Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış

Ağustos 2020

pwc

APLUS ENERJİ

Bu yayın, sadece ilgili alanlarda genel rehberlik sunar, profesyonel tavsiye niteliği taşımaz. Yayın içeriği ile ilgili alanlarda, profesyonel tavsiye almaksızın sadece bu yayında yer alan bilgilere göre hareket etmeniz önerilmez. Yayın içerisinde, birçok farklı kaynaktan sağlanmış bilgiler dikkate alınmaktadır ve kullanılan bilgilerin kaynakları ifade edilmektedir. PwC ve APLUS Enerji, bu yayında yer alan bilgilerin doğruluğu ya da tamlığı konusunda açıkça ya da zımnen hiçbir kanıt ya da güvence sunmaz ve kanunların izin verdiği ölçüde PwC ve APLUS Enerji, üye şirketleri, çalışanları ve temsilcilikleri, bu yayında yer alan bilgilere dayalı olarak siz veya başka biri tarafından eylemi veya ihmali nedeniyle sorumlu ya da yükümlü tutulamaz.

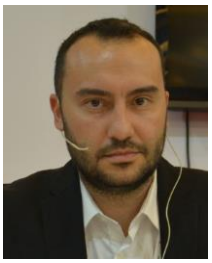
İçerik

I.	Elektrik Piyasasının Gelişimi	5
II.	Elektrik Talebi Analizi	31
III.	Elektrik Üretim Faaliyetleri	40
IV.	Türkiye'de Yenilenebilir Enerji	63
V.	Doğalgaz ve Kömür Piyasaları	79
VI.	Elektrik Piyasaları İşleyiş Esasları	97
VII.	Elektrik Fiyat Tahmini	127
VII.	Elektrik Piyasasındaki Önemli Oyuncular	134
VIII.	Diğer Piyasa Trendleri	166

Önsöz

Murat Çolakoğlu
PwC Türkiye
Enerji, Altyapı ve Doğal Kaynaklar Sektörü Lideri

Serkan Aslan
PwC Türkiye
Ortak
Danışmanlık Hizmetleri



Ozan Korkmaz
APLUS Enerji
Kurucu Ortak

Volkan Yiğit
APLUS Enerji
Ortak

Türkiye elektrik piyasası son 20 yıllık dönemde rekor büyüme kaydetmiştir. Yatırımcılar ve düzenleyici kurumlar ortak bir hedefe doğru ilerlemek adına iş birliği yaparak, bu dönemde Türkiye'nin kurulu elektrik gücü kapasitesinin 3 kattan daha fazla artmasını sağlamışlardır. Yine bu dönemde yerli kaynaklardan üretilen elektriğin toplam üretilen elektrik içerisindeki payı artarak 2019 yılında %62 seviyesine ulaşmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam üretim içerisindeki payı ise 2019 yılında %44 seviyesine gelmiştir (2000: %25). Türkiye ekonomisi çok hızlı bir büyüme sürecindeyken, Türkiye elektrik piyasasının radikal bir değişimden geçebilmiş olması da dikkate değer bir başarı olarak değerlendirilmektedir.

Yenilenebilir teknolojilerden ve yerli kaynaklardan faydalanan üretim tekniklerinin desteklenmesi, etkili yasalar ve yönetmelikler, liberalleşme ve yatırımcılar ile düzenleyici kurumlar arasındaki güçlü iletişim, Türkiye elektrik piyasasının hızlı büyüme döneminin en öne çıkan özellikleri olmuştur. Mevcut durumda hala bir çok fırsat bulunmakla beraber, büyümenin önünde her zamankinden daha karmaşık, iç ve dış faktörlerden etkilenen, aşılması gereken engeller bulunmaktadır. Piyasa oyuncularının bugüne kadarki performansı ve edindiği tecrübe, bu engellerin üstesinden gelerek büyümeye hız kesmeden sürdüreceklerinin en değerli kanıtıdır.

PwC Türkiye ve APLUS olarak, Türkiye elektrik piyasasının tarihsel gelişimi, mevcut durumu ve geleceğe dair beklentilerini aktarmak amacıyla hazırlamış olduğumuz araştırma çalışmasını sizlerle paylaşmaktan gurur duyuyoruz. Çalışmamızdaki bilgilerin hepsi halka açık kaynaklardan derlenmiştir. Çalışmamız aracılığıyla Türkiye elektrik piyasası hakkında kamu nezdinde farkındalığı artırmayı ve farklı kaynaklarda şeffaf olarak paylaşılan değerli bilgileri tek bir kaynakta, kolay ve anlaşılır şekilde sunmayı amaçlıyoruz.

1

Elektrik Piyasasının Gelişimi

Elektrik piyasasının gelişimi üç dönem altında incelenebilir. Büyüme döneminin başlangıcı olarak kabul edilen Elektrik Piyasası Kanunu'nun yürürlüğe girmesiyle piyasanın büyümesi ve serbestleşmesi konusunda önemli adımlar atılmıştır

Başlangıç Dönemi (1920'ler-1960'lar)

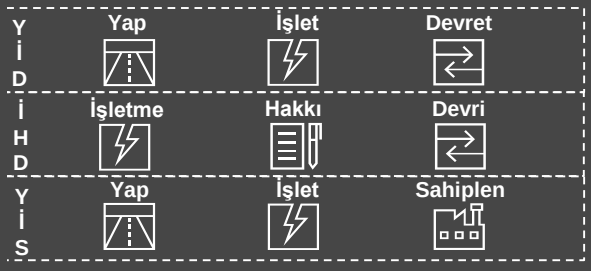
Başlangıç dönemi, ülke genelinde elektrik kullanımını yaygınlaştırmak ve artırmak amacıyla kamu ve özel kuruluşlar tarafından çeşitli aksiyonların hayata geçirildiği bir dönemdir. Birçok kazanıma rağmen dönem boyunca; uzun vadeli/geniş çaplı planlama eksiklikleri ve düzenleme/denetleme kurumlarına yönelik ihtiyaçlar ön plana çıkmıştır.

- Bütçe kısıtları nedeniyle sınırlı devlet desteği,
- Artan nüfus ve altyapı ihtiyacı nedeniyle elektrik ihtiyacının giderek artması,
- Elektrik şebekesinin kurulması ve yayılması,
- Belediye ve özel şirketlerin üretim ve dağıtım alanında faaliyet göstermesi.

Yapılanma Dönemi (1960'lar-2000'ler)

Yapılanma dönemi, seri kurulu güç kapasite artışlarının gözlemlendiği, uzun vadeli planlamaya ve piyasanın serbestleştirilmesine yönelik çalışmaların başladığı bir dönemdir. Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) ve Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) gibi kurumlar ilk defa bu dönemde ortaya çıkmıştır. Bu dönemde elektrik üretimi içerisinde YİD ve YİS projeleri sayesinde serbest elektrik üreticilerinin payı artmıştır.

- YİD/İHD/YİS proje modellerinin tanıtımı ve imtiyaz sözleşmeleri ile projelerin oluşturulması,



- Kamuya ait varlıkları işleten kurumların yeniden düzenlenmesi ve reformu.

Büyüme Dönemi (2000'ler-Günümüz)

Büyüme dönemi, Elektrik Piyasası Kanunu'nun yürürlüğe girmesi ile başlayan dönemdir. Bu dönemde, bağımsız bir piyasa düzenleyicisi olarak Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmuş ve piyasadaki kamu kurumları; uzmanlık alanları, görev ve sorumluluklarına göre birbirlerinden ayrıştırılarak yeni kurumlar oluşturulmuştur. Büyüme döneminin ilerleyen evrelerinde çok sayıda YİD ve YİS özelleştirmesi gerçekleşmiştir. Bu sayede, serbest üreticilerin ürettiği elektrik kamu üretiminin üzerine çıkmıştır.

- Türkiye Elektrik Piyasası Kanunu'nun yürürlüğe girmesi,
- Yenilenebilir Enerji Kanunu'nda değişikliğe gidilmesi, yenilenebilir enerjiye yönelik teşviklerin tanıtılması ve devreye alınması
- Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun kurulması,
- Organize bir elektrik piyasasının oluşturulması.

Elektrik piyasası reformu, rekabetçi bir piyasa geliştirmek ve bu piyasada sürdürülebilir büyümeyi sağlamak amacıyla Mart 2001'de 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun (EPK) yürürlüğe girmesiyle başlamıştır

Elektrik Piyasası Kanunu'nun amacı, elektrik tüketicilerine yeterli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreye uyumlu bir şekilde elektrik sağlamaktır. Yasa kapsamında elektrik piyasasının düzenlenmesinden sorumlu bağımsız bir kurum olarak faaliyet gösteren EPDK kurulmuştur.

İlerleyen dönemlerde, EPDK'nın işlevleri doğalgaz, sıvılaştırılmış petrol gazı ve petrol piyasalarını kapsayacak şekilde genişletilmiştir. EPDK, fonksiyonlarını Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu kararları doğrultusunda icra etmektedir.

2001 yılındaki bir diğer önemli gelişme ise, Türkiye Elektrik Üretim ve İletim Şirketi'nin (TEAŞ), üç farklı şirkete bölünmesidir:

Elektrik İletim Şirketi (TEİAŞ)

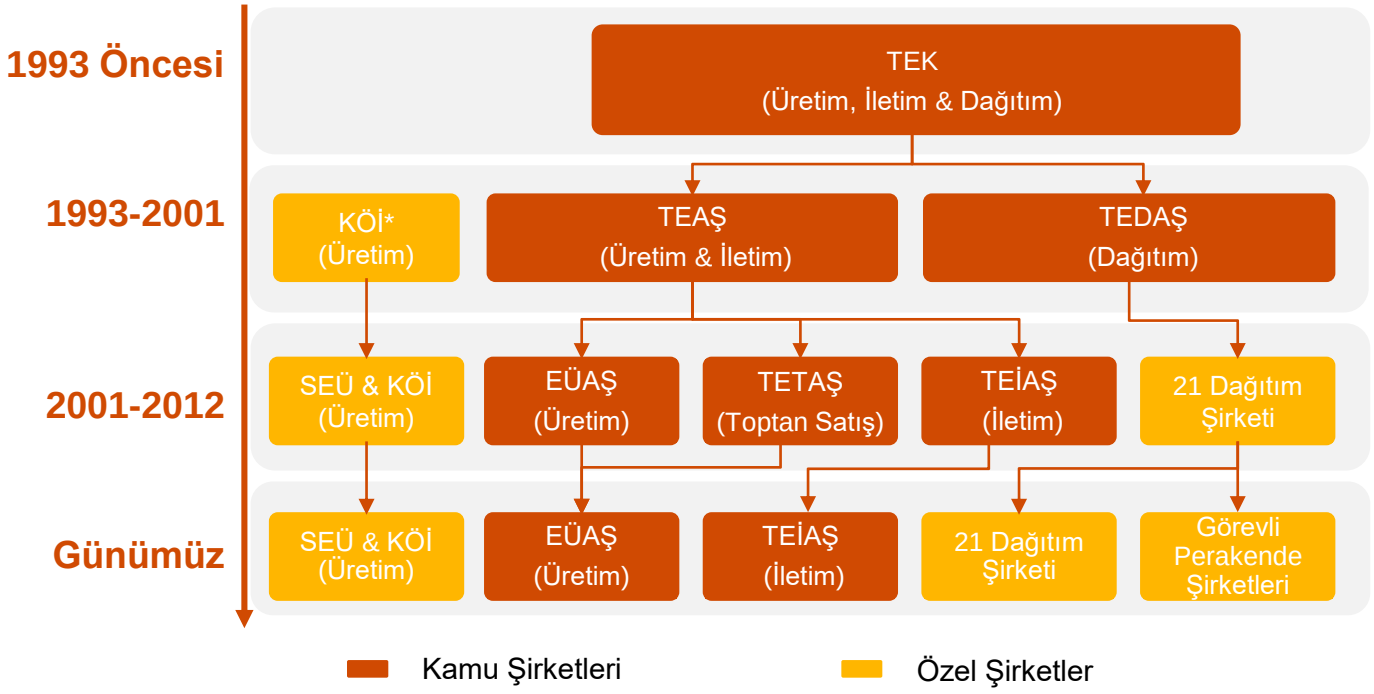
✓ Elektrik iletim sisteminin yönetimi, geliştirilmesi, bakımı ve onarımı

Elektrik Üretim Şirketi (EÜAŞ)

✓ Kamu elektrik üretim santrallerinin işletilmesi

Elektrik Ticaret ve Taahhüt Şirketi (TETAŞ)

✓ Yİ, YİD ve İHD modeline sahip projeler ile uzun vadeli elektrik satın alım anlaşmaları dahil toptan elektrik ticareti



*Serbest Elektrik Üreticileri'nin (SEÜ) piyasada ortaya çıkışı esasen 1990'lada YİD-Yİ modeline sahip Kamu Özel İşbirliği (KÖİ) ile kurulmuş santrallerin devreye girmesiyle başlamıştır. Özel sektörün piyasalarda katılımını artıracak düzenlemelerin geliştirilmesi sonucunda SEÜ'ler, tamamı özel sermaye aracılığıyla sıfırdan yatırımlar gerçekleştirmeye başlamıştır. Elektrik piyasasının özelleştirme hikayesi ve zaman çizelgesi raporun 41. Sayfasında incelenmektedir.

Kaynak: ETKB, TEİAŞ, EPİAŞ

Büyüme Döneminin Tarihsel Gelişimi

2001
- Elektrik Piyasası Kanunu
- EPDK'nın Kurulması

2006
- Organize bir Elektrik Piyasasının Kurulması

2011
- Yenilenebilir Enerji Kanununda Değişikliğe Gidilmesi

2013
- Yeni Elektrik Piyasası Kanunu
- Dağıtım Bölgelerinin Özelleştirme Sürecinin Tamamlanması

2016
- YEKA İhalelerinin Açıklanması
- Linyit Santralleri için Elektrik Satın Alım Garantisi

2017
- İlk RES ve GES YEKA İhalelerinin Tamamlanması

2018
- EÜAŞ ve TETAŞ'ın EÜAŞ çatısı altında birleşmesi
- Yan Hizmetler Piyasası
- Kapasite Mekanizması'nın Yürürlüğe Girmesi

2019
- Yeni Lisanssız Elektrik Üretimi Kanunu'nun yürürlüğe girmesi
- İkinci YEKA RES ihalesinin tamamlanması
- Yİ ve YİD sözleşmelerinin önemli ölçüde bitmesi

2020
- Mini YEKA GES-3 yarışması ilanının yayımlanması

Büyüme dönemi başında piyasanın serbestleştirilmesi, düzenleme ve denetleme kurumlarının yapısal reformlarının ardından devletin sahibi olduğu elektrik dağıtım ve üretim şirketlerinin özelleştirme faaliyetleri başlamıştır

2006 yılı sonuna kadar elektrik dağıtım sektörünü özelleştirmeyi amaçlayan Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi Mart 2004'te kabul edilmiştir. 2005 ve 2007 yıllarında ise ülkenin yenilenebilir enerji ve enerji verimliliği stratejisi için çerçeve oluşturan yenilenebilir enerji ve enerji verimliliği yasaları kabul edilmiştir.

2004 ve 2006 yılları arasında TEDAŞ, 2004 Strateji Belgesi doğrultusunda daha önce merkezi bir yönetimin parçası olan elektrik dağıtım faaliyetlerinin özelleştirilmesi amacıyla 21 bölgesel iştiraki ile bir holding şirketi olarak yeniden yapılandırılmıştır. Yeniden yapılandırma çalışmaları sonrası dağıtım bölgelerinin özelleştirilmesi 2013 yılında tamamlanmıştır.

2004 Strateji Belgesi aynı zamanda bir elektrik borsasının geliştirilmesini amaçlamıştır. Ocak 2005'e kadar geçici bir dengeleme ve uzlaştırma mekanizmasının oluşturulması hedeflenmiş olup Temmuz 2006'ya kadar da gün öncesi piyasasının kurulması planlanmıştır. Belirli bir planlama döneminin ardından gün öncesi planlama mekanizması 2009 yılında devreye girmiştir ve gün öncesi piyasasının 2011 yılında açılmasına kadar faaliyet göstermiştir. Dengeleme ve uzlaştırma mekanizması 2006 yılında kurulmuştur. TEİAŞ, Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (PMUM) olarak adlandırılan dengeleme ve uzlaştırma mekanizmasının işletilmesinden sorumlu olmuştur. PMUM, bağımsız bir kuruluş olmak üzere 2015 yılında TEİAŞ bünyesinden ayrılarak Enerji Piyasaları İşletme A.Ş. (EPİAŞ) bünyesine dahil edilmiştir. TETAŞ ve EÜAŞ, 9 Temmuz 2018 tarihinde EÜAŞ çatısı altında birleştirilmiştir.

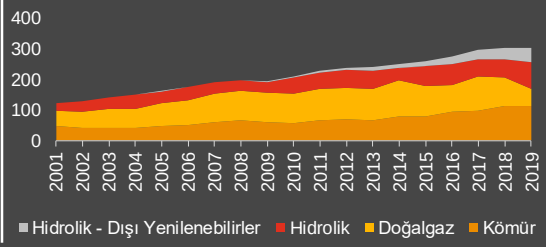
Piyasa Değer Zinciri

Üretim → İletim → Toptan Satış → Dağıtım → Perakende

Üretim

Elektrik üretimi, üretim lisansına sahip serbest elektrik üretim şirketleri ve kamu kuruluşları tarafından gerçekleştirilebilmektedir. EÜAŞ, kamu sektörüne ait elektrik üretim santrallerinin sahibi ve işletmecisi olarak faaliyet göstermektedir. Toplam kurulu güç, Haziran 2020 itibarıyla **91,5 GW** olarak gözlemlenmiştir.

Kaynak Bazında Elektrik Üretimi (TWh)



İletim

İletim Hattı Uzunluğu
62.636 km (2019)

İletim Hattı Kayıpları
%2,15 (2019)

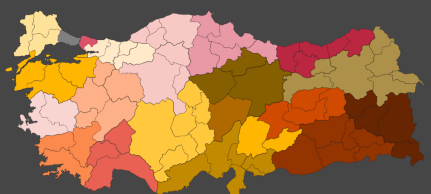
TEİAŞ, elektrik iletim ağının faaliyetleri, bakımı ve onarımından sorumludur. Aynı zamanda, elektrik dengeleme piyasasının ve yan hizmetler piyasasının işletilmesini de üstlenmektedir.

Toptan Satış

Serbest elektrik üreticileri ve kamu kuruluşları toptan satış faaliyetleri gerçekleştirebilmektedir. EÜAŞ (Temmuz 2018'de TETAŞ ile birleşmesinden sonra), piyasadaki oyunculara toptan elektrik satışını gerçekleştiren kamu kuruluşu olarak faaliyet göstermektedir.

Başlıca Piyasa Oyuncuları:

- EÜAŞ
- EPİAŞ
- Özel Toptan Satış Şirketleri
- Tezgah Üstü (OTC) Piyasalar



21 Dağıtım Bölgesi

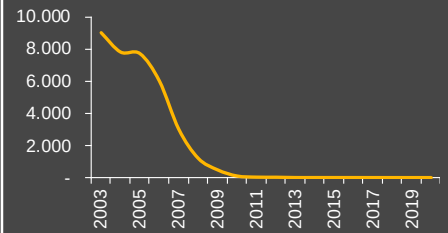
Dağıtım

Dağıtım şebekeleri, 36 kW'ın altında elektriğin kısa mesafelere (düşük ve orta voltajda) taşınması olarak tanımlanmaktadır. Dağıtım sektörü 2013'ten itibaren 21 özelleştirilmiş dağıtım bölgesinden oluşmaktadır. Özel dağıtım şirketleri, dağıtımdan sorumlu kamu şirketi olan TEDAŞ ile olan sözleşmeleri doğrultusunda faaliyet göstermektedir.

Perakende

Perakende, nihai tüketicilere elektriğin satılması faaliyeti olarak nitelendirilmektedir. Lisans sahibi şirketler, dağıtım bölgesi kısıtlamaları olmadan kullanıcılara elektrik satışı gerçekleştirebilmektedir. Görevli tedarik şirketleri, serbest tüketici hakkını kullanmayan tüketicilere ulusal tarife üzerinden elektrik enerjisi sağlamakla yükümlüdür, serbest tüketici limitini (1.400 kWh) aşan tüketiciler ise tedarikçilerini seçme hakkına sahiptir.

Serbest Tüketici Limiti, (kWh)



Kaynak: EPDK, TEİAŞ, EPİAŞ

Elektrik piyasasının düzenlenmesi ve işletilmesinden sorumlu çeşitli devlet kurumları bulunmaktadır

Elektrik Piyasası Kamu Kuruluşları

ETKB

Strateji ve Politika Merkezi

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, enerji politikalarının belirlenmesi ve faaliyete geçirilmesinden sorumlu ana kamu kurumudur.

EPDK

Bağımsız Düzenleyici

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, elektrik, doğalgaz ve sıvılaştırılmış petrol gazı piyasalarının düzenlenmesinden ve denetlenmesinden sorumludur.

TEİAŞ

İletim Sorumlusu

Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi, elektrik iletim ağının faaliyeti, bakımı ve onarımından sorumludur. Aynı zamanda, enerji dengeleme piyasasının ve yan hizmetler piyasasının işletmesini de üstlenmektedir.

EÜAŞ

Kamu Üretim Faaliyetleri

Elektrik Üretim Şirketi, kamuya ait elektrik üretim santrallerinin faaliyetlerinden sorumludur, ayrıca Temmuz 2018'den sonra TETAŞ'ın (EÜAŞ ile birleşen elektrik toptan satış şirketi) toptan satış ticareti sorumluluklarına da üstlenmiştir.

EPİAŞ

Piyasa İşletmecisi

Enerji Piyasaları İşletme Şirketi, gün öncesi, gün içi ve dengeleme güç piyasalarından sorumludur. EPİAŞ aynı zamanda serbest tüketicilere ilişkin faaliyetlerin yürütülmesinden de sorumludur. Şirket ayrıca 1 Nisan 2018 tarihinden bu yana spot doğalgaz piyasasının da faaliyetlerini yürütmektedir. Tüm sorumluluklarına ilaveten EPİAŞ; gerçek zamanlı, kapsamlı bir şekilde elektrik ve doğalgaz piyasalarına yönelik verilerin paylaşıldığı EPİAŞ Şeffaflık Platformu'nu da yönetmektedir. Bu platform piyasada şeffaflık sağlarken tüm piyasa oyuncularının eşdeğer ölçekte veriye erişebilmesini sağlamaktadır.

Düzenleme ve denetleme kurumlarının faaliyetlerine destek olan diğer kamu kuruluşları da bulunmaktadır. Bu kurumların faaliyetleri, ülkede tüketilen elektriğin yarısından fazlasının üretimine destek olmaları nedeniyle büyük önem arz etmektedir

Elektrik Piyasası Yardımcı Kamu Kuruluşları

BOTAŞ — Petrol & Doğalgaz Ticareti ve Boru Hatlarının İşletilmesi

- Ham petrol taşımacılığının yanı sıra doğalgazın taşınması, dağıtımı, ithalatı, depolanması, pazarlanması, ticareti ve ihracatından sorumludur.
- **Doğalgaz kombine çevrim santralleri, Haziran 2020 itibarıyla toplam kurulu gücün %28'ini oluşturmaktadır.**

Yerli Kömür Madenciliği ve Yerli Kömürün İşlenmesi

- Linyit, asfaltit, bitümlü şist, turba vb. enerji kaynaklarının madenciliği ve işlenmesinden sorumludur.
- **Yerli kömür santralleri, Haziran 2020 itibarıyla toplam kurulu gücün yaklaşık %11'ini oluşturmaktadır.**

Yerli Taşkömürü Arama, Madenciliği ve Pazarlama

- Yerli taşkömürü arama, madencilik ve pazarlama faaliyetlerinden sorumludur.

Yerli Kömür Rezervlerinin Analizi ve Araştırılması

- Madencilik sektörünün geliştirilmesi amacıyla altyapı hizmetleri ve veri akışı sağlayan araştırma kuruluşudur.

Su Kaynakları Planlaması ve Yönetimi

- Su kaynaklarını denetleme, planlama ve koruma faaliyetlerinden sorumludur.
- **HES'ler, Haziran 2020 itibarıyla toplam kurulu gücün yaklaşık %31'ini oluşturmaktadır.**

Kaynak: TEİAŞ

Elektrik piyasası, doğalgaz ve LPG piyasasıyla ilişkili olanlar da dahil olmak üzere, temel yedi kanun ve ilgili yönetmelikler üzerinden denetlenmektedir

Temel Mevzuatlar

No: 6446 Elektrik Piyasası Kanunu

Elektrik piyasasının belirleyici hükümlerini içeren kanundur. Kanunun belirtilen amacı, özel hukuk hükümleri uyarınca ve bunlara tabi olarak rekabetçi bir ortamda faaliyet gösteren mali açıdan sağlam, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik piyasasının kurulmasını ve bu pazarın aynı zamanda, tüketicilere yeterli miktarda, kesintisiz, düşük maliyetli, çevre dostu elektrik sağlamasını, piyasanın bağımsız olarak düzenlenmesini ve denetlenmesini sağlamaktır. Bu kanun, elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı, toptan ve perakende satışı, ithalat ve ihracatı, piyasa işletimi ve bu tür faaliyetlerde bulunan tüm gerçek ve tüzel kişilerin hak ve yükümlülükleri dahil olmak üzere elektrik piyasasının tüm bölümlerini kapsamaktadır.

No: 5346 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına ilişkin Kanun

Bu kanun, yenilenebilir enerji kaynaklarının korunmasına ilişkin usul ve esasları ve bu kaynaklardan üretilen enerjinin belgelendirilmesini ve kullanılmasını kapsayan ana mevzuatın bir parçasıdır. Kanunun belirtilen amacı, elektrik enerjisi üretmek için yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını yaygınlaştırmak, bu kaynaklardan güvenli, ekonomik ve nitelikli bir şekilde yararlanmak, enerji kaynaklarının çeşitliliğini artırmak, sera gazı emisyonlarını azaltmak, atık ürünleri değerlendirmek, çevreyi korumak ve bu hedefleri gerçekleştirmek için ilgili imalat sanayilerini geliştirmektir.

Diğer Mevzuatlar ve Yönetmelikler

- **No: 2827** Çevre Kanunu
- **No: 5710** Nükleer Enerji Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi ve Enerji Satışı Kanunu
- **No: 5627** Enerji Verimlilik Kanunu
- **No: 4646** Doğalgaz Piyasası Kanunu
- **No: 5307** Sıvılaştırılmış Petrol Gazları (LPG) Piyasası Kanunu
- **No: 6446** Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği

Kaynak: EPDK, Çevre ve Şehircilik Bakanlığı

ETKB tarafından hazırlanan 2019-2023 Stratejik Planı içerisinde enerji piyasasının gelişimine katkıda bulunmak üzere belirlenmiş 7 stratejik ana hedef ön plana çıkmaktadır

Enerji sektörüne yönelik politikalar aşağıdaki 7 ana hedefte özetlenmiştir:

1. Sürdürülebilir Enerji Arz Güvenliğini Sağlamak
2. Enerji Verimliliğini Önceliklendirmek ve Artırmak
3. Kurumsal ve Sektörel Kapasiteyi Güçlendirmek
4. Enerji ve Tabii Kaynaklarda Bölgesel ve Küresel Etkinliği Artırmak
5. Enerji ve Tabii Kaynaklar Alanında Teknoloji Geliştirme ve Yerlileştirme
6. Enerji Piyasalarında Öngörülebilirliği Artırmak
7. Sürdürülebilir Madencilik ile Üretim Kapasitesini Artırmak

Kaynak: ETKB

7 ana hedefin, 31 alt hedef ve bu hedeflere ilişkin 131 performans göstergesi ile altı aylık ve yıllık periyotlarla takip edilmesi tasarlanmıştır.

Hedef Gelişim Alanları

1 Sürdürülebilir Enerji Arz Güvenliğini Sağlamak

- ✓ Yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu güç içerisindeki oranının **%65** seviyesine yükseltilmesi
- ✓ Nükleer enerjinin arz kaynakları arasına dahil edilmesi
- ✓ Doğalgaz ve elektrik piyasasının güçlendirilmesini sağlamak

2 Enerji Verimliliğini Önceliklendirmek

- ✓ Elektrik ve doğalgazda talep tarafı katılımı uygulamasına yönelik piyasa altyapısı oluşturmak
- ✓ Elektrikli araçlara yönelik enerji sistemi planlanması

5 Teknoloji Geliştirme ve Yerlileştirme

- ✓ Enerji ve tabii kaynaklar alanında kullanılan ekipmanda yerli üretim oranını artırmak
- ✓ Stratejik önem arz eden Ar-Ge projelerinin artırılması ve desteklenmesi

7 Madencilik ile Üretim Kapasitesini Artırmak

- ✓ Ülkenin maden rezerv potansiyelinin araştırılmaya ve ortaya çıkarılmaya devam edilmesi
- ✓ Sanayi projeleri ile kritik madenlerin ekonomiye kazandırılması

Sürdürülebilir Enerji Arz Güvenliğini Sağlamak

Yerli ve Yenilenebilir Enerjinin Payını Artırmak

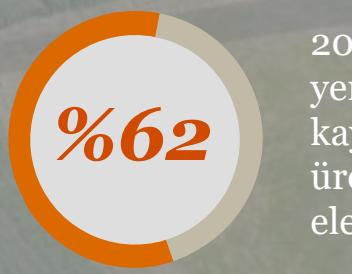
Yenilenebilir enerji kaynaklarının üretim içindeki payının artırılması, devletin enerji politikasının önemli bir parçasını oluşturmaktadır.

Bu amaçla YEKDEM (Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması), 2011 yılından itibaren uygulanmaktadır. Bu mekanizma piyasa oyuncularına yenilenebilir enerji kaynaklarına yatırım için çeşitli teşvikler sağlamaktadır:

- ✓ Devletten YEKDEM kapsamında ABD Doları bazında satın alım tarifesi üzerinden on yıllık satın alım garantisi,
- ✓ Yerli aksam kullanan santraller için beş yıl boyunca ek katkı desteği,
- ✓ 5 MW'dan düşük kurulu güce sahip santrallerin lisanslama sürecinden geçmeden (lisanssız üretim) YEKDEM'e katılabilmesi.

YEKDEM kapsamında sunulan mevcut satın alım tarifesi Kasım 2020'de yeni yatırımlar için devreden kalkacaktır, ancak yeni bir satın alım tarifesi için değerlendirmeler devam etmektedir. Ayrıntılar şu anda belirsiz olsa da, yeni tarifenin ABD Doları bazlı olmak yerine TL bazında olacağı öngörülmektedir.

Ek olarak, büyük ölçekli yenilenebilir enerji yatırımları için açık artırma temelli bir destek mekanizması olan YEKA uygulanmaya başlamıştır. YEKA mekanizması, proje geliştirme sürecinde yatırımcılara avantajlar getirdiği gibi, yerli üretim ve Ar-Ge gelişiminde de rol oynamaktadır.



2019 yılında yerli enerji kaynaklarından üretilen elektriğin payı

Türkiye'deki elektriğin önemli bir kısmı ithal enerji kaynakları aracılığıyla üretilmektedir. İthal enerji kaynaklarına (doğalgaz ve ithal kömür) duyulan bağımlılığı azaltmak amacıyla, ülkenin enerji politikasının temel hedeflerinden biri, elektrik üretiminde yerli kaynakların kullanımını artırmaktır. Bu yöntem ile dış ticaret açığının azaltılması hedeflenmektedir.

ETKB’nin Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı ve 2019-2023 Stratejik Planı, 2023 yılına kadar yenilenebilir enerjiye dair hedefleri ortaya koymaktadır. Bu belgelere göre, kısa ve orta vadede elektrik kurulu gücüne en önemli katkının güneş ve rüzgar teknolojileri aracılığıyla gerçekleştirilmesinin planlandığı anlaşılmaktadır

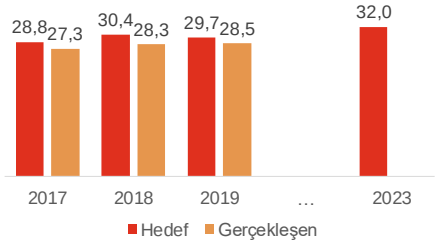
Aralık 2014'te yayımlanan Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı, ülkenin 2013-2023 yılları arasında yenilenebilir enerji gelişimi konusunda hedeflerini kapsamlı olarak içermektedir. Eylem planına göre, rüzgar, güneş ve hidrolik gibi yenilenebilir kaynakların kurulu gücünde ciddi bir artış olması hedeflenmektedir.

Eylem planı 2014 yılının sonlarında yayımlanmıştır. 2019-2023 dönemlerine yönelik ETKB’nin hazırladığı Stratejik Plan'da 2019 ve sonrasına dair açıklanmış hedefler, 2014 ve 2019 yılları arasındaki gerçekleşmeler ve önümüzdeki döneme etki edecek güncel gelişmeleri de dikkate alması açısından; daha gerçeğe yakın beklentileri ifade etmektedir.

Günümüzde ülkenin potansiyel hidrolik enerji kapasitesinin önemli bir kısmından yararlanılmaktadır. İlerleyen dönemlerde yenilenebilir kurulu güç kapasite artışlarının rüzgar ve güneş enerji kaynaklarından gelmesi beklenmektedir

Hidrolik

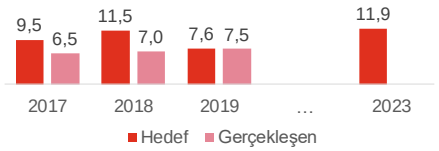
Kurulu Güç (GW)



Türkiye'nin hidrolik kaynakları, diğer yenilenebilir enerji türlerine kıyasla daha yaygın ve verimli bir şekilde kullanılmaktadır. Mevcut kapasitenin önemli bir bölümünün kullanılmasından ötürü ilerleyen dönemlerde sınırlı kurulu güç kapasite artışları öngörülmektedir.

Rüzgar

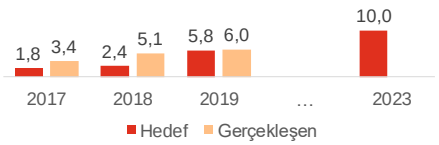
Kurulu Güç (GW)



Türkiye'nin yüksek oranda yararlanılmayan rüzgar enerjisi potansiyeli bulunmaktadır. 2023 hedefi, kullanılmayan kapasitenin belirli bir kısmının devreye alınmasını öngörmektedir.

Güneş

Kurulu Güç (GW)

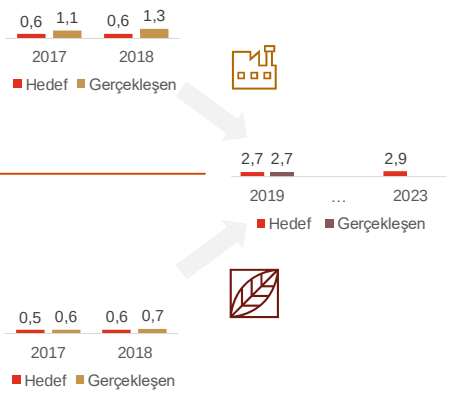


Güneş enerjisi, özellikle çok sayıda küçük ölçekli lisanssız proje sayesinde en hızlı büyüyen alanlardan birisi olmuştur. Kurulu güç hedefleri; GES yatırım maliyetlerinin düşmesi, artan verimlilik ve YEKDEM kapsamında sunulan satın alım tarifesinin piyasa fiyatlarının üzerinde olması sebebiyle 2019 yılında önemli ölçüde aşılmıştır.

Jeotermal

Biyokütle

Kurulu Güç (GW)



En güncel kurulu güç hedefleri 2019-2023 dönemlerini kapsayan Stratejik Plan'da paylaşılmaktadır. Bu dokümanda Jeotermal ve Biyokütle hedefleri 2019-2023 dönemlerinde konsolide edilmiştir.

Ülkede bulunan jeotermal kaynaklar, turizm, ısıtma ve endüstriyel kullanım için yaygın olarak kullanılan düşük-orta entalpi bölgeleridir ve kaynakların %10'u elektrik üretimi için kullanılabilmektedir. Mevcut kapasitesiyle Türkiye dünyada jeotermal enerji potansiyeli en yüksek ülkeler arasına girebilmektedir.

Biyokütle teknolojisi, güneş ve rüzgar ile çalışan yenilenebilir enerji kaynaklarına göre bugüne kadar yatırımlar açısından daha az tercih edilmiştir.

*2017-2018 dönemlerine ait hedefler, 2014 yılında yayınlanan Türkiye'nin Yenilenebilir Enerji Eylem Planı'ndan derlenmiştir. ETKB tarafından yayınlanan ve 2019-2023 dönemlerini kapsayan Stratejik Plan, 2019-2023 yıllarına ait hedeflerini güncellemiştir.

Kaynak: Türkiye Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı, EPDK

Sürdürülebilir Enerji Arz Güvenliğini Sağlamak

Nükleer Enerji Alanında Yapılan Yatırımlar

Türkiye'nin ilk nükleer santrali olması planlanan Akkuyu Nükleer Enerji Santrali projesi sayesinde ülkenin ithal enerji kaynaklarına bağımlılığının azaltılması amaçlanmaktadır.

Santralin tamamlanması için hedef tarih 2023 olarak belirlenmiştir, ancak mevcut gelişmeler, inşaatın tamamlanma tarihinin ertelenebileceğine işaret etmektedir. Akkuyu NES'in ilk ünitesinin 2027 yılında işletmeye alınacağı, santralin tüm ünitelerinin işletmeye alınma sürecinin ise 2030 yılında tamamlanacağı öngörülmektedir.

EÜAŞ, santralin üretiminin önceden belirlenmiş bir kısmını sabit bir fiyattan belli bir süreliğine satın alacağını taahhüt etmiştir. Üretimin kalanının spot piyasada satılacağı ve piyasa fiyatlarına doğrudan etkisi olacağı öngörülmektedir. Nükleer enerji santrallerinin düşük maliyetleri nedeniyle, Akkuyu'nun faaliyetlerine başlamasının piyasa fiyatları üzerinde aşağı yönlü bir baskı uygulayacağı beklenmektedir.

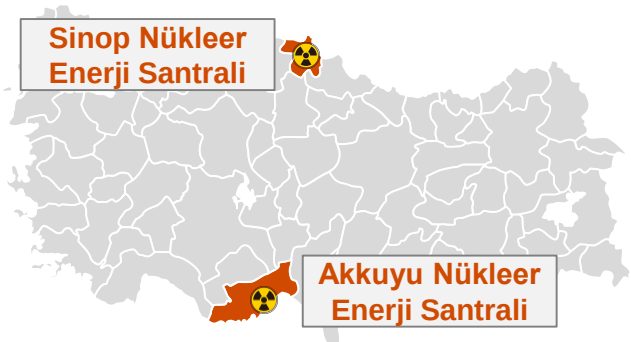
Türkiye'nin nükleer enerji üretimine yönelik hedefleri 1960'lı yıllardan bu yana enerji politikaları içerisinde bulunmaktadır

TÜRKİYE ATOM ENERJİSİ KURUMU

Nükleer enerjinin üretim kaynakları arasına dahil edilmesi, son yıllarda enerji politikasının temel hedeflerinden biri haline gelmiştir.

1956 yılında kurulan **Atom Enerjisi Komisyonu**'nun adı, 1982'de **Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (TAEK)** olarak değiştirilmiştir. Kurum, ülkedeki **nükleer enerji kanunlarından ve düzenlemelerinden** sorumlu temel kuruluş olarak faaliyet göstermektedir.

Türkiye'de nükleer enerji santrallerinin kurulmasına yönelik sonuç alınamayan çeşitli girişimlerden sonra 2006 yılında süreç yeniden başlatılmıştır. Nükleer Santrallerin İnşaatı ve İşletilmesi ve Enerji Satışı hakkındaki kanun 2007 yılında yürürlüğe girmiştir ve Akkuyu'da bir nükleer santralin inşaatı ve işletilmesi projesi için özel sektörden yatırımcılara davetler gönderilmiş ve teklifler alınmıştır



Nükleer Enerji Girişiminin Temel Amaçları:

1) **Akkuyu NES'in birinci ünitesinin 2023 yılında** devreye alınması

2) **Elektrik üretiminde nükleer enerji payının %10'a** çıkarılması

3) Ülkede nükleer enerji sektörünün yönetimi için **bağımsız bir düzenleme ve denetleme kurumunun** kurulması

4) Üniversitelerde **nükleer enerji programlarının** oluşturulmasının teşvik edilmesi

5) **Avrupa Nükleer Araştırma Merkezi (CERN)** ile işbirliği düzeyinin artırılması

6) **Türk firmalarının** nükleer enerji santrallerinin inşası konusundaki **teknik bilgilerinin** geliştirilmesi

7) Nükleer santrallerde kullanılacak **yerli uranyum ve toryum kaynaklarının** keşfedilmesi ve geliştirilmesi

Kaynak: TAEK

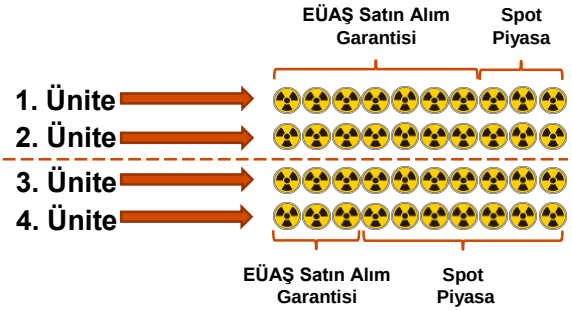
Türkiye’nin 2023 hedefleri arasında Akkuyu NES'in devreye alınması bulunmaktadır

Akkuyu ihalesinin 2009 yılında yeterli talep olmaması nedeniyle iptal edilmesinden sonra, Türkiye, Rusya ile doğrudan görüşmelere başlamıştır. Bu görüşmeler sonucunda, iki ülke arasında Akkuyu'da **4.800 MW** kurulu güç kapasiteli bir nükleer enerji santralinin inşası için anlaşma imzalanmıştır. Anlaşmaya göre Akkuyu’nun inşaatının **2023** yılına kadar tamamlanması beklenmektedir.

Akkuyu imzasının öncesinde, 2013 yılında Sinop'ta **4.480 MW** kurulu güç kapasiteli bir elektrik santralinin inşası için Fransız-Japon konsorsiyumu ile bir anlaşma daha imzalanmıştır ve projenin 2027 yılında tamamlanması hedeflenmiştir. Ancak projenin mevcut durumu ve oluşan belirsizlikler göz önünde bulundurulduğunda, öngörülebilir gelecekte projenin tamamlanması olası gözükmemektedir.

Kaynak: EÜAŞ

Akkuyu için Satın Alım Garantileri



Türkiye ve Rusya arasındaki uluslararası anlaşmaya göre, TETAŞ (günümüzde EÜAŞ), Akkuyu Enerji Santrali’nin **ilk iki ünitesinin üretiminin %70’ini, üçüncü ve dördüncü ünitelerin üretiminin %30’unu 123,5 ABD Doları/MWh fiyatından** satın alacaktır. Bu alım garantisi, her bir ünitenin işletmeye alınmasını takip eden **15 yıllık** süre için geçerlidir.

Sürdürülebilir Enerji Arz Güvenliğini Sağlamak

Yerli Fosil Yakıtların Kullanımının Artırılması

Türkiye'deki fosil yakıt rezervlerin büyük bir çoğunluğu linyitten oluşmaktadır. Yerli linyit kaynaklarının elektrik üretimi için daha yoğun ve verimli bir şekilde kullanılması, dışa bağımlılığı azaltmak adına enerji politikasının önemli bir unsuru olarak ön plana çıkmaktadır.

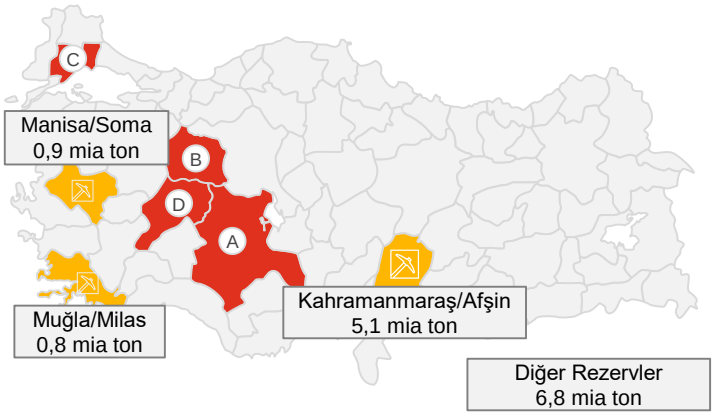
Yerli fosil yakıtların kullanımının artırılması doğrultusunda birçok yerli linyit sahasının enerji santrali kurulumu koşuluyla özelleştirilmesi hedeflenmektedir.

Elektrik üretiminde yerli kömür kullanımının teşvik edilmesi ve artırılmasına yönelik politikalara son dönemde daha fazla ilgi gösterilmekte ve yoğunluk verilmektedir. Bu politikalar doğrultusunda yeni kömür rezervlerinin keşfedilmesi de hedeflenmektedir. 2005-2019 yılları arasında toplam 24 kömür sahası keşfedilmiştir

Yüksek Planlama Kurulu tarafından 2009 yılında yayımlanan Elektrik Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi, elektrik üretimi için ülkedeki neredeyse tüm linyit ve taşkömürü kaynaklarının 2023 yılına kadar aktif olarak kullanılmasını hedeflemektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, bu amaç doğrultusunda yerli kömür üretimini teşvik etmenin alternatif yolları üzerinde çalışmaktadır. Yeni yerli kömür arama çalışmaları sonucunda ülkede birçok kömür yatağı keşfedilmiştir.

2019 yılında yerli kömür üretimi 101,5 milyon ton olarak gerçekleşmiştir.

Ülkede keşfedilmiş 19,3 milyar ton linyit rezervi bulunmaktadır



*Yeni Keşfedilen Kömür Sahaları**

A Konya/Karapınar'da **1,8 Milyar ton**

B Eskişehir/Alpu'da **1,5 Milyar ton**

C Tekirdağ/Malkara'da **1,5 Milyar ton**

D Afyon/Dinar'da **0,9 Milyar ton**

** **2005-2019** yılları arasında toplam **24 kömür sahası** keşfedilmiştir. Yukarıda belirtilenler keşfedilmiş en büyük rezervlerdir.*

Kaynak: TKİ 2019 Yıllık Raporu

Yerli kömürün elektrik üretiminde kullanımının artırılması için alım garantileri, önemli kömür sahalarının özelleştirilmesi ve ithal kömürün vergilendirilmesi gibi düzenlemeler hayata geçirilmiştir

Satın Alım Garantileri

Türkiye'deki yerli kömür bazlı enerji santralleri için satın alım garantisi sağlanmaktadır. 2017 yılının sonu itibarıyla TETAŞ alım garantisinin tamamen veya kısmen yerli kömürle çalışan santraller için 2024 yılına kadar uzatılacağını açıklamıştır. Alım garantisi fiyatı, 2018 yılının birinci çeyreğinde **201,4 TL/MWh** olarak belirlenmiştir ve üçer aylık dönemler halinde enflasyona ve ABD Doları/TL kuruna endeksli olarak güncellenmektedir. Alım garantisi fiyatı, 2020 yılının üçüncü çeyreğinde yaklaşık **360 TL/MWh** seviyesinde gerçekleşmiştir.

Yerli Kömürün Teşviki

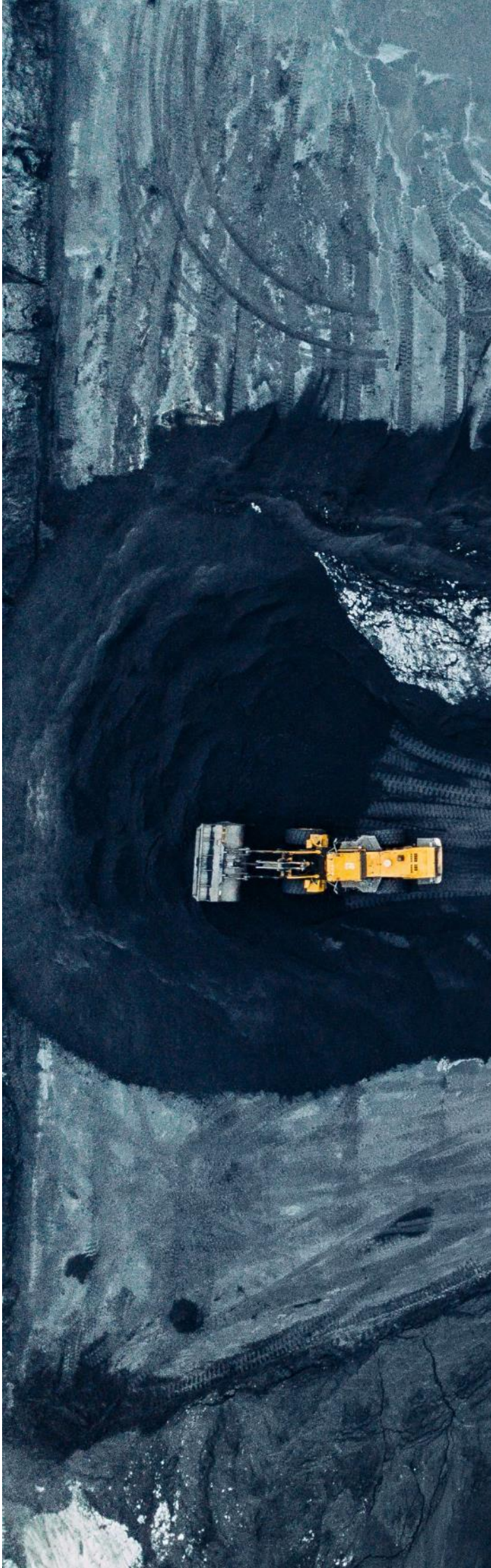
Yerli kömürün teşviki için oluşturulan eylem planı kapsamında, sahada yerli kömürle çalışan elektrik santralleri inşa etme şartıyla yerli kömür sahalarının 30 yıllığına özelleştirilmesi planlanmaktadır.

Çayırhan maden sahası, rekabetçi bir ihale süreci sonucunda 2017 yılında bu yöntemle özelleştirilmiştir. Gelecek dönemlerde saha üzerinde kurulması planlanan elektrik santrali için **1,1 milyar ABD Doları** tutarında bir yatırımın gerçekleşmesi beklenmektedir. Satın alma sözleşmesinin **15 yıl** süreceği öngörülmektedir.

İthal Kömürün Vergilendirmesi

Ülkede ithal kömür kullanımını azaltmak amacıyla 2016 yılında ithal kömür üzerine ton başına **15 ABD Doları** tutarında ek vergi getirilmiştir. Bu vergi sistemi daha sonra ICE Rotterdam Future endeksindeki kömür fiyatlarını dikkate alan ve endeksteki kömür fiyatı ile **70 ABD Doları** arasındaki fiyat farkını ithalat fiyatı üzerine vergi olarak yansıtan bir yönteme evrilmiştir. Bu şekilde ithal edilen kömürün maliyetinin belli bir seviyede tutulması hedeflenmektedir.

Kaynak: EÜAŞ, EPDK



Sürdürülebilir Enerji Arz Güvenliğini Sağlamak

Yeni Doğal Kaynakların Aranması

Türkiye'nin enerji arzında sürdürülebilirliği sağlamaya yönelik stratejisinin bir parçası olarak, Karadeniz ve Akdeniz'de 1970'lerden bu yana deniz sondaj çalışmaları gerçekleştirilmektedir. Bu çalışmaların sonucunda Fatih sondaj gemisi, Karadeniz bölgesinde 320 milyar metreküp doğalgaz rezervine sahip Sakarya Gaz Sahası'nı keşfetmiştir. Sakarya Doğalgaz Sahası'nda keşfedilen gazın 2023 yılında kullanılmaya başlanması beklenmektedir.

Sakarya Gaz Sahası'nın keşfi 2020 yılı Ağustos ayı içerisinde kamuya açıklanmıştır ve sahaya ilişkin kamuya açık kaynaklarda sınırlı bilgi mevcuttur. İlerleyen dönemlerde arama ve inceleme faaliyetlerinin sonucunda Sakarya Gaz sahasının potansiyeli konusunda yetkililer tarafından daha detaylı bilgilerin paylaşılması beklenmektedir.

45 Milyar m^3 (2019)	0,5 Milyar m^3 (2019)	12 milyar ABD Doları (2019)
Türkiye'nin Yıllık Doğalgaz Tüketimi	Türkiye'nin Yıllık Doğalgaz Üretimi	Yıllık İthal Edilen Doğalgazın Maliyeti

Kaynak: MAPEG, GAZBİR, EİGM, Anadolu Ajansı

Türkiye'nin Hidrokarbon Kaynakları Arama Faaliyetlerinin Tarihçesi

1970

Ülkede ilk derin deniz sondaj çalışmaları başladı.

2004

Türkiye Petrolleri Anonim Şirketi'nin hidrokarbon arama faaliyetleri yoğunlaştı

2004-2019

15 yıllık dönem boyunca 142 bin km iki boyutlu, 38 bin kilometre üç boyutlu sismik veri toplandı

2013

Barbaros Hayrettin Paşa ve MTA Oruç Reis gemilerinin sismik araştırma faaliyetleri hız kazandı

2020

Fatih sondaj gemisi, Karadeniz kıyılarındaki Tuna-1 bölgesinde derin deniz sondajına başladı.

