

Enerji Sektörel Bakış

2022



İletişim:



Hakan Demirelli
KPMG Türkiye
Petrol ve Doğal Gaz
Sektör Lideri
Şirket Ortağı
hdemirelli@kpmg.com



Erman Durmaz
KPMG Türkiye
Elektrik ve Altyapı
Sektör Lideri,
Direktör
edurmaz@kpmg.com



Ozan İnce
KPMG Türkiye
Sermaye ve Borç
Danışmanlığı,
Kıdemli Müdür
oince@kpmg.com



Emre Ertürk
Enerji IQ Market Information &
Consultancy Services
Genel Müdür
emre.erturk@ceenenerji.com.tr



Alper Özmmucu
Serbest Mühendis
Enerji IQ Çözüm Ortağı
alperozmmucu@gmail.com

İçindekiler

1. Ekonomik görünüm	4	5. Türkiye Petrol Sektörü Görünümü	48
1.1. Global Ekonomik Görünüm	4	5.1. Ham Petrol	48
1.2. Türkiye'nin Ekonomik Görünümü	4	5.2. Akaryakıt Piyasası	49
		5.3. Pompa Fiyatları	54
2. Küresel gelişmeler	8	5.4. Petrol Sektöründeki Önemli Gelişmeler	56
2.1. COP26 Sonrası Öne Çıkan 10 Husus	11	5.5. Petrol Sektörü Durum Analizi	57
2.2. Karbonsuzlaştırma - Kurumlar için nasıl değişiklikler öngörülüyor?	12		
3. Türkiye Elektrik Piyasası Görünümü	14	6. Sektördeki işlem hacimleri	58
3.1. Tüketim	15	6.1. Proje Finansman İstatistikleri	58
3.2. Üretim	16	6.2. Sektördeki Halka Arz İşlemleri	59
3.3. Kurulu Güç	20	6.3. Sektördeki M&A İşlemleri	61
3.4. Fiyatlar	24		
3.5. Elektrikli Araçlar	27		
3.6. Elektrik Sektöründeki Önemli Gelişmeler	29		
3.7. Elektrik Sektörü Durum Analizi	30		
4. Türkiye Doğal Gaz Piyasası Görünümü	32		
4.1. Doğal Gaz Üretimi	33		
4.2. Tüketim	34		
4.3. İthalat	36		
4.4. Gaz Giriş Noktaları ve Kapasiteleri	38		
4.5. Doğal Gaz Kontratlarının Geleceği	40		
4.6. Yeni Kaynak Arayışları	40		
4.7. İhracat	41		
4.8. Tarifeler	42		
4.9. 2021 yılında doğal gaz piyasasında kaydedilen önemli gelişmeler	44		
4.10. Doğal Gaz Sektörü Durum Analizi	46		

1. Ekonomik görünüm

1.1. Global ekonomik görünüm

Küresel ölçekte son iki yıldır temelde Covid-19 kaynaklı birtakım kırılmalıklar sebebiyle ekonomik belirsizliklerin ön plana çıktığı bir dönem yaşandı. 2020’de yaşanan %3,4’lük ekonomik daralmanın ardından, 2021 yılında %5,5 ile geçtiğimiz 40 yılın en yüksek ekonomik büyümesi gerçekleşti.

Covid-19 salgınının 2020 yılında yaşattığı şok ve belirsizlikler sonucunda küresel hasıla %3 civarında daralmıştı. 2019 rakamları ile karşılaştırıldığında 2021’de küresel hasıla %1,9 büyümüş olmasına karşın salgın öncesinde öngörülen üretim seviyeleri ise henüz yakalanamadı.

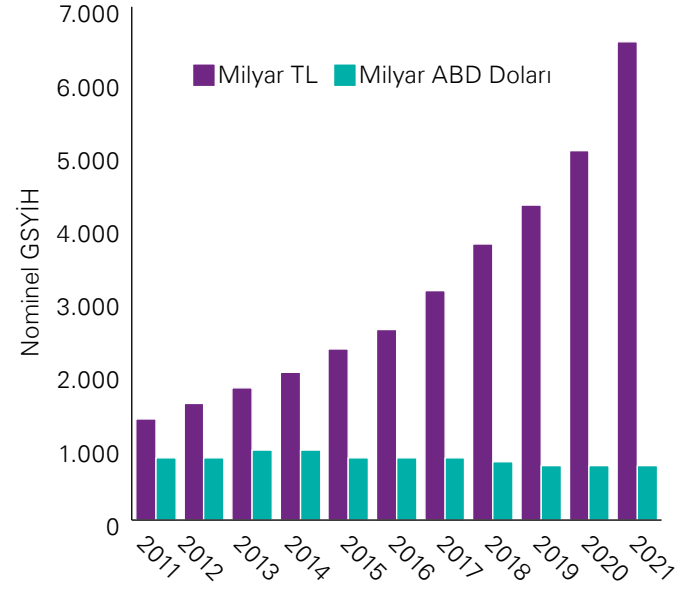
ABD’de yıllık enflasyon 2022 Ocak ayında %7,2 olan beklentileri aşarak %7,5 seviyesine ulaştı ve son 40 yılın en yüksek seviyesine çıkmış oldu. Aynı dönemde küresel yıllık enflasyon ise %5,8 olarak gerçekleşti.

Mevcut tahminler küresel ekonominin 2022 yılında %4, 2023 yılında ise %3,5 seviyesinde büyüyeceği yönünde. Ancak, COVID-19 salgınının insan hayatı ve ekonomiler üzerindeki etkilerinin hafif de olsa azalmaya başladığı bu dönemde patlak veren ve bir an önce sona ermesini dilediğimiz Rusya – Ukrayna savaşının süresi ve ulaşacağı boyut şüphesiz önümüzdeki dönem için en belirleyici başlık olacaktır.

1.2. Türkiye’nin ekonomik görünümü

Türkiye İstatistik Kurumu (“TÜİK”) verilerine göre, Türkiye, 2021 yılında COVID-19 salgınına rağmen hızlı bir ekonomik toparlanma gösterdi ve GSYİH’si 2021 yılı 3. çeyreğinde yıllık bazda %7,4 büyüdü.

Gayrisafi Yurt İçi Hasıla (GSYİH)



Kaynak: Türkiye İstatistik Kurumu



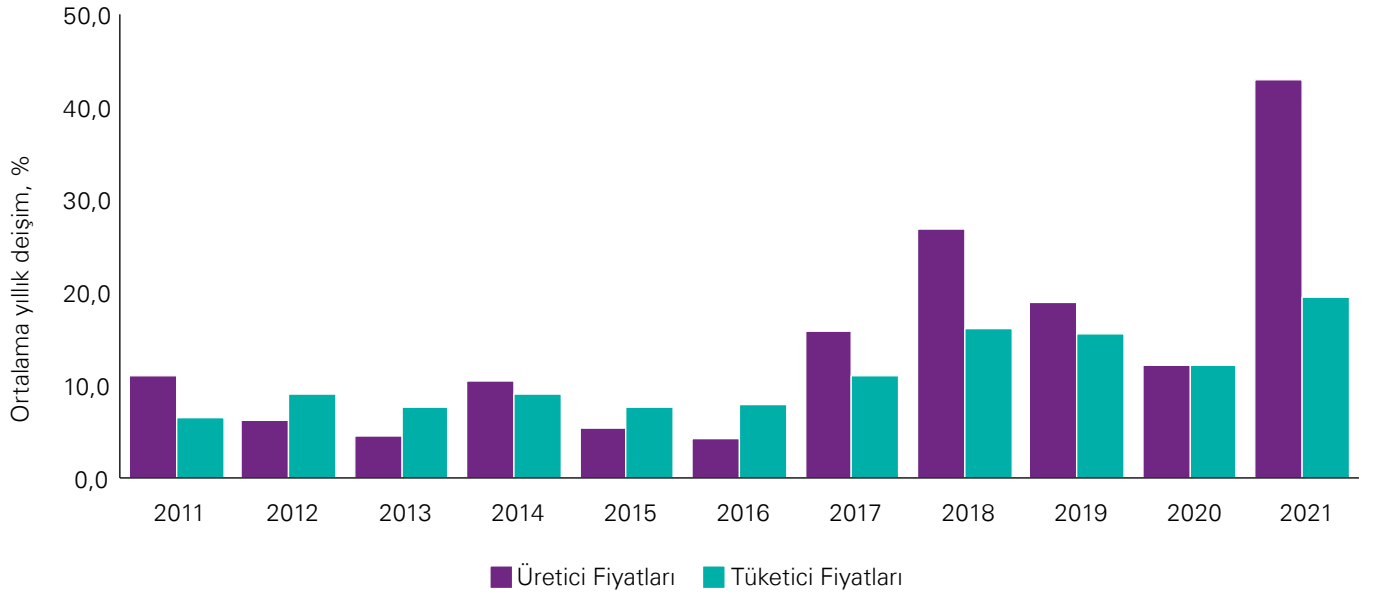


2021 yılında, artan fiyat rekabeti ve Çin’de yükselen navlun fiyatları sebebiyle gerçekleşen talep geçişlerinin katkısıyla Türkiye’nin ihracatı bir önceki yıla göre %32,9 artarak 225,4 milyar ABD Doları seviyesine ulaştı.

Ancak, küresel ölçekte bazı ürünlerin arzında yaşanan zorluklar ve fiyat artışları ekonomimizin 2022 yılı seyri için tehdit oluşturmaya devam ediyor.

Küresel enflasyon dalgasından Türkiye de nasibini aldı, bölgemize ve ülkemize özgü bazı etkenlerin de katkısıyla, TÜİK verilerine göre 2022 Şubat ayı itibarıyla yıllık enflasyon %54,44 olarak gerçekleşti.

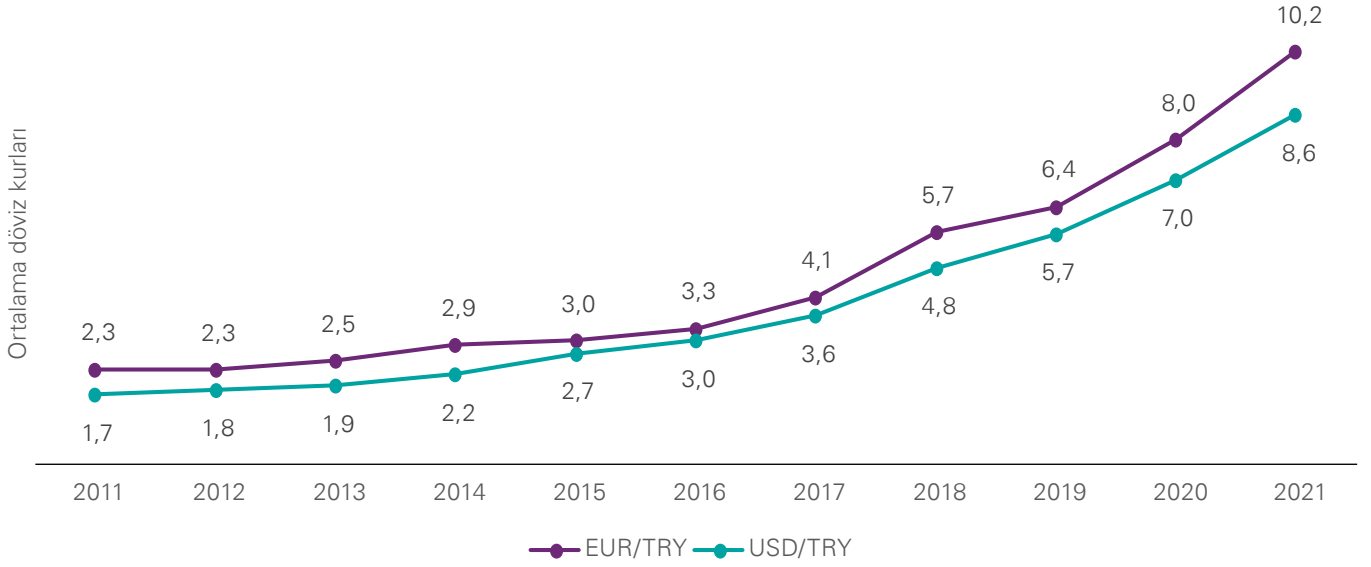
Ortalama Tüketici/Üretici Fiyat Endeks Değişimleri



Kaynak: Türkiye İstatistik Kurumu

2021 Aralık ayı itibarıyla Türk Lirası, ABD Doları karşısında yıl başına kıyasla %81 değer kaybetti.

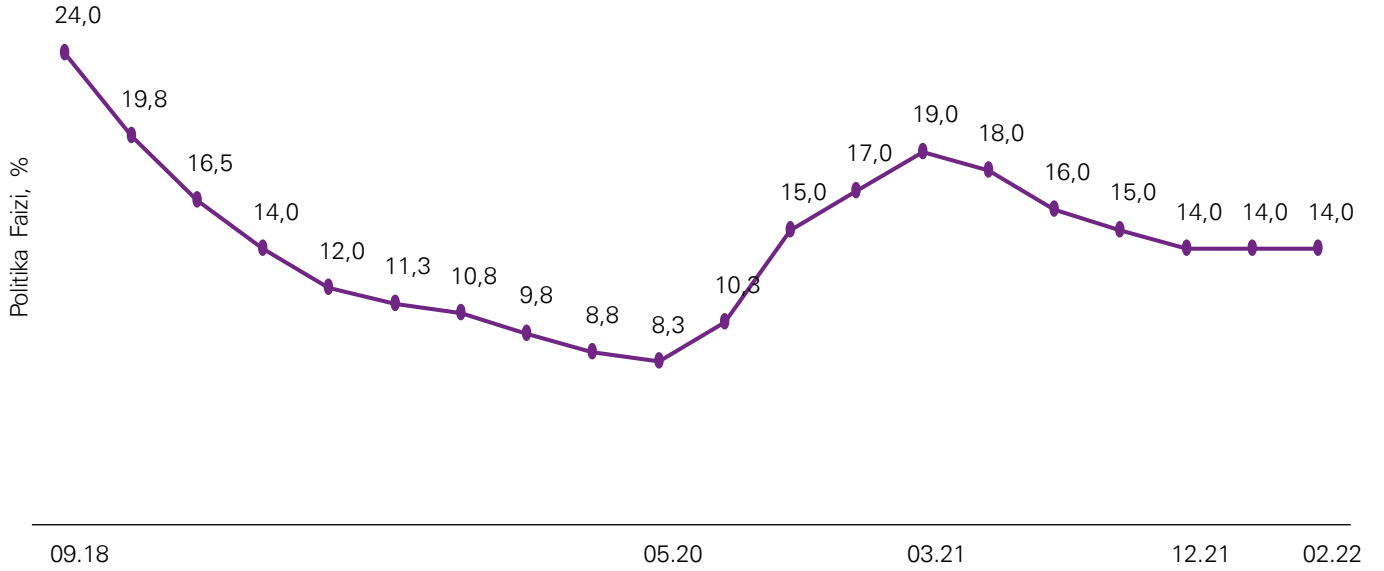
Ortalama Döviz Kurları



Kaynak: Fitch Solutions

Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası, politika faizi olan bir hafta vadeli repo ihale faizini yıl boyunca yaptığı indirimlerle %19'dan %14'e indirdi.

Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası Politika Faizi (%)



Kaynak: TCMB



2. Küresel gelişmeler

İklim değişikliğiyle ilgili endişeler giderek artarken, küresel ölçekte gündem temiz enerji çerçevesinde oluşuyor. Geleceğin temiz enerjiyi işaret ettiği tartışmasız bir gerçek. Öte yandan, enerji sağlayıcıları ve kullanıcıları için bu hedefe giden yollar belirsizliğini nispeten koruyor. Geçtiğimiz on yılın neredeyse tamamında etkili olan yatırımlara rağmen, küresel ölçekte yenilenebilir enerji toplam enerji payının halen azınlığı oluşturuyor.

İklim değişikliğiyle mücadelenin önemli bir adımı olarak kabul gören Paris Anlaşması 2015 yılında imzalanmıştı, bu mücadeleye ilişkin en yakın örnek ise 197 ülkeyi bir araya getiren ve otuz binden fazla delegenin katıldığı 2021 Kasım ayında COP26 adıyla Glasgow'da düzenlenen Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği konferansı gösterilebilir.

Glasgow'da düzenlenen Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Konferansı'nda (COP26) iklim değişikliği ile mücadele kapsamında önümüzdeki 5 yılda kamu tarafından 500 milyar USD iklim finansmanı sağlanacağı açıklandı. 130 trilyon USD özel finansmanı kontrol eden 400'den fazla finans kuruluşu ise yeşil finansmana daha fazla pay ayırma konusunda anlaştı.

COP26'nın ufak bir umut ışığıyla sona erdiği söylenebilir. Taraflar, 1,5 derecelik hedefi korumayı ve hedefleri güncellemek için gelecek yıl Mısır'da yeniden toplanmayı kabul etti. Glasgow Paketi ayrıca, hafifletilemeyen kömür emisyonlarının sonlanacağını işaret etti, bu aynı zamanda uluslararası bir anlaşmada kömür kullanımını sınırlamaya ilişkin ilk taahhüt. ABD ve Çin, iş birliği yaparak metan gazı emisyonlarını hızla azaltacaklarını beyan ettiler.



İklim verileri istenilen seviyelerde değil

Sürdürülebilir bir dünya için küresel sıcaklık artışı sanayi öncesi döneme göre 1,5° C ile sınırlandırılmalıdır

1,5°C altına düşürme

Küresel Isınma Hedefi

1,19°C

Mevcut ısınma (2020)

1,8°C-2,4°C

Gelecekte bizi bekleyen ısınma (2100)

Eylemlerimizin veya eyleme geçmemizin sonuçları hiç olmadığı kadar fazla zarara neden oluyor.

980

2020 yılında yaşanan felaketlerin sayısı

210 milyar ABD doları

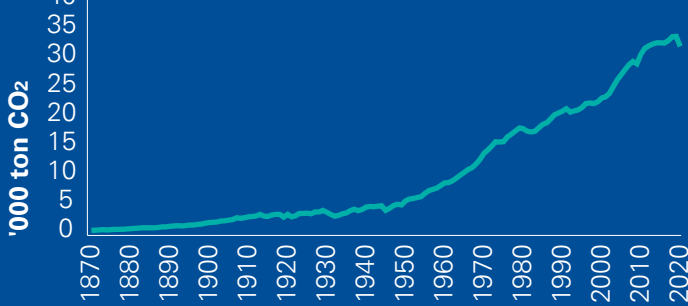
2020 yılındaki toplam zarar

%61

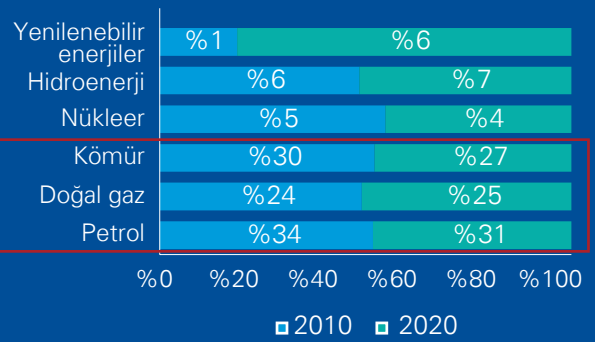
Sigortasız zararlar

Dünya genelindeki ulusal hükümetlerin taahhütlerine rağmen enerji geçişi çok yavaş gerçekleşiyor.

CO2 emisyonlarındaki artış



Yakıta göre birincil enerji tüketimi



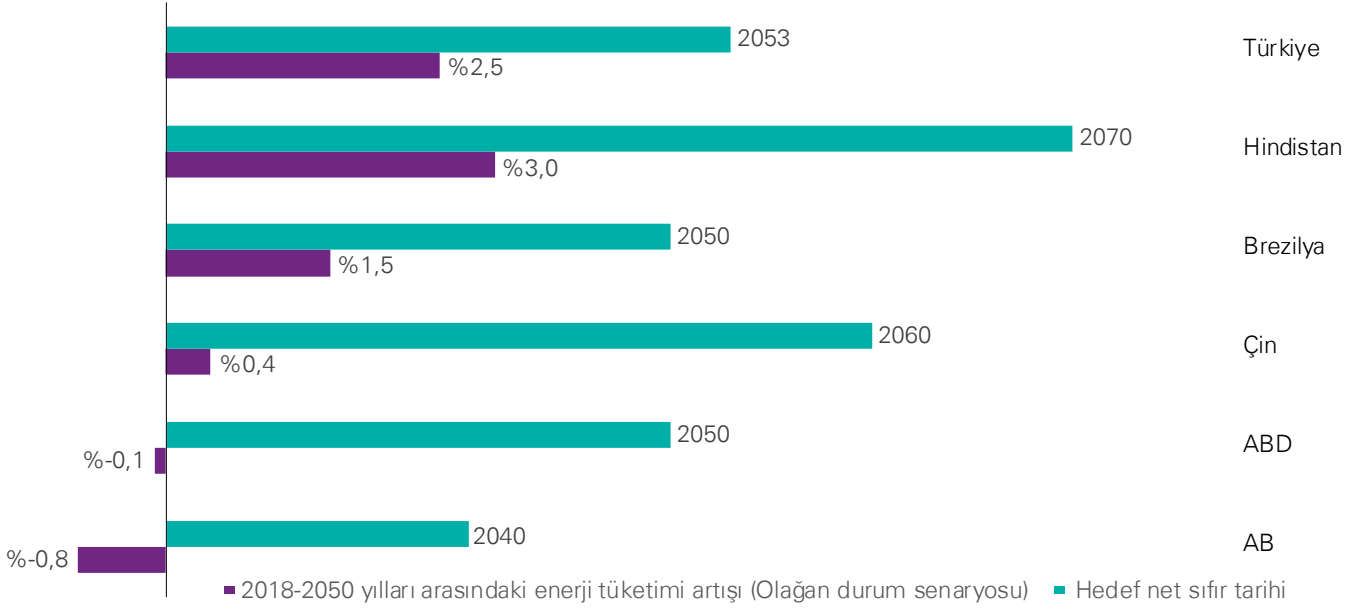
Problemin boyutu nedeniyle başta kurumsal şirketler olmak üzere neredeyse tüm çevrelerde etkili adımların atılmasıyla enerji sistemlerinin eksiksiz dönüşümü tamamlanmalıdır.

Yenilenebilir enerjilere yönelim kaçınılmaz olsa da şimdiye dek oldukça yavaş ilerledi.



Küresel olarak, enerji sektöründeki yatırım dinamikleri değişiyor ve şirketlerin teknoloji portföyleri genelindeki yatırımları dengelemek üzere hazırlıklı olması gerekiyor.

Hedeflere ulaşmak için bir an önce aksiyon almak gerekli



Hükümetler, finans kuruluşları ve sektör katılımcıları, ortaklıklar altında bir araya gelerek iş birliği yapıyor ve daha etkili adımlar atmaya odaklanıyor.



Finans

Glasgow Financial Alliance for Net Zero (Glasgow Net Sıfır için Finansal İttifak)

İttifak, 130 trilyon ABD dolarının üzerinde değere sahip varlıklardan sorumlu 450 finansal şirketten oluşuyor



Enerji geçişi

Beyond Oil and Gas Alliance (Petrol ve Doğal Gazın Ötesi İttifakı)

Hükümetlerin oluşturduğu koalisyonlar ve kilit paydaşlar, Doğal Gaz ve Petrol kullanımını kademeli olarak azaltmaya yönelik adımlar atıyor



Enerji erişimi

Global Energy Alliance for People and Planet (İnsanlar ve Gezegen için Küresel Enerji İttifakı)

Yardım amaçlı grupların oluşturduğu ittifak, gelişmekte olan ekonomilerde ölçeklenebilir ve adil enerji geçişlerini hızlandırmayı amaçlıyor



Yeşil teknolojiler

H2Zero (Net Sıfır Hidrojen) Girişimi

Girişim, düşük karbonlu/yeşil hidrojen üretimini ve kullanımını artırmayı taahhüt eden çeşitli nihai kullanım sektörlerinde faaliyet gösteren 28 şirketten oluşuyor

1,5 derece hedefine giden yolda, 2030 yılına kadar mevcut emisyonların acilen yarı yarıya azaltılması gerekiyor.

COP26'dan çıkarılan 10 sonuç

- 1. Sanayi öncesi döneme göre küresel ısınmanın 1,5 dereceyle sınırlandırılması hedefi risk altındadır.** Küresel ısınma öngörülerine göre önlem alınmazsa bu yüzyılın sonları itibarıyla 1,8 ila 2,4 derece artış yaşanacaktır.
- 2. Net Sıfır hedefine ulaşabilmek için gerçekleştirilmesi gereken önemli adımlardan biri enerji geçiştir.** Sera gazı (GHG) emisyonlarının %70'i enerji kaynaklıdır.
- 3. Kademeli olarak kömür kullanımını sonlandırma süreci hızlandırılacaktır.** Kömür, karbondioksit emisyonlarının yaklaşık yüzde 40'ını oluşturuyor bu sebepten de 1,5C hedefinin de merkezinde kömür kullanımı bulunuyor. Kömür emisyonlarını azaltamayan ülkeler büyük baskı altına girecekler. Alternatif yakıtları olmadığından ekonomik büyümesi kömüre bağlı olan ülkeler, bu geçiş sürecinde büyük zorluklarla karşılaşacaktır.
- 4. Net Sıfır hedefinde gelişmekte olan ülkelere büyük iş düşmektedir.** Ülke ekonomileri genellikle kömür gibi yüksek karbon salımı yapan kaynaklara bağlı olan gelişmekte olan ülkeler gelecekteki küresel büyüme için oldukça önem arz etmektedir.
- 5. "Kayıp ve zarar", temel bir gösterge olarak kilit rol üstlenecektir.** Gelişmiş ülkeler "kayıp ve zarar" yükümlülüklerini kabul etmeye yanaşmasa da hafifletme ve adaptasyon eylemlerine yönelik destek ve finansman akışı hızlanacaktır.
- 6. Küresel ısınmanın etkileri daha görünür ve yaygın hale geldikçe iklimle ilgili hedefler ve karbonsuzlaştırma gereklilikleri her geçen yıl artmaya devam edecektir.** Kurumsal şirketler, değişen düzenlemelerden etkilenmemek için hep daha yüksek hedeflemelidir.
- 7. Hedeflere ulaşmak için kurumsal şirketlerin karbonsuzlaştırma süreçleri önem arz edecektir.** Kurumsal şirketler, hükümetler tarafından yapılacak mevzuat düzenlemeleri ve finansal kuruluşların da fonlamalarıyla karbonsuzlaştırma projeleri gerçekleştirecektir.
- 8. Kurumsal şirketlerin odak noktası, işletmelerin "iklim değişikliğine karşı dayanıklı hale getirilmesi" olmalı ve sistemler gözle görünür oranda güçlendirilmelidir.** Mevcut iklim değişikliğini hafifletme eylemlerine ilişkin kısıtlamalar bunu gerektirmektedir. Mevcut küresel ısınma görünümü ve bunun olası sonuçları dikkate alındığında, hükümetlerin, toplumların ve kurumsal şirketlerin iklim değişikliği adaptasyonuna yönelik eylemleri hızlandırılmalıdır.
- 9. Yatırım yapılırken uzun vadeli karbon maliyetleri ve Karbon Vergileri/Karbon Sınırı Düzenleme Mekanizması (CBAM) gibi unsurlar göz önünde bulundurulmalıdır.** COP26'da IFRS, kapsamlı sürdürülebilirlik beyanı standartlarının geliştirilmesi için Uluslararası Sürdürülebilirlik Standartları Kurulunun (ISSB) oluşturulduğunu duyurdu.
- 10. Zorluklara ve belirsizliklere rağmen, enerji geçişini fonlamak için önemli bir fırsat söz konusu.** Sermaye ihtiyacı çok fazla ve riskler dikkatli olmayı gerektirse de iklim değişikliği nedeniyle değişime uğrayan küresel siyasi öncelikler ve yatırımcı öncelikleri bu alanı gelecek açısından umut vaat eden bir konuma taşıyor.

Karbonsuzlaştırma – Kurumlar için nasıl değişiklikler öngörülüyor?

Kurumsal şirketler büyük olasılıkla karbonsuzlaştırma süreçlerindeki temel araçlar olacaktır.

Kurumsal olmayan kullanıcılar, direktiflere karşı daha az duyarlı olsalar da teşviklere daha iyi yanıt verirler. Kurumsal liderler, ilgili geçişleri planlamalı ve iklim değişikliğinin etkilerine karşı koruma sağlamalıdır. Buna genellikle ürün pazarları, teknoloji, yetkinlik, kültür gibi unsurların tamamen dönüşümü dahildir. Hedefler yüksek olmalı ve uyumun ötesine geçmelidir.

Stratejik yatırım kararı, eksiksiz bir sistem görünümüyle birlikte veriye dayalı analizle desteklenmelidir.

Kurumsal liderler, giderek artan düzenlemelere yönelik riskin yanı sıra, yatırımcılar, çalışanlar ve topluluklar tarafından yetki sınırlarını aşma ve karbonsuzlaştırma planlarını hayata geçirme konularında baskıya maruz kalacaklar. Arz ve talep arasındaki sınır kaybolmaya başlıyor ve kurumsal şirketler, değişen tedarikçi-tüketici dinamiklerinden fayda elde edebilmek için ilk adımı atmak durumundalar. Acil eyleme geçilmesi şart olsa da bu eylemler üzerinde detaylıca düşünülmesi gerekiyor.

Kurumsal şirketler, uzun vadede küresel karbonsuzlaştırma gündemine odaklansalar da **yakın dönemde bölgesel öncelikleri karşılayabilmek için uygulamalarını uyarlamak zorunda kalacaklar.**

Zor olsa da kısa vadeli çevik eylemlerle birlikte uzun vadeli planlama yapmak ve eyleme geçmek gerekecektir. Kuruluşlar, karbonsuzlaştırma hedefine giden yoldaki kısa vadeli belirsizliklere hazırlıklı olmalıdır.

Beyanlardan ziyade eylemlerin güvenilir olması önemlidir.

Çevreci bir şirket imajı vermek için yanlış beyanlarda bulunmaktan kaçınılması esastır. Bu doğrultuda, hedefler uygulanabilir eylem planlarıyla, somut eylemlerle ve ölçütlerle desteklenmelidir. İşletmeye ve düzenlemelere yönelik ihtiyaçları karşılayan, doğru Temel Performans Göstergelerinin (KPI'lar) desteklediği net hedefler belirlemek, büyük öneme sahiptir.

Teknoloji, emisyonlara ve diğer ESG ile ilgili KPI'lara ilişkin gerçeğe dayalı ve güvenilir beyanda bulunmak için karbonsuzlaştırma yolunda kolaylaştırıcı bir unsur olacaktır.

