına gelmektedir. Sinop projesinde teknoloji tedarikçisinin Güney Kore'ye (KEPCO) kayması, bu yoğunlaşmayı azaltan tek somut çeşitlendirme adımıdır.

8. Ortak Örüntü 4: İddialı Hedefler, Gecikmeli Gerçekleşme

Neredeyse her raporda, resmi olarak açıklanan hedeflerin ilk duyurulan tarihte gerçekleşmediği, ancak genellikle birkaç yıl gecikmeyle (bazen aşılıarak) yakalandığı görülmüştür:

Hedef	İlk Duyurulan	Gerçekleşme
Hidroelektrik 32.000 MW (2019 hedefi)	2019	2023 (4 yıl gecikme)
Jeotermal 700 MW (2019 hedefi)	2019	2017'de fiilen aşıldı (erken)
Güneş 3 GW (2023 hedefi, BNEF/WWF 2014)	2014	2018 öncesinde aşıldı (erken)
Akkuyu ilk elektrik (2024 hedefi)	2023	2026'ya kaydı (3 kez ertelendi)

Hedef	İlk Duyurulan	Gerçekleşme
Biyokütle 700 MW (2019 hedefi)	2015-2019 Strat. Plan	2024'te 2.189 MW'a ulaşıldı (gecikmeli ama aşıldı)
Nükleer 2023'te elektrik talebinin %10'u	2010'lar	2028 sonuna kaydı

Not: Bazı hedefler gecikmeli aşılmış (güneş, jeotermal, biyokütle), bazıları hâlâ gerçekleşmeyi beklemektedir (nükleer). Bu, Türkiye enerji planlamasının sistematik olarak iyimser tarih öngördüğünü, ancak nihai kapasite hedeflerinin çoğunlukla (bazen fazlasıyla) yakalandığını göstermektedir.

9. Ortak Örüntü 5: Büyüme Var, Yeterlilik Yok

Beşinci ve belki en kritik örüntü, tekil kaynaklardaki etkileyici büyüme oranlarının (bazen 1.000 katı aşan), toplam enerji talebinin büyüme hızını telafi etmekte yetersiz kalmasıdır. Yenilenebilir enerji raporunda tespit edildiği gibi: "son beş yılda elektrik talebi 42 TWh artarken, rüzgar ve güneşten sağlanan üretim artışı sadece 31 TWh olmuştur." Aradaki fark, ithal kömür ve doğalgazla kapatılmaktadır. Bu, %1.240'lık güneş büyümesinin bile, mutlak talep büyümesi karşısında yetersiz kalabileceğini göstermektedir — büyüme oranı ile büyüme yeterliliği birbirinden farklı iki soru olduğu için, raporların bir arada okunması bu ayrımı netleştirmektedir.

10. Başarı Alanları: Nerede Gerçek İlerleme Var?

- Enerji verimliliğinde küresel liderlik: 2022'de %6,2, 2023'te %4,5 enerji yoğunluğu iyileşmesiyle Türkiye, küresel ortalamanın (%2) 2-3 katı hızla ilerlemiştir — bu, arz tarafı yatırımları kadar önemli, nispeten "görünmez" bir başarıdır.
- Güneş ve rüzgarda dünya standartlarında büyüme: 24,8 GW güneş ve 14,15 GW rüzgar kurulu gücüyle Türkiye, bu iki alanda dünya standartlarında rekabetçi bir büyüme hızına ulaşmıştır.
- Karadeniz ve Gabar keşifleri: 2020-2021'de art arda gelen bu keşifler, onlarca yıldır durgun olan yerli petrol-gaz üretiminde gerçek bir yapısal kırılma yaratmıştır.
- Fosil yakıt payının 31 yılın en düşüğüne inmesi: 2024'te elektrik üretiminde fosil payının %55'e gerilemesi ve rüzgar+güneşin ilk kez yerli kömürü geçmesi, somut ve ölçülebilir bir dönüşümdür.
- Jeotermal ve elektrikli araç altyapısında hızlı olgunlaşma: Jeotermalde 80 kat büyüme (2007-2025) ve elektrikli araç şarj noktalarının 2 yılda 12.000'den 29.500'e çıkması, ölçek küçük olsa da hızın yüksek olduğunu göstermektedir.

11. Kritik Riskler: Nerede Kırılganlık Sürüyor?

- Üç kaynakta örtüşen Rusya bağımlılığı (doğalgaz %35, kömür %58, nükleer yakıt ~%100) — enerji sisteminin en yapısal ve en az çeşitlendirilmiş riski.

- Kuraklık riski: Hidroelektrik kurulu gücün en büyük kaynak olması, iklim değişikliğinin sistemin tamamına doğrudan etkisini artırmaktadır; 2023'teki %51,7'lik doluluk oranı bunun somut kanıtıdır.
- Depolama açığı: 33 GW'lık BESS proje stokuna karşılık ortalama 1,1 saatlik depolama süresi, güneş/rüzgar büyümesinin bir sonraki (talep zirvesini karşılama) aşamasını tehdit etmektedir.
- Nükleer takvim güvenilirliği: 3 kez ertelenen Akkuyu takvimi, büyük ölçekli enerji projelerinde planlama disiplini sorununu gözler önüne sermektedir.
- CBAM baskısı: 2026'da başlayan mali yükümlülük dönemi, Türkiye'nin fosil yakıt ağırlıklı elektrik üretiminin (özellikle çelik, çimento, alüminyum ihracatı üzerinden) dış ticaret rekabetini doğrudan etkilemeye başlamıştır.
- Kurumsal parçalanmışlık: Jeotermalde "Jeotermal Genel Müdürlüğü" eksikliği, kömürde TKİ/TTK'nin finansman yetersizliği, nükleerde ulusal strateji belgesinin bulunmaması — sektörler arasında tekrar eden bir kurumsal zayıflık örüntüsüdür.