Sürdürülebilir Enerji Arz Güvenliğini Sağlamak

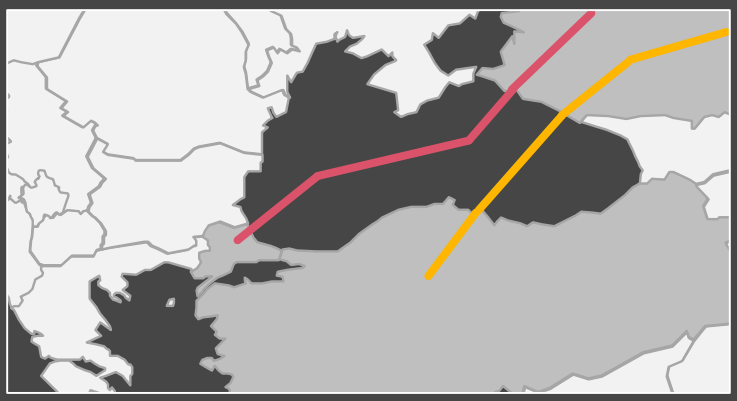
Doğalgaz Dağıtım Altyapısının Geliştirilmesi

TürkAkım Projesinin Devreye Girmesi

Ocak 2020'de tamamlanan TürkAkım boru hattı projesi, Rusya'nın doğalgaz rezervlerini Mavi Akım'a paralel şekilde Karadeniz'den Türkiye'nin dağıtım ağına bağlamaktadır.

İthal edilen doğalgaz, her biri 15,75 milyar metreküp kapasiteli iki ayrı boru hattına bağlı olan Kıyıköy'den Türkiye hattına bağlanmaktadır. Birinci boru hattı Türkiye'nin iç talebine yönelik arz sağlarken ikinci hat Güney Avrupa'ya doğalgaz transferi gerçekleştirecektir.

İnşaat halinde olan Balkan Akımı boru hattının tamamlanması ile Güney Avrupa'ya TürkAkım üzerinden doğalgaz ithalatı başlatılacaktır.



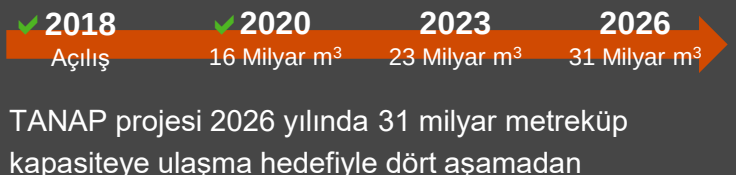
TürkAkım Mavi Akım

TANAP Projesinin Geliştirilmesi

Trans Anadolu Doğalgaz Boru Hattı Projesi (TANAP); Güney Kafkasya Boru Hattı (SCP) ile Trans-Adriyatik Boru Hattı'nı birbirine bağlamaktadır. Böylelikle Azerbaycan'da bulunan Şah-Deniz 2 sahasından Avrupa'ya doğalgaz arz edilecektir.

TANAP projesinin amacı, Türkiye'nin artan doğalgaz talebini karşılamak ve aynı zamanda Avrupa ülkelerine doğalgaz tedarik kaynaklarını çeşitlendirme fırsatı sağlamaktır.

Türkiye, Haziran 2018'deki açılışından itibaren TANAP üzerinden son iki yılda toplam 6 milyar metreküp doğalgaz ithal etmiştir. Önümüzdeki yıllarda toplam 16 Milyar m^3 kapasitenin 6 Milyar m^3'ünü Türkiye'nin iç talebini karşılaması, kalan 10 Milyar m^3'ünün ise Avrupa'ya ithal etmesi beklenmektedir. Boru hattına yönelik yapılacak yatırımlar ile önümüzdeki yıllarda yeni kapasite artışlarının gerçekleşeceği tahmin edilmektedir.



TANAP projesi 2026 yılında 31 milyar metreküp kapasiteye ulaşma hedefiyle dört aşamadan oluşmaktadır.

TAP TANAP SCP

Kaynak: BOTAŞ, SOCAR

Enerji Verimliliğini Önceliklendirmek

Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planının Geliştirilmesi

Türkiye'de enerji talebi, özellikle artan nüfus ve hızlı ekonomik büyüme nedeniyle Avrupa'daki diğer ekonomilere kıyasla daha hızlı bir şekilde artmaktadır. Yerli kaynaklara dayalı enerji üretiminin de büyümesine rağmen, ülkenin ithal enerji kaynaklarına duyduğu bağımlılık devam etmektedir.

Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı'nın amacı, enerji kullanımının verimliliğini artırmaya yönelik bir dizi yatırım ile ülkedeki enerji talebinin azaltılmasıdır. Bu girişimle ülkenin ithal enerji kaynaklarına yönelik ihtiyacının düşürülmesi hedeflenmektedir. Bu girişim, 2033 yılına kadar **30 milyar ABD Doları (2017 fiyatlarına göre)** tutarında tasarrufa eşdeğer olan **86 milyon TEP** enerji tasarrufu sağlamayı amaçlamaktadır.

Enerji verimliliğinin artırılması, enerji politikasının önemli hedeflerinden biridir

Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı (UEVEP), 2017 yılının sonunda Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yayımlanmıştır.

Enerji verimliliği projeleri sonucunda öngörülen enerji tasarrufları ve parasal tasarruflar eylem planında belirtilmiştir.

2033 yılına kadar

Toplam Enerji Tasarrufları
86.369 bin TEP

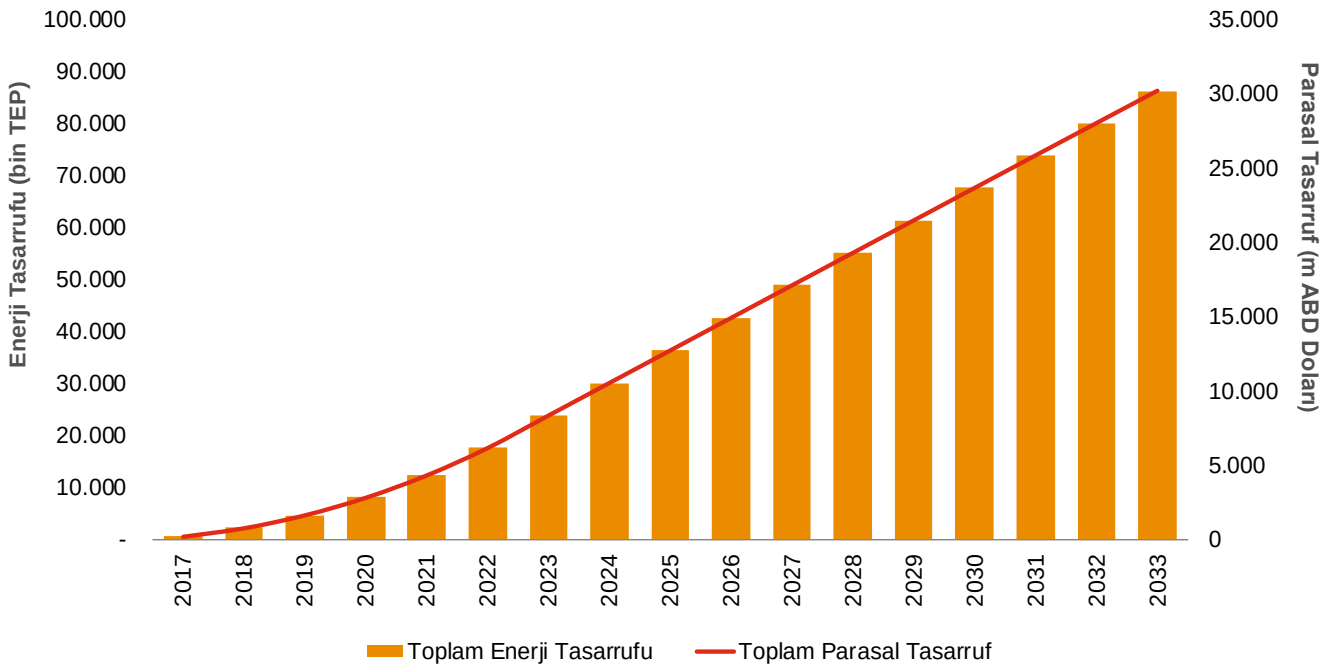
Toplam Parasal Tasarruflar
30 milyar ABD Doları

Eylem planı, 6 farklı kategoride 55 aksiyondan oluşmaktadır. Bu kategoriler aşağıda listelenmiştir.

1) Bina ve Hizmetler
2) Enerji
3) Ulaştırma
4) Sanayi ve Teknoloji
5) Tarım
6) Yatay Konular

Grafik 1

Eylem Planına göre Öngörülen Kümülatif Enerji ve Parasal Tasarruflar (2017-2033)



Kaynak: 2017 Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı

Enerji Verimliliğini Önceliklendirmek

Elektrikli Araçlara Yönelik Enerji Sistemi Planlanması

Türkiye'nin Otomobili Girişim Grubu (TOGG), yeni, yerli elektrikli bir otomobilin geliştirilmesi amacıyla 22 milyar TL'lik* yatırım gerçekleştirilecektir. Yerli otomobil, devlet desteği kapsamında aşağıdaki destek ve imtiyazlardan faydalanacaktır:

- Elektrikli araçlar için gerekli altyapının geliştirilmesi konusunda yatırımlar
- 30.000 adet yerli araç için alım garantisi
- KDV ve gümrük vergilerinden muafiyet

İlk yerli aracın üretiminin 2023 yılında tamamlanması beklenmektedir.

İsim	Tanımı
Yatırım Konumu	Bursa
Başlangıç Tarihi	30/10/2019
Yatırım Süresi	13 Yıl
Toplam Yatırım	22 Milyar TL*
Üretim Kapasitesi	Yıllık 175.000 Araç

*26 Aralık 2019 tarihinde yayımlanan Cumhurbaşkanı Kararı'nda öngörülen sabit yatırım tutarını ifade etmektedir.

Kaynak: TEHAD, TOGG

Türkiye'de elektrikli araç sayısının ilerleyen dönemlerde önemli ölçüde artması beklenmektedir. Ancak elektrikli araçların yaratacağı talebin toplam elektrik talebi içerisindeki payının orta vadede sınırlı olacağı öngörülmektedir

Elektrik ve hibrit araçların kullanımına ilişkin mevcut olarak sınırlı sayıda teşvik bulunmaktadır. 29 Ağustos 2020 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanan Cumhurbaşkanı Kararı ile yeniden düzenlenen ÖTV oranları dikkate alındığında normal ve hibrit araçlara uygulanan ÖTV oranlarının çok farklı olmadığı anlaşılmaktadır.

Sadece elektrikli motoru bulunan araçlarda uygulanan ÖTV oranları ise sektör ortalamasının oldukça altında olup, motor gücüne bağlı olarak, %3 ile %15 arasında değişmektedir.

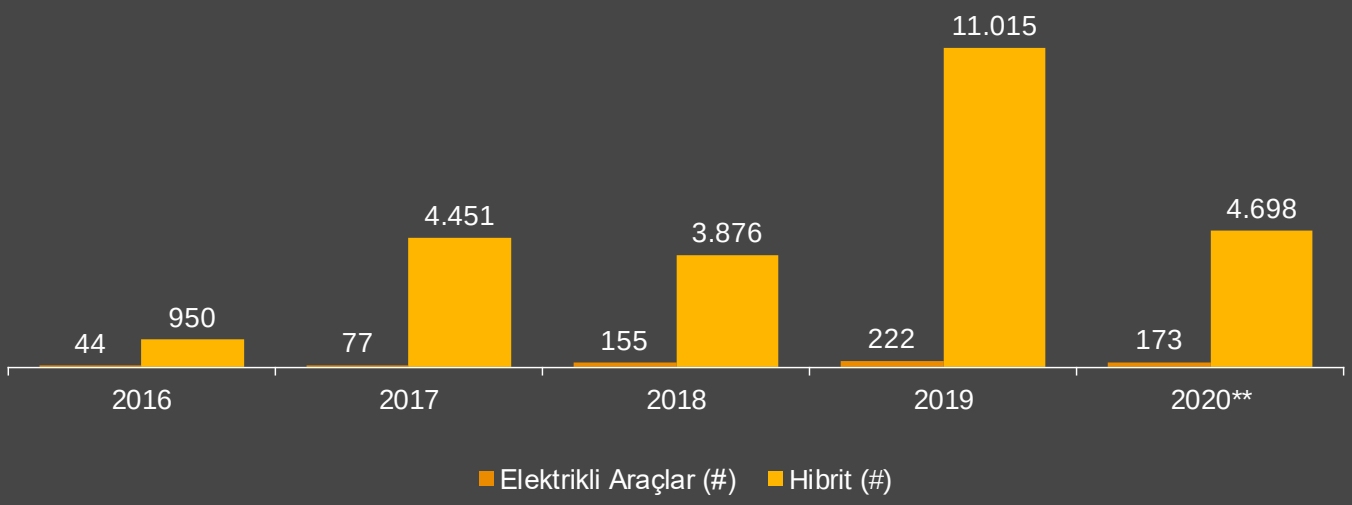
2017 yılı sonunda, elektrikli araç şarj istasyonları yatırımları ve işletmesi için gerekli prosedürleri ve standartları açıklayan yeni bir düzenlenme hazırlanmıştır. Yetkililerin yaptığı açıklamalara göre, Türkiye'de 2030 yılına kadar trafikte bir milyondan fazla elektrikli aracın bulunacağı öngörülmektedir.

Türkiye'de trafikte olan mevcut hibrit ve elektrikli araç sayıları, küresel rakamlarla karşılaştırıldığında, sınırlı seviyede kalmaktadır. Ancak ilerleyen dönemlerde TOGG'un öncülüğünde güçlü bir büyüme potansiyeli bulunmaktadır. 2023 üretim hedeflerinin gerçekleşmesi durumunda ülkedeki elektrikli araç sayısının hızlı bir şekilde artabileceği tahmin edilmektedir.

TOGG ve diğer marka elektrikli araçların yaygınlaşması, elektrikli araçların yaygın kullanımına uygun altyapı yatırımlarının gerçekleştirilmesi durumunda mümkündür. Gerekli altyapı çalışmalarının gerçekleştirilmesinde düzenleyici kuruluşların özel sektöre yönelik hazırlayacağı uzun dönem teşvikler ve düzenlemeler kilit rol oynamaktadır.

Grafik 2

Araç Satış Adetleri (2016-2020)



*Haziran 2020 itibarıyla toplam araç satışlarını ifade etmektedir.

Kaynak: TEHAD

Enerji Verimliliğini Önceliklendirmek

Talep Tarafı Yönetimi

Talep Tarafı Yönetimi nedir?

Talep tarafı yönetimi, elektrik arz ve talebini dengelemeyi ve tüketim modelini değiştirmeyi amaçlayan bir terimdir. Bu amacın yerine getirilmesi için elektrik üretim kapasitesini kontrol etmek yerine talebi ayarlama veya kontrol altında tutma yoluna gidilir. Belirli saatler için talebin değiştirilmesinin, bu saatlerdeki arzın değiştirilmesinden çok daha az maliyetli olduğu bilinmektedir.

Talep tarafı yönetimi, enerji verimliliği programları, puant talep yönetimi ve talep katılımı gibi çeşitli yollarla uygulamaya koyulabilir.

Talep tarafı yönetimi uygulamaları ile tüketiciler de üretim santrallerine benzer şekilde dengeleme güç piyasasından ek gelir elde etmektedirler. Bu doğrultuda büyük tüketim tesisleri, sistem operatöründen aldıkları talimatla tüketimi azaltarak dengeleme güç piyasasına katılım sağlayabileceklerdir. Böylelikle, hem büyük tüketiciler tüketimlerini farklı zaman dilimine kaydırmak için teşvik alacak hem de iletim sistemi daha az maliyetli ve daha verimli çalışacaktır. Bu uygulama ile her iki taraf için de fayda yaratılacaktır.

Türkiye Piyasasında Potansiyel Uygulamaları

Şu anda, talep tarafı yönetimi Türkiye piyasasında yaygın olarak uygulanan bir hizmet olmamakla birlikte yakın gelecekte de uygulanması beklenmemektedir.

Enerji verimliliği yatırımlarının piyasada önemli bir etkiye sahip olmaya devam edeceği beklenmektedir. Bunun aksine, güncel durumda, etkili bir talep tarafı yönetim planının uygulamaya koyulması yakın gelecekte beklenmemektedir.

Uzun vadede ise elektrik talebindeki artış hızının yavaşlamasında enerji verimliliği uygulamalarının artmasının etkili olacağı düşünülmektedir.

Büyük elektrik tüketicilerinin dengeleyici güç piyasasına katılımlarına izin verilmesi durumunda, talep tarafındaki katılımcıları, dengeleme güç piyasasındaki rekabeti artıracaktır. Bu durumda termik santrallerin elde ettiği gelirin azalması beklenmektedir.

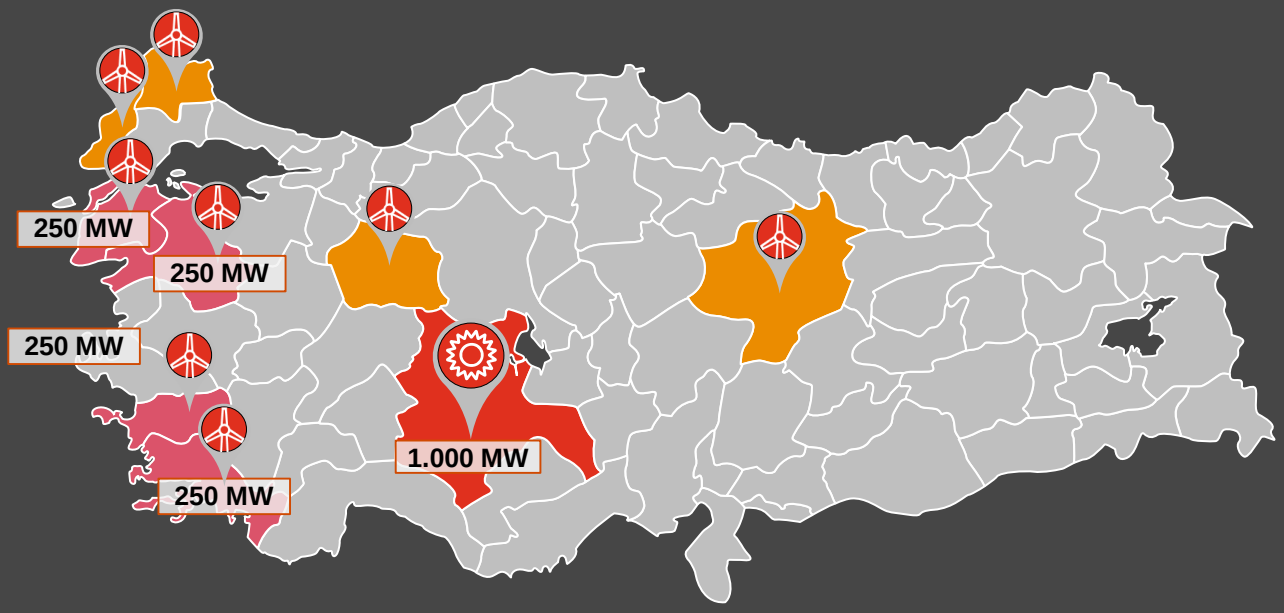
Talep Tarafı Katılım Hizmetleri Yönetmeliği Taslağı

Talep tarafı yönetimi, Yan Hizmetler Yönetmeliği kapsamında tanımlanan yan hizmetlerden biridir. Aralık 2019'da açıklanan taslak düzenleme ile ihale süreci dahil olmak üzere talep katılım hizmetlerine ilişkin detaylar belirlenmiştir. Taslak 15 Ocak 2020 tarihine kadar kamuoyunun görüşlerine açık bırakılmıştır. Ancak taslak yönetmeliğin ardından nihai düzenleme henüz yayınlanmamıştır. Taslak yönetmeliğe göre TEİAŞ önceden belirlenmiş dönemler için ihale açacak ve katılımcılar bu dönemler için TL/MW bazında teklif vereceklerdir. Ancak, bu sistem şu anda piyasada uygulanmamaktadır ve böyle bir uygulamanın ne zaman yürürlüğe gireceği bilinmemektedir. Mevcut yan hizmetler yönetmeliği, halihazırda uygulanmayan anlık talep kontrol hizmetlerine ilişkin bir bölüm de içermektedir.

Kaynak: EPDK

Teknoloji Geliştirme ve Yerlileştirme

Ar-Ge Projelerinin Artırılması ve Desteklenmesi



Tamamlanan ilk iki YEKA ihalesi, ihaleyi kazananların santral yapımında kullanılacak ekipmanların üretimi için sıfırdan bir üretim tesisi inşa etmesi yükümlülüğünü getirmektedir. Bu üretim tesislerinde teknoloji geliştirme yükümlülüğü olan Ar-Ge merkezleri de kurulmaktadır. YEKA ihalelerinde uygulanan yerli aksam oran zorunluluğu sayesinde yatırım içerisinde yerel teknolojinin ağırlığının artırılması ve yerel üreticilerin deneyim kazanmasının sağlanması hedeflenmektedir.

	YEKA GES-1	YEKA RES-1	YEKA RES-2
Konum	Konya - Karapınar	Edirne, Kırklareli, Sivas, Eskişehir	Aydın, Balıkesir, Çanakkale, Muğla
Tarih	20 Mart 2017	3 Ağustos 2017	30 Mayıs 2019
Kurulu Güç	1.000 MW	1.000 MW'a Kadar	1.000 MW (250 MW * 4)
Tavan Fiyatı	80 ABD Doları / MWh	80 ABD Doları / MWh	55 ABD Doları / MWh
Kazanan Teklif	69,9 ABD Doları / MWh	34,8 ABD Doları / MWh	35,3-45,6 ABD Doları / MWh
Kazanan Şirket	Kalyon*	Kalyon, Siemens Gamesa, Türkerler	Enerjisa - Aydın + Çanakkale Enercon - Muğla + Balıkesir
Satın Alım Garantisi Süresi	15 Yıl	15 Yıl	15 Yıl
Yerel Aksam Oranı	İlk 500 MW için %60, ikinci 500 MW için %70	%60	%55

* YEKA GES-1, Kalyon ve Hanwha konsorsiyumu tarafından kazanıldı. Hanwha 2019'un ortasında konsorsiyumdan ayrılmıştır.

Kaynak: ETKB

2

Elektrik Talebi Analizi

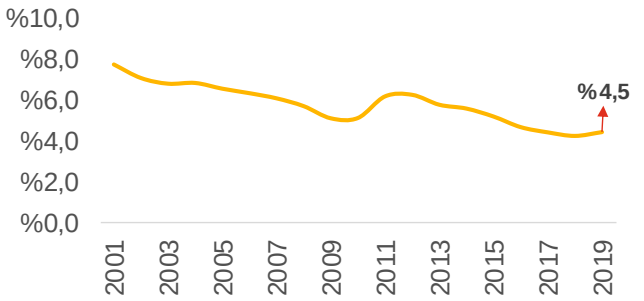
Elektrik piyasasındaki talep büyümesi, hızlı sanayileşme süreci ile birlikte 2000'li yılların ilk yarısında yüksek seviyelerde gerçekleşmiştir. Büyüme hızının 2000'li yılların ikinci yarısında, baz etkisinin de ortadan kalkmasıyla, azaldığı gözlemlenmektedir

Küresel ekonomik kriz öncesinde Türkiye'nin **2001-2008** arasında elektrik talebi yıllık olarak **%6,6** oranında büyümüştür. **2009** yılındaki küresel ekonomik kriz sonucunda ülkedeki elektrik talebi azalma göstermiştir. 2009 krizi sonrası talep artışının kriz öncesi seviyelere ulaşamadığı gözlemlenmektedir.

10 yıllık hareketli ortalama incelendiğinde ülkenin elektrik talebinin **hızlı büyüme** seviyesinden **orta - düzey** büyüme seviyesine doğru hareket ettiği gözlemlenmektedir.

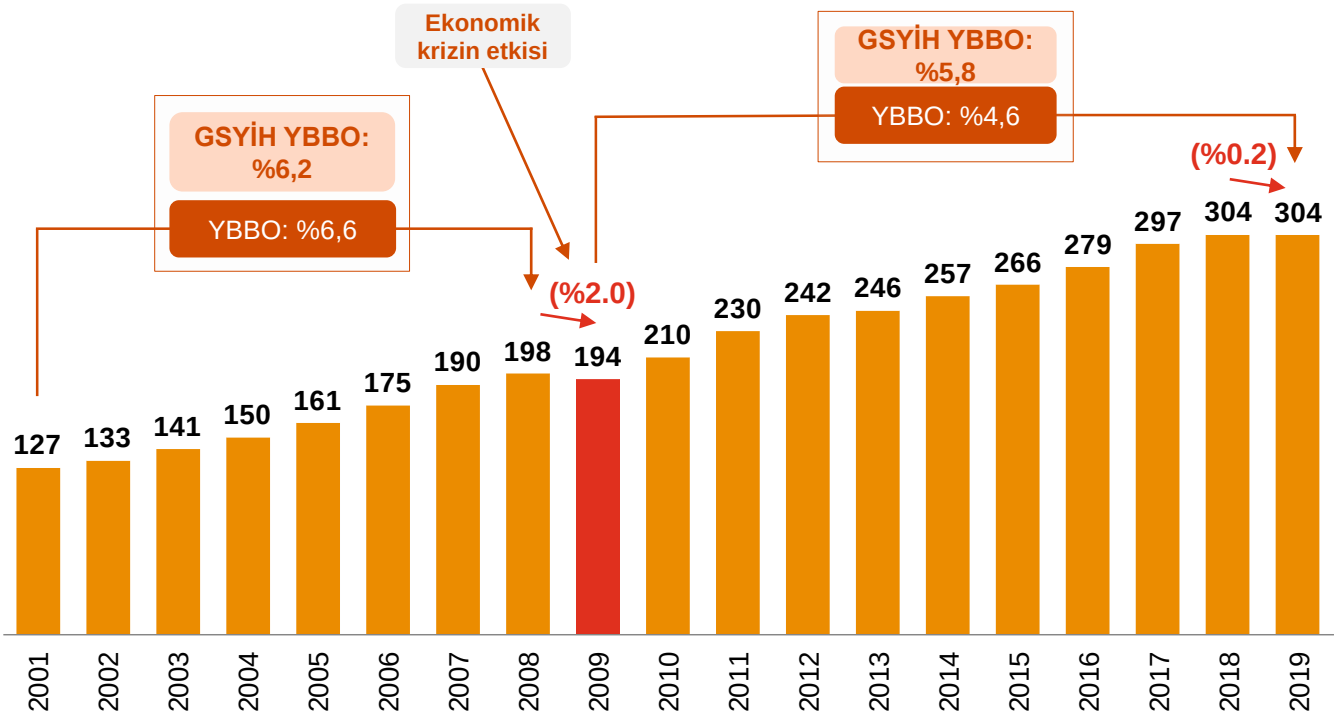
Grafik 3

Elektrik Talebinin 10 Yıllık Hareketli Ortalama Büyüme Oranı (2001-2019)



Grafik 4

Türkiye'de Elektrik Talebi (2001-2019, TWh)



Kaynak: EPİAŞ, EPDK

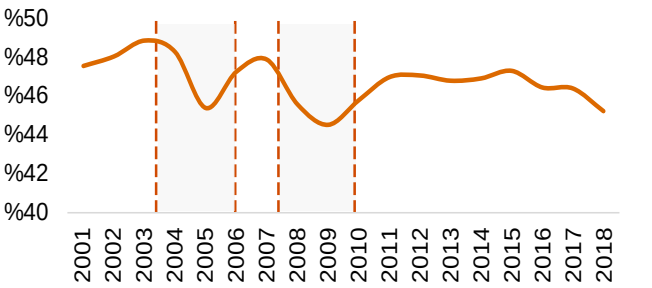
Elektrik talebi ve GSYİH arasındaki ilişki en çok sanayi sektörünün talebiyle ilişkilendirilmektedir. Bu ilişki, ekonomik durgunluk dönemlerinde sanayinin toplam talep içindeki payının azalması sonucu belirgin hale gelmektedir. Ancak son yıllarda bu oranın sabit kalması, talebi etkileyen farklı unsurların olabileceğine işaret etmektedir

Enerji kaynaklarında dışa bağımlılığı bulunan ülkelerde enerji talebi, gayrisafi yurtiçi hasıla (GSYİH) ile doğrudan ilişkilidir. Türkiye, doğalgaz arzının %99'unu ithal ederek karşılamaktadır (2019). Bu nedenle, ülkedeki elektrik üretiminin ortalama birim maliyeti, ithal edilen enerji kaynaklarının fiyat ve hacmiyle doğrudan ilişkilidir.

Sanayi üretimi için çok önemli bir girdi olan elektriğin üretiminde kullanılan ve ithal edilen enerji kaynaklarının fiyat veya arz güvenliğindeki dalgalanmalar, sanayi üretimi üzerinde etkili olabilir. Bu nedenle, sanayi sektörü talebinin yüksek oranda desteklediği elektrik talebi ve ekonomik büyüme arasında yüksek oranda bir korelasyon oluşmaktadır.

Grafik 5

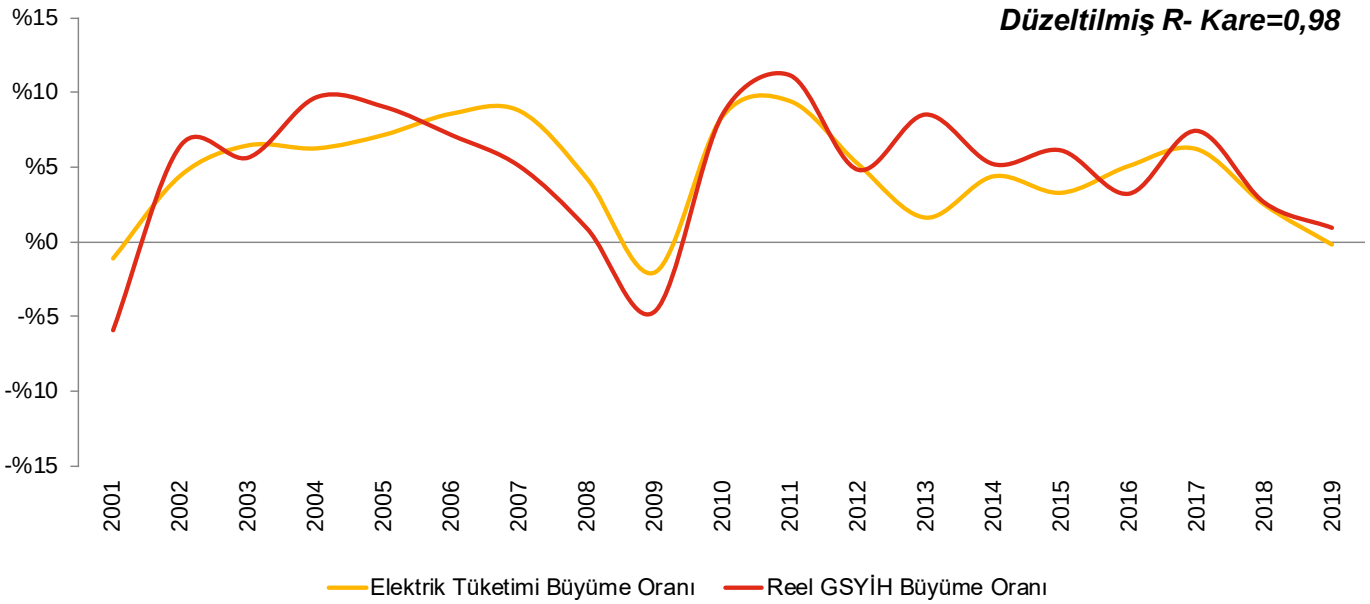
Sanayi Talebinin Payı, (2001-2018)



Sanayi sektörünün toplam talep içindeki payı küresel ekonomik kriz döneminde azalmıştır. Ancak kriz sonrasında talebin toplam içindeki payının sabit kalması, elektrik talebini belirleyen sanayi sektörü dışındaki kullanım alanlarının ağırlığını göstermektedir.

Grafik 6

Elektrik Talebi ve Reel GSYİH Büyümesi Arasındaki İlişki, (2001-2019)



Kaynak: TEİAŞ, TCMB

Net Elektrik Talebi

256 TWh	=	285 TWh	+	20 TWh	-	1 TWh	-	46 TWh	-	2 TWh
%84,4*		%93,7*		%6,5*		%0,2*		%15,1*		%0,6*
Net Talep (2018)		Özel + EÜAŞ Üretimi		Otoprodüktörler		Net İthalat/(İhracat)		İç Tüketim ve İletim Kaybı		Petrol Rafinerileri

Brüt Talep = 304 TWh (2018)

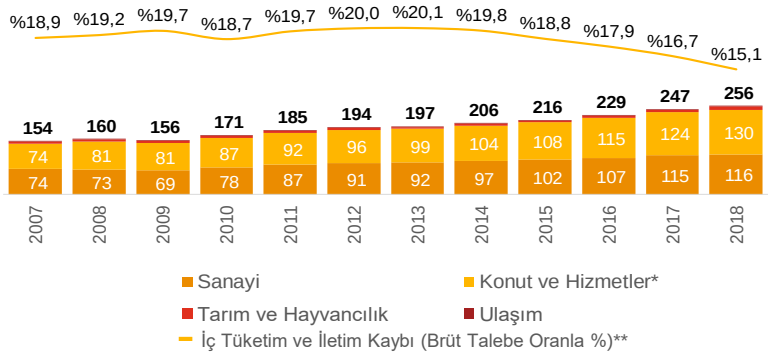
*Brüt Talebe oranını ifade etmektedir.

Türkiye'deki net elektrik talebinin büyük bir çoğunluğu sanayi kullanımından kaynaklanmaktadır. 2018 yılında toplam talebin %45,2'sini oluşturan sanayi elektrik kullanımı, 2007-2018 yılları arasında yılda ortalama %5,7 oranında büyümüştür.

Ulaşım ve tarım faaliyetleri ile ilgili elektrik talebinin toplam elektrik talebi içerisindeki payı 2007-2018 yılları arasında sabit kalmıştır.

Grafik 7

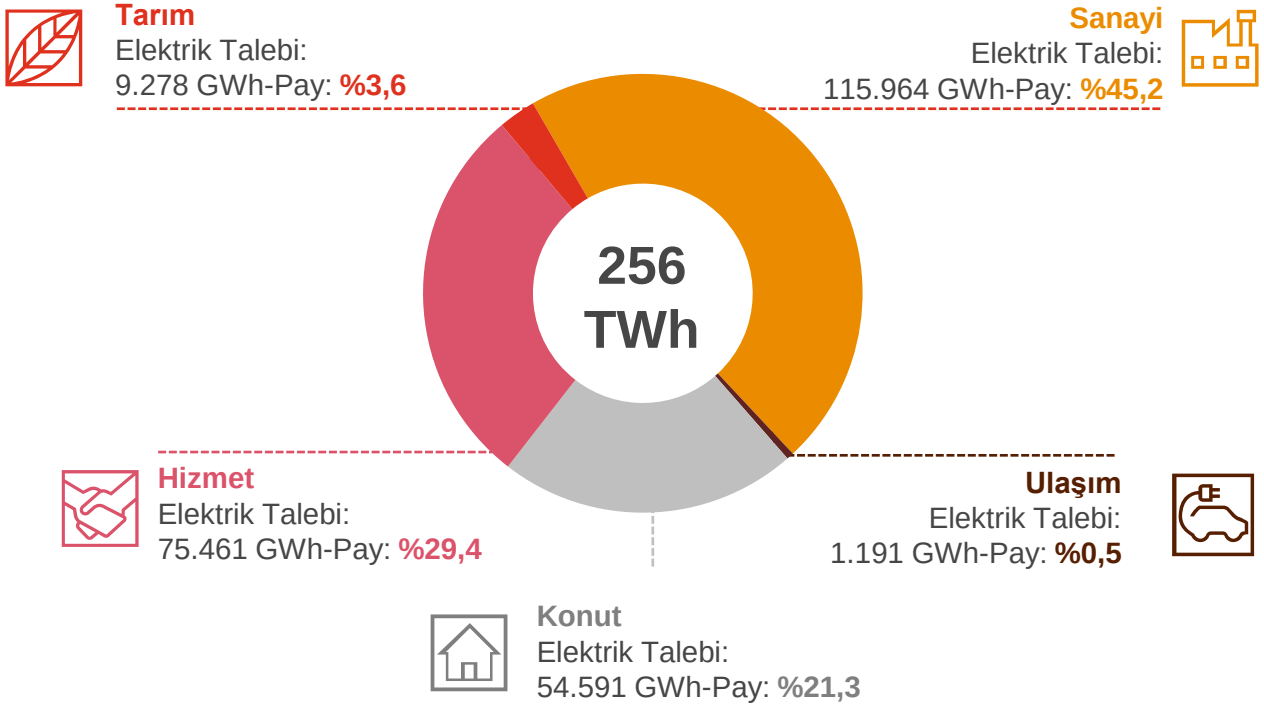
Sektörlere göre Net Talep (2007-2018, TWh)



**Enerji denge tablosunda Konut ve Hizmet sektörlerinin talebi 2016 yılından itibaren ayrı paylaşılmaya başlanmıştır. Bu sebepten ötürü geçmiş dönem verileri ile tutarlılık açısından 2016-2018 dönemlerinin Konut ve Hizmet talebi konsolide paylaşılmıştır.

Grafik 8

Sektörlere göre Elektrik Talebi (2018)***



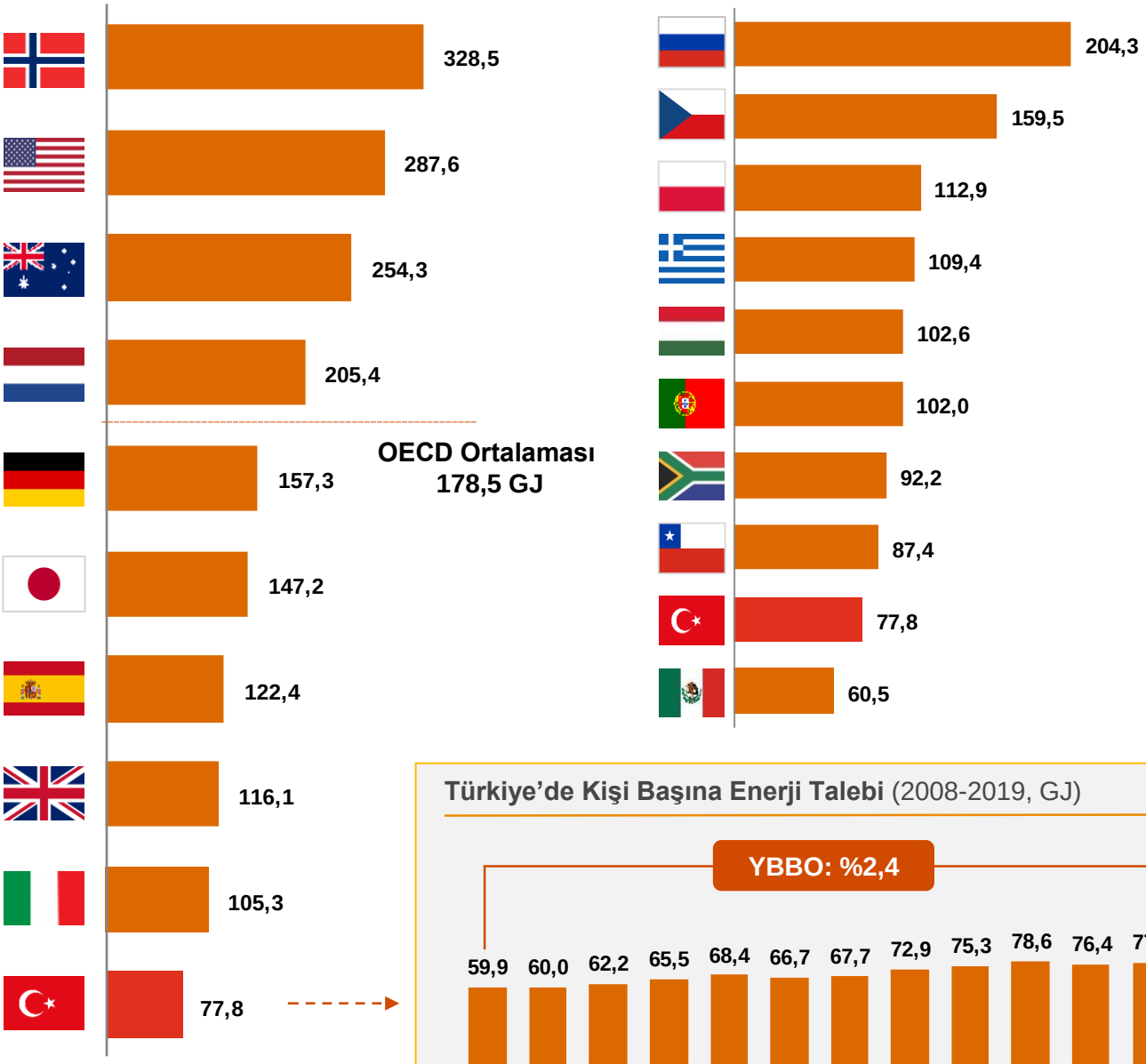
***ETKB tarafından yayımlanan en güncel enerji denge tablosu çalışmamız kapsamında dikkate alınmıştır.

Kaynak: ETKB

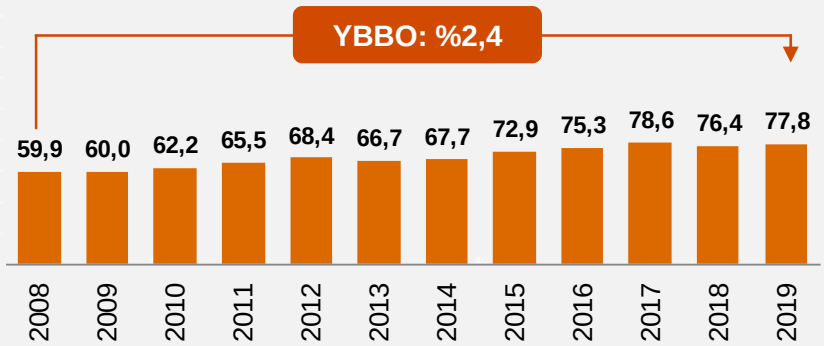
Türkiye, kişi başına enerji talebi halen OECD ülkelerinin altına olmakla birlikte artış hızı OECD ülkelerinin üzerindedir

Grafik 9

Seçilmiş OECD Ülkelerinde Kişi Başına Enerji Talebi (2019, GJ)



Türkiye'de Kişi Başına Enerji Talebi (2008-2019, GJ)

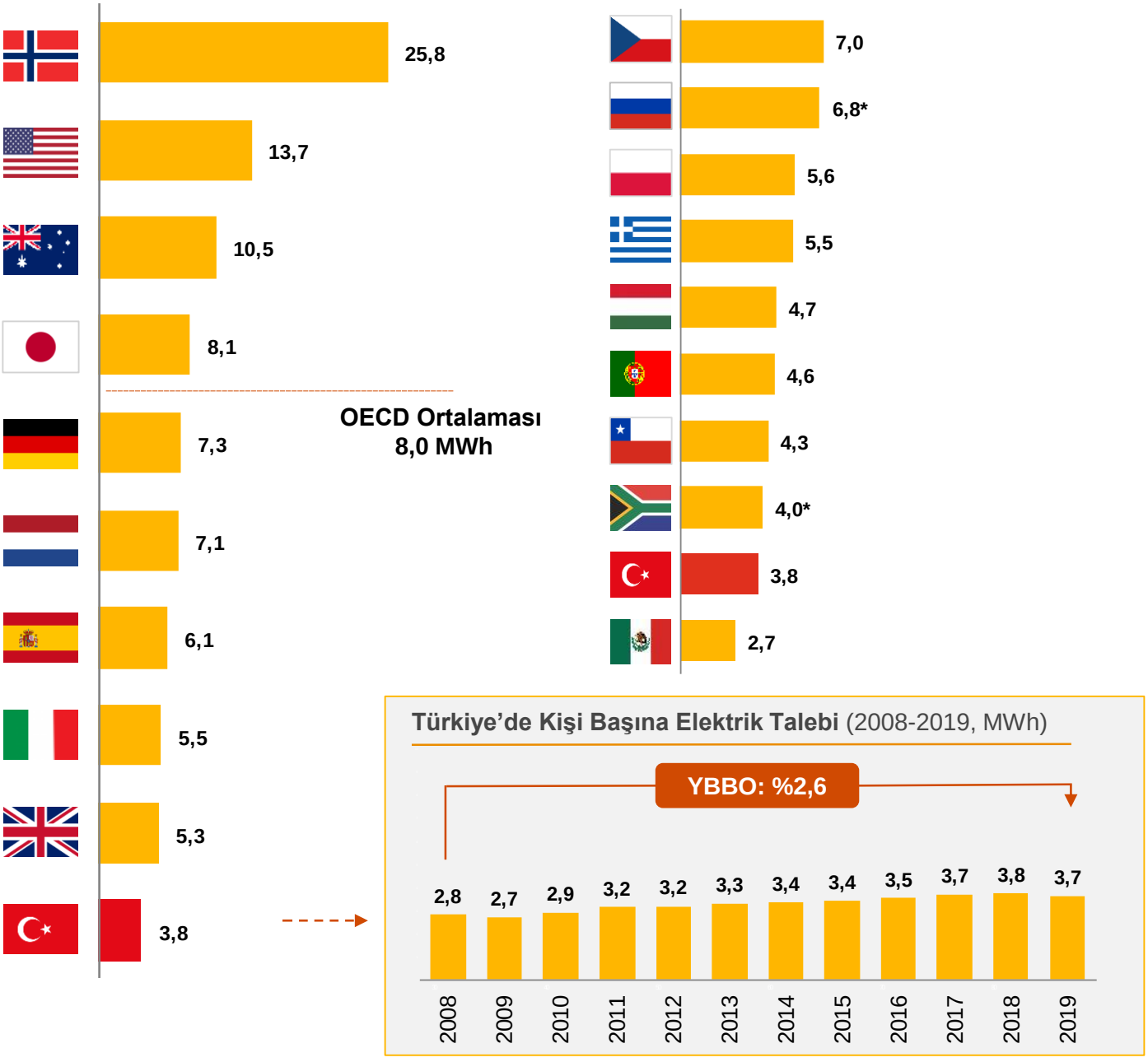


Kaynak: BP 2020 Statistical Review

Türkiye'nin, kişi başına düşen elektrik talebi OECD ortalamasının altında olup yıllık büyüme hızı ortalama %2,6 seviyesindedir

Grafik 10

Seçili OECD Ülkelerinde Kişi Başına Düşen Elektrik Talebi, (2018, MWh)



*IEA üyesi olmayan ülkelerin veri tabanları daha az sıklıkla güncellenmektedir. Bu sebepten ötürü Güney Afrika'nın ve Rusya'nın 2017 yılına ait verileri çalışmamız kapsamında kullanılmıştır.

Kaynak: IEA

Covid-19 salgını, ülkede özellikle Nisan ve Mayıs aylarında elektrik talebinde düşüşe sebep olmuştur. Elektrik talebi, Haziran ayında ekonomik aktivitelerin hız kazanmasıyla hızlı bir şekilde toparlanmıştır

2019 yılındaki talep düşüşünün ardından, 2020 yılı ilk üç ayında toparlanma yaşanmıştır. Elektrik talebi, 2020'nin ilk çeyreğinde bir önceki yılın aynı dönemine kıyasla %3,4 oranında artmıştır.

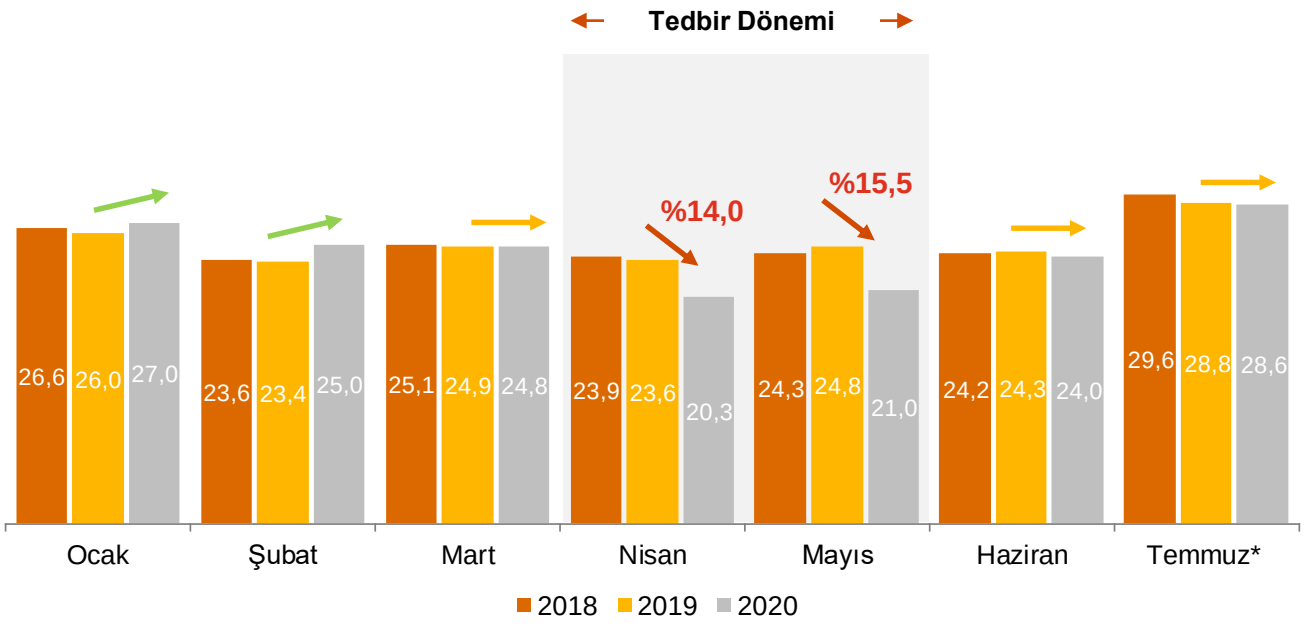
Covid-19 salgınının etkisiyle alınan mobiliteyi kısıtlayıcı önlemler ekonomik aktivitenin de azalmasına neden olmuştur. Ekonomik aktivitenin azalması nedeniyle 2020 yılı Nisan ve Mayıs aylarında 2019 yılına oranla elektrik talebi yaklaşık %15 oranında düşmüştür.

Salgının yayılma hızının azalmasında etkili olan birtakım önlemlerin alınması neticesinde elektrik talebi Haziran ayı itibarıyla salgın öncesi seviyelere yeniden ulaşmıştır. Salgın yayılma hızının azalmasının etkisiyle sokağa çıkma ve seyahat kısıtlamaları gibi birtakım önlemler kaldırılmış, artan mobilite sayesinde ekonomik aktivite de 2020 yıl başındaki seviyesine geri dönmüştür. Bu sayede elektrik talebi de salgın öncesi seviyesine geri gelmiştir.

Haziran ayı itibarıyla talepte gerçekleşen toparlanmanın kalıcılığına dair belirsizlikler devam etmektedir. İlerleyen dönemlerde vaka sayılarının yeniden artması durumunda gelecek kısıtlayıcı önlemler bir kez daha elektrik talebini olumsuz etkileyebilir.

Grafik 11

Covid-19 Salgınının Elektrik Talebi Üzerindeki Etkisi (2018-2020, TWh)



*Ocak-18 ile Haziran-20 dönemlerine ait veriler TEİAŞ'ın yayımladığı aylık raporlar üzerinden derlenmiştir. Temmuz-20 için ise EPİAŞ'ın saatlik talep verileri ile lisanssız üretim verileri dikkate alınarak hesaplanmıştır.

Kaynak: EPİAŞ ve TEİAŞ

Gelecekte elektrik talebini etkileyeceği öngörülen beş faktör bulunmaktadır. Bu faktörler arasından; büyüme odaklı devlet politikalarının ve güçlü sanayi büyümesinin en büyük etkiye sahip olacağı öngörülmektedir

Sanayinin Gelişimi ve Ekonomik Büyüme

Sanayi sektörü farklı enerji kaynakları (elektrik, ısı) aracılığıyla katma değerli ürünler oluşturmaktadır. Bu prensibe göre sanayi üretimdeki artış, elektriğin kullanımında ve dolayısıyla talebinin artışında doğrudan etkilidir. Sanayi üretimindeki artışın uzun vadede elektrik talebini artıracağı öngörülürken elektrik verimliliğinin ve ekonomik duraklamaların ters yönlü bir etki yaratabileceği tahmin edilmektedir.

Devlet Politikaları

Devlet, çeşitli teşvikler aracılığıyla elektrik talebini doğrudan ve dolaylı olarak etkileyebilmektedir. Örneğin 2019 yılında Aile, Çalışma ve Sosyal Hizmetler Bakanlığı tarafından düzenlenen bir uygulama ile 2 milyon hane halkının yararlanması için elektrik tüketim desteği verilmeye başlanmıştır.