Bu süreçlerden bazıları zorlu olacaktır. Örneğin, genişletilmiş tedarik zincirlerindeki Kapsam 3 emisyonlarını ölçmek çok zor ve aynı zamanda çok önemlidir. Dahası, kurumsal şirketler yalnızca bildirimde bulunmakla kalmamalı ve hafifletme ve adaptasyon ile ilgili ön ofis eylemlerine ve kolaylaştırıcı kararlara odaklanmalıdır. Geniş ölçekli teknolojiler olmadan bu mümkün olmayacaktır.

Uygulamaya giden yol belirsizliklerle doludur. Ürünlere, süreçlere, tesislere, tedarik zincirlerine ve teslimat mekanizmalarına yönelik büyük değişiklikler gerekecektir. Kuruluşlar saha çalışanlarının ve genç profesyonellerin “değişim liderleri” olarak yetkilendirilmesi sürecine odaklanmalıdır. Başlangıçtaki karşıt fikirleri yönetmek için yönetim kurulları, kurum içi iletişimi daha etkin bir hale getirmelidir.



Düzenleyici unsurlara verilen önem

- Sektörümün düzenleyici eylemleriyle doğrudan karşı karşıya kalması olası mı? Cevap evetse hangi olası eylemler hayata geçirilebilir?
- Şirketimin iş planları, düzenleyicilerin değişen ihtiyaçlarıyla uyumlu mu?



Tüketici odaklılık

- Şirketimin iklim değişikliğine duyarlılığı açısından müşterilerim düşünce olarak birbirlerinden ayrılabilir mi?
- Bu ayrışmanın olası olumlu ve olumsuz etkileri nelerdir?

İklim değişikliği şirketim açısından ne anlama geliyor?



- Yatırımcılar, portföylerinde yer alan şirketimi nasıl görüyor?
- İklim değişikliğine duyarlılığım göre herhangi bir para cezası veya prim uygulaması olacak mı?

- Tedarikçilerim, iklim değişikliğinin etkilerinden veya düzenlemelerden doğrudan veya dolaylı olarak etkilenecek mi?
- Şirketimin brüt geliri veya net kârı üzerinde ne gibi etkileri olacak?



Yatırımcı öncelikleri



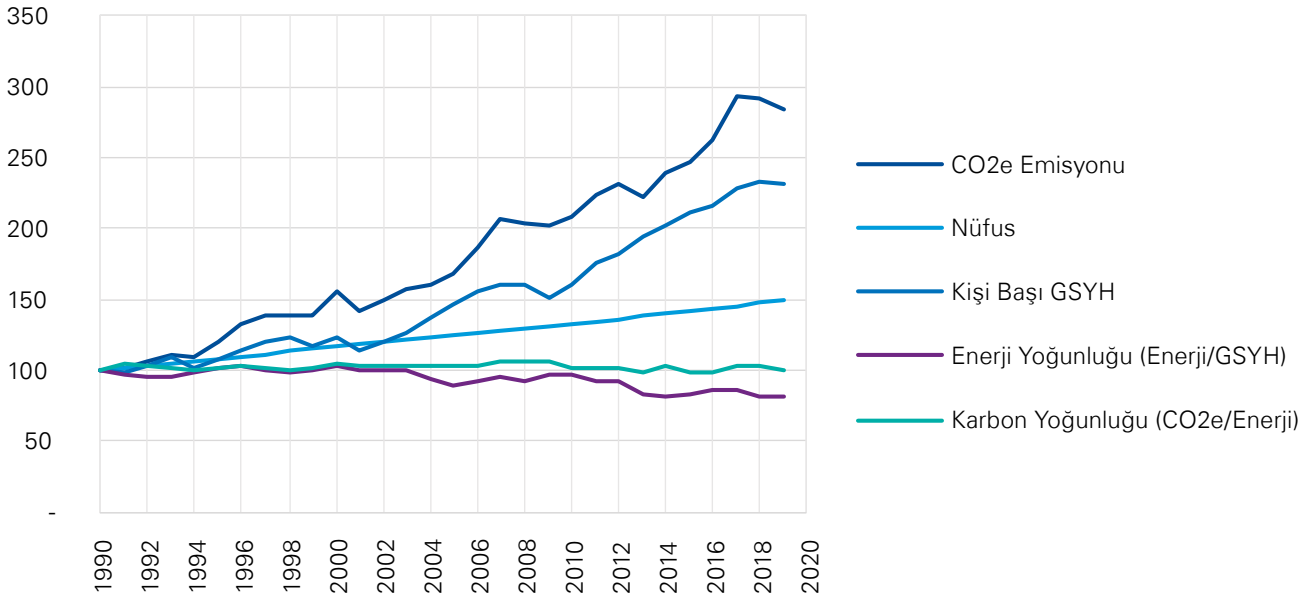
Tedarikçi riskleri

3. Türkiye Elektrik Piyasası Görünümü

2021 yılında Türkiye'nin elektrik üretimi %9 artışla 329 TWh'e ulaştı. Rüzgar ve güneş santrallerinin elektrik üretiminde payı toplamda %13'e çıkarken, düşük su seviyelerinden dolayı hidroelektrik santrallerin yıllık elektrik üretiminde %29 azalma kaydedildi. Elektrik enerjisi üretiminde hidroelektrik santrallerinin payındaki bu düşüş, doğal gaz santrallerindeki artan üretim ile karşılandı. Güneşe dayalı kurulu güç yıl sonunda 7,9 GW'a ulaşırken, toplam 117 TWh olarak gerçekleşen yenilenebilir üretimin %64'ü Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması ("YEKDEM") kapsamında faaliyet gösteren santrallerden geldi. Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki aylık payı ilk defa Nisan 2021'de %50'ye ulaştı.

Kömür yakıtlı termik santrallerin üretimi ise %44'ü linyit yakıtlı santrallerden olmak üzere toplam 104 TWh olarak gerçekleşti ve bir önceki yıl kaydedilen seviyesini korudu. 2018 başından bu yana devreye giren 17 GW kurulu gücün %88'i yenilenebilir kaynaklı olduğu için yenilenebilir santrallerin kapasite payı ilk defa Ekim 2020'de %50'nin üzerine çıkmıştı. 2021 sonunda bu oran %53'e ulaştı. Buna karşın 2021 yılı bütününde üretilen toplam elektrik enerjisinin %65'i fosil yakıtlardan geldi.

Türkiye CO₂e Emisyonu Gelişimi ve Bileşenleri



Kaynak: IEA

Türkiye'nin sera gazı emisyonları 2017 yılından bu yana düşmeye devam ediyor. Artan nüfusa ve sabit seyreden karbon yoğunluğuna karşın enerji yoğunluğundaki azalma ve kişi başı GSYH'daki daralma bu sonucu ortaya çıkarıyor. Sera gazı emisyonlarının %72'sinden enerji tüketimi sorumludur. Bu tüketimin %33'ü konutlar ve hizmetlerde, %31'i sanayide, %25 ise ulaşımda gerçekleşmektedir. Nihai enerji tüketiminin elektrifikasyonu %20'yi geçerken tüketilen bu elektriğin karbon yoğunluğunu azaltmak daha da fazla önem kazanmaktadır.

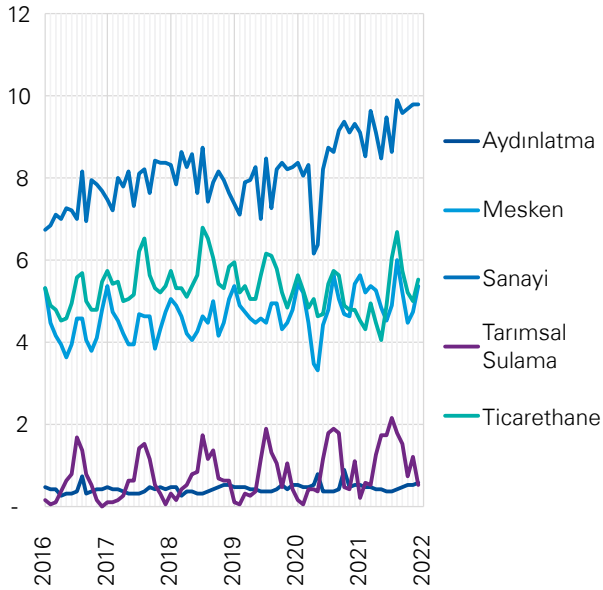
2021 yılı, Türkiye'nin çevre ve iklim değişikliği ile ilgili dünya piyasalarına uyum ve entegrasyon için önemli adımlar atılan bir yıl oldu. Ticaret Bakanlığı, Temmuz ayında Yeşil Mutabakat Eylem Planı'nı yayımladı. Planda AB'nin sınırda karbon düzenleme mekanizması ve Türkiye'nin ulusal karbon fiyatlandırma mekanizmasına yönelik hazırlıkların yapılması öngörüldü.

TBMM ise Ekim ayında Paris İklim Anlaşması'nı altı yıl sonra onayladı. Gecikmenin nedeni, anlaşmanın Türkiye'ye Yeşil İklim Fonu'na erişim imkanı tanımayan olmasıydı. Bu engel ortadan kalkmadı ama anlaşmadan doğan yükümlülükler karşısında 2053 yılı için net sıfır emisyon hedefi resmi olarak deklare edildi.

3.1. Tüketim

Elektrik tüketimindeki yıldan yıla değişim, ülkenin GSYH büyüme oranıyla uyumlu bir şekilde ilerlemektedir. Öte yandan, her yıl artmaya devam eden kişi başı elektrik tüketimi son 10 yıldır kişi başına düşen GSYH'dan tamamen ayrılmış görünmektedir. Türkiye'nin toplam elektrik tüketimi, 2021 sonu itibarıyla %9'luk yıllık büyümeyle 327 TWh'e ulaştı. Elektrik tüketiminde sanayi %44 ile başı çekerken, bunu %24'lük eşit pay ile mesken ve ticarethaneler izlemektedir. Aydınlatma ve tarımsal sulama, sırasıyla %2 ve %5 ile elektriğin diğer tüketim alanlarını oluşturdu.

Elektrik Tüketimi (TWh)



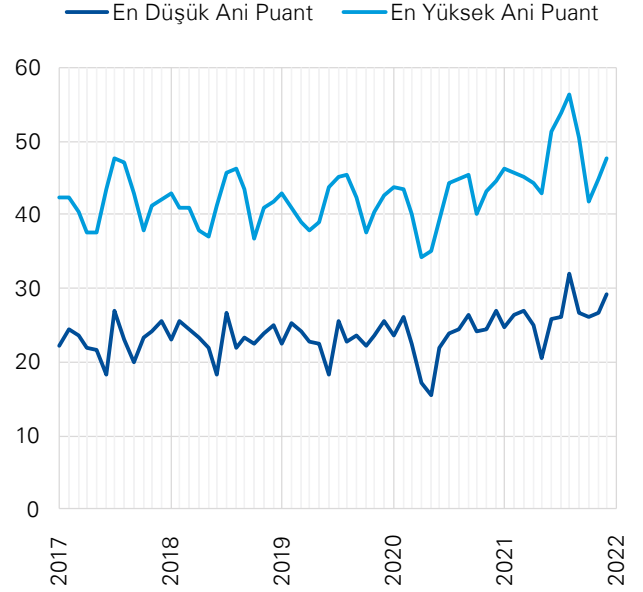
Kaynak: EPDK

2021 yılının ilkbahar aylarında Covid-19 pandemisi kaynaklı kısıtlamaların kalkmasıyla toplam elektrik tüketimi salgın öncesi düzeyini geçti. Özellikle sanayi elektrik tüketimi, 6,2 TWh'e kadar düştüğü Nisan 2020'den beri her ay ortalama %3 artmaktadır. Mesken elektrik tüketimi de 3,4 TWh'e kadar düştüğü Nisan 2020'den beri olağan aylık döngüsünde seyretnmektedir. Ticarethane tüketimi ise Mayıs 2021'de en düşük düzeyini gördükten sonra olağan seyrine girdi. Kurak geçen yaz aylarında tarımsal sulama için elektrik tüketimi önceki iki yıla göre %40 oranında arttı. Aydınlatma tüketimini etkileyen kalıcı yaz saati uygulaması 2021 yılında da devam etti.

Yıl sonu itibarıyla mesken abone sayısı 39 milyona yaklaştı, ticarethane abone sayısı ise 7 milyonu geçti. 2020'nin ikinci yarısındaki azalmaya karşın 2021 yılı abone sayısındaki en yüksek artış hızı %8 ile sanayide oldu ve 87 bini geçti.

Ülke genelinde mesken abonesi başına ortalama yıllık elektrik enerjisi tüketimi yaklaşık 3.000 kWh civarında hesaplanıyor. Güncel serbest tüketici limiti ise yıllık 1.100 kWh olarak belirlenmiştir.

Puant Güç (GW)



Kaynak: EPDK

2021 yılı yaz aylarında, mevsim normallerinin üzerinde sıcaklıklar yaşandı ve soğutma yükü olarak tanımlanan klimalardan kaynaklı elektrik talebi yükseldi. 28 Temmuz'da, ağırlıklı olarak Güney Batı Anadolu'yu etkileyen yaygın orman yangınları başladı. 2 Ağustos'ta bazı şehirlerde kısmi elektrik kesintileri yaşandı. 4 Ağustos'ta şebekeden çekilen anlık puant güç, 56 GW ile rekor kırdı. Bu esnada emreamade kapasite marjı %1 olarak kaydedildi. 32 GW'ı gören en düşük anlık puant ise özellikle yıl sonuna doğru uzun dönemli ortalamaya kıyasla yükselme eğilimi gösterdi. Tüm tüketici türleri tarafından en fazla elektriğin tüketildiği ay, toplam 32 TWh ile Ağustos oldu.

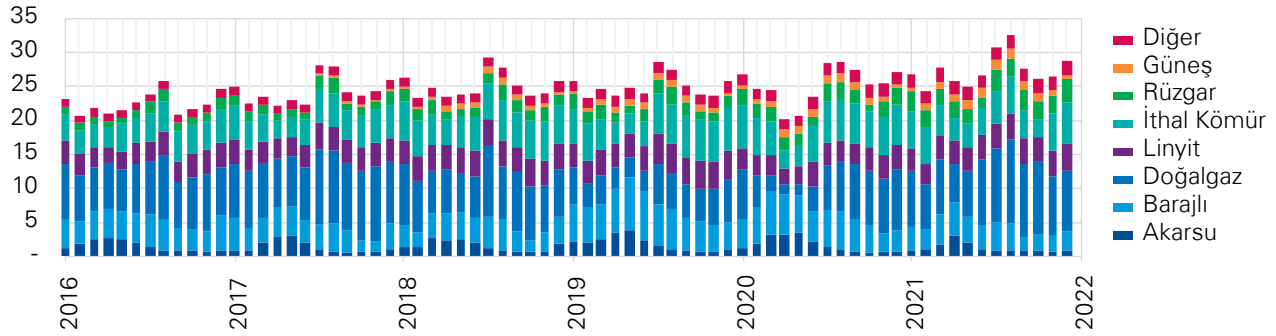




3.2. Üretim

Elektrik üretimi son beş yılın en yüksek artışı olan yıllık %9'luk büyüme ile 329 TWh olarak gerçekleşti. Elektrik üretiminde doğal gazın payı geçen iki yıla kıyasla arttı ve %33 olarak gerçekleşti. Doğal gaz santrallerini sırasıyla toplam %30 ile ithal kömür ve linyit santralleri ve toplam %17 ile akarsu ve barajlı hidroelektrik santraller izledi. 2021 yılında hidroelektrik santrallerin üretimindeki düşüş, doğal gazdaki artış ile karşılandı.

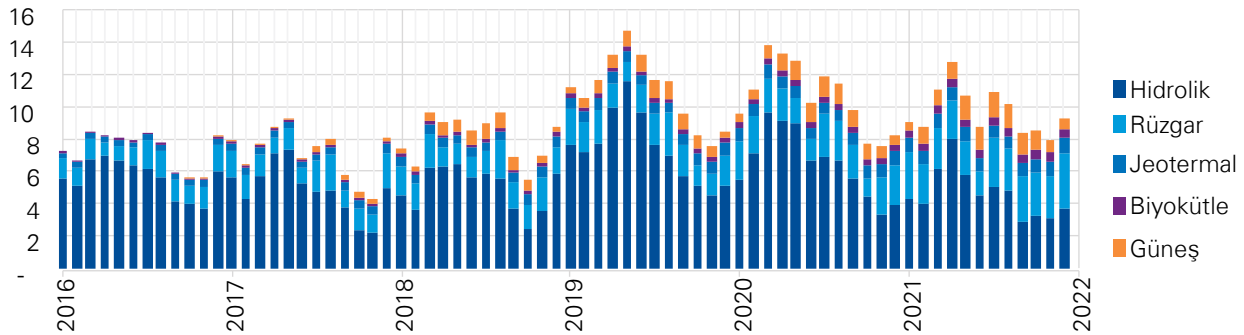
Elektrik Üretimi (TWh)



Kaynak: TEİAŞ

2021 yılında hem rüzgar hem de güneş rekor kırdı ve üretimde payları sırasıyla %9 ve %4 oldu. Güneş üretiminin %86'sı lisanssız santrallerden geldi. Bu üretim aynı zamanda her yıl artmakta olan lisanssız elektrik satışlarının neredeyse tamamını oluşturdu. Hidroelektrik, rüzgar, jeotermal, biyokütle ve güneş santrallerinden gelen toplam yenilenebilir elektrik üretimi 117 TWh ile yıllık üretimin %35'ini sağladı. Yenilenebilir üretimin %64'üne karşılık gelen 74 TWh YEKDEM kapsamında gerçekleşti. YEKDEM katılımlı rüzgar santralleri 25 TWh ile ilk sırada, hidroelektrik santraller ise 22 TWh ile ikinci sırada yer aldı.

Yenilenebilir Elektrik Üretimi (TWh)



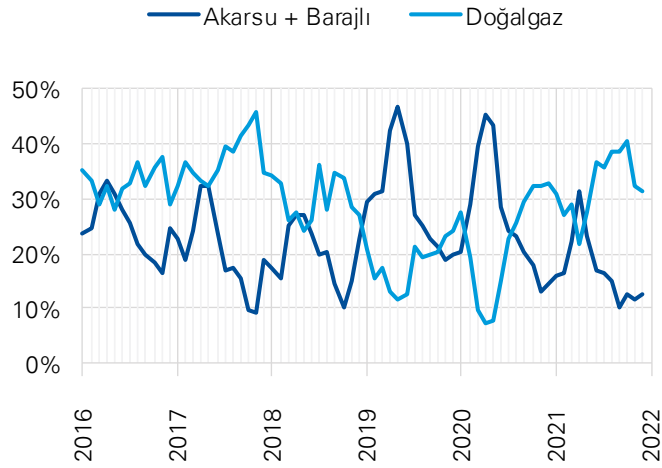
Kaynak: TEİAŞ

Elektrik üretiminde rüzgar ve güneşin payı arttıkça bunların aylık bazda birbirlerini bütünlemesi daha belirgin bir hal aldı. Güneş santrallerinden elektrik üretimi, yaz aylarında rüzgardan gelen üretimdeki azalmayı %100 oranında karşıladı. Rüzgar santrallerinin aylık üretimdeki payı %10'u ilk defa 2021 yılında aşarken, güneşin payı da yaz döneminde %5'in üzerinde çıktı.

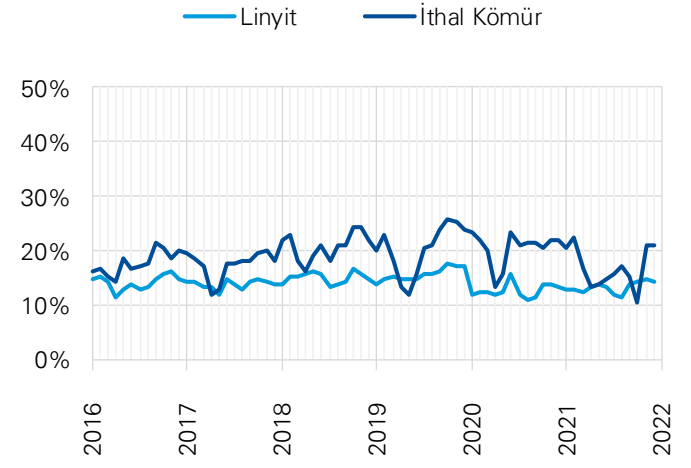
Ülke genelinde yıllık yağış miktarının uzun dönemli ortalamasının altında kalması sonucu akarsu ve barajlı hidroelektrik santrallerin üretim payında oluşan eksilmeyi doğal gaz santralleri neredeyse tüm aylar üretime %30-40 bandında katkıda bulunarak karşıladı. Hidroelektrik santrallerin üretimdeki toplam payı, Nisan 2021 döneminde en yüksek seviyesi olan %30'a çıkmakla birlikte, yılın son aylarında %10 düzeyinde seyretti.

Kaynak: TEİAŞ

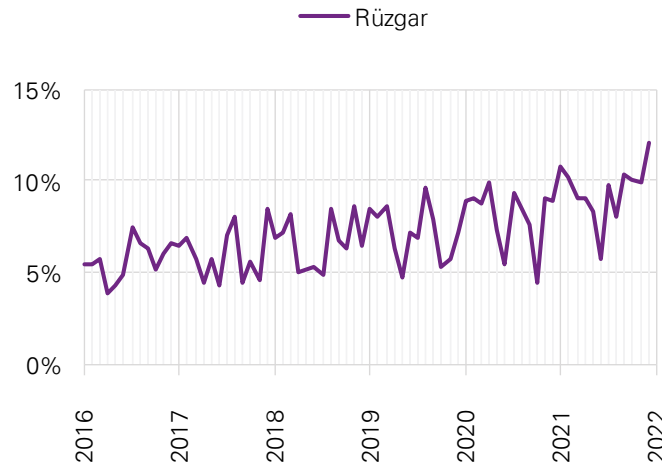
Üretim Payı



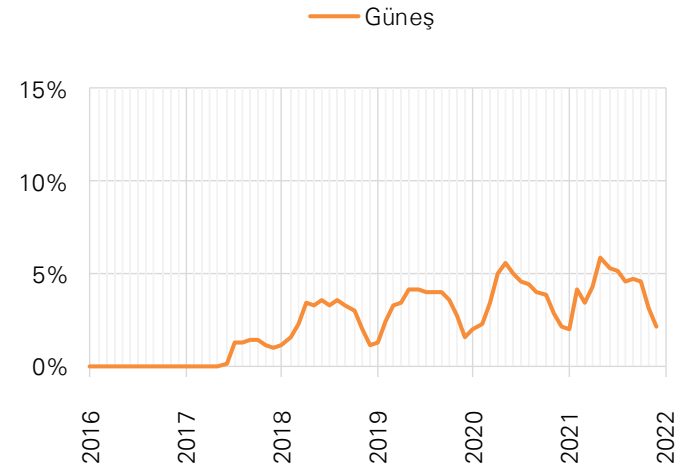
Üretim Payı



Üretim Payı

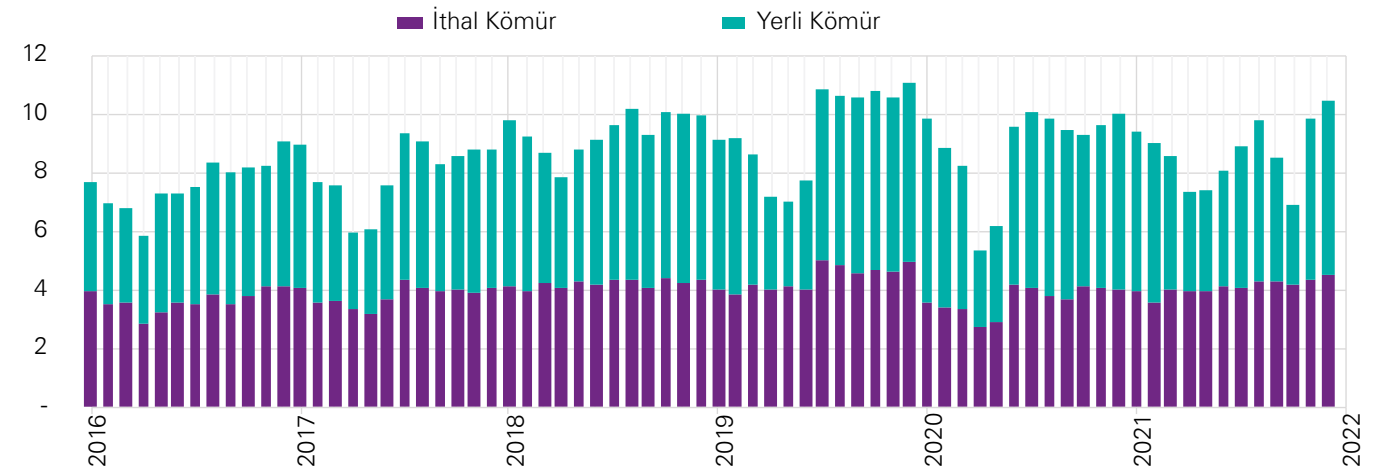


Üretim Payı



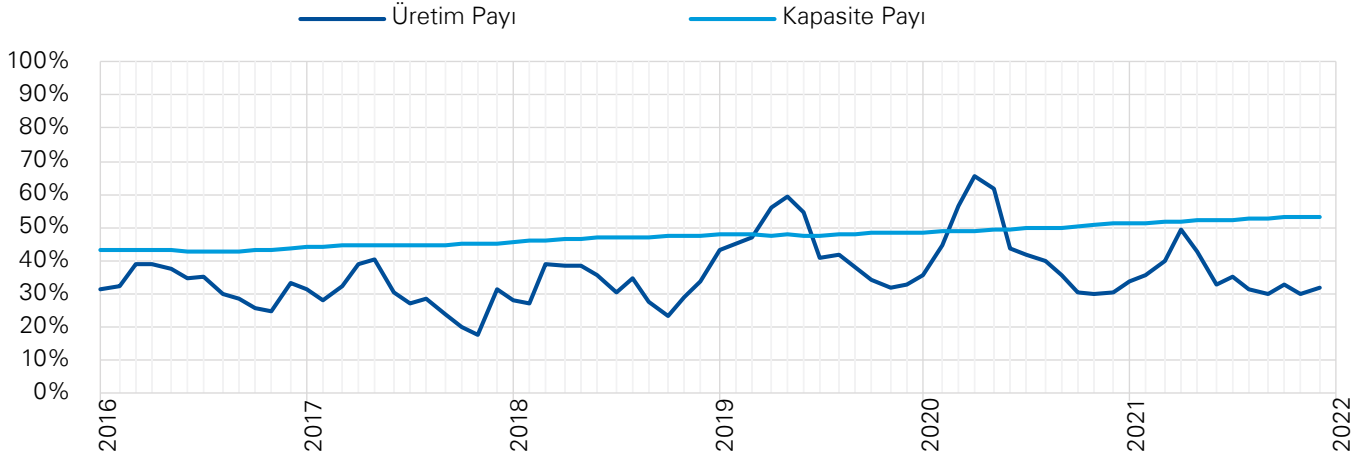
Yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimindeki gelişmelere karşın kömürden elektrik üretimi pek çok ülkede olduğu gibi 2021 yılında Türkiye’de de yükselişini sürdürdü. Hem ithal kömür hem de yerli kömür, her ay üretimde %10-20 bandında pay aldı. Zaman zaman rekor seviyeleri test eden kömür ve doğal gaz spot fiyatlarına rağmen yakılan kömürün %56’sı, doğal gazın ise neredeyse %100’ü ithal edildi. Yeni kuruluşlar yavaşladığı için doğal gaz ve kömürden oluşan fosil yakıtların toplam kapasite payı ise yıllardır olduğu gibi düşmeye devam ederek %47’ye geriledi.

Kömürden Elektrik Üretimi (TWh)



Öte yandan fosil yakıtların üretim payında benzer bir azalma gerçekleşmedi. Aksine fosil yakıtların üretim payı 2021 yılının çoğu ayında %60-70 bandında seyretti. Yenilenebilir kaynakların 2021 başı itibarıyla ilk defa %50'nin üzerine çıkan kapasite payları yükselişe devam ederek yıl sonunda %53'e ulaştı. Ancak fosil yakıtların tam aksine yenilenebilir kaynakların üretim payı her ay kendi kapasite payının gerisinde kaldı.

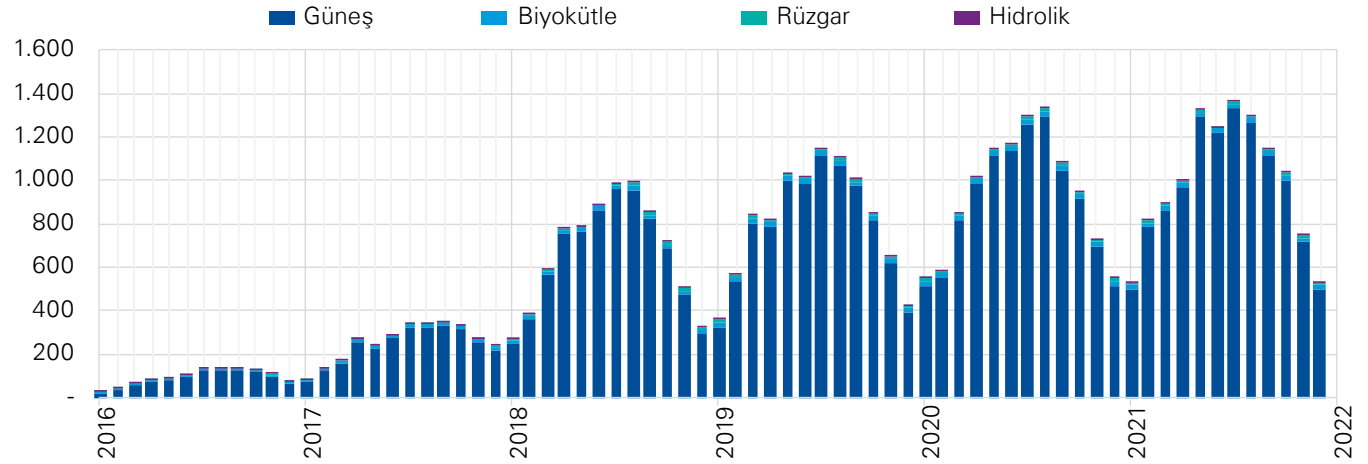
Yenilenebilir Payı



Kaynak: TEİAŞ

Elektrik üretiminde 275 TWh ile özel sektörün payı %84 olarak gerçekleşirken bunların %93'ünü üretim şirketleri, %7'sini ise lisanssız santraller ve işletme hakkı devredilen santraller oluşturdu. Kamunun payı ise %16'da kaldı. Elektrik üretiminde dışa bağımlılığın ölçüsü olarak yenilenebilirler ve linyitten oluşan yerli kaynakların üretimdeki toplam payı bir önceki yıla göre azalarak %51 oldu. Düşük yağışlar ve yüksek sıcaklıklar, kalkan kısıtlamalar sonrası artan talebi karşılamak için doğal gaz ve kömür gibi ithal kaynaklara yönelim oldu.