12. Entegre Değerlendirme: Enerji Bağımsızlığına Ne Kadar Yakınız?

Tüm raporların ortak sonucu şudur: Türkiye, 2016 sonrasında enerjide gerçek ve ölçülebilir bir yapısal dönüşüm yaşamıştır — ancak bu dönüşüm, ithal fosil yakıtlara (özellikle Rusya kaynaklı doğalgaz ve kömüre) olan bağımlılığı henüz ortadan kaldırmamış, yalnızca büyüyen bir enerji talebinin daha büyük bir bölümünü yerli/yenilenebilir kaynaklarla karşılar hale getirmiştir.

Bu, "enerji bağımsızlığı" kavramının ikili değil, kademeli bir süreç olarak anlaşılması gerektiğini göstermektedir: Türkiye 1990'lardaki tam bağımlı konumdan, 2026 itibarıyla "kısmen çeşitlendirilmiş, hâlâ yapısal olarak kırılgan" bir ara duruma geçmiştir. Sakarya ve Gabar gibi keşifler, güneş-rüzgardaki büyüme ve enerji verimliliğindeki liderlik, bu ara durumu 2000'lerin başındaki durumdan belirgin biçimde iyileştirmiştir; ancak Rusya yoğunlaşmasının üç kaynakta eşzamanlı derinleşmesi, depolama açığı ve nükleerdeki gecikmeler, tam bağımsızlığın hâlâ uzak bir hedef olduğunu göstermektedir.

13. Bütüncül Tavsiyeler

Tekil rapor önerilerinin ötesinde, 11 raporun bir arada okunmasından çıkan üst düzey, sistemik öneriler:

- Tek bir "Enerji Bağımsızlığı İzleme Kurulu" kurulması: Şu anda MTA, MAPEG, DSİ, EPDK, TEİAŞ, YEGM gibi kurumlar arasında dağılmış olan izleme/koordinasyon fonksiyonunun, tüm kaynakları (fosil+yenilenebilir+nükleer) kapsayan tek bir üst kurulda birleştirilmesi — bu, jeotermal ve nükleer raporlarında ayrı ayrı önerilen "stratejik belge/kurumsal yapı eksikliği" sorununu bütüncül çözebilir.
- Rusya yoğunlaşmasının üç kaynakta eşzamanlı izlenmesi: Doğalgaz, kömür ve nükleer yakıt tedarikindeki Rusya payının tek bir gösterge panelinde birlikte takip edilmesi ve %30'luk risk eşiğinin aşıldığı her kaynak için somut çeşitlendirme takvimlerinin belirlenmesi.

- "Lisans var, yatırım yok" sorununun ortak bir çözüm çerçevesiyle ele alınması: Kömür, hidroelektrik, jeotermal ve depolamada tekrar eden bu örüntü için, tüm sektörlerde geçerli standart bir "gerçekleşme takibi ve yaptırım" mekanizmasının (örneğin yıllık ilerleme yüzdesine bağlı lisans yenileme) kurulması.
- Talep tarafının arz tarafıyla eşit önemde ele alınması: Enerji verimliliğindeki başarının (küresel liderlik düzeyinde) diğer arz yatırımlarıyla eşit görünürlükte sunulması ve II. UEVEP'in 20,2 milyar dolarlık hedefinin finansmanının önceliklendirilmesi.
- Depolama ve şebeke esnekliğinin, büyüyen kurulu güçle eşzamanlı planlanması: Güneş/rüzgar/EA gibi hızlı büyüyen değişken kaynakların, BESS/PHES/V2G gibi esneklik çözümleriyle eşgüdümlü bir yol haritasına bağlanması — aksi halde bugünkü büyüme hızının bir kısmı şebeke kısıtlarıyla sınırlanma riski taşımaktadır.
- CBAM'ın yalnızca bir dış ticaret sorunu değil, bir enerji politikası önceliği olarak ele alınması: Elektrik üretimindeki fosil pay azaldıkça, Türk sanayisinin CBAM karşısındaki rekabet gücünün de otomatik olarak güçleneceği; bu nedenle yenilenebilir büyümesinin sanayi politikasıyla daha sıkı entegre edilmesi.

14. Sonuç

Bu 11 raporun bütüncül okunması, Türkiye'nin enerji sektöründe tek bir basit anlatının ("başarı" veya "başarısızlık") yeterli olmadığını göstermektedir. Sektör, aynı anda hem dünya standartlarında hızlı büyüyen alanlara (güneş, rüzgar, enerji verimliliği) hem de derinleşen yapısal risklere (Rusya yoğunlaşması, depolama açığı, kuraklık kırılganlığı) sahiptir. Bu ikili tablo, muhtemelen önümüzdeki 10 yılda da değişmeden sürecektir: büyüme hızları etkileyici kalmaya devam edecek, ancak toplam sistemin gerçek bağımsızlığa ulaşması, büyüme hızından çok, bu raporda tespit edilen beş ortak örüntünün (mevzuat gecikmesi, atıl lisanslar, tek ülke yoğunlaşması, hedef-gerçekleşme makası, talep-arz yarışı) ne ölçüde çözülebildiğine bağlı olacaktır.

Sonuç olarak, Türkiye'nin enerji dönüşümü bir varış noktası değil, süregelen bir süreçtir; bu 11 raporun ortaya koyduğu veri ve örüntüler, sürecin bir sonraki evresinin planlanması için sağlam bir zemin sunmaktadır.

Not: Bu rapor, proje kapsamında hazırlanan önceki 11 raporun bulgularının bir sentezidir; ayrıntılı veri, kaynak ve metodoloji için ilgili tekil raporlara başvurulması önerilir.