Refah ve Nüfus

Küresel elektrik talebindeki artışın önemli bir bölümü Türkiye gibi gelişmekte olan ülkelerle ilişkilendirilmektedir. Bu talep artışının iki farklı temel sebebi bulunmaktadır: **(i)** artan refah seviyesinin tüketici ürünlerine yönelik talebi artırması, **(ii)** nüfusun artması sonucunda daha fazla elektrik tüketicisi olmasının etkisiyle talebin artması.

Elektrik Kullanımında Verimlilik

Elektrik talebi artan nüfus ve refah seviyesiyle yükselirken, teknolojik gelişmeler ve devlet politikalarının sağladığı verimlilik ters yönlü bir etki yaratarak elektrik talebini azaltabilmektedir. Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı'nın elektrik talebinde uzun vadede önemli bir etkiye sahip olacağı beklenmektedir.

Elektriklendirme Süreci

Elektriklendirme süreci, doğal kaynakların yakılması sonucu elde edilen enerjiden elektrik enerjisine geçilmesi sürecidir. Elektrikli araçların kullanımının yaygınlaştırılması, elektrikli ark fırınlarının geliştirilmesi ve evlerde elektrikli ısıtmanın kullanılması bu duruma örnek olarak gösterilebilir. Ülkenin ithal enerji kaynaklarına olan bağımlılığını azaltmak amacıyla, elektriklendirme faaliyetlerine enerji politikalarında giderek daha fazla yer verileceği öngörülmektedir.

Kaynak: ETKB

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, talep tahminlerini üç farklı senaryo ile (düşük, baz, yüksek) her iki yılda bir elektrik enerjisi talep projeksiyonu raporu adı altında yayımlamaktadır. En güncel rapor 2019 yılının başında paylaşılmıştır ve ülkenin 20 yıllık elektrik talebini tahmin etmektedir

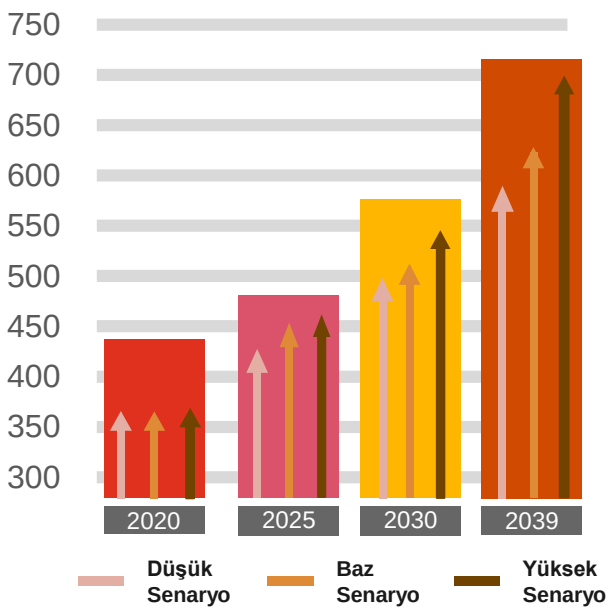
Son raporda yer alan tahminlerin, COVID-19 salgını ve ardından gelen ekonomik durgunluk nedeniyle mevcut durumu yansıtmadığı dikkate alınmalıdır. ETKB elektrik tahminlerini gerçekleştirirken aşağıdaki faktörleri göz önünde bulundurmaktadır.

- Ekonomik Büyüme
- Nüfus ve Hane halkı Sayısı
- Ulaşım Sektörünün Toplam Talebe Etkisi
- İç Tüketim ve Ağ Kayıpları
- Enerji Verimliliği

Bu varsayımlar üzerinden üç farklı senaryo oluşturulmuştur, ancak senaryoların oluşturulmasında varsayımların nasıl değiştirildiği tahmin raporunda paylaşılmamıştır.

Grafik 12

Toplam Ulusal Elektrik Talebi (TWh)



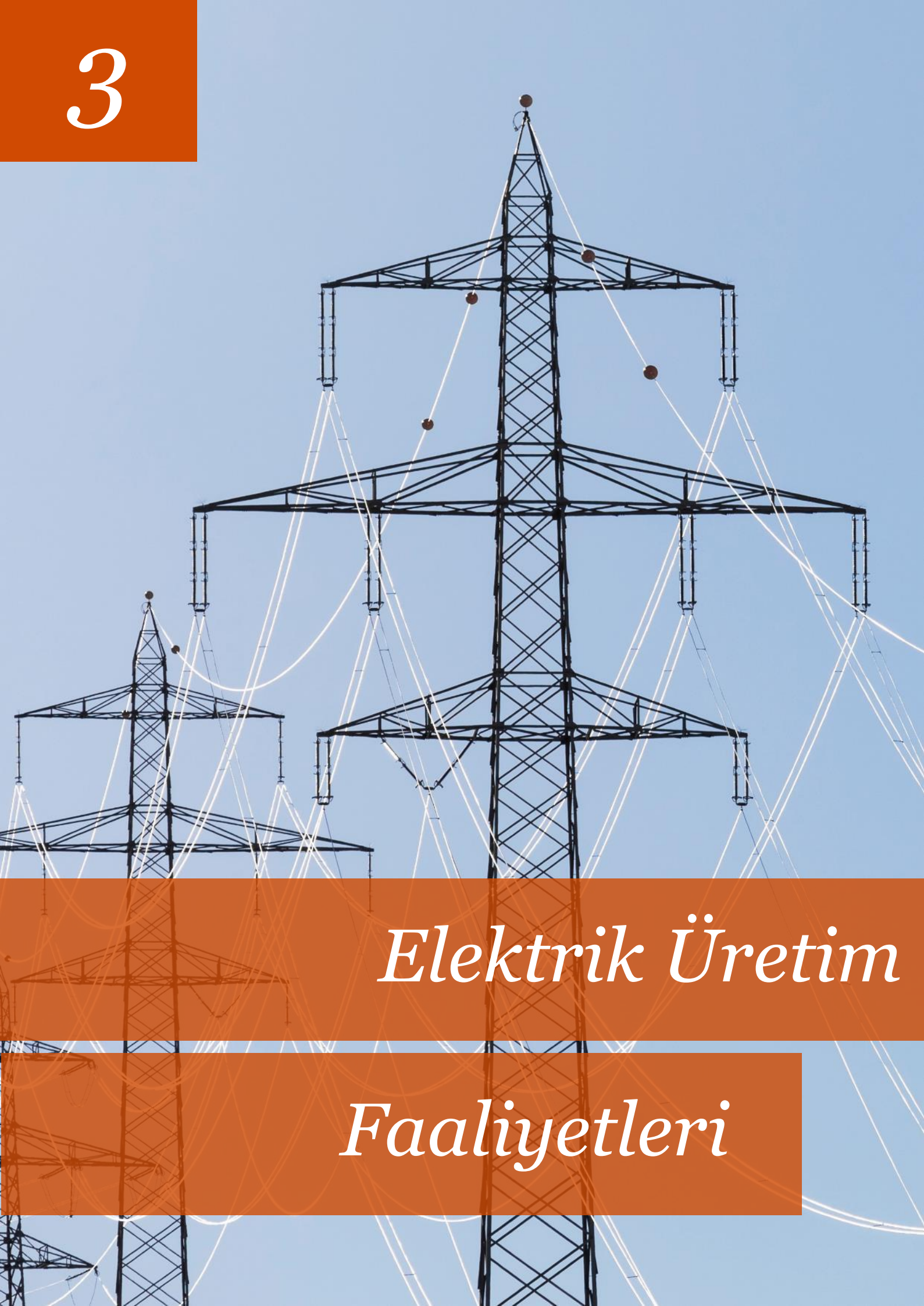
Grafik 13

ETKB Elektrik Talebi Tahmini (2019-2039)

	Düşük Senaryo		Baz Senaryo		Yüksek Senaryo	
Yıl	Talep (GWh)	Büyüme Oranı (%)	Talep (GWh)	Büyüme Oranı (%)	Talep (GWh)	Büyüme Oranı (%)
2019	313.800		315.200		316.500	
2020	327.300	%4,3	329.600	%4,6	332.100	%4,9
2021	340.500	%4,0	344.400	%4,5	348.700	%5,0
2022	353.200	%3,7	359.600	%4,4	366.400	%5,1
2023	366.800	%3,9	375.800	%4,5	385.200	%5,1
2024	380.400	%3,7	392.100	%4,3	404.300	%5,0
…						
2039	556.300	%2,1	613.400	%2,3	679.900	%2,6

Kaynak: ETKB

3



Elektrik Üretim Faaliyetleri

Elektrik üretiminin özelleştirilmesi 1984 yılında 3096 sayılı kanunun yürürlüğe girmesiyle başlamıştır. Ancak karşılaşılan hukuki engellerden ötürü 1999 yılında Anayasa'nın değiştirilmesine kadar üretim sektörünün özelleştirmesinde sınırlı gelişme gözlemlenmiştir

1980'lerin başında Türkiye'de elektrik üretimi (sınırlı sayıda imtiyazlı şirket ve otoprodüktörler dışında), iletimi, dağıtımı ve satışı Türkiye Elektrik Kurumu tarafından yönetilmiştir. Üretim sektörünün özelleştirilmesi, **Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesi ("3096 sayılı kanun")** kanununun 1984 yılında devreye girmesi ile atılmıştır. Bu yasa, özel sektör oyuncularının imtiyaz sözleşmeleri kapsamında dağıtım, üretim, toptan satış ve oto prodüksiyon (üretim fazlasının devlete satışına izin verilen, iç tüketimi karşılamaya kurulu üretim modeli) faaliyetlerinde rol almalarını sağlamıştır.

Yatırım ve Hizmetlerin Yap-İşlet-Devret Modeli Çerçevesinde Yaptırılması Hakkındaki Kanunun ("3996 sayılı Kanun") yürürlüğe girmesi, Yap İşlet Devret modelinin elektrik sektöründe uygulanmasına yönelik altyapıyı hazırlamıştır. Bu tür proje modelleri, imtiyaz sözleşmelerinden ziyade özel hukuka tabi olarak tasarlanmıştır. Ancak, Anayasa Mahkemesi'nin 1996 yılında aldığı bir karara göre elektrik üretimi bir kamu hizmeti olarak kabul edilmiştir ve bu sebepten ötürü özel hukuka tabi olamayacağı belirtilmiştir. Bu karar, özel sektörle yapılan anlaşmaların ancak imtiyaz anlaşmaları kapsamında sürdürülebileceği anlamına gelmiştir.

Kamu sektörü ile yapılan satın alım anlaşmalarında özel hukukun geçerli olması 1999 yılında Anayasa'da yapılan değişikliğin ardından tekrar gündeme gelmiştir. 2006 yılında verilen mahkeme kararı sonucunda elektrik üretim sektörünün özel hukuk sistemine tabi olmasının önü açılmıştır.

Özelleştirme Tarihçesi

1984 — 3096 Sayılı Kanun
Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesi ("3096 sayılı kanun")

1994 — 3996 Sayılı Kanun
Yatırım ve Hizmetlerin Yap-İşlet-Devret Modeli Çerçevesinde Yaptırılması *("3996 sayılı kanun")*

1996 — Hukuki İtirazlar
Anayasa hukukunun 3996 sayılı Kanunu engellemesi

2001 — 4628 Sayılı Kanun
Elektrik Piyasası Kanunu

2006 — Anayasal Düzenleme
Kamu kurumlarının da özel hukuka tabi olmasının sağlanması.

Kaynak: Özelleştirme İdaresi Başkanlığı

2006 yılındaki düzenlemenin ardından EÜAŞ'a ait elektrik üretim santrallerinin özelleştirilme süreci 2008 yılında başlamıştır

Elektrik üretim piyasasının özelleştirilmesi, **57 adet kurulu gücü düşük hidroelektrik** santralinin 2008-2014 yılları arasındaki ihaleleri ile başlamıştır. Bu ihalelerin sonucunda **280 MW'lık kurulu güce sahip 57 küçük ölçekli HES 957 milyon ABD Doları'na** özelleştirilmiştir.

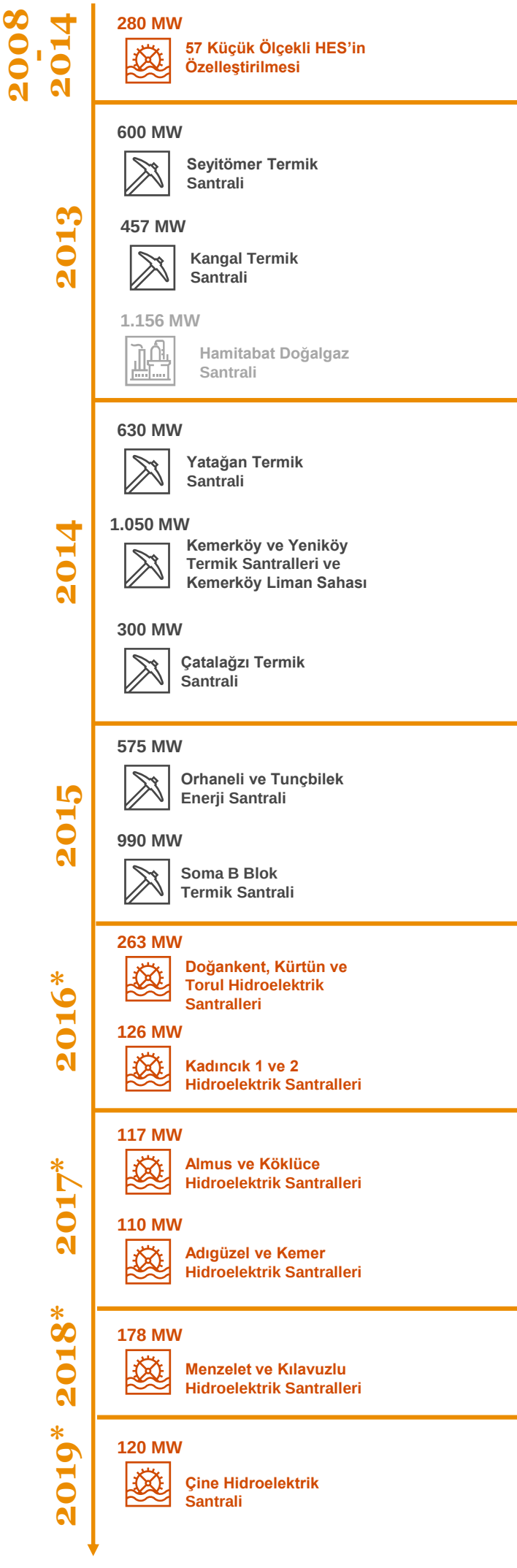
Özelleştirmenin birinci evresinin ardından EÜAŞ'ın bünyesinde bulunan **5,8 GW** kurulu güce sahip termik santrallerin de 2013-2015 dönemleri arasında özelleştirilmesi kararı verilmiştir. Bu santrallerin büyük bir çoğunluğu toplam **4,6 GW** kurulu güce sahip yerel linyit kaynaklı termik santrallerinden oluşmaktadır. Bu özelleştirme evresinde toplam **8,7 milyar ABD Doları** gelir elde edilmiştir. Özelleştirilen en büyük santral **1,2 GW** kurulu güce sahip olan **Hamitabat DKÇS** olmuştur.

Termik santrallerin özelleştirilmesinin ardından EÜAŞ ağırlıklı olarak HES'lerden oluşan bir portföy halini almıştır. 2016-2019 yılları arasında çeşitli kurulu güçlere sahip HES'ler farklı portföyler oluşturularak ihalelere sunulmuştur. Bu yöntemle, tek bir ihalede birden fazla HES'in özelleştirilmesi mümkün olmuştur. Bu portföylerin toplam kurulu gücü **1,1 GW** iken en büyük portföy, toplam **263 MW** kurulu güce sahip Doğankent, Kürtün ve Torus HES'lerinden oluşmaktadır.

Raporlama tarihi (Ağustos 2020) itibarıyla 2020 yılı boyunca yeni bir özelleştirme gerçekleştirilmemiştir.

*Şekildeki görselde ifade edilen hidroelektrik santralleri 2017-2019 yılları arasında özelleştirilen en büyük santralleri ifade etmektedir. Özelleştirilen diğer küçük ölçekli santrallerin toplam kurulu gücü 217 MW'a eşittir.

Kaynak: Özelleştirme İdaresi Başkanlığı



EÜAŞ elektrik santrallerinin kurulu gücü 1970-1990 yılları arasında önemli oranda artış göstermiştir. Son 10 yıllık dönemde yoğun olarak gerçekleşen özel sektör yatırımları ve özelleştirmeler sonucunda EÜAŞ'ın kurulu güç içindeki payı ciddi oranda azalış göstermiştir

1 Özel Sektörün Sınırlı Katılımı

- Elektrik üretimi belediyeler ve kamu üretim şirketi TEK tarafından yürütülmüştür,
- Sınırlı sayıda otoprodüktör ve imtiyaz sözleşmesine sahip şirketler faaliyet göstermiştir.

2 Kamu Aracılığıyla Büyüme

- Belediyelere ait elektrik üretim santralleri TEK'e devredilmiştir,
- Kamu sektörünün yatırımları aracılığıyla kurulu güçte hızlı artışlar gözlemlenmiştir.

3 Özelleştirmelerin Başlangıcı

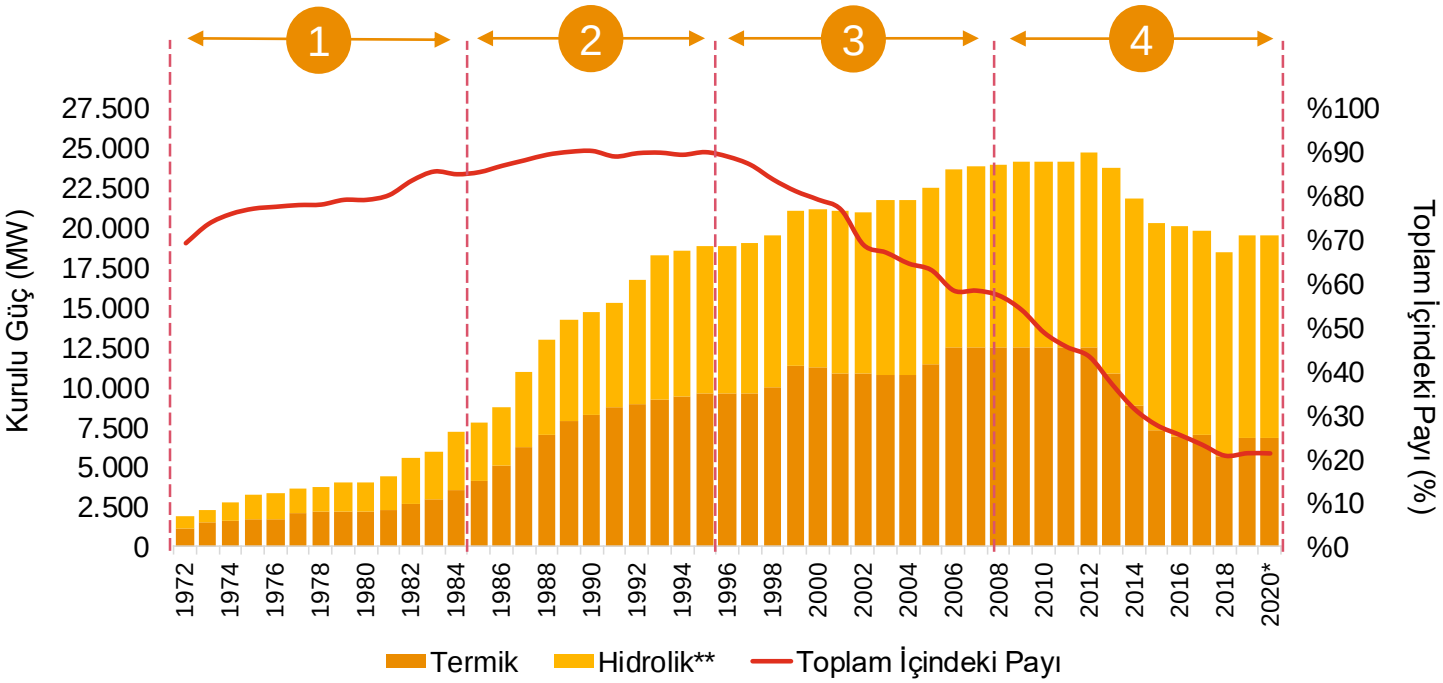
- YİD modeline sahip santrallerin kurulması, bunun sonucunda EÜAŞ'ın kurulu güç içindeki payının azaltılması,
- Otoprodüktör sayılarının yüksek oranda artması.

4 Piyasanın Serbestleştirilmesi

- Kamu şirketlerinin özelleştirilmesi,
- Serbest elektrik üreticilerinin sayısının arttırılması amacıyla çeşitli teşviklerin sağlanması,
- Yİ, YİD sözleşmelerinin büyük bir çoğunluğunun 2019 sonunda bitmesi.

Grafik 14

EÜAŞ'a ait Kurulu Güç (1970-2020)



*Haziran 2020 itibarıyla kurulu gücü ifade etmektedir.
**Hidroelektrik santrallerine ilaveten EÜAŞ'ın bünyesinde bulunan küçük ölçekli rüzgar ve jeotermal santrallerinin kurulu güçleri de dahil edilmiştir.

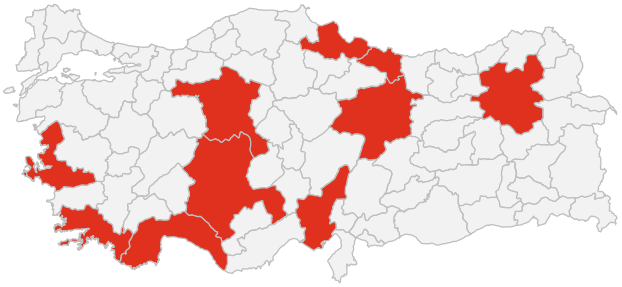
Kaynak: EÜAŞ, TEİAŞ

EÜAŞ'ın mevcut portföyünde özelleştirme sürecinde olan HES'ler bulunmaktadır

Grafik 15

Özelleştirme Sürecinde Olan Projeler

Santral İsmi	Kurulu Güç (MW)	Şehir
Akköprü HES	115,0	Muğla
Çamlıca 1 HES	84,0	Kayseri
Kesikköprü HES	76,0	Ankara
Demirköprü HES	69,0	İzmir
Seyhan 1 HES	60,0	Adana
Topçam HES	60,0	Ordu
Derbent HES	56,0	Samsun
Çamlıgöze HES	32,0	Sivas
Kepez 1 HES	26,4	Antalya
Tortum HES	26,2	Erzurum
Seyhan 2 HES	8,0	Adana
Yüreğir HES	6,0	Adana
Kepez 2 HES	6,0	Antalya
Ahiköy 2	2,5	Sivas
Ahiköy 1	2,1	Sivas



*Özelleştirme sürecinde olan HES'lerin toplam kurulu gücü **629 MW'tır**.*

Elektrik piyasasının serbestleşmesi konusunda önemli adımlar atılmıştır. Ancak, ilerleyen dönemlerde büyük çaplı özelleştirmelerin gerçekleşmeyeceği öngörülmektedir. Bunun sebebi, stratejik değere sahip santrallerin yüksek ihtimalle özelleştirme kapsamı dışında kalacağının tahmin edilmesidir.

EÜAŞ'a ait en büyük HES'ler

- 2.405 MW — Atatürk HES
- 1.800 MW — Karakaya HES
- 1.330 MW — Keban HES
- 1,200 MW — Ilısu HES
- 702 MW — Altınkaya HES
- 672 MW — Birecik-Nizip HES
- 670 MW — Deriner HES
- 510 MW — Berke HES

Kaynak: Özelleştirme İdaresi Başkanlığı, EÜAŞ

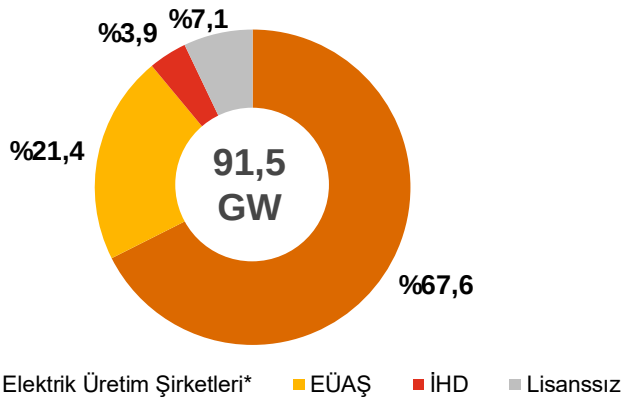
Elektrik piyasasının özel sektör yatırımlarının artması ve özelleştirilmeler sonucu EÜAŞ'a ait kurulu gücün toplam içerisindeki payı 2000'li yılların başından bu yana azalmaktadır

Türkiye'deki kurulu gücün son 20 yıl içindeki hızlı artışındaki en yüksek pay, özel sektör tarafından yapılmış olan yatırımlara aittir. EÜAŞ'ın toplam kurulu güç içindeki payı bu sebepten ötürü düşüş göstermiştir.

EÜAŞ'ın ve kamu-özel sektör ortaklıklarının sahip olduğu kurulu güç, 2001 yılında toplamın yaklaşık **%80'ini** oluştururken, bu rakam kademeli olarak azalarak Haziran 2020 itibarıyla **%21,4** seviyelerine ulaşmıştır.

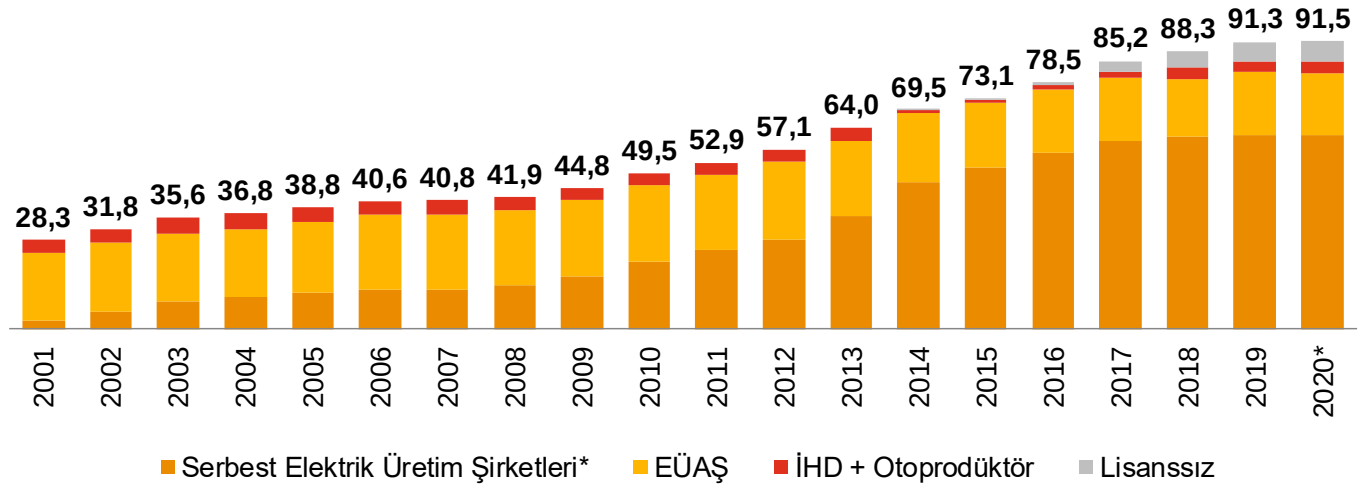
Grafik 16

İşletim Türüne Göre Kurulu Gücün Dağılımı (Haziran 2020)



Grafik 17

İşletim Türüne Göre Kurulu Gücün Dağılımı (2001-2020, GW)



*Haziran 2020 itibarıyla kurulu gücü ifade etmektedir. TEİAŞ'ın Yük Tevzi Merkezi Sistemi üzerinden paylaşılan kurulu güç (Haziran 2020: 91,5) ile aylık raporlarında paylaşılan kurulu güç (Haziran 2020: 92,1) arasındaki fark, devreye giren santrallerin kurulu gücünün değerlendirilmesi sırasında oluşan yöntem farklılıklarından kaynaklanmaktadır. YTBS'de mevcut olarak faaliyet gösteren santrallerin kurulu gücü dikkate alınırken aylık raporlarda santralin mevcut çalışma durumu dikkate alınmadan kurulu güce dahil edildiğini anlaşılmaktadır. Çalışmamız kapsamında Yük Tevzi Merkezi'ne ait veriler kullanılmıştır.
*2006 yılından önce özel şirketler, imtiyaz sözleşmeleri altında faaliyet gösteren YİD ve Yİ şirketlerini içermektedir

Kaynak: TEİAŞ

Türkiye Elektrik Piyasası Kanunu (6446 sayılı) sektör oyuncularına lisanssız elektrik üretimi için gerekli yasal zemini oluşturmuştur

Lisanssız üretim, **Haziran 2020** itibarıyla toplam kurulu gücün **%7,1**'ini oluşturarak, son yıllarda kurulu güç kapasite artışına katkıda bulunan ana etmenlerden biri olmuştur. Lisanssız üretimin öncelikli amacı, sanayi ve meskenlerin kendi tüketimlerini karşılayacak üretim kapasitesine sahip olabilmeleri için gerekli kolaylıkların sağlanmasıdır. Bu mekanizma temelde hem hane halkı hem de sanayi kuruluşları için iç tüketimi teşvik etmek amacıyla oluşturulmuştur.

Lisanssız santraller, aşağıdaki temel hususlarda lisanslı santrallerden farklılaşmaktadır:

- Lisanssız üretimde şirket kurma yükümlülüğünün bulunmaması,
- Başvuru sürecinin lisanslı üretim alternatifine kıyasla çok daha kolay anlaşılır ve daha az zaman gerektirecek şekilde dizayn edilmiş olması
- İhale süreçlerine girme yükümlülüğünün bulunmaması,
- Santral kurulumuna yönelik yıl boyunca başvurularda bulunabilmesi,
- YEKDEM'in yıllık olarak yenilenme yükümlülüğünün bulunmaması,
- Sayaç ölçüm verilerine gerek olmaması, üretimde aylık bildirim sistemi bulunması,
- Hisse devirlerinde EPDK onayını gerektirmemesi.

Başvuru Süreci

Yerel Dağıtım Şirketine Başvuru

Sonuçlar her ayın 20'sinde dağıtım şirketinin internet sayfasında duyurulması

Dağıtım Şirketi Tarafından Teknik İnceleme

Başvurunun başarılı olması durumunda dağıtım şirketinin santralin teknik incelemesini gerçekleştirmesi

EİGM (Enerji İşleri Genel Müdürlüğü)'ye Başvuru

Başarılı bir başvuru sonrasında çağrı mektubunun oluşturulması

Dağıtım Şirketi ile Bağlantı Anlaşması

Çağrı mektubunun alınmasından sonra 180 gün içinde bağlantı anlaşmasının yapılması

TEDAŞ'tan onay alınmasından sonra bağlantı anlaşmasının 30 gün içinde imzalanması

Santralin İnşaatı

Santral türüne bağlı olarak 1 ila 3 yıl arasında inşaatın tamamlanması yükümlülüğü

Geçici ve Kesin Kabuller

Gerilim seviyesine ve enerji türüne göre geçici kabul aşamasında geçirilecek sürenin ve kesin kabul süresinin belirlenmesi:

a) Orta Gerilim Şebekesi: Hidrolik-dışı yenilenebilir enerji santralleri için 2 yıl, hidroelektrik santralleri için 3 yıl

b) Alçak Gerilim Şebekesi: Tüm enerji kaynakları için 1 yıl

Kaynak: EPDK

Lisanssız kurulu güç kapasite artışlarının büyük bir çoğunluğu güneş santrallerinden oluşmaktadır. Lisanssız kurulu güç kapasitesinin çoğunlukla GES'lerden oluşmasının üç sebebi olduğu düşünülmektedir. Lisanssız üretime ilişkin yeni düzenleme sonrası bu alanlardaki yatırımların ilerleyen dönemlerde sadece iç tüketime yönelik olması beklenmektedir

Haziran 2020 itibarıyla Türkiye'deki toplam lisanssız kurulu güç kapasitesinin **%95'i** güneş enerjisi santrallerinden gelmektedir. Diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının lisanssız kurulu güç kapasite içindeki payı sınırlı kalmıştır. Lisanssız üretimin güneş santralleri yoğunluklu dağılımını açıklayabilecek üç farklı sebep bulunmaktadır:

Birinci sebep, diğer yenilenebilir enerjilerin (özellikle rüzgarın) lisanssız kurulu güç kapasitesinin gelişmemesinde ölçek ekonomisinden kaynaklanan caydırıcı faktörlerin bulunmasıdır.

Bu durum iki ayrı açıdan açıklanabilir:

1) Yenilenebilir enerjilerde, özellikle rüzgar enerjisi santrallerinde, santrallerin kurulu güç kapasitelerinin artmasının üretim verimliliğinde pozitif bir etkisi olduğu gözlemlenmektedir. Kule yüksekliklerinin ve rotor çaplarının artması, aynı hava koşullarında üretimin katlanarak büyümesine sebep olmaktadır. Bu sebepten ötürü, daha büyük rüzgar türbinlerine yatırım yapmanın ekonomik avantajları bulunmaktadır. (Ortalama rüzgar türbini 3 MW kurulu güce sahiptir.) Lisanssız üretimin kurulu güç limitleri lisanssız rüzgar enerjisi yatırımcıları açısından caydırıcı bir faktördür.

2) Santral yatırımlarında santral büyüklüğünün artması ile kW başına inşaat maliyeti azalmaktadır. Ancak, güneş santrallerinde kW başına maliyetin santral boyutu ile sınırlı bir şekilde değişim gösterdiği gözlemlenmektedir. Bu durum, güneş santralleri yatırımlarına karar verilirken ölçekten bağımsız karar alınabilmesini mümkün kılmaktadır. Ayrıca güneş enerjisinin diğer teknolojilere kıyasla daha ucuz olması da küçük santral yatırımlarında güneş teknolojisinin tercih edilme oranını arttırmaktadır. Güneş enerjisi santrallerinin maliyetleri son birkaç yılda ciddi oranda düşmüştür.

Kaynak: IRENA, ETKB

İkinci sebep ülkenin ciddi bir güneş enerjisi potansiyelinin bulunmasıdır. Türkiye'deki yıllık toplam güneşlenme süresi 2.741 saat (günlük ortalama 7,5 saat) ve yıllık toplam gelen güneş enerjisi 1.527 kWh/m^2 olarak gözlemlenmiştir. Buna ek olarak, daha fazla güneş ışığına maruz kalan bölgelerde uygun kurak arazinin bulunması, düşük maliyetli inşaat fırsatları sağlamaktadır.

Üçüncü sebep, diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına kıyasla, lisanssız güneş enerji santrallerinde dikkat edilmesi gereken değişken sayısının daha sınırlı olmasıdır. Örneğin, biyokütle atıklarının toplanmasında belediyeler ile anlaşma yükümlülükleri bulunmaktadır, veya jeotermal enerji üretimi için aktif bir jeotermal kaynağa ihtiyaç duyulmaktadır. Bol kaynak ve sınırlı değişkenlerin bulunması, yatırımların düşük rekabet ortamında gerçekleşmesini mümkün kılmaktadır

Lisanssız Üretime İlişkin En Son Yönetmelik Değişimleri

10 Mayıs 2019 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanan Cumhurbaşkanlığı Kararı'na göre lisanssız elektrik üretimi limiti 1 MW'tan 5 MW'a çıkarılmıştır.

12 Mayıs 2019 sonrasında devreye giren lisanssız üretim santralleri, tüketim tesisinin abone grubuna ait perakende tek zamanlı aktif enerji bedeli üzerinden 10 yıl alım garantisinden faydalanacaktır.

Ayrıca, lisanssız üretime ilişkin düzenleme 12 Mayıs 2019 tarihinde değiştirilmiştir. Değişiklik ile beraber aylık mahsuplaşma sistemi devreye girmiştir. Aylık mahsuplaştırma ile elektrik üreticilerine aylık bazda tüketim ve üretim arasındaki fark üzerinden ödemeler yapılacağı ifade edilmektedir.

"Çatı Yönetmeliği" ilk olarak 2018 yılı başında devreye alınmıştır. Çatı yönetmeliğinin amacı; ana hedefi kendi enerji tüketimlerini karşılamak olan, üretim ve tüketim merkezlerinin bir arada bulunduğu, çatı ve cephe üstlerinde kurulabilecek ve güneş enerjisinden faydalanarak elektrik üretebilecek elektrik üretim santrallerinin kurulması ve işletilmesine dair esas ve usulleri belirlemektir

2019 yılında yeni bir takım ek düzenlemelerle değiştikten sonra mevcut haliyle çatı yönetmeliğinin öne çıkan özellikleri aşağıdaki şekilde sıralanmaktadır:

1) Çatı yönetmeliği, tüketicileri bu yönde karar almaya sevk edecek teşvikler sağlayarak, belli bir seviye üzerinde tüketim gereksinimi bulunan tüketici tesislerin çatı ve cephe güneş enerji santrali uygulamalarını kullanmasını artırmayı amaçlar.

2) Kurulacak her bir santral için azami kurulu güç 10 kW olup, başvuru ile ilişkilendirilecek tüketim yapan tesisin bağlantı anlaşmasındaki tüketim gücünden fazla olmayacaktır. Kurulu gücü 3 kW altında kalabilecek santraller için, proje sürecini hızlandırmak adına, direkt bağlantı görüşü oluşturulabilecektir.

Kaynak: EPDK

3) Yönetmeliğin ilk halinde ihtiyaç fazlası üretilen elektrik enerjisinin görevli tedarik şirketine YEKDEM kapsamında sunulan satın alım tarifesi üzerinden satılmasına olanak verilmekteydi. 2019 Mayıs ayında yayımlanan bir tebliğle bu uygulama içerisindeki üreticinin kendi abone grubuna ait tek zamanlı aktif enerji birim fiyatı ile değiştirilmiştir.

4) Başvuru ve sonraki süreçte yapılan ödemelerde diğer lisanssız üretim santrallerine kıyasla daha düşük tutarlar ödenmektedir. 29 Aralık 2019 tarihli Resmi Gazete'de 2020 yılı için EDAŞ sistem işletim bedelinin 10 kW ve altı için 0 TL iken 10 kW ile 250 kW arası kurulu güç için 1.161,8 TL olarak uygulanacağı açıklanmıştır.

Diğer lisanssız üretim santrallerine kıyasla çatı yönetmeliği kapsamında kurulabilecek santrallere dair izlenecek süreçler çok daha hızlı ilerlemektedir. ETKB Başkanı Fatih Dönmez'in Enerji Tüketici Zirvesi'ndeki açılış konuşmasına göre 2019 sonu itibarıyla, çatı yönetmeliği kapsamında değerlendirilen toplam başvurular **622 MW'a** ulaşmıştır. Toplam başvuruların **610 MW'lık** kısmı **775 başvuruyla** sanayi tesislerinden, kalan kısmı da konut tüketicilerinden gelmektedir.

Türkiye'deki kurulu güç son on yılda, özellikle 2013-2020 arasında yenilenebilir enerji kaynaklarının devreye girmesi sonucu hızla büyümüş ve çeşitlenmiştir

Türkiye'nin kurulu elektrik üretim gücü rüzgar, güneş, ve jeotermal enerjilerinin devreye girmesi, gaz ve ithal kömür kurulu güç kapasitelerinin artırılması ile önemli ölçüde büyümüş ve çeşitlenmiştir. Türkiye'nin toplam kurulu gücü 2001 ile Haziran 2020 arasında **28,3 GW'dan 91,5 GW'a** yükselerek yılda ortalama **%6,7** oranında büyümüştür.

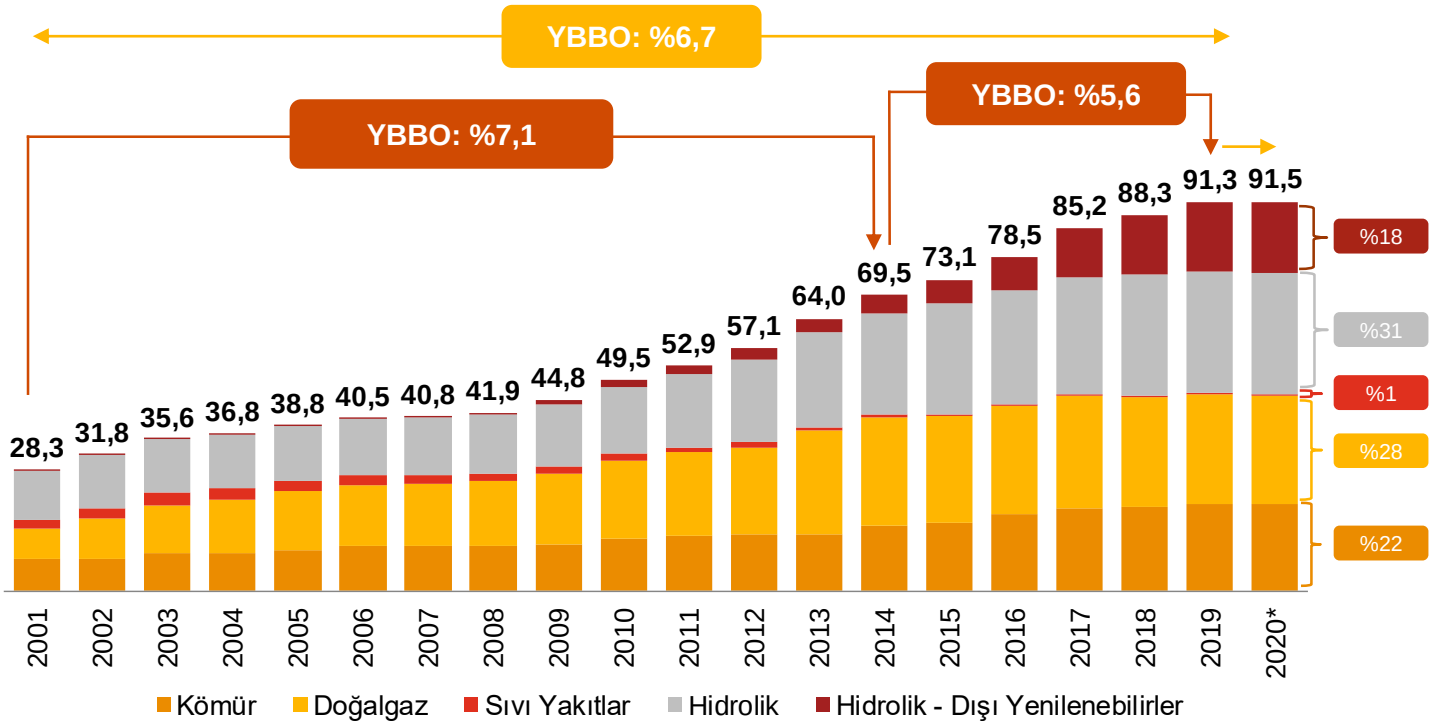
2009-2014 yılları arasında gerçekleşen yenilenebilir enerji ve 2013-2014 dönemindeki doğalgaz santrali yatırımları, 2013-2017 yılları arasında pazar arzının kısa bir sürede hızla artmasına neden olmuştur.

PTF'nin 2015 yılında azalması sonucunda yenilenebilir enerji kaynakları dışındaki mevcut projelerin karlılığında düşüşler gözlemlenirken, yeni projelerin de devreye girmesindeki hızlanma azalmıştır.

Yatırım hızının azalmasının etkisiyle 2018-2019 yıllarında kurulu gücün sadece %3,7 oranında arttığı gözlemlenmektedir. Bu oran, 2013-2019 yıllarına ait YBBO'nun altında gerçekleşmiştir.

Grafik 18

Kaynak Türüne Göre Kurulu Güç (2001-2020, GW)



*Haziran 2020 itibarıyla kurulu gücü ifade etmektedir.

Kaynak: TEİAŞ

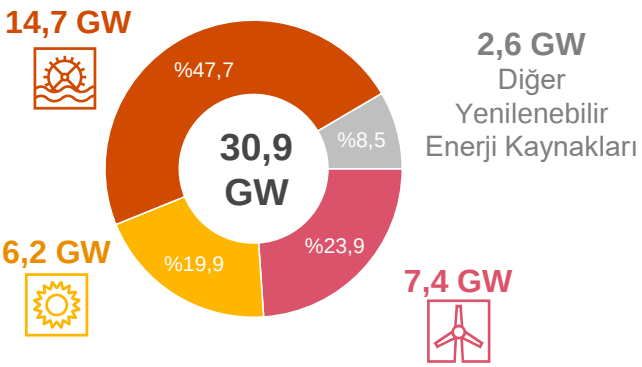
Hidrolik-dışı yenilenebilir enerji kurulu gücü, YEKDEM kapsamında sunulan satın alım tarifesinin devreye girmesinin ardından hızla yükselmiştir. YEKDEM'e yönelik talep artış göstermeden önce ülkenin yenilenebilir enerji kurulu gücü ağırlıkla hidroelektrik santrallerinden oluşmaktaydı

Yenilenebilir enerji kaynaklarına ilişkin kurulu güç 2008 yılından itibaren özellikle hidroelektrik santrali yatırımları ile hızla artmıştır. 2009-2020 yılları arasında ülkenin yenilenebilir enerji kurulu güç kapasitesindeki artışın **%48'i** HES yatırımlarından kaynaklanmaktadır.

2014 yılından sonra yenilenebilir enerji alanında kurulu güç artışı büyük çoğunlukla, hidrolik-dışı yenilenebilir enerji santrallerinden gerçekleşmiştir. Bu durumun sebeplerinin; YEKDEM kapsamında sunulan satın alım tarifelerinin PTF üzerinde seyretmesi ve yatırımla ilgili maliyetlerin, teknolojik gelişmeler ile beraber, düşmesi olduğu anlaşılmaktadır.

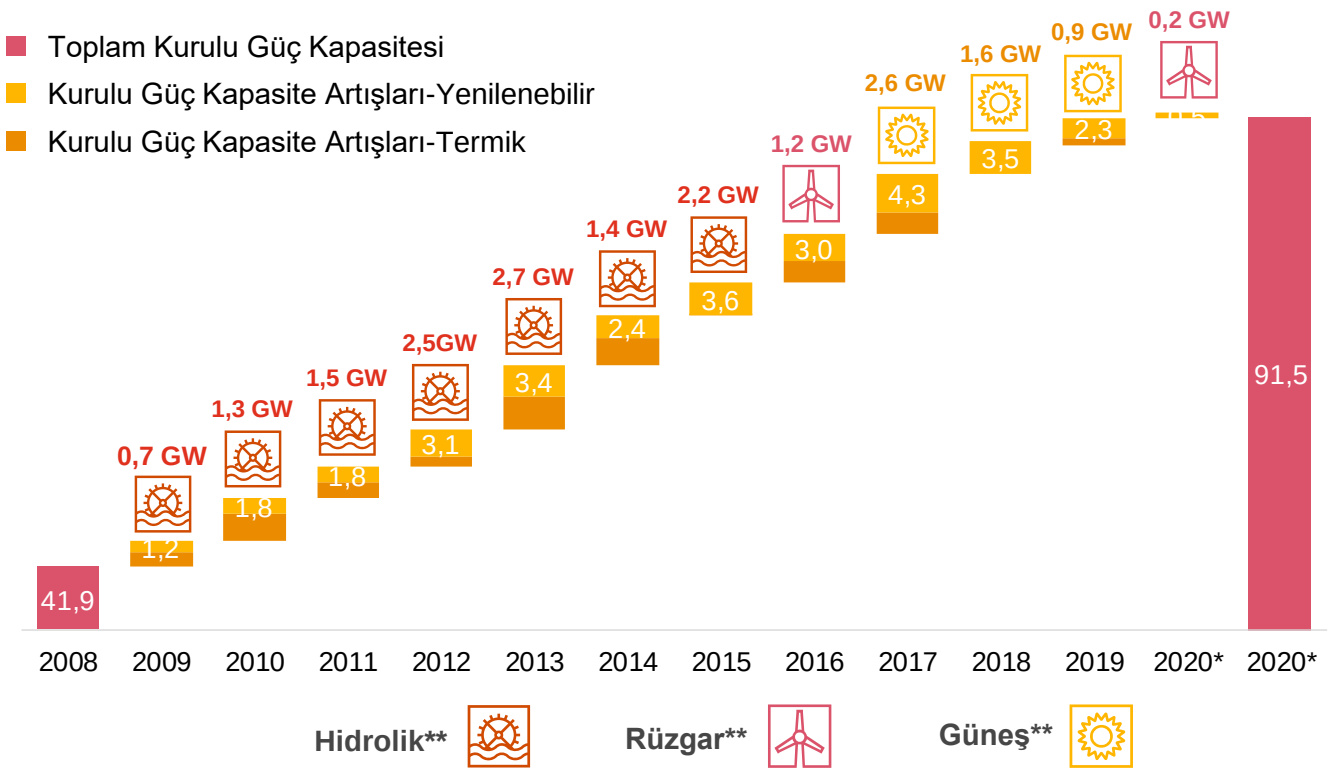
Grafik 19

Yenilenebilir Enerji Kaynakları Bazlı Kurulu Güç Artışları (2009-2020*)



Grafik 20

Yenilenebilir Enerji Kaynakları Bazlı Kurulu Güç Artışları (2009-2020, GW)



*Haziran 2020 itibarıyla kurulu gücü ifade etmektedir.
**Yukarıdaki simgeler, en yüksek kurulu güç artışına sahip enerji kaynağını ifade etmektedir

Kaynak: EPDK

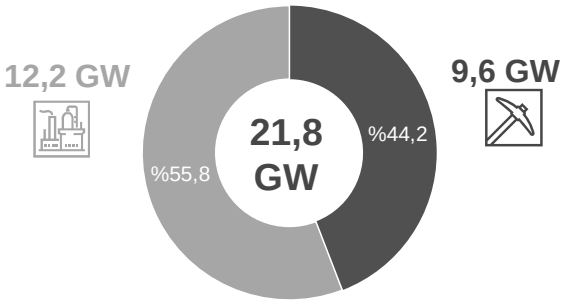
Son on yılda termik kaynaklarından gelen kapasite artışlarının tamamına yakını kömür ve doğalgazdan oluşmaktadır

Getiri vaad eden spark spread değerleri ve ileriye dönük iyimser öngörüler sonucunda 2009-2013 yılları DKÇS yatırımları açısından yoğun bir dönem olarak gerçekleşmiştir. Bu yatırımlardaki artış özellikle 2013 yılında dikkat çekmektedir. 2013'te toplam 4 adet 500 MW'ın üzerinde kurulu güce sahip DKÇS'nin inşaatı tamamlanmıştır.

2014 yılından sonra DKÇS yatırımları PTF'nin düşmesi sonucu azalan spark spread ile beraber azalmaya başlamıştır. Yatırımcılar yüksek verimliliğe ve düşük birim maliyetine sahip ithal kömür santrallerine yönelmiştir.

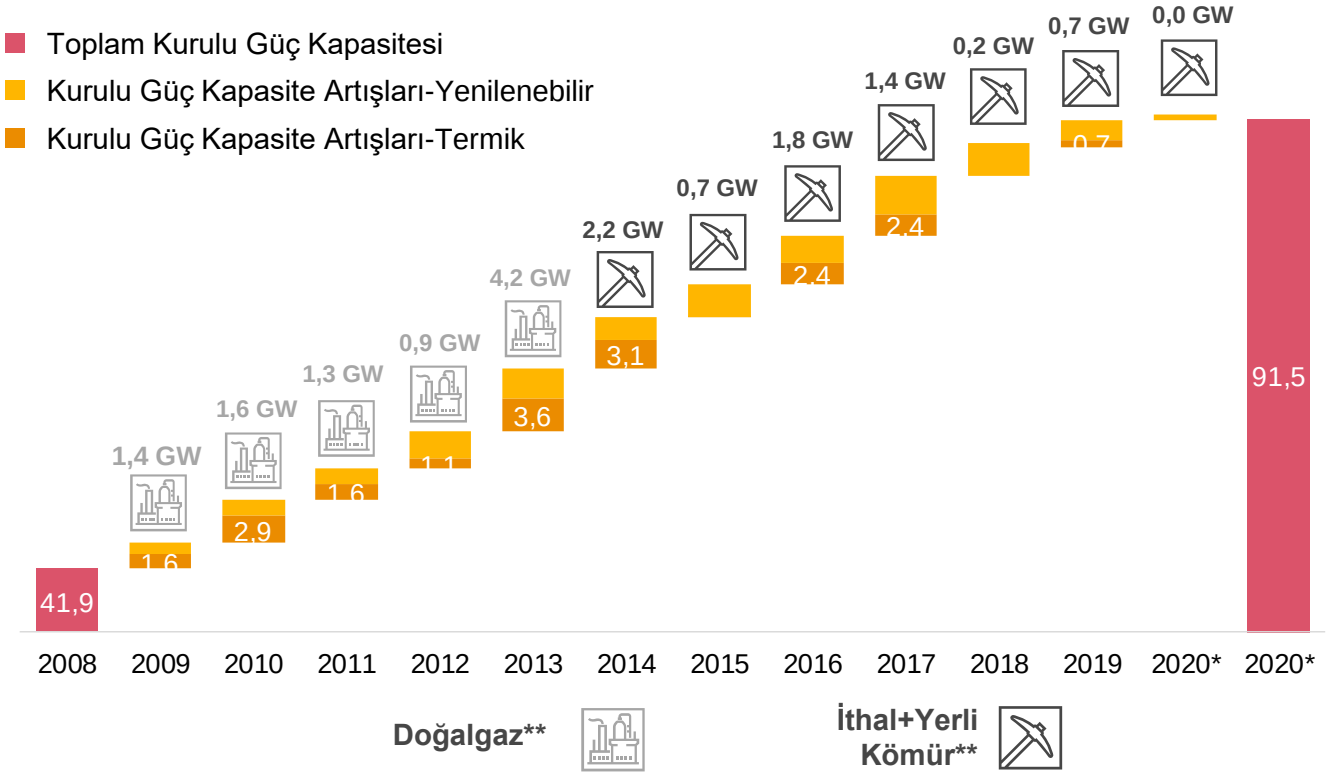
Grafik 21

Termik Enerji Kaynakları Bazlı Kurulu Güç Artışları (2009-2020*)***



Grafik 22

Termik Enerji Kaynakları Bazlı Kurulu Güç Artışları (2009-2020, GW)



*Haziran 2020 itibarıyla kurulu gücü ifade etmektedir.
**Yukarıdaki simgeler, en yüksek kurulu güç artışına sahip enerji kaynağını ifade etmektedir
***Rakamlar brüt kurulu gücü ifade etmektedir. Seçili döneme ait net kapasite artışları 18,6 MW olarak gözlemlenmektedir. Aradaki fark, doğalgaz (1,6 GW) ve sıvı yakıt (1,6 GW) santrallerinde yaşanan kapasite düşüşlerinden kaynaklanmaktadır.

Kaynak: EPDK

1 GW'ın üzerinde kurulu güce sahip 18 serbest elektrik üretim şirketi bulunmaktadır

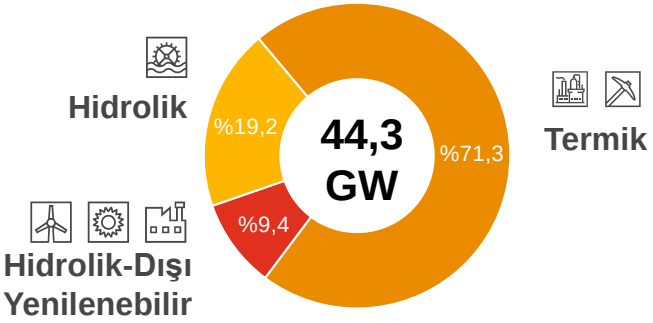
2014 yılından sonra Türkiye kurulu gücünün teknolojiye göre dağılımı önemli seviyede değişmiştir. Buna rağmen birçok serbest elektrik üreticisi şirketin toplam kurulu gücü içerisindeki en önemli pay kömür ve doğalgaz kaynaklı üretim santrallerine aittir.

Türkiye'nin önde gelen serbest elektrik üreticileri, **Haziran 2020**'de ülkenin toplam kurulu gücünün **%48,5'ine** denk gelen **44,3 GW** kurulu güce sahiptir.

Bu kurulu güç kapasitesinin **%71'i** termik enerji kaynaklarından sağlanmaktadır.

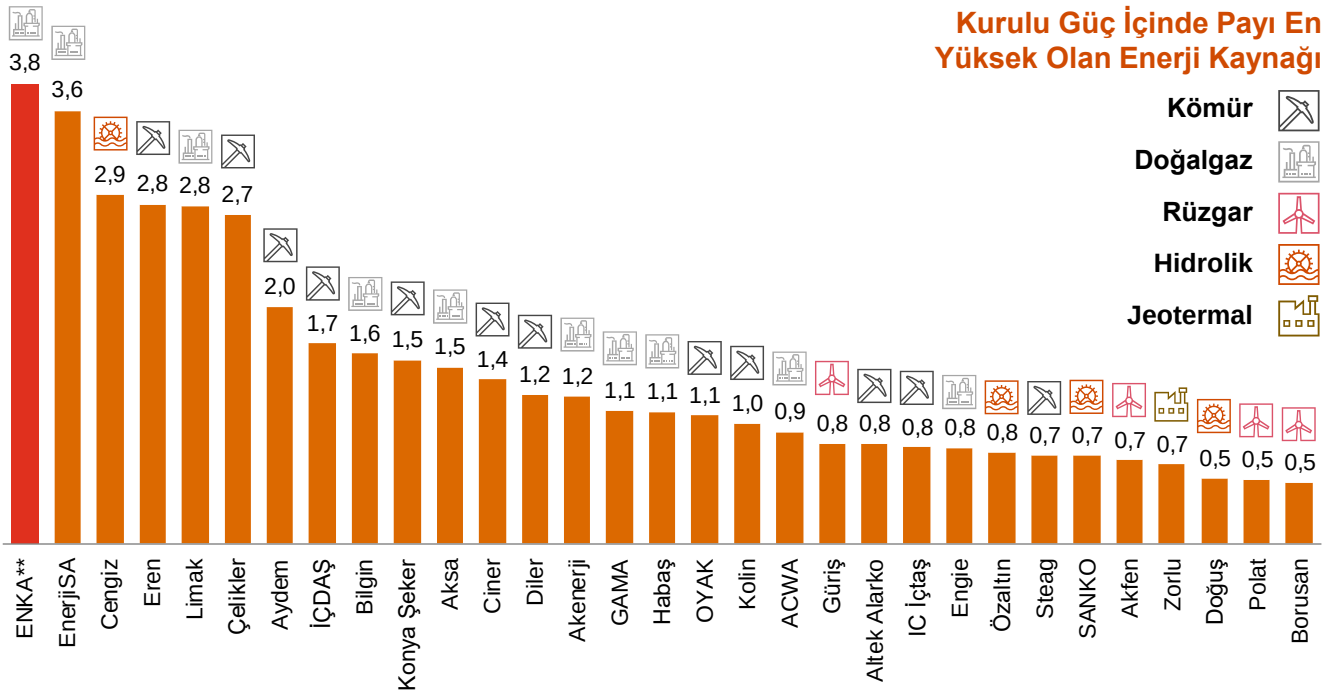
Grafik 23

En Büyük Serbest Elektrik Üreticilerinin Kontrol Ettiği Kurulu Güç Dağılımı (2020)



Grafik 24

Türkiye'nin Önde Gelen Serbest Elektrik Üreticilerinin Kurulu Güçleri* (2020, GW)



*Serbest elektrik üreticileri kurulu güçleri hesaplanırken ortak oldukları elektrik santrallerindeki ortaklık payları oranında kurulu güçleri düzeltilerek hesaplamaya dahil edilmiştir. Lisanssız ve inşaat hallinde olan ve santraller çalışmamız kapsamında dikkate alınmamıştır. ENKA ve ülkenin önde gelen 30 en büyük serbest elektrik üreticisi çalışmamız kapsamında incelenmiştir. ENKA, DKÇS'lerinin raporlama tarihi itibarıyla faaliyetlerine ara vermiş olmasıyla diğer üreticilerden farklılaşmaktadır.

**Raporlama tarihi itibarıyla ENKA'ya ait üç DKÇS'nin faaliyetlerine ara vermiştir.

Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

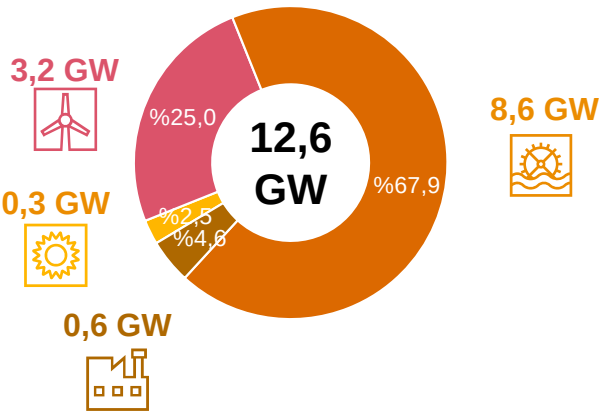
Türkiye'de 250 MW'ın üzerinde yenilenebilir kapasiteye sahip 18 serbest elektrik üreticisi bulunmaktadır. Bu üreticilerin kurulu güç kapasitelerinin büyük çoğunluğu hidroelektrik santrallerinden oluşmaktadır. Bazı üreticiler ise sadece rüzgar, güneş ve jeotermal yatırımlarına yönelmiştir

Yüksek yenilenebilir enerji kurulu gücüne sahip serbest elektrik üreticilerinin portföyleri yoğunlukla HES'lerden oluşmaktadır. Bu şirketlerin yenilenebilir enerji kurulu güçleri, 2020 Haziran itibarıyla toplam kurulu güçlerinin **%56'sına** eşittir.

Şirketlerin toplam kurulu gücü içinde güneş enerjisinin payı sınırlı iken, bazı şirketler sadece RES'lere yönelik yatırımlar gerçekleştirmektedir. Yenilenebilir enerji kurulu güç kapasitesinin toplam kurulu güç kapasitesinin içerisindeki payının gelecek yıllarda artış göstermesi beklenmektedir.

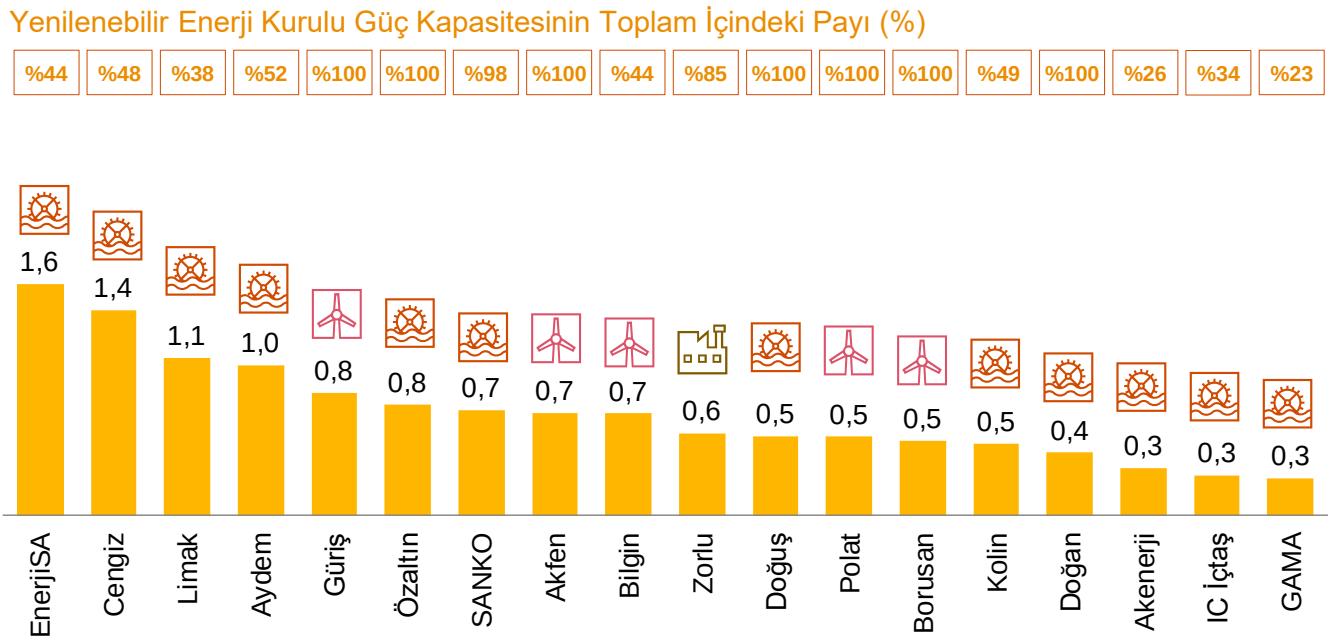
Grafik 25

Yenilenebilir Enerji Kurulu Gücü En Yüksek 18 Serbest Elektrik Üreticisinin Kurulu Güç Yatırımlarının Dağılımı (2020)



Grafik 26

Türkiye'nin Önde Gelen Enerji Şirketlerinin Yenilenebilir Kaynaklara Dayalı Kurulu Güç Kapasiteleri (2020, GW)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

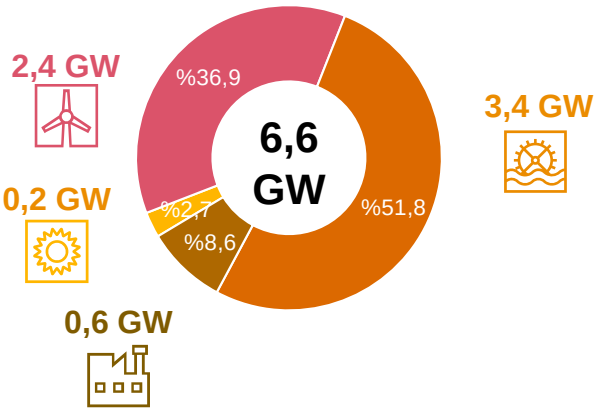
Sadece yenilenebilir enerjilere yatırımlarına yönelen serbest elektrik üreticileri, portföylerindeki kurulu güç kapasitelerini son 10 yıl içerisinde önemli seviyede artırmışlardır

Türkiye'de bazı yatırımcılar sadece yenilenebilir enerji teknolojileri konusunda uzmanlaşarak bu alanda yatırım yapmış ve kayda değer büyüklükte portföyler oluşturmuşlardır. Sadece yenilenebilir enerji yatırımları bulunan, kurulu güç açısından en büyük 10 serbest elektrik üreticisi şirketin toplam kurulu güç kapasitesi, **Haziran 2020** itibarıyla **6,6 GW** seviyesine ulaşmıştır ve bu miktar toplam yenilenebilir enerji kurulu güç kapasitesinin yaklaşık **%15**'ini oluşturmaktadır.

Kurulu güç açısından, sadece yenilenebilir enerji alanında faaliyet gösteren ülkenin en büyük üç şirketi sırasıyla; Aydem Yenilenebilir Enerji, Güriş Holding ve Özaltın'dır. Bu segmentte bulunan piyasa oyuncuları; aynı zamanda, ülkenin Haziran 2020 itibarıyla jeotermal kurulu güç kapasitesinin **%37'sini**, rüzgar kurulu güç kapasitesinin ise **%31'ini** kontrol etmektedir.

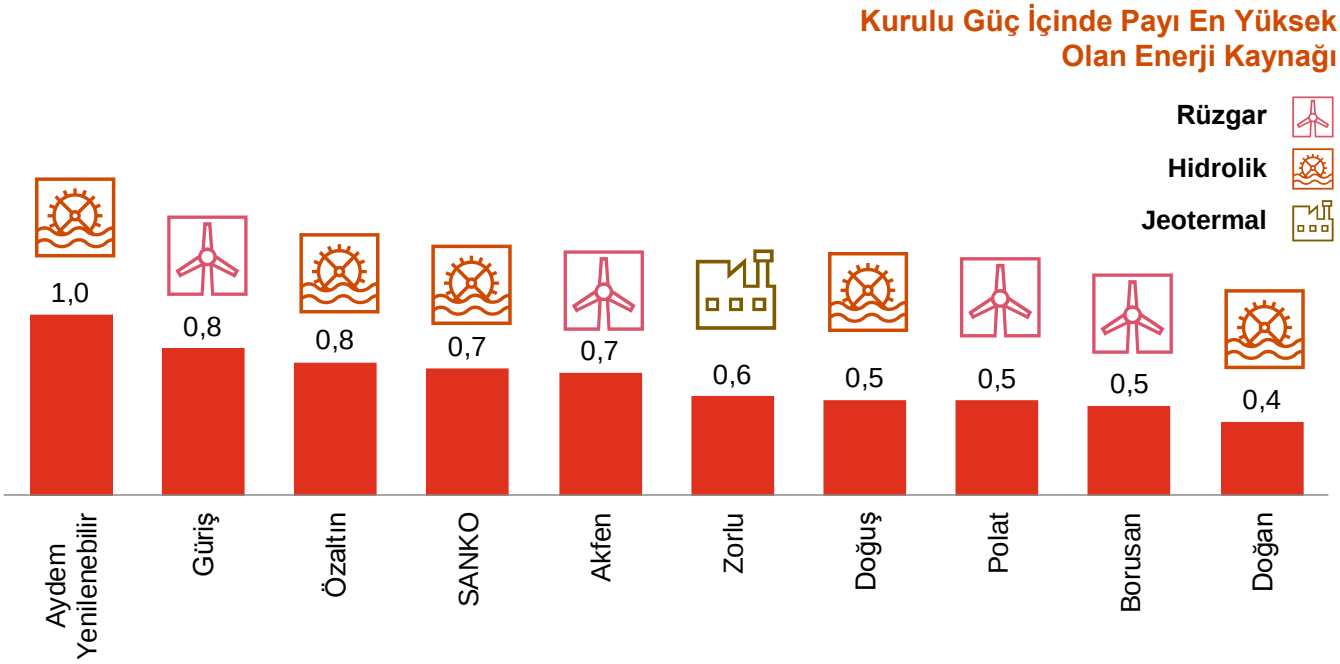
Grafik 27

Sadece Yenilenebilir Enerji Yatırımı Yapan, Kurulu Güce Göre En Büyük 10 Şirketin Kurulu Güç Dağılımı (2020)



Grafik 28

Sadece Yenilenebilir Enerjiye Yatırım Yapan, Kurulu Güce Göre En Büyük 10 Şirket (2020, GW)



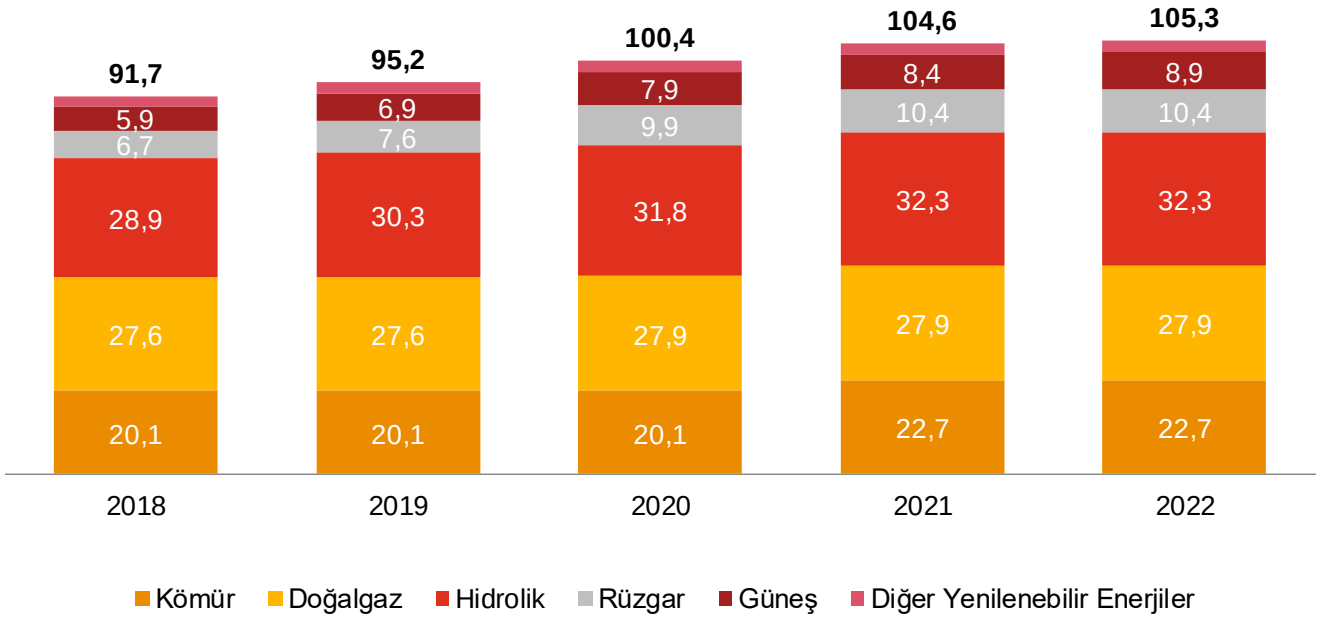
Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

TEİAŞ'ın 2018 yılında yaptığı tahmin çalışmasında; toplam kurulu gücün 2020'de 100,4 GW'a ulaşacağı tahmin edilmiştir. Gerçekleşen kurulu güç ise bu tahminin yaklaşık 9 GW altında kalmıştır

2018-2019 yıllarında gerçekleşen kurulu güç TEİAŞ tahminlerinin altında seyretmiştir. Bunun sebebi talepteki büyümenin beklenenin altında gerçekleşmiş olmasıdır.

Grafik 29

TEİAŞ Kurulu Güç Tahminleri (2018-2022, GW)



	Kömür	Doğalgaz	Hidrolik	Rüzgar	Güneş	Diğer Yenilenebilir Enerji Kay.	Toplam
2018	20,1	27,6	28,9	6,7	5,9	2,5	91,7
2019	20,1	27,6	30,3	7,6	6,9	2,6	95,2
2020	20,1	27,9	31,8	9,9	7,9	2,7	100,4
2021	22,7	27,9	32,3	10,4	8,4	2,9	104,6
2022	22,7	27,9	32,3	10,4	8,9	3,0	105,3

Kaynak: TEİAŞ

Türkiye'nin elektrik üretimi son 50 yıl içerisinde hızla büyümüş, elektrik üretim kaynakları da çeşitlenmiştir

1. 1970'li ve 1980'li yıllarda elektrik üretimi; hidrolik kaynaklar, yerli kömür ve sıvı fosil yakıtlara dayalı şekilde gerçekleşmiştir.

2. Kömür ve hidrolik kaynaklarının üretimde daha yaygın kullanılması ve doğalgaz santrallerinin devreye girmesi sonucunda sıvı yakıtların elektrik üretimindeki payı ilerleyen dönemlerde ciddi oranda azalmıştır.

3. Hızla artan kurulu güçlerine rağmen HES'lerin üretim seviyesi, iklim koşullarına göre, yıldan yıla farklılık göstermiştir.

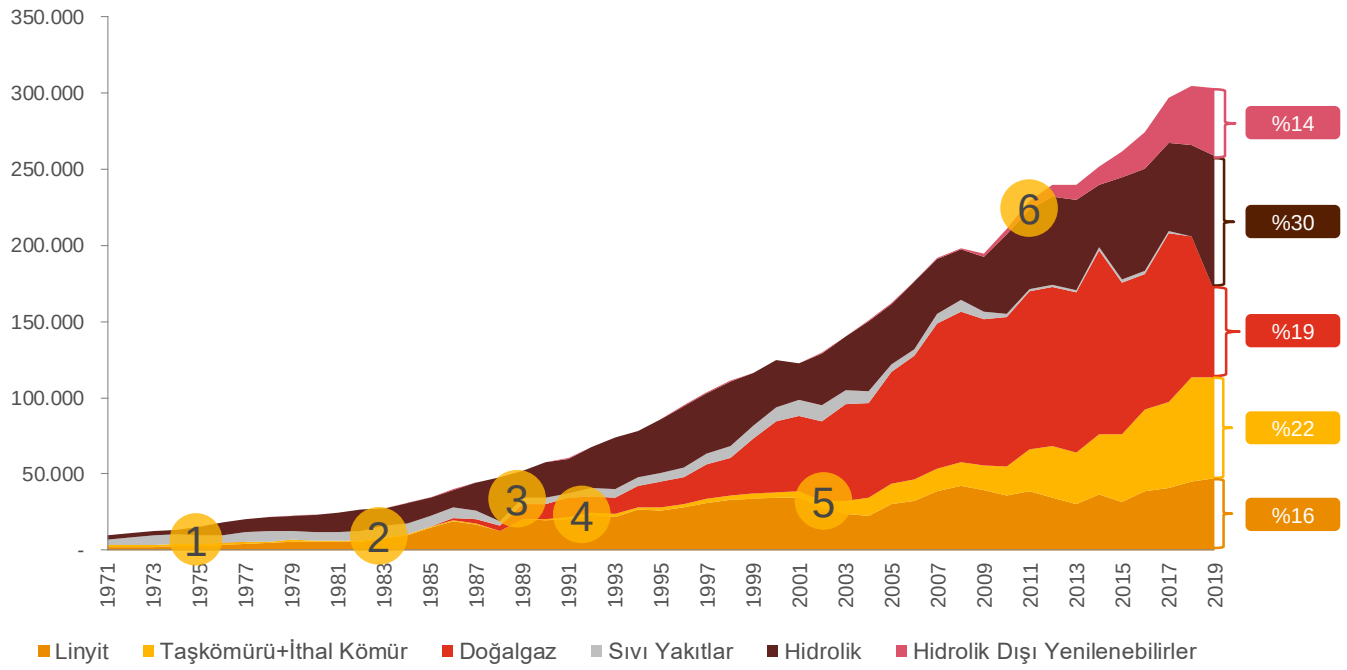
4. Doğalgaz ile elektrik üretimi 1985 yılında başlamıştır, ve 1987 yılında doğalgaz ithalatının başlaması ile hızlanmıştır. 1990'lı yıllarda YİD - Yİ modeli ile faaliyet gösteren doğalgaz üretim santralleri kurulmuştur.

5. Taş kömürü ile faaliyet gösteren santrallerin devreye girmesi, ithal edilen kömürün hacmini artmıştır. Yerli kömürle çalışan santrallere kıyasla, söz konusu dönemde ithal kömürle çalışan santraller daha düşük birim maliyet ile daha yüksek enerji üretim verimliliği sağlayabilmiştir.

6. Hidrolik-dışı yenilenebilir enerji santrallerinin toplam üretim içerisindeki payı 2014 yılı sonrasında artmaya başlamıştır. Bu artışın iki sebebi bulunmaktadır:
   i) YEKDEM kapsamında sunulan satın alım tarifesi PTF'ye oranla çok daha avantajlı hale gelmiştir
   ii) Yenilenebilir enerji santralleri yatırım maliyetleri söz konusu dönemde önemli seviyede azalmıştır

Grafik 30

Kaynaklarına Göre Elektrik Üretimi (1970-2019, GWh)



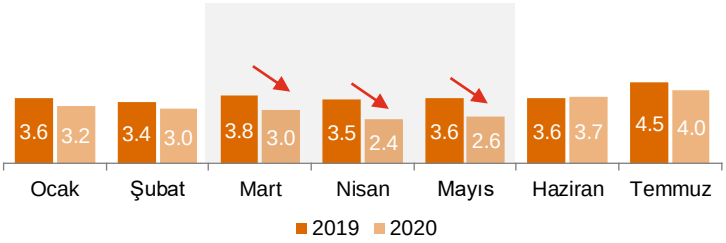
Kaynak: TEİAŞ

Covid-19'un etkisiyle özellikle linyit ve doğalgaz kaynaklı elektrik üretim santrallerinin üretiminin salgın döneminde azaldığı gözlemlenmektedir

Linyit*

2020 Ocak itibarıyla yürürlüğe giren çevre mevzuatı nedeniyle altı linyit santralinde bazı ünitelerin üretimi durdurulmuştur. Haziran ayından itibaren pek çok ünite tekrar çalışmaya başlamıştır. Yerli kömür kullanan santraller için sağlanan alım garantisi, linyitle üretim yapan santrallerin salgın esnasında üretimlerine sürdürmelerine destek olmuştur.

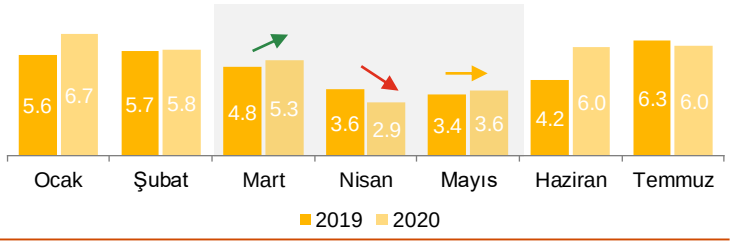
Toplam Elektrik Üretimi (2019-2020, TWh)



Taşkömürü + İthal Kömür*

Mart 2020'de taşkömürü ve ithal kömür santrallerdeki üretim, doğalgaz santrallerinin spark spreadlerinin azalması ve bazı linyit santrallerin faaliyetlerinin 2020'nin ilk altı ayında geçici olarak durdurulmasının etkisiyle artmıştır. Bu santrallerin üretimi, Nisan 2020'de diğer termik kaynaklara eşdeğer şekilde azalmıştır.

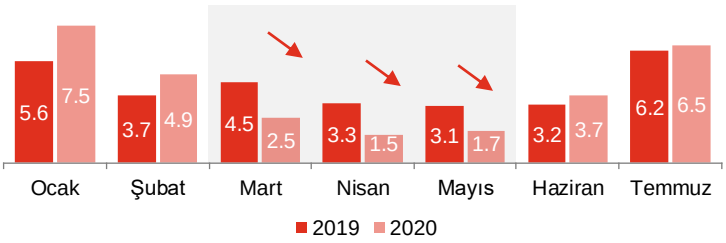
Toplam Elektrik Üretimi (2019-2020, TWh)



Doğalgaz*

Doğalgaz santrallerinde spark spread'in toparlanmasının ardından 2020 yılı Ocak ve Şubat aylarında üretim geçen seneye kıyasla artmıştır. Ülkedeki doğalgaz santrallerinin doğalgaz satın alım maliyetlerindeki düşüşün PTF'nin gerisinde kalmasından dolayı salgın döneminde DKÇS'ler üretimlerini azaltmak zorunda kalmışlardır.

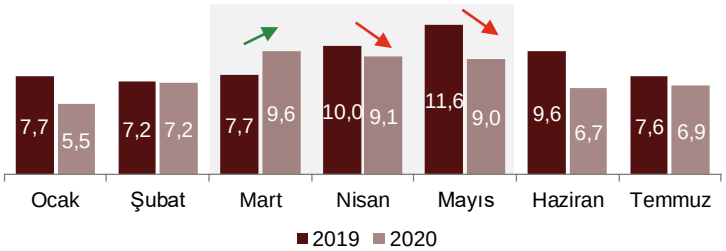
Toplam Elektrik Üretimi (2019-2020, TWh)



Hidrolik*

Hidrolik kaynak bazlı elektrik üretiminin 2020'de geçen seneye oranla azaldığı gözlemlenmektedir. 2019 yılının sulak bir yıl olması iki yıl arasındaki farkı açıklayan en önemli faktördür. Hidroelektrik santralleri, YEKDEM kapsamında sunulan satın alım tarifesinden faydalandıklarından ötürü Covid-19 salgını esnasında PTF düşüşüne reaksiyon göstermeden üretimlerine devam etmişlerdir.

Toplam Elektrik Üretimi (2019-2020, TWh)

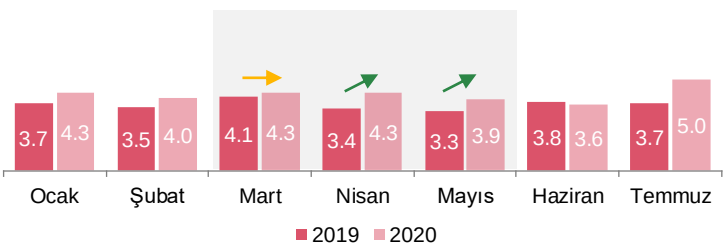


Hidrolik-Dışı Yenilenebilirler*

Hidrolik-dışı yenilenebilir enerji santrallerinde üretilen elektrik 2020 yılında Temmuz ayına kadar her ay boyunca 2019 yılına oranla artış göstermiştir.

Yeni yatırımların devreye alınmış olması ve YEKDEM kapsamında sağlanan destekler, yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin Covid-19 salgını boyunca artmaya devam etmesini sağlamıştır.

Toplam Elektrik Üretimi (2019-2020, TWh)



*Yukarıda paylaşılan üretim verileri raporda paylaşılan talep verilerinden farklılaşmaktadır. Bu farklılaşmanın iki sebebi bulunmaktadır: **1)** Üretimde sınırlı da olsa sıvı yakıtların payı bulunmaktadır, ve **2)** Talep verilerinde net ithalat dikkate alınmıştır.

Kaynak: TEİAŞ

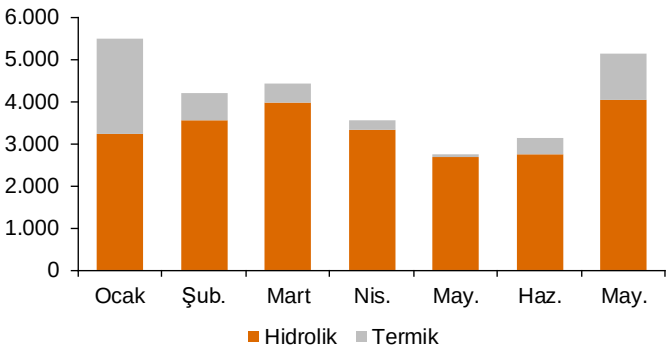
EÜAŞ'ın elektrik santrallerinin toplam üretim içindeki payı 1970'li yıllardan itibaren azalmıştır. Buna rağmen EÜAŞ'ın santralleri fiyat oluşumunda aktif bir role sahiptir

EÜAŞ'ın kurulu gücü ve elektrik santrallerinin sayısı, **geçtiğimiz 20 yıl içinde** ülkedeki büyük çaplı özelleştirmelerin sonucunda önemli ölçüde azalmıştır. 2019 yılında EÜAŞ'ın toplam üretim içindeki payı **%24'e** kadar gerilemiştir. Bu oran, 2007 yılında **%48** olarak gözlemlenmiştir.

EÜAŞ'ın toplam üretim içindeki payı 2019'un ilk yarısında yaklaşık **%18** seviyesindeyken 2020'de aynı döneminde yağış oranının azalması nedeniyle **%16** seviyelerine gerilemiştir. Buna ilaveten EÜAŞ'ın bünyesinde bulunan düşük verimliliğe sahip kömür santrallerinin 2020 yılında azalan talep karşısında üretime ara vermesi de bu üretimdeki payın düşüşünde etkili olmuştur.

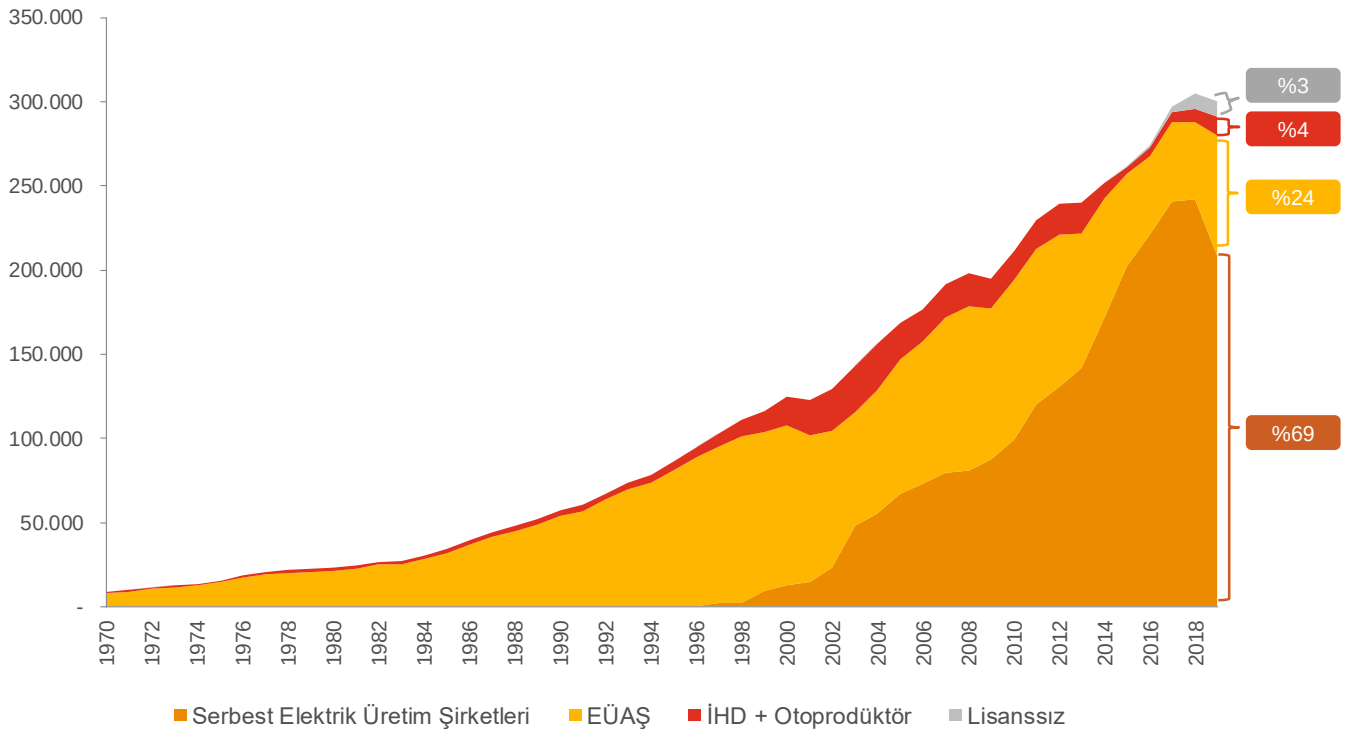
Grafik 31

Enerji Kaynağına Göre EÜAŞ'ın Aylık Elektrik Üretimi (2020, GWh)



Grafik 32

Kuruluş Türüne Göre Elektrik Üretimi (1970-2019, GWh)



Kaynak: TEİAŞ

Yenilenebilir enerji kapasite faktörleri, özellikle HES'lerde olmak üzere, yıllar arasında değişkenlik göstermektedir

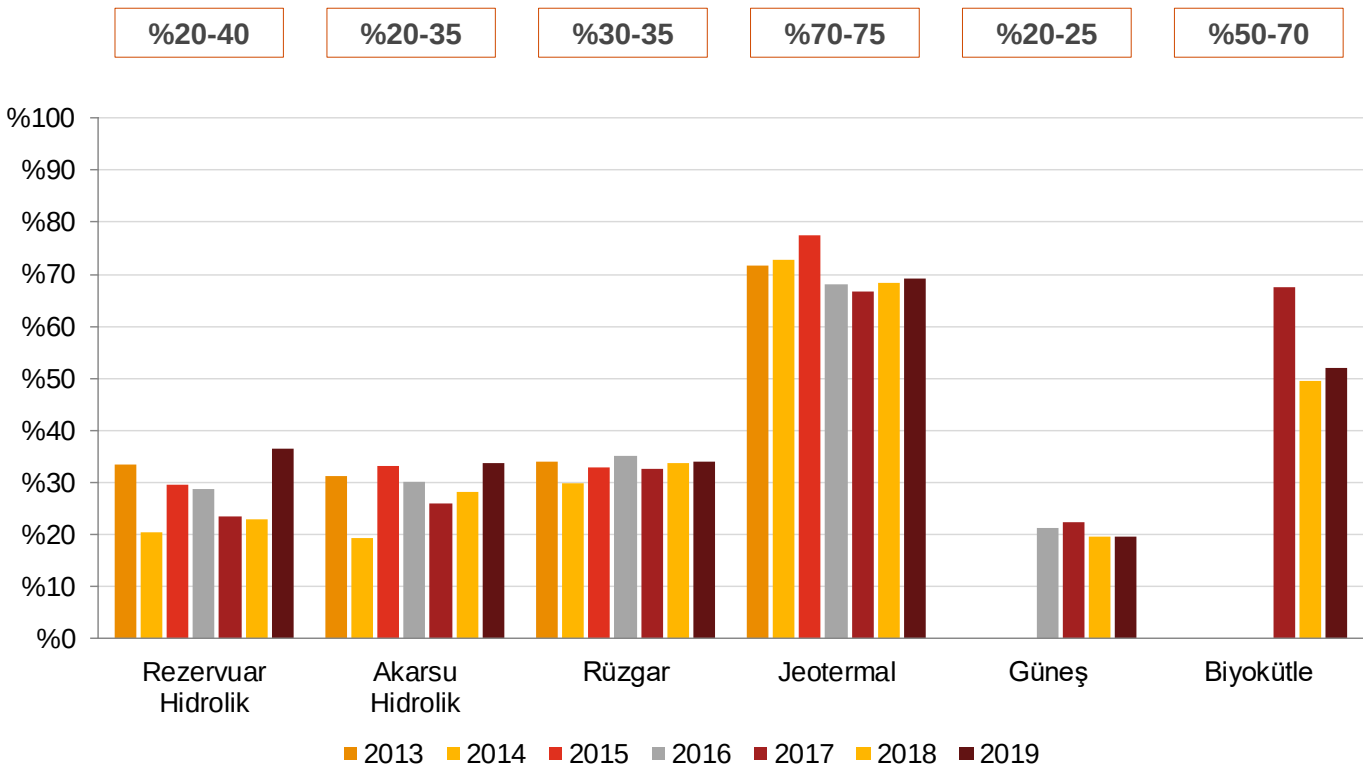
Kapasite faktörü, enerji santralleri için önemli bir performans göstergesidir. Santralin gerçekleşen elektrik üretiminin teorik maksimum üretim kapasitesine bölünmesi sonucu hesaplanan kapasite faktörü, santralin toplam kullanım oranına işaret etmektedir.

EÜAŞ, ülkedeki rezervuar hidroelektrik santrallerinin büyük bir kısmının faaliyetlerinden sorumludur. Bu sebepten ötürü, toplam HES kapasite faktörü EÜAŞ'ın kapasitesine dair planları doğrultusunda değişiklik gösterebilmektedir. Aynı zamanda, rezervuar doluluk oranları ve yıllık su girişlerinin de HES üretimine önemli etkisi bulunmaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimi, dolayısıyla kapasite faktörleri PTF'yi tek yönlü olarak ve ithal enerji kaynaklarının fiyatlamalarındaki gelişmelerden bağımsız olarak etkileyebilmektedir.

Grafik 33

Kapasite Faktörleri (2013-2019)



Kaynak: TEİAŞ

Ekonomideki gelişmelere bağlı olarak elektrik talebinin büyümesi 2017-2019 yılları arasında geçmişe yıllara oranla ivme kaybederken kurulu güç artmaya devam etmiştir

%33,4 (Rezerv Marjı (2019)) = (**63,8 GW** (Kullanılabilir Kapasite (2019)) − **47,8 GW** (Pik Talep (2019))) / **47,8 GW** (Pik Talep (2019))

Elektrik talebi, elektriğin depolanamaması nedeniyle anlık olarak mevcut kurulu güç tarafından karşılanmalıdır. Talep ve arzın dengede olmaması durumu piyasa işleyişini bozma riskini yaratabilir. Mevcut kurulu güç kapasitesinin pik talebe oranı rezerv marjı olarak adlandırılmaktadır.

Arz güvenliğinin sağlanabilmesi için rezerv marjının makul bir seviyede seyretmesi gerekmektedir. Rezerv marjında ciddi azalışların gözlemlenmesi durumunda elektrik arzı riski oluşmaktadır. Öte yandan, rezerv marjının yüksek olması, elektrik üretim sektöründe ihtiyaçtan fazla yatırım yapıldığına işaret edebilir.

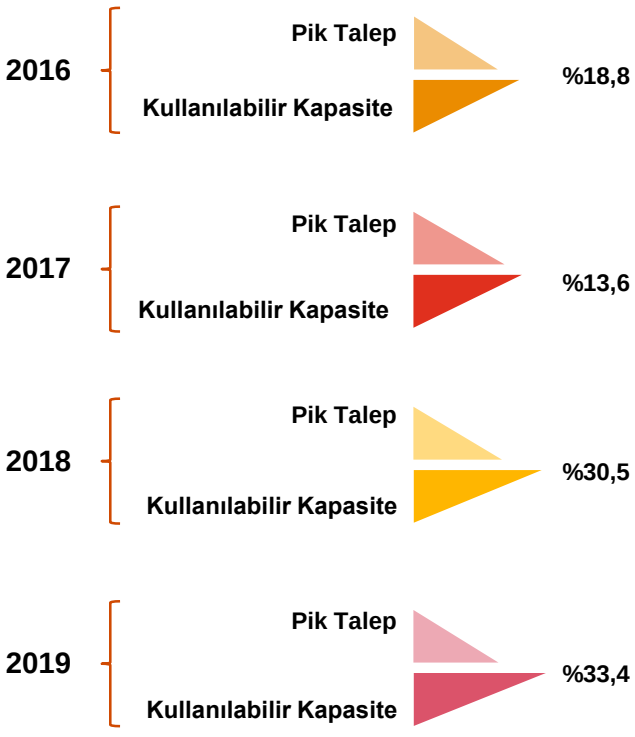
Lisanssız üretim, TEİAŞ'ın saatlik üretim verilerine dahil edilmemektedir ve bu yüzden rezerv marjının hesaplanmasında dikkate alınmamaktadır. Lisanssız üretimin hesaplamaya eklenmesi durumunda daha düşük bir rezerv marjı oluşmaktadır. Lisanssız üretimin rezerv marjına olan etkisi, özellikle güneşten gelen ek kurulu gücün hızla arttığı 2017 yılından itibaren gözlemlenebilmektedir.

Lisanssız üretimin dahil edilmesi durumunda, 2018 ve 2019 yılları için pik talep sırasıyla **48.226 MW** ve **47.825 MW** olarak gözlemlenmektedir. Pik talebe lisanssızların dahil edilmesi durumunda ise rezerv marjı **2018** ve **2019** yılları için **%30,5** ve **%33,4** olarak gözlemlenmektedir.

Grafik 34

Rezerv Marjının Hesaplanması (2010-2019)*

Yıl	Pik Talep (MW)	Kurulu Güç (MW)	Kullanılabilir Kapasite (MW)	Rezerv Marjı (%)
2010	33.191	49.524	38.579	%16,2
2011	35.634	52.911	39.736	%11,5
2012	38.431	57.059	41.767	%8,7
2013	38.116	64.008	43.717	%14,7
2014	40.734	69.520	47.969	%17,8
2015	42.482	73.147	46.884	%10,4
2016	44.341	78.497	52.678	%18,8
2017	47.062	85.200	53.473	%13,6
2018	48.226	88.526	62.948	%30,5
2019	47.825	90.489	63.815	%33,4



*Yukarıdaki tabloda bulunan kurulu güç, pik talebin karşılandığı tarihteki kurulu güç olarak gözlemlenmektedir.

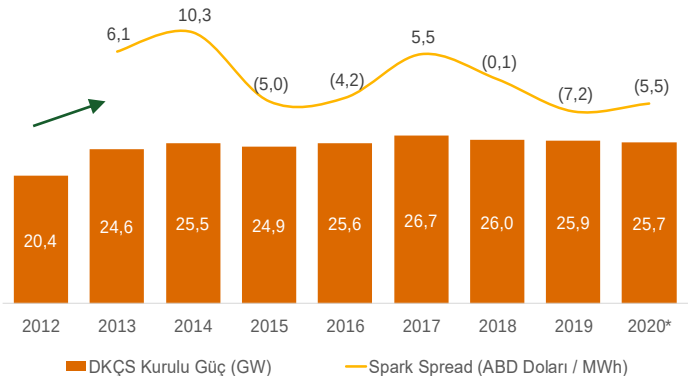
Kaynak: APLUS Enerji Analizi, TEİAŞ

Son yıllarda gözlemlenen arz fazlası, büyüme hızı yavaşlayan elektrik talebinden kaynaklanmaktadır. Ayrıca bu arz fazlası; i) 2015 yılından önce kurulan doğalgaz santrallerinin halihazırda negatif spark spread sebebiyle düşük kapasite ile çalışmaları ile ii) YEKDEM tarifelerinden yararlanmak isteyen yatırımcıların yenilenebilir kaynaklara ilişkin santral yatırımları ile de açıklanabilir

Doğalgaz Yatırımları

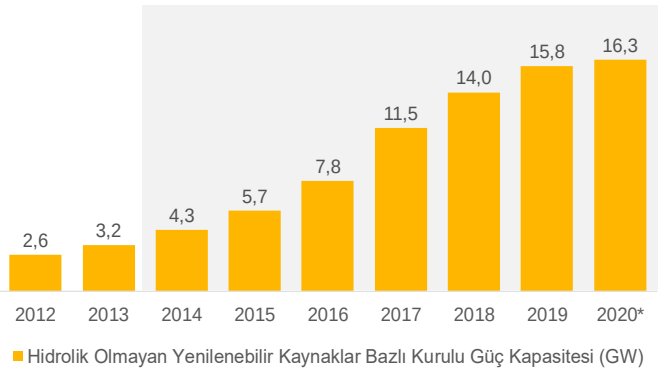
Spark spread, bir birim elektriğin piyasadaki satış fiyatı ile doğalgaz kullanılarak üretilen elektriğin maliyeti arasındaki farkı ifade etmektedir. Spark spread öngörüleri DKÇS yatırım fizibiliteleri için en önemli girdiyi teşkil etmektedir.

2012 ve 2013 yılları içerisinde spark spread'e yönelik olumlu beklentiler bu dönemde toplam DKÇS kurulu gücünün yeni yatırımlar sayesinde **%21** oranında artmasını sağlamıştır.



YEKDEM'e Katılımın Artması

2014 yılından sonra YEKDEM kapsamında sunulan satın alım tarifelerinin PTF'nin oldukça üzerinde kalması, yatırımcıların yenilenebilir enerji kaynaklarına olan ilgilerini artırmıştır. Bu nedenle, özellikle 2014 yılından sonra, diğer destekleyici faktörlerle beraber, yenilenebilir enerji kaynaklarından faydalanan enerji santrallerinin sayısında önemli artışlar gerçekleşmiştir. Bu sayede elektrik arz kapasitesi de aynı seviyede artmıştır.



Arz ve talep arasındaki uyumsuzluk sadece arzdaki değişimlerle değil, aynı zamanda talepteki değişimlerle de ilişkilendirilebilir. 2018 ve 2019 yıllarında ekonomik büyüme hızındaki düşüş ülkedeki elektrik talebinin büyüme hızını da etkilemiştir. Covid-19 salgını sebebiyle arz ile talep arasındaki dengesizliğin 2020 yılında daha da çok arttığı anlaşılmaktadır. Ancak, genel dünya ekonomileri ve ülkemiz ekonomisinin geçmiş performansları incelendiğinde bu tarz durgunlukların dönemsel olduğu ve ekonomik gelişimin döngüsel bir evrede gerçekleştiği görülmektedir. Bu nedenle, ekonomik durgunluk dönemlerinde gözlemlenen rezerv marj seviyelerinin elektrik piyasaları için uzun dönemde gösterge olamayacağı dikkate alınmalıdır.

*Aylık ortalama Spark Spread, santrallerin hem pozitif, hem de negatif saatler boyunca çalıştığı varsayımına göre hesaplanmıştır. 2020 yılına ait Spark Spread verisi, ilk 6 aya ait gerçekleşmeler doğrultusunda hazırlanmıştır.
**Haziran 2020 itibarıyla kurulu gücü ifade etmektedir.

Kaynak: APLUS Enerji Analizi, TEİAŞ

Bir ülkenin elektrik üretiminin kaynaklara dağılımında birden çok faktör etkili olmakla beraber en önemlisi devlet politikaları ve stratejik planlarıdır

Üretimin kaynaklara dağılımı çeşitli faktörlere göre farklılık göstermektedir:

- ✓ Devlet politikaları ve hedefleri,
- ✓ Teknolojik gelişmişlik seviyesi,
- ✓ Finansal kaynaklar ve planlama,
- ✓ Ülkenin doğal ve yenilenebilir enerji kaynak zenginliği
- ✓ Coğrafi konum ve enerji merkezlerine yakınlık.

Yerli kömür ve yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimdeki payını artırmak

Nükleer enerjiye bağımlılığı önemli ölçüde azaltmak

Kömür santrallerinin faaliyetlerini 2025 yılına kadar sonlandırmak

Büyümeyi teşvik etmek amacıyla güneş enerjisi yatırımlarını desteklemek

Kömür ve nükleer enerji santrallerini kademeli olarak devreden çıkarmak

2030 yılına kadar kömürden elektrik üretiminin payını %60'a düşürmek

Nükleer'i devreden çıkarmak ve yenilenebilir enerjinin payının artırmak

Grafik 35

Elektrik Üretiminin Kaynaklara Dağılımı (2019, %)

	Kömür	Doğalgaz	Sıvı Yakıtlar	Nükleer	Hidrolik	Diğer Yenilenebilir
	%38	%19	%0	%0	%30	%14
	%2	%5	%1	%71	%12	%9
	%5	%39	%1	%19	%2	%33
	%11	%45	%4	%0	%18	%24
	%37	%13	%1	%12	%4	%34
	%78	%7	%1	%0	%1	%12
	%14	%21	%5	%20	%13	%26

Kaynak: Fitch Solutions, OECD

4

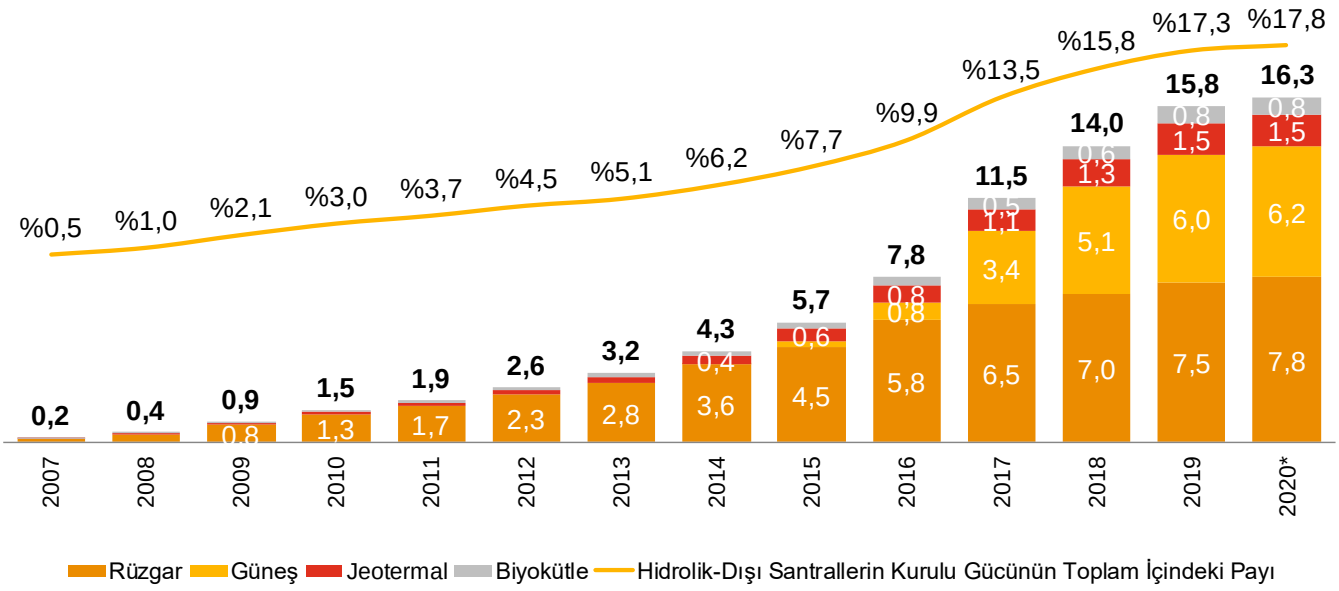
Türkiye'de Yenilenebilir Enerji

Hidrolik-dışı yenilenebilir enerji santrallerinin kurulu güç kapasitesi son 10 yıl içerisinde, özellikle YEKDEM'in devreye girmesinin ardından, hızla artmıştır

Hidrolik-Dışı Yenilenebilir Enerji Santrallerinin Kurulu Güç Gelişimi	Aralık 2007	Haziran 2020	Toplam Kurulu Güç İçindeki Payı (Haziran 2020)
Rüzgar YEKDEM satın alım garantisi etkisiyle önemli oranda kapasite artışları.	148 MW	7.760 MW	%8,5
Güneş Son beş yılda özellikle lisanssız santral yatırımlarının hız kazanması sonucu oluşan büyüme.	0 MW	6.166 MW	%6,7
Jeotermal Ülkede elektrik üretimine uygun çok sayıda jeotermal kaynağın bulunması.	23 MW	1.515 MW	%1,7
Biyokütle Yüksek yatırım maliyeti ve dış kaynaklara bağımlılık (atık toplama) sonucunda oluşan sınırlı büyüme.	21 MW	821 MW	%0,9

Grafik 36

Hidrolik-Dışı Yenilenebilir Enerji Santrallerin Kurulu Güç Gelişimi (2007-2020, MW)



*Haziran 2020 itibarıyla kurulu gücü ifade etmektedir.

Kaynak: TEİAŞ

YEKDEM, yenilenebilir enerji kaynaklı üretimin geliştirilmesinde öncü faktör olarak rol almıştır. YEKDEM ile birlikte yenilenebilir kaynaklı elektrik üretiminin gelişimi için gerekli altyapı ve teşvikler sağlanmıştır

İthal enerji kaynaklarına bağımlılığın azaltılması ve mevcut dış ticaret açığının kapatılması, her zaman Türkiye'nin enerji sektöründeki temel politikaları arasında yer almıştır. Bu amaç doğrultusunda Türkiye'de yenilenebilir enerji yatırımlarının teşvik edilmesine yönelik çalışmalar başlatılmış, ve bu çalışmaların bir parçası olan 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun 10 Mayıs 2005 tarihinde yürürlüğe girmiştir. Bu kanun ile yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesine yönelik önemli bir düzenleyici destek unsuru olan Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM) işletmeye girmiştir.

YEKDEM'in ilk tanıtılan modeli, yatırımcılar için cazip fırsatlar sunmamıştır ve sınırlı ilgi görmüştür. Bu sebepten ötürü, 5346 sayılı kanunda 2011 yılında önemli değişiklikler yapılmıştır. Bu kapsamda oluşturulan yeni mekanizma; santral yatırımlarında yerli olarak üretilen makineleri ve ekipmanları kullanan serbest elektrik üreticileri için ek katkı ve enerji çeşidine göre farklılık gösteren yeni alım garantileri sunmuştur. Değişikliğin devreye girmesinin ardından YEKDEM'in satın alım tarifesi, özellikle 2014 yılından sonra gün öncesi piyasalarda azalan PTF'ye karşı cazip fiyatlar sunduğundan ötürü serbest elektrik üreticilerinden yoğun ilgi görmüştür.

5346 sayılı kanunun 1. maddesi uyarınca, YEKDEM'in amaçları:

- Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminin artırılması,
- Kaynak çeşitliliğinin artırılması,
- Sera gazı emisyonlarının azaltılması,
- Atıkların değerlendirilmesi,
- Çevrenin korunması,
- İmalat sektörünün geliştirilmesidir.

Bu kanun kapsamında mekanizmaya dahil olan yenilenebilir enerji kaynakları: rüzgar, güneş, jeotermal, biyokütle, biyokütleden elde edilen gaz (çöp gazı dâhil), dalga, akıntı enerjisi ve gel-git ile kanal veya nehir tipi veya rezervuar alanı 15 km^2 altında olan hidroelektrik üretim kaynakları olarak nitelendirilmiştir.

Kaynak: EPDK

YEKDEM, yenilenebilir enerji santrallerine 10 yıl boyunca ABD Doları cinsinden belirlenen fiyatlar üzerinden satın alım garantisi sunmaktadır

2011 yılında yeniden düzenlenen YEKDEM kapsamında 31 Aralık 2015 tarihinden önce işletmeye giren yenilenebilir enerji santrallerinin faaliyetlerinin ilk 10 yılı için YEKDEM satın alım garantisi geçerli olmuştur.

18 Kasım 2013 tarihli Resmi Gazete'de yayınlanan EPDK kararı ile, 1 Ocak 2015 ile 31 Ekim 2020 tarihleri arasında işletmeye alınan yenilenebilir enerji santrallerinin de **10 yıl** boyunca **YEKDEM satın alım garantisinden** faydalanabileceği belirlenmiştir.

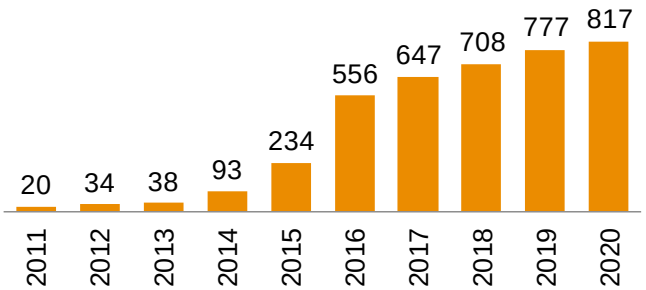
Katılımcı santraller, her yıl YEKDEM satın alım garantisi programı içinde yer almayı seçebilirler. Bu kapsamda EPDK, her yıl Ekim sonuna kadar bir sonraki yıl için YEKDEM başvurularını toplamaktadır. Serbest elektrik üreticileri, YEKDEM'den faydalanmaya karar vermeleri halinde, üretimlerinin tamamını bir yıl boyunca verdikleri bu karar doğrultusunda şebekeye satma yükümlülüğü altına girerler.

Destek mekanizmasının en önemli avantajlarından biri, sabit fiyattan ABD Doları cinsinden satın alım garantisi ile santrallere daha istikrarlı nakit akımları sağlaması, ve bu doğrultuda finansmana erişimi kolaylaştırmasıdır.

Mevcut YEKDEM kapsamında sunulan satın alım tarifesinin sonlanmasının ardından devreye girmesi beklenen ve 2020'de açıklanması planlanan yeni tarife henüz değerlendirme aşamasındadır. 2 Kasım 2020'den önce devreye alınan santraller mevcut YEKDEM kapsamında sunulan satın alım tarifesinden faydalanabilecektir.

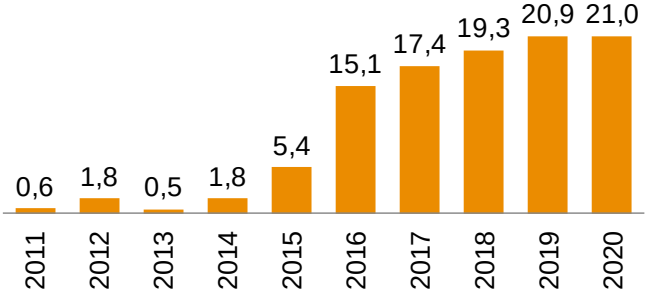
Grafik 37

YEKDEM Katılımcı Santral Sayısı (2011-2020)



Grafik 38

YEKDEM'den Yararlanan Santrallerin Toplam Kurulu Gücü (2011-2020, GW)



Kaynak: EPDK, EPİAŞ

YEKDEM'in amaçlarından birisi de yenilenebilir enerji santrallerinin kurulumunda yerli aksam kullanımını artırmaktır. Bu kapsamda Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üreten Tesislerde Kullanılan Yerli Aksamın Desteklenmesi Yönetmeliği yürürlüğe girmiştir

Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üreten Tesislerde Kullanılan Yerli Aksamın Desteklenmesi Yönetmeliği'ne göre, sabit alım garantisine ek olarak, yerli olarak üretilen mekanik ve/veya elektro-mekanik teçhizatı kullanan lisans sahipleri için ilk beş yılda ek katkılar ödenmektedir.

Hidrolik Enerji
73/96
ABD Doları/MWh

Rüzgar Enerjisi
73/110
ABD Doları/MWh

Jeotermal Enerji
105/132
ABD Doları/MWh

Fotovoltaik Güneş Enerjisi
133/200
ABD Doları/MWh

Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi
133/225
ABD Doları/MWh

Biyokütle Enerjisi
133/189
ABD Doları/MWh

Minimum Alım Garantisi Fiyatı

Yerli Aksam ile Maksimum Alım Garantisi Fiyatı

Kaynak: EPDK

YEKDEM kapsamında sunulan satın alım tarifesi, Ocak 2013 ve Temmuz 2020 arasında istisnasız aylık ortalama PTF'nin üzerinde seyretmiştir. Bunun sonucunda YEKDEM katılımcı sayılarında ciddi oranda artış gözlemlenmiştir

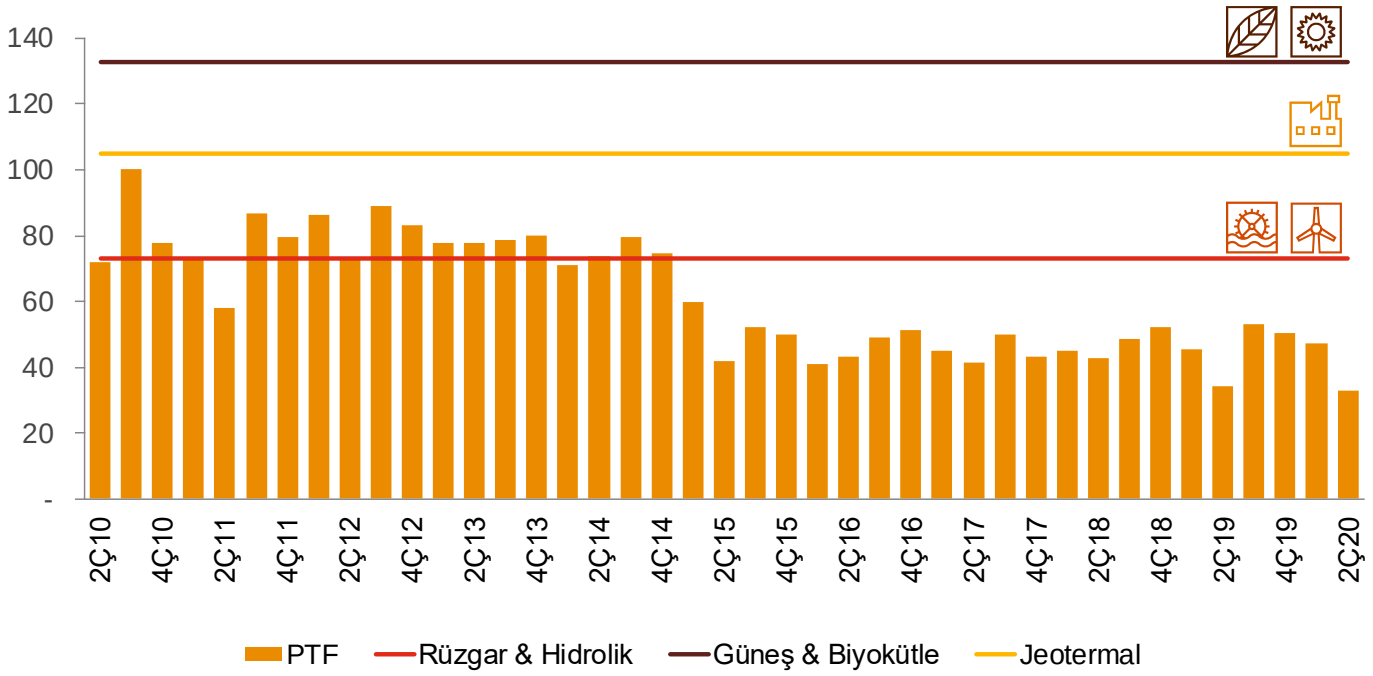
Rüzgar ve hidrolik kaynaklar için YEKDEM kapsamında sunulan satın alım tarifesi, 2014 yılına kadar ortalama PTF'ye yakın seviyelerde gerçekleşmiştir. 2015 yılında PTF'nin ABD Doları cinsinden değer kaybetmesi sonucunda YEKDEM kapsamında sunulan satın alım tarifesi yatırımcılar için tüm yenilenebilir enerji kaynaklarına yatırımı daha cazip hale getirmiştir.

PTF'nin 2015 yılındaki düşüşünün sebepleri raporun ilerleyen bölümlerinde incelenmektedir.

PTF ve YEKDEM satın alım tarifesi arasındaki fiyat farkı, yatırımcıların destek mekanizmasına katılmasında etkili en önemli faktördür. Bu farkın 2015 yılında açılmasının ardından PTF'nin üzerinde satın alım tarifesi sağlayan YEKDEM, yenilenebilir enerji yatırımlarının artmasına destek olmuştur.

Grafik 39

PTF ve Enerji Türlerine Göre YEKDEM Kapsamında Sunulan Satın Alım Tarifesi
(2010-1Y20, ABD Doları/MWh)



Kaynak: EPDK, EPİAŞ

Türkiye'nin rüzgar ve güneşe dayalı kurulu güç kapasitesinin geliştirilmesi için çeşitli yöntemlerden faydalanılmıştır. Bağımsız proje geliştirme faaliyetlerinin desteklendiği, ihalesiz bir dönemin ardından üç farklı ihale yöntemi uygulanmış, sonrasında ise mevcut ihale mekanizması olan YEKA modeli oluşturulmuştur

A İlk YEKDEM Evresi

- İlk YEKDEM 2005 yılında yürürlüğe girmiştir, ancak sınırlı talep görmüştür,
- Alım garantileri ilk başvuranlara öncelik verilmesi yöntemiyle sunulmuştur,
- İhale süreci yerine başvuru aracılığıyla faaliyet gösterilmiştir.

B 2011 Rüzgar İhaleleri

- Rüzgar enerjisi santralleri için 2011 yılında ilk ihale sistemi tanıtılmıştır,
- Kazananın, YEKDEM satın alım tarifesinden TL/MWh cinsinden düşülecek katkı payını 20 yıl boyunca ödenmesi zorunlu tutulmuştur.
- 13 yarışma bölgesinde toplam 5.500 MW rüzgar enerjisi kapasitesi tahsis edilmiştir.

C 2015 Güneş İhaleleri

- Güneş enerjisi santralleri için 2015 yılında yeni bir ihale sistemi uygulanmıştır,
- İhalelerde kazananı belirleyen MW başına bir defaya mahsus TL bazlı katkı payı ödemesinin faaliyete başlandıktan sonraki üç yıl içinde ödenmesi planlanmıştır.
- Toplam 600 MW GES kapasitesi tahsis edilmiştir.

D 2017 Rüzgar İhaleleri

- Rüzgar enerjisi santralleri için 2014 yılında duyurulan ve 2015 yılında başvuru alınan ihaleler 2017 yılında gerçekleştirilmiştir,
- Toplam 3.000 MW kurulu güç (rüzgar) tahsis edilmiştir,
- YEKDEM satın alım tarifesi dışında tutulan ihalelerde fiyat teklifleri, bağımsız fiyatlardan ya da eksi fiyat usulüne göre (PTF üzerinden iskonto) verilmiştir.

E YEKA İhaleleri

- Yenilenebilir enerjinin geliştirilmesi için mevcut olarak kullanılan, ilerleyen zamanlarda da kullanılacağı öngörülen ihale modelidir,
- Katılımcılar, kWh başına tanımlanan tavan fiyatı üzerinden indirim sunmaktadır. Kazanan üretici, sabit fiyattan 15 yıllık bir elektrik alım anlaşması imzalamaktadır.

Kaynak: EPDK, APLUS Enerji Analizi

Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarının ihale süreçleri son yıllarda önemli ölçüde değişiklik göstermiştir. İlerleyen yıllarda ihalelerin mevcut YEKA modelinde devam edeceği öngörülmektedir

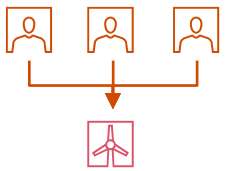
A İlk YEKDEM Evresi

İlk YEKDEM 2005 yılında başlatılmıştır, ancak yatırımcılar tarafından sınırlı ilgi görmüştür. YEKDEM'in ilk evresi perakendecilerin ikili anlaşmalar yoluyla katılımcılardan önceden belirlenmiş miktarda elektrik almaları prensibi üzerinden faaliyet göstermiştir. YEKDEM satın alım tarifesi, bir önceki yıla ait toptan elektrik fiyatı üzerinden belirlenmiştir, ancak daha sonra sabit bir tarife olarak revize edilmiştir.

B 2011 İhaleleri

2011 rüzgar ihalesi, ülkede gerçekleşen ilk yenilenebilir enerji ihalesi olmuştur. Yarışmada, üretilen kWh elektrik başına YEKDEM satın alım tarifesinden düşülecek TL biriminde bir katkı payı ücreti belirlenmiştir. İhale, söz konusu katkı payının faaliyete başladıktan sonraki 20 yıl boyunca (10 yıllık YEKDEM dönemi sonrasının da dahil olacağı şekilde) ödeneceği şartıyla gerçekleşmiştir.

Yarışma



TL bazında kWh başına YEKDEM satın alım tarifesine yapılan indirimlere dayalı rekabet

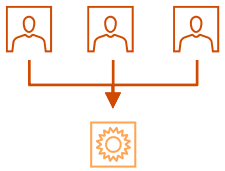
Yarışmasız

Herhangi bir indirim olmadan doğrudan YEKDEM satın alım tarifesinden faydalanılması

C 2015 İhaleleri

2015 yılı müzayedesinde toplam 600 MW kurulu güç kapasitesi tahsis edilmiştir. Bu ihale yönteminde TL/MW bazında ödenecek katkı paylarının santrallerin faaliyete geçmesinden sonraki 3 yıl içinde ödenmesi şartı uygulanmıştır. Temmuz 2020'de bu kapasitenin sadece 189 MW'ı şebekeye bağlanmıştır. Mevcut YEKDEM satın alım tarifesinin 2 Kasım 2020 itibarıyla sonlanacak olması sebebiyle şebekeye bağlanan kapasitenin artacağı tahmin edilmektedir.

Yarışma



TL/MW bazında ödenecek bir defaya mahsus katkı ücretine bağlı yarışma

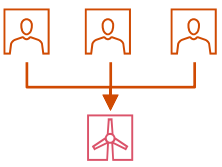
Yarışmasız

Herhangi bir indirim olmadan YEKDEM satın alım tarifesinden doğrudan faydalanılması

D 2017 İhaleleri

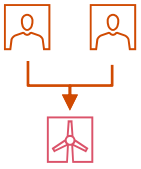
2017 rüzgar ihalesinde 2.820 MW'ı yarışmalı, 180 MW'ı yarışmasız olmak üzere toplam 3.000 MW kurulu güç kapasitesi tahsis edilmiştir. Bir önceki yarışmalara kıyasla teklif fiyatı iki farklı metot üzerinden belirlenmiştir: (i) kWh başına sabit fiyattan satış garantisi, (ii) iletim sistemi operatörüne ödenecek negatif katkı payı ile spot piyasaya elektrik satımı. Rekabetin yoğun olduğu bölgelerde yarışmalar çoğunlukla negatif teklifler ile sonuçlanmıştır.

Yoğun Rekabet



Eksi fiyatların teklif edilerek iletim sistemi operatörüne ödenecek negatif katkı payı ile spot piyasaya ya da ikili anlaşma yoluyla elektrik satışı

Düşük Rekabet



Sabit bir fiyat teklifi ile 10 yıl boyunca kWh başına sabit fiyattan elektrik satın alım anlaşması oluşturulması

E YEKA İhaleleri

YEKA, büyük ölçekli yenilenebilir projeler geliştirmek amacıyla oluşturulmuştur. Açık artırma mekanizması, yarışma öncesi belirlenen tavan fiyatından yapılan eksiltmeler aracılığıyla yürütülmektedir. YEKA ihalelerinin sonucunda kazanan katılımcı ile 15 yıllık bir elektrik satın alım anlaşması imzalamaktadır.

Açık Arttırma Mekanizması

Yarışma, öncesinde belirlenmiş bir tavan fiyattan katılımcıların indirim belirlemesi ile başlar. İlk turda en yüksek indirimi teklif eden beş katılımcı yarışmaya devam eder. Kazanan, tavan fiyatından belirlenen indirimin eksiltilmesine dayalı 15 yıllık bir elektrik satın alım anlaşması imzalamaktadır.

Kaynak: EPDK, APLUS Enerji Analizi

Son yıllarda gerçekleştirilmiş ihalelerde yatırımcıların izledikleri süreçler aşağıda özetlenmeye çalışılmıştır

1 Başvuru Öncesi Aşamalar

- Öncelikli olarak, kurulacak olan santraller için uygun niteliklere sahip (tarımsal değeri bulunmayan, yeraltı zenginlikleri potansiyeli olmayan, askeri ya da farklı kullanım amacı olan bölgelere yeterli mesafede, elektrik iletim ve dağıtım ağlarına yakın) ve ilgili yenilenebilir enerji kaynağı açısından makul yeterliliğe sahip arazi bulunmalıdır.
- Yatırım lokasyonunun belirlenmesinden sonra yenilenebilir güç potansiyelinden emin olmak için ölçüm şarttır. Mevcut lisanslama prosedürü, başvuru sahiplerinin başvuru tarihinden en az bir yıl öncesine ait sayaç verisine sahip olmalarını gerektirmektedir.

2 Başvuru Süreci

- İhaleye katılabilmek için belirtilen tarihe kadar yatırımcı EPDK'ya ön lisans başvurusu için gerekli belgeleri teslim etmekle yükümlüdür.
- İhale esnasında aynı şebeke bağlantısı / bölgeler için EPDK'ya başvuran birden fazla yatırımcı bulunması halinde yarışma düzenlenir. Yarışmanın usulü, bir önceki sayfada belirtildiği, 2011 ve 2017 yılları arasındaki ihalelerde ve YEKA ihalelerinde farklı şekillerde gerçekleşmiştir.

3 Ön Lisans Süreci

- Yarışmayı kazanan yatırımcıların ön lisansa hak kazandıktan sonra lisans alımına kadar geçen süreyi ifade etmektedir. Bu dönem boyunca yatırımcılar, ÇED raporu hazırlanması gibi birtakım yükümlülüklerini yerine getirerek yatırımlarının lisans almaya yeterli olduğuna dair gerekli dokümantasyonu oluşturmak ve EPDK'ya iletmekle yükümlüdür. Bu süreç, öngörülen kapasiteye bağlı olarak, 24 ila 36 ay arasında değişiklik gösterebilmektedir.
- 2017 yılında, ön lisans sürecindeki şirketlerin hisselerinin satışına dair getirilen bir sınırlama ile, lisansı bulunmayan şirketlerin satışının önüne geçilmiştir.

4 İnşaat Süreci

- Lisans alındıktan sonra başlayan bu süreç aynı zamanda hem inşaat hem de yatırım finansman faaliyetlerinin gerçekleştirildiği süreçtir. Bu süreç, öngörülen kapasiteye bağlı olarak, 24 ila 36 ay arasında değişiklik gösterebilmektedir
- Santralin şebekeye bağlanması süreci ile inşaat süreci tamamlanmaktadır. Santralin şebekeden uzakta olması ve bağlantı için gerekli harcamalarının şebekenin genişlemesine katkıda bulunması durumunda bu tarz harcamalara yatırımcı katlanmaktadır. Sonrasında yatırımcıların yaptıkları harcamalar şebeke işletmecisi tarafından karşılanmaktadır.

5 Faaliyet Süreci

- İnşaat sürecinin tamamlanmasından sonra, santral, anlaşılan garanti satın alım anlaşmasındaki fiyata ve süreye göre elektrik üretip satmaya başlar.

Kaynak: EPDK

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın, büyük ölçekli yenilenebilir projelere ilişkin yeni bir yatırım modeli oluşturulması için yürüttüğü çalışmalar sonucu 2016 yılında YEKA ihale modeli oluşturulmuştur

Yeni YEKA yatırım modeline ilişkin düzenleme, 9 Ekim 2016 tarihinde Resmi Gazete’de yayımlandıktan sonra yürürlüğe girmiştir.

Bu yatırım modeli kapsamında, önceden belirlenmiş yenilenebilir enerji kaynak alanlarındaki kurulu güç kapasiteleri, teklifleri dikkate alınarak, potansiyel yatırımcılara tahsis edilmektedir. Bu ihalelerde ayrıca önceden belirlenmiş teknik özelliklere ve yerli aksama sahip santraller inşa etme yükümlülüğü bulunmaktadır.

YEKA modelinin temel hedefi, yenilenebilir enerji kaynaklarının daha verimli kullanılmasını ve potansiyel yatırımcılar için ihtiyaç duyulan ihale altyapısının oluşturulmasını sağlamaktır.

Bazı YEKA ihaleleri kapsamında belirlenen bölgeler, elektrik üretim santralinde kullanılacak ekipmanın yerli imalatını mümkün kılan yatırımcılara tahsis edilmektedir. Bu bölgelerdeki yerli aksam yükümlülüğü; teknoloji uzmanlık transferine ve araştırma ve geliştirme alanlarına yatırımların artmasına katkıda bulunmayı amaçlamaktadır.

YEKA ile ilgili düzenleme, aşağıdaki hususlara ilişkin usul ve esasları belirler:

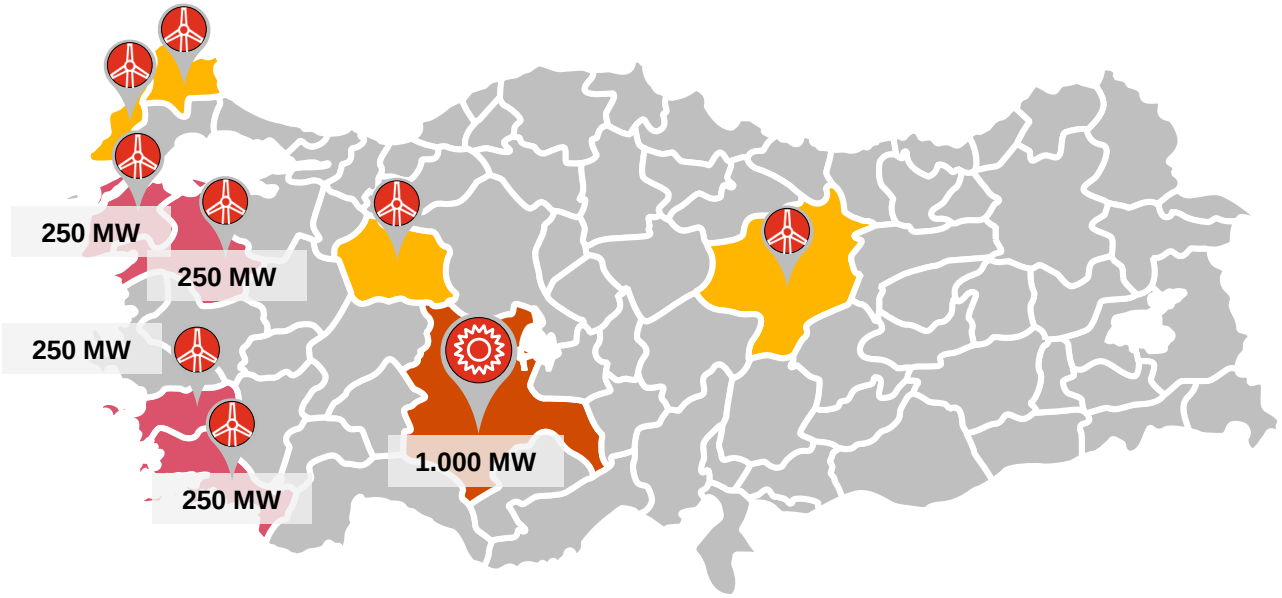
- Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları'nın (YEKA) belirlenmesine ilişkin prosedürlerin oluşturulması,
- Belirlenen bölgeler için bağlantı ve kurulu güç kapasitesi tahsis edilmesi,
- Tahsis edilen kurulu güç kapasitesi içindeki yerel üretim ve yerli aksamın toplam içindeki oranının belirlenmesi,
- İhalelere katılacak tüzel kişiler tarafından yerine getirilmesi gereken koşulların ve yeni yarışmaların düzenlenmesi,
- İhaleyi kazanan yatırımcıların YEKA üretim tesisleri için lisans başvuru süreçlerinin düzenlenmesi.

YEKA modeli ile geliştirilen santrallerde üretilen elektrik, YEKDEM kapsamında değerlendirilmektedir. Bu santraller için geçerli olacak elektrik alım fiyatları, ihale içerisindeki yarışmada açık artırma yöntemi ile belirlenmektedir.

Kaynak: ETKB

Toplam 3.000 MW kurulu güç kapasitesine sahip üç YEKA ihalesi başarılı bir şekilde sonuçlandırılmıştır. İhaleleri kazanan şirketler, yerli katkı yükümlülüklerini yerine getirebilecek altyapıyı inşa etme yönünde önemli ilerlemeler kaydetmiştir

Tamamlanan YEKA İhaleleri



Kalyon Grup, yıllık 500 MW rüzgar türbini üretebilme kapasitesine sahip fabrikasının inşaatını 2019 yılında tamamlamıştır. Buna ek olarak, YEKA GES-1 kapsamında güneş panelleri için parçaların üretileceği tesisin inşaatı da tamamlanmıştır. Tesisin 2020 yılı içinde faaliyetlerine başlaması beklenmektedir.

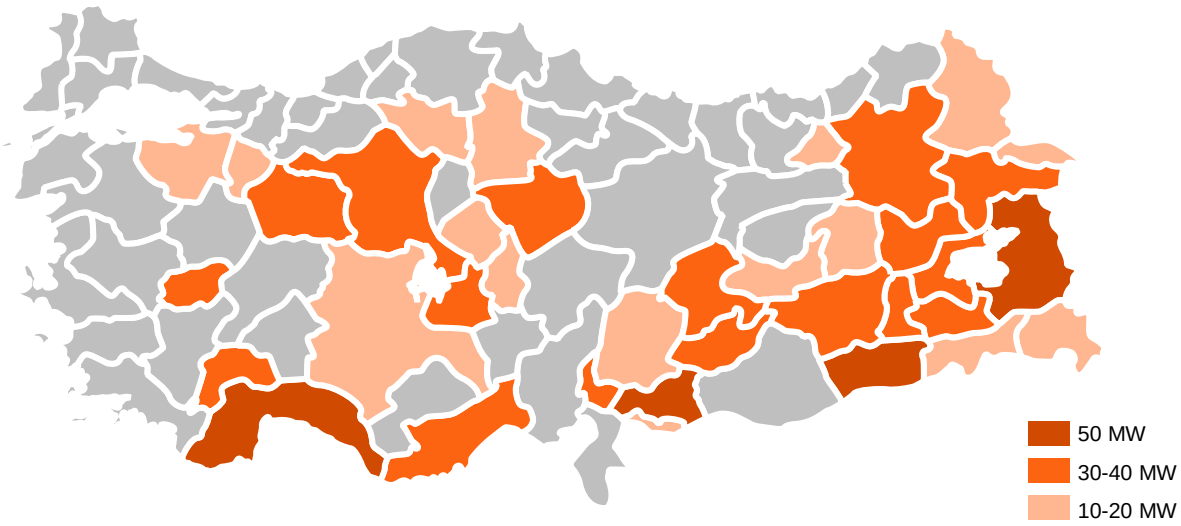
	YEKA GES-1	YEKA RES-1	YEKA RES-2
Konum	Konya - Karapınar	Edirne, Kırklareli, Sivas, Eskişehir	Aydın, Balıkesir, Çanakkale, Muğla
Tarih	20 Mart 2017	3 Ağustos 2017	30 Mayıs 2019
Kurulu Güç	1.000 MW	1.000 MW'a Kadar	1.000 MW (250 MW * 4)
Tavan Fiyatı	80 ABD Doları / MWh	80 ABD Doları / MWh	55 ABD Doları / MWh
Kazanan Teklif	69,9 ABD Doları / MWh	34,8 ABD Doları / MWh	35,3-45,6 ABD Doları / MWh
Kazanan Şirket	Kalyon*	Kalyon, Siemens Gamesa, Türkerler	Enerjisa - Aydın + Çanakkale Enercon - Muğla + Balıkesir
Satın Alım Garantisi Süresi	15 Yıl	15 Yıl	15 Yıl
Yerli Aksam Oranı	İlk 500 MW için %60, ikinci 500 MW için %70	%60	%55

Kaynak: ETKB

*YEKA GES-1, Kalyon ve Hanwha konsorsiyumu tarafından kazanılmıştır. Ancak, Hanwha 2019 yılında konsorsiyumdan ayrılmıştır.

Mini YEKA kapsamında 36 ilde toplam 1.000 MW'lık kurulu güç kapasitesinin tahsisi için 10 MW, 15 MW veya 20 MW kurulu güç kapasiteli 74 GES için yarışmalar düzenlenecektir

Devam Eden Mini YEKA İhaleleri

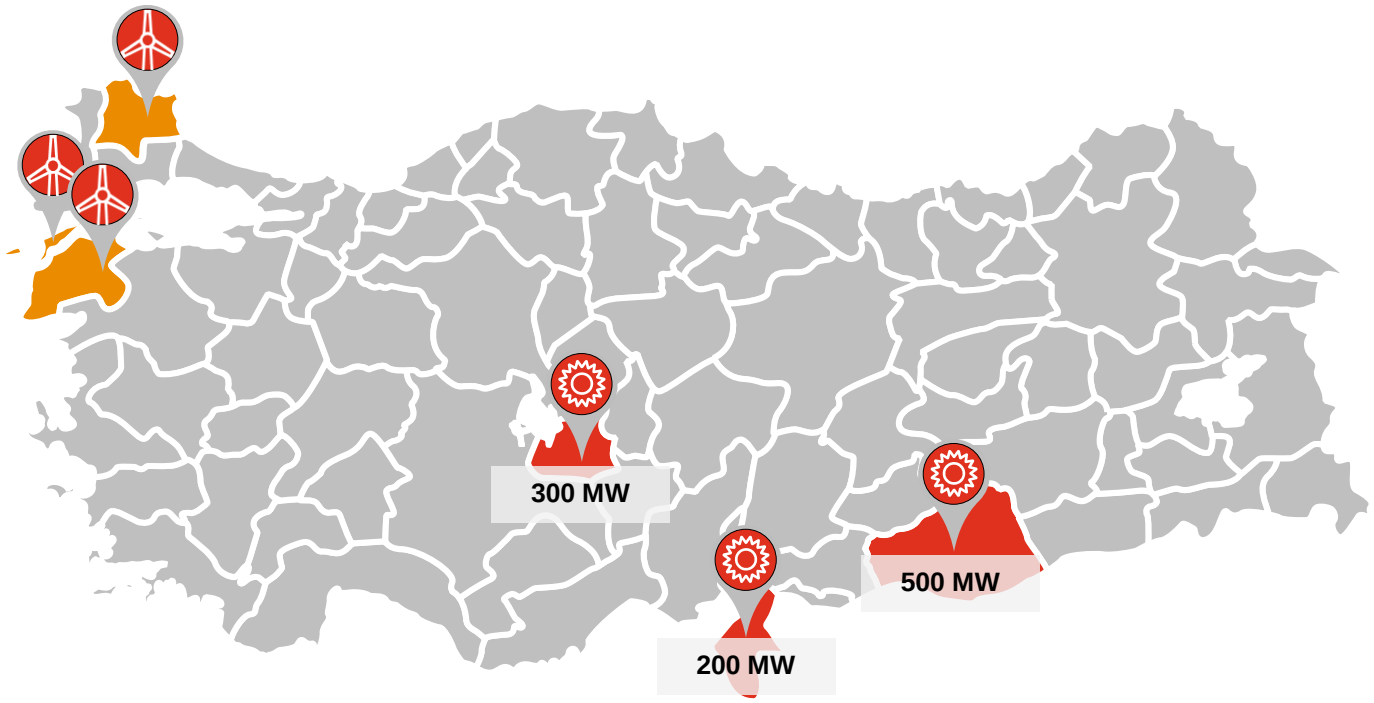


Yarışmaya katılmak için yapılacak başvuruların 19 - 23 Ekim 2020 tarihleri arasında alınması planlanmaktadır. Yarışma tarihleri daha sonra duyurulacaktır. Bazı illerde birden fazla GES için yarışmalar olacaktır.

	Mini YEKA GES-3
Konum	36 Şehir
Kurulu Güç	1.000 MW
Tavan Fiyatı	300 TL/MWh
Satım Alım Garantisi Süresi	15 Yıl
Yerli Aksam Oranı	%60

2019 yılında iptal edilen ve ertelenen iki YEKA ihalesi bulunmaktadır. YEKA GES-2 ihalesinin ilerleyen tarihlerde yeniden gündeme getirileceği öngörülmektedir

İptal Edilen/Ertelenen YEKA İhaleleri



	YEKA GES-2 (İptal Edildi)	YEKA Deniz Üstü RES-3 (Ertelendi)
Konum	Niğde, Hatay, Şanlıurfa	Gelibolu, Saroz, Kıyıköy
Kurulu Güç	1.000 MW	1.200 MW
Tavan Fiyatı	65 ABD Doları / MWh	80 ABD Doları / MWh
Satım Alım Garantisi Süresi	15 Yıl	-
Satım Alım Garantisi Hacmi	-	50 TWh
Yerli Aksam Oranı	%60	%60

Türkiye'de özellikle Ege Denizi kıyılarında güçlü bir off-shore rüzgar potansiyeli bulunduğu anlaşılmaktadır. Bu potansiyelden yararlanmak amacıyla YEKA RES-3 ihalesi planlanmıştır

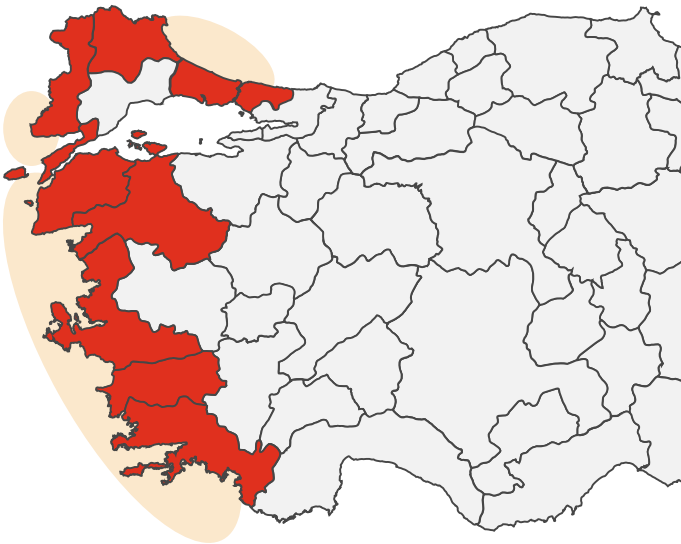
Dünya Bankası tarafından yayınlanan "Going Global, Expanding Offshore Wind in Emerging Markets" raporuna göre, Türkiye'nin Off-Shore rüzgar potansiyelinin 70 GW seviyesinde olduğu tahmin edilmektedir.

Deniz üstü rüzgar potansiyelinin kullanımını geliştirmek üzere Haziran 2018'de YEKA RES-3 ihale süreci açıklanmıştır. Bu ihalede, %60 yerli aksam kullanılması şartıyla 1.200 MW kurulu güce sahip dünyanın en büyük açık deniz rüzgar santrali kurulması hedeflenmiştir.

YEKA RES 3 için elektrik alım garantisinin 50 TWh'lik üretim için geçerli olması kararlaştırılmıştır. Tavan fiyatın 80 ABD Doları/MWh, lisans süresinin ise 30 yıl olacağı belirlenmiştir.

Ancak, deniz üstü rüzgar santrallerinin yüksek yatırım maliyeti nedeniyle söz konusu projeye yeterli ilgi oluşmadığı anlaşılmaktadır. Proje ile ilgili YEKA ihalesi ertelenmiştir ve ilerleyen dönemlerde tekrar ne zaman gündeme getirileceği henüz netlik kazanmamıştır.

Kaynak: Dünya Bankası



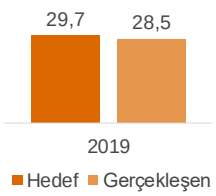
70 GW
Toplam
Off-Shore
Rüzgar Potansiyeli

Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kurulu güç kapasitesinin ilerleyen dönemlerde özellikle rüzgar ve güneş enerjisi yatırımlarına bağlı olarak artacağı öngörülmektedir

Hidrolik

- ✓ Mevcut yüksek kurulu güçten gelen tecrübe
- × Kullanılmayan sınırlı hidrolik enerji potansiyelinin bulunması
- × Geliştirilebilecek kaynakların bulunduğu bölgelerde yatırımın maliyetli olması
- × Yeni YEKDEM satın alım tarifesi konusundaki belirsizlikler

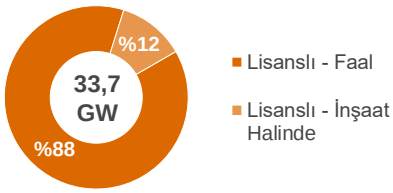
Aralık 2019



*Hedeflenen Kurulu Güç: **29,7 GW**

Gerçekleşen Kurulu Güç: **28,5 GW**

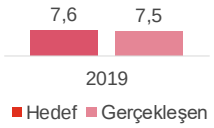
Ağustos 2020



Rüzgar

- ✓ Kullanılmayan yüksek rüzgar enerjisi potansiyeli bulunması
- ✓ Mevcut ve gelecek YEKA'lardaki potansiyel
- ✓ Deniz üstü rüzgar enerjisi potansiyeli
- × Yeni YEKDEM satın alım tarifesi konusundaki belirsizlikler

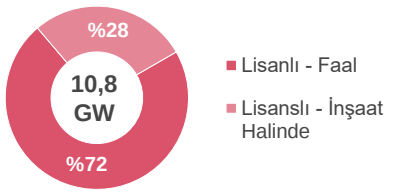
Aralık 2019



*Hedeflenen Kurulu Güç: **7,6 GW**

Gerçekleşen Kurulu Güç: **7,5 GW**

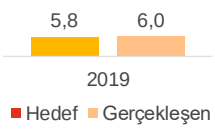
Ağustos 2020



Güneş

- ✓ Lisanssız üretimi teşvik eden mevzuat altyapısı
- ✓ Mevcut ve gelecek YEKA'lardaki potansiyel
- ✓ Güneş santralleri kurulum maliyetlerinin hızla azalması
- × Yeni YEKDEM satın alım tarifesi konusundaki belirsizlikler

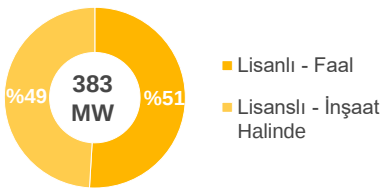
Aralık 2019



*Hedeflenen Kurulu Güç: **5,8 GW**

Gerçekleşen Kurulu Güç: **6,0 GW**

Ağustos 2020



Türkiye'nin hidroelektrik enerji üretiminde önemli ölçüde deneyimi bulunmasına rağmen, ilerleyen dönemlerde, özellikle rüzgar ve güneş olmak üzere, diğer yenilenebilir enerji kaynaklarındaki büyümenin ön plana çıkacağı öngörülmektedir. Yeni YEKA ihaleleri ve yeni YEKDEM kapsamında sunulan satın alım tarifesi ile beraber yenilenebilir enerji kapasitesini destekleyen yatırımların hız kesmeden devam edeceği öngörülmektedir.

*ETKB tarafından, 2019-2023 dönemlerini kapsayan Stratejik Planı doğrultusunda paylaşılan rakamlar kullanılmıştır. Faal ve inşaat halinde olan toplam kurulu güç tutarları Ağustos 2020 itibarıyla olan kurulu gücü ifade etmektedir.

Kaynak: EPDK

Yeni YEKDEM fiyat tarifelerinin yakın zaman içinde belirlenecek olması ve artan YEKA ihale sayısı, yakın gelecekte yenilenebilir enerji piyasasında yeni fırsatlar ortaya çıkacağını göstermektedir

YEKDEM sayesinde Türkiye'de yenilenebilir enerjiye dayalı enerji üretiminin payı hızla artmış, hidrolik-dışı yenilenebilir enerji santrallerinin kurulu gücü **2011** yılında toplam kurulu gücün **%3,7'si** iken **2020** yılı Haziran ayı itibarıyla **%17,8'e** ulaşmıştır.

YEKDEM katılımcıları, ABD Doları'nın TL karşısında değer kazandığı bir dönemde ABD Doları bazlı satın alım garantisinden yararlanmıştır.

YEKDEM kapsamında uygulanacak yeni satın alım tarifesi için değerlendirmeler devam etmektedir. Ayrıntılar şu anda belirsiz olsa da, yeni satın alım tarifesinin TL cinsinden olacağı öngörülmektedir.

Önümüzdeki yıllarda, hem büyük hem de küçük ölçekli, yeni YEKA ihalelerinin yapılmaya devam edileceği tahmin edilmektedir.

5

Doğalgaz ve Kömür Piyasası

5.1

Doğalgaz Piyasası

Doğalgaz, elektrik piyasasında fiyatların belirlenmesinde önemli bir rol oynamaktadır. Doğalgaz fiyatları siyasi ve ekonomik gelişmelerden önemli ölçüde etkilenmektedir

Doğalgaz santrallerinin marjinal maliyetlerinin oluşumunda, dolayısıyla piyasa fiyatına göre üretimin ayarlanması hususunda, doğalgaz maliyeti önemli bir rol oynamaktadır. Bu sebepten ötürü, doğalgaz maliyeti, doğalgaz santrallerinin gün öncesi piyasasındaki fiyat tekliflerini belirlemelerinde önemli bir faktör olarak yer almaktadır.

PTF'nin oluşumunda doğalgaz, diğer termik enerji kaynaklarına kıyasla daha önemli bir rol oynamaktadır. Diğer termik enerji santrallerine kıyasla marjinal maliyetlerinin daha yüksek olması ve yüksek açma-kapama maliyetlerinden ötürü, doğalgaz santralleri piyasa fiyatına çok daha bağımlı bir şekilde faaliyet göstermektedir.

2018 yılı için toplam elektrik üretiminin yaklaşık %30'u, 2017 için ise %37'si doğalgaz kaynaklı üretimden sağlanmıştır.

Doğalgaz santrallerinin düşük spark spread tutarlarının etkisiyle kapatılması sonrası bu oran 2019'da %18'e düşmüştür.

Piyasada doğalgaz fiyatını etkileyen temel unsurlar

Ham Petrol Fiyatları

Gazprom ile imzalanan BOTAŞ sözleşmelerine göre Brent petrol ve türevlerinin son 9 aylık hareketli ortalaması baz alınarak doğalgazın ithalat fiyatı çeyreklik dönemlerde belirlenmektedir.

Döviz Kuru Riskleri

Türkiye'deki doğalgaz arzının %99'u ithalat yoluyla karşılanmaktadır. ABD Dolarının TL karşısında değer kazanması, TL cinsinden doğalgaz maliyetini artırmıştır.

Tedarik Riskleri

Dış kaynaklardan tedarik edilen doğalgaz arzını etkileyebilecek siyasi veya teknik konular doğalgazın maliyetini önemli ölçüde artırabilmektedir.

Doğalgaz Piyasasının Serbestleştirilmesi Sürecindeki Önemli Gelişmeler

Türkiye'de doğalgaz piyasasının serbestleştirilmesi son yirmi yılda gerçekleşmiştir.

Özel sektöre 4 Milyar m^3 için ilk kontrat devri ihalesi 2005 yılında gerçekleşmiştir. 2009 yılı, özel sektörün ilk defa LNG ithal ettiği yıl olmuştur. Özel sektörün ilk yüzen depolama ve gazlaştırma ünitesi (FSRU) yatırımı ise 2017 yılında faaliyete geçmiştir.

Yeni Organize Toptan Doğalgaz Satış Piyasası (OTSP) Nisan 2018'de açılmıştır. Bu yeni platform, doğalgaz spot ticaretinin gerçekleşmesini sağlayarak oyuncularının portföylerini dengelemelerini ve dengesizliklerini uzlaştırmasını kolaylaştırmaktadır.

Bu değişikliklerin bir sonucu olarak, piyasadaki öngörülebilirlik seviyesi artmış, DKÇS'lerin spark spread risklerine karşı önlem alabilmelerinin önü açılmıştır.

2001
- **Doğalgaz Piyasası Kanunu**
- **EPDK'nın kurulması**

2003
- **Sıfırdan (Greenfield) dağıtım ihalelerinin başlangıcı**

2004
- **BOTAŞ iletim şebekesinin üçüncü taraflara açılması,**
- **Şebeke işleyiş düzenlemelerine ilişkin esasların oluşturulması**

2005
- **İlk kontrat devri**
- **Özel sektöre 4 Milyar m^3 kontrat devri ihalesi**

2007
- **Doğalgazın Yunanistan'a yeniden ihraç edilmesi**
- **Özel sektörün iletim sistemine ilk erişimi**

2009
- **İlk özel sektör LNG ithalatı**
- **Yeraltı depolarının kullanımına ilişkin yönetmelik**

2011
- **Doğalgaz piyasası dağıtım şirketleri için tarife yönetmeliği**

2016
- **Doğalgaz Piyasası Kanunu'nda Değişiklik (Dağıtım Bölgelerinin Lisanslanması)**
- **Özel sektörden ilk yüzen depolama ve gazlaştırma ünitesi yatırımı**

2017
- **İlk FSRU terminalinin çalışmaya başlaması**
- **BOTAŞ Tuz Gölü depolama tesisinin ilk aşamasının faaliyete geçmesi**

2018
- **Organize Toptan Doğalgaz Satış Piyasası**
- **Dörtyol'daki FSRU terminalinin faaliyete geçmesi**

Kaynak: BOTAŞ

BOTAŞ tarifeleri, 2018 yılında farklı yöntemlerin test edilmesi sonrasında 2019'da fiyat sübvansiyonu içermeyen sabit fiyatlandırma mekanizmasına dönmüştür

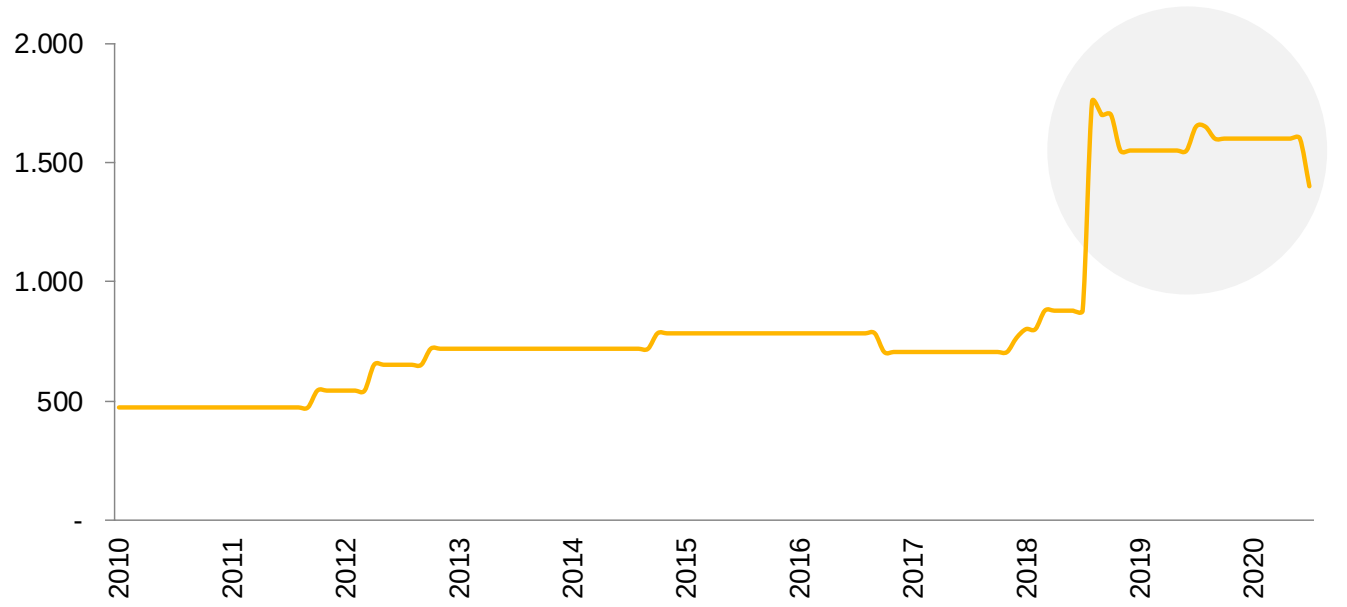
2018 yılı öncesinde BOTAŞ, doğalgaz fiyatlarını belirli bir tarife uygulamasından bağımsız, sübvanse edilmiş bir şekilde belirlemekteydi. Yine de bu dönemde fiyatların belirlenmesinde Gazprom sözleşmelerinin etkisiyle Brent petrol fiyatlarının dikkate alındığı gözlemlenmektedir.

2018 yılı Ocak ve Temmuz ayları arasında BOTAŞ kademeli bir tarife mekanizması uygulamıştır. Ağustos 2018'de bu yeni fiyatlandırma mekanizması kaldırılmış ve santraller için tüketim kademeler bazında sabit olacak biçimde 270 ABD Doları/Bin m^3 tutarının TL eşdeğeri olarak belirlenmiştir. Bu değişiklik, BOTAŞ'ın fiyat desteklerini sonlandırdığına ve maliyet bazlı fiyatlamaya dayalı bir tarife yapısına geçildiğine işaret etmektedir.

Daha sonraki dönemde, döviz kurundaki değişimlere yanıt olarak BOTAŞ, ABD Doları/TL döviz kurunu 6,5 seviyesinde sabitlemiştir. Eylül 2018'den itibaren ABD Doları bazlı tarife kaldırılmış ve yeni tarife 1.700 TL/bin m^3 olarak belirlenmiştir. Tarife, Şubat 2020 için 1.600 TL/Bin m^3, Brent petrol fiyatlarındaki düşüşün etkisiyle Temmuz 2020 için ise 1.400 TL/Bin m^3 seviyesinde belirlenmiştir.

Grafik 40

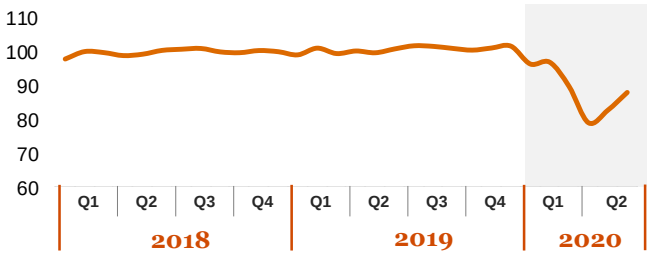
Elektrik Santralleri için BOTAŞ Tarifeleri (2010-1Y20, TL/Bin m^3)



Kaynak: BOTAŞ

BOTAŞ'ın maliyet bazlı fiyatlama modeline geçmesiyle doğalgaz fiyatlarının Brent petroldeki gelişmelerden daha yüksek oranda etkileneceği tahmin edilmektedir

Küresel Petrol Talebi (2018-2020, m Varil/Gün)



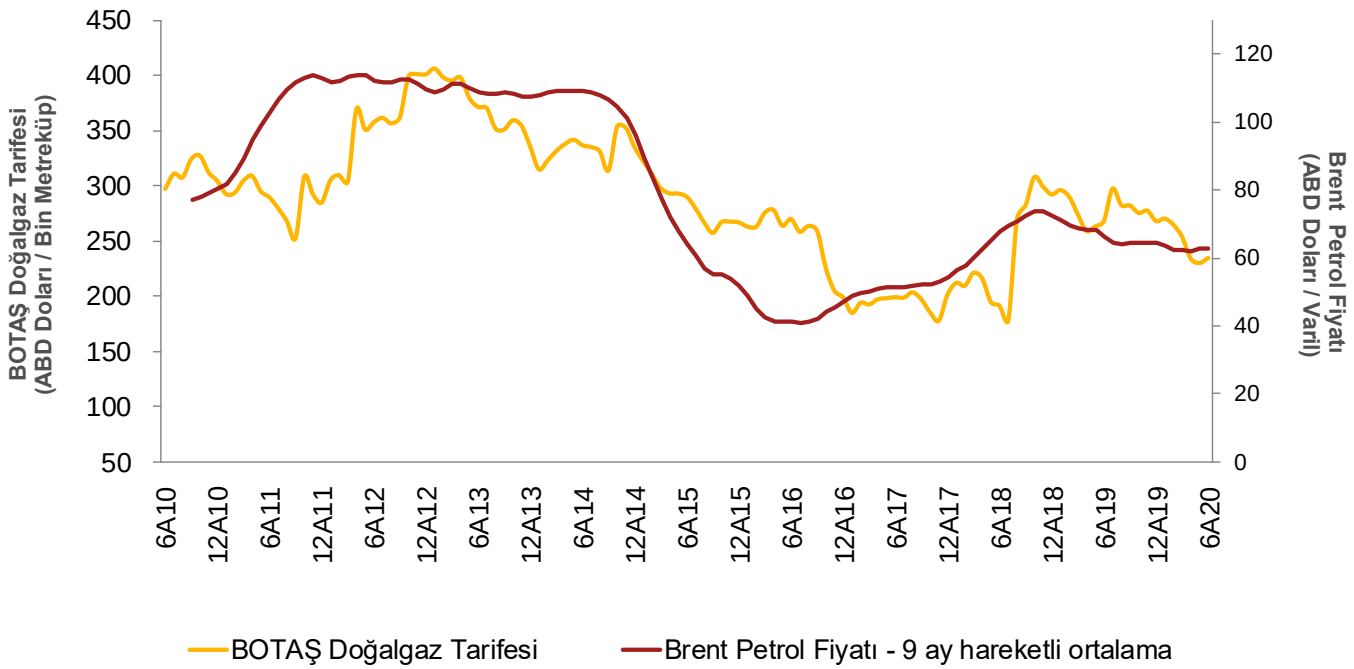
*Küresel petrol talebi, özellikle ulaştırma ve sanayi sektörlerinden gelen talebin azalması nedeniyle, 2020 yılının ilk yarısında bir önceki yıla kıyasla **%14,9** oranında azalmıştır.*

BOTAŞ tarafından belirlenen **maliyet bazlı fiyat tarifesinin** öngörülebilir gelecekte **devam etmesi** beklenmektedir. BOTAŞ, yüksek maliyeti olan sübvansiyonları 2018 yılından itibaren sürdürmemeye karar vermiştir.

2020 yılının ilk yarısında azalan petrol fiyatlarının BOTAŞ tarafından belirlenen doğalgaz fiyatlarına aşağı yönlü baskı uygulayacağı tahmin edilmektedir.

Grafik 41

Elektrik Santralleri için BOTAŞ Tarifeleri ve 9 Ay Hareketli Ortalama Brent Petrol Fiyatları (2010-1Y20)



Kaynak: BOTAŞ, ICE

2020 yılının ilk yarısı, petrol fiyatlarının yüksek oranda gerilediği bir dönem olmuştur. Bu gerileme öncelikli olarak Suudi Arabistan ve Rusya arasında üretim kesintileri konusunda yaşanan anlaşmazlıklar sebebiyle başlamıştır. Üretim kesintileri, Covid-19'un talebe yönelik olumsuz etkisinden ötürü gündeme gelmiştir

OPEC koalisyonu, petrolde yaşanan talep kaybının etkisini azaltmak amacıyla 5 Mart 2020 tarihinde tüm üyeleriyle olası üretim kesintilerini görüşmek üzere bir toplantı düzenlemiştir. Bu toplantıda koalisyon üyelerinin 1 milyon varil, OPEC müttefiklerinin ise 500 bin varil olmak üzere toplam 1,5 milyon varile eşdeğer bir üretim kesintisi yapması kararı verilmiştir.

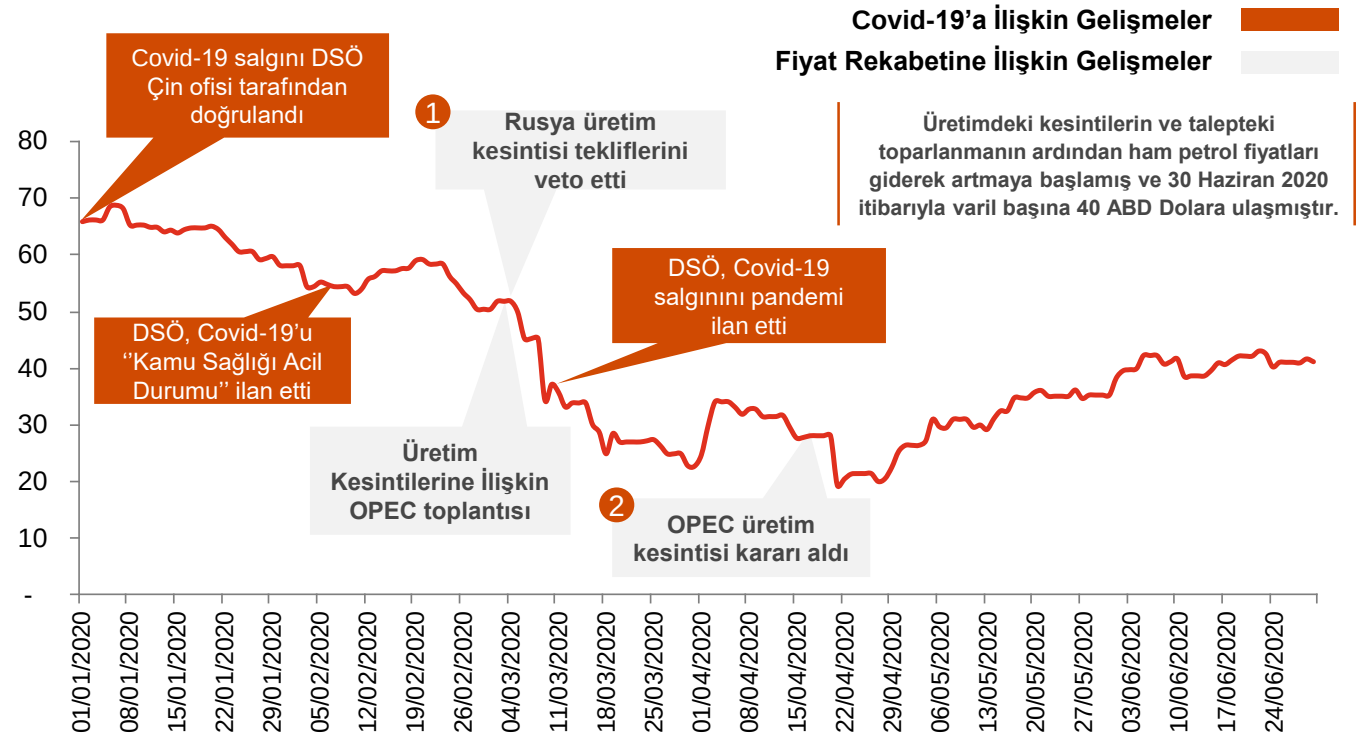
5 Mart tarihinde gerçekleşen toplantının ardından bu kararın OPEC koalisyon müttefiklerine sunulduğu ikinci bir toplantı 6 Mart tarihinde düzenlenmiştir. Bu toplantı, Rusya'nın kararı veto etmesiyle sonuçlanmış ve bu durum da ham petrol fiyatlarının 9 Mart 2020'de %21 oranında düşmesine neden olmuştur.

1. Veto sonrası Suudi Arabistan ve Rusya fiyat rekabetine girerek üretim oranlarını artırmış ve ham petrol satışlarında büyük indirimler sağlamıştır. Bu durum ve ham petroldeki talep kaybı sonucunda petrol fiyatları bir aylık süre zarfında yaklaşık %50 oranında düşmüştür.

2. Talep kaybındaki artışın etkisiyle OPEC+ üyeleri, 13 Nisan 2020'de üretim kesintisi yapma konusunda anlaşmaya varmıştır. Üyeler, bu anlaşma doğrultusunda 10 milyon varil üretim kesintisi kararı almıştır. Kesintinin hacmi, Mart ayında planlanan 1,5 milyon varil miktarındaki kısıntının oldukça üstündedir.

Grafik 42

Brent Petrol Fiyatları (ABD Doları/Varil, 2020)



Kaynak: EIA

Doğalgaz sözleşmelerinin toplam hacmi 59,9 Milyar m³'dür

59,9 Milyar m3 hacimli doğalgaz sözleşmelerinin **52,6 milyar m³'lük** kısmı uzun vadeli boru hattı sözleşmelerinden oluşurken, geri kalan **7,3 milyar m³** hacim, Cezayir, Katar ve Nijerya ile yapılan LNG sözleşmelerinden oluşmaktadır. Bu sözleşmelere ek olarak, ülkenin spot LNG piyasasından doğalgaz ithal etme seçeneği de bulunmaktadır.

Grafik 43

Ülke Bazında Aktif Doğalgaz İthalat Anlaşmaları

Ülke	Hacim (Mia m³)/Yıl	Anlaşma Tarihi	Anlaşma Süresi (Yıl)	Başlangıç Yılı
Rusya (Mavi Akım)	16,0	15.12.1997	25	2003
Rusya (Batı Hattı)	14,0	18.02.1998	23	1998
İran	10,0	08.08.1996	25	2001
Azerbaycan (Şahdeniz-1)	6,6	12.03.2011	15	2007
Azerbaycan (Şahdeniz-2)	6,0	25.10.2011	15	2018
Cezayir (LNG)	4,0	14.04.1988	20	1994
Katar (LNG)	2,1	20.09.2017	3	2019
Nijerya (LNG)	1,2	09.11.1995	22	1999
Toplam	59,9			

Batı Rus boru hattından yaklaşık **10 Milyar m³** hacimli BOTAŞ ithalat hakkı, iki taraf arasında sözleşme yoluyla özel ithalatçılara devredilmiştir.

Yaklaşık **4 Milyar m³** değerindeki sözleşmenin 2021 yılında, geri kalan **6 Milyar m³** hacmin ise 2043 yılında geçerlilik süresinin dolacağı tahmin edilmektedir.

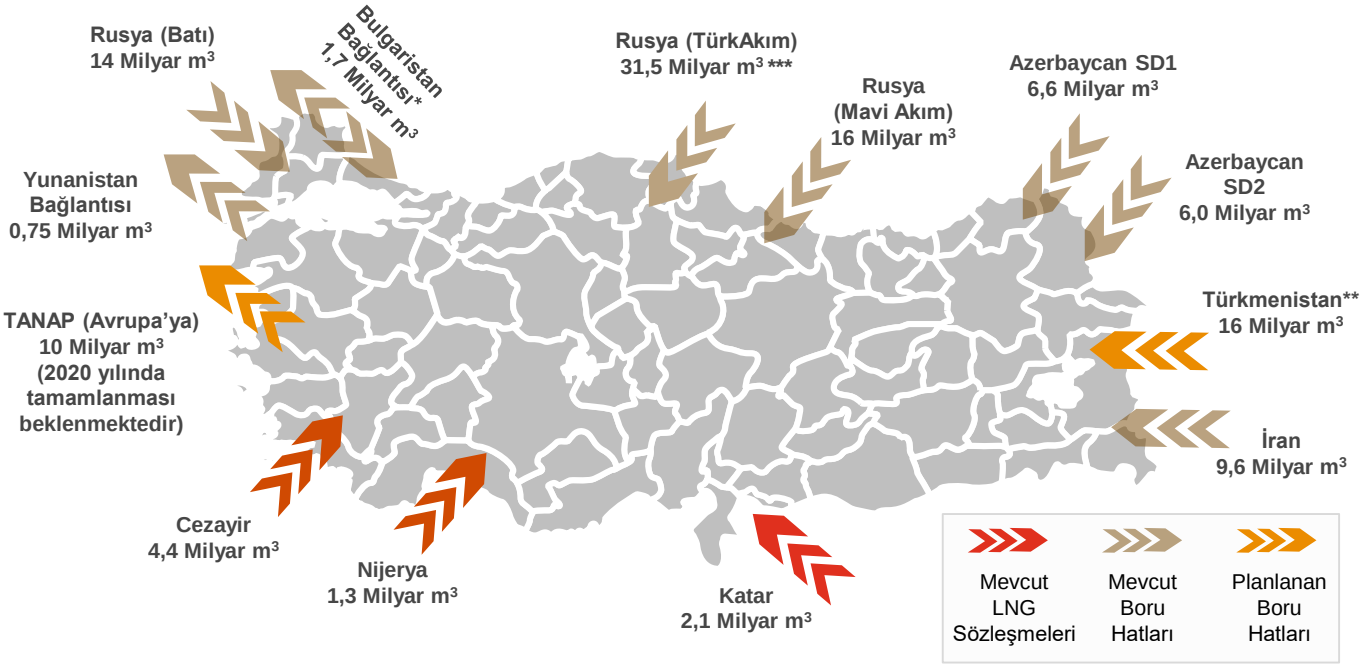
Grafik 44

Özel Sektör İthalatçıları

Özel İthalatçılar	Hacim (Mia m³)/Yıl	Boru Hattı	Başlangıç Tarihi	Bitiş Tarihi
Enerco Enerji	2,5	Batı	2009	2021
Akfel Gaz	2,3	Batı	2013	2043
Bosphorus Gaz Corporation	1,8	Batı	2013	2043
Batı Hattı	1,0	Batı	2013	2043
Kibar Enerji	1,0	Batı	2013	2043
Bosphorus Gaz Corporation	0,8	Batı	2009	2021
Avrasya Gaz	0,5	Batı	2009	2021
Shell Enerji	0,3	Batı	2009	2021
Toplam	10,0			

Kaynak: BOTAŞ

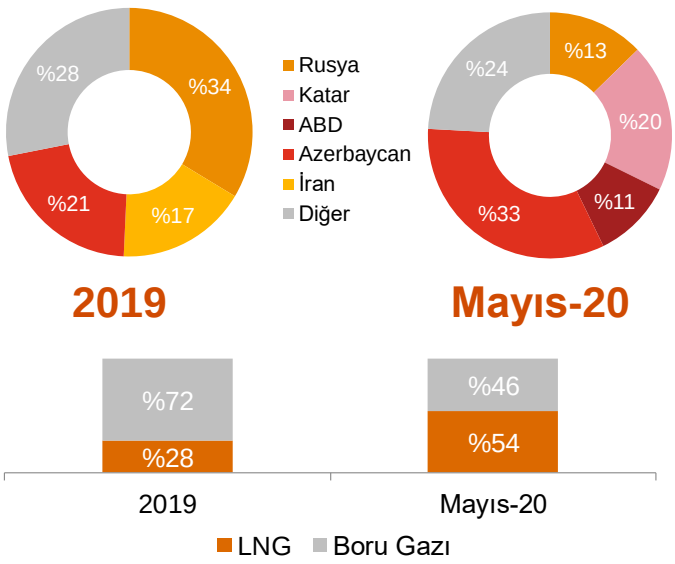
2020, Türkiye'nin doğalgaz ithalatında önemli değişikliklerin gözlemlendiği bir yıl olarak gerçekleşmiştir



*Bulgaristan ara bağlantısı, Türkiye'deki doğalgazı her iki yöne de transfer edebilen ilk doğalgaz boru hattıdır.
** 1999 yılında Türkiye ile Türkmenistan arasında yıllık 16 Milyar m³ kapasiteli bir boru hattı inşaatı için bir anlaşma imzalanmıştır. Ancak Hazar Denizi'nde yaşanan anlaşmazlıklar ve diğer siyasi engeller nedeniyle proje gerçekleştirilememiştir. Projenin geleceği şu anda belirsizdir.
*** TürkAkım, 2020 yılının başında faaliyete geçmiştir.

Grafik 45

Doğalgazın İthal Edilen Ülke ve Cinse Göre Kırılımı



* 2019 yılı için yukarıda belirtilen oranlar, doğalgaz ithalatının kaynağa göre yıllık dağılımını ifade ederken, Mayıs-2020, ilk beş ayın ithalatının dağılımını temsil etmektedir.

Kaynak: BOTAŞ

Türkiye'deki toplam doğalgaz arzı 2019 yılında 45 Milyar m³'e ulaşmıştır. Toplam yerli üretim 0,5 Milyar m³ olarak gerçekleşirken, arzın kalanı ithalat aracılığıyla karşılanmıştır. Yunanistan (0,75 Milyar m³) ve Bulgaristan (0,01 Milyar m³), Türkiye'nin doğalgaz ihraç ettiği ülkelerdir. İhracat hacmi 2019 yılında 0,76 Milyar m³ olmuştur.

Geçmişte ülkenin doğalgaz ithalatında önemli role sahip olan Rusya boru gazı, 2020 yılı ilk 5 aylık verilere göre toplam içindeki payını önemli ölçüde kaybetmiştir. BOTAŞ ile Gazprom arasındaki sözleşmenin 2021'de sonlanacak olması sebebiyle oluşan belirsizlik bu gelişmelerde önemli bir rol oynamaktadır. Buna ilaveten LNG'nin fiyatlarının da diğer emtialar gibi Covid-19 sebebiyle yüksek oranda azalması ithalatta LNG'nin payının artmasında etkili olmuştur.

2020 yılı ilk yarısında doğalgaz maliyetleri çok değişmemesine rağmen PTF'deki yüksek düşüş nedeniyle doğal gaz santrallerinin spark spread performansları oldukça düşmüştür

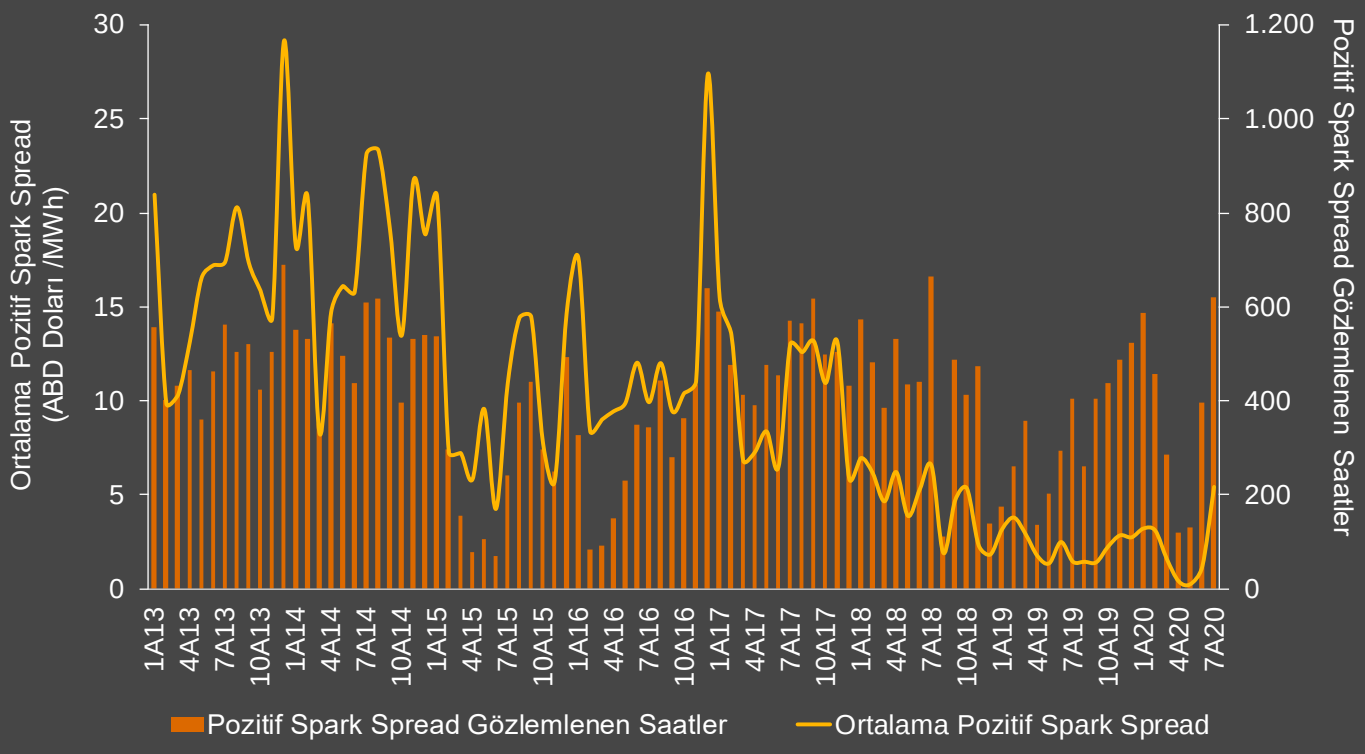
DKÇS'lerin birim maliyeti, santralin verimliliğine ve doğalgaz maliyetlerine bağlıdır. PTF ve birim üretim maliyeti arasındaki fark spark spread olarak nitelendirilmektedir. Spark spread, doğalgaz santralinin toplam kar yaratacak şekilde çalışabileceği saat sayısının belirlenmesinde kullanılan temel bir parametredir. Daha düşük bir spark spread, doğalgazla çalışan elektrik santrallerinin faaliyet göstermesi durumunda daha düşük karlılık anlamına gelmektedir.

2020 yılının ilk yarısı boyunca ortalama aylık spark spread'ler negatif olarak seyretmiştir. Nisan ve Mayıs aylarında %58 verimliliğe sahip bir doğalgaz santrali toplamda sadece 100 saat pozitif spark spread performansı ile faaliyet gösterebilmiştir. BOTAŞ doğalgaz tarifelerinin Haziran'da düşmesi sonucunda spark spread performansı iyileşmeye başlamıştır.

PTF'deki hızlı düşüşe rağmen bir süre sabit kaldıktan sonra azalan doğalgaz maliyeti, spark spread üzerinde aşağı yönlü baskı oluşturarak doğalgaz santrallerindeki karlılığına 2020 yılının ilk yarısında ciddi anlamda zarar vermiştir.

Grafik 46

Pozitif Spark Spread Ortalamaları (2013-1Y20, %58 Verimlilik)



Kaynak: APLUS Enerji Analizi, BOTAŞ, EPİAŞ

Doğalgaz arz krizinin yaşandığı dönemlerde PTF'nin de hızlı bir şekilde yükseldiği görülmektedir

Yerli arz kapasitesinin bulunmaması nedeniyle, piyasadaki doğalgaz talebinin yaklaşık %99'u ithal edilmektedir (2019). Doğalgazın hane halkı ısınmasında sıkça kullanılması, kış dönemlerinde talebin hızla artmasına neden olmaktadır.

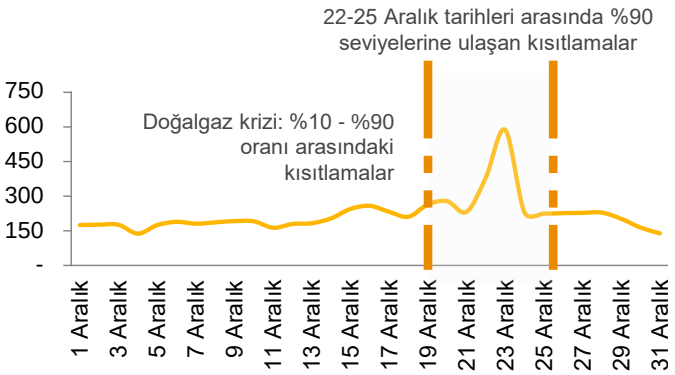
Geçmiş dönemlerde doğalgaz talebinin artması sonucunda yeterli arzın sağlanamaması durumunda BOTAŞ, çoğu kez enerji santrallerine olan doğalgaz arzını %10 ila %90 arasında değişen oranlarda azaltma kararı vermiştir. Bu dönemlerde, enerji santralleri için doğalgazın ulaşılabilirliği büyük ölçüde azalmıştır ve bu da piyasa fiyatları üzerinde yukarı yönlü baskı uygulamıştır. Arz krizi dönemlerinde, doğalgaz enerji santralleri kaynaklı üretim eksikliği, genellikle rezervuar HES'lerin üretimi ile karşılanmıştır.

Doğalgaz krizlerinin çarpıcı örneklerden birisi Aralık 2016'da gerçekleşmiştir. Bu dönemde, BOTAŞ, hane halkı talebini karşılayabilmek için doğalgaz santrallerine %10 ile %90 oranı arasında tedarik kısıtlamaları getirmiştir. PTF, kısıntı oranının %90'a ulaştığı 22 Aralık tarihinde büyük ölçüde artmıştır.

EPİAŞ, yükselen fiyatları kontrol etmek amacıyla müdahale etmeye karar vermiş ve gün öncesi piyasasındaki fiyat tavan teklif limitini 6 Ocak 2017 ile 1 Mart 2017 tarihleri arasında 2.000 TL/MWh'den 500 TL/MWh'ye düşürmüştür.

Grafik 47

PTF (Aralık 2016, TL/MWh)



Grafik 48

Doğalgaz Arz Krizleri

Yıl	Başlangıç Tarihi	Bitiş Tarihi	Kriz Süresi (Gün)
2013	6 Aralık	1 Ocak	26
2014	16 Aralık	24 Aralık	8
2015	7 Ocak	23 Ocak	16
2015	11 Aralık	16 Aralık	5
2016	25 Kasım	30 Kasım	5
2016	**14 Aralık**	**30 Aralık**	**16**
2017	6 Ocak	15 Ocak	9
2017	25 Ocak	6 Şubat	12

Geçmişteki krizlere neden olan faktörler:

- Yüksek Hane Halkı Talebi
- Yetersiz Depolama
- Dış Politikadaki Gelişmeler
- Teknik Sorunlar

Kaynak: EPİAŞ

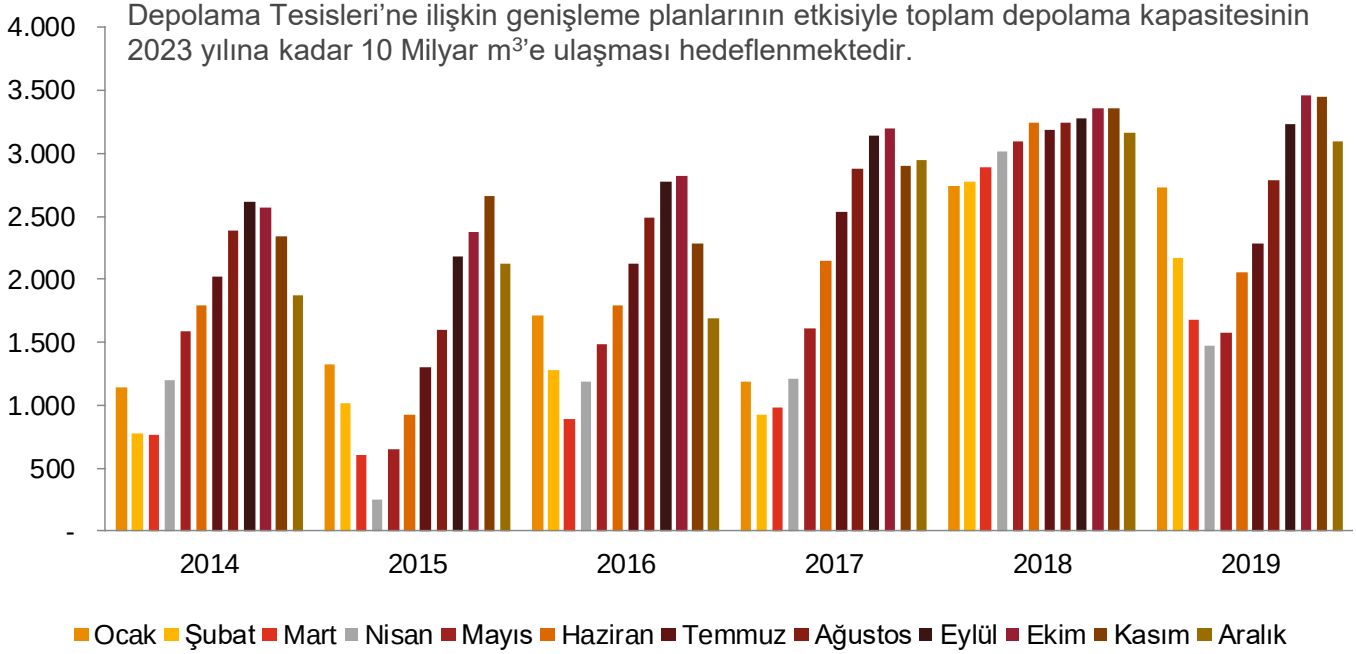
Depolama kapasitesinin iyileştirilmesi ve ithalat kaynaklarının çeşitlendirilmesi yoluyla yeni doğalgaz arzı kaynaklı krizlerin yaşanma ihtimali azaltılmıştır

No.	Tesis Adı	Mevcut Kapasite (2019 - milyar m³)	Planlanan Kapasite (Milyar m³ 2023)
1	Silivri Doğalgaz Depolama Tesisi	2,8	4,6
2	Tuz Gölü Doğalgaz Depolama Tesisi	0,6	5,4
3	Hatay Dörtyol FSRU	0,3	0,3
4	Marmara Ereğlisi LNG Terminali	0,3	0,3
5	Egegaz Aliağa LNG Terminali	0,3	0,3
6	Etki Aliağa	0,1	0,1
7	Saros FSRU	m.d	m.d
8	Tarsus'ta İki Yeraltı Doğalgaz Depolama Tesisi	m.d	4,0

Grafik 49

Ay Sonu Doğalgaz Stoku (2014-2019, Milyon Sm³)

Dönem sonu doğalgaz stokları 2019 yılında 3,1 Milyon Sm³'e ulaşmıştır. Silivri ve Tuz Gölü Depolama Tesisleri'ne ilişkin genişleme planlarının etkisiyle toplam depolama kapasitesinin 2023 yılına kadar 10 Milyar m³'e ulaşması hedeflenmektedir.



Kaynak: EPDK

5.2

Kömür Piyasası

Türkiye'de kömür madenciliği faaliyetleri, 2010 yılında revize edilen 3213 sayılı Maden Kanunu ile düzenlenmektedir. Kömür madenciliği alanında özel sektör ve kamu kuruluşları faaliyet göstermektedir

Düzenleyici Kurumlar

Maden & Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (MAPEG):

MAPEG, yer altı kaynaklarının ekonomiye kazandırılması amacıyla söz konusu kaynakların aranması, maden sahalarının ruhsatlandırılması ve lisanslanması, denetimi ve değerlendirilmesi gibi faaliyetlerinden sorumludur. Maden kaynakları ile ilgili özel teşebbüs tarafından geliştirilen projeleri desteklemek, mail getirisi olacak projeler hazırlamak ve maden kaynaklarının çevre ve sağlık açısından en güvenli ve ülke ekonomisine en faydalı şekilde kullanıldığından emin olmak MAPEG'in en önemli görevleri arasındadır.

Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü (MTA):

MTA, kamu kurumları ve özel şirketler için yeraltı kaynaklarını araştırma faaliyetleri yürütmektedir. Bu kapsamda MTA'nın faaliyetleri; maden ve enerji hammadde arama faaliyetleri, sondaj çalışmaları, laboratuvar ve raporlama çalışmaları, fizibilite ve jeoteknik araştırma çalışmaları, jeoloji ve jeofizik çalışmaları, deniz araştırmaları ve diğer faaliyetler altında gruplanabilir.

Destekleyici Kuruluşlar

Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ): TKİ; linyit, asfaltit, bitümlü şist ve turb gibi hammaddelerin madenciliğinden, işlenmesinden ve ekonomiye kazandırılmasından sorumludur.

Türkiye Taşkömürü Kurumu (TTK): TTK, stratejik öneme sahip yerli taş kömürü rezervlerinin araştırılması ve madenciliğinden, demir-çelik ve enerji sektörlerinin ihtiyaçları doğrultusunda ülkenin taşkömürü zenginliklerinin ekonomiye kazandırılmasından sorumludur.

Türkiye Elektrik Üretim Şirketi (EÜAŞ): EÜAŞ; kamuya ait elektrik santrallerinin sahibi ve işletmecisidir.

Özel Sektör

Özel şirketler, gerekli lisanslara ve kullanım haklarına sahip oldukları sürece; kömür kaynaklarını arama, kömür madenciliği faaliyetlerinde bulunma ve ticaret yoluyla kömür piyasasında faaliyet gösterme hakkına sahiptirler.

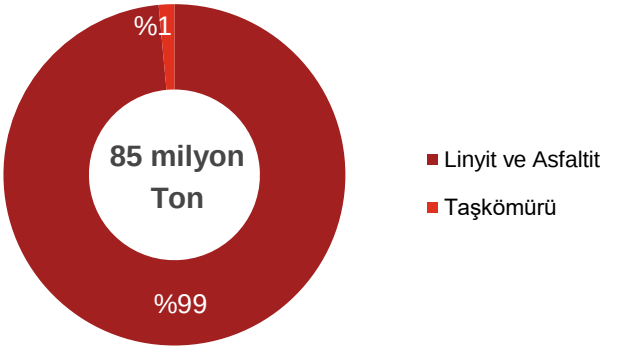
Türkiye'de taşkömürü üretimin payı son yirmi yılda azalırken, linyit ve asfaltitin üretimi artış göstermiştir

Türkiye'de linyit, taşkömürü, ve asfaltit kömür yatakları bulunmaktadır. Ülkede en yaygın olan ve en çok çıkartılan kömür çeşidi linyittir.

TTK, 2000'li yılların başına kadar, ülkede taş kömürünün tek sağlayıcısı olarak faaliyet göstermiştir. Ancak özel şirketler, ihaleler sonucunda elde ettikleri maden işletme hakları sayesinde kömür arama ve çıkarma faaliyetlerinde bulunmaya başlamışlardır.

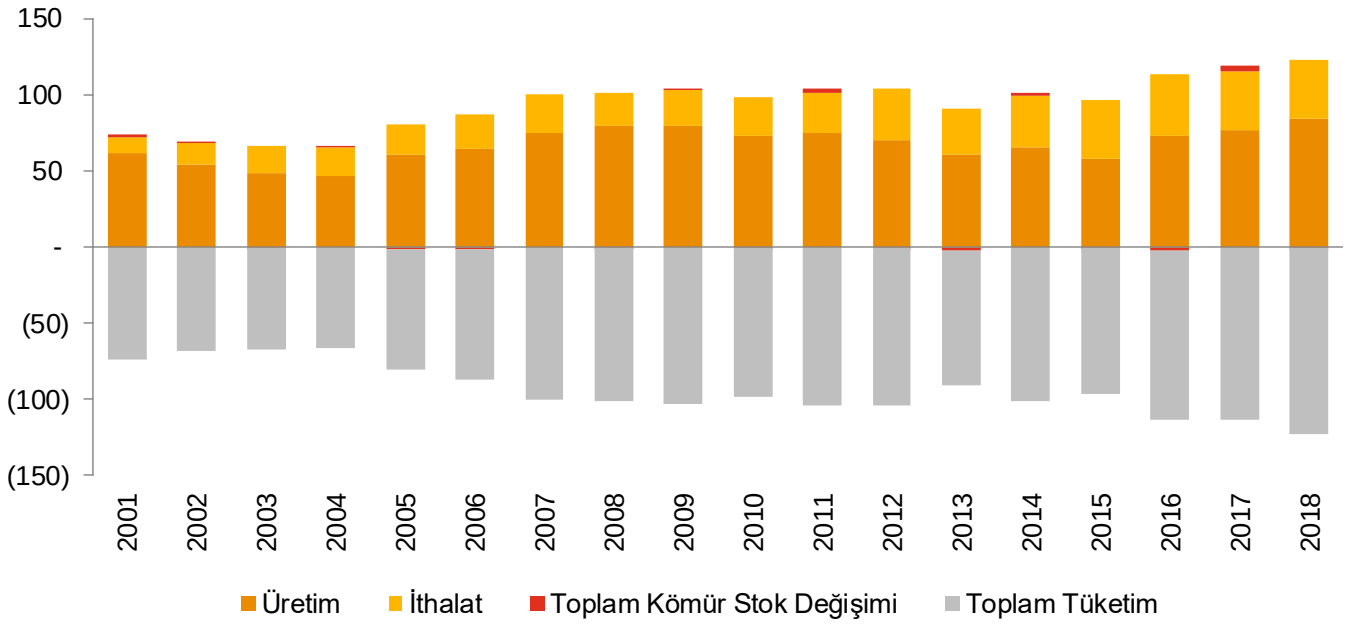
Grafik 50

Kömür Türüne Göre Madencilik (2019)



Grafik 51

Kömür Üretim ve Tüketim Dengesi (2000-2018, Mt)

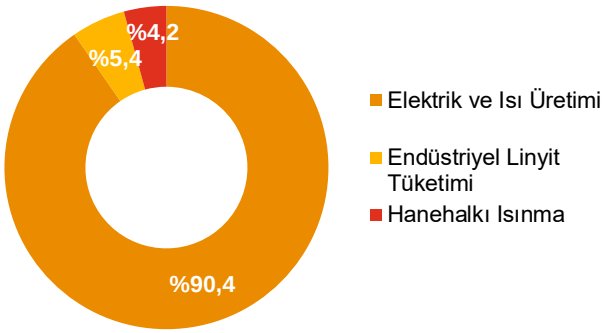


Kaynak: ETKB, Enerji Dengesi Tablosu-2018

Linyit ve taşkömürünün açık ara en yaygın kullanım alanı olarak elektrik ve ısı üretimi ön plana çıkmaktadır

Grafik 52

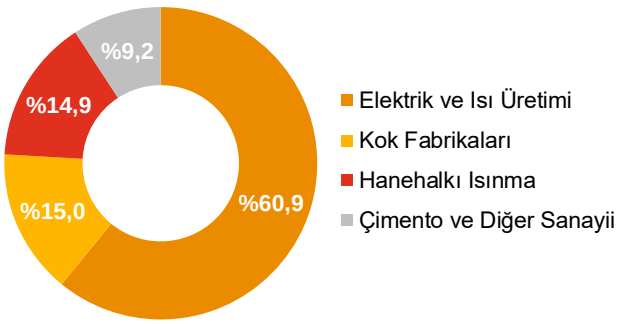
Kullanım Alanı Bazında Linyit Tüketimi (2018)



Elektrik ve ısı üretimi, Türkiye'de linyitin açık ara en yaygın kullanım alanını oluşturmaktadır. Ülkedeki tüm linyit arzının neredeyse %90'ı elektrik üretimi için kullanılmaktadır.

Grafik 53

Kullanım Alanı Bazında Taşkömürü Tüketimi (2018)



Koklaşabilir taş kömürü, demir cevherinin eritilebilmesi ve şekil verilebilmesi için kullanılan yüksek kalorifik değere sahip bir kömür çeşididir. Toplam taş kömürü tüketiminin %15'i kok kömürü elde etmek için tüketilen taş kömürünü ifade etmektedir. Türkiye'nin en büyük çelik üretim tesislerini işleten üç ana çelik üreticisi şirket olan Erdemir, İşdemir ve Kardemir kok kömürü talebinin büyük bir çoğunluğunu karşılamaktadır.

Kaynak: MTA, TKİ

Yerli kömürün elektrik üretimi içerisindeki payının artırılması, elektrik piyasasının geliştirilmesine yönelik izlenen politikaların temel hedeflerinden birisidir

Yerli kömürden faydalanan elektrik santrallerinin toplam kurulu güç içerisindeki payının ve yerli kömür ile üretilmiş elektriğin toplam elektrik üretimi içerisindeki payının son yıllarda azalmakta olduğu gözlemlenmektedir. İthal enerji kaynaklarına bağımlılığı azaltmak adına, elektrik üretiminde ithal kömür tüketimini sınırlamak ve yerli kömürü teşvik etmek için bir takım düzenlemelere gidilmiştir.

Yüksek Planlama Kurulu tarafından yayımlanan **Elektrik Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi**, elektrik üretimi için ülkedeki neredeyse tüm linyit ve taşkömürü kaynaklarının **2023** yılına kadar aktif olarak kullanılmasını hedeflemektedir.

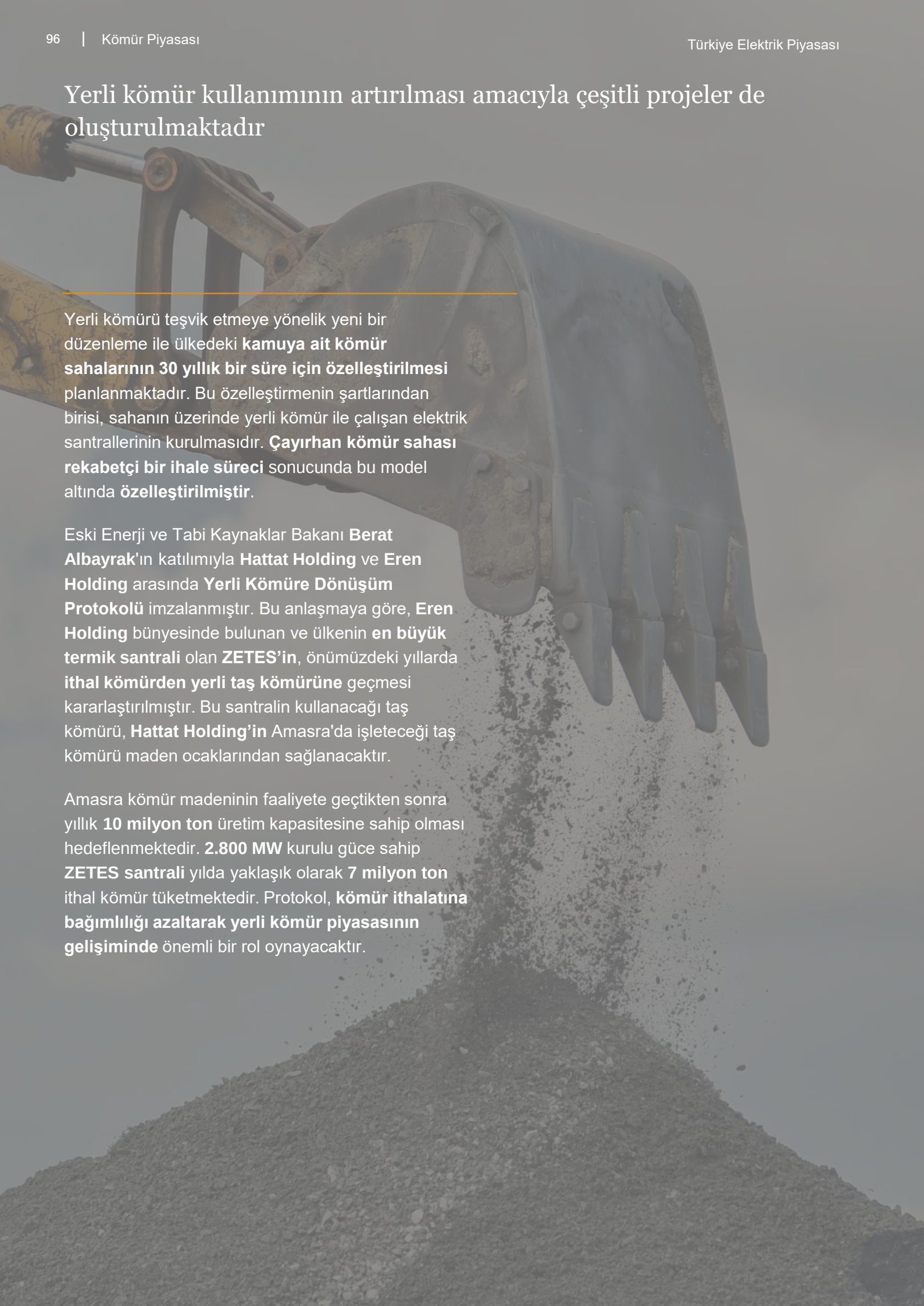
Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı yerli kömürü teşvik etmek adına alternatif düzenlemeler üzerinde çalışmaktadır. Bu nedenle, 2016 yılında ithal kömüre ton başına **15 ABD Doları** tutarında ek vergi konmuştur. Sonraki dönemde sabit vergi yönteminden değişken vergi yöntemine geçilmiş, vergi tutarı ICE Rotterdam Future Endeksi'ndeki kömür fiyatı ile **70 ABD Doları** arasındaki fark dikkate alınarak belirlenmeye başlamıştır.

Ayrıca, linyit bazlı enerji santrallerini finansal anlamda desteklemek adına alım garantisi uygulaması izlenmektedir. Bu uygulama kapsamında EÜAŞ, tamamen veya kısmen yerli kömür ile çalışan kömür santrallerinin üretiminin bir kısmını belli bir fiyat üzerinden almayı her sene taahhüt etmektedir. Söz konusu satın alım fiyatı 2018 yılı için **201,35 TL/MWh** olarak duyurulmuştur ve enflasyon ile ABD Doları/TL kurundaki değişimlere duyarlı bir şekilde her 3 aylık dönem için yeniden hesaplanmaktadır. Alım garantisi fiyatının, 2020 yılının üçüncü çeyreğinde **360 TL/MWh** olarak gerçekleştiği anlaşılmaktadır.

EÜAŞ, 2020 yılında yerli kömür aracılığıyla elektrik üretimi gerçekleştiren santrallerden 27,1 milyon MWh, yerli-ithal karışımı yakan santrallerden ise 1,1 milyon MWh elektrik satın alacağını duyurmuştur.

Kaynak: EÜAŞ, EPDK

Yerli kömür kullanımının artırılması amacıyla çeşitli projeler de oluşturulmaktadır



Yerli kömürü teşvik etmeye yönelik yeni bir düzenleme ile ülkedeki **kamuya ait kömür sahalarının 30 yıllık bir süre için özelleştirilmesi** planlanmaktadır. Bu özelleştirmenin şartlarından birisi, sahanın üzerinde yerli kömür ile çalışan elektrik santrallerinin kurulmasıdır. **Çayırhan kömür sahası rekabetçi bir ihale süreci** sonucunda bu model altında **özelleştirilmiştir**.

Eski Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanı **Berat Albayrak**'ın katılımıyla **Hattat Holding** ve **Eren Holding** arasında **Yerli Kömüre Dönüşüm Protokolü** imzalanmıştır. Bu anlaşmaya göre, **Eren Holding** bünyesinde bulunan ve ülkenin **en büyük termik santrali** olan **ZETES'in**, önümüzdeki yıllarda **ithal kömürden yerli taş kömürüne** geçmesi kararlaştırılmıştır. Bu santralin kullanacağı taş kömürü, **Hattat Holding'in** Amasra'da işleteceği taş kömürü maden ocaklarından sağlanacaktır.

Amasra kömür madeninin faaliyete geçtikten sonra yıllık **10 milyon ton** üretim kapasitesine sahip olması hedeflenmektedir. **2.800 MW** kurulu güce sahip **ZETES santrali** yılda yaklaşık olarak **7 milyon ton** ithal kömür tüketmektedir. Protokol, **kömür ithalatına bağımlılığı azaltarak yerli kömür piyasasının gelişiminde** önemli bir rol oynayacaktır.

6

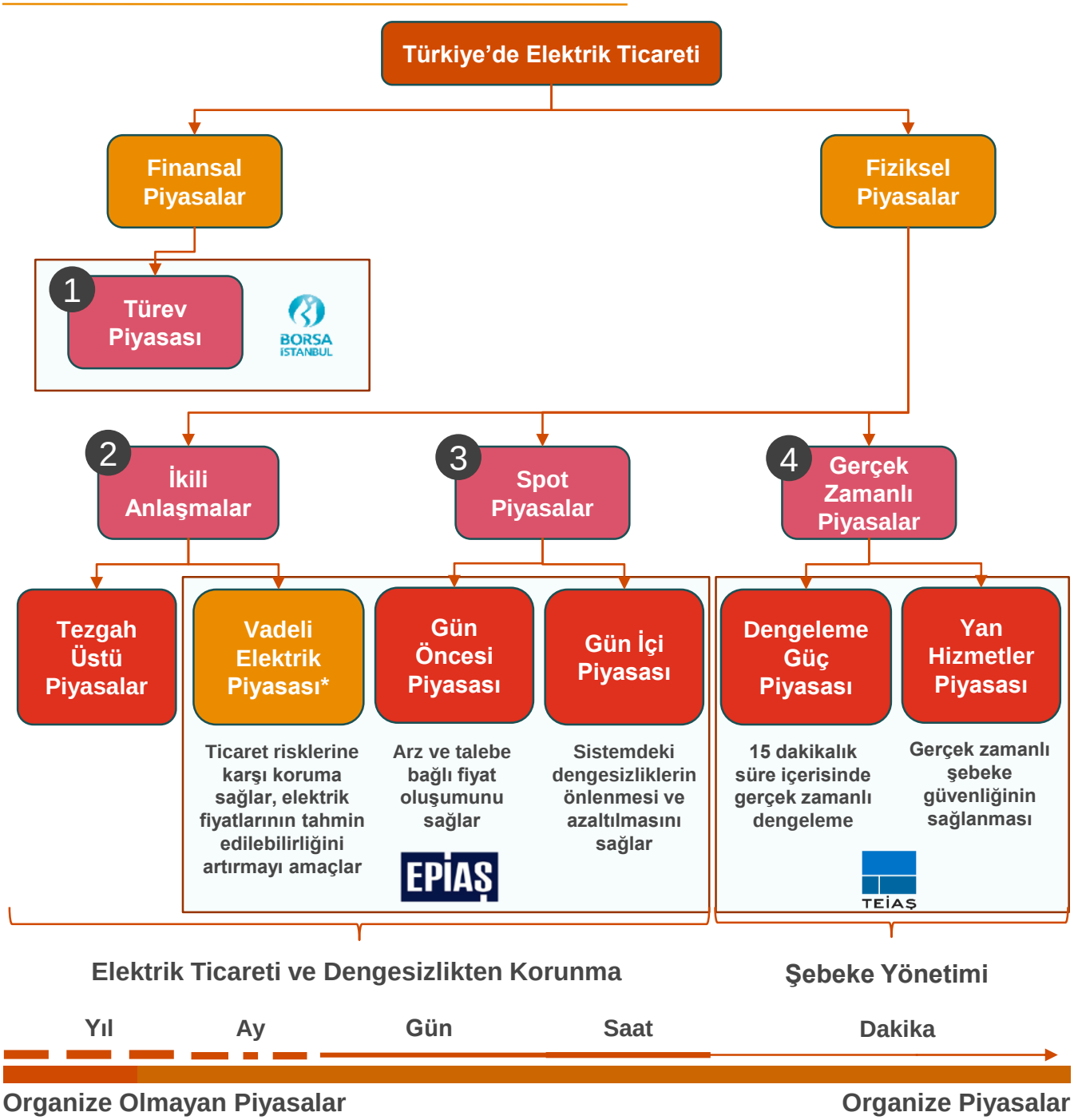
Türkiye'de Elektrik Ticareti

6.1

Elektrik Piyasaları

İşleyiş Esasları

Türkiye'de elektrik ticareti farklı piyasalar üzerinden değişken zaman dilimlerinde yapılabilmektedir



*İleri tarihli fiziksel teslimatlı Vadeli Elektrik Piyasası'nın Aralık 2020'de faaliyete geçmesi beklenmektedir

Kaynak: EPİAŞ

Elektrik fiyatlarının öngörülmesinde karşılaşılan güçlükler nedeniyle elektrik fiyatı üzerinden faaliyet gösteren türev ürünler piyasası benzer emtia piyasa hacimlerinin gerisinde kalmıştır

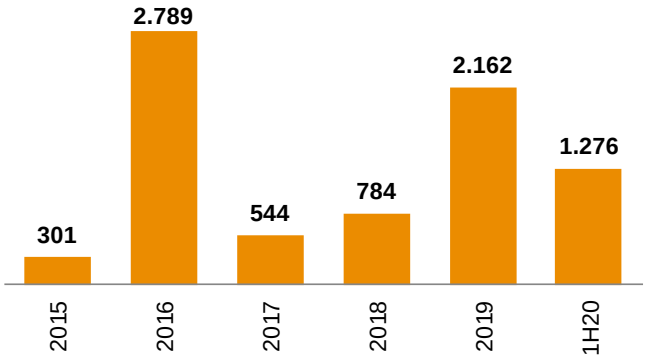
1 Türev Piyasalar

2011 yılında, o zamanki ismiyle Vadeli İşlem ve Opsiyon Borsası'nda (VOB) Baz Yük Elektrik Vadeli İşlem Sözleşmeleri işlem görmeye başlamıştır. VOB'un 2013 yılında Borsa İstanbul ile birleşmesi sonrası elektrik vadeli işlem sözleşmeleri yeni kurulan VİOP bünyesine taşınmıştır.

Sektördeki gelişmeler ve piyasanın geliştirilmesi kapsamında yapılan çalışmaların etkisiyle VİOP sözleşmelerine yönelik talep, 2015 yılında EPİAŞ'ın kurulmasıyla hız kazanmıştır.

Grafik 54

Enerji Vadeli Sözleşmelerde İşlem Hacmi
(2015-2019, m TL)

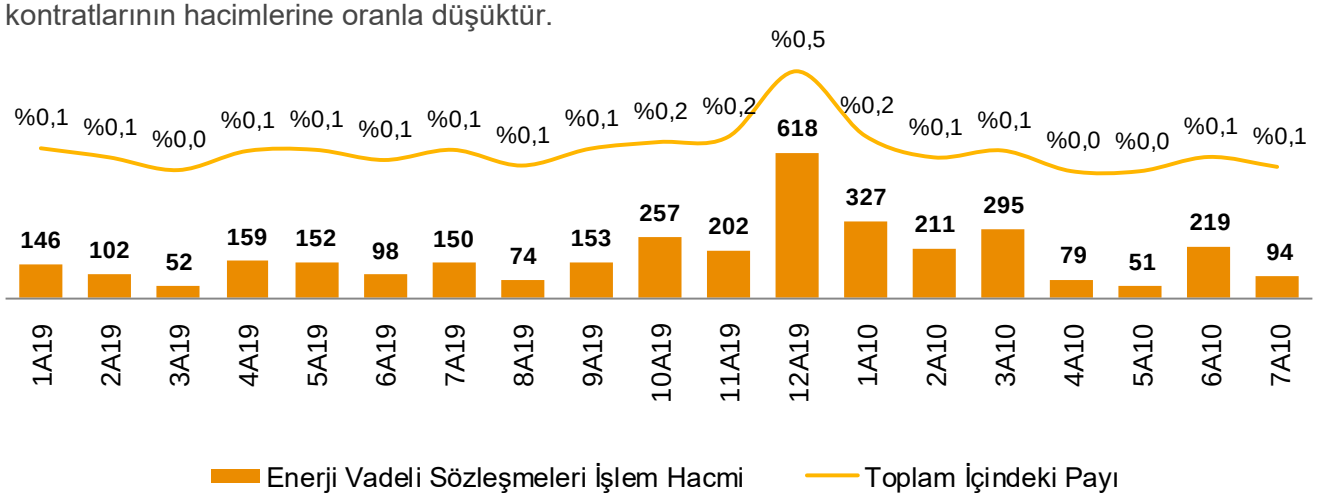


Vadeli sözleşmelerdeki işlem hacimleri piyasanın olgunluğuna işaret eden önemli bir göstergedir.

Grafik 55

Enerji Vadeli Sözleşmeleri İşlem Hacmi ve Toplam Vadeli İşlemler İçindeki Payı
(2019-2020, m TL)

Enerji vadeli işlemlerinin toplam vadeli işlemler içerisindeki payı diğer işlem vadeli işlem kontratlarının hacimlerine oranla düşüktür.



Kaynak: BIST, EPİAŞ

İkili anlaşmalar alıcılar ve satıcılar arasında önceden belirlenen elektrik fiyatları üzerinden elektrik satışını mümkün kılar. Bu anlaşmalar, tüketiciler için spot fiyat belirsizliklerine karşı korunma sağlamaktadır

2 İkili Anlaşmalar

Bir emtia olarak elektriğin iki önemli özelliği bulunmaktadır: **i)** Elektrik sisteminin sürdürülebilir bir şekilde faaliyet gösterebilmesi için üretimin ve talebin anlık olarak birbirine eşit seviyelerde olması gerekmektedir. **ii)** Yüksek maliyet ve sınırlı teknik altyapının bulunması sebebiyle, elektrik enerjisi henüz ticari olarak kullanılmak amacıyla depolanamamaktadır.
Bu iki özellikten dolayı özellikle kısa dönem işlemlerde elektrik fiyatları yüksek oranda değişkendir.

Elektrik fiyatının kısa vadede değişime açık olmasından dolayı alıcılar ve satıcılar çeşitli risklere maruz kalmaktadır. İkili anlaşmaların yüksek hacimde gerçekleşmesi piyasadaki öngörülebilirliğin arttığına ve üretici ve tüketici arasında karşılıklı bir güven ortamının oluştuğuna işarettir. İkili anlaşma hacminin düşük olması ise öngörülebilirlik seviyesinin azaldığını göstermektedir.

İkili anlaşmaların süresi, bir gün ile 20-25 yıl arasında değişebilmektedir (uzun vadeli elektrik alım anlaşmalarında). Bu anlaşmaların şartları sözleşmeye özel olabilse de, EFET (Avrupa Enerji Tacirleri Federasyonu) tek tip enerji ticareti kontratlarının Türkiye'de ve birçok ülkede yaygın şekilde kullanılmasına öncülük yapmıştır.

İkili anlaşma bildirimlerinin teslimatın gerçekleştirileceği günden bir önceki gün saat 16.00'a kadar piyasa katılımcısı tarafından, TPYS (TEİAŞ Piyasa Yönetim Sistemi) aracılığıyla EPİAŞ'a bildirilmesi gerekmektedir.

İkili anlaşmalar elektrik üreticileri, tedarikçileri (toptan ve perakende) ve son kullanıcılar arasında imzalanabilmektedir. Örneğin, lisanslı bir yenilenebilir enerji santrali, ürettiği elektriği **i)** başka bir üretici firmaya, **ii)** bir tedarikçiye, veya **iii)** son tüketicilere satabilmektedir.

Buna karşılık, tedarikçiler başka tedarikçilerden elektrik alabilir ve bu elektriği **i)** son tüketicilere **ii)** diğer tedarikçilere **iii)** santrallere satabilir. Mevcut yasalar doğrultusunda son tüketiciler elektrik satın alabilir, ancak satışını gerçekleştirememektedir.

Yukarıda ifade edilen 'tedarikçi' kavramı aşağıdaki iki tür piyasa oyuncusunu ifade etmektedir:

(i) Dağıtım şirketlerinden yasal olarak ayrılmış ("Görevli Tedarik Şirket" olarak sınıflandırılmış) ve EPDK tarafından belirlenen elektrik tarifeleri ile dağıtım bölgelerindeki müşterilere son kaynak tedarikçisi olarak ve faaliyet bölgeleri dışındaki son tüketicilere de serbest piyasa fiyatları (tarife fiyatından farklı olarak) üzerinden hizmet verebilme hakkına sahip, dağıtım şirketlerinin perakende kolları.

(ii) Faaliyet bölgelerine bakılmaksızın herhangi bir son tüketiciye elektrik satabilen özel tedarikçiler.

Bu anlaşma altyapılarına ilaveten, görevli tedarik şirketleri, doğrudan EÜAŞ'ın elektrik üretimini satın alarak taleplerinin bir kısmını karşılamaktadır.

EÜAŞ ayrıca devlet tarafından uygulanan destek programı aracılığıyla yerli kömür kullanan santrallerle ikili anlaşmalar gerçekleştirmektedir. EÜAŞ, bu ikili anlaşmalar aracılığıyla, her çeyrek bir hesaplama yöntemine göre revize edilen fiyatlarla genellikle yerli kömürle üretim yapan termik santrallerin üretiminin önceden açıkladığı kadarlık kısmını satın almaktadır.

Kaynak: EPİAŞ

İkili anlaşmaların süresi, fiyatların hangi vadede öngörülebilir olduğuna bağlı olarak bir günden birkaç yıla kadar değişebilir

Elektrik piyasasındaki fiyatların öngörülebilirliği, Covid-19 salgını nedeniyle 2020 yılında olumsuz etkilenmiştir.

Öngörülebilirliğin önümüzdeki dönemde artmasının beklenmesiyle beraber, ikili anlaşmaların büyük olasılıkla; aylık, çeyreklik ve en fazla yıllık zaman aralıklarında tesis edilmesi beklenmektedir.

Tezgah üstü (OTC) piyasalar, spot piyasalarla karşılaştırıldığında daha esnek ve düzensizdir. Tezgah üstü piyasalar, EPİAŞ'tan bağımsız bir şekilde çalışır. Kısa, orta ve uzun vadeli sözleşmeler bu piyasalarda işlem görebilir. Tezgah üstü piyasalarda, ikili sözleşmeler ve anlaşmalar aracılar tarafından gerçekleştirilmektedir.

Aracılar, piyasadaki tedarikçiler ve alıcılar arasındaki işlemleri kolaylaştırır. Fiyat, teslimattan önceki gün belirlenir. Tedarikçiler aracılara belirlenen satış fiyatı üzerinden anlaşılan hacimde enerji sağlar.

Aracıya bu bilgi verildiğinde alıcı da, aracı sayesinde, bu bilgiye ulaşır ve enerjiyi almayı talep edebilir.

2013 yılından itibaren hız kazanan tezgah üstü piyasalar, gelecekte piyasadaki likiditeyi artıracak bir potansiyele sahiptir.

İkili piyasaların derinliği; piyasa fiyatlarının tahmin edilebilirliği ve tarafların uzun vadeli ikili anlaşmalar yoluyla oluşan risklere karşı alternatif yöntemlerle kendilerini koruyabilme yetenekleri, hedging kapasiteleri, ile doğru orantılıdır.

2018 yılı ikinci yarısında TL'nin yabancı para birimlerine karşı değer kaybetmesiyle beraber yükselen doğalgaz tarifeleri fiyat öngörülebilirliğini azaltmış, ikili anlaşmaların hacminin azalmasına neden olmuştur.

Artan doğalgaz maliyeti sonrası, doğalgaz santralleri, önceden belirlenmiş uzun vadeli sözleşmeler kapsamındaki üretimlerini satarken, ciddi maddi kayıplar yaşamaya başlamışlardır. Bu tarz santrallerin çoğu, anlaşma fesih maliyetlerinin üretime devam etmeleri durumunda kaynaklanacak kayıplardan daha düşük olmasından dolayı sözleşmelerini feshetmeye karar vermişlerdir. Sözleşmeleri feshedilen alıcılar ise, spot piyasalara başvurmak ve daha yüksek fiyatlardan elektrik satın almak zorunda kalmışlardır.

Piyasa fiyatlarındaki değişim iki taraf için de kayıplara yol açmıştır ve bu durum piyasaya olan güveni de olumsuz etkilemiştir.

Kaynak: EPİAŞ

Elektriğin uzun vadede fiziksel teslimatını mümkün kılacak yeni vadeli işlemler piyasasının EPİAŞ tarafından Aralık 2020'de faaliyete geçirilmesi beklenmektedir

İkili ticareti engelleyen, piyasada fiyatlar üzerindeki öngörülebilirlik sorununu çözmek için EPİAŞ yakın zamanda, vadeli kontratlar üzerinden fiziksel teslimat ile elektrik ticaretini mümkün kılan yeni bir elektrik piyasasının kurulma aşamasında olduğunu duyurmuştur.

İkili anlaşmalarda yaygın olarak görülen karşı taraf risklerini ortadan kaldıran yeni vadeli işlemler piyasasında katılımcılar, EPİAŞ ile doğrudan ticaret yapacaktır. EPİAŞ ayrıca piyasaya bir öngörü sunabilecek günlük gösterge fiyatı da belirleyecektir.

Yeni piyasa, piyasa katılımcıları için; aylık ve yıllık dönemler içinde, fiziksel teslimatı güvence altına alınmış elektrik ticaretini mümkün kılacaktır. Sözleşmeler, aylık, çeyreklik, yıllık ve piyasa kurallarının el vermesi durumunda daha uzun dönemli de olabilecektir.

2018 yılı içerisindeki olumsuz gelişmeler dolayısıyla ikili anlaşmaların sayısında ve hacminde sert bir düşüş yaşanmıştır. Piyasadaki öngörülebilirlik ve olgunluk arttıkça, daha çok katılımcı piyasada uzun vadeli sözleşmeler yapacaktır.

Yeni Vadeli Elektrik Piyasası'yla İlgili Önemli Bilgiler:

- İlgili kanun değişikliğinin 2019 yılının Ocak ayında gerçekleştirilmesi ile beraber Vadeli Elektrik Piyasası'nın işletilmesi sorumluluğu EPİAŞ'a verilmiştir. Bu tarihten sonra çalışmalar hızlanmıştır. Yeni elektrik piyasasının 2020 yılı sonunda faaliyetlerine başlaması beklenmektedir.
- Sözleşmeler, üç özelliğe göre ayrılmaktadır; teklif bölgesi, teslim süresi ve yük tipi.
- Sözleşmelerin süresi 6 ay ile 2 yıl arasında değişecektir.
- Piyasa, saat 10:00'dan 16.00'ya kadar ulaşılabilir ve faal olacaktır.
- İşlem olmadığı durumlarda fiyatlar; piyasa işletmecisi tarafından teorik olarak, açık artırmalar ya da anketler aracılığıyla belirlenecektir.

Kaynak: EPİAŞ

Organize spot piyasalar, belirli bir ürünün piyasa fiyatının belirlendiği alanlardır. Elektrik için spot fiyatlar gün içi ve gün öncesi piyasalar aracılığıyla belirlenir

3 Organize Spot Piyasalar

Gün içi piyasası ve gün öncesi piyasası EPİAŞ tarafından işletilen spot piyasalardır. Bu spot piyasalara katılım zorunlu değildir.

Spot piyasalarda yer almak isteyen piyasa katılımcılarının katılım anlaşmasını imzalamaları ve gereken depozito ücretini yatırmaları gerekmektedir.

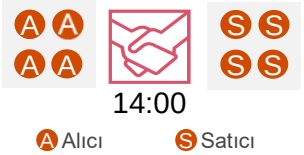
Piyasa katılımcıları, gün öncesi piyasasından elektrik satın almak veya piyasaya elektrik satmak amacıyla fiyat ve miktar içeren tekliflerini ertesi günün her saati için verebilir.

Her bir saat piyasa takas fiyatı ve hacmi arz ve talep tarafının tekliflerinin eşleşmesi ile belirlenir. Gün öncesi piyasası teklifleri kapandıktan sonra katılımcılar ihtiyaçlarını gün içi piyasasından karşılayabilirler.

Gün içi ve gün öncesi piyasasında en büyük farklılık fiyat oluşturma mekanizmalarıdır.

Gün-İçi Piyasası

Gün-Öncesi Piyasası



Gün içi piyasası, eşleşen bir teklif olduğu takdirde ticaretin hemen yerine getirileceği sürekli bir piyasadır. Doğası gereği, fiyatlar gün boyunca dalgalanmaktadır.

Gün öncesi piyasası, tüm işlemler için ertesi günün saatlik piyasa fiyatını ve takas hacmini belirler.

Kaynak: EPİAŞ

Gün öncesi piyasasının üç tane temel amacı vardır:

1. Elektrik piyasası için bir **referans fiyatı** oluşturmak
2. Piyasa katılımcılarının **elektrik ticareti ve dengeleme işlemlerini gerçekleştirebilecekleri** bir platform görevi görmek
3. **Bir gün önceden dengeli bir piyasa** sağlayarak sistemin dengesizliğini kontrol altına almayı kolaylaştırmak.

Talep tarafı, elektriğin referans fiyatına göre **tüketim miktarını** belirleyebilirken, **arz tarafı üretim miktarını** ayarlayabilir.

Gün öncesi piyasası özellikleri:

1. Piyasaya katılım **portföy tabanlıdır**, her bir katılımcı **portföylerini dengelemekle yükümlüdür.**
2. Fiyat, bir sonraki günün **her saati** için belirlenir.
3. Teklif verilirken, fiyat için TL kullanılırken miktar için lot (1MWh/10) terimi kullanılır.

Piyasa takas fiyatının belirlenmesinde kullanılan optimizasyon algoritması 2016 yılında değiştirilmiştir. Yeni optimizasyon algoritması EPİAŞ tarafından geliştirilmiş yerli bir yazılımdır.

Bu yazılım öncesinde ise AREVA isimli bir Fransız şirketinin ‘e-terra’ isimli yazılımı kullanılmıştır. Yerli yazılımın geliştirilmesinin ardından bu yazılım devre dışı bırakılmıştır.

2016 öncesinde kullanılan ‘e-terra’ yazılımı açık kaynak koduna sahip olmadığı için yazılımda güncelleme veya değişiklik yapmak ya da hataların kısa zamanda çözülmesi mümkün olmamıştır. Bu durumun yerli yazılımın geliştirilmesinin arkasındaki temel motivasyon olduğu anlaşılmaktadır. Yeni yerli yazılım ile birlikte piyasada ihtiyaç duyulan değişiklikler kolaylıkla yapılmaya başlanmıştır.

Gün-öncesi piyasasında, üç farklı teklif çeşidi bulunmaktadır

1) Saatlik Teklifler

Belirli bir saat için verilebilen, satış-alış miktarı ve fiyat içeren tekliflerdir. Fiyatlar artan sıraya göre dizilir.

Arz-talep fiyat eğrisi oluşturulurken iki ardışık fiyat/miktar seviyesi arasındaki boş değerler doğrusal interpolasyon yöntemiyle belirlenir. Aynı fiyat seviyesi için geçerli hem saatlik alış teklifi hem de saatlik satış teklifi bulunamaz.

2) Blok Teklifler

Blok teklifler minimum ardışık 3 saat için miktar ve fiyat olarak verilmektedir. Bu teklifler tamamen kabul edilir ya da reddedilir.

Bu tür teklifler, black start süreleri uzun ve maliyetli olan üretim santrallerinin teklif verebilmesi için geliştirilmiştir. Piyasa katılımcıları bir teslim günü için maksimum 50 adet blok teklif verebilirler.

Birbiriyle ilişkili blok teklif sayısı maksimum 6 adettir ve en fazla 3 seviye arasında kurulabilmektedir. Birinci seviye bloğa bağlı blok teklifleri, ikinci seviye blokları olarak adlandırılırken bir blok teklifle bağlı olmayan blok teklifler, birinci seviye bloklar olarak adlandırılır.

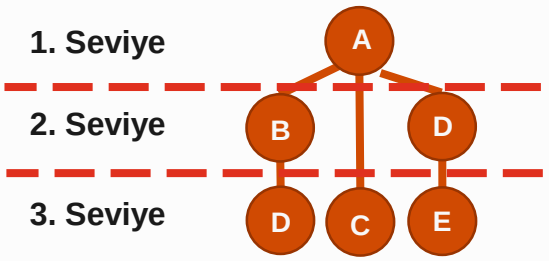
Ayrıca, eğer bir blok teklifi ikinci blok teklifine bağlıysa, o teklif üçüncü seviye blok teklifi olarak adlandırılır.

3) Esnek Teklifler

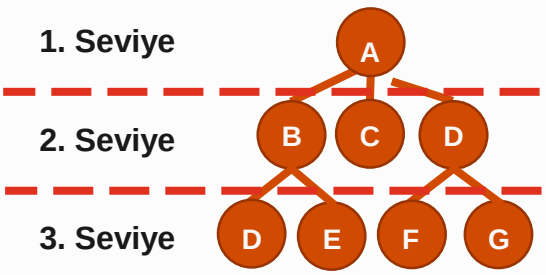
Esnek teklifler herhangi bir saat için miktar ve fiyat olarak verilen tekliflerdir. Bu teklifler, sadece satış yönünde verilebilir.

Piyasa katılımcıları tarafından bir gün için en fazla 10 esnek teklif verilebilir. Piyasa katılımcıları, eşleşme dahilinde tüm teklif hacmini karşılamak zorundadır.

Kabul Edilebilir Blok Teklif



Geçersiz Blok Teklif



Herhangi bir zamanda 6'dan fazla birbirine bağlı teklif bulunamaz.

Kaynak: EPİAŞ

Gün öncesi piyasası her gün, 9:30 ile 14:00 saatleri arasında çalışır

- Teklif fiyat aralığı 0-2.000 TL/MWh olarak belirlenmiştir. Bu tavan fiyatı, gün öncesi piyasasının çalışmaya başlamasından itibaren uygulanmıştır. Fiyat aralığı, EPDK tarafından düzenlenmektedir.
- Elektrik üretimindeki değişikliklere ve döviz kurundaki gelişmelere paralel olarak fiyat aralığı üst limitinin de değişmesi beklenmektedir.
- Her piyasa katılımcısı bir gün için; 32 satış 32 alış olmak üzere 64 saatlik teklif, 50 blok teklif ve 10 esnek teklif verebilir.

Kaynak: EPİAŞ

Gün içi piyasası, gün-öncesi piyasası (GÖP) ile dengeleme güç piyasası (DGP) arasında dengeleyici bir platform olarak hizmet verir

Planlama döneminin ardından 1 Temmuz 2015 tarihinde piyasa katılımcılarının kullanımına açılmıştır.

Gün içi piyasası fiziksel teslimat yükümlülüğü olan portföy bazlı organize bir piyasadır.

İşlemler, sürekli ticaret metodu kullanılarak ve anlık eşleşmelerle yapılır.

Teklifler, fiziksel teslimatın 60 dakika öncesine kadar verilebilir, güncellenebilir, iptal edilebilir veya etkisiz hale getirilebilir.

Gün içi piyasasının amaçları aşağıdadır:

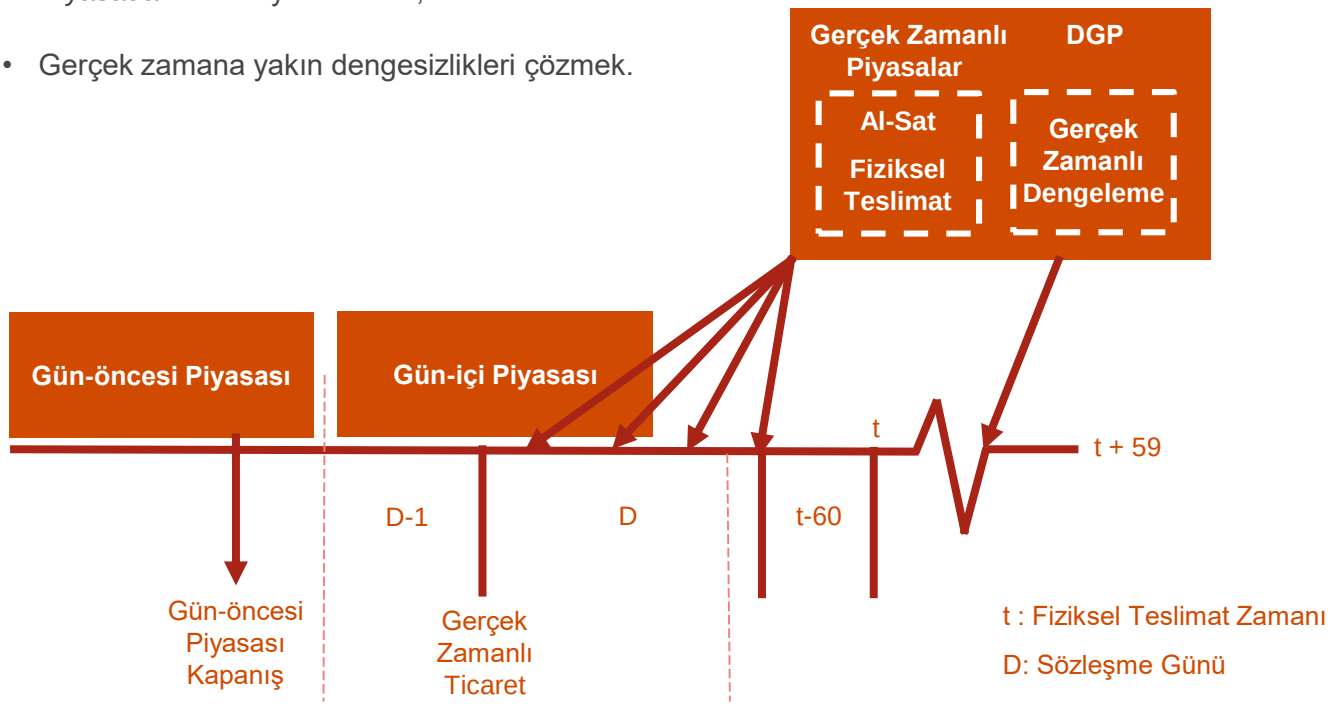
- Dengesizlik ihtimalini düşürmek,
- Elektrik ticareti için ek bir platform sağlamak,
- Piyasadaki likiditeyi arttırmak,
- Gerçek zamana yakın dengesizlikleri çözmek.

1. Saatlik Teklifler

Saatlik teklifler**, tamamen veya kısmen** eşleşebilir. Tekliflerin veriliş sırası önemlidir. Başka bir deyişle, daha önce verilen bir teklif, diğerlerine nazaran önceliklidir. Toplam beş tane saatlik teklif tipi mevcuttur: aktif, uygunsa eşle, uygunsa yok et, zamanla ve tamamen eşle ya da yok et.

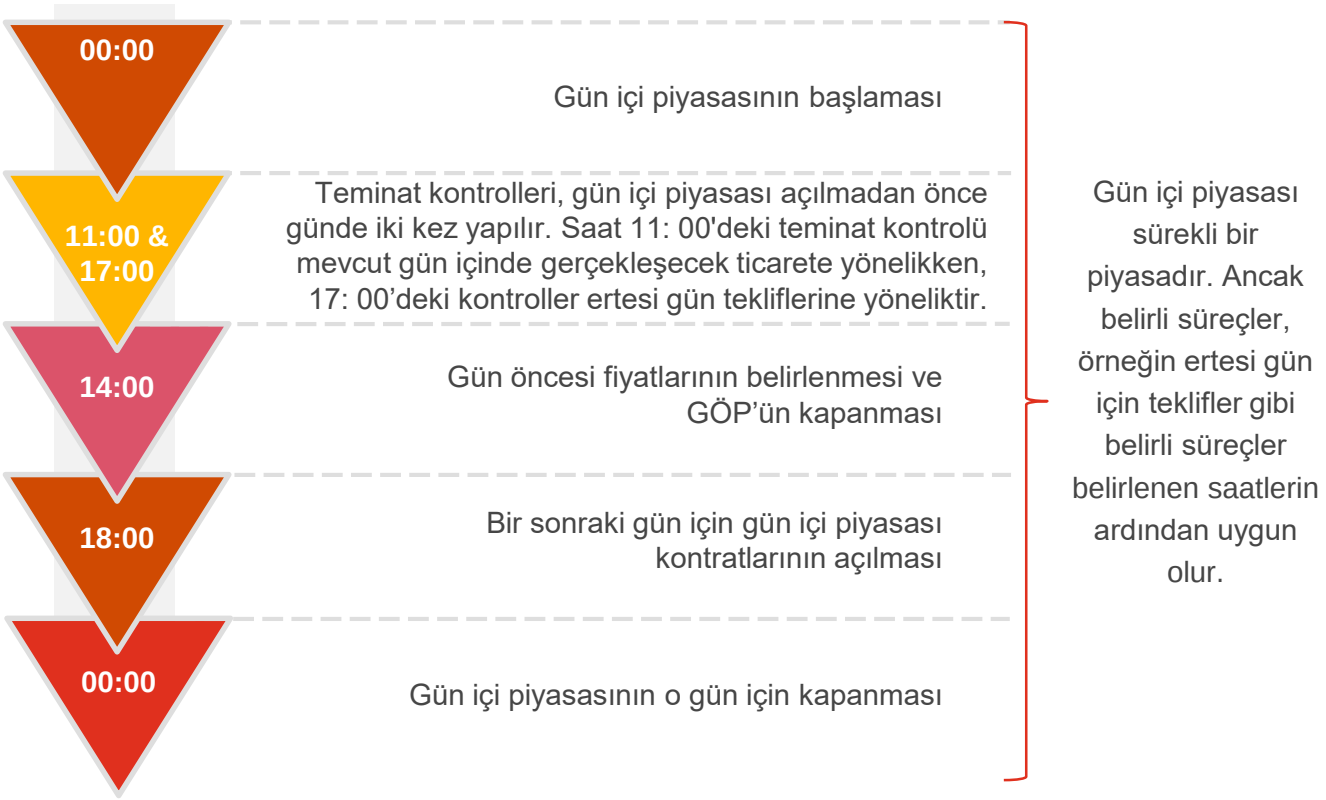
2. Blok Teklifler

Blok teklifler **bölünemez.** Bu teklifler, belirlenen zamanın tamamı için kabul edilir ya da edilmez. Blok teklifler, **minimum 1 saati ve maksimum 24 saati** kapsar. Blok teklifler, iki farklı günün saatlerini içeremez. İki tane blok teklif seçeneği mevcuttur: aktif teklif ve zamanlı teklif.



Kaynak: EPİAŞ

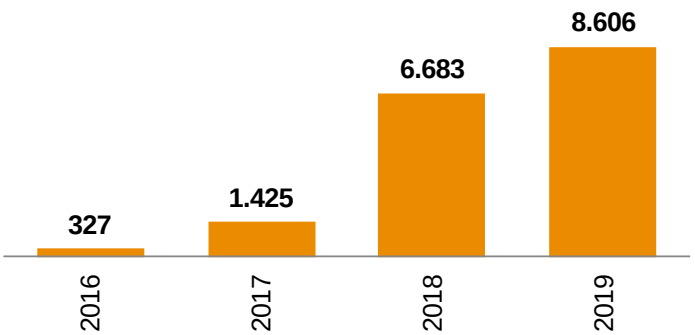
Gün içi piyasası gün boyunca çalışmaktadır. 2015 yılından bu yana, çoğunlukla işlem hacmini artıran katılımcılar nedeniyle işlem sayısı güçlü bir şekilde artmaya devam etmiştir



Gün içi piyasası işlemleri **saatlik bazda** gerçekleştirilir. Gün içi piyasası teslimat saatleri her gün 00:00'da başlayıp ertesi gün 00:00'da sona erer. Gün içi piyasasında ertesi güne ait teklifler, gün içi piyasası kontrat açılış zamanı olan saat 18:00 itibarıyla verilebilir. Teklif miktarı lot, teklif fiyatı ise **TL/MWh** üzerinden yapılır.

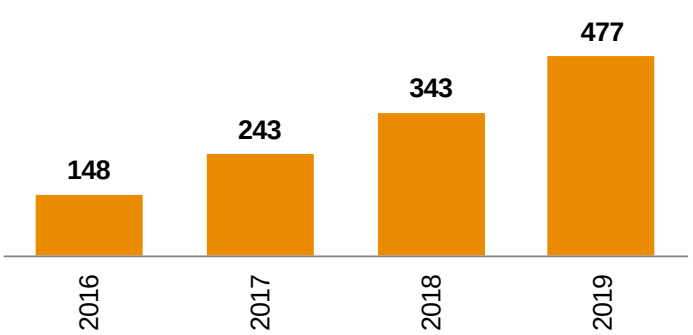
Grafik 56

Teklif Adedi (2015-2019)



Grafik 57

Aylık Ortalama Katılımcı Sayısı (2015-2019)



Kaynak: EPİAŞ

Gerçek zamanlı piyasalar, piyasadaki arz ve talep arasındaki uyuşmazlıkların giderilmesi için kurulmuştur

4 Gerçek Zamanlı Piyasalar

Elektrik piyasalarında gerçek zamanlı elektrik arzı ile talebi arasında çeşitli nedenlerden dolayı sapmalar olabilmektedir. Sapmalara neden olan iki tane temel neden vardır: beklenmedik santral arızaları veya talepteki beklenmedik değişimler.

Dengeleme güç piyasası ve yan hizmetler piyasası, elektrik piyasasındaki belirsizlikleri ortadan kaldırmayı amaçlar. **Temel amaç, ikili anlaşmalar ve spot piyasalarda meydana gelebilecek beklenmedik bir gelişmenin yaratabileceği gerçek zamanlı dengesizliklerin oluşmasını engellemektir.**

Sistemde yaşanılan dengesizlikler doğrudan sistem frekansını etkiler ve elektrik sisteminin kalitesini zedeleyebilir. Gerçek zamanlı dengeleme güç piyasaları, sistem kalitesini düzeltmek, diğer bir deyişle, üretim ve talebi yeniden dengelemek için kurulmuştur.

Gerçek zamanlı piyasalar, dengeleme güç piyasası ve yan hizmetler piyasasından oluşmaktadır. Bu piyasalar, TEİAŞ tarafından işletilmektedir.

Primer ve sekonder frekansların kontrolü yan hizmetler piyasası tarafından sağlanırken, tersiyer frekans kontrolü dengeleme güç piyasası tarafından sağlanır.

Kaynak: EPİAŞ

Dengeleme güç piyasası gerçek zamanlı bir şekilde toplam üretilen elektrik ve toplam tüketilen elektriğin eşit seviyede olmasını hedefler

Dengeleme güç piyasası, gerçek zamanlı dengeleme için **en fazla 15 dakika içinde devreye girebilecek yedek kapasiteyi** sağlamakla yükümlüdür.

Piyasa, tersiyer frekans kontrol hizmetini yönetir. Tersiyer frekans kontrolü, sistemin güvenli ve ekonomik çalışması için sistem işletmecisi tarafından manuel bir şekilde yapılır.

Güç piyasasını dengelemek için verilen en düşük teklif 10 MW'tır. YAL (Yük Alma) ve YAT (Yük Atma) için verilen talimat teklifleri 1 MW ve katları olarak ifade edilir.

Dengeleme güç piyasasında verilen tüm teklifler, bir dengeleme birimi, ilgili bölge ve belirli zaman dilimi için geçerlidirler. Verilen tekliflerde, ilgili dengeleme birimi için mevcut tüm kapasitenin sunulması esastır.

Kabul edilmiş YAT ve YAL teklifleri, piyasa katılımcısı için bir yükümlülük yaratmaktadır. Dengeleme güç piyasası talimatları, ilgili günün herhangi bir zamanında sunulabilir veya değiştirilebilir. YAL ve YAT teklif fiyatlarının minimum değeri olarak o saatteki piyasa takas fiyatı dikkate alınır.

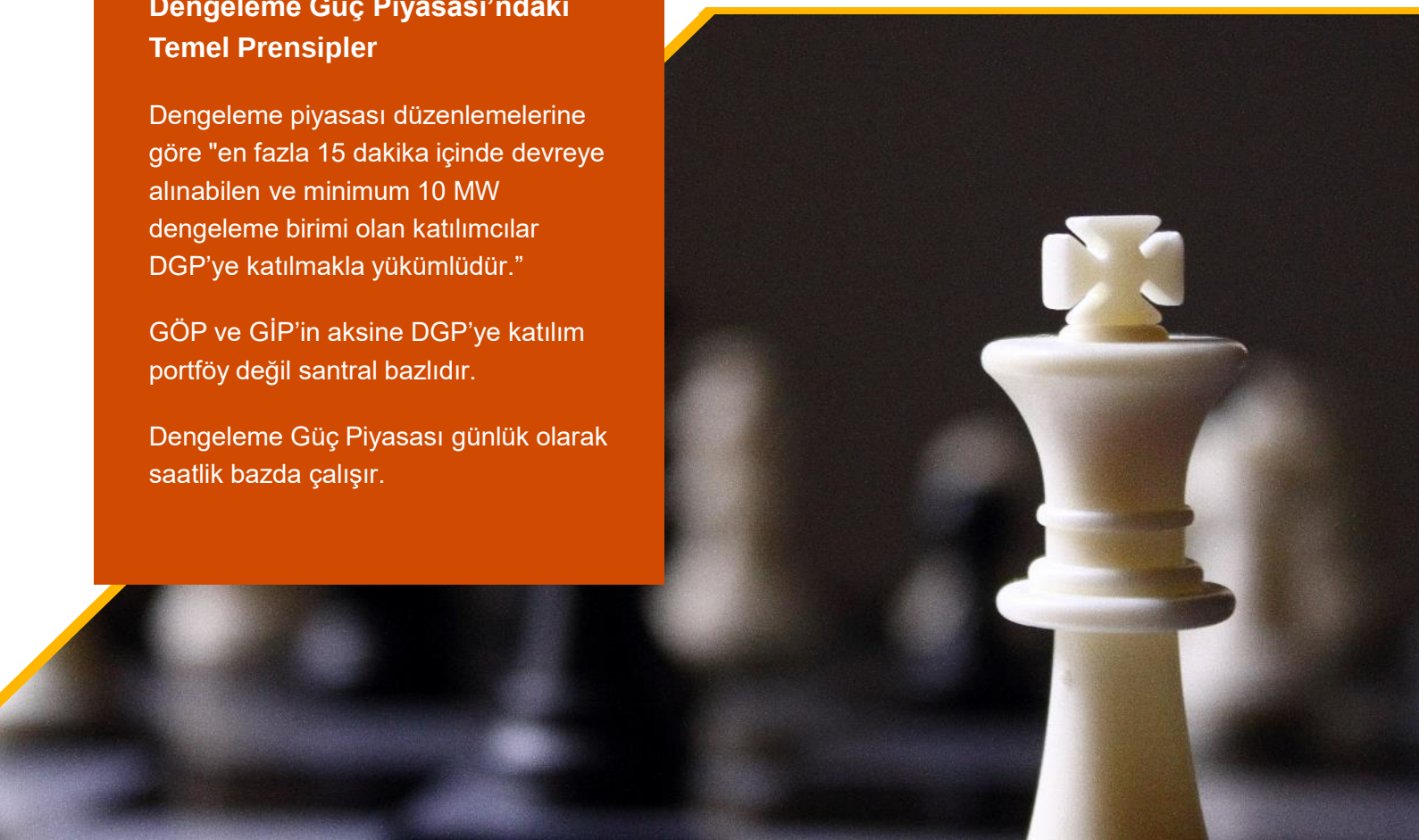
Dengeleme Güç Piyasası'ndaki Temel Prensipler

Dengeleme piyasası düzenlemelerine göre "en fazla 15 dakika içinde devreye alınabilen ve minimum 10 MW dengeleme birimi olan katılımcılar DGP'ye katılmakla yükümlüdür."

GÖP ve GİP'in aksine DGP'ye katılım portföy değil santral bazlıdır.

Dengeleme Güç Piyasası günlük olarak saatlik bazda çalışır.

Kaynak: EPİAŞ



Dengeleme güç piyasasında, dört temel tanım dikkate alınmaktadır

Kesinleşmiş Günlük Üretim Programı (KGÜP)-Bir sonraki gün için üretim programını ifade eder ve gerçek zamanlı dengeleme faaliyetleri için temel oluşturur.

Emre Amade Kapasite-Santral tarafından o saatte üretilebilecek maksimum brüt elektrik miktarıdır.

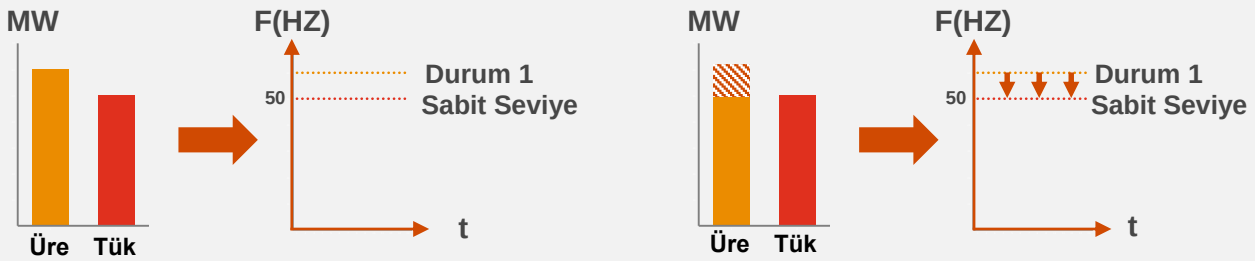
Yük Alma Talimatı (YAL)-Daha çok elektrik üretimi için alınan talimatlardır.

Yük Atma Talimatı (YAT)-Elektrik üretiminin azaltılması için alınan talimatlardır.

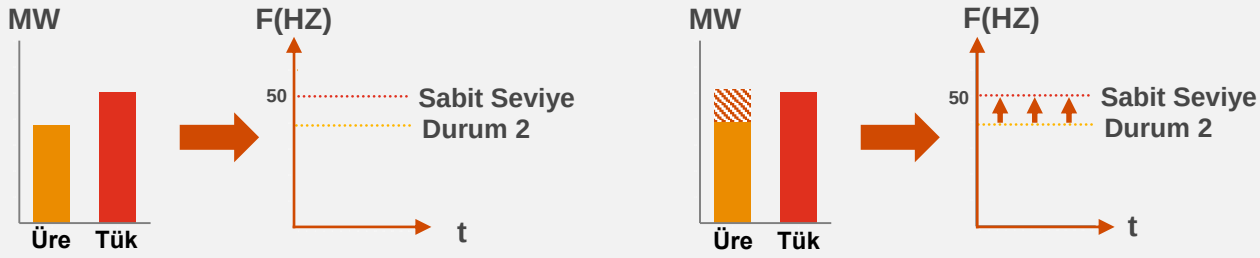
Grafik 58

Yük alma ve Yük Atma Talimatları

Frekansın 50 Hz üzerinde olması durumunda, üretim talepten fazladır. Bu durumda üretimin azaltılması/talebin artırılması gerekmektedir.



Frekansın 50 Hz altında olması durumunda, talep üretimden fazladır. Bu durumda üretimin artırılması/talebin azaltılması gerekmektedir.



Kaynak: EPİAŞ

Enerji santralleri, toplam dengesizliklerini azaltmak için kendi aralarında bir araya gelerek, şartlarını özel anlaşmalarla belirleyecekleri dengeleme grupları oluşturabilirler

29 Nisan 2016 tarihindeki Yenilenebilir Enerji Kaynakları Yönetmeliği'ne göre, YEKDEM'den faydalanan yenilenebilir enerji santrallerinin spot piyasada teklif sunma zorunlulukları bulunmaktadır. Ayrıca, bu enerji santralleri, daha önceleri üretimlerini dengelemekten muaf tutulmuştur. Yönetmelikteki güncellenmelerin ardından bu enerji santralleri, saatlik üretim planlarını piyasa işletmecisine sunmak zorundadır ve sistemde neden oldukları dengesizliklerden sorumlu tutulmaktadır.

Pozitif Dengesizlik ➡ Sisteme Sat

KGÜP < Gerçekleşen

(KGÜP-Gerçekleşen) * min (PTF, SMF) * 0.97

Negatif Dengesizlik ➡ Sistemden Al

KGÜP > Gerçekleşen

(Gerçekleşen-KGÜP) * max (PTF, DGPF) * 1.03

Dengeleme grubu uygulaması, kendi içindeki pozitif ve negatif dengesizlikleri netleştirmeleri bakımından elektrik santralleri için bir çözüm yoludur. Ancak, gerçek zamanlı fiziksel dengesizlikler sistem işletmecisi için teknik bir sorun olmaya devam etmektedir ve sistem işletmecisi enerji santralleri için yük alma/yük atma talimatlarından dolayı ek ödemeler yapmaktadır. TEİAŞ, enerji santrallerinin dengesizliklerini azaltmak için kendi aralarında bir araya gelebilecekleri dengeleme gruplarını desteklemektedir.

YEKDEM Enerji Santralleri için Uzlaştırma Süreci

D-1 16:00
Kesinleşmiş Günlük Üretim Programı aracılığıyla EPİAŞ'a bir sonraki gün için beklenen üretimin bildirimi

Dt
Saatlik olarak kaydedilen gerçekleşen üretim bilgisi

D + 1 17:00
Bir önceki gün için Piyasa İşletmecisi tarafından yapılan PTF Ödemeleri

Ay Sonu
Kalan YEKDEM Ödemesi

(YEKDEM Satın Alım Fiyatı-PTF x tolerans katsayısı*)

Ay Sonu
Dengesizliklerde Uzlaştırma

*Bu katsayı (J Katsayısı) EPDK tarafından her bir yenilenebilir enerji kaynağı için belirlenmektedir; rüzgar enerjisi için 0.97, güneş enerjisi için 0.98, jeotermal için 0.995, biyokütle için 0.99, akarsu hidrolik için 0.98, barajlı hidrolik için 1.

Kaynak: EPİAŞ

Yan Hizmetler, şebekenin gerçek zamanda güvenli bir biçimde işletiminin sağlanması için ihtiyaç duyulan bir piyasadır

Yan hizmetler piyasası, yeni Yan Hizmetler Yönetmeliği'nin yürürlüğe girmesiyle Şubat 2018'de başlamıştır.

Bu hizmetleri sağlayacak santraller Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Sözleşmesi'ni imzalamak zorundadır. Santralin sahibi olan şirketler, yan hizmet desteği için gerekli kurulumları yapmakla yükümlüdürler.

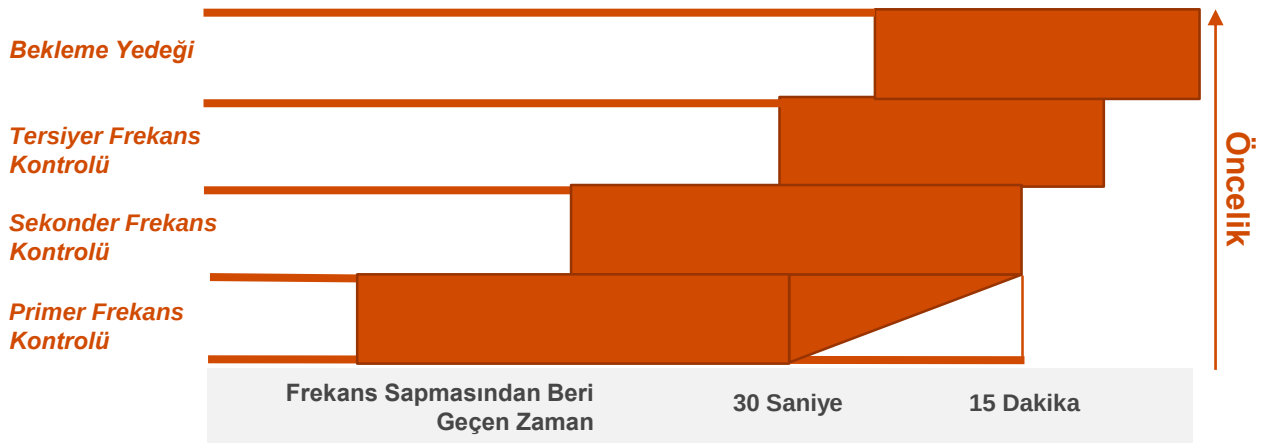
Primer ve sekonder frekans kontrolleri otomatik frekans kontrolü olarak adlandırılmaktadır.

Yan Hizmetler Altında Tanımlanan Hizmetler:

1. Primer Frekans Kontrolü,
2. Sekonder Frekans Kontrolü,
3. Bekleme Yedeği,
4. Anlık Talep Kontrolü,
5. Reaktif Güç Kontrolü,
6. Bölgesel Kapasite Kiralama Hizmeti,
7. Black Start.

Grafik 59

Yan Hizmetler Kapsamındaki Operasyonel Yedekler



Operasyonel yedeklerin her biri ne yapar?

1. Primer frekans kontrolü çalışmaya başlar ve frekans değişimini sınırlar.
2. Sekonder frekans kontrolü primerden sonra aktifleşir ve kabul edilebilir aralığın dışında ise frekansı geri düzeltir.
3. Tersiyer, hem primer hem de sekonder frekans kontrolleri yetersiz olduğunda devreye girer.
4. Bekleme yedeği, sistemin operasyonları sürdürmesi için gereken son enerji kaynağıdır. Minimum enerji kullanılır.

Kaynak: EPİAŞ

Primer ve sekonder frekans kontrolü, yan hizmetler piyasasında aktif olarak kullanılan hizmetlerdir

1 Primer Frekans Kontrolü

Primer frekans kontrolü, aktif gücü dengede tutmayı, sistem frekansını olabildiğince ve en kısa bir şekilde stabilize etmeyi amaçlamaktadır. Primer frekans kontrol yedeği her an emre amade olmalıdır. Primer frekans kontrolü üreticileri hız düzenleyicileriyle primer frekans kontrol sağlayıcıları, hız regülatörleri aracılığıyla otomatik ve hızlı bir şekilde arz ve talep arasındaki dengeyi sağlar.

Primer frekans kontrol hizmetine katılacak santraller, primer frekans kontrolünün teknik yükümlülükleri ile Elektrik Piyasası Şebekesi Yönetmeliği'nde yer alan tasarım prensipleri ve testlerine ilişkin koşulları sağlamalıdır.

Primer frekans kontrol hizmeti, gerekli koşulları karşılayan ve testleri geçen santrallerin ihaleden hak kazanması ile sağlanır.

Bu hizmeti sağlayacak üniteler, primer frekans kontrol hizmetini sağlayan birimlerin çalışma prensibine göre, dilendiğinde maksimum 30 saniye içinde devreye alınabilir olmalı ve minimum 15 dakika boyunca bu gücü sürdürebilmelidir.

Eğer sistem frekansı düşerse, frekanstaki düşüşe karşılık çıkış gücü otomatik olarak artırılır. Sistem frekansının arttığı durumlarda ise ünitler otomatik olarak çıkış güçlerini düşürürler.

2 Sekonder Frekans Kontrolü

Sekonder frekans kontrol hizmeti (SFK) gereğinden fazla kapasite veya talep fazlalığı gibi durumlarda TEİAŞ'ın sistem frekansını sürdürebilmesi için kullandığı bir sistemdir. Eski sistemde, bu işlem dengeleme güç piyasasında enerji santrallerine verilen zorunlu talimatlar aracılığıyla yapılmaktaydı.

Sekonder frekans kontrol hizmeti, sistem frekansını nominal değerde tutmayı hedefler. Merkezi bir bilgisayar algoritması ile otomatik olarak aktive olur ancak primer frekans kontrolünden daha yavaştır. SFK, Primer frekans kontrol mekanizmasının yetersiz kaldığı durumlarda devreye girmek ve sistem frekansını dengelemek için kullanılır.

Sekonder frekans kontrol hizmetlerini sağlayacak olan tesisler, şartları sağlayan tesisler arasından ihale yoluyla seçilir.

Sekonder frekans kontrol hizmeti, primer yedek enerji santrallerinin arıza öncesi operasyon noktalarına dönmesine olanak sağlar. Böylece, primer frekans hizmetleri olası bir arıza için tekrar hazır hale geleceklerdir. Bu işlemler, Gölbaşı'nda bulunan TEİAŞ'a ait Milli Yük Tevzi Merkezi tarafından otomatik bir sistem aracılığıyla yönetilir.

Kaynak: EPİAŞ

Diğer yan hizmetler piyasada aktif olarak kullanılmamakla beraber yönetmelik altında tanımlanmaktadır

3 Bekleme (Tersiyer) Yedeği

Bekleme yedeği belirli enerji santrallerinden ve ikili anlaşmalarda, gün öncesi veya gün içi piyasalarda, ya da dengeleme piyasasından üretim kapasitesinin el verdiği elektriğin tamamını satamamış enerji santrallerinden karşılanır. Bu enerji santralleri, gerekli görüldüğü takdirde talimata göre aktive olur.

Bekleme yedeği, tersiyer kontrol yedeğinin serbest kalmasını sağlar ve tersiyer kontrol yedeğini destekler.

Bekleme yedeği hizmetini sağlayan bir tesis, minimum 15 dakika içerisinde aktive olmalıdır ve teklif miktarı minimum 10 MW olmalıdır.

4 Anlık Talep Kontrolü

Tüketim tesisleri tarafından sağlanan anlık talep kontrolü hizmeti, sistemin yanlış eşleşen frekans miktarını azaltmayı amaçlamaktadır.

5 Reaktif Güç Kontrolü

Reaktif güç kontrol hizmeti, voltaj değerini Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliği tarafından belirlenen aralık içinde tutmayı amaçlamaktadır.

Bu sistem, bir sistemdeki voltaj kriterine ulaşmak için bölgesel olarak değişen reaktif güç yükümlülüğünü karşılamak zorundadır.

6 Bölgesel Kapasite Kiralama Hizmeti

Bölgesel Kapasite Kiralama Hizmeti, arz güvenliğini sağlar ve yetersiz kapasite durumunda ihtiyaçları karşılar.

7 Black Start

Black start, başka bir enerji kaynağına ihtiyaç duymadan aktive olan enerji santralleri tarafından sağlanır.

Kaynak: EPİAŞ

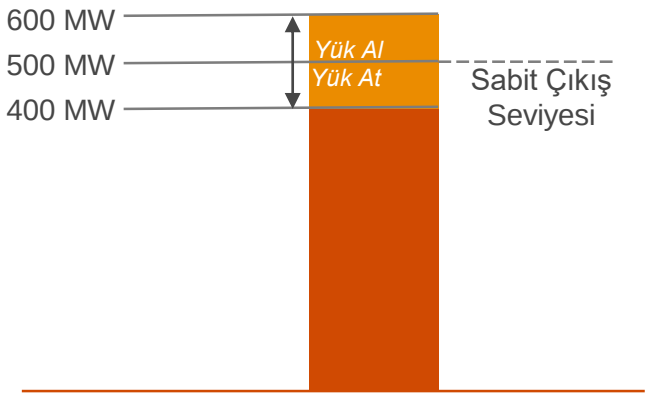
TEİAŞ, piyasa yönetim sistemi (TPYS) aracılığıyla teklif alır ve Yan Hizmetler Piyasası (primer ve sekonder frekans kontrolü) için gereklilikleri sağlar

‘Merit order’ yapısında da çalışabilen SFK ihalesi için enerji santralleri aşağıdakiler için teklif verir:

- Her bir blok için sağlanabilen SFK kapasitesi (blokların başlangıç ve bitiş saatleri değişebilir)
- Teklif verilen bloktaki SFK kapasitesini karşılamak için fiyat teklifi (TL/MWh)

Grafik 60

Yük Alma/ Yük Atma Talimatı (MW)



İhalenin kapsamı uyarınca, enerji santralleri TEİAŞ’a esnek sınırlar içerisinde üretim kapasitelerini yönetme hakkı sağlarlar; örneğin 100 MW SFK kapasiteli ve 500 MW minimum sabit çıkış seviyeli bir enerji santrali SFK ihalesi için teklif sunabilir.

Bu yapılandırma, bir enerji santrali uygun olduğunda ve 500 MW kapasitede çalıştığında, çıkışını 100 MW artırabileceğini veya azaltabileceğini anlatmaktadır. Böylelikle, sistem yükümlülüklerine bağlı olarak, iletim sistem işletmecisi (TEİAŞ) enerji santralini 400 ve 600 MW arasında yönetmek için yetkiye sahip olur.

Enerji santralinin talimat almadığı sürece 500 MW kapasitede çalışacak olması buradaki tek ön koşuldur. Bu durum, gerekli kapasitenin gün öncesi piyasasına düşük bir teklifle katılması ve böylelikle teklifinin kabul edilmesiyle sağlanmaktadır.

SFK ihalesinin yükümlülüklerine uyulamaması durumunda, enerji santrali yükümlülüklerini iki tarafın da belirleyeceği bir maliyetle üçüncü katılımcıya aktarır.

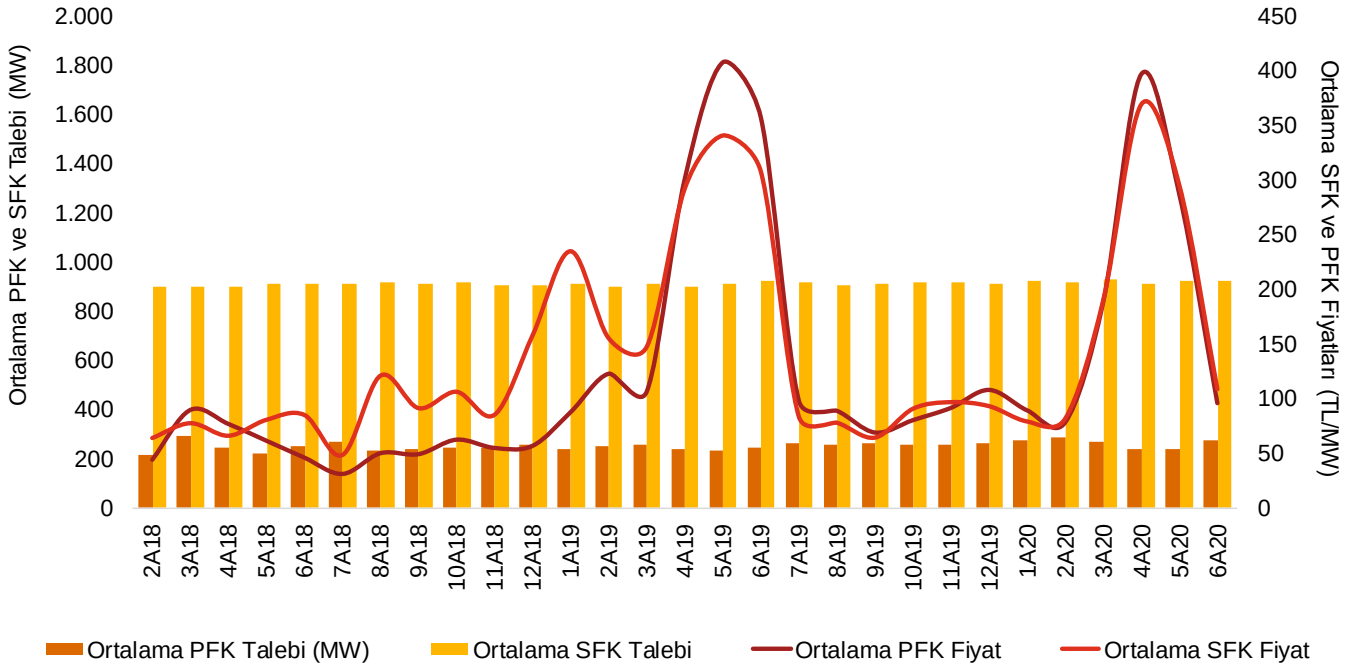
Eğer bu transfer güvence altına alınamazsa ve enerji santrali SFK kapasitesini devredemezse, TEİAŞ tarafından enerji santraline cezai ücret uygulanır.

Kaynak: EPİAŞ

Yeni düzenlemeye uygun olarak, günlük ihaleler, ihaleye katılma hakkı bulunan enerji santralleri için iki gün öncesinden açıklanır

Grafik 61

Primer ve Sekonder Frekans Kontrolü Talep ve Fiyatı (2018-1Y20)



İhalenin kazananları, **belirledikleri kapasite seviyelerinde elektrik üretmekle** ve TEİAŞ tarafından verilen yük atma ve almaya ilişkin tüm talimatları takip etmekle **yükümlüdürler.** Kazananlar, TEİAŞ'tan her bir SFK ihalesinde belirlenen miktarda ödeme almaya hak kazanırlar.

İhalelerin kazananları **gün öncesi piyasasına** katılma hakkına da sahiptir. Bu santraller, her şekilde belirlenen sabit çıkış seviyelerinde çalışmak zorunda oldukları için, gün öncesi piyasasındaki teklifleri fiyattan bağımsızdır. Bu yüzden yeni sistem, piyasa takas fiyatı üzerinde aşağı yönde bir etkiye sahip olabilmektedir.

Yan hizmetler piyasası için, gün bloklara bölünmüştür ve her bir blok için ayrı bir ihale yapılmaktadır. Talep TEİAŞ tarafından belirlenmekte ve fiyat ihalenin sonunda kesinleşmektedir. **Her bir gün için maksimum altı blok olabilir.**

Kaynak: EPİAŞ

6.2

Geçmiş Dönem Fiyat Analizi

Elektrik sektörünün karmaşık yapısı sebebiyle PTF'deki değişimler birden çok faktörden kaynaklanabilir. Talebe ve arza etki eden faktörlerdeki değişiklikler PTF üzerinde olumlu veya olumsuz etki yaratabilmektedir

Yaz Mevsiminde Sıcaklık Artışı*	↑	↓ Yenilenebilir Kaynak Bazlı Enerji Üretiminde Artış
Kış Mevsiminde Sıcaklık Artışı*	↓	↓ Artan Baz Yük Rezervuar HES Üretimi
GSYİH'nın Artması	↑	↑ Emtia Fiyatlarında Yükseliş
Enerji Verimliliğinde Artış	↓	↑ Doğalgaz Arz Krizi
Kişi Başına Enerji Talebi	↑	↑ Kamu Üretim Şirketlerinin Maliyeti Fiyata Yansıtma Dengesi
Elektriklendirme Süreci Etkileri	↑	↓ Yan Hizmetler Piyasası
Talebi Destekleyici Mekanizmalar	↑	↑ Termik Santrallerin Arıza ve Bakım Süreleri
		↓ Kurulu Güç Kapasitesindeki Artış

*Mevsimsel ortalamalardan sapmaları ifade etmektedir.

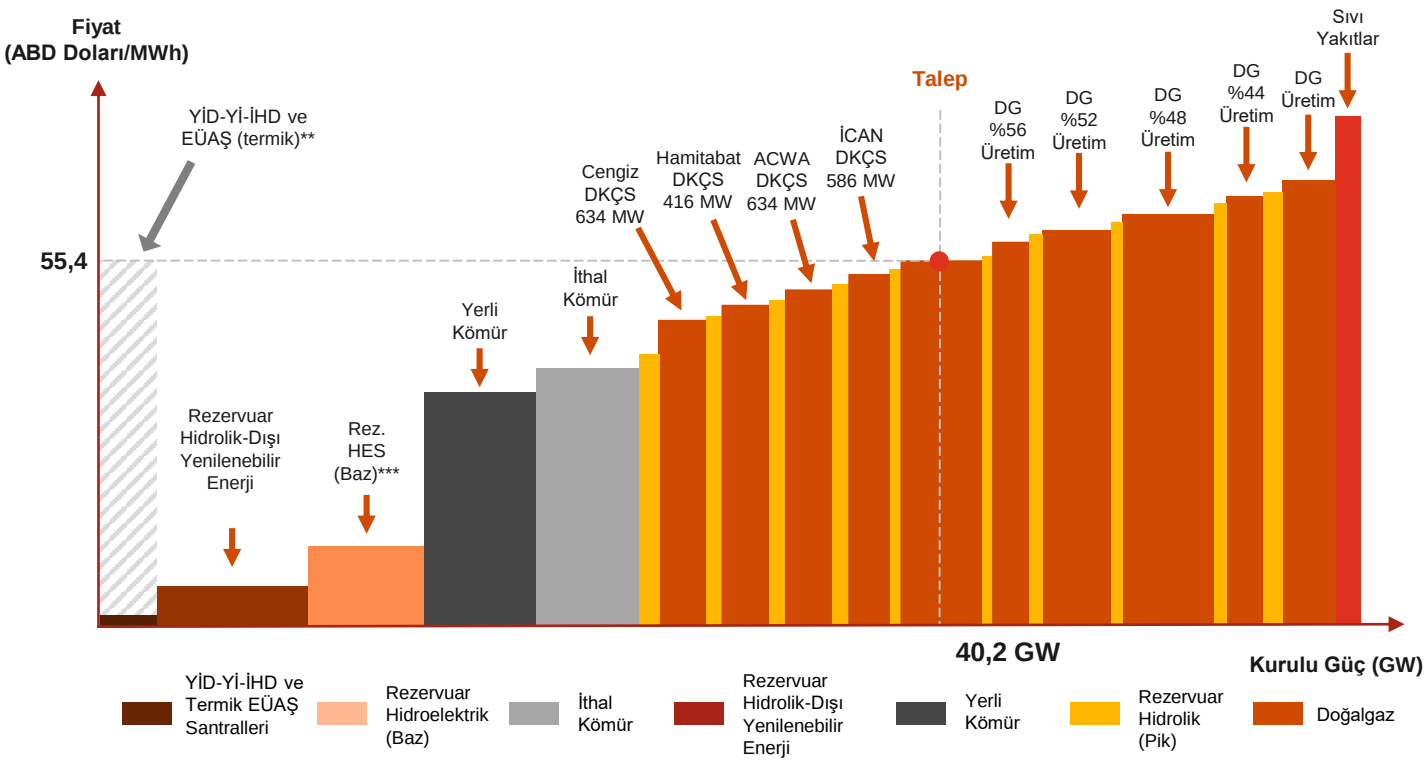
Kaynak: APLUS Enerji Analizi

Merit Order, elektrik piyasasında talebe göre arzın oluşumunda farklı enerji kaynaklarının rolünü ve aralarındaki ilişkinin anlaşılmasını sağlamaktadır. Çok faktörlü piyasa şartları ve EÜAŞ santrallerinin etkisi altında, doğalgaz elektrik santralleri ve rezervuarlı hidroelektrik santraller piyasa fiyatının oluşması sürecinde belirleyici rolü oynamaktadırlar

Rezervuarlı hidroelektrik santraller, depolama kapasitesinin sağladığı avantajı kullanarak, üretimlerini talebin en yüksek olduğu zamanlarla senkronize etmeye çalışmaktadırlar. DKÇS'lerin de benzer eğilimde olması, bu iki santral tipinin piyasa fiyatının belirlenmesinde öne çıkmalarına neden olmaktadır.

Grafik 62

18 Temmuz 2019, Saat 16:00 İtibarıyla Temsili Merit Order (ABD Doları/MWh)*



*Merit Order'daki elektrik santralleri marjinal birim işletme maliyetlerine göre sıralanmışlardır ve çalışma sadece gösterimsel amaçla, indikatif olarak paylaşılmıştır. Saat 16:00, talebin yüksek olduğu ve hidrolik-dışı yenilenebilir enerji üretiminin yaygın olarak görülebildiği bir zamanı temsil ettiği için analizde dikkate alınmıştır.
**Bu santrallerin marjinal birim maliyetlerinin piyasa fiyatından yüksek olmasına rağmen, uzun vadeli sözleşmelerden doğan ve görevli perakende şirketlerine karşı olan yükümlülüklerini karşılamak amacıyla, piyasa ortalama fiyatını düşürecek şekilde faaliyet gösterdikleri bilinmektedir. Yİ ve YİD kontratlarının önemli bir kısmının 2019 yılı içinde sonlandığı dikkate alındığında, bu segmentte faaliyet gösteren santrallerin ileriye dönük piyasa fiyatını etkileme kapasitelerinin azaldığı ve piyasa dengesinin işletme maliyetini daha doğru yansıtan bir düzene doğru evrildiğini söylemek doğru olacaktır.
***Rezervuar HES'ler dışında kalan, yenilenebilir enerji kaynaklarından faydalanarak elektrik üreten santrallerin kendilerine özgü en fazla öne çıkan maliyetleri RES'ler tarafından katlanılan katkı payları ve rezervuarı bulunmayan HES'lerin ödediği su kullanım ücretlerinden oluşmaktadır. Bunlar dışında bulunan ve değişken özelliğe sahip diğer bütün işletme gider ve maliyetleri birim maliyet hesaplanmasına dahildir, dolayısıyla piyasa fiyatı oluşumu sürecine de yansıtılmaktadır.

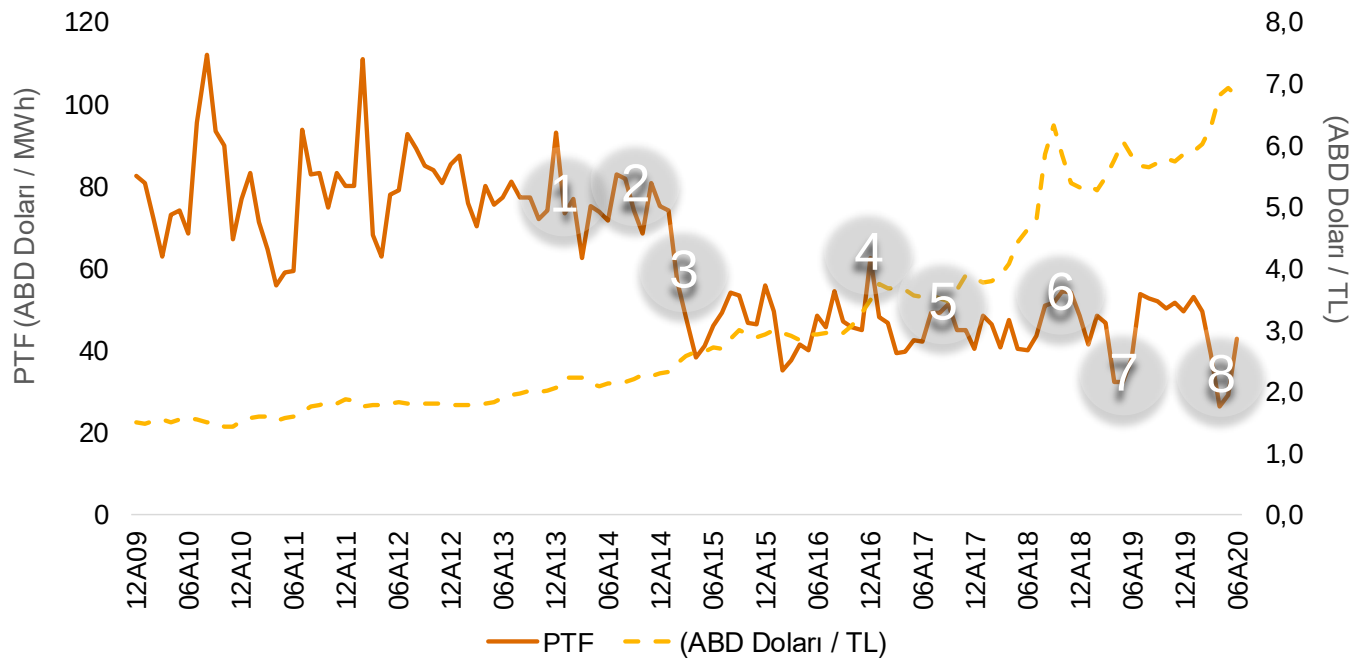
Kaynak: APLUS Enerji Analizi, EPİAŞ

PTF'nin son yıllardaki değişimi gözlendiğinde gelişiminde etkili olan birçok önemli faktör olduğu anlaşılmaktadır

1. Yüksek yağış, artan kurulu kapasite ve TL'nin ABD Doları'na karşı değer kaybetmesi
2. Düşük HES üretiminin etkisinin kurdaki değer kaybı etkisi ile dengelenmesi
3. Yatırımlarla artan DKÇS'lerin artan üretiminin, azalan petrol fiyatları ile beraber, fiyat üzerinde aşağı yönlü etki yaratması
4. Doğalgaz arzında azalmaya bağlı olarak elektrik üretiminin azalması
5. Düşük yağışlar sonucunda hidrolik enerji üretiminin azalması
6. Botaş'ın doğalgaz tarifelerinde uyguladığı sübvansiyonlara son vermesi
7. Normal üstü yağışın tetiklediği HES üretimi, kamuya ait HES'lerde yüksek miktarda üretim
8. Covid-19 salgınının tetiklediği güçlü bir talep kaybı

Grafik 63

PTF'nin ABD Doları Cinsinden Gelişimi (2010-1Y20)



Kaynak: APLUS Enerji Analizi, EPİAŞ

Covid-19 salgının etkisiyle aylık ortalama PTF 2020 yılı Nisan ayında 26,5 ABD Doları/MWh seviyesine gerilemiştir. Nisan ayı gerçekleşmesi bugüne kadar kaydedilen en düşük aylık PTF ortalaması olmuştur. 2020 yılının ilk 7 ayında ortalama PTF 40,5 ABD Doları/MWh olarak gerçekleşmiştir

Çevre mevzuatına uyumsuzluk gerekçesiyle linyit santrallerinin bir kısmının geçici olarak üretimlerinin durdurulması ve artan elektrik talebi nedeniyle PTF 2020 yılının ilk iki ayında artmıştır.

Ancak, bu etki kısa sürmüş. PTF, 2020 yılı Nisan ayında ABD Doları cinsinden tüm zamanların en düşük seviyesine gerilemiştir.

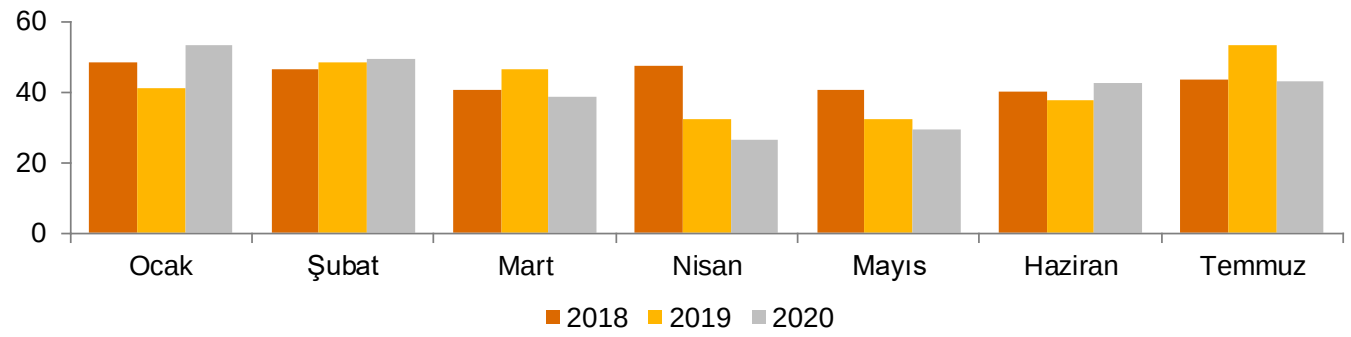
Covid-19'un Türkiye'de görülmesinin ardından, talepte yaşanan güçlü kayıp Nisan ayında fiyatların bir önceki yılın aynı ayına kıyasla (ABD Doları bazında) %18 oranında düşmesine sebep olmuştur.

Fiyatlar, sebebi farklı olmasına rağmen 2019 yılındakine benzer bir eğilim izlemiştir. Yüksek miktardaki HES üretimi, 2019 yılında fiyatların düşmesine sebep olurken, 2020 yılında oluşan düşük fiyatların temel nedeni ise talepte yaşanan düşüş olmuştur.

Virüsün etkisi Nisan ve Mayıs aylarında fiyatları düşürürken, bu ayları takip eden dönemlerde, artan elektrik talebi ile beraber, PTF toparlanmış ve 2020 yılı Haziran ayı PTF ortalaması bir önceki yılın aynı ayına oranla daha yüksek gerçekleşmiştir.

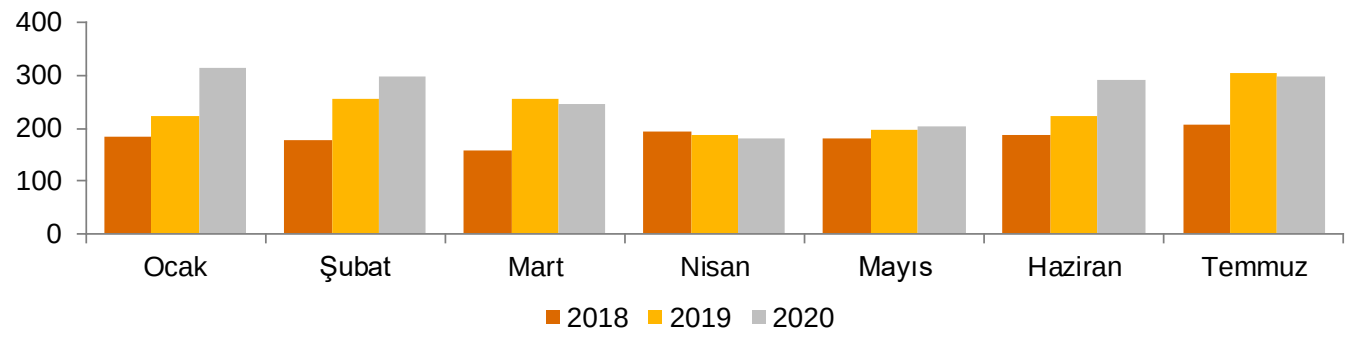
Grafik 64

PTF'deki Değişim (ABD Doları cinsinden), (2018-2020, ABD Doları/MWh)



Grafik 65

PTF'deki Değişim (TL cinsinden), (2018-2020, TL/MWh)



Kaynak: APLUS Enerji Analizi, EPİAŞ

Düşen petrol fiyatları, düşük maliyetli ve hidrolik-dışı yenilenebilir enerji santrallerinin devreye girmesi ile yüksek HES üretimi sonucunda 2015 yılı Mart ayında PTF'de güçlü bir düşüş yaşanmıştır

Aynı verimlilik sınıfındaki DKÇS'ler arası rekabet DKÇS'lerin satış ve üretim stratejilerinin, dolayısıyla spark spread verilerinin oluşmasına etki etmektedir. Doğalgaz tarifelerinin artması durumunda, bütün DKÇS'ler daha yüksek bir fiyat üzerinden piyasaya elektrik satışı gerçekleştirmektedir. Diğer yandan doğalgaz tarifelerinde bir düşüş olması durumunda fiyat rekabeti sonucunda elektrik fiyatları aşağı yönlü hareket edeceği tahmin edilmektedir.

2013 ve 2014 yılları arasında toplam elektrik üretiminin %45-%50'lik kısmı DKÇS'ler tarafından karşılanmıştır. Üretimdeki yüksek pay DKÇS'lerin tercihlerinin PTF üzerinde önemli ölçüde etkili olmasına sebep olmuştur.

PTF'nin 2015 yılındaki azalışının en önemli sebeplerinden birisinin, doğalgaz fiyatlarının petrol fiyatlarının etkisiyle düşüşü olduğu anlaşılmaktadır. Artan spark spread DKÇS rekabetini tetiklemiş ve bu durum da piyasadaki fiyat tekliflerinin düşmesine neden olarak PTF'nin düşmesine yol açmıştır.

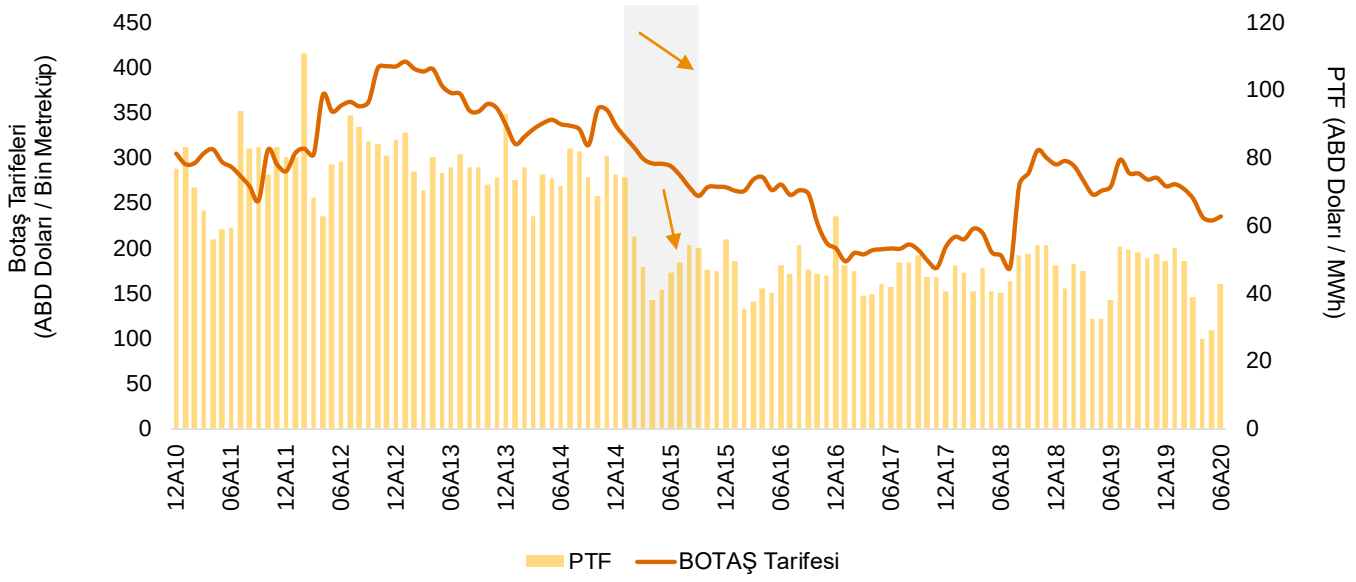
Aynı zaman diliminde PTF'ye etkisi olduğu düşünülen iki ek gelişme gerçekleşmiştir:

2014 yılında hidrolik-dışı yenilenebilir enerji santrallerindeki kapasite artışı, bu santrallerin YEKDEM satın alım tarifesinden faydalanmaları ve üretim kaygısı yaşamadan faaliyet göstermeleri nedeniyle PTF'ye aşağı yönlü baskı uygulamıştır.

Düşük yağışların etkisiyle 2014 yılında yarı yarıya düşen HES üretimi, yağışların eski haline dönmesi sonucunda 2015 yılında ciddi artış göstermiştir. Bu artış sonucunda fiyatta aşağı yönlü baskılar gözlemlenmiştir.

Grafik 66

BOTAŞ Tarifeleri ve PTF (2010-1Y20)



Kaynak: APLUS Enerji Analizi, EPİAŞ, BOTAŞ

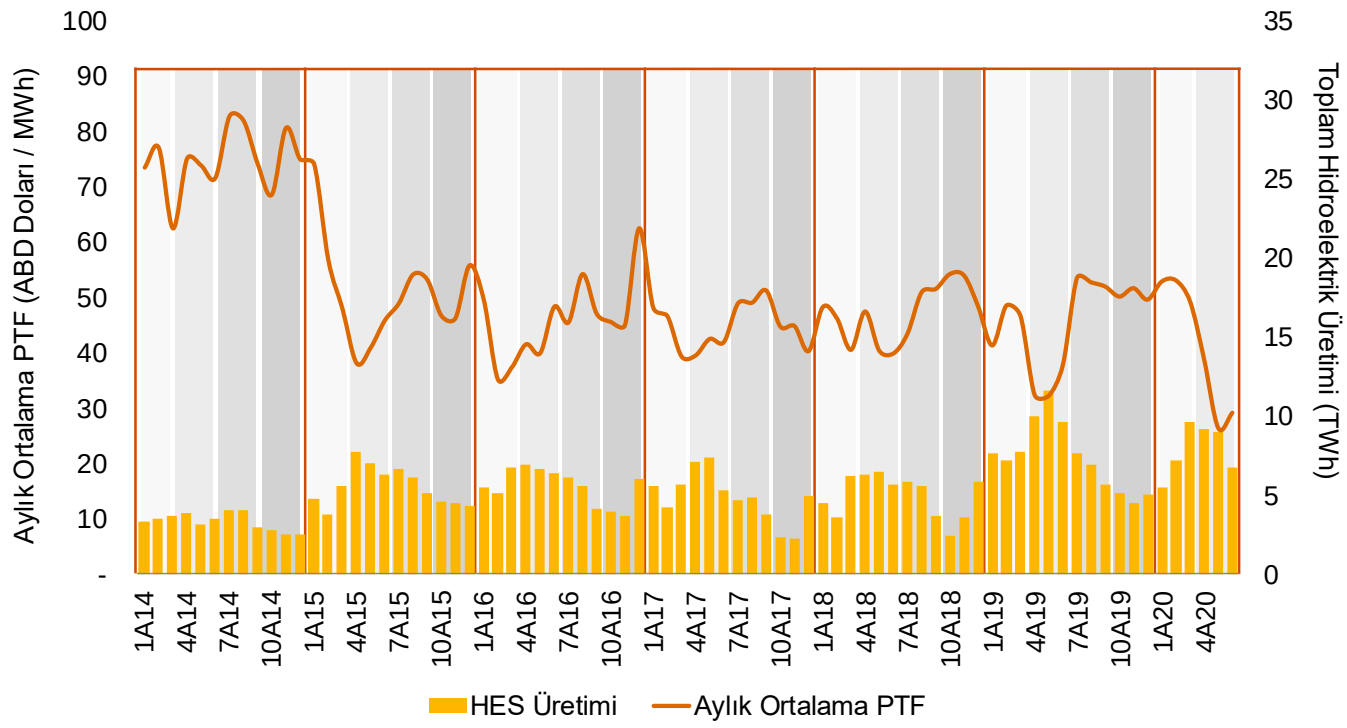
PTF yıl içerisinde HES'lerin üretimindeki mevsimsellikten etkilenmektedir. PTF'nin kış aylarında düştüğü, yaz aylarına doğru ise kademeli olarak yeniden arttığı gözlemlenmektedir

Elektrik, diğer piyasada işlem gören emtialara kıyasla depolanamaması açısından emsalsizdir. Elektriğin depolanamamasından ötürü mevcut talep ile eşleşmesi gereken kesintisiz elektrik üretimine ihtiyaç duyulmaktadır. Elektriğin niteliğinden ötürü serbest piyasa fiyatları, söz konusu zaman diliminde direkt olarak elektrik üretimi yapan santrallerin üretimi ve mevcut talebe göre belirlenmektedir.

Farklı teknolojilerle çalışan bütün santrallerde bir nebze mevsimsellik deneyimlense bile, HES üretimi, her yıl farklılık gösterebilen yağış durumu sonucu değişebilmektedir. Bu volatilite ve HES'lerin toplam elektrik üretimi içerisindeki payından ötürü PTF ile HES üretimi arasında bir korelasyon bulunmaktadır.

Grafik 67

Aylık Ortalama PTF & Hidroelektrik Üretimi (2014-1Y20)



Kaynak: APLUS Enerji Analizi, EPİAŞ

PTF 2019 yılının ilk yarısında düşüş göstermiştir. Bunun sebebi, yüksek HES kaynaklı elektrik üretimi olmuştur. Fiyat üçüncü çeyrekte yeniden eski seviyesine ulaşabilmiştir

Gün öncesi piyasasındaki ortalama fiyatlar 2019'un ilk yarısında hızla azalmıştır. Bu azalış iki farklı sebeple ilişkilendirilebilir:

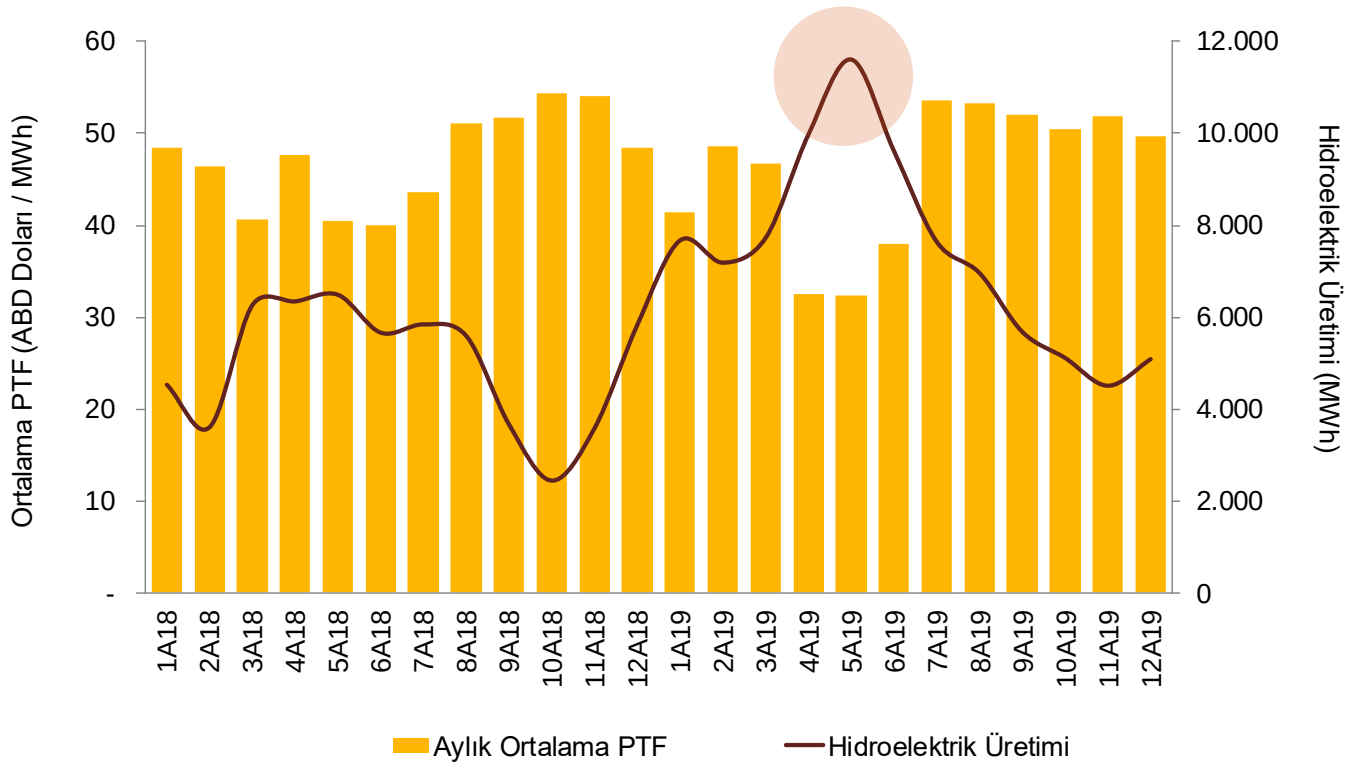
Hidroelektrik Santralleri için Yüksek Kapasite Faktörleri

EÜAŞ'ın Elektrik Santrallerinde Normalin Üzerinde Üretim

Bu faktörlerin uzun dönemde fiyat üzerinde etkilerinin devam etmeyeceği tahmin edilmektedir.

Grafik 68

Aylık Ortalama PTF ve Hidroelektrik Santrallerinin Üretimi (2018-2019)

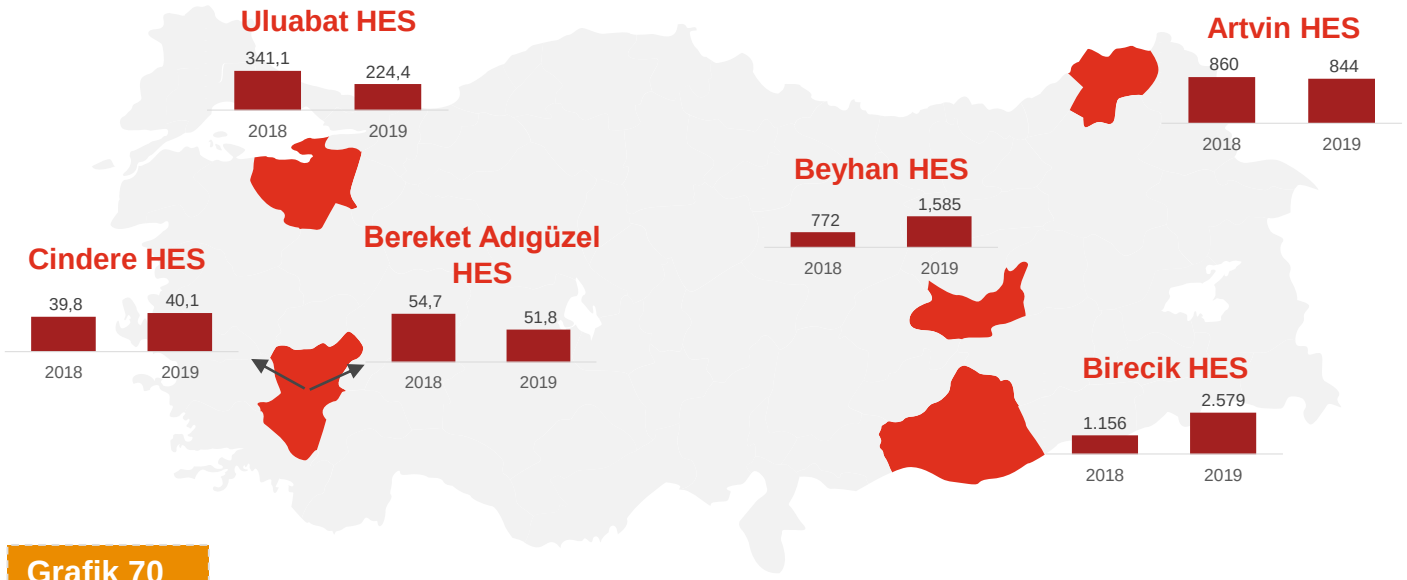


Kaynak: APLUS Enerji Analizi, EPİAŞ

Bir önceki yıla kıyasla 2019 yılında HES'lerin kapasite faktörleri normalin üzerinde seyretmiştir. Özellikle ilkbahar döneminde beklentinin üzerinde gerçekleşen yağışlar bu durumu tetiklemiştir. Fakat, bu durumun ülkenin her yerindeki HES'lerin üretimine eşit şekilde yansımadığı da anlaşılmaktadır

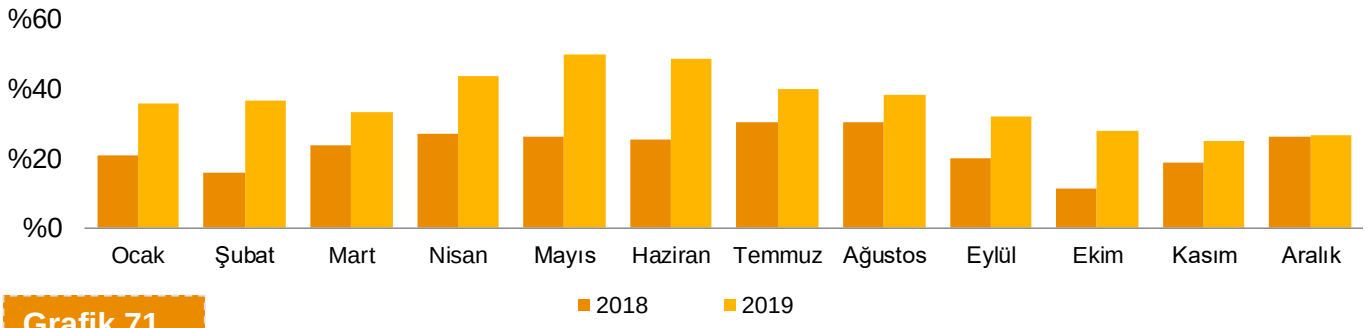
Grafik 69

Seçilmiş HES'ler için Elektrik Üretimi Karşılaştırması (2018-2019, MWh)



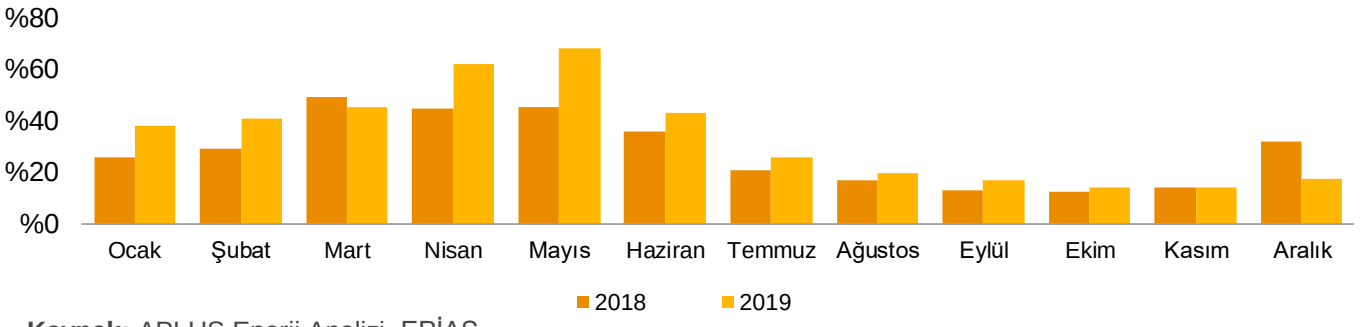
Grafik 70

Rezervuar HES Kapasite Faktörleri (2018-2019)



Grafik 71

Akarsu HES Kapasite Faktörleri (2018-2019)



Kaynak: APLUS Enerji Analizi, EPİAŞ

7

Elektrik Fiyat Tahmini

Elektrik piyasasında oluşan fiyatlar uzun dönemde birçok faktörden etkilenmektedir

Merit order'da oluşan denge, eğrinin kaymasına yol açabilecek iki farklı faktörden etkilenmektedir;

(i) Elektrik talebinin kurulu güce göre değişimi; arz açığı ya da fazlası durumları fiyat üzerinde etkili olabilmektedir,

(ii) Farklı teknolojiler kullanan santrallerin değişen marjinal maliyetleri, ayarladıkları üretimleri üzerinden fiyata değişiklik olarak yansıtılmaktadır.

Merit order modeli elektrik fiyatının anlaşılması ve tahmin edilmesi için sağlam bir baz oluşturmaktadır. Elektrik üretimindeki kaynak türlerinin dağılımı ve elektrik talebindeki dalgalanmalardan dolayı merit order'da saatlik bazda kesişim noktası değişmektedir. Bu modelde merit order, temel değişkenler ile birlikte, saatlik olarak simüle edilmektedir.

Uzun Dönemli Fiyat Tahminini Etkileyen Temel Faktörler

1. Elektrik Talebi
2. Kömür Fiyatları
3. Doğalgaz & Petrol Fiyatları
4. Yenilenebilir Kurulu Güç Kapasitesi Artışları
5. Kapasite Faktörleri
6. Depolama Kapasitesi

Uzun dönemli elektrik fiyatını etkileyen çeşitli yapısal faktörler bulunmaktadır.

Yeni ve büyük ölçekli yatırımların durmasıyla rezerv marjının daralması

Son 10 yılda elektrik sektörüne yapılan büyük ölçekli yatırımlar, kısa dönemde azalan talebin (2018 ve 2019 yıllarında) ve Covid-19 salgınının da etkisiyle piyasada arz fazlası oluşmasına neden olmuştur. Covid-19 salgınının bitmesiyle birlikte talepte düzelmeler yaşanması ve bu etkinin ortadan kalkması beklenmektedir. Önümüzdeki 10 yılda, halihazırda devam eden projeler dışında büyük bir termik santral yatırımı beklenmemektedir. Bu durumun rezerv marjının daralmasında ve elektrik fiyatlarının yükselmesinde etkili olabileceği tahmin edilmektedir.

Yİ-YİD kontratlarının sona ermesi

Yİ ve YİD kontratlarının büyük çoğunluğu 2019 Ağustos ayı itibarıyla sona ermiştir. 2019 sonu itibariyle ise kayda değer tüm kontratların süresi dolmuştur. ENKA DKÇS'leri de dahil olmak üzere kontratı biten pek çok santral üretim faaliyetlerini durdurmuştur.

Maliyet bazlı tarifelendirme

Önceki dönemlerde elektrik piyasasına dair uygulanan sübvansiyonların, mevcut durumda azaldığı ya da tamamen kaldırıldığı gözlemlenmektedir. Elektrik kullanımın arttırılması ve yaygınlaştırılması, yatırımları desteklemek adına uygulanmış desteklerin ilerleyen dönemlerde eskisi kadar sık tercih edilmeyebileceği tahmin edilmektedir.

Kaynak: APLUS Enerji Analizi

Fiyat tahmin metodolojisi yedi adımlı bir süreçten oluşmaktadır. Kullanılan tahmin ve varsayımlar ile arz ve talep tahmin edilmekte, kurulu güç kapasitesine dair öngörüler ise özel bir yatırım devreye alma algoritması tarafından tahmin edilmektedir

Fiyat Tahmin Adımları

Talep Tahmini

Elektrik talebinin yılın her saati için tahmin edilmesi

Yenilenebilir Kaynaklardan Enerji Üretim Tahmini

Akarsu hidroelektrik, rüzgar, güneş, jeotermal ve biyokütle kaynaklı elektrik santralleri üretiminin yılın her saati için tahmin edilmesi

Kamu Santralleri Üretim Tahmini

EÜAŞ'ın sahibi olduğu termik santraller ve HES'lerin üretimlerinin yılın her saati için tahmin edilmesi

Yan Hizmetler Üretim Tahmini

Yan hizmetler piyasasında yer alan santrallerin bu alana dair üretimlerinin ve yan hizmetler fiyatlarının yılın her bir saati için tahmin edilmesi

Baz Yük Hidroelektrik Üretim Tahmini

Baz yük rezervuar HES'lerin üretimlerinin yılın her saati için tahmin edilmesi

Termik ve Pik Hidroelektrik Santralleri Üretim Tahmini

Saatlik net ithalat rakamı ve toplam yenilenebilir enerji kaynaklı üretim tahminlerinin toplam talep tahmininden düşülmesiyle, her saat için termik santraller ve pik HES'ler tarafından karşılanması gereken üretim miktarının tahmini

Saatlik Fiyat Tahmininin Oluşturulması

Elektrik talebi ve arzının kesiştirilmesi yoluyla yılın her saati için fiyat ve üretim tahmininin oluşturulması

Simülasyon Girdileri

Tahmin modelinin çalıştırılmasında aşağıdaki varsayım ve tahminlerden faydalanılmaktadır:

- **Yıllık Talep Tahminleri**
- **İthalat & İhracat Varsayımları**
- **Doğalgaz Fiyatı Tahminleri**
- **İthal Kömür Fiyatı Tahminleri**
- **Makroekonomik Tahminler ve Varsayımlar**
- **YEKDEM Modülü Varsayımları**
- **Kamu Santrallerine dair Tahminler ve Varsayımlar**
- **Yan Hizmetler Modülü Varsayımları**

Devreye Alma Algoritması

Rezervuar HES'ler ve termik santrallerin devreye alınmasında dinamik devreye alma algoritması kullanılmaktadır. Algoritma aşağıdaki iki yöntemle belirlenen ön koşulların sağlanması durumunda yeni santralleri devreye almaktadır:

Teknik Ön Koşul

Rezerv marjlarının belli bir seviyenin altına gerilemesi santrallerin devreye alınması için önceliklidir.

Finansal Ön Koşul

Fiyat ve yatırım maliyeti tahminlerinden etkilenen beklenen bir İç Verim Oranı (İVO) hedefinin aşılması durumunda yatırımlar devreye alınmaktadır.

Kaynak: APLUS Enerji Analizi

Covid-19 salgını esnasında yaşanan gelişmeler ve bunların sonucunda ortaya çıkan belirsizlikler, orta-uzun vadede elektrik fiyat tahmini yapılabilmesinin önünde bir takım güçlükler doğmasına neden olmuştur

Yenilenebilir Fazı: Bu faz, 2020 sonu itibariyle geçerliliğini yitiren YEKDEM kapsamında sunulan mevcut fiyat tarifesinden faydalanma çabasındaki santrallerin yatırımlarını yıl içinde tamamlamasından kaynaklanan kurulu güç artışı ve 2024'te devreye gireceği öngörülen YEKA projeleri sonucu gelecek ek kurulu güç kapasitesi varsayımları altında şekillenmektedir.

Nükleer Fazı: 2027 yılında devreye girmesi beklenen Akkuyu Nükleer Santrali'nin bu dönemde, düşük işletme maliyeti sebebiyle, elektrik fiyatları üzerinde aşağı yönlü etki yaratması beklenmektedir.

Olgunluk Fazı: Ulusal yenilenebilir kalkınma planında belirlenen hedefler doğrultusunda kurulu güç kapasitesinde artışların olacağı varsayılmaktadır.