Lisanssız Elektrik Satışı (GWh)



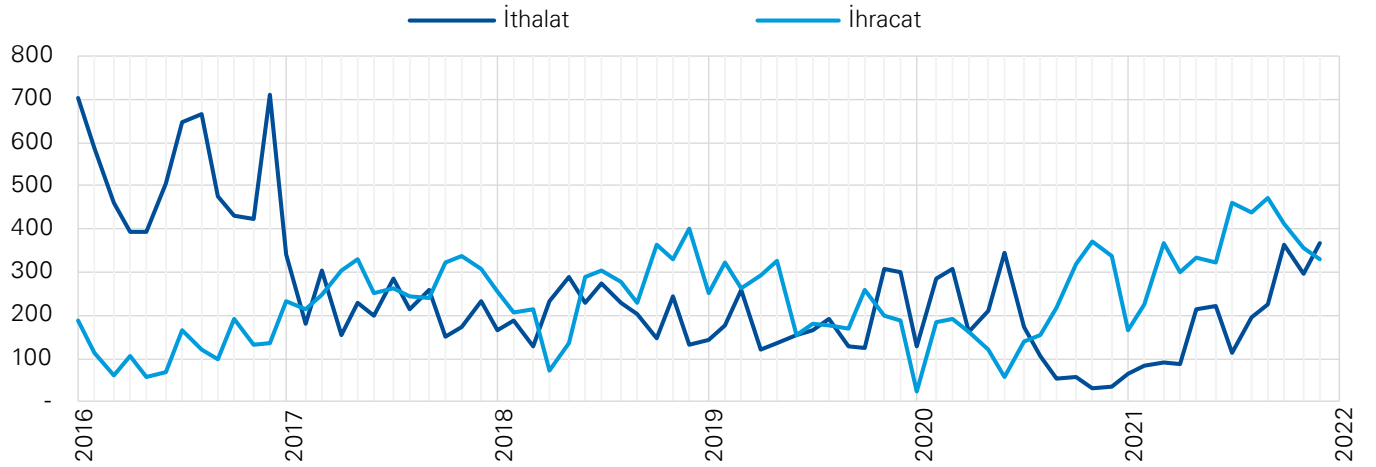
Kaynak: EPDK





Elektrik üretiminin %96'sı lisanslı santrallerden geldi. Lisanssız santrallerin payı önceki yıla kıyasla %0.1 arttı. 2021 sonu itibarıyla lisanssız kurulu gücün %97'sini güneş santralleri oluşturuyor.

Elektrik Dış Ticareti (GWh)



Kaynak: TEİAŞ

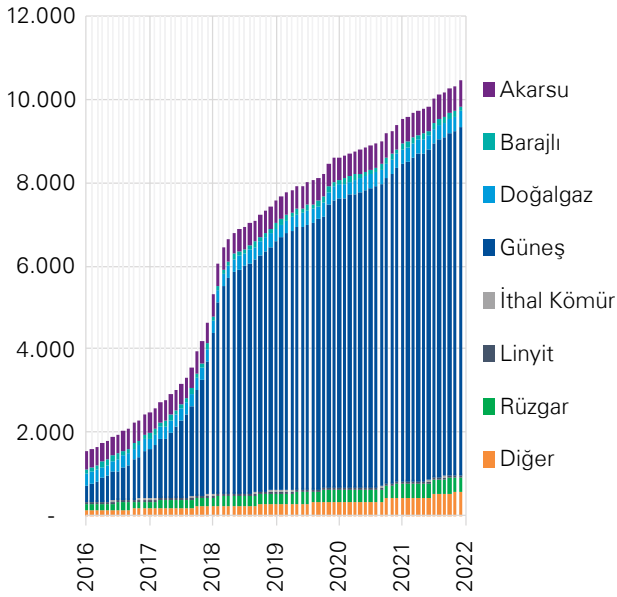
Elektrik dış ticareti 2020'nin ortasından beri süren eğilimle Aralık 2021'e kadar her ay cari fazla verdi. Ancak 2021 yılı son ayında elektrik ithalatı yeniden ihracatı yakaladı. Türkiye 2021 yılında 4 GWh elektrik ihraç ederken, elektrik ithalatı 2 GWh oldu. En çok ihracat Yunanistan'a, en çok ithalat ise Bulgaristan'dan yapıldı. Enerji miktarı olarak, elektrik dış ticaretinin iç pazar hacmine oranı %2'den az olarak gerçekleşti.



3.3. Kurulu Güç

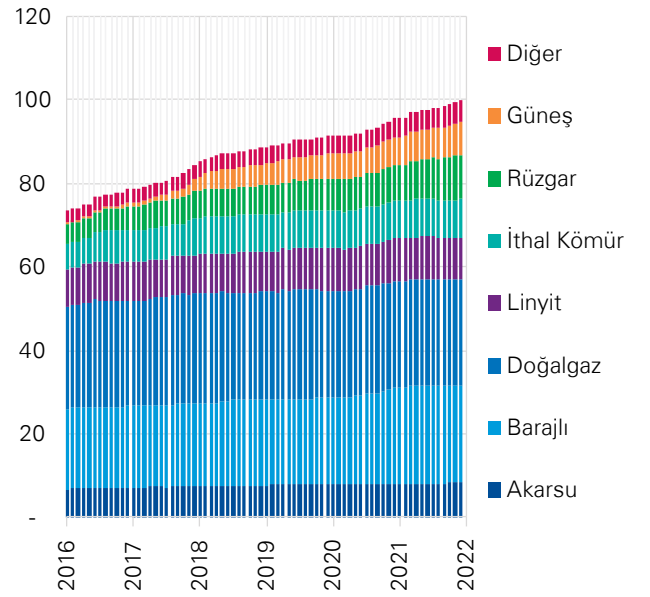
Temmuz 2021’de toplam santral adedi 10 bini geçti. Bunların 8 bin 300’ünü oluşturan güneş santrallerinin kurulum artışı, 5 bin adete ulaşan 2018’in ilk çeyreğinden beri her ay yaklaşık %1’lik sabit hızla gerçekleşmektedir. Mevcut güneş santrallerinin %56’sı 2017-2018 yılları arasında kurulmuştur. Ocak ayında 96 GW olan toplam kurulu güç ise yıl sonunda 100 GW’a ulaştı. Kurulu güçte en büyük payı 25 GW ile doğal gaz santralleri aldı. Akarsu ve barajlı hidroelektrik santraller sırasıyla 8 GW ve 23 GW’lık bir paya sahip oldu. Yerli kömüre dayalı kurulu güç 10 GW, ithal kömür kapasitesi ise 9 GW’ta kaldı.

Santral Adedi



Kaynak: TEİAŞ

Kurulu Güç (GW)



Kaynak: TEİAŞ

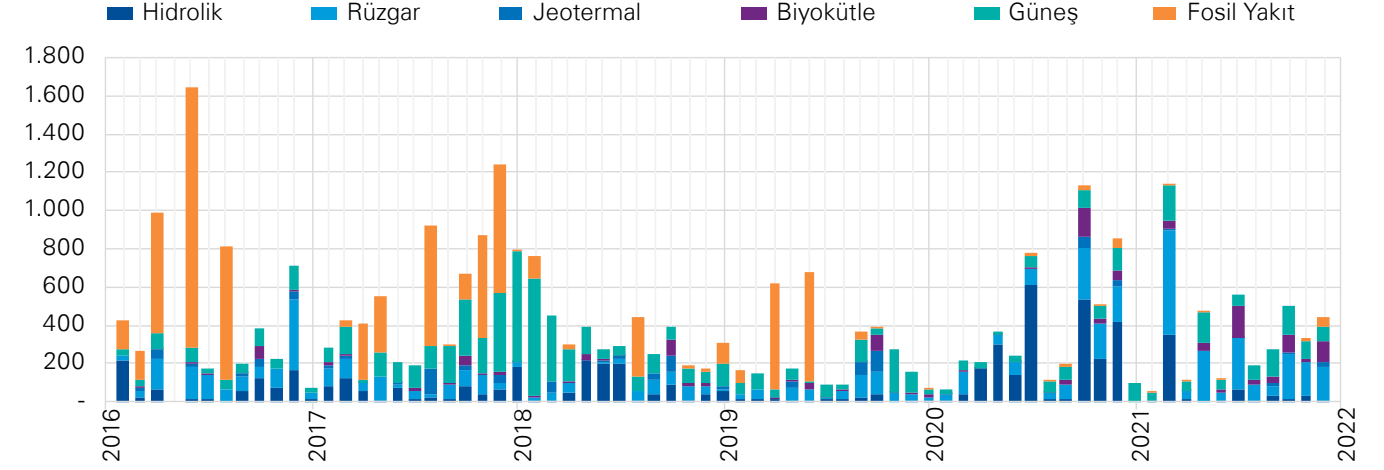
Yıl sonu itibarıyla rüzgar santrallerinin toplam kurulu gücü 10 GW’ı geçti, güneş ise 8 GW’a yaklaştı.

Kaynak bazında toplam kurulu gücün santral sayılarına oranına bakıldığında, son yıllarda düşme eğilimindeki ortalama rüzgar santrali büyüklüğünün 2021 yılında yeniden yükselerek 30 MW/santral seviyesine çıktığı görülüyor. Güneşte ise önceki yıllarda sabit seyreden ortalama güneş santrali büyüklüğünün ise yükselişe geçerek 950 kW/santral değerine yaklaştığı görülüyor.

Bu veriler, daha dağınık bir trend izleyen rüzgar santrali yatırımlarının aksine, güneş yatırımlarının merkezileştiğini gösteriyor. Kurulan santral adetleri ve güçleri uzun dönemde incelendiğinde, ortalama rüzgar santrali kapasitesi azalırken ortalama güneş santrali kapasitesinin arttığı görülmektedir.

2021 yılında devreye giren 4.300 MW yeni kurulu gücün %44’ü rüzgar, %27’si güneş ve %12’i hidroelektrik santrallerden geldi. Yıl boyunca devreye giren gücün %98’i yenilenebilir kaynaklıdır. 2018 başından 2021 sonuna kadar devreye giren 17 GW’ın sadece %12’si fosil yakıtlardan geldi. 2021’de devreden çıkan 261 MW gücün 204 MW’ı doğal gaz, 54 MW’ı ise fuel oil santralleriydi. 2020’de olduğu gibi 2021 yılında da devreden çıkan güç, daha önceki yıllarda kapatılan doğal gaz ve fuel oil santrallerine kıyasla oldukça düşük düzeyde kaldı.

Devreye Giren Güç (MW)



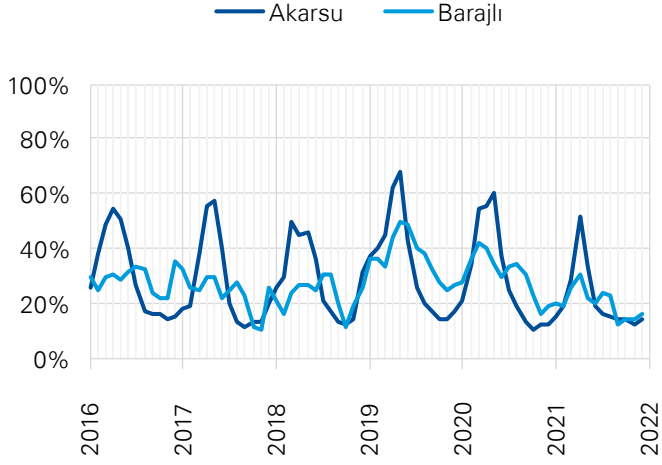
Kaynak: TEİAŞ

USD/MWh bazında alım garantisi veren eski YEKDEM, Haziran 2021’de sona erdi ve yerini TL/MWh bazında işleyen yeni YEKDEM’e bıraktı. Yenilenebilir santral yatırımları, eski YEKDEM kapsamında devreye alınabilmek için hız kazandı. Çeyreklik dönemler bazında eskale edilmesine rağmen kur riski taşıyan yeni YEKDEM, yatırımcıların hibrit santral yatırımlarına doğru yönelmesine neden oldu.

Tam kapasite üretim potansiyeline kıyasla saatlik bazda bir ayın ne kadarında üretim yapıldığını ölçen aylık kapasite faktörleri, yakıt türüne göre santraller arasında farklılık göstermektedir. Ülke genelinde ithal kömür santralleri aylık %60-80 bandındaki kapasite faktörüyle 2021 yılında kapasitelerini üretime en yüksek oranda yansıtan santraller oldu. EÜAŞ’ın yerli kömür ve yerli kömür ile ithal kömürü karıştırarak yakan termik santrallerden geçen yıl aldığı elektrik enerjisi miktarının ulaştığı seviye nedeniyle kömür yakıtlı termik santraller %40-60 bandındaki kapasite faktörlerini korudu.

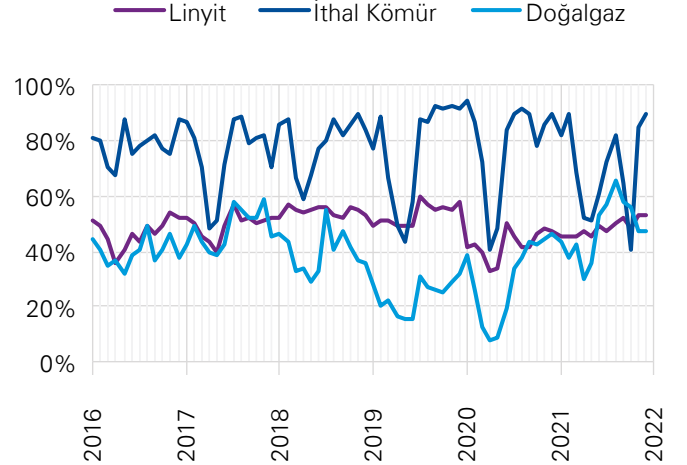


Kapasite Faktörü



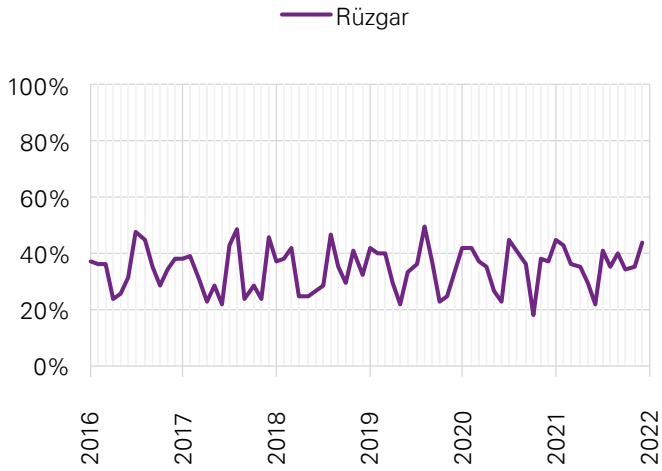
Kaynak: TEİAŞ

Kapasite Faktörü



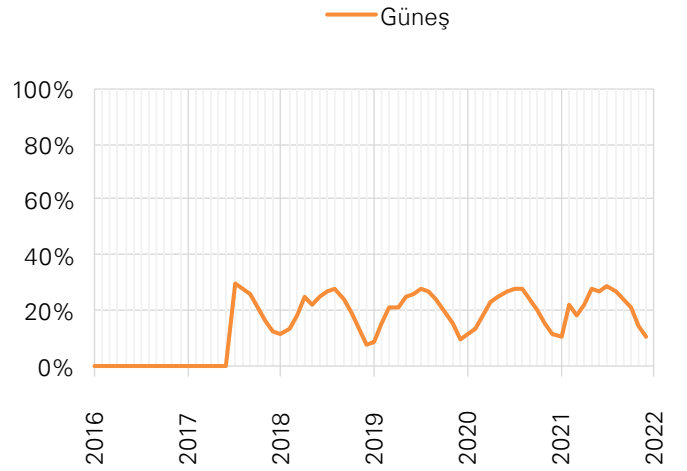
Kaynak: TEİAŞ

Kapasite Faktörü



Kaynak: TEİAŞ

Kapasite Faktörü



Kaynak: TEİAŞ

Öte yandan akarsu ve özellikle de barajlı hidroelektrik santrallerin %20'nin altını gören aylık kapasite faktörleri, 2021 boyunca normalden düşük seyretti. İlkbahar ve yaz aylarında bunların üretim açığını kapatan doğal gaz santralleri ise son yıllarda ilk defa ayda %60'ın üzerine çıktı.

Rüzgar ve güneş santralleri ise olağan mevsimsel döngüleri içinde çalışmaya devam etti. Rüzgar santrallerinde ortalama aylık kapasite faktörü %40 civarında olurken, güneş santrallerinde bu değer %20 civarında kaydedildi. Depolama ünitelerinin bu tesislere entegre edilmesi ile kapasite faktörlerini önemli oranda yükseltme imkanı vardır. Bunun önünü açan Elektrik Piyasasında Depolama Faaliyetleri Yönetmeliği 2021 Mayıs ayında yayımlandı.



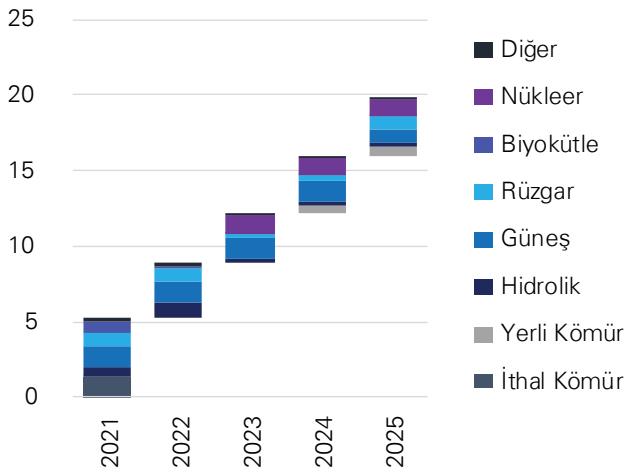
Sistemdeki toplam kurulu güç ve üretim değerleri üzerinden aylık olarak hesaplanan sistem kapasite faktörü yıl ortasında %45'e yaklaşmakla birlikte, uzun dönemli düşme eğiliminin devamı olarak %35-40 bandında seyretti. Kömür ve doğal gaz yakıtlı santraller, yenilenebilir kaynaklı santrallerden daha yüksek toplam kapasite faktörüyle çalışmayı 2021 yılının tüm aylarında sürdürdü. Fosil yakıtlardan çok daha düşük işletme maliyetlerine karşın yenilenebilir kaynakların arz değişkenliği bu durumu ortaya çıkarmaktadır.

Mayıs ayında, Yap-İşlet modeliyle kurulan santralleri içerecek şekilde kapsamı genişletilen kapasite mekanizmasına ayrılan bütçe 2021 yılında %18 artarak 2.6 milyar TL oldu. Bu destekten 18 doğal gaz santrali, 22 kömür santrali ve 10 hidroelektrik santral yararlandı. Kapasite mekanizması ödemelerinin %39'unu doğal gaz, %53'ünü kömür, kalan %8'ini ise hidroelektrik santralleri aldı. Aralık ayında yayımlanan yeni yönetmelik ile ödemelerin belirlenmesinde değişken maliyetler de dikkate alınmaya başladı.

Yıl sonu itibarıyla kurulu elektrik gücünde özel sektörün payı artan bir oranla 79 GW olarak gerçekleşti. Yerli kaynakların kurulu güçteki payı ise 65 GW'a yükseldi. Kurulu gücün %53'ü yenilenebilir kaynaklı olurken %8'i ise lisanssız santrallerden oluştu.

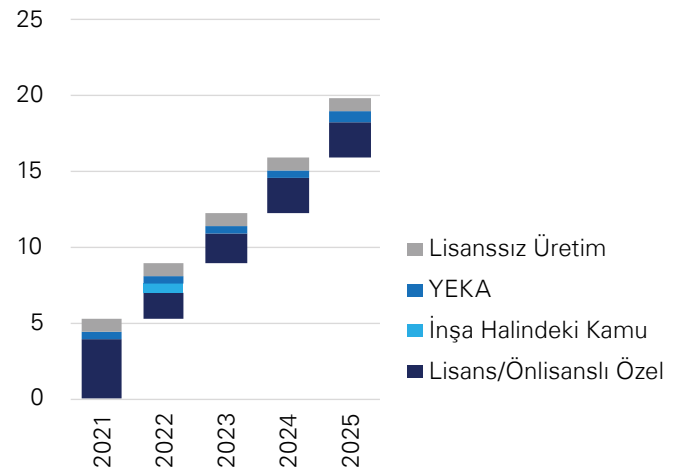
Senaryo 1 - İyimser durum senaryosu

Yıllık Kapasite İlavesi (GW)



Kaynak: TEİAŞ

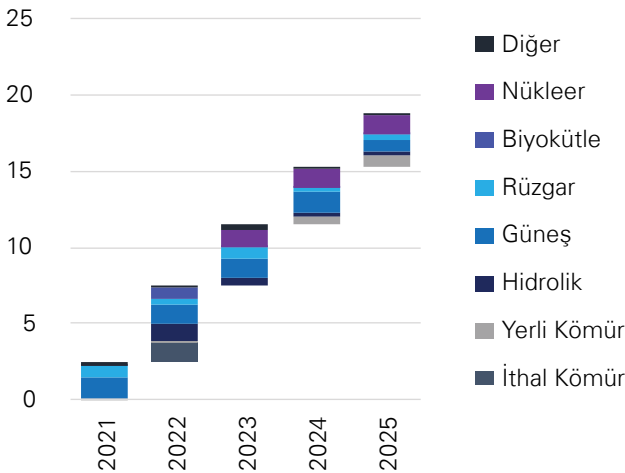
Yıllık Kapasite İlavesi (GW)



Kaynak: TEİAŞ

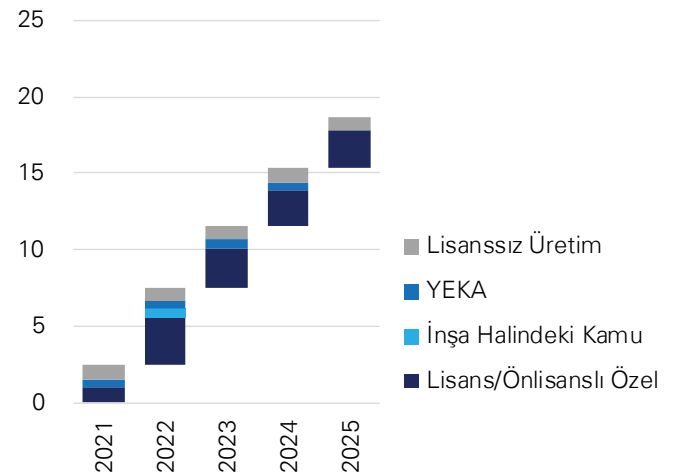
Senaryo 2 - Kötümser durum senaryosu

Yıllık Kapasite İlavesi (GW)



Kaynak: TEİAŞ

Yıllık Kapasite İlavesi (GW)



Kaynak: TEİAŞ

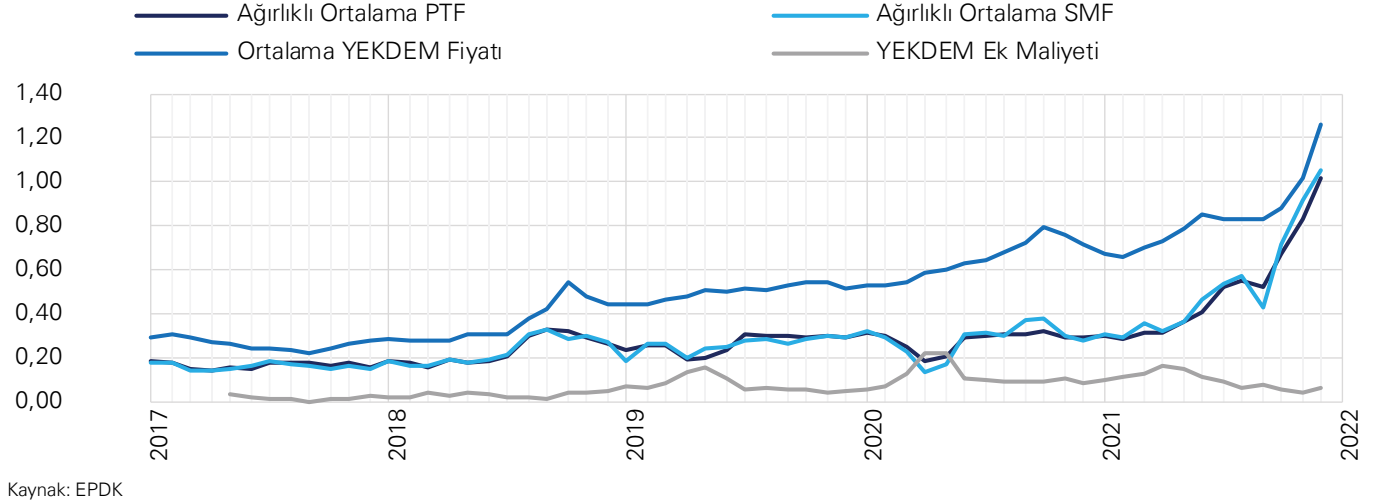
TEİAŞ'ın kapasite projeksiyonları iki alternatif senaryo altında 2021 ile 2025 yılları arasında 18 ile 20 GW arası ilave kurulu güç öngörmektedir. En fazla kurulum 6.000 MW ile güneş santrallerinde planlanırken bunu 2.500 – 3.500 MW ile rüzgar santralleri izlemektedir.

Nükleer enerjiden 2023 ile 2025 yılları arasında her yıl 1.200 MW kapasite ilavesiyle toplam 3.600 MW kurulum planlanmaktadır. Akkuyu nükleer santralının 1.200 MW kapasiteli dördüncü reaktörünün ise 2025 yılından sonra devreye girmesi öngörülmektedir. Toplam ilave kurulu gücün %63'ü olan 12.000 MW, lisanslı veya ön lisanslı özel üretim şirketlerinden gelirken lisanssız santrallerin 4.000 MW, YEKA santrallerinin 2.000 – 2.700 MW, inşa halindeki kamu santrallerinin ise 550 MW artması planlanmaktadır.

3.4. Fiyatlar

2021 yılının özellikle son çeyreğinde elektrik piyasa fiyatlarında çok ciddi artışlar yaşandı. Artışın nedenleri arasında kısıtlamaların sona ermesi ile artan talep, kuraklıktan dolayı hidroelektrik santrallerin düşük doluluk oranları, mevsim normalleri üstündeki yaz sıcaklıkları, rekor düzeylere çıkan ithal kömür ve doğal gaz fiyatları ve doğal gaz ithalatında artan spot LNG'nin payı sayılabilir.

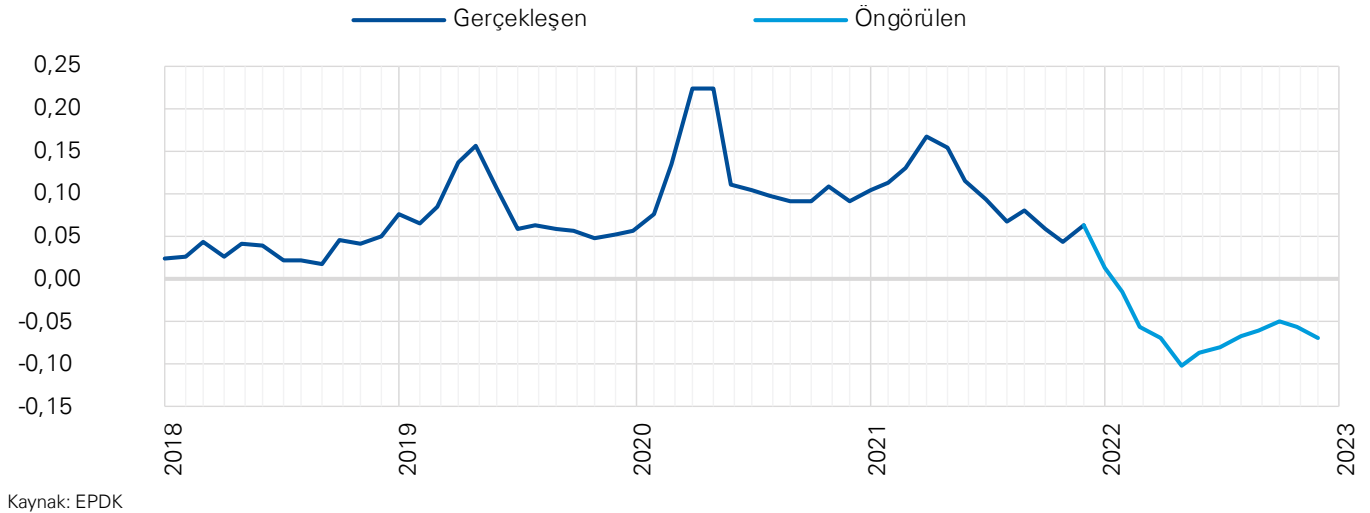
Elektrik Piyasa Fiyatı (TL/kWh)



Ağırlıklı ortalama piyasa takas fiyatı Ocak 2021'de 0.30 TL/kWh'ten üç kattan fazla artarak Aralık 2021'de 1.02 TL/kWh'e yükseldi. Ağırlıklı ortalama sistem marjinal fiyatı ise benzer bir artışla Ocak 2021'de 0.31 TL/kWh'ten Aralık 2021'de 1.06 TL/kWh'e yükseldi.

2021 yılına 0.68 TL/kWh ile başlayan ortalama YEKDEM fiyatı ise yılın sonunda 1.27 TL/kWh'e erişti. YEKDEM fiyatı, yenilenebilir kaynak türüne ve yerli katkı payı kırımlarına göre değişkenlik göstermektedir. 2021 başında 0.11 TL/kWh olan YEKDEM ek maliyeti, artan piyasa takas fiyatı karşısında yılın ilk çeyreğinin ardından düşüşe geçerek yılı 0.06 TL/kWh ile kapattı. Aynı nedenle EPDK, tüm 2022 boyunca ilk defa negatif YEKDEM ek maliyetleri öngörmektedir.

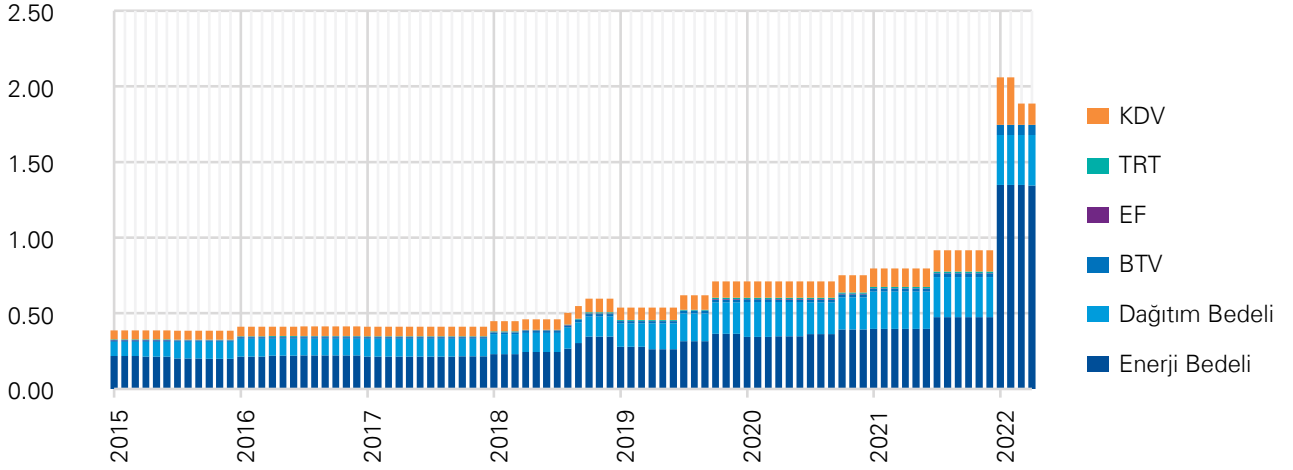
YEKDEM Ek Maliyeti (TL/kWh)



Elektrik üretiminde kullanılan kaynakların fiyatlarındaki artış, doğal olarak elektrik üretim maliyetlerini yükseltti ve geçen yılın son çeyrek döneminde düzenlenen tarifelere yansıtılmayan bu artış, 2022 yılında tarifelere kısmen de olsa yansıtıldı.

Tarifelerde yapılan artışın etkilerini azaltmak amacıyla, faturalardaki %2'lik TRT katkı payı ve %0.7'lik enerji fonu bedelleri çıkarıldı. Güncel fatura kalemleri; enerji bedeli, dağıtım bedeli, elektrik tüketim vergisi ve KDV'den oluşuyor. 1 Ocak 2016'dan bu yana dört ayrı sistem kullanım bileşeni olan dağıtım kullanım bedeli, iletim kullanım bedeli, sayaç okuma bedeli ve kayıp-kaçak bedeli tek bir kalem altında dağıtım bedeli içerisinde faturada yer almaktadır. Elektrik tüketim vergisi, mesken ve ticarethane tüketicileri için %5, sanayi tüketicileri için de %1 oranında uygulanıyor.

AG Mesken Elektrik Tarifesi (TL/kWh)



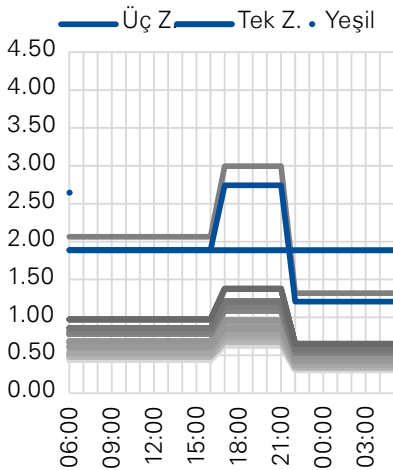
Kaynak: EPDK

Yapılan artışlar kapsamında Ocak ayında mesken tüketicilerinde ve son olarak Mart ayında da ticarethane grubunda çift kademeli tarifeye geçildi. Alçak gerilim dağıtım sisteminde üst kademedden faturalandırılan mesken tüketicileri için vergiler dahil elektrik tarifesi Aralık 2021'de 0.92 TL/kWh iken %125'lik bir artışla Ocak 2022'de 2.06 TL/kWh'e yükseldi. Tarife artışından önce mesken elektrik faturasının vergi öncesi toplamının %61'ine karşılık gelen olan enerji bedeli payı, zamdan sonra %77'ye yükseldi.

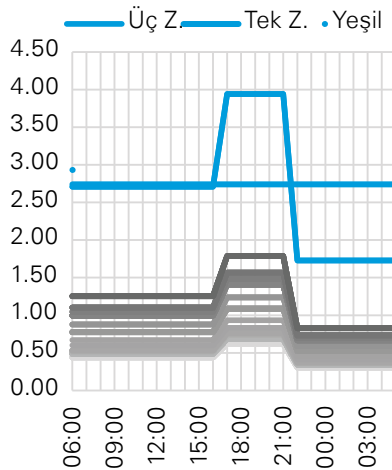
Benzer artışlar ticarethane ve sanayi tüketicilerinin elektrik tarifelerine de yapıldı. Alçak gerilim ticarethane elektrik tarifesi Aralık 2021'de 1.21 TL/kWh'ten Ocak 2022'de 2.74 TL/kWh'e yükseldi. Alçak gerilim sanayi elektrik tarifesi ise Aralık 2021'de 1.01 TL/kWh'ten Ocak 2022'de 2.28 TL/kWh'e yükseldi. Öte yandan orta gerilim ticarethane elektrik tarifesi Aralık 2021'de 1.16 TL/kWh'ten Ocak 2022'de 2.60 TL/kWh'e yükseldi. Orta gerilim sanayi elektrik tarifesi ise Aralık 2021'de 0.92 TL/kWh'ten Ocak 2022'de 2.06 TL/kWh'e yükseldi.

Sanayi tarifesi, 2018'den beri alçak veya orta gerilim dağıtım sisteminde en düşük birim fiyatlı tarife olmaktan çıkmıştır. Buna karşın yıllık tüketimi belirli bir limitin üzerinde olan tüm tüketiciler, 2018'in ikinci çeyreğinden beri son kaynak tedarik tarifesi kapsamında daha düşük serbest fiyattan elektrik alabilmektedir. Güncel SKTT limiti meskenler için yılda 50 milyon kWh, ticarethane ve sanayi tüketicileri içinse 3 milyon kWh olarak belirlenmiştir. Orta ve büyük ölçekli sanayi elektrliği tüketicileri genellikle Son Kaynak Tedarik Tarifesi ("SKTT") şartını sağlayabilmektedir.

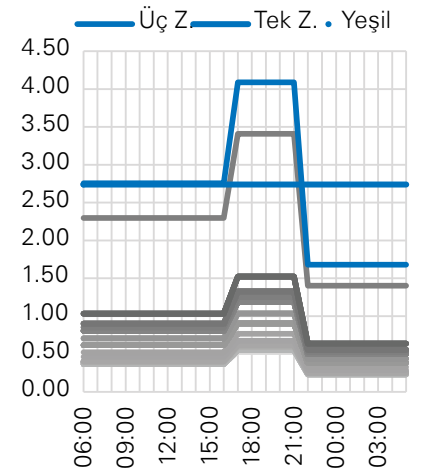
AG Mesken Elektrik Fiyatları (TL/kWh)



AG Ticarethane Elektrik Fiyatları (TL/kWh)



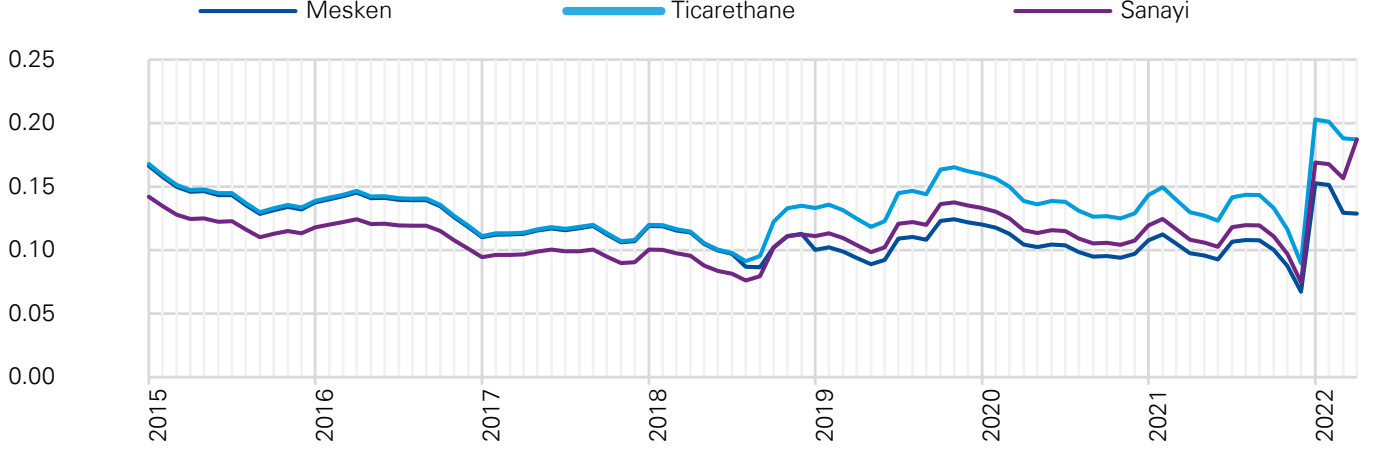
AG Sanayi Elektrik Fiyatları (TL/kWh)



Kaynak: EPDK

Fiyat artışları sonucunda üç zamanlı tarifiedeki puant ve gece saatleri arasındaki fark, alçak gerilim mesken tüketicileri için 0.73 TL/kWh'den 1.68 TL/kWh'ye yükseldi. Açılan bu fark, ticarethane tüketicileri için 2.21 TL/kWh, sanayi tüketicileri içinse 2.01 TL/kWh'dir. Ağustos 2020'den beri bir seçenek olarak sunulan YETA, yani yeşil tarife, fiyatları ise meskenler için 2.70 TL/kWh, ticarethaneler için 2.74 TL/kWh, sanayi içinse 2.54 TL/kWh oldu. Böylece ticarethaneler için tek zamanlı tarife ile yeşil tarife fiyatları eşitlenmiş oldu.

AG Mesken Elektrik Tarifesi (USD/kWh)



Kaynak: EPDK

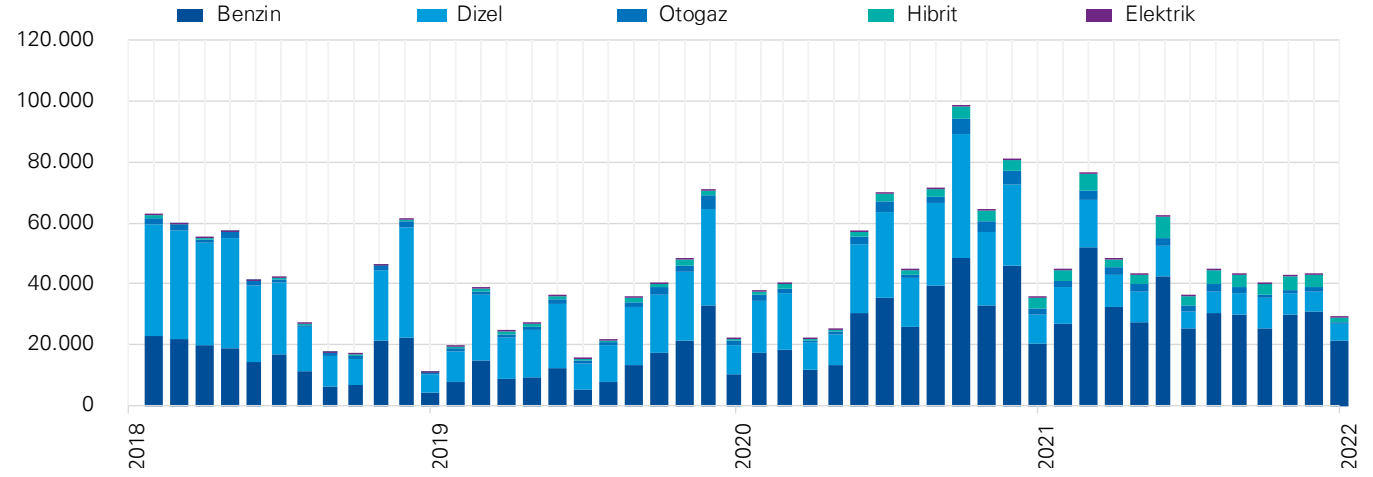
Dolar bazında 2015'ten beri 0.10-0.15 USD/kWh bandında seyreden tarifeler, 2021 sonunda 0.05 USD/kWh'a doğru gerilemişti. Ancak 1 Ocak 2022 itibarıyla tarifeler ilk defa dolar bazında bu kadar ani bir artış ile 0.15-0.20 USD/kWh bandına çıktı. Dolar bazında ortalama ve medyan hane gelirindeki süregelen azalma, aylık gelirin %10'dan fazlasının hanelerde elektrik ve ısıtma için kullanılması anlamına gelen enerji yoksulluğunu yaygınlaştırdı. Buna karşılık 2022'nin ilk iki ayında mesken düşük tarife sınırı günlük 5 kWh'ten önce 7 kWh'e, sonra da 8 kWh'e yükseltildi. Mesken ve tarımsal sulamada ise KDV %18'den %8'e indirildi.



3.5. Elektrikli Araçlar

2018'in ilk çeyreğinden bu yana arz kısıtı, döviz kuru ve salgın etkilerine bağlı fiyat ve talep dalgalanmaları sonrasında yeniden şekillenen otomobil pazarı, bugün dört yıl öncesine göre oldukça farklı bir yakıt dağılımına sahiptir. Otomotiv Distribütörleri Derneği verilerine göre 2018'de aylık satışların %60'ını oluşturan dizel otomobiller 2021 yılında %20'nin altına geriledi. Aylık satış hacmi 40 bin adet dolayında seyrederken bu satışların %70'ini benzinli otomobiller oluşturdu. 2021 yılı toplam perakende otomobil satışları içinde elektrikli otomobillerin payı binde 6'ya karşılık geldi.

Perakende Otomobil Satışları



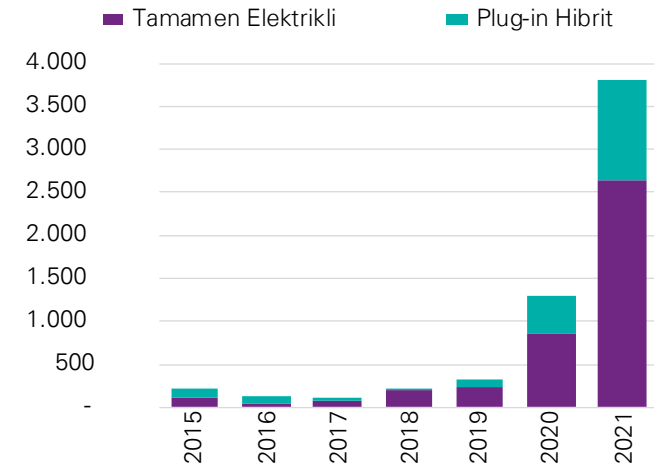
Kaynak: EPDK

Türkiye'de elektrikli otomobil parkı 2021 sonu itibarıyla 7 bine yaklaştı. Sadece 2021 yılı içinde toplam parkın %55'ine karşılık gelen 3 bin 800 otomobil satıldı. Türkiye elektrikli otomobil pazarının büyüklüğü 2019'dan 2020'ye dörde, 2020'den 2021'e ise üçe katlandı.

2021 yılında satılan elektrikli otomobillerin %70'i tamamen elektrikli, %30'u ise plug-in hibrit modellerden oluştu. Toplam elektrikli otomobil parkında ise bu oranlar %80'e %20 olarak gerçekleşti.

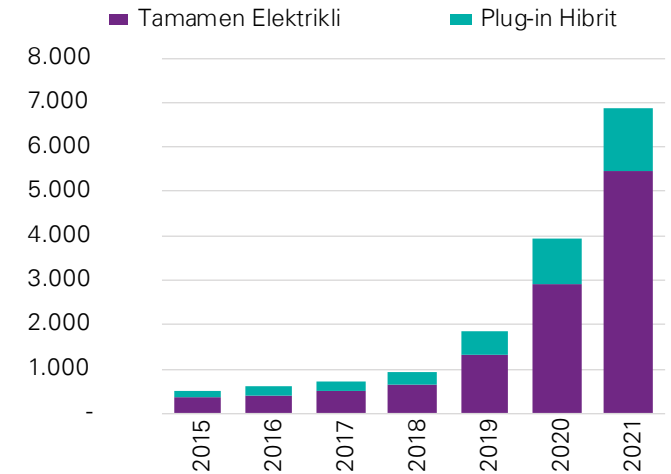
IEA verilerine göre dünya elektrikli araç parkı ise 2021 sonu itibarıyla 17 milyona yaklaştı. 2021 yılı elektrikli araç pazarı ise önceki yıla göre ikiye katlanarak 6 buçuk milyonu geçti. Sırasıyla Çin, AB ve ABD'nin başı çektiği dünya elektrikli araç pazarının yaklaşık %70'ini tamamen elektrikli araçlar oluştururken, kalan %30'u ise plug-in hibrit araçlardan oluşmaktadır.

Türkiye Elektrikli Otomobil Pazarı



Kaynak: EAFO

Türkiye Elektrikli Otomobil Parkı



Türkiye’de elektrikli otomobil satışlarının ayda 100 adet in üzerine çıkması ilk defa Eylül 2020’de gerçekleşti. Aydan aya büyüyen pazarda en üst segment modeller yüksek oranda satıldı. Ancak, Şubat 2021’de elektrikli otomobillerin ÖTV oranları yükseltildi. 120 kW motor gücü üzerindeki otomobillerin ÖTV oranı %15’ten %60’a çıkarken, 85 ile 120 kW arasındaki otomobillerde oran %7’den %15’e, 85 kW altında otomobillerde ise %3’ten %10’a yükseltildi.



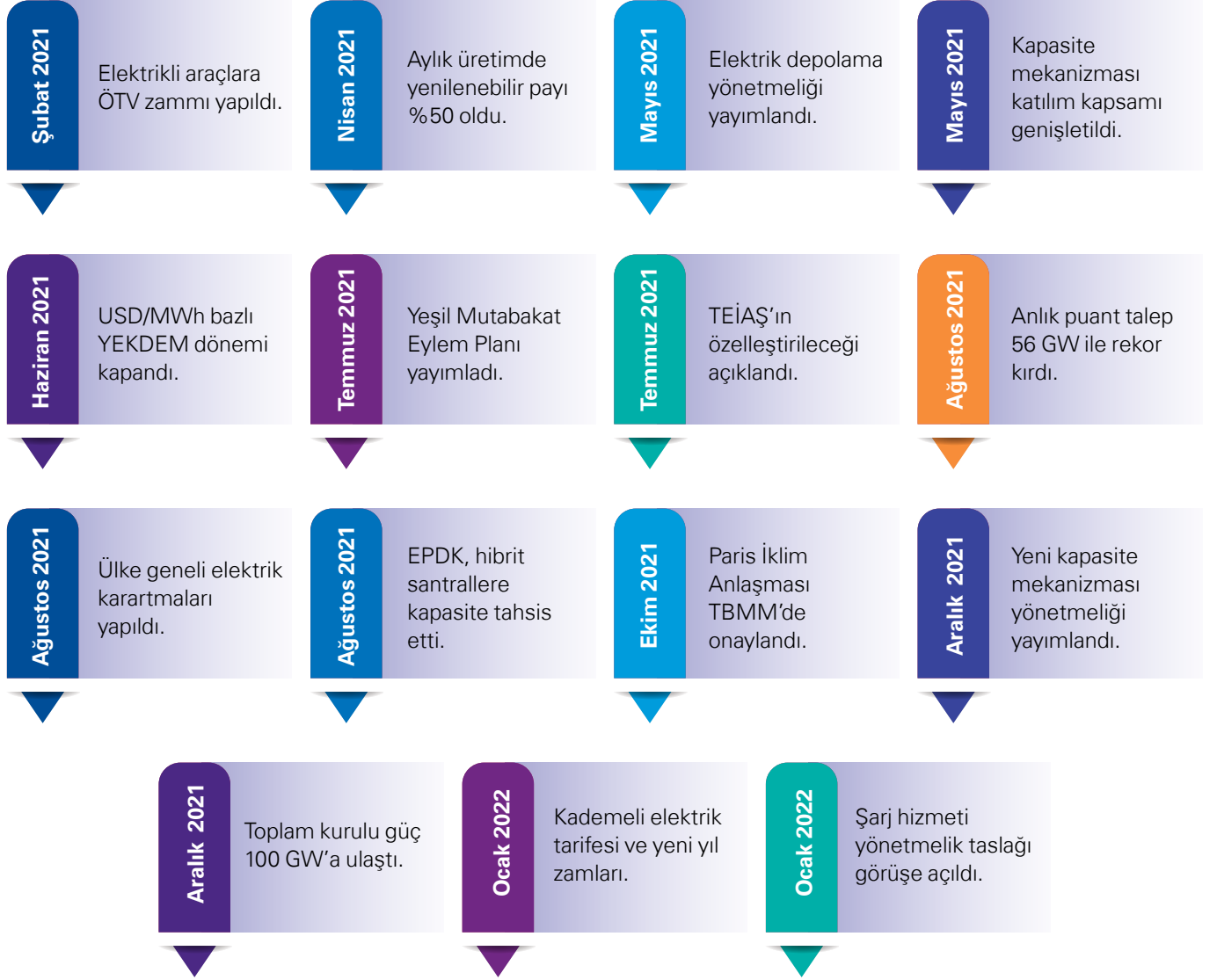
Türkiye’de şarj altyapısı yatırımları da otomobil satışları ile birlikte yaygınlaştı. Piyasa birbirinden oldukça farklı istasyon sayısı, cinsi ve fiyatlandırma modeline sahip az sayıda işletmeciden oluşuyor. AB’nin Alternatif Yakıtlar Altyapı Direktifine (AFID) göre bir ülkede en fazla 10 elektrikli otomobil başına bir şarj istasyonu kurulması öneriliyor. Avrupa Alternatif Yakıtlar Gözlemevi (EAFO) verilerine göre Türkiye’de bulunan 2 bin 500’ün üzerinde şarj istasyonu ile bu oran sağlanıyor. Şarj istasyonlarının sayısının ve dağılımının gelişmesi, otomobil satışlarının artması için gereken ön şartlardan biri olarak duruyor.

Bu bağlamda TSE tarafından 2021’in Mayıs ve Eylül aylarında şarj istasyonları için temel tanımları, kurulum ve güvenlik esaslarını içeren standartlar yayımlandı.

Aralık 2021’de Sabancı Üniversitesi İstanbul Uluslararası Enerji ve İklim Merkezi (IICEC) tarafından yayımlanan “Türkiye Elektrikli Araçlar Görünümü” ile bir yol haritası önerildi. Aynı ay içinde şarj hizmetinin düzenlenmesine yönelik Elektrik Piyasası Kanunu’nda değişiklik yapıldı. Ocak 2022’de ise şarj hizmeti yönetmelik taslağı EPDK tarafından görüşe açıldı.

Yerli elektrikli otomobil seçeneklerinin piyasaya sunulması ve şarj hizmetinin denetlenmeye başlaması ile daha fazla tüketici elektrikli otomobillere yönelebilir. Azaltılan ÖTV’ye karşın yüksek döviz kuru ve yüksek Brent petrol fiyatına bağlı olan akaryakıt fiyatları, Ekim 2021 sonu ile Şubat 2022 sonu arasında %100 oranında arttı. Pompa ile şarj fiyatının uygun paritesi ve yeni satınalma destek mekanizmaları sayesinde elektrikli araçların tüketiciler için toplam sahip olma maliyeti düşürülebilir. Böylece ülkenin cari açığı ve ulaşım emisyonları da azaltılabilir.

3.6. Elektrik Sektöründeki Önemli Gelişmeler



3.7. Elektrik Sektörü Durum Analizi



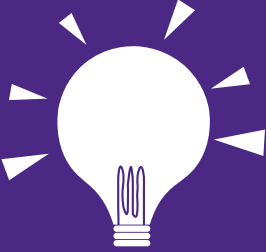
Güçlü Yönler

- Elektrik talep artış potansiyeli
- Öztüketime yönelik yatırım potansiyeli
- Yenilenebilir enerji kaynaklarına erişim
- Depolama ve diğer teknolojik gelişmelerin entegrasyonu



Zayıf Yönler

- Baz yük ve dengeleme santrallerinin ithal yakıta bağımlılık oranı
- İletim altyapısının kapasite kısıtları
- Şirketlerin borç-özsermaye oranları
- Sık değişen politikalar ve regülasyonlar



Fırsatlar

- Denizüstü ve karasal rüzgar potansiyeli
- Elektrikli araçlar ve şarj altyapısı
- Temiz hidrojen ekonomisi
- Ulusal karbon fiyatlaması



Tehditler

- Yapısal dış ticaret açığı
- Enerji maliyeti ve satınalma gücü arasındaki fark
- Ekstrem iklim ve doğa olayları
- Türk lirasının değer kaybından kaynaklanan yüksek proje finansman maliyeti



4. Türkiye Doğal Gaz Piyasası Görünümü

Küresel doğal gaz piyasası, 2021 yılı süresince dünya enerji piyasasının belki de en çok tartışılan alanı oldu. Covid-19 pandemisinin talep üzerindeki baskısının azalması ile birlikte güçlü bir talep artışı yıl boyunca piyasayı etkisi altına aldı. Talepteki bu artış, arzda yaşanan kısıtlar ve yüksek karbon fiyatları ile birleşince, Türkiye'nin de entegre olduğu Avrupa ve ayrıca Asya Pasifik piyasalarında yüksek fiyat artışları gözlemlendi. Bu fiyat artışları, özellikle yılın ikinci yarısından itibaren etkisini arttırdı ve elektrik fiyatlarının da yükselmesine neden oldu.

2021 yılı, jeopolitik gerilimlerin de piyasayı etkilediği bir sene oldu. Özellikle AB, ABD, Rusya ve Çin ekseninde yaşanan gelişmeler, küresel tedarik ve fiyat tartışmalarını gündemin üst sıralarına taşıdı. İnşaatı tamamlanan ve Rusya Federasyonu'ndan Almanya'ya yılda 55 milyar m3 doğal gaz sevketmesi öngörülen Kuzey Akım II boru hattının sertifikasyonun tamamlanmaması, geçen yılın son çeyrek döneminde piyasadaki gerilimi yeniden yükseltti.

2021 yılı, Türkiye doğal gaz piyasası için de kolay kolay hafızalardan silinmeyecek gelişmelere sahne oldu. Türkiye'nin ortalama yıllık tüketiminin %26'sına karşılık gelen 15,9 milyar m3 miktarlı uzun dönemli doğal gaz kontratlarının geçen yıl içerisinde sona ermeye başlaması, ülkenin doğal gaz arz tercihlerini yeniden belirlemesi gerekliliğini ortaya çıkardı.

Geçen yılın ilk çeyrek dönemini oldukça sakin ve gaz alım maliyetlerine yakın belirlenen tarifelerle geçiren Türkiye, ikinci çeyrek dönemin başlangıcıyla birlikte yıllık bazda elektrik talebinde %13'e, doğal gaz talebinde ise %29'a yaklaşan artışın etkilerini hissetmeye başladı.

İkinci çeyrek dönemin başlangıcıyla birlikte uzun dönemli kontratların gaz ithalat fiyatlarındaki artışın, tarifelere çok sınırlı yansıtılması ile birlikte özel sektör tedarikçilerin ticaretteki paylarında gerilemeler görüldü.

Bu dönemde, elektrik talebinde görülen artış ve hidroelektrik santrallerindeki su seviyelerini etkileyen kuraklık nedeniyle, kapasite mekanizmasından faydalanamadıkları için ticari üretimlerini askıya alan Yap-İşlet santrallerinin yeniden piyasaya girişlerine yönelik düzenlemeler yapıldı. Bu kapsamda, toplam kurulu güçleri 4,5 GW'a yaklaşan doğal gaz santrali yeniden aşamalı olarak elektrik üretmeye başladı ve gaz talebini yukarı çekti.

Yılın üçüncü ve son çeyrek döneminde ise kısa ve orta vadeli arz kaynağı arayışları ve artan doğal gaz temin maliyetinin piyasaya etkileri sektörel gündemin ilk sırasında yer aldı.

BOTAŞ, süresi Nisan ayında sona eren 6,6 milyar m3/yıl miktarlı Azeri kontratını ikame etmek üzere Azerbaycan Gas Supply Company ile 2022-2024 yıllarını kapsayan üç yıllık bir anlaşma imzaladı. Yılın son günlerinde ise BOTAŞ'ın ve dört özel sektör ithalatçı şirketin Rusya ile aralarındaki 8 milyar m3/yıl miktarlı kontratların yerine ise BOTAŞ ile Gazprom Export arasında 5,75 milyar m3/yıl doğal gaz ithalatına imkan sağlayacak dört yıl süreli bir anlaşma imzalandığı açıklandı.

Türkiye, uzun dönemli kontratlarına ek olarak 2021 yılı içerisinde de spot LNG ithalatını sürdürdü ve bugüne kadar kaydedilen en yüksek ikinci LNG ithalat rakamına 14,11 milyar m3 ile ulaştı. Türkiye, en yüksek LNG miktarını, boru gazına göre ithalat maliyetinin düşük olması nedeniyle 15,08 milyar m3 ile 2020 yılında kaydetmişti.

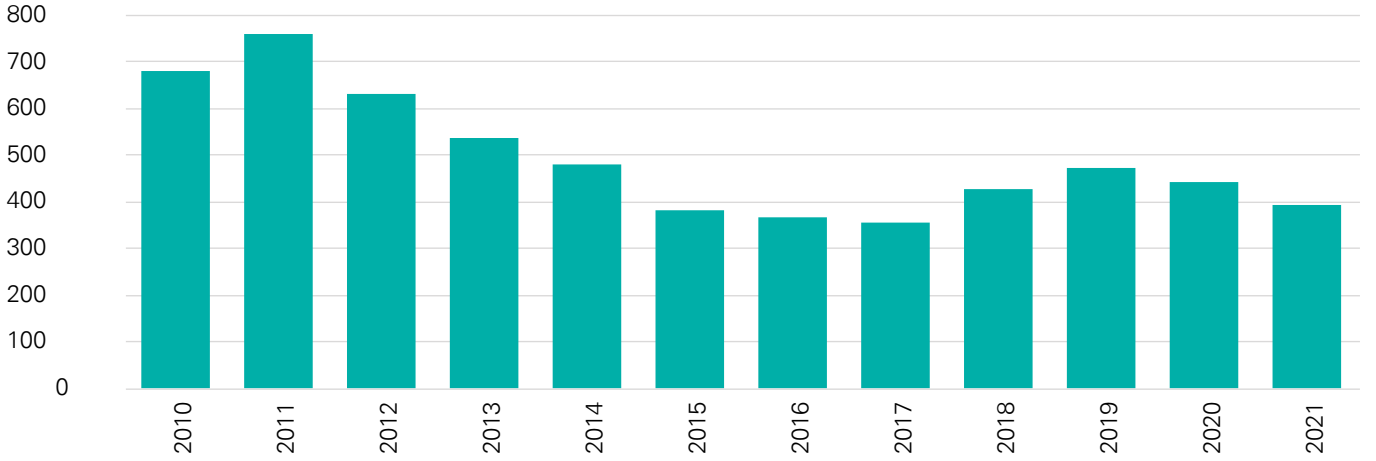
Ancak spot LNG fiyatlarının ağırlıklı olarak dayalı olduğu Hollanda'daki Title Transfer Point (TTF) ticaret merkezinde (hub) oluşan yüksek fiyatlar, spot LNG fiyatlarını da tarihi zirvesine taşıdı ve yılın ikinci yarısında oluşan volatil yapı nedeniyle ithalatçı ülkelerin doğal gaz maliyetlerini yükseltti.

Artan doğal gaz maliyetleri ise iç piyasada BOTAŞ'ın aylık tarifeleri bağlamında oluşan satış fiyatlarını doğal olarak yukarı çekti. Konutlara, doğal gaz dağıtım şirketleri üzerinden tedarik edilen gaz fiyatlarında gelenekselleşen sübvansiyon, maliyet artışının sanayi ve santrallere satılan doğal gaz fiyatlarına yansıtılmasına neden oldu. Ancak, maliyetlerdeki artışın satış tarifelerine kısmi yansıtılması, 2021 yılında 54,84 milyar m3 ile ithal edilen doğal gazın %93,47'sini karşılayan BOTAŞ'ın ciddi zararlar yılı kapatmasına neden oldu.



4.1. Doğal Gaz Üretimi

Doğal Gaz Üretimi (milyon m³)

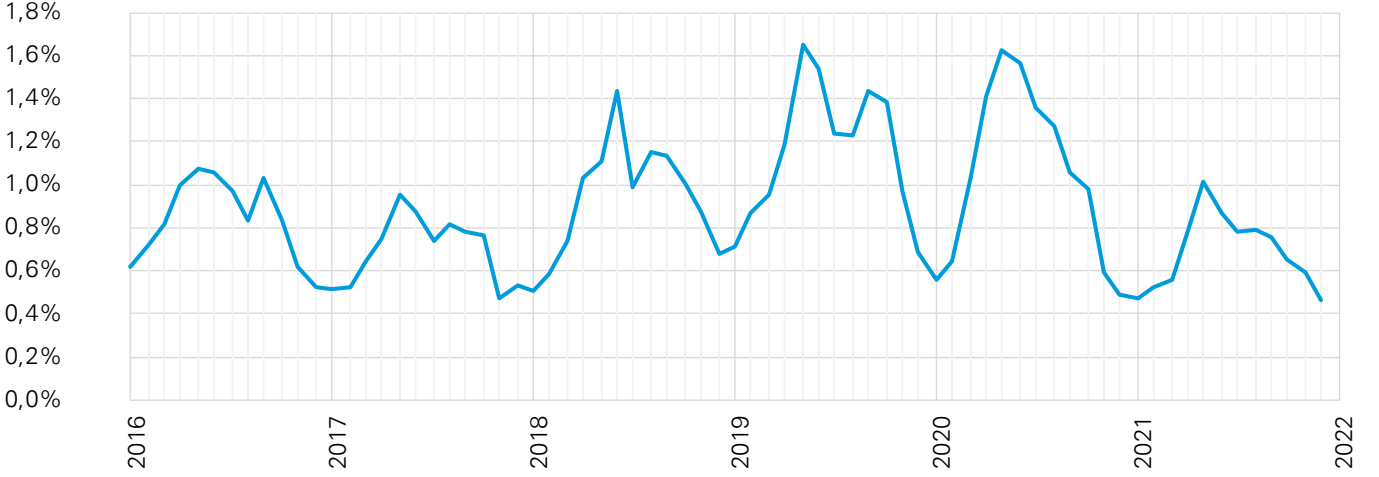


Yıllık doğal gaz talebi 60 milyar m³ seviyesine ulaşan Türkiye, Almanya ve İtalya ile birlikte Avrupa'nın en büyük pazarlarından biri olmayı sürdürüyor.

Ancak Türkiye'nin doğal gaz üretiminin 2011-2021 döneminde ulaştığı 476,82 milyon m³ ortalama miktar, talebin %99'undan fazlasının ithalat yoluyla karşılanmasına neden oluyor.

Türkiye, bugüne kadarki en yüksek doğal gaz üretimini, 759 milyon m³ ile 2011 yılında gerçekleştirmişti. Ancak, 2021 yılında üretilen 394 milyon m³'ün bu rakamın yaklaşık yarısına karşılık geldiği görülüyor.

Doğal Gaz Üretiminin Arza Oranı



Kaynak: JODI

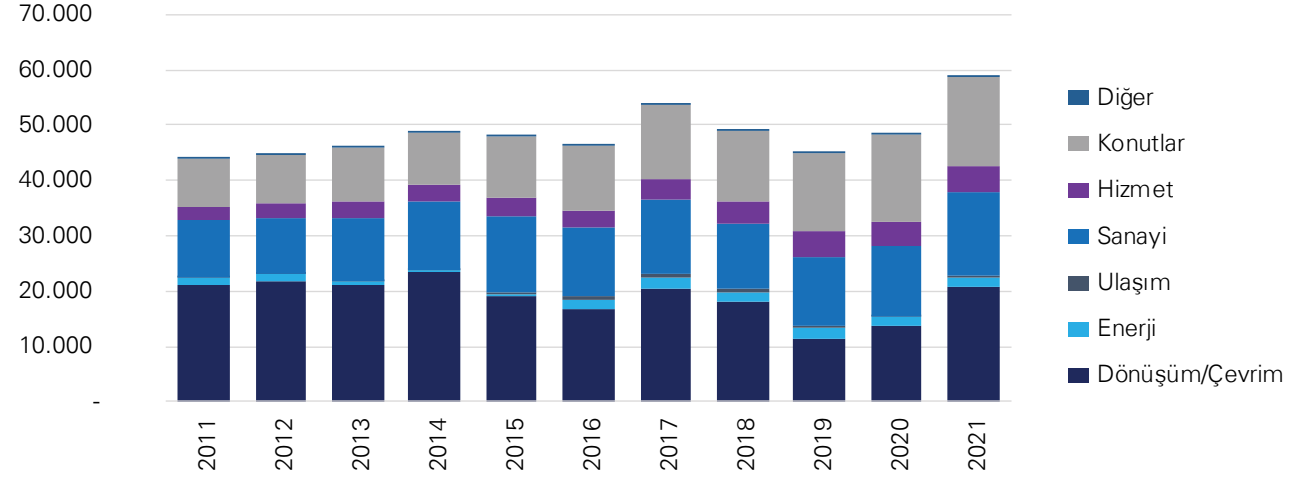
Geçen yıl gerçekleşen doğal gaz üretiminin, bir önceki yıla göre %10,66 oranında düşüş göstermesinin temel nedeni, rezervuar kaynaklı teknik konuların yanında, üreticilerin yükselen maliyetlerini satış fiyatlarına kısmi olarak yansıtabilmeleri olarak değerlendiriliyor.

Türkiye'nin doğal gaz üretiminin, Karadeniz'deki Sakarya sahasında keşfedildiği açıklanan 540 milyar m³ rezervin üretilmeye başlanmasıyla gelecek yıldan itibaren artış göstermesi bekleniyor. Bugüne kadar yapılan açıklamalar, sahanın ilk fazında günlük 10 milyon m³, ikinci fazında ise 40 milyon m³'e kadar üretim planı olduğunu gösteriyor.

4.2. Tüketim

Türkiye'nin 2021 yılındaki doğal gaz tüketimi, bir önceki yıl kaydedilen 48,26 milyar m³'ün %23,50 üzerine çıkarak 59,60 milyar m³'e ulaştı. Doğal gaz tüketiminin sektörlere dağılımı incelendiğinde, elektrik üretiminde kullanılan doğal gaz miktarının toplam tüketim üzerinde belirgin bir etkisi olduğu görülüyor.

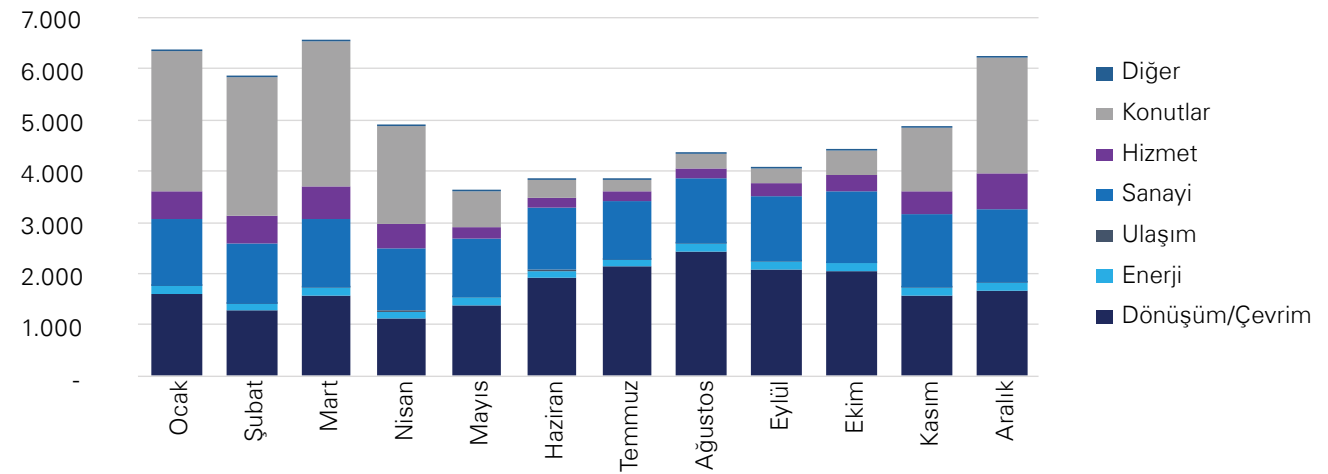
Doğal Gaz Tüketimi (milyon m³)



Kaynak: EPDK

Sanayide kullanılan doğal gaz miktarındaki artış ve özellikle de doğal gaz dağıtım şebekelerindeki genişleme nedeniyle yükselen konut çekişleri, tüketimde etken olan faktörler arasında yer aldı.

2021 Doğal Gaz Tüketimi (milyon m³)



Kaynak: EPDK

Elektrikte yenilenebilir enerjiye dayalı kurulu güç artışı ve baz yük santrallerin toplam santral portföyü içerisindeki payındaki azalma, hızlı yük alıp atabilen doğal gaz santrallerinin işlevini desteklemeye devam ediyor.

Son 20 yılın meteorolojik verilerine göre dört yıllık periyotlarla etkili olan ve hidroelektrik santrallerini besleyen su havzaları ile rezervuarlara gelen su miktarını düşüren kurak dalganın, önümüzdeki 10 yılda daha kısa periyotlarla etkili olması bekleniyor. Bu durum, Türkiye'nin doğal gaz talebinin mevcut seviyesini koruyacağını gösteriyor.

Doğal Gaz Abone Sayısı (milyon)



Kaynak: EPDK

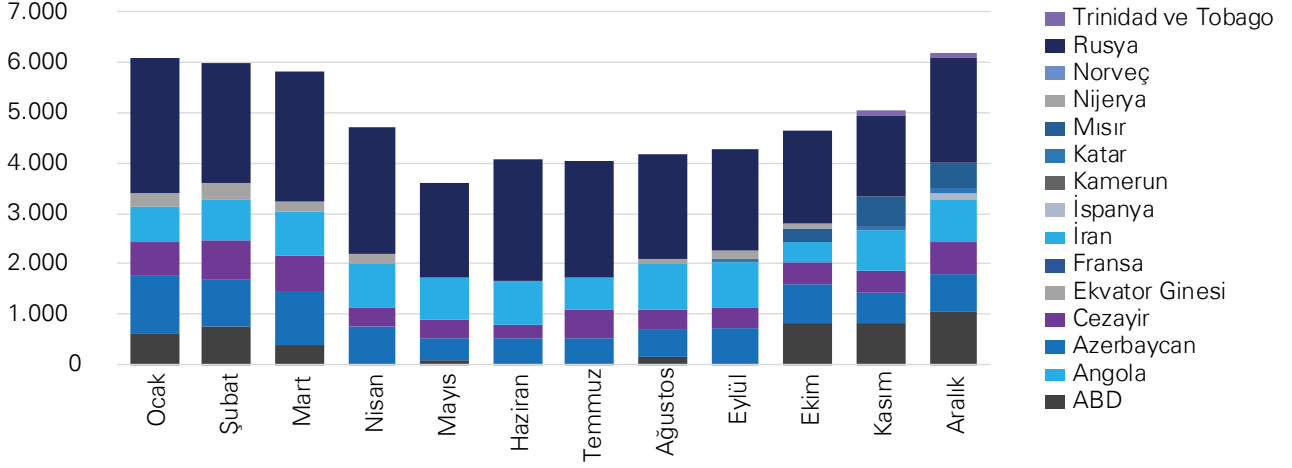
Doğal gazın, merkez nüfusu 10 bin ve 15 binin üzerinde olan ilçelere ulaştırılmasına yönelik 2021 yılı sonunda yapılan düzenlemelerin de abone sayısının ve konut tüketimlerinin artışına neden olması bekleniyor.



4.3. İthalat

Türkiye, 2021 yılı içerisinde ithal ettiği 58,70 milyar m³ doğal gazın %44,87'sine karşılık gelen 26,34 milyar m³'ü Rusya Federasyonu'ndan ithal etti. Boru hatları ile gaz ithal edilen İran'ın payı 9,43 milyar m³ ile %16,07 olurken, Azerbaycan'ın payı ise Nisan 2021 döneminde süresi biten 6,6 milyar m³/yıl kontrat nedeniyle 8,82 milyar m³ ile %15,03 oranına geriledi. Azerbaycan'dan ithal edilen doğal gaz miktarı, bu nedenle bir önceki seneye göre 2,73 milyar m³ azaldı.

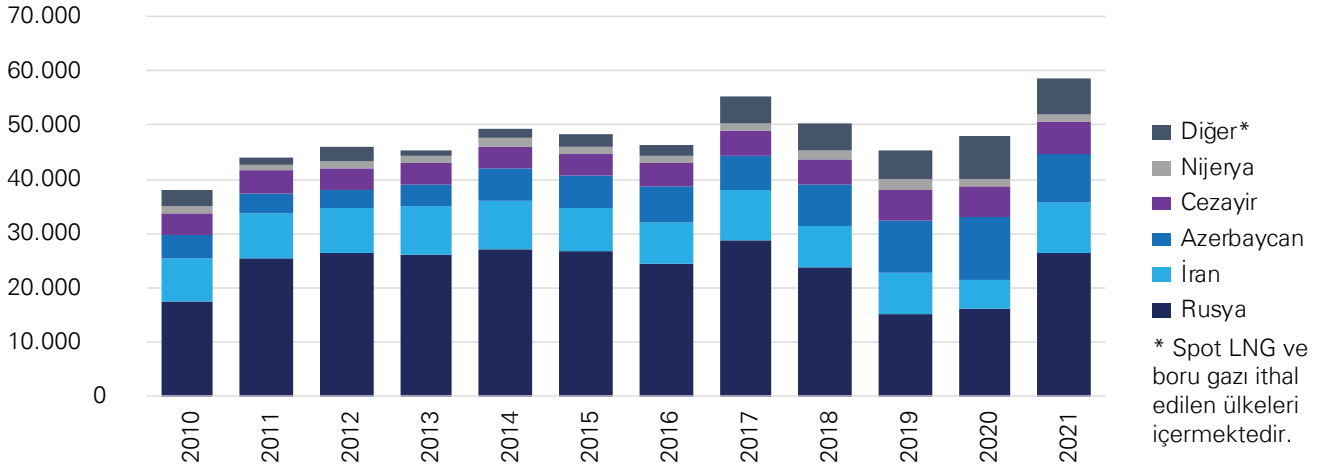
2021 Doğal Gaz İthalatı (milyon m³)



Kaynak: EPDK

İran'dan ithal edilen doğal gaz miktarı ise bir önceki yıl kaydedilen 5,32 milyar m³'ten 9,43 milyar m³'e yükseldi. Fakat bu artış, İran'dan Türkiye'ye doğal gaz boru hattında yaşanan patlama nedeniyle Nisan – Haziran 2020 dönemindeki üç aylık sürede bu ülkeden ithalat yapılamamasından kaynaklandı.

Doğal Gaz İthalatı (milyon m³)



Kaynak: EPDK



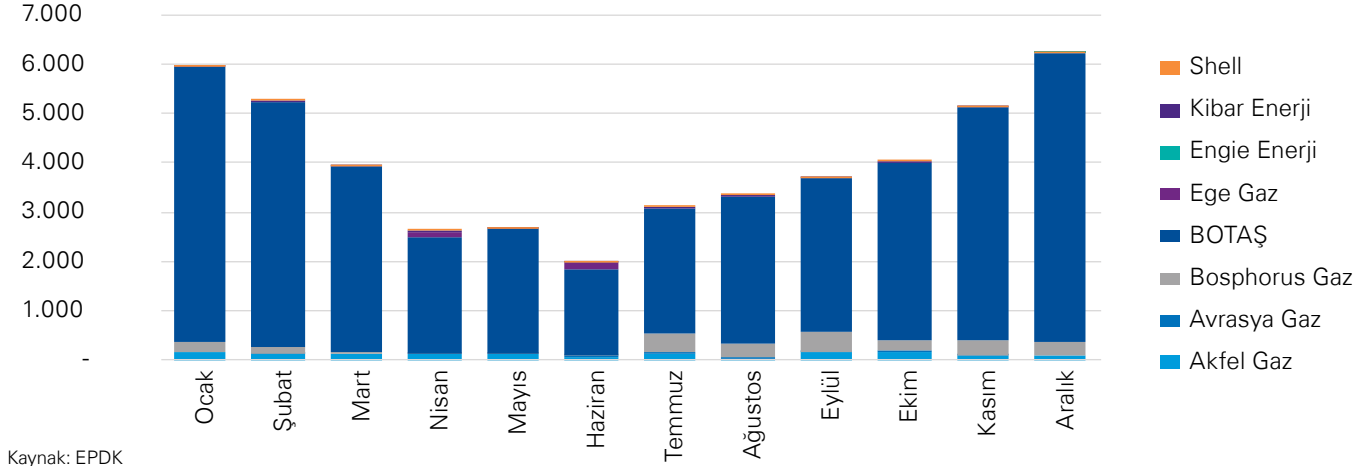
1 Ocak 2022 itibarıyla Türkiye'nin süresi devam eden doğal gaz ithalat sözleşmeleri						
No	İthalatçı	Tip	Satıcı	Hat / Giriş Noktası	Kontrat Miktarı (bcm/yıl)	Bitiş Süresi
1	AKFEL GAZ	Boru Hattı	Gazprom Export, Rusya	Türk Akım	2,25	2043
2	BATI HATTI	Boru Hattı	Gazprom Export, Rusya	Türk Akım	1	2035
3	BOSPHORUS GAZ	Boru Hattı	Gazprom Export, Rusya	Türk Akım	1,75	2043
4	BOTAŞ	Boru Hattı / Spot	Gazprom Export, Rusya	Türk Akım	4	31.12.2025
5	BOTAŞ	Boru Hattı / Spot	Gazprom Export, Rusya	Türk Akım	1,75	31.12.2025
6	BOTAŞ	LNG	Sonatrach, Cezayir	M. Ereğlisi	5,4	1.12.2024
7	BOTAŞ	Boru Hattı	Gazprom Export, Rusya	M. Akım/Durusu	16	Aralık 2025
8	BOTAŞ	Boru Hattı	NIGC, İran	İran, Gürbulak	9,6	29.07.2026
9	BOTAŞ	Boru Hattı	AGSC, Azerbaycan (Faz II)	TANAP	6	Temmuz 2033
10	BOTAŞ	Boru Hattı / Spot	AGSC, Azerbaycan	Türkgözü	7 mcm/d	31.12.2024
11	BOTAŞ (Spot LNG)	LNG	Çeşitli	LNG	n/a	-
12	KİBAR ENERJİ	Boru Hattı	Gazprom Export, Rusya	Türk Akım	1	2043
13	SOCAR TURKEY	Boru Hattı / Spot	AGSC, Azerbaycan	Türkgözü	4 mcm/d	Aylık (Şubat)

1 Ocak 2022 itibarıyla Türkiye'nin süresi sona eren doğal gaz ithalat sözleşmeleri						
No	İthalatçı	Tip	Satıcı	Hat / Giriş Noktası	Kontrat Miktarı (bcm/yıl)	Dönem
1	AVRASYA GAZ	Boru Hattı	Gazprom Export, Rusya	Türk Akım	0,5	31.12.2021
2	BOSPHORUS GAZ	Boru Hattı	Gazprom Export, Rusya	Türk Akım	0,75	31.12.2021
3	BOTAŞ	Boru Hattı	AGSC, Azerbaycan	Türkgözü	6,6	15 Nisan 2021
4	BOTAŞ	LNG	Nigeria LNG, Nijerya	M. Ereğlisi	1,3	Ekim 2021
5	ENERCO ENERJİ	Boru Hattı	Gazprom Export, Rusya	Türk Akım	2,5	31.12.2021
6	SHELL ENERJİ	Boru Hattı	Gazprom Export, Rusya	Türk Akım	0,25	31.12.2021

Türkiye'nin orta ve uzun dönemli kontrat miktarları ile doğal gaz talebi arasındaki farkın, süresi biten kontratlar nedeniyle açılması, ithal edilmesi gereken spot LNG miktarını da arttırdı. İthal edilen toplam LNG miktarı, ilk kez 2017 yılında 10,76 milyar m3 ile 10 milyar m3 eşiğinin üzerine çıktı ve bu seviyenin üzerindeki seyrini sürdürdü.

Bölgesel ve küresel pazarda dengelerin doğal gaz üreticisi ve ihracatçısı ülkeler lehine değişmesi, Türkiye gibi ithalatçı ülkelerin süresi biten kontratlarının yenilenme ve yeni tedarik anlaşması yapma süreçlerini de etkiledi.

2021 Doğal Gaz İthalatı (milyon m³)



Kaynak: EPDK

Türkiye, ikili ilişkilerinin de avantajını kullanarak, Azerbaycan ile 2022-2024 dönemini kapsayacak toplam 11 milyar m3 miktarlı yeni bir kontrat ile kısa vadeli talebini karşılamak yönünde önemli bir adım attı. Bu kontratın formülünün, petrole endeksli olduğu BOTAŞ Genel Müdürü tarafından Kasım 2021 tarihinde Antalya'da düzenlenen bir etkinlikte açıklandı.

Yıl sonunda ise Rusya Federasyonu'ndan doğal gaz ithalatının devamı için Gazprom Export ile BOTAŞ arasında 5,75 milyar m3/yıl miktarlı dört yıl süreli yeni bir kontratın imzalandığı açıklandı. Bu kontratın süresinin 2025 yılında, 16 milyar m3/yıl miktarlı Mavi Akım kontratı ile birlikte sona erecek olması, Türkiye'nin Rusya Federasyonu ile kontrat müzakerelerini daha yüksek miktarlar (+20 milyar m³) için önümüzdeki yıllarda sürdüreceğini gösteriyor.

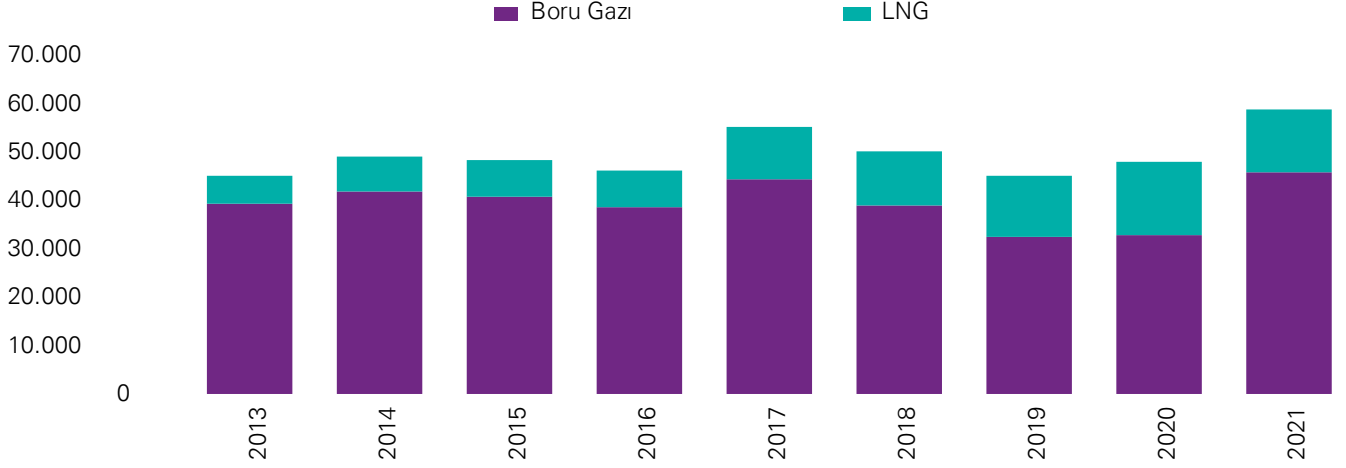
Henüz resmi olarak açıklanmasa da piyasa bilgileri, BOTAŞ'ın imzaladığı 5,75 bcm miktarlı kontratın fiyat formülünün %70 TTF, %30 Brent petrol endeksli olduğunu gösteriyor. Bu kontratın müzakeresi sırasında, Türk Akım üzerinde toplam 6 milyar m³/yıl kontratı bulunan dört özel sektör ithalatçısı şirketin kontratlarının da Gazprom Export'un fiyat revizyonu hakkını kullanmasıyla birlikte aynı fiyat endeksine dönüştürüldü.

4.4. Gaz giriş noktaları ve kapasiteleri

1 Ocak 2022 itibarıyla giriş kapasiteleri ve kullanım miktarları		
Giriş Noktası	Kaynak / Hat	Fiziki Kapasite (milyon m ³ /g)
Malkoçlar	Batı Hattı	41
Türkgözü	Azerbaycan 1 (Spot)	19,1
Durusu	Mavi Akım / Rusya	47,3
TANAP	Azerbaycan 2	17,3
Gürlülük	İran	28,5/34
Kıyıköy	Türk Akım / Rusya	46,9
Egegaz	LNG	40
Etki FSRU	LNG	28
Ertuğrul G. FSRU	LNG	28
M. Ereğlisi	LNG	37
Silivri	Yeraltı Deposu	25
Tuz Gölü	Yeraltı Deposu	40
Toplam (milyon m³/g)		398,1

Türkiye'nin doğal gaz iletim şebekesine gaz verilebilen giriş noktalarının sayısı ve kapasiteleri 2015 yılında başlatılan altyapı yatırımlarının tamamlanmasıyla birlikte 398 milyon m³/gün kapasiteye ulaştı. Gazlaştırılarak sisteme verilebilecek LNG'nin azami miktarı ise 133 milyon m³/gün ile toplam giriş kapasitesinin %33,41'ine ulaştı.

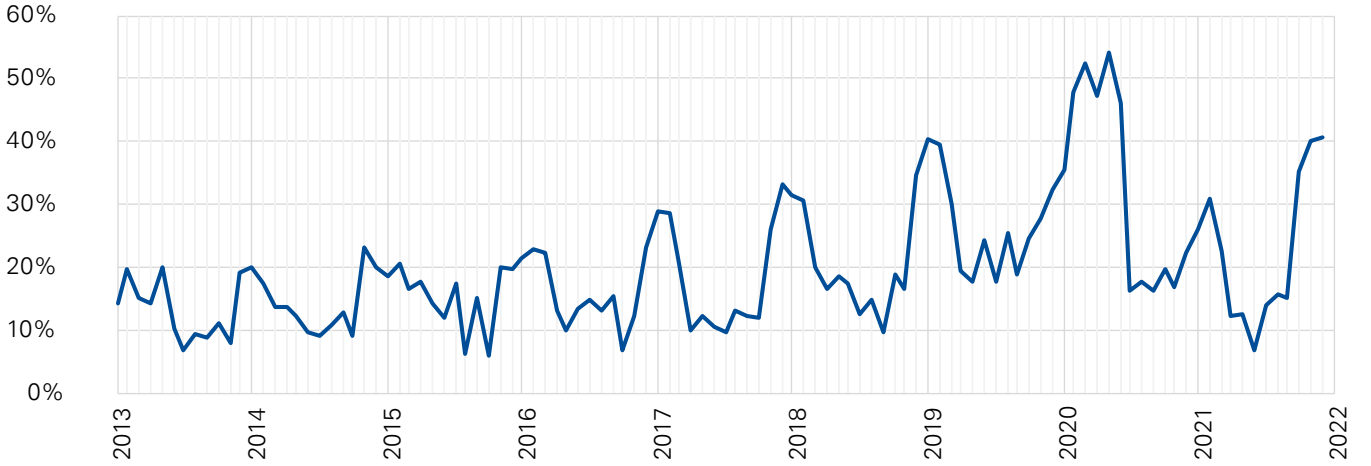
Doğal Gaz İthalatı (milyon m³)



Kaynak: EPDK

Silivri ve Tuz Gölü yeraltı doğal gaz depolarından sisteme verilebilen gaz miktarı ise toplamda 65 milyon m³/gün ile %16,33 milyon m³/gün'e yükseldi.

İthalat LNG Payı

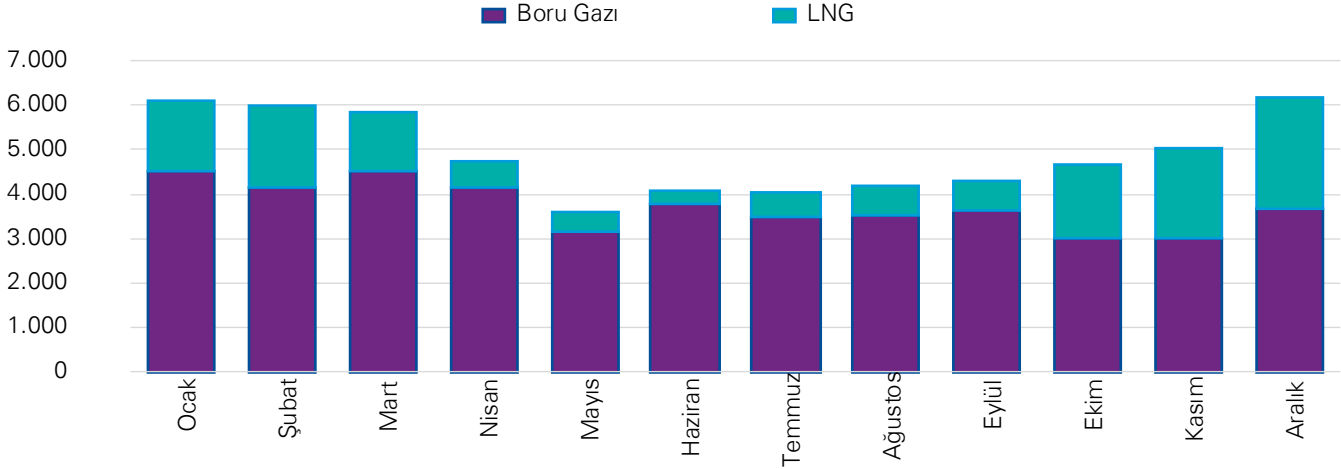


Kaynak: JODI



Türkiye'nin toplam gaz giriş kapasitesinin ulaştığı seviye, 300 - 320 milyon m³/gün civarına yükselen pik talebini karşılamak için yeterli gözükse de faal olan kontratların günlük miktarlarının yetersiz kalması, arz sorunlarının baş göstermesine neden oluyor. Ayrıca, 41 milyon m³/gün kapasiteli Malkoçlar giriş noktasının, bu hat üzerindeki kontratların 2020 yılı başında Türk Akım hattına taşınması ile âtil konuma geçmesi de kullanılabilen giriş kapasitesi oranını düşürüyor.

2021 Doğal Gaz İthalatı (milyon m³)



Gazprom Export ile yürürlükte anlaşması bulunan özel sektör ithalatçı şirketlerin bazılarının ithalat yapmaması, bir kısmının da düzensiz ithalat yapabilmesi de ülkeye istikrarlı gaz girişini engelliyor.

4.5. Doğal gaz kontratlarının geleceği

Türkiye'nin 2018 – 2021 döneminde toplamda 58,9 milyar m³'e ulaşan uzun ve orta dönemli kontrat miktarı, süresi sona eren sözleşmeler ve bunların yerine yapılan daha düşük miktarlı alım anlaşmaları nedeniyle 2022 yılında 51,45 milyar m³'e geriledi. Bu miktarın, 2025 yılında 43,35 milyar m³'e, 2026 yılında ise 21,26 milyar m³'e gerileyerek, muhtemel talep ile kontrat miktarları arasındaki farkın 40 milyar m³'e yaklaşması bekleniyor.

Bu makasın zamanla açılması, Türkiye'nin doğal gaz arz güvenliğini sağlamak için yeni boru hattı kontratlarına duyulan gereksinimin altını çiziyor. Karadeniz'deki Sakarya sahasında üretilmesi beklenen doğal gaz, her ne kadar bu gereksinimi bir miktar azaltsa da ortadan kaldırmadığı değerlendiriliyor.

4.6. Yeni kaynak arayışları

Türkiye'nin ihtiyacı olan doğal gazı boru hatları ile temin etmesi konusunda, mevcut tedarikçileri Rusya, Azerbaycan ve İran halihazırdaki boru hatlarıyla öne çıkıyor. Ancak, Şubat 2022 tarihinde Rusya'nın Ukrayna'yı işgale kalkışması ile başlayan jeopolitik gerilim, yeni kaynak arayışlarını da gündemde tutuyor.

Rusya'dan Avrupa'ya Almanya üzerinden doğal gaz taşıyacak Kuzey Akım II hattının orta ve uzun vadede işletmeye alınmama olasılığı, Avrupa'ya gaz tedarik edebilecek alternatif kaynakların yeniden değerlendirilmesine neden oluyor.

Bu alternatifler arasında, TANAP'ın 16 milyar m³ olan yıllık kapasitesinin 31 milyar m³'e yükseltilmesinin öne çekilmesi ve hızlandırılması olası görülüyor. Zira TANAP, yılda 31 milyar m³ taşıyacak şekilde dizayn edilerek inşa edilen ve ilave kompresör istasyonu yatırımları ile bu kapasiteye ulaşabilecek bir hat olarak dikkat çekiyor. Güney Gaz Koridoru da olarak adlandırılan hat, yılda 6 milyar m³ doğal gazı Türkiye'ye, 10 milyar m³ doğal gazı ise TAP boru hattı üzerinden doğu ve güney Avrupa pazarlarına ulaştırıyor.

Ancak, bu hattın kapasitesinin artırılması yönündeki projenin hayata geçirilebilmesinin, Türkmenistan ve/veya bölge ülkelerinden ek gaz girişi sağlanmasına bağlı olduğu değerlendiriliyor.

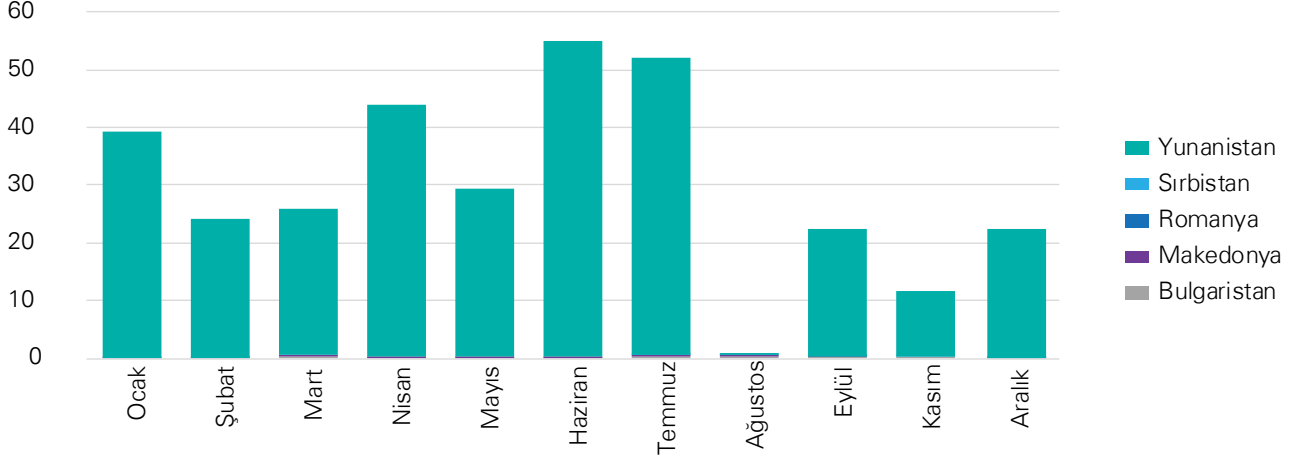
Türkiye için arz kaynaklarının ve güzergahının çeşitlendirilmesi bağlamında, Irak gazının üretilerek inşa edilecek boru hattı ile Türkiye'ye nakli de teoride var olan seçenekler arasında sayılıyor.

Bir diğer seçenek ise Mısır ve/veya İsrail doğal gazının, halihazırda var olan ve rehabilitasyonu yönünde çalışmaların devam ettiği Arap boru hattı üzerinden Türkiye'ye ihracatı olarak öne çıkıyor. Bu hattın, Mısır doğal gazını Suriye üzerinden swap ile Ürdün'e iletmek için 2022 yılı içerisinde kullanılması bekleniyor.

4.7. İhracat

Türkiye'nin doğal gaz ihracatı, BOTAS'ın uzun dönemli anlaşması kapsamında Yunanistan ağırlıklı olarak gerçekleşmeye devam etti. 2020 yılında 577,52 milyon m³'e yükselen ihracat miktarı, geçen yıl 323,36 milyon m³'e geriledi. Yunanistan'ın TAP gibi yeni boru hatları üzerinden doğal gaz arz kaynaklarını çeşitlendirmiş olmasının bu düşüşe neden olduğu düşünüyor.

2021 Doğal Gaz İhracatı (milyon m³)



Türkiye'nin doğal gaz ihracatında, her ne kadar miktarı az da olsa LNG'nin payındaki artışın devam ettiği görülüyor. Önceki senelerde kara tankerleri ile LNG ihraç edilen Bulgaristan ve Makedonya'nın arasına, geçen yıl Romanya ve Sırbistan'ın da eklendiği kayıtlara yansıyor.



Doğal Gaz İhracatı (milyon m³)



BOTAS'ın Yunanistan ile olan 0,5 milyar m³'yıl miktarlı ihracat anlaşmasının 2021 yılında sona ermesi, bu hattı özel sektör doğal gaz tedarikçilerinin de gündeminde tutuyor. Türkiye ve Avrupa arasındaki doğal gaz fiyatlarının belirli dönemlerde arbitraje uygun olması, bu çıkış kapasitesini cazip kılıyor. Ancak, ihracat lisansı sahibi şirketlerin bu çıkış noktasından kapasite almak üzere bugüne kadarki girişimleri sonuç vermedi.

4.8. Tarifeler

Türkiye'deki orta ve büyük ölçekli sanayi kuruluşları ile santraller, 2021 yılına BOTAŞ'ın ağırlıkta olduğu, ancak özel sektör tedarikçileri ve spot piyasadan alımları da içeren bir tedarik yapısı ile başladılar. Ancak, 2021 yılının ikinci çeyrek döneminden itibaren yükselen doğal gaz fiyatlarının BOTAŞ'ın tarifelerine yansıtılmaması, özel sektör tedarikçilerin pazar payını aniden düşürdü ve tüketicilerin, oranı artan sübvansiyon nedeniyle BOTAŞ'a yönelmelerine neden oldu. BOTAŞ, Haziran ayından itibaren bu tüketicilerin bir bölümünü portföyüne almaya ve doğal gaz tedarik etmeye başladı.

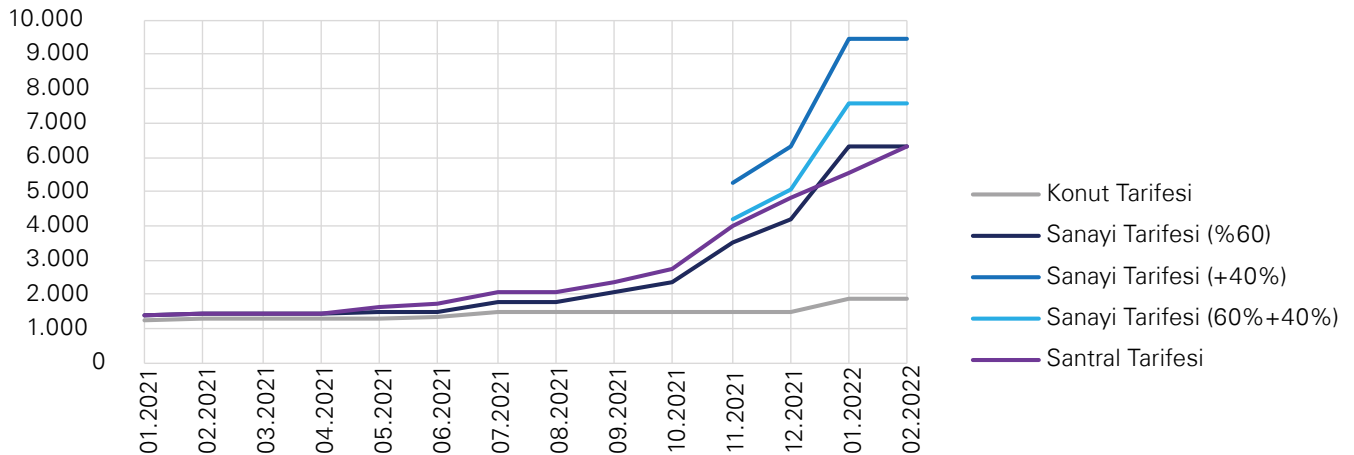
Ocak - Aralık 2021 Değişim (USD/bin m ³)			
	Ocak 21	Aralık21	Değişim (%)
WACOG (Tahmini)	225	625	178%
Konut Tarifesi	171	110	-36%
Sanayi Tarifesi (Kademe-2)	191	373	95%
Santral Tarifesi	191	355	85%
USD/TL	7,39	13,53	83%



Ocak - Aralık 2021 Değişim (TL/bin m ³)			
	Ocak 21	Aralık21	Değişim (%)
Konut Tarifesi	1.264	1.488	18%
Sanayi Tarifesi (Kademe-2)	1.414	5.040	256%
Santral Tarifesi	1.414	4.800	239%

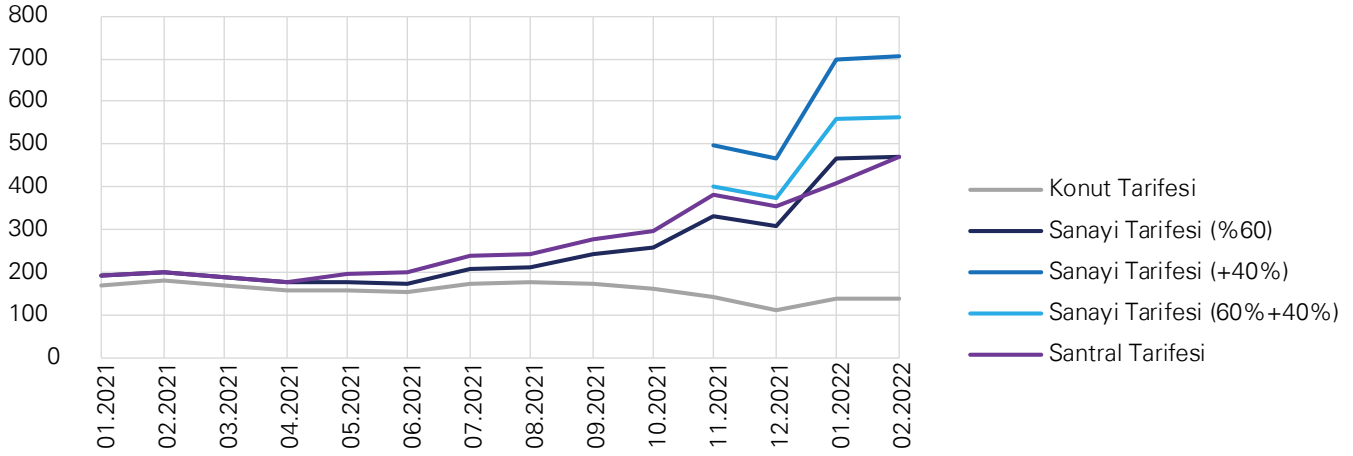
2021 yılı, genel itibarıyla doğal gaz tarifelerinde düzenli artış yapılan bir yıl olarak kayıtlara geçti. Ancak, Türk lirası bazlı tarifelerde yapılan düzenli artışlar, ithalat maliyetinin ABD dolarına endeksli olması ve Türk lirasının yıl boyunca devam eden değer kaybı nedeniyle maliyet bazlı fiyatlandırmadan uzaklaşmasını engelleyemedi.

BOTAŞ Tarifeleri (TL/bin m³)



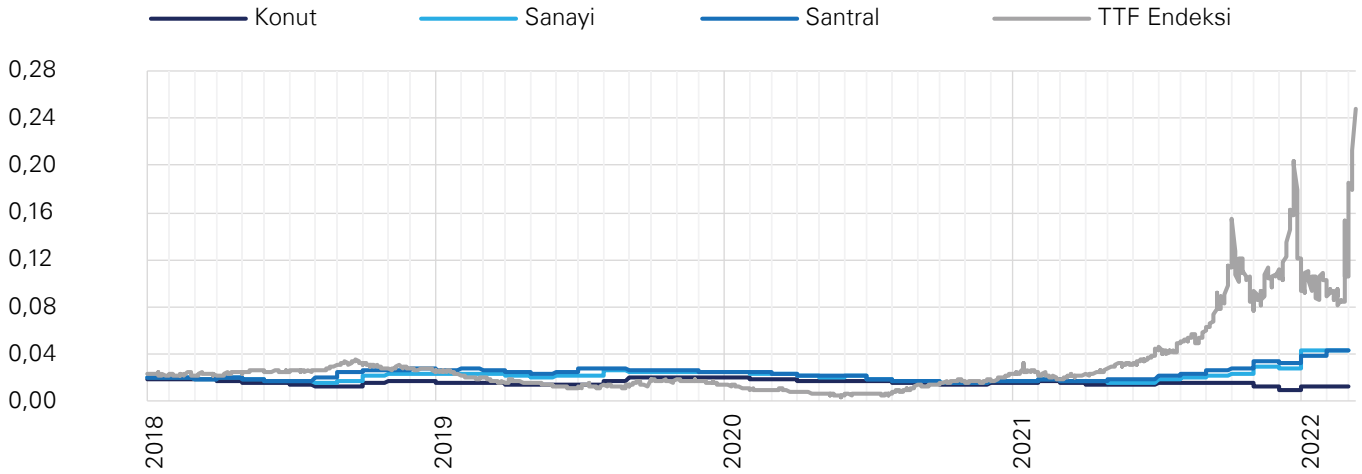
Yüksek alım maliyeti ile bu maliyeti karşılamaya yetmeyen satış tarifeleri arasındaki fark, ana tedarikçi konumundaki BOTAŞ'ın mali yapısında da bozulmalara neden oldu.

BOTAŞ Tarifeleri (USD/bin m³)



Konut tarifi olarak adlandırılan ve BOTAŞ'ın doğal gaz dağıtım şirketlerine satış fiyatını gösteren kalem, Ocak – Aralık döneminde Türk lirası bazında %17,72 artışla en düşük orana sahip oldu. Ancak, aynı dönemde dolar kurunda yaşanan %82,54 artış, bu tarifenin dolar bazında %47,28 değer kaybetmesine neden oldu.

Eşdeğer Doğal Gaz Fiyatı (USD/kWh)



Kaynak: BOTAŞ, Enerji IQ

Gaz arzının, yüksek seyreden talebi karşılamama riskini değerlendiren BOTAŞ, Kasım ayında petrol, petrokimya, kimya, gübre, ametal (cam, seramik, çimento) ve metal grubu (demir, çelik, bakır krom vb.) sektörlerine uygulanan tarifeyi de kendi içinde kademelendirerek, bu kuruluşların tüketimlerini azaltmayı amaçladı. Kademeli tarife uygulamasının Aralık ayında kapsamı genişletildi ve yıllık tüketimi 300 bin m³'ün üzerinde olan tüm sanayi aboneleri için geçerli oldu.



4.9. 2021 yılında doğal gaz piyasasında kaydedilen önemli gelişmeler

Ocak 2021

- BOTAŞ, yıla 5,625 milyar TL olan sermayesini %255 artırarak 14,357 milyar TL'ye yükselterek başladı.
- TANAP ve TAP üzerinden Avrupa'ya doğal gaz sevkiyatı başladı

Şubat 2021

- Ahlatıcı Holding, dokuz doğal gaz dağıtım bölgesinde faaliyet gösteren Enerya Enerji'nin hisselerinin tamamını devralarak, dağıtım ağını 12 bölgeye çıkarttı.
- EPDK, doğal gazın ilçelere ve beldelere yaygınlaştırılması için yapılacak yatırımları kolaylaştıracak ve hızlandıracak usul ve esasları yayınladı.

Mart 2021

- BOTAŞ'ın 1996 yılında Jersey Adaları merkezli kurduğu BOTAŞ International Limited (BIL) şirketini ikame edecek Ankara merkezli BOTAŞ International A.Ş., 17 Mart 2021 tarihinde tescil edilerek kuruldu.
- Hazine ve Maliye Bakanlığı tarafından açıklanan ekonomi reformları eylem planında, BOTAŞ'ın ayrıştırılması ve doğal gaz piyasasının rekabet tesis edilerek serbestleştirilmesine yönelik hedefe yer verildi.

Nisan 2021

- Türkiye Doğal Gaz Dağıtıcıları Birliği'nin (GAZBİR) teknik merkezi GAZMER tarafından doğal gaz dağıtım şebekesine hidrojen verilmesine yönelik pilot projenin yürütüldüğü Temiz Enerji Merkezi, 2 Nisan tarihinde düzenlenen törenle tanıtıldı.
- BOTAŞ'ın 6,6 milyar m3/yıl kapasiteli Azeri kontratı 16 Nisan'da sona erdi
- Ertuğrul Gazi FSRU, BOTAŞ'ın Dört Yol'daki tesislerine ulaştı ve iletim şebekesine bağlantısı için çalışmalar başlatıldı.

Mayıs 2021

- Mavi Akım doğal gaz boru hattındaki planlı bakım 12 Mayıs tarihinde başladı ve gaz akışı takip eden 16 gün süresince durdu.

Haziran 2021

- BOTAŞ yeniden sermaye artışına giderek sermayesini 14,357 milyar TL'den 18,607 milyar TL'ye yükseltti.
- Karadeniz'deki Sakarya bloğunda yer alan Tuna-1 kuyusunda keşfedildiği açıklanan 405 milyar m3 doğal gaz rezervinin ardından, yine aynı sahadaki Amasra-1 kuyusunda da 135 milyar m3 gaz rezervi tespit edildiği açıklandı. Böylece Karadeniz'de keşfedilen toplam rezerv miktarı, ilk açıklamanın yapıldığı 21 Ağustos 2020 tarihinden bu yana 540 milyar m3'e yükselmiş oldu.
- EPIAŞ tarafından kurulan Vadeli Doğal Gaz Piyasası (VGP), test ve simülasyon ortamında işleme açıldı.

Temmuz 2021

- Bugüne kadar sadece Malkoçlar giriş noktasından spot boru gazı ithalat kapasitesi açıklayan EPDK, mevzuat değişikliğine giderek Türkgözü ve TANAP üzerindeki toplam üç çıkış noktasından da kapasite açıkladı.
- EPDK, 30 Haziran'da gerçekleştirdiği haftalık olağan Kurul toplantısında, OTSP'deki üst fiyat limiti olan 2.000 TL/bin m3'e yükseltti. EPDK'nın kararına göre azami fiyat, bir önceki ayın ilk 25 gününde STP'de oluşan günlük referans fiyatların (GRF) aritmetik ortalamasının 1.5 katı olacak.

Ağustos 2021

- BOTAŞ, Azerbaycan'dan doğal gaz ithal etmek üzere üç yıl süreli orta vadeli bir anlaşma imzaladı. BOTAŞ ile AGSC (Azerbaijan Gas Supply Company) arasında imzalanan anlaşma ile eş zamanlı olarak EPDK da Azeri gazı giriş noktaları için üç yıl süreli spot kapasite açıkladı.

Eylül 2021

- BOTAŞ, Türkgözü giriş noktasında 2022 gaz yılı için 7,177 milyon m3/gün, 2023 ve 2024 gaz yılları için de 10.519 milyon m3/gün kapasite rezerve etti.
- Sakarya sahasında keşfedilen doğal gazın üretildikten sonra iletim şebekesine bağlantısı için gerekli tesisler için acele kamulaştırma kararı alındı.
- EPDK, 2022 yılında BOTAŞ'ın uygulayacağı iletim kapasite ve hizmet bedellerini açıkladı. 18 Eylül 2021 tarihli Resmi Gazete'de yayınlanan Kurul kararına göre giriş – çıkış kapasite bedelleri ile iletim hizmet bedelinden oluşan toplam iletim bedeli %24.22 artışla 81.88 TL/bin m3'e yükseltildi.

Ekim 2021

- EPIAŞ tarafından işletilecek Vadeli Doğal Gaz Piyasası'nın (VGP) açılış töreni, kamu ve özel sektör temsilcilerinin katılımıyla 1 Ekim tarihinde İstanbul'da gerçekleştirildi.
- EPDK, doğal gaz dağıtımında 1 Ocak 2022 tarihinde başlayacak yeni tarife dönemi için tarife hesaplama usul ve esaslarında değişiklik yapılmasını öngören düzenleme taslağını görüşe açtı.
- BOTAŞ sermayesini 18,607 milyar TL'den 35,317 milyar TL'ye yükseltti

Kasım 2021

- Enerji piyasası kanunlarında değişiklik öngören kanun tekli, 16 Kasım 2021 tarihinde TBMM Başkanlığı'na sunuldu.
- EPDK, Aralık'ta ilk kez kapasite ayrılan giriş noktaları arasına İran'ı da ekledi. Gürbulak giriş noktasında, sadece Aralık ayı için 5.541.670 Sm3 kapasite açıklandı.
- TPAO, Sakarya sahasındaki deniz altı boru hatları için Saipem ile anlaşma imzaladı.

Aralık 2021

- EPDK, spot boru gazı ithalatına ilişkin usul ve esaslarda bir dizi değişiklik yaptı. 3 Aralık tarihinde Resmi Gazete’de yayınlanarak yürürlüğe giren düzenleme ile spot boru gazı ithal edecek şirketlere, EPIAŞ ile piyasa katılım anlaşması imzalama zorunluluğu getirildi.
- Tasarruf Mevduatı Sigorta Fonu (TMSF), kayyum olarak yönetimine atandığı doğal gaz ithalat lisansı sahibi şirketler Akfel Gaz, Enerco Enerji ve Avrasya Gaz’daki hisselerin satışı için ihale ilanı yayınladı.
- EPDK, EPIAŞ’ın 2022 yılı için belirlediği gelir tavanı çerçevesinde organize toptan doğal gaz piyasasında (OTSP) uygulanacak işlem ücretlerini belirledi.
- EPDK, doğal gaz piyasasında uygulanan serbest tüketici limiti ve buna ilişkin uygulamaya ilişkin 2014 yılında aldığı kararın, 2022 yılında da uygulanmasına karar verdi. Kurul’un 21 Aralık tarihli Resmi Gazete’de yayınlanan yeni kararı uyarınca, 2022 yılında evsel konut tüketicileri hariç olmak üzere, tüm tüketiciler serbest tüketici statüsünü korumaya devam edecek. Bu kategorideki tüketiciler için serbest tüketici olma sınırı 75.000 m3 olarak uygulanmaya devam edecek.
- EPDK, 2022 yılında elektrik ve doğal gaz piyasasında uygulanacak lisans alma, yenileme ve suret çıkartma bedellerini belirledi. Her iki piyasaya ilişkin bedeller, yeniden değerlendirme oranına karşılık gelen %36.2 oranında arttırıldı.
- EPDK, doğal gaz dağıtımında 1 Ocak 2022 tarihinde başlayacak yeni tarife dönemi için tarife hesaplama usul ve esaslarında değişiklik yaptı.
- Doğal gazın ilçelere ulaştırılması ile ilgili Cumhurbaşkanı Kararı’nda değişiklik yapıldı ve daha önce merkez nüfusu 20 bin ve üzerinde olan ilçeleri kapsayan uygulama, kademeli olarak merkez nüfusu 15 bin ve 10 binin üzerinde olan ilçeleri de kapsayacak şekilde genişletildi.



4.10. Doğal gaz sektörü durum analizi



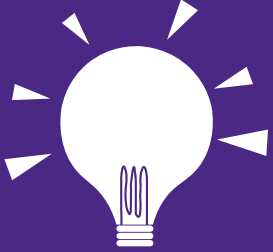
Güçlü yönler

- Pık talebin üzerindeki yüksek boru hattı ve LNG giriş kapasitesi
- Devam eden yeraltı doğal gaz depolama ve kapasite artırım projeleri
- Karadeniz’de rezerv tespit edilen Sakarya sahasının gaz üretim potansiyeli
- Transit ülke riski içermeyen doğrudan ihracatçı ülkeye bağlı boru hattı kapasitesi



Zayıf yönler

- Rekabete dayalı olmayan hâkim tedarikçinin kamu olduğu piyasa yapısı
- Maliyet bazlı fiyatlandırmadan uzak sübvansiyona dayalı fiyatlar ve tarifeler
- Gaz giriş – çıkış noktalarının ve LNG depolama - gazlaştırma kapasitelerine üçüncü taraflarının erişiminin gerçekleşmemesi
- Mevzuatın sık değişimi ve bağımsız düzenleyici otoriteye duyulan güvenin azalması
- Teorik olarak üçüncü taraflara açık ithalat ve ihracat olanaklarının pratikte kullanılamaması



Fırsatlar

- Karadeniz’de rezerv tespit edilen Sakarya sahasının gaz üretim ve rezerv artış potansiyeli
- Kara ve deniz alanlarında yeni gaz keşif potansiyeli
- 2053 yılındaki sıfır-emisyon hedefi için doğal gazın geçiş dönemi yakıtı olarak konumlandırılması



Tehditler

- Bölgeyi ve piyasayı etkileyen Rusya odaklı jeopolitik risklerin artması
- Süresi sona erecek kontratları ikame edecek yeni kontratların, ihracatçı ülkeler lehine oluşan pazar koşulları içerisinde müzakere edilecek olması
- Doğal gaz maliyetlerinin satış fiyatlarına yansıtılmaması nedeniyle oluşan kamu zararının sürdürülebilir arz zincirini sekteye uğratması



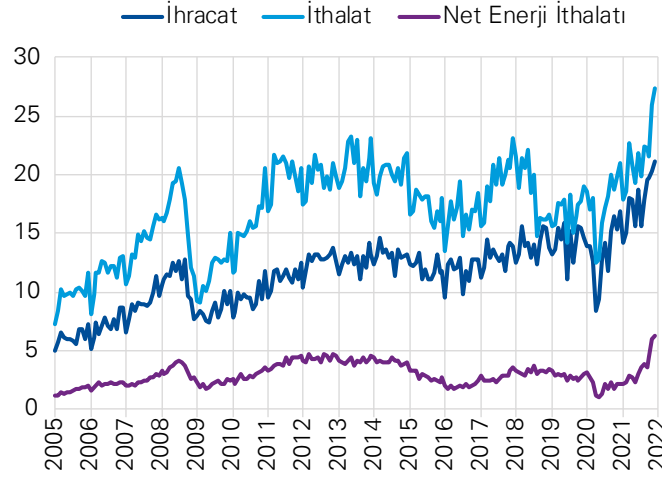
5. Türkiye Petrol Sektörü Görünümü

Net enerji ithalatı, Türkiye'nin yapısal dış ticaret açığının ana bileşenini oluşturuyor. Ham petrol ihtiyacının %90'ı, doğal gazın ise %99'u ithalat yoluyla karşılanmaktadır. Petrol ve doğal gaz ticareti faslında verilen cari açık, Aralık 2021'de 6 milyar USD'nin üzerinde oldu.

Son iki yıldır artmakta olan toplam ihracata karşın ithalat artışı daha yüksek oranda oldu. 2021 yılı sonuna doğru artan aylık net enerji ithalatı, aylık toplam dış ticaret açığı miktarına denk hale geldi.

2014 yılından beri en yüksek düzeye çıkan Brent petrol fiyatı, Türkiye'nin referans aldığı CIF Akdeniz fiyatına yansımaktadır. Doğal gaz anlaşmaları da çoğunlukla Brent petrol ve diğer petrol ürünlerinin fiyatına bağlıdır. Avrupa ve Amerika'daki doğal gaz hub'larında oluşan spot fiyat endeksleri de zaman zaman volatil olsa da istikrarlı bir şekilde artış trendini sürdürdü. 2021 yılı boyunca yaşanan maliyet artışları, TL'nin değer kaybı ile birleşince ülkenin fosil yakıt ithalatı faturasını yükseltti.

Cari Denge (milyar USD)



Enerji arzında ham petrolün payı %25 iken akaryakıt ürünlerin payı %4'tür. Öte yandan nihai enerji tüketiminde akaryakıt ürünlerinin payı %37'dir ve bu oran azalmaktadır. Toplam akaryakıtın üçte ikisi ulaştırma sektörü tarafından tüketilmektedir. Bunun %94'ünü tüketen karayolları hem yolcu hem de yük trafiğinin ortalama %90'ını taşımaktadır.

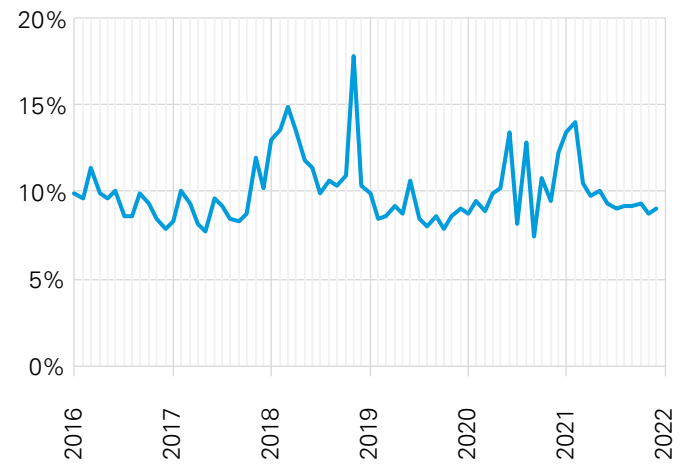
Karayollarındaki toplam taşıt-km faaliyetinin yaklaşık %55'ini otomobiller, %20'sini kamyonetler ve %12'sini kamyonlar yapmaktadır. Ulaştırma sektörü, ülkenin toplam enerji tüketiminin %25'i, sera gazı emisyonunun ise %16'sından sorumluyken karayollarına düşen pay %90'nın üzerindedir.

Akaryakıt ürünlerinin %60'ının tüketildiği karayollarında motorizasyon oranı, 1.000 kişi başına 150 otomobil ile düşük bir düzeydedir. Bu oranın yükselmesi, satınalma gücünün yeni altyapı yatırımlarıyla orantılı artmasına bağlıdır. Pazarın %90'ını ikinci el satışlar oluşturduğu için 13 milyonluk otomobil parkı yılda %5 büyümekte, ortalama otomobil yaşı ise yükselmektedir. Bireysel ulaşımda toplam akaryakıt tüketiminin gelişimi, uzun dönemde perakende satış miktarına, yakıt verimliliği artışına ve elektrikli araçların yaygınlaşmasına bağlı olacaktır.

5.1. Ham Petrol

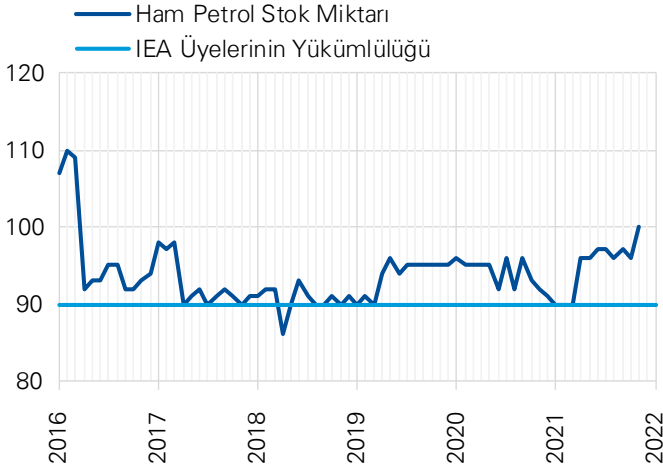
Türkiye, 2021 yılında 3,4 milyon ton ham petrol üretti. Öte yandan ülkenin ham petrol ithalatı 31,4 milyon ton olarak gerçekleşti. Dolayısıyla üretim, toplam 34,8 milyon ton olan ham petrol arzının %10'unu oluşturdu. 2018 başında ayda 200 bin ton olan ham petrol üretimi, yıllar içinde genel bir yükselme eğilimi ile 2021 yılında sonunda aylık 300 bin tona kadar çıktı. 2021'de ayda ortalama 286 bin ton ham petrol üretildi. Yıllık ham petrol üretim artışı ise %7 olarak gerçekleşti. Benzer şekilde ham petrol talebi de bir önceki yıla göre %7 oranında arttı. Böylece salgın öncesi 2019'da görülen en yüksek talebin %2 üzerine çıktı.

Ham Petrol Üretim Arza Oranı



Artan ham petrol talebi ve arzda %90 oranında dışa bağımlılık karşısında son yıllarda yeni petrol sahaları için arama çalışmalarını hızlandı. Mevcut kuyuların çoğunun üretim verimi, sahaların ilerleyen yaşı nedeniyle düşüyor. Ancak TPAO, günlük ham petrol üretiminin 2023 yılına kadar %75 oranında artmasını hedefliyor. Bu doğrultuda yeni konvansiyonel olmayan arama faaliyetlerine ek olarak, son yıllarda kamu envanterine katılan iki sismik araştırma ve üç sondaj gemisinden oluşan filoyla Karadeniz ve Akdeniz'de arama faaliyetlerine başlandı. Sakarya sahasındaki derin deniz sondajları sonucunda 2020 yılında Tuna-1 kuyusunda ve 2021 yılında Amasra-1 kuyusunda bulunan doğal gaz rezervleri, açıklanan ilk keşifler oldu.

Net İthalatın Karşılanması (gün)

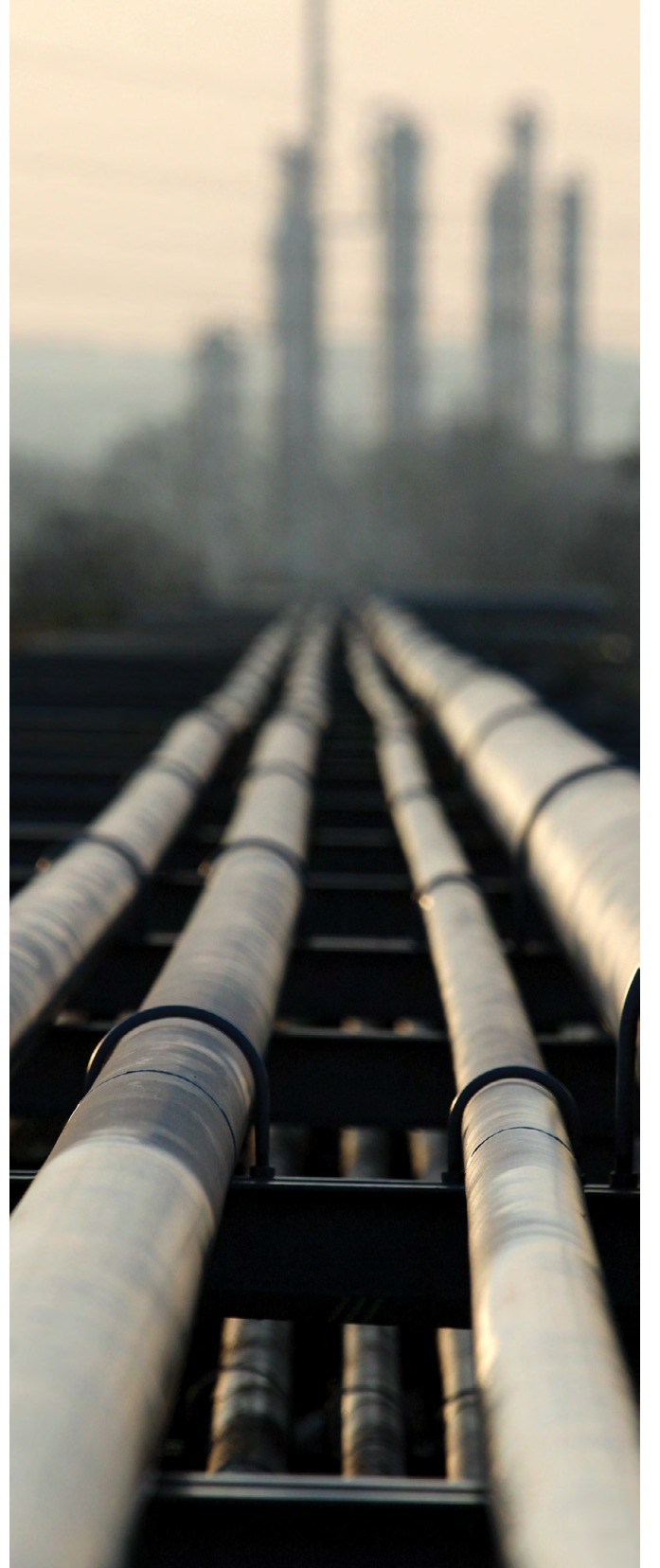


Kaynak: IEA (Türkiye)

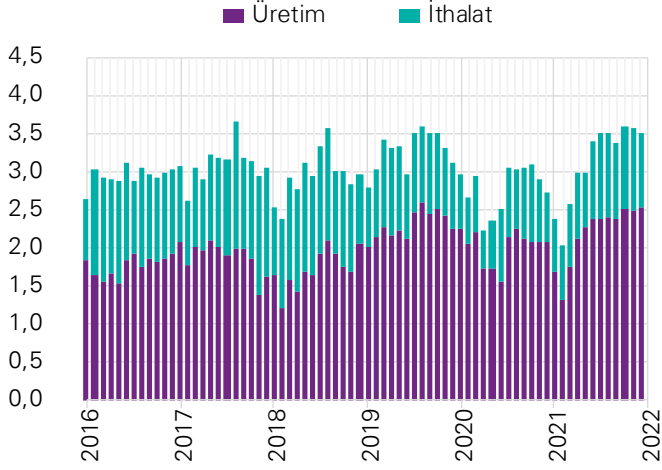
Cari açığın temel bileşenlerinden olması bir yana, giderek artan talebiyle Türkiye'nin net ham petrol ithalatçısı durumu aynı zamanda önemli bir enerji arz güvenliği riski oluşturmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), Türkiye'nin de aralarında bulunduğu üyelerini en az 90 günlük net ithalatına eşdeğer petrol stokunu elinde bulundurmakla yükümlü kılmaktadır. Derlenen aylık bildirimlere göre Türkiye'nin rafinerilerinde tutulan toplam ham petrol stoku, 2021 yılı sonu itibarıyla ülkenin net ithalatını 100 gün karşılamaya yetecek düzeydedir.

5.2. Akaryakıt Piyasası

Türkiye'de yılda toplam 40 milyon ton ham petrol işleme kapasitesine sahip beş adet rafineri vardır. Bunların dördü, 30 milyon ton ile Türkiye Petrol Rafinerileri A.Ş.'ye (TÜPRAŞ), diğeri ise 10 milyon ton ile SOCAR Türkiye'ye STAR Rafineri A.Ş.'ye aittir. Bu rafinerilerde ham petrol arzının tamamı işlenerek beyaz ürün elde edilmektedir. Beyaz ürünler içindeki en büyük pay, açık farkla motorine aittir.

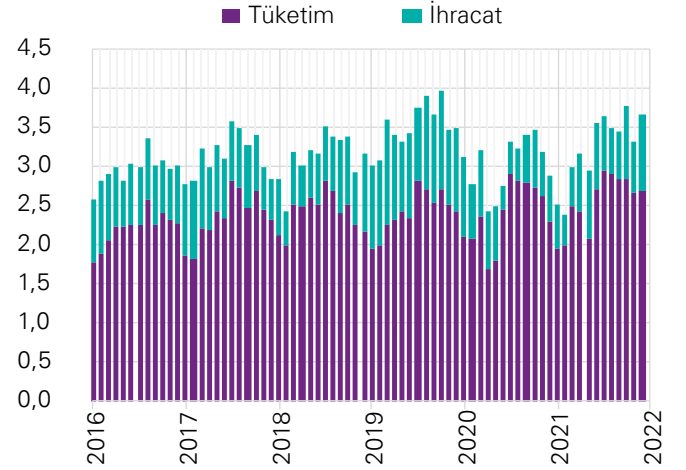


Akaryakıt Arzı (milyon ton)



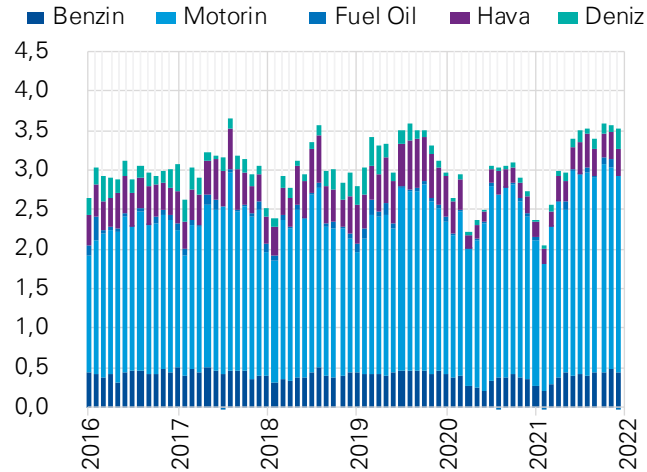
Kaynak: EPDK

Akaryakıt Talebi (milyon ton)



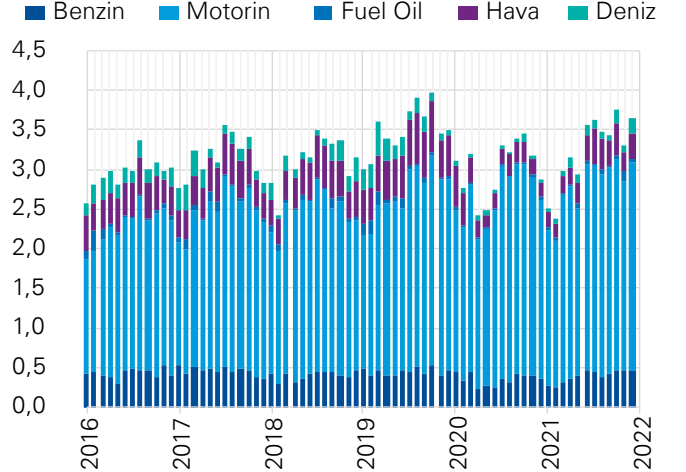
Artan akaryakıt talebi karşısında her iki kuruluş da 2021 sonu itibarıyla %80-90 civarı beyaz ürün verimi oranlarıyla ve %100'e yakın kapasitede çalışmaktadır. STAR rafinerisi ayrıca 3 milyon ton ilave kapasite yatırımı planlamaktadır. Buna rağmen rafinerilerin 2021 yılında ürettikleri toplam 26,2 milyon ton akaryakıt, Türkiye'nin 37,4 milyon ton akaryakıt arzının %70'ini oluşturdu. Kalan 11,2 milyon ton ise, %81'i motorin olmak üzere ithal edildi. Öte yandan 2021 yılında oluşan toplam talebin %78'i tüketime, %22'i ise ihracata yönelik oldu.

Akaryakıt Arzı (milyon ton)



Kaynak: EPDK

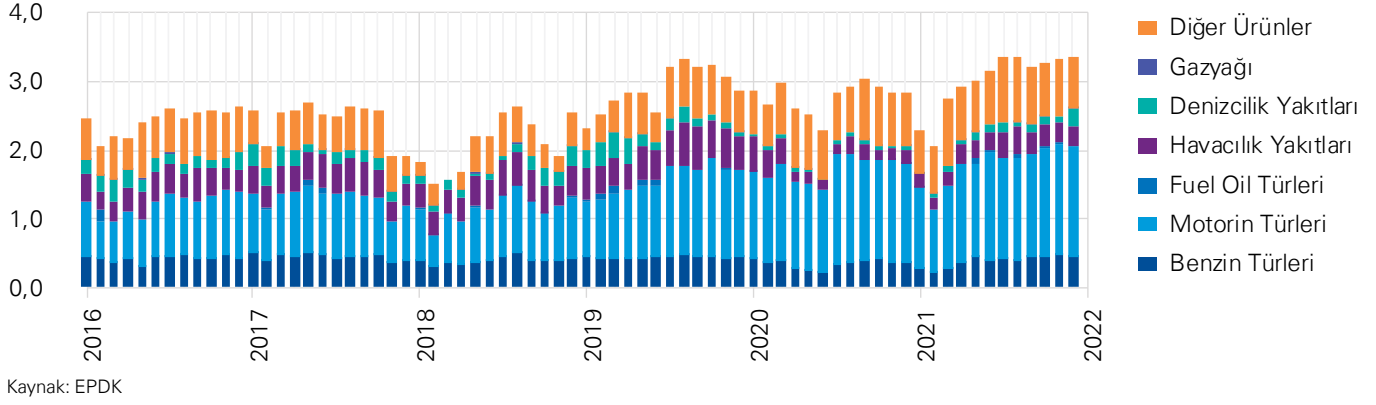
Akaryakıt Talebi (milyon ton)



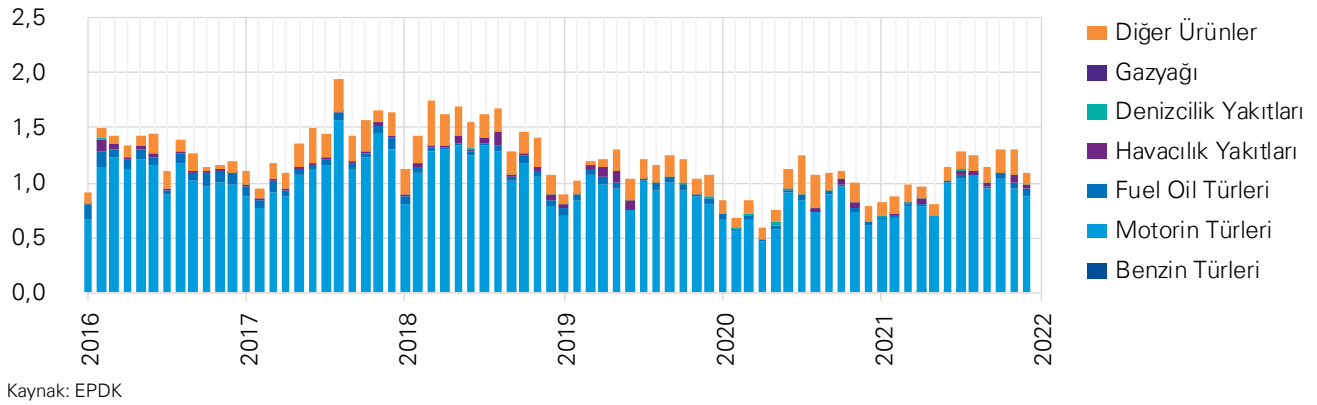
Kısıtlamaların kalkmasıyla artan ulaşım faaliyetlerinin de etkisiyle akaryakıt talebi Mart 2021'den itibaren yükseldi. Motorin, 28,8 milyon ton ile toplam yıllık talebin %74'ünü oluşturdu. Bunu 4,7 milyon ton ile benzin ve 3,5 milyon ton ile havacılık yakıtları izledi. Denizcilik yakıtı talebi 1,3 milyon ton iken fuel oil talebi 0,5 milyon ton oldu.



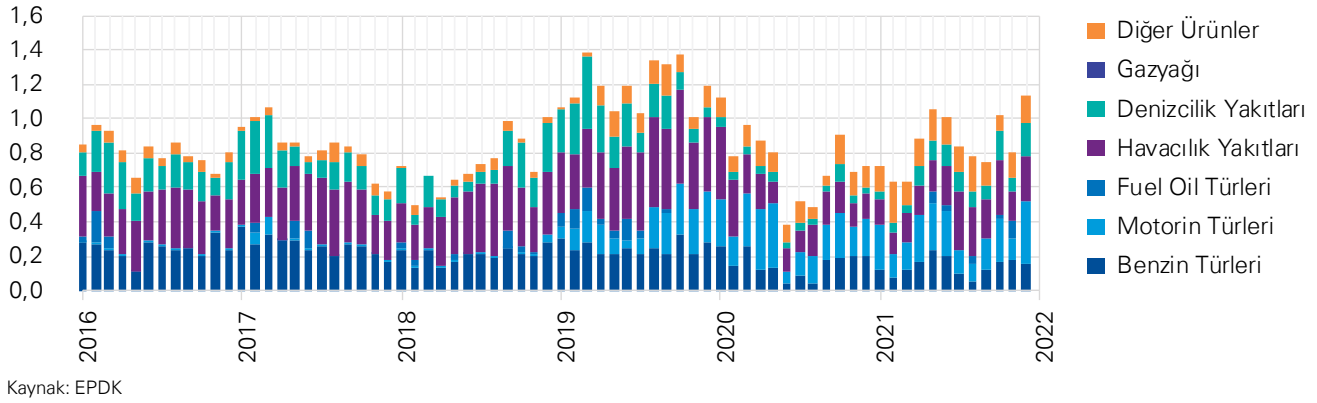
Akaryakıt Üretimi (milyon ton)



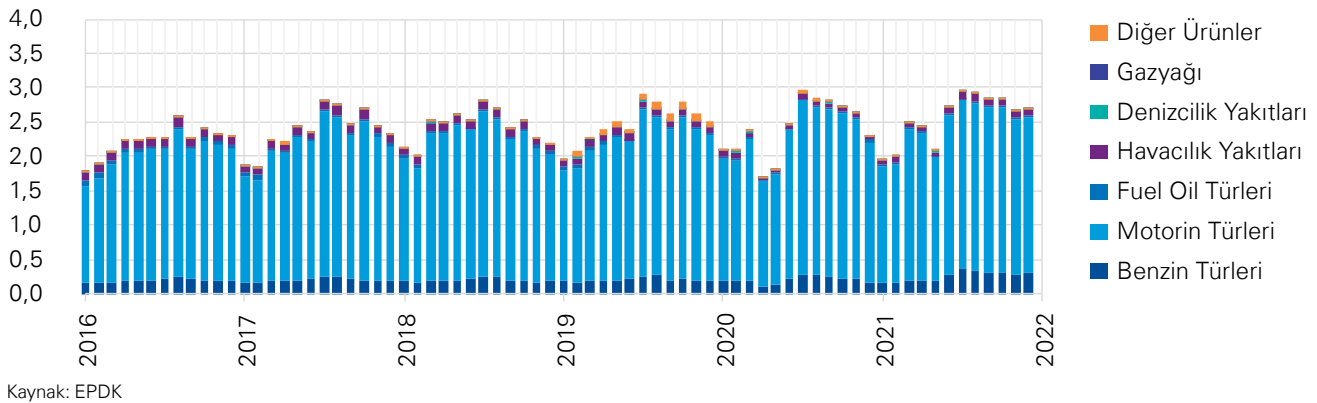
Akaryakıt İthalatı (milyon ton)



Akaryakıt İhracatı (milyon ton)



Akaryakıt Tüketimi (milyon ton)

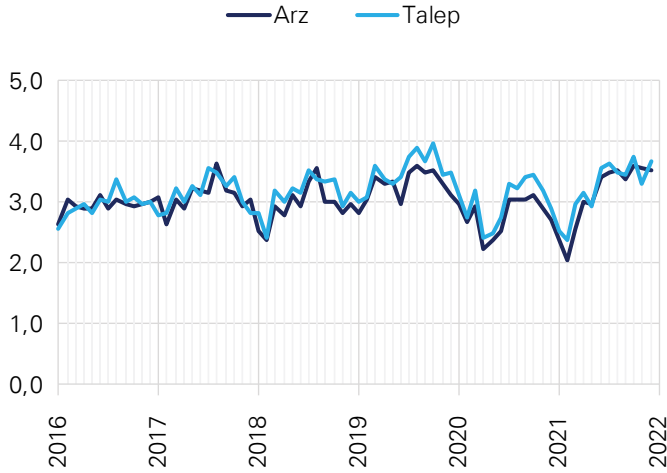


Türkiye’de rafinerilerin toplam 36 milyon ton üretiminin %73’ü beş ana akaryakıt ürünüdür. Tamamını TÜPRAŞ’ın ürettiği 4,6 milyon ton benzin, ithalata gerek duymaksızın 3 milyon ton benzin tüketimine yetmekte, kalan 1,6 milyon tonu ise ihraç edilmektedir. 2021 yılında %10 azalan benzin ihracatı, salgın öncesi düzeyin %70’inde kaldı. Benzindeki üretim fazlasına karşın 2021 yılında motorindeki üretim açığı sürmektedir. 2021 yılında toplam akaryakıt tüketiminin %86’sına karşılık gelen 26,2 milyon ton motorin için 10,5 milyon ton ithalat yapılması gerektiği. Toplam akaryakıt ithalatı miktarı ise 12,9 milyon ton olarak gerçekleşti. Öte yandan motorin, 2019 yılı başından beri ihraç da ediliyor. 2021 yılında motorin ihracatı 2,5 milyon ton oldu. 2019 yılında esas olarak motorin üretimine yönelik devreye giren STAR rafinerisi, mevcut kapasitesiyle motorinde dışa bağımlılığı sonlandırmaya yetmemektedir. Bununla birlikte genel bir azalma eğiliminde olan toplam motorin talebindeki dışa bağımlılık oranı, 2018 yılında %55 iken 2021 yılında %37 düzeyine indi.

Toplam akaryakıt ithalatı, 2021 yılında bir önceki yıla göre %21 artarken akaryakıt üretimi, daha düşük bir oranla, %8 arttı. Akaryakıt arzının ithalat oranı %30 oldu. Toplam akaryakıt ihracatı ve tüketimindeki artışlar ise sırasıyla %10 ve %7 oldu. Türkiye, 2021 yılında 8,3 milyon ton akaryakıt ihraç etti. %29’luk pay ile yıllık ihracatın önemli bir bölümünü oluşturan havacılık yakıtları, 2,6 milyon ton ile salgın öncesindeki düzeyin %47 gerisinde kaldı.

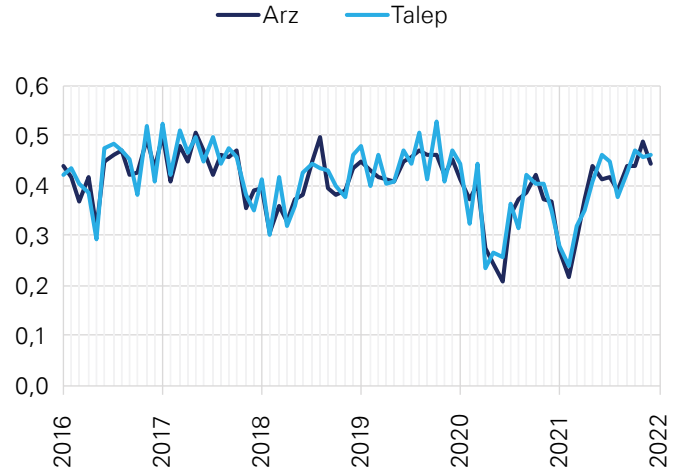
Türkiye’de Mart 2020’de etkisini gösteren salgına karşı uygulanan kapanma önlemleri ile birlikte en belirgin talep düşüşü havacılıkta oldu. 2019’da yüksek seyreden havacılık yakıtı talebi, 2020’nin ilk 4 ayında %70’lik düşüşle ayda 500 bin ton’lardan 150 bin ton seviyesine geriledi. 2021 yılında ise salgın öncesi yıllık talebin sadece %56’sı yakalanabildi. Denizcilik yakıtında salgından önce azalmaya başlayan talep, 2021 yılında tekrar yukarı yönlü bir eğilime girdi. Motorin talebi salgından fazla etkilenmezken benzin talebi de 2021 sonunda eski düzeyine yaklaştı.

Ana Akaryakıt Ürünleri (milyon ton)

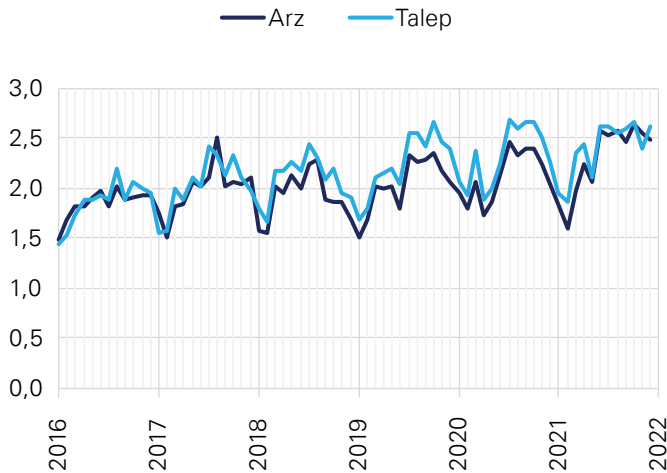


Kaynak: EPDK

Benzin Türleri (milyon ton)

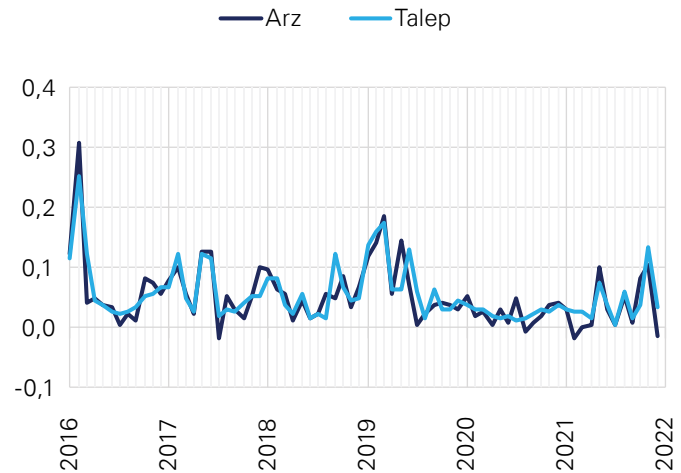


Motorin Türleri (milyon ton)

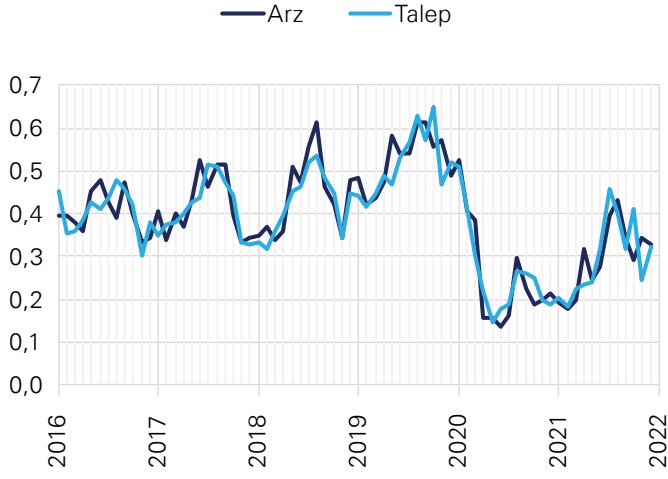


Kaynak: EPDK

Fuel Oil Türleri (milyon ton)

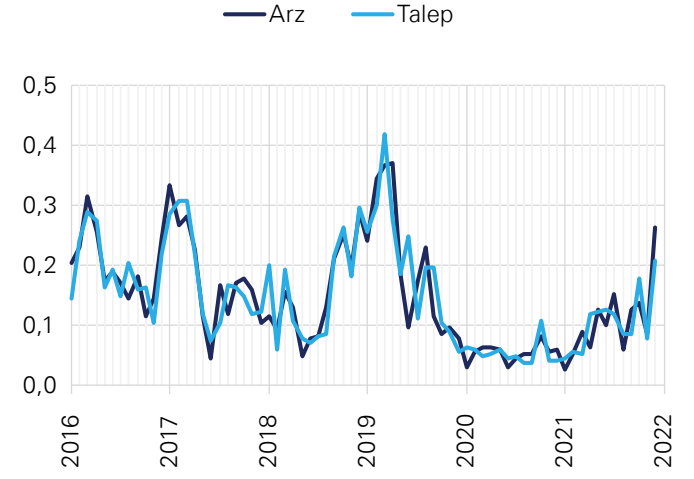


Havacılık Yakıtları (milyon ton)



Kaynak: EPDK

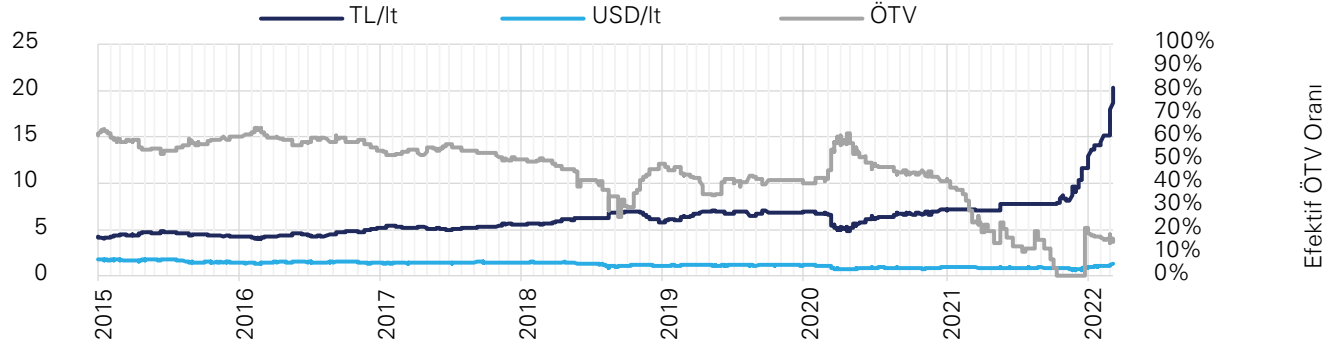
Denizcilik Yakıtları (milyon ton)



5.3. Pompa Fiyatları

Nihai tüketiciler için akaryakıt pompa fiyatı, rafinerilerin belirlediği satış fiyatının üzerine toptancı marjı, gelir payı, dağıtıcı ve bayi marjları ile vergilerin eklenmesiyle oluşmaktadır. Buradaki rafineri satış fiyatı ise, gümrüksüz rafineri fiyatı üzerine ÖTV ve EPDK payının eklenmesiyle oluşmaktadır Türkiye’de ham petrol ithalatının tamamını rafineriler yapmaktadır. Rafineriler, ülkeye en yakın ve en büyük piyasa olan CIF Akdeniz’in liman giriş fiyatını takip ederek fiyatlarında günlük USD/TL kuru üzerinden referans almaktadır.

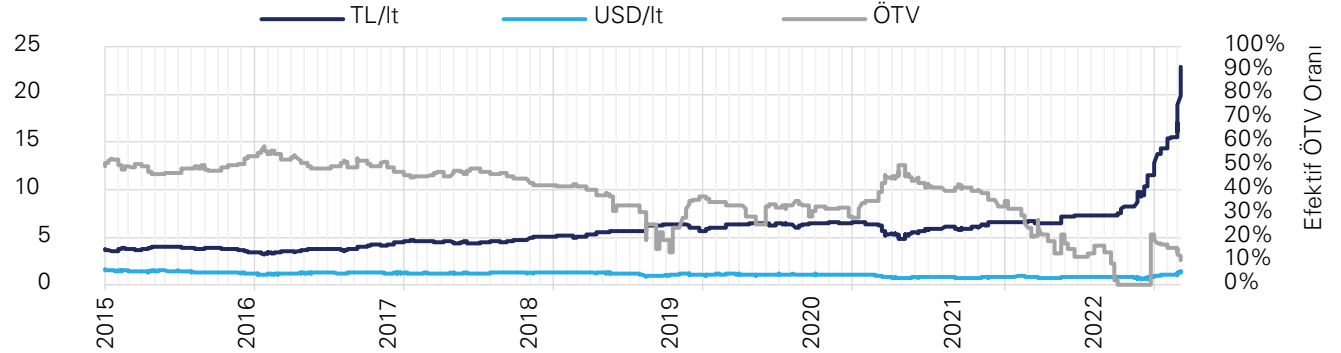
Benzin Pompa Fiyatları



Kaynak: EPDK & GIB

Perakende satış fiyatına örnek olarak alınabilecek İstanbul Avrupa yakasında vergi dahil pompa fiyatları, 1 Ocak 2021’de benzin için 7,18 TL/lt, dizel içinse 6,61 TL/lt iken 1 Ocak 2022 itibarıyla sırasıyla 12,91 ve 11,46 TL/lt oldu. Akaryakıt pompa fiyatlarındaki artış, 2022 yılında da devam etmektedir.

Dizel Pompa Fiyatları



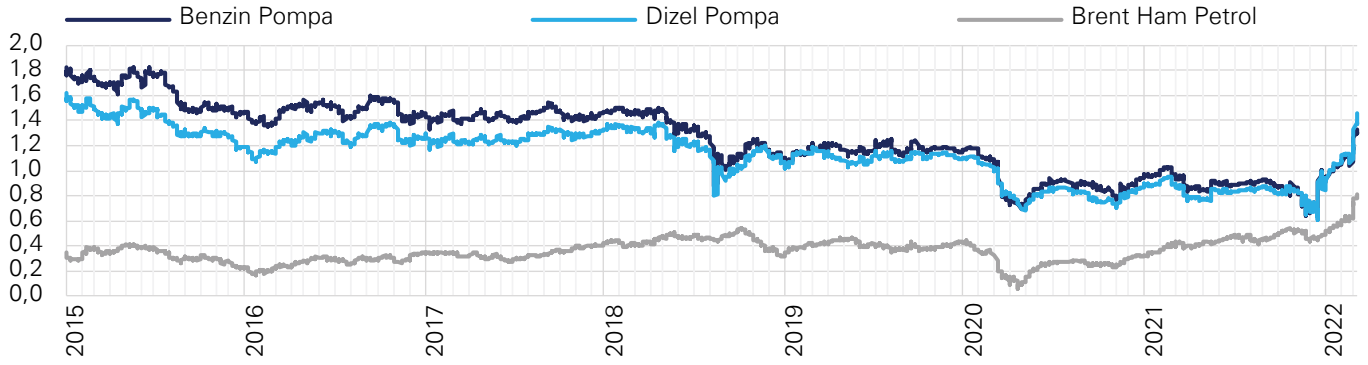
Kaynak: EPDK & GIB

EPDK, Mart 2021’de dağıtım şirketleri hakkında başlattığı fiyat incelemesi sonucunda 2015 yılından beri ilk defa, Mart ortasından Mayıs ortasına kadar iki aylık süreyle geçerli olmak üzere tavan fiyat uygulamasına gitti. Tüm illerde uygulanacak tavan fiyatların EPDK tarafından belirlenip yayınlanmaya başlamasıyla farklı bölgelerde, farklı oranlarda pompa fiyatı indirimleri gerçekleşti. Ancak uygulamanın sona ermesiyle, maliyetlere bağlı olarak yeniden fiyatlarda yükseliş başladı.





Eşdeğer Petrol Fiyatları (USD/lt)



Kaynak: EPDK & EIA

Öte yandan ilk defa Mayıs 2018'de uygulamaya giren eşel mobil sistemi, yıl sonunda kaldırılmış, Nisan 2019'de ise tekrar uygulamaya konmuştu. Eşel mobil sistemi, maliyet kaynaklı fiyat artışlarının tüketiciye pompa fiyatında doğrudan yansıtılmaması için kısmen ÖTV indirimi yoluyla karşılanmasını öngörmektedir. 2021 yılı boyunca artan maliyetler karşısında azaltılan ÖTV, Ekim 2021'de bu sistem kapsamında efektif olarak sıfıra kadar indi. Böylece artmaya devam eden maliyetler doğrudan pompa fiyatlarına yansımaya başladı.

Uluslararası enerji piyasalarının referans aldığı Brent petrol fiyatındaki yükselmeye ve TL'nin USD karşısındaki değer kaybına bağlı olarak 2021'in özellikle son aylarından itibaren ciddi maliyet artışları yaşandı. Son 10 yıl içinde TL, USD karşısında toplam %90 oranında değer kaybetti. Bunun %17'lik kısmı 2021 yılı boyunca gerçekleşti. USD üzerinden fiyatlanan Brent petrol fiyatı ise 2021 boyunca %60 yükseldi. Şubat 2022'de bir varil ham petrolün fiyatı, 2014 yılından beri ilk defa 100 USD'nin üzerine çıktı.

Aralık ayı sonuna doğru Brent petrol fiyatı ile USD eşdeğeri akaryakıt pompa fiyatı arasında neredeyse fark kalmadı. Ardından eşel mobil sisteminin kademeli olarak kaldırılmasına karar verildi. Bu sistemin kaldırılması ile birlikte fiyat artışları hız kazanırken, ÖTV'nin pompa fiyatı içindeki payı da arttı. Ocak 2022'de ise motorinin pompa fiyatı ilk defa benzinin fiyatını geçti.

2022 yılının ilk iki ayında benzin ve motorinin vergi dahil pompa fiyatları, litre başına yaklaşık her 10 günde 1 TL civarında artış gösterdi. Öte yandan Şubat 2022 sonu itibarıyla USD eşdeğeri pompa fiyatları, 2020 başındaki düzeye ancak erişti.

5.4. Petrol Sektöründeki Önemli Gelişmeler

Mart 2021	EPDK, bazı dağıtım şirketlerine yönelik fiyat incelemesi başlattı.	Mart 2021	EPDK, iki aylık süre için akaryakıtta tavan fiyat uygulamasına geçti.	Mayıs 2021	Akaryakıt ürünlerindeki tavan fiyat uygulaması sona erdi.	Mayıs 2021	Akoba-1, Yenişehir-1 ve Misinli-2 kuyularında petrol keşfi duyuruldu.
Haziran 2021	Motorin türlerine olan aylık talep, salgın öncesi düzeye erişti.	Ekim 2021	Akaryakıtta ÖTV, eşel mobil sistemi kapsamında sıfıra kadar indi.	Ekim 2021	Artan maliyetler, doğrudan pompa fiyatlarına yansımaya başladı.	Ekim 2021	2022 yılı programında, eşel mobil sisteminin devam edeceği açıklandı.
Kasım 2021	Benzin türlerine olan aylık talep, salgın öncesi düzeye erişti.	Kasım 2021	Ham petrol rezervinin net ithalatı karşılama süresi 100 güne yükseldi.	Aralık 2021	TPAO, Günyurdu-1 kuyusundaki ağır petrol keşfini duyurdu.	Aralık 2021	Cumhurbaşkanlığı kararıyla eşel mobil sistemi, kademeli olarak kaldırıldı.
Ocak 2022	2021 boyunca %60 artan Brent fiyatı, yeni yılda yükselişini sürdürdü.	Ocak 2022	Yıl sonunda yapılan fiyat artışı sonrasında motorinin pompa fiyatı ilk defa benzini geçti.	Şubat 2022	Benzin ve motorin pompa fiyatlarında, TL bazında son 4 ayda iki kat artış gözlemlendi.	Şubat 2022	USD eşdeğeri pompa fiyatları, 2020 başındaki düzeye erişti.

5.5. Petrol Sektörü Durum Analizi



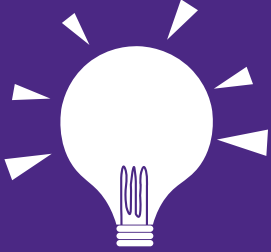
Güçlü Yönler

- Motorizasyon potansiyeli
- Ulaştırma altyapısı yatırımları
- Denizlerdeki petrol potansiyeli
- Sondaj ve sismik gemi filosu



Zayıf Yönler

- Net-sıfır emisyon hedeflerinin ve planlarının açıklanmaması
- Zayıf Ar-Ge ve inovasyon altyapısı
- Brent petrol fiyatı üzerinden kur baskısı
- Petrokimya kapasite yetersizliği



Fırsatlar

- İnorganik büyümeye elverişli pazar yapısı
- İstasyon gelirlerinde akaryakıt harici ürünlerin artan payı
- Düşük emisyonlu denizcilik yakıtları tedariki (bunkering)
- Konvansiyonel olmayan üretim teknikleri



Tehditler

- Kabotaj kanunu uygulama ihlalleri
- Türk deniz yetki alanı ihtilafları
- Sınıra yakın aramaların güvenliği
- Uluslararası fiyat hareketlerine kırılgan piyasa yapısı

6. Sektördeki İşlem hacimleri

Özel sektör katılımıyla birlikte yatırım yoğun bir ekosistemi olan enerji sektöründe, finansman önemli bir unsur olarak öne çıkmaktadır. Türkiye nezdinde yapılan tüm analizler ekonomik büyüme öngörmektedir. Ekonomik büyüme ile enerjiye talebi arasındaki pozitif korelasyon göz önünde bulundurulduğunda sektörün önümüzdeki yıllarda büyümeye devam etmesine neredeyse kesin gözüyle bakılmaktadır.

Enerji sektöründeki büyümenin hem talebi karşılayacak ölçüde kontrollü bir şekilde gerçekleşmesi hem de iklimle mücadele kapsamında yeşil dönüşümü göz önünde bulundurması gerekmektedir.

Sektörde sürdürülebilirlik ve yeşil bağlantılı kredilerin yanı sıra, halka arz ile şirket birleşme ve satın alma işlemleri de alternatif finansman araçları olarak kullanılmaktadır.

6.1. Proje Finansman İstatistikleri

Türkiye’de enerji sektöründe yatırım aşamasındaki girdilerin önemli bir kısmı halen dövizle endeksli olduğundan, istatistiki veriler açısından ABD Doları bazındaki rakamlar önemli bir gösterge niteliğindedir.

Türkiye Bankalar Birliği 6 aylık periyotlarla, mevduat bankaları ile kalkınma ve yatırım bankalarından oluşan 19 finansal kuruluşun verileriyle derlediği proje finansman raporu oluşturmaktadır. Güncel rapora göre, 2020 yılı sonunda 605 milyar TL olan toplam proje finansman taahhüt miktarı 2021 yılı sonunda 992 milyar TL seviyesine çıksa da ABD Doları bazında bir gerileme yaşanmıştır. 2021 sene sonu itibarıyla Proje finansmanı amacıyla kullanılan kredilerin içinde enerji sektörünün payı ise %41’dir.

Enerji sektöründe benzer resim, son beş yıldır devam etmektedir. 2021 Aralık sonu verilerine göre toplam risk ve taahhüt rakamları 2016 Aralık sonu verilerine göre ABD Doları bazında % 37 gerilemiştir. Türkiye’de kurulu güç 5 yıl öncesine göre yaklaşık %27 artış göstermiş olmasına rağmen yatırımların daha fazla sermaye ile fonlandığı anlaşılmaktadır.

Proje Finansman İstatistikleri - Enerji Sektörü			
Dönem	Toplam Risk ve Taahhüt (Milyar TL)	Toplam Risk ve Taahhüt (Milyar USD)	USD Yıllık Değişim (%)
Haziran 2016	152,21	52,53	-
Aralık 2016	182,61	51,88	-1,2%
Haziran 2017	184,56	52,51	1,2%
Aralık 2017	206,05	54,47	3,7%
Haziran 2018	230,57	50,34	-7,6%
Aralık 2018	244,09	46,39	-7,9%
Haziran 2019	235,37	40,82	-12,0%
Aralık 2019	230,94	38,85	-4,8%
Haziran 2020	267,05	38,98	0,3%
Aralık 2020	281,82	38,29	-1,8%
Haziran 2021	320,22	36,76	-4,0%
Aralık 2021	436,26	32,73	-11,0%

Kaynak: TBB, Rapor Analizi

6.2. Sektördeki Halka Arz İşlemleri

2021 yılı halka arz açısından rekor yıl olarak tarihe geçmiştir. Yıl içerisinde 21,6 milyar TL büyüklüğünde toplam 52 şirket halka arzı gerçekleştirmiştir. Bundan önceki rekor 35 şirket halka arzı ile 1990 yılında gerçekleşmiştir.

2021 yılı halka arzları içerisinde enerji sektörü toplam 8,1 milyar TL'yi aşan büyüklüğe sahip 12 halka arz ile ön plana çıkmaktadır. Bununla birlikte, 236,6 milyon TL'lik büyüklüğe sahip Hun Yenilenebilir Enerji Üretim A.Ş. halka arzı 2022 yılının enerji sektöründeki ilk halka arzı olmuştur.

Halka arz sonucunda şirketlerin toplayabildikleri fon tutarları esasen toplam proje maliyetlerini karşılamayacak olsa da her halükârda projelerin sermaye ihtiyacını karşılamada önemli bir unsur olarak öne çıkmaktadır.

Sıra	Şirket Adı	Halka Arz Tarihi	Toplanan Fon Miktarı (TL)
1	Naturel gaz Sanayi ve Ticaret A.Ş.	Mart 2021	293.250.000
2	Galata Wind Enerji A.Ş.	Nisan 2021	811.018.951
3	Biotrend Çevre ve Enerji Yatırımları A.Ş.	Nisan 2021	749.999.988
4	Aydem Yenilenebilir Enerji A.Ş.	Nisan 2021	1.287.000.000
5	Çan-2 Termik A.Ş.	Nisan 2021	289.961.100
6	Başkent Doğalgaz Dağıtım Gayrimenkul Yatırım Ortaklığı A.Ş.	Haziran 2021	1.701.000.000
7	Kartal Yenilenebilir Enerji Üretim A.Ş.	Temmuz 2021	120.000.000
8	Manas Enerji Yönetimi Sanayi ve Ticaret A.Ş.	Temmuz 2021	77.220.000
9	Girişim Elektrik Sanayi Taahhüt ve Ticaret A.Ş.	Ağustos 2021	459.000.000
10	Margün Enerji Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Eylül 2021	830.000.000
11	Yeo Teknoloji Enerji ve Endüstri A.Ş.	Eylül 2021	100.000.000
12	Doğu Aras Enerji Yatırımları A.Ş.	Kasım 2021	1.474.000.000
13	Hun Yenilenebilir Enerji Üretim A.Ş.	2022	145.600.000

Kaynak: SPK, Halka Açık Veriler



Enerji sektöründe gerçekleştirilen halka arzların dikkat çekici noktalarından biri yüksek yatırımcı sayısı olmuştur. Açıklanan halka arzlar arasında ortalama yatırımcı sayısı 200 binin üstünde olup en çok katılımcıyı bulunduran halka arz 810 binden fazla yatırımcı ile Galata Wind Enerji A.Ş. halka arzı olmuştur. Bununla birlikte, gerçekleştirilen halka arzların ortalama halka açıklık oranı sağlıklı bir oran olarak kabul edilen %24,6 olarak gerçekleşmiştir.

Sıra	Şirket Adı	Yatırımcı Sayısı	Halka Açıklık Oranı
1	Naturelgaz Sanayi ve Ticaret A.Ş.	210.000	30%
2	Galata Wind Enerji A.Ş.	810.216	30%
3	Biotrend Çevre ve Enerji Yatırımları A.Ş.	252.834	27,8%
4	Aydem Yenilenebilir Enerji A.Ş.	338.548	18,4%
5	Çan-2 Termik A.Ş.	487.079	23,2%
6	Başkent Doğalgaz Dağıtım Gayrimenkul Yatırım Ortaklığı A.Ş.	50.888	10,4%
7	Kartal Yenilenebilir Enerji Üretim A.Ş.	16.209	27,3%
8	Manas Enerji Yönetimi Sanayi ve Ticaret A.Ş.	19.450	39,4%
9	Girişim Elektrik Sanayi Taahhüt ve Ticaret A.Ş.	44.346	23,5%
10	Margün Enerji Üretim San. ve Tic. A.Ş.	206.145	24,4%
11	Yeo Teknoloji Enerji ve Endüstri A.Ş.	121.489	20,8%
12	Doğu Aras Enerji Yatırımları A.Ş.	46.854	20%
13	Hun Yenilenebilir Enerji Üretim A.Ş.	243.100	22,4%

Kaynak: SPK, Halka Açık Veriler, KPMG Analizi

Enerji sektöründeki halka arzlar arasında en çok talep 53,9 kat çarpan (taleplerin toplam büyüklüğünün halka arz büyüklüğüne oranı) ile Naturelgaz Sanayi ve Ticaret A.Ş. halka arzında gerçekleşmiştir. Açıklanan halka arzlar arasında ortalama talep çarpanı ise 13 civarında seyretmiştir.

Bununla birlikte, yabancı kurumsal yatırımcıların katılımları Türk enerji sektörüne olan güveni ortaya koymuştur. Norveç'in varlık yönetim şirketi olan Norges Bank Asset Management, Naturelgaz Sanayi ve Ticaret A.Ş. halka arzına %8,3, Galata Wind Enerji A.Ş. halka arzına ise %6,01 pay alarak katılım sağlamıştır. İlave ten, en büyük yatırım bankalarından olan Goldman Sachs'ın Galata Wind Enerji A.Ş. halka arzına katılımı (%5,05) ve Bulgar IP Intercapital Markets'ın Girişim Elektrik Sanayi Taahhüt ve Ticaret A.Ş. halka arzına katılımı (%16,9) önemli unsurlar olarak ön plana çıkmıştır. %5'in altında da fazla sayıda yabancı kurumsal yatırımcının katılımı olduğu öngörülmekle birlikte bu katılımlar kamuoyu ile paylaşılmamaktadır.

6.3. Sektördeki M&A İşlemleri

Birleşme ve satın alma aktivitelerinde yatırımcı iştahı ve risk algısı önem teşkil etmektedir. Son yıllarda, küresel ölçekte birleşme ve satın alma işlem hacminde yaşanan tarihi seviyeler temel olarak piyasalardaki likiditeye, özel sermaye fonu işlemlerinin artışına ve sektörel konsolidasyonlardaki hızlanmaya bağlanmaktadır.

Küresel ölçekte büyüyen ekonomiler ile birlikte, enerjiye olan talebin artacak olması ve enerji sektörünün her zamankinden daha fazla yeni ve yeşil teknoloji, dönüşüm, verimlilik üzerine mesai harcayacağı bir döneme girmesi sebebiyle stratejik birleşme ve satın alma işlemlerinin artması beklenebilir.

Küresel birleşme ve satın alma trendlerine bakıldığında 2021 yılı, en yüksek işlem seviyesinin gerçekleştiği yıl olarak tarihe geçmiştir. Küresel ölçekte 5,1 trilyon ABD Doları işlem hacmi gerçekleşirken, enerji sektöründe Fransa'da Suez (22.7 milyar ABD Doları) ve İngiltere'de Western Power Distribution (20.1 milyar ABD Doları) şirketlerinin satın alınmaları 2021 yılının en büyük 10 işlemi arasında yer almıştır.

Toplam 338 adet işlem ve 14,3 milyar ABD Doları işlem hacmi ile Türkiye'deki 2021 yılı birleşme ve satın almaları, geçtiğimiz senelere göre önemli artış göstererek son 7 yıldaki en yüksek seviyeye ulaşmıştır.



Kaynak: Halka açık kaynaklar, KPMG Analizi



2021 yılındaki seçili enerji sektörü işlemleri

Hedef Şirket	Alıcı	Ülke	Hisse Oranı	Açıklanma Tarihi	İşlem Değeri (Milyon \$)
15 adet GES	Utopya Turizm	Türkiye	100,0%	Eylül 2021	13,0
Adnan Polat Enerji	Maxis	Türkiye	Açıklanmadı	Eylül 2021	Açıklanmadı
Akköprü HES	Aydem	Türkiye	GD	Eylül 2021	69,9
ARF	Re-Pie Portföy Yönetimi	Türkiye	100,0%	Mart 2021	Açıklanmadı
Biotrend Energy	EBRD	İngiltere	5,9%	Ağustos 2021	20,0
Boyut Grup Enerji	Turkcell Enerji	Türkiye	100,0%	Ağustos 2021	11,5
Çal HES	Erk İnşaat	Türkiye	GD	Kasım 2021	0,9
Çamlıca 1 HES	Saves Enerji	Türkiye	100,0%	Temmuz 2021	67,0
Durukan GES, ZMM GES	Toprak Yenilenebilir Enerji	Türkiye	100,0%	Ekim 2021	3,3
Enerya	Ahlatçı Holding	Türkiye	Açıklanmadı	Ocak 2021	Açıklanmadı
Erih Enerji Üretim	Rhea Girişim	Türkiye	25,0%	Haziran 2021	0,6
Fortuna	Derlüks Yatırım Holding	Türkiye	100,0%	Şubat 2021	6,7
Girlevik 2 Mercan HES	Tayfurlar Enerji	Türkiye	100,0%	Aralık 2021	10,2
Gümüşköy JES	Albioma SA, Egesim	Fransa, Türkiye	100,0%	Ocak 2021	11,1
Karçimsa Çimento Sanayi	Beyçim Beton	Türkiye	51,0%	Ekim 2021	5,0
Kortaş Yenilenebilir Enerji	Maki Elektrik	Türkiye	100,0%	Haziran 2021	Açıklanmadı
Küçük Enerji Üretim	Kuzumali Ailesi	Türkiye	100,0%	Kasım 2021	2,7
Mevne İki Enerji (GES Portföyü)	Toprak Yenilenebilir Enerji	Türkiye	100,0%	Ekim 2021	23,5
Mikrohes Arge Inovasyon	Yeo Teknoloji Enerji	Türkiye	50,0%	Aralık 2021	0,1
Polat Enerji	Adnan Polat Enerji Yatırımı	Türkiye	90,0%	Haziran 2021	Açıklanmadı
STEAG Rüzgar Süloğlu Enerji	Entek Elektrik	Türkiye	100,0%	Şubat 2021	58,9
Topçam HES	Bilgin Enerji	Türkiye	GD	Eylül 2021	104,2
Tortum HES	Mila Enerji	Türkiye	100,0%	Haziran 2021	25,8
Turcas Kuyucak Jeotermal	Albioma SA	Fransa	100,0%	Aralık 2021	24,3
Zebra	Re-Pie Portföy Yönetimi	Türkiye	2,5%	Eylül 2021	0,4

Kaynak: SPK, Halka Açık Veriler, KPMG Analizi



İletişim:

Detaylı bilgi için:
KPMG Türkiye
Clients & Markets
tr-fmmarkets@kpmg.com

İstanbul
İş Kuleleri Kule 3 Kat 1-9
34330 Levent İstanbul
T : +90 212 316 6000

Ankara
The Paragon İş Merkezi Kızılırmak Mah. Ufuk
Üniversitesi Cad. 1445 Sok. No:2 Kat:13
Çukurambar 06550 Ankara
T: +90 312 491 7231

İzmir
Folkart Towers Adalet Mah. Manas Bulvarı
No:39 B Kule Kat: 35 Bayraklı 35530 İzmir
T : +90 232 464 2045

Bursa
İnallar Cadde Plaza, Balat Mahallesi
Mudanya Yolu Sanayi Caddesi No: 435 K:5
D:19-20 Nilüfer
T : +90 232 464 2045

kpmg.com.tr
kpmgvergi.com



© 2022 KPMG Yönetim Danışmanlığı A.Ş., şirket üyelerinin sorumluluğu sundukları garantiyle sınırlı özel bir İngiliz şirketi olan KPMG International Limited ile ilişkili bağımsız şirketlerden oluşan KPMG küresel organizasyonuna üye bir Türk şirkettir. Tüm hakları saklıdır.

Bu dokümanda yer alan bilgiler genel içeriklidir ve herhangi bir gerçek veya tüzel kişinin özel durumuna hitap etmemektedir. Doğru ve zamanında bilgi sağlamak için çalışmamıza rağmen, bilginin alındığı tarihte doğru olduğu veya gelecekte olmaya devam edeceği garantisi yoktur. Hiç kimse özel durumuna uygun bir uzman görüşü almaksızın, bu dokümanda yer alan bilgilere dayanarak hareket etmemelidir. KPMG adı ve KPMG logosu, bağımsız üye şirketlerden oluşan KPMG küresel organizasyonun lisansı altında tescilli ticari markalardır. KPMG International Limited ve ilişkili kuruluşları müşterilere herhangi bir hizmet sunmamaktadır. © 2022 KPMG Bağımsız Denetim ve Serbest Muhasebeci Mali Müşavirlik A.Ş., şirket üyelerinin sorumluluğu sundukları garantiyle sınırlı özel bir İngiliz şirketi olan KPMG International Limited ile ilişkili bağımsız şirketlerden oluşan KPMG küresel organizasyonuna üye bir Türk şirkettir. Tüm hakları saklıdır.