

ARAŞTIRMA RAPORU

Avrupa ve Türkiye'de Doğal Gaz ve Elektrik Fiyat Beklentileri

Jeopolitik Şoklar, Arz Güvenliği ve Kış Sezonu Öngörülerinin Işığında Bir Değerlendirme

TESPAM Sürdürülebilirlik Enstitüsü

Ankara
27 Temmuz 2026

1. Giriş ve Kapsam

Rusya'nın Ukrayna üzerinden Avrupa'ya doğal gaz sevkiyatını 2025 başında durdurmasının ardından, Avrupa gaz ve elektrik piyasaları köklü bir yapısal dönüşüm sürecine girmiştir. Bu dönüşüm, 2026 yılında İsrail-İran-ABD çatışmasının Katar'ın Ras Laffan LNG tesislerine sığması ile ikinci bir şok dalgasıyla derinleşmiş; Avrupa Birliği'nin Rus gazına yönelik kademeli yaptırım rejimi ile de kalıcı bir politika çerçevesine oturmuştur.

Bu rapor, TESPAM Sürdürülebilirlik Enstitüsü tarafından; (i) Avrupa gaz ticaret merkezlerindeki fiyat oluşumu ve yapısal ayrışma, (ii) Rusya-Ukrayna savaşı, AB yaptırımları ve İran savaşının doğal gaz ve elektrik fiyatlarına art arda gelen etkileri, (iii) Türkiye'nin EPİAŞ verileriyle izlenebilen doğal gaz ve elektrik fiyat gelişmeleri, (iv) Avrupa ve Türkiye'deki arz imkânları ve depolama doluluk oranları ve (v) 2026-2027 kış sezonuna ilişkin fiyat beklentileri gibi alanları incelemiştir. Değerlendirme; Oxford Institute for Energy Studies (OIES), Investing.com, Nord Pool Group, ENTSO-E, GIE AGSI+, EPİAŞ, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Avrupa Birliği Konseyi ve önde gelen enerji danışmanlık kuruluşlarının (Timera Energy, Energy Aspects, ABN AMRO, Bank of America, Voltstack Intelligence) güncel verilerine dayanmaktadır.

Raporun amacı; savaşların, yaptırımların ve altyapı saldırılarının önce doğal gaz, ardından elektrik fiyatlarına nasıl yansıdığını Avrupa ve Türkiye özelinde karşılaştırmalı biçimde ortaya koymak ve mevcut arz-talep dinamikleri ile depolama doluluk oranları temelinde 2026-2027 kışına ilişkin somut fiyat senaryoları geliştirmektir.

2. Avrupa Doğal Gaz Piyasasında Yapısal Dönüşüm: Ticaret Merkezleri ve “Fiyat Merdiveni”

Rusya'nın Ukrayna üzerinden Avrupa'ya gaz akışını 2025 başında durdurmasının ardından, kıtanın gaz ticaret merkezleri (hub) arasındaki tarihsel fiyat yakınsaması kalıcı biçimde bozulmuştur. 2023 yazından 2024 sonuna kadar büyük ölçüde birbirine yakınsamış ve güçlü korelasyon sergilemiş olan Avrupa hub'ları, 2025'in ilk çeyreğinden itibaren ayrılmaya başlamış; bu yapısal değişimin etkileri Nisan 2025'ten sonra kalıcı hale gelmiştir.

Bu ayrışmanın sonucu, piyasa gözlemcilerinin “fiyat merdiveni” (price ladder) olarak adlandırdığı bir hiyerarşidir: LNG ithalatının yoğunlaştığı kuzeybatı Avrupa'daki Fransız TRF, Belçikalı ZTP, Hollanda merkezli TTF ve İngiliz NBP en ucuz fiyatlarla işlem görürken; Almanya'nın THE merkezi bir miktar daha pahalı, Çek VOB, Avusturya VTP ve özellikle Slovak SVOB ile Macar MGP en pahalı merkezler olarak öne çıkmıştır. Bu örüntü, gazın artık ağırlıklı olarak kuzeybatı Avrupa limanlarından LNG şeklinde sisteme girip doğuya doğru taşınmasının yarattığı ilave taşıma ve kapasite maliyetlerinden kaynaklanmaktadır.

2.1 Fiyat Merdiveninin İran Savaşı Sırasında Sınanması

Bu fiyat hiyerarşisinin en dikkat çekici özelliği, ABD-İran çatışmasının patlak verdiği 2026'nın ilk yarısında da bozulmadan sürmüş olmasıdır. 19 Mart 2026'da Katar'a yönelik saldırılar sonrası yaşanan fiyat sıçramasında hub'lar arasındaki sıralama aynen korunmuş, yalnızca seviyeler topluca yükselmiştir:

Tablo 1 — 19 Mart 2026 Fiyat Sıçramasında Avrupa Hub Fiyatları (€/MWh)

Hub	Fiyat (€/MWh)
ZTP — Belçika	61,79
TTF — Hollanda	61,93

Hub	Fiyat (€/MWh)
THE — Almanya	62,70
VTP — Avusturya	63,16
VOB — Çekya	63,74
SVOB — Slovakya	64,16

Kaynak: Oxford Institute for Energy Studies, OIES Paper NG 206 (Temmuz 2026).

Görüldüğü gibi, kıyı ülkelerine (Belçika, Hollanda) kıyasla Orta Avrupa'nın karayla çevrili ülkeleri (Avusturya, Çekya, Slovakya) savaş kaynaklı şokta da en pahalı fiyatları ödemeye devam etmiştir. Savaşın etkisi piyasa yapısını bozmamış, yalnızca fiyat düzeyini topluca yukarı taşımıştır — bu da fiyat merdiveninin geçici bir anomali değil, kalıcı bir piyasa yapısı haline geldiğini göstermektedir.

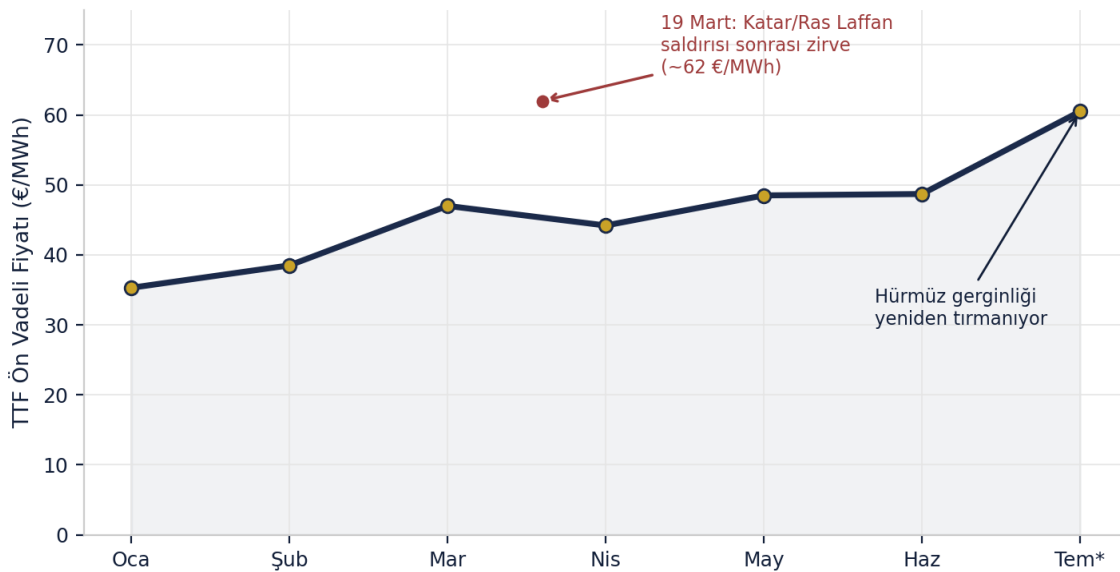
2.2 TTF Fiyat Seyri: Ocak-Temmuz 2026

Investing.com üzerinden takip edilen ICE Dutch TTF vadeli işlem verileri, yıl boyunca üç belirgin evreyi ortaya koymaktadır:

- Ocak 2026'da soğuk hava dalgası ve düşük depolama kaynaklı bir ilk yükseliş (~35 €/MWh);
- Mart ortasında Katar saldırılarıyla tetiklenen keskin bir sıçrama (~62 €/MWh);
- Nisan-Haziran döneminde ABD-İran çatışmasında geçici yumuşama sinyalleriyle kısmi bir gerileme ve yatay seyir (~44-49 €/MWh);
- Temmuz ayında Hürmüz Boğazı'ndaki gerginliğin yeniden tırmanmasıyla birlikte 60 €/MWh üzerine yeni bir sıçrama yaşanmıştır.

24 Temmuz 2026 itibarıyla TTF ön vadeli sözleşmesi 62-63 €/MWh bandında işlem görmüştür. Bu seviye, Ocak 2023'ten bu yana görülen en yüksek fiyatlardan biridir ve bir önceki yıla göre yaklaşık yüzde 95'lik bir artışa karşılık gelmektedir.

Grafik 1 — TTF Doğal Gaz Fiyatı, Aylık Gösterge Seviyeleri (2026)



*Temmuz: 21-26 Temmuz aralığı. Aylık ortalamalar farklı piyasa raporlarından (Investing.com, EBC, ABN AMRO, ChAI, Energy Aspects) derlenen gösterge düzeylerdir.

2.3 Piyasa Direnci: İşlem Hacimleri Ve TTF'nin Küresel Referans Konumu

Rus gazı akışının kesilmesine rağmen, OIES'in derlediği ticaret verilerine göre Avrupa'da işlem gören toplam doğal gaz hacmi 2025'te 113.986 TWh'e ulaşarak ilk kez 100.000 TWh eşiğini aşmış; bu, bir önceki yıla göre yüzde 16'lık bir artışa karşılık gelmektedir. Aynı dönemde fiziksel gaz talebi de yüzde 8 artarak 6.194 TWh'e çıkmıştır. On sekiz ülkenin analiz edildiği bu veri setinde, on üç ülkede işlem hacmi yükselirken, yalnızca dört ülkede (Çekya, Bulgaristan, Macaristan, Slovakya) düşüş görülmüştür. Bunlar Rus gazına en bağımlı olan Orta Avrupa ülkeleridir.

TTF, 2025'te bir kez daha zirvede yer almış; toplam Avrupa gaz ticaretinin yüzde 81,2'sini, OTC ticaretinin yüzde 53'ünü ve borsa ticaretinin yüzde 87'sini tek başına gerçekleştirmiştir. TTF hacimleri, diğer sekiz büyük hub'ın toplamının 4,5 katına, İngiltere NBP'sinin 9 katına, Almanya THE'sinin yaklaşık 20 katına ve İtalya PSV'sinin 52 katından fazlasına ulaşmıştır. TTF'nin kendi "etki alanı" (Fransa, Benelüks, Almanya, Avusturya, Çekya) tüketimine göre hesaplanan churn oranı 48,9 kat ile "çok likit" eşiğinin rahatlıkla üzerinde, tüm Avrupa tüketimine göre ise 27,5 kat ile "likit" kategorisinde kalmıştır. Bu veriler, TTF'nin yalnızca kuzeybatı Avrupa için değil, giderek küresel ölçekte LNG kargolarının fiyatlanmasında kullanılan bir referans fiyat haline geldiğini doğrulamaktadır.

Öte yandan Belçika'nın ZTP hub'ı, LNG ithalatındaki artış ve İngiltere-Fransa'dan gelen akışların doğuya yönelmesi sayesinde 2025'te işlem hacmini yüzde 165'in üzerinde artırarak Avrupa'nın yeni bir kritik giriş noktası haline gelmiştir. Buna karşılık Slovak SVOB hub'ı yüzde 77,3, Macar MGP yüzde 43,9, Çek VOB yüzde 17,8 ve Bulgar VTT yüzde 14,7 oranında hacim kaybetmiştir.

3. Jeopolitik Şoklar: Rusya-Ukrayna Savaşı, AB Yaptırımları ve İran Savaşının Etkisi

3.1 Rusya-Ukrayna Hattının Kapanması Ve AB Yaptırım Takvimi

Rusya'nın Ukrayna üzerinden Avrupa'ya gaz akışını 2025 başında durdurması, Avrupa gaz piyasasının yapısal dönüm noktası olmuştur. Bu kesintiyi tamamlayıcı biçimde, AB Konseyi ve Parlamentosu Aralık 2025'te Rus gazına yönelik kademeli bir ithalat yasağı konusunda anlaşmaya varmış; düzenleme 3 Şubat 2026'da yürürlüğe girmiştir. Buna göre: 17 Haziran 2025 öncesi imzalanan kısa vadeli sözleşmelerde LNG ithalatı 25 Nisan 2026'dan, boru hattı gazı ithalatı ise 17 Haziran 2026'dan itibaren yasaklanmıştır. Uzun vadeli LNG sözleşmelerinde tam yasak 1 Ocak 2027'de, uzun vadeli boru hattı sözleşmelerinde ise -depolama doldurma hedeflerine uyum koşuluyla- 30 Eylül 2027'de (en geç 1 Kasım 2027) devreye girecektir. Uyumsuzluk hâlinde şirketler için en az 40 milyon avro veya toplam yıllık cironun yüzde 3,5'i tutarında -hangisi büyükse- para cezası öngörülmektedir.

Bu takvim, Avrupa'nın Rus gazından tam bağımsızlığının 2027 sonuna kadar tamamlanacağı, ancak 2026-2027 kışının bu geçiş sürecinin en kırılgan dönemine denk geldiği anlamına gelmektedir: Rus boru hattı gazının payı azalırken, yerini alması beklenen ilave LNG arzı (ABD, Katar) henüz tam kapasiteyle devreye girmemiştir.

3.2 İsrail-İran-ABD çatışması ve Katar Ras Laffan LNG tesislerine yönelik saldırılar

2026 Mart ayında İsrail'in İran'ın Güney Pars gaz sahasını vurmasının ardından İran, Katar'daki Ras Laffan Endüstri Şehri'ni hedef alan füze ve drone saldırıları düzenlemiştir. Ras Laffan, dünya LNG arzının yaklaşık yüzde 20'sini karşılayan, küresel ölçekte en büyük LNG ihraç tesisidir. QatarEnergy CEO'su Saad al-Kaabi'nin açıklamalarına göre, 18-19 Mart 2026 tarihli saldırılarda 14 LNG üretim hattından ikisi ile bir gaz-sıvı (GTL) tesisi hasar görmüştür. Bu, Katar'ın LNG ihraç kapasitesinin yaklaşık yüzde 17'sinin (yıllık 12,8 milyon ton) 3 ila 5 yıl boyunca devre dışı kalması

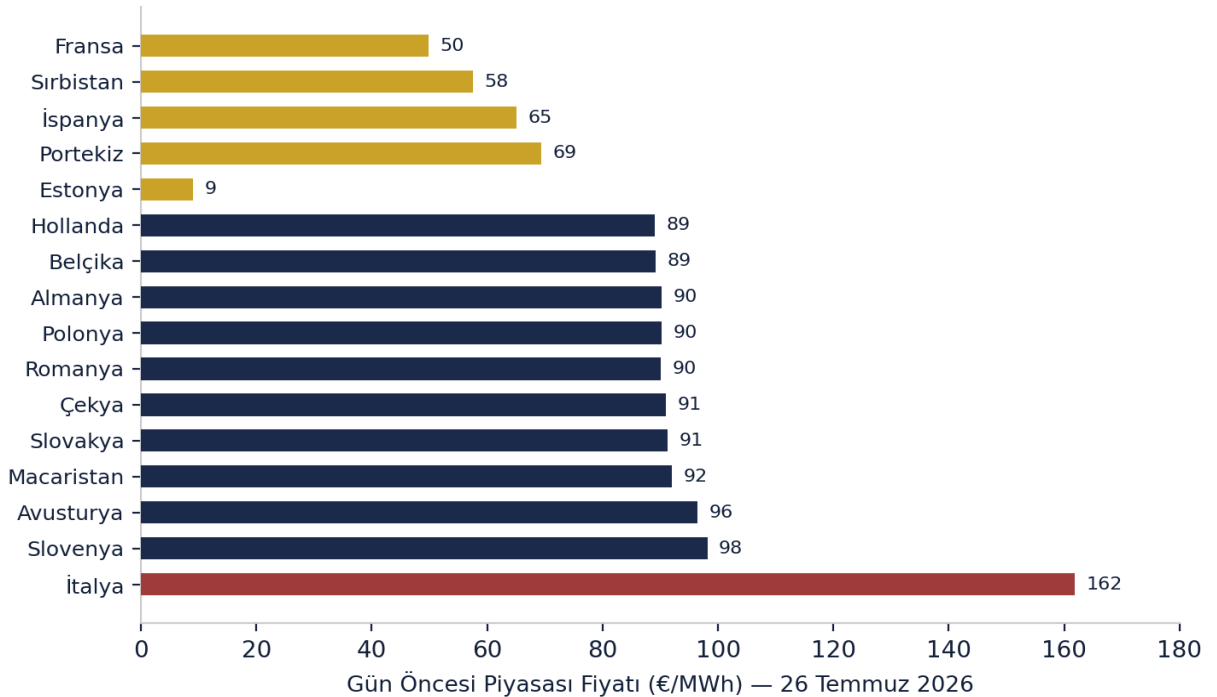
ve yıllık yaklaşık 20 milyar dolarlık gelir kaybı anlamına gelmektedir. QatarEnergy, Güney Kore, Çin, İtalya ve Belçika'daki alıcıları etkileyen bazı uzun vadeli LNG sözleşmelerinde mücbir sebep (force majeure) ilan etmiştir.

Saldırı haberlerinin ulaştığı 19 Mart 2026'da Hollanda TTF fiyatları tek günde yüzde 24, İngiltere NBP fiyatları ise yüzde 23 sıçramış; Brent petrol fiyatı yüzde 7'nin üzerinde artışla 111 doları aşmıştır. Temmuz 2026 itibarıyla ABD Donanması'nın Hürmüz Boğazı'nda deniz trafiğine yönelik ablukayı yeniden tesis etmesi ve Irak'ın Basra LNG terminaline yönelik bir drone saldırısı, bölgesel arz riskinin sürdüğünü göstermektedir. Katar'daki kapasite kaybının 3-5 yıl sürecek olması, bu şokun yalnızca geçici bir fiyat dalgalanması değil, orta vadeli bir yapısal arz daralması olduğu anlamına gelmektedir.

3.3 Doğal Gazdan Elektrığe: Avrupa'da Fiyat Aktarım Mekanizması

Avrupa'da elektrik üretiminin önemli bir kısmı, marjinal santral olarak doğal gaz çevrim santrallerine dayandığından (merit-order fiyatlama), doğal gaz fiyatlarındaki artışlar toptan elektrik fiyatlarına gecikmeli ama doğrudan yansımaktadır. Nord Pool Group'un işlettiği İskandinav ve Baltık bölgesi piyasaları ile ENTSO-E Şeffaflık Platformu üzerinden izlenen kıta Avrupası gün öncesi piyasası (day-ahead) verileri, gaz fiyatlarındaki “fiyat merdiveni” örüntüsünün elektrik piyasasında da tekrarlandığını göstermektedir. 26 Temmuz 2026 itibarıyla gün öncesi piyasası fiyatları, bol hidroelektrik ve nükleer kapasiteye sahip Fransa'da ve Nord Pool'un kuzey bölgelerinde (Finlandiya, İsveç'in kuzey bölgeleri, Norveç'in bazı bölgeleri) çoğunlukla gazdan bağımsız kaynaklar nedeniyle son derece düşük seyrederken; ithal gaza ve LNG'ye daha bağımlı olan Orta Avrupa ve özellikle ada/yarımada yapısı nedeniyle sınırlı ara bağlantı kapasitesine sahip İtalya'da fiyatlar kayda değer ölçüde daha yüksek gerçekleşmiştir.

Grafik 3 — Avrupa Gün Öncesi Elektrik Piyasası Fiyat Merdiveni (Nord Pool bölgeleri ve ENTSO-E, 26 Temmuz 2026)



Kaynak: Nord Pool Group (İskandinav/Baltık bölgeleri); ENTSO-E Şeffaflık Platformu (euenergy.live derlemesi).

Grafik 3'te görüldüğü üzere, İtalya (161,88 €/MWh) Avrupa'nın en pahalı büyük elektrik piyasası konumundadır. Bunu Slovenya, Avusturya, Macaristan, Slovakya, Çekya, Romanya ve Polonya (90-98 €/MWh bandı) izlemektedir. Almanya, Belçika ve Hollanda 89-90 €/MWh ile bir miktar daha düşük; Fransa ise büyük ölçüde nükleer üretiminin marjinal fiyat belirleyiciliği azaltması nedeniyle 49,79 €/MWh ile bariz biçimde en ucuz büyük piyasa olarak öne

çıkılmaktadır. Nord Pool'un kuzey bölgelerinde (Finlandiya, İsveç bölgeleri, Norveç'in bazı bölgeleri) rüzgâr ve hidroelektrik üretiminin yüksek olduğu saatlerde fiyatlar sıfıra yakın seviyelere kadar gerilemekte; bu durum, gazdan bağımsız üretim kapasitesinin yüksek olduğu piyasalarla gaz santrallerine bağımlı piyasalar arasındaki ayrışmayı netleştirmektedir. Bu tablo, doğal gazdaki “fiyat merdiveni”nin elektrikte de -üretim karmasındaki farklılıklarla şekillenerek- yeniden üretildiğini teyit etmektedir.

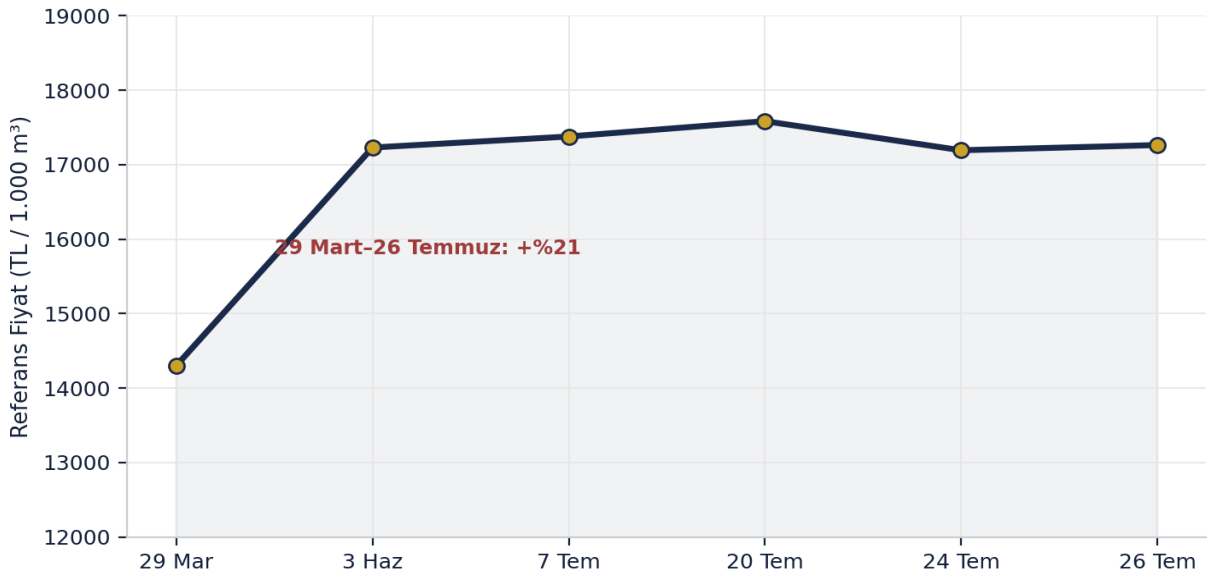
4. Türkiye'ye Yansımalar: Kaynak Çeşitliliği ve EPIAŞ Verileri

Türkiye'nin doğal gaz arzı; Rusya (TürkAkım), Azerbaycan (TANAP), İran boru hattı gazı ve giderek artan oranda spot ile uzun vadeli LNG ithalatının bir karışımından oluşmaktadır. Bu çeşitlilik, Türkiye'yi tek bir kaynağa bağımlı Orta Avrupa ülkelerine kıyasla görece olarak korumakla birlikte, LNG bileşeni üzerinden küresel fiyat şoklarına -özellikle Katar kaynaklı arz kaybına ve TTF/Hürmüz kaynaklı fiyat sıçramalarına- doğrudan maruz kalmaktadır.

4.1 EPIAŞ Spot Doğal Gaz Piyasası

Enerji Piyasaları İşletme A.Ş. (EPIAŞ) tarafından yayımlanan günlük spot doğal gaz piyasası verileri, Türkiye'deki fiyat gelişiminin küresel LNG fiyatlarındaki dalgalanmayla örtüştüğünü göstermektedir. Mart 2026 sonunda 1.000 metreküp doğal gazın spot referans fiyatı yaklaşık 14.302 TL iken, İran savaşının yeniden alevlenmesi ve Hürmüz Boğazı'ndaki gerilimle birlikte Temmuz 2026'da bu fiyat 17.200-17.900 TL aralığına yükselmiştir.

Grafik 4 — EPIAŞ Spot Doğal Gaz Piyasası Referans Fiyatı (2026)



Kaynak: EPIAŞ (Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.) günlük spot doğal gaz piyasası bültenleri.

Tablo 2 — EPIAŞ Spot Doğal Gaz Piyasası Referans Fiyatı, Seçilmiş Tarihler (TL/1.000 m³)

Tarih	Referans Fiyat	Dengeleme Alış	Dengeleme Satış
29 Mart 2026	14.302	—	—
3 Haziran 2026	17.230	18.091,50	16.368,50
7 Temmuz 2026	17.377,99	18.246,89	—
20 Temmuz 2026	17.584	18.463,68	16.705,24
24 Temmuz 2026	17.193,31	18.052,98	16.333,64
26 Temmuz 2026	17.263,19	18.126,35	16.400,03

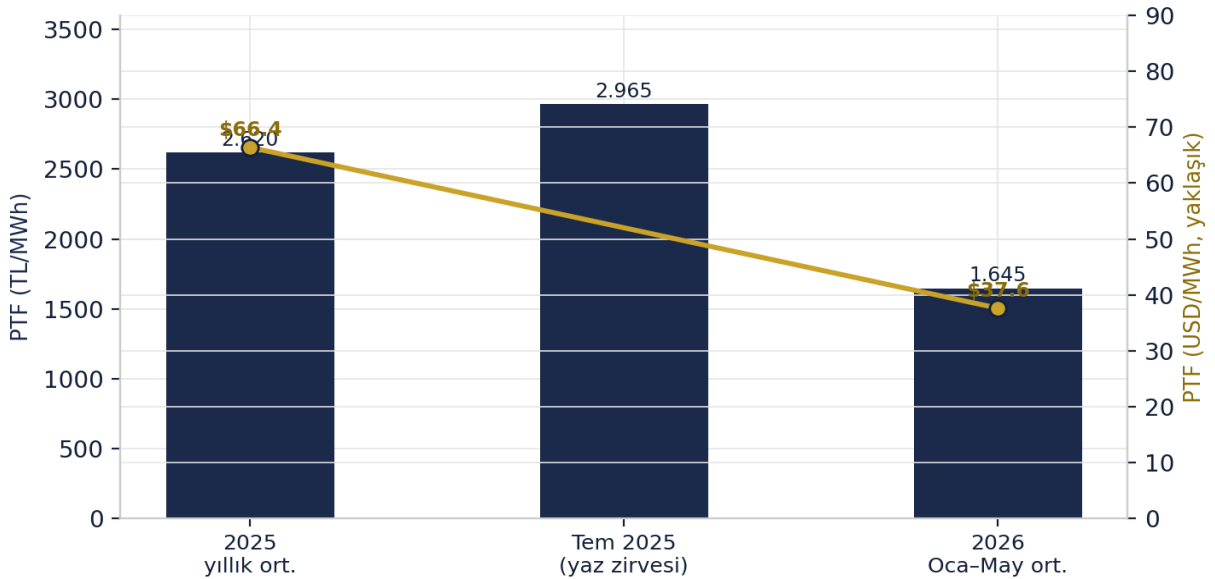
Kaynak: EPIAŞ (Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.) günlük spot doğal gaz piyasası bültenleri.

Aynı dönemde Türkiye'ye günlük gaz girişi 93-117 milyon metreküp bandında seyretmiş, arz güvenliği açısından kesinti yaşanmamıştır; ancak referans fiyatındaki yaklaşık yüzde 20'lik yükseliş, ithal LNG maliyetinin -özellikle Katar kapasite kaybı ve TTF sıçramaları üzerinden- yurt içi fiyatlara sınırlı gecikmeyle yansıdığını göstermektedir. Dengeleme gazı alış-satış makasının Temmuz 2026'da yaklaşık 1.700-1.900 TL bandında sabit kalması, EPIAŞ'ın piyasa dengeleme mekanizmasının volatiliteye rağmen işlevini sürdürdüğüne işaret etmektedir.

4.2 EPIAŞ Elektrik Piyasası: PTF (Piyasa Takas Fiyatı)

Türkiye'de elektrik üretiminin yaklaşık yüzde 30'u doğal gaz santrallerinden karşılanmakta ve gün öncesi piyasasında (GÖP) oluşan Piyasa Takas Fiyatı'nın (PTF) belirleyicisi çoğu saatte doğal gaz santralleri olmaktadır. Bu nedenle PTF, gaz fiyatlarındaki dalgalanmaları büyük ölçüde takip etmektedir. 2025 yılı ortalama PTF'si 2.620 TL/MWh (yaklaşık 66,40 USD/MWh) olarak gerçekleşmiş; özellikle yaz aylarında yüksek talep ve gaz santrallerinin fiyat belirleyici olması nedeniyle Temmuz 2025 ortalaması 2.965,16 TL/MWh ile yılın en yüksek seviyelerinden birine ulaşmıştır. 2026'nın ilk aylarında ise TL bazlı PTF ortalaması 1.644,71 TL/MWh'e (yaklaşık 37,61 USD/MWh) gerilemiştir; ancak bu gerileme büyük ölçüde kurdaki değişimden kaynaklanmakta olup, dolar bazlı fiyat düşüşü TL bazlı düşüşten daha belirgindir.

Grafik 5 — Türkiye Ortalama PTF: TL ve USD Bazında Karşılaştırma



Kaynak: EPIAŞ Şeffaflık Platformu PTF verileri; Grentis ve My Enerji derlemeleri.

Tablo 3 — Türkiye Ortalama PTF Gelişimi (Seçilmiş Dönemler)

Dönem	PTF (TL/MWh)	PTF (USD/MWh, yaklaşık)
2025 yıllık ortalama	2.620	66,40
Temmuz 2025 (yaz zirvesi)	2.965,16	—
2026 Ocak–Mayıs ortalaması	1.644,71	37,61

Kaynak: EPIAŞ Şeffaflık Platformu PTF verileri; Grentis ve My Enerji derlemeleri.

Bu tablo, Türkiye'de dolar bazlı elektrik fiyatlarının 2026 başında bir miktar gerilediğini, ancak Mart-Temmuz 2026 döneminde küresel gaz fiyatlarındaki yukarı yönlü hareketin -EPIAŞ spot gaz referans fiyatındaki yüzde 20'nin üzerindeki artış üzerinden- PTF'ye de yansımalarının beklendiğini göstermektedir. Nitekim yaz aylarında soğutma amaçlı elektrik talebinin de artmasıyla, doğal gaz maliyetindeki yükselişin PTF üzerindeki baskısının Temmuz-Ağustos 2026'da güçleneceği; kış aylarında ise ısınma talebiyle birlikte bu baskının daha da belirginleşeceği öngörülmektedir. Türkiye'nin PTF seviyesi (yaklaşık 37-66 USD/MWh bandı), Grafik 3'te gösterilen Avrupa gün

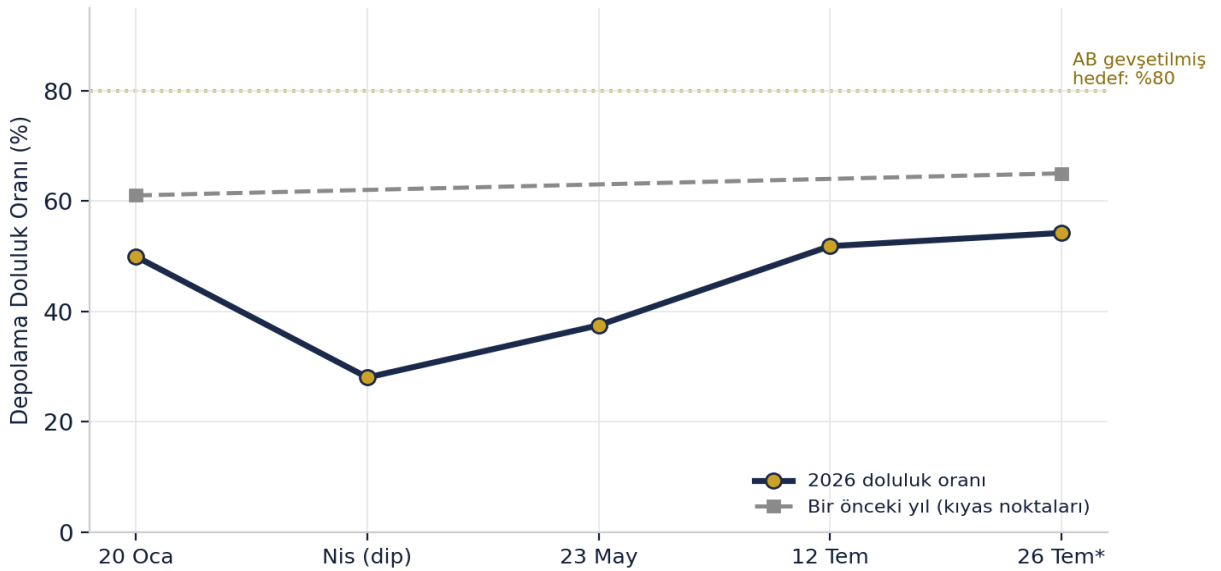
öncesi piyasası fiyatlarının (49-162 €/MWh, yaklaşık 53-176 USD/MWh) alt-orta bandına karşılık gelmektedir. Bu da Türkiye'nin elektrik fiyatlaması açısından Orta Avrupa'ya kıyasla halen bir miktar rekabetçi kaldığını, ancak makasın gaz fiyatlarındaki sıçramalarla daralabileceğini göstermektedir.

5. Arz İmkânları ve Depolama Doluluk Oranları

5.1 Avrupa: 2022 Sonrasının En Düşük Depolama Tamponu

Avrupa gaz depolama doluluk oranı, 2026 yılı boyunca beş yıllık ortalamanın belirgin biçimde altında seyretmiştir. Ocak 2026'da doluluk yüzde 49,9 (bir önceki yılın aynı döneminde yüzde 61) iken, kış sezonu sonunda (Nisan 2026) yüzde 28'e kadar gerilemiştir. Doldurma sezonunun (Nisan-Eylül) ilerlemesiyle doluluk Mayıs sonunda yüzde 37,45'e, Temmuz ortasında yüzde 51,8-54,2 bandına yükselmiş olmakla birlikte, bu seviye geçen yılın aynı dönemindeki yüzde 65 seviyesinin belirgin biçimde altında kalmaktadır.

Grafik 2 — AB Doğal Gaz Depolama Doluluk Oranı, 2026



*26 Temmuz: Temmuz sonu için yaklaşık seviye. Kaynak: GIE AGSI+; Trading Economics; EnergyRiskIQ; Global Energy Flow.

Bu tablonun iki yapısal nedeni bulunmaktadır: Birincisi, Katar'daki LNG kapasite kaybı nedeniyle enjeksiyon için kullanılabilir LNG hacminin daralması; ikincisi, TTF vadeli fiyat eğrisinin “backwardation” (kış fiyatlarının yaz fiyatlarının altında kalması) yapısı sergilemesi, ki bu durum depolama şirketleri için gaz enjekte etme ekonomik teşvikini zayıflatmaktadır. AB'nin depolama hedefini yüzde 90'dan yaklaşık yüzde 80'e gevşetmiş olması da, kışa girerken tamponun geçmiş yıllara kıyasla yapısal olarak daha ince kalacağı anlamına gelmektedir. Timera Energy'nin modellemesine göre, hem “Orta Doğu'da gerginliğin azalması” hem de “sürdürülen kesinti” senaryolarında Avrupa depolarının kış başına yüzde 70-75 doluluk ile gireceği tahmin edilmektedir — bu, AB'nin kendi belirlediği yüzde 80 hedefinin dahi altında bir seviyedir.

5.2 Türkiye: Göreli Olarak Daha Güçlü Bir Tampon

Türkiye'nin yeraltı doğal gaz depolama kapasitesi, Silivri (4,6 milyar m³) ve Tuz Gölü (1,7 milyar m³) tesislerinin toplamıyla 6,3 milyar m³'e ulaşmış durumdadır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın Mart 2026 tarihli açıklamasına göre, kış sezonu sonrasında kısmen boşalan depolar yüzde 71 doluluk oranıyla nispeten güçlü bir

seviyede bulunmaktadır; bu durum, Bakanlık tarafından büyük ölçüde genişletilen LNG ithalat/gazlaştırma kapasitesine bağlanmaktadır.

Tablo 4 — Türkiye Doğal Gaz Depolama Kapasitesi

Tesis	Mevcut Kapasite	Doluluk (Mart 2026)	Hedef Kapasite
Silivri (deniz altı)	4,6 milyar m ³	—	6 milyar m ³ (2028)
Tuz Gölü	1,7 milyar m ³	—	8,5 milyar m ³ (2032)
Toplam	6,3 milyar m ³	%71	—

Kaynak: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı açıklamaları (Mart 2026); BOTAŞ; AA Enerji Terminali.

Silivri tesisinin “denizlerde Avrupa'nın en büyük depolama tesisi” unvanına sahip olması ve kapasitesinin 2028'de 6 milyar m³'e, Tuz Gölü'nün ise 2032'de 8,5 milyar m³'e çıkarılmasının planlanması, Türkiye'nin orta vadede depolama kapasitesini önemli ölçüde artırmayı hedeflediğini göstermektedir. Bakanlık, 2028 itibarıyla tüketilen doğal gazın en az yüzde 20'sinin depolanabilir hale gelmesini hedeflemektedir. Bununla birlikte, Türkiye'nin depolama tamponunun görece güçlü olması, ithal gazın -özellikle LNG bileşeninin- dolar bazlı fiyatlandığı ve TL'nin değer kaybının maliyet artışını büyüttüğü gerçeğini değiştirmemektedir. EPIAŞ spot piyasasındaki yüzde 20'nin üzerindeki fiyat artışı (Tablo 2), depolama doluluğunun yüksek olmasına rağmen küresel fiyat şoklarının yurt içine aktarıldığını göstermektedir.

5.3 Küresel LNG Arzı: Orta Vadeli Görünüm

Katar'daki kapasite kaybının telafisi, büyük ölçüde ABD ve Kanada kaynaklı yeni LNG projelerinin devreye girişine bağlıdır. Piyasa analistleri, 2026 ortasından itibaren ABD ve Kanada'dan gelmesi beklenen ilave LNG arzının küresel dengeyi kademeli olarak gevşeteceğini, ancak bu sürecin Katar'ın 3-5 yıllık onarım takvimiyle örtüşmediğini vurgulamaktadır. Bu nedenle, 2026-2027 kışında küresel LNG piyasasının hâlâ “sıkı” (tight) kalması ve Avrupa ile Asya arasındaki kargo rekabetinin -özellikle soğuk hava dalgaları döneminde- fiyatları yukarı çekmeye devam etmesi olasıdır. Bu durum, hem Avrupa hem de LNG ithalatına giderek daha bağımlı hale gelen Türkiye için orta vadeli bir arz güvenliği riski oluşturmaktadır.

Diğer taraftan ABD bu süreçten en fazla kar eden ülke olacaktır.

6. 2026-2027 Kış Sezonu İçin Fiyat Beklentileri

Mevcut trend böyle devam ederse -yani Katar'daki kapasite kaybı 3-5 yıl boyunca kalıcı olursa, Hürmüz Boğazı'ndaki gerilim aralıklı olarak sürerse ve AB depolama doluluğu kış başında yüzde 70-75 bandında kalırsa- hem Avrupa hem Türkiye için 2026-2027 kışının önceki yıllara kıyasla daha yüksek ve daha oynak (volatil) bir fiyat ortamında geçmesi beklenmektedir.

6.1 Avrupa için Senaryolar

- Taban senaryo: Bank of America, 2026 yılı için TTF ortalamasını 50 €/MWh olarak öngörmekte, 2027'de -Katar kapasitesinin kısmen devreye girmesi ve yeni ABD/Katar LNG arzının piyasaya girmesiyle- 30 €/MWh'e gerilemesini beklemektedir; ancak bu tahmin, Hürmüz'de “sınırlı kesinti” varsayımına dayanmaktadır.
- Yüksek risk senaryosu: Voltstack Intelligence gibi analistler, Avrupa'nın 2022'den bu yana en düşük depolama tamponuyla kışa girdiğini, yüzde 90'dan yüzde 80'e gevşetilen depolama hedefinin ve iki Rus arz musluğunun (LNG ve boru hattı) kapanma takviminin kışın ortasına denk gelmesinin, yaz-kış TTF makasının mevcut fiyatlamada yeterince yansıtılmadığını savunmaktadır. Bu senaryoda kış vadeli fiyatların yaz seviyelerinin belirgin biçimde üzerine çıkması beklenmektedir.

- Jeopolitik şok senaryosu: Ras Laffan onarımlarının 3-5 yıl sürecek olması, herhangi bir yeni Hürmüz kesintisinin (Temmuz 2026'da yaşandığı gibi) TTF'yi kısa sürede 60 €/MWh üzerine taşıyabileceğini göstermektedir. Nitekim TTF, Temmuz 2026 sonunda -son Hürmüz geriliminin etkisiyle- Ocak 2023'ten bu yana en yüksek seviyesi olan yaklaşık 62-64 €/MWh'e ulaşmıştır.

Özetle, Avrupa'da kış 2026-2027 için fiyat aralığının 30-35 €/MWh (iyimser, çatışmaların sona ermesi ve depolamanın hızla tamamlanması hâlinde) ile 70-90 €/MWh (kötümser, yeni bir Hürmüz kesintisi veya sert bir soğuk dalga hâlinde) arasında geniş bir bantta oluşması olasıdır. Fiyat merdiveni yapısı sürdüğü sürece, bu artışın maliyeti orantısız biçimde Orta ve Doğu Avrupa'nın karayla çevrili ülkelerine (Slovakya, Macaristan, Çekya) ve gaz santraline bağımlı elektrik piyasalarına (İtalya başta olmak üzere) yüklenecektir.

6.2 Türkiye için Senaryolar

Türkiye, kaynak çeşitliliği (Rusya, Azerbaycan, İran boru hatları ile LNG) ve genişletilmiş depolama/gazlaştırma kapasitesi sayesinde, tek bir kaynağa bağımlı Orta Avrupa ülkelerine kıyasla arz güvenliği açısından daha az kırılgan konumdadır. Bununla birlikte, EPIAŞ spot piyasasındaki fiyat oluşumu göstermektedir ki, ithal LNG'nin marjinal fiyat belirleyici olduğu saatlerde küresel TTF/Hürmüz şokları yurt içi referans fiyatına hızla yansımaktadır (Mart-Temmuz 2026 arasında yaklaşık yüzde 20'lik artış). Elektrik üretiminde gazın yaklaşık yüzde 30'luk payı nedeniyle, bu artışın PTF üzerindeki etkisi kış aylarında ısınma talebinin devreye girmesiyle güçlenecek; ayrıca TL'nin seyri, dolar bazlı ithal gaz maliyetinin TL bazlı yurt içi fiyata aktarım hızını belirleyecektir. Bu bağlamda da iki senaryodan bahsetmek mümkün olacaktır:

- Taban senaryo: Depolamanın yaz boyunca yeniden yüksek doluluğa taşınması ve LNG ithalat kapasitesinin arz güvenliğini koruması hâlinde, EPIAŞ spot gaz fiyatının kış aylarında kademeli fakat kontrollü biçimde yükselmesi; PTF'nin mevsimsel ısınma talebiyle birlikte yaz ortalamasının bir miktar üzerine çıkması beklenmektedir.
- Yüksek risk senaryosu: Avrupa'da TTF'nin 70 €/MWh üzerine sıçraması ve/veya Hürmüz'de yeni bir kesinti yaşanması hâlinde, Türkiye'nin LNG tedarik maliyeti de eş zamanlı olarak yükselecektir. Bu durumda, EPIAŞ dengeleme gazı makasının genişlemesi ve PTF'de gaz santrallerinin marjinal fiyat belirleyiciliğinin sıklaşması olası görünmektedir.

Sonuç olarak, Türkiye'nin depolama ve kaynak çeşitliliği avantajı, fiyat şoklarının şiddetini hafifletebilecektir. Ancak Avrupa ile entegre olan küresel LNG fiyatlaması nedeniyle, kış 2026-2027'de hem doğal gaz hem de -gazın elektrik üretimindeki payı üzerinden- elektrik fiyatlarında yukarı yönlü bir baskının sürmesi beklenmektedir.

7. Sonuç

Bu rapor, Avrupa gaz ticaret merkezlerinde ortaya çıkan “fiyat merdiveni” yapısının yalnızca Rusya-Ukrayna savaşının değil, İsrail-İran-ABD çatışmasının ve Katar Ras Laffan LNG tesislerine yönelik saldırıların da sınımasından geçtiğini ve büyük ölçüde bozulmadan sürdüğünü göstermiştir. Avrupa'da doğal gazdan elektriğe aktarım mekanizması, Nord Pool ve ENTSO-E verilerinin de teyit ettiği üzere, bu fiyat hiyerarşisini elektrik piyasalarına da taşımaktadır. Türkiye'de EPIAŞ verileri, kaynak çeşitliliğine rağmen küresel LNG fiyat şoklarının yurt içi doğal gaz ve elektrik fiyatlarına hızla yansıdığını ortaya koymaktadır.

Avrupa'nın 2022'den bu yana en düşük depolama tamponuyla kışa girecek olması, Katar'daki kapasite kaybının 3-5 yıl sürecek olması ve Rus gazına yönelik yaptırımların 2027 sonuna kadar kademeli olarak tamamlanacak olması, 2026-2027 kışının hem Avrupa hem de -daha sınırlı ölçüde- Türkiye için yüksek ve oynak fiyat riski taşıdığına işaret etmektedir. Mevcut eğilimin sürmesi hâlinde, kış aylarında herhangi bir soğuk hava dalgası veya yeni bir jeopolitik

kesinti, hem Avrupa hem Türkiye'de doğal gaz ve elektrik fiyatlarında keskin sıçramalara yol açabilecek yapısal bir kırılma mevcut.

Kaynakça

- Oxford Institute for Energy Studies (OIES). European Traded Gas Hubs: Resilience in the Face of Adversity. OIES Paper NG 206, Temmuz 2026.
- Oxford Institute for Energy Studies (OIES). From 'En Route' to 'End of the Line': The Impact of Changing Gas Flows on Hub Price Differentials in Central Europe. OIES Energy Insight OE180, 2026.
- Investing.com — ICE Dutch TTF Natural Gas Futures, tarihsel fiyat verileri, 2026.
- Nord Pool Group — Gün öncesi piyasası (day-ahead) fiyat verileri, İskandinav ve Baltık bölgeleri, 2026.
- ENTSO-E Şeffaflık Platformu — Avrupa gün öncesi elektrik piyasası fiyatları, 2026.
- EPIAŞ (Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.) — Spot Doğal Gaz Piyasası ve PTF (Piyasa Takas Fiyatı) günlük bültenleri, Şeffaflık Platformu, Mart-Temmuz 2026.
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı / BOTAŞ açıklamaları — Doğal gaz depolama doluluk oranları, Mart 2026.
- Council of the European Union (2025-2026). Regulation on the phase-out of Russian gas imports — Timeline.
- Al Jazeera, Bloomberg, CNBC, Fox Business (Mart 2026). Katar Ras Laffan LNG tesislerine yönelik İran saldırıları haberleri.
- GIE AGSI+ (Gas Infrastructure Europe) — AB doğal gaz depolama doluluk verileri, 2026.
- Timera Energy, Voltstack Intelligence, Bank of America, Energy Aspects, ABN AMRO — TTF fiyat ve kış 2026-2027 öngörü raporları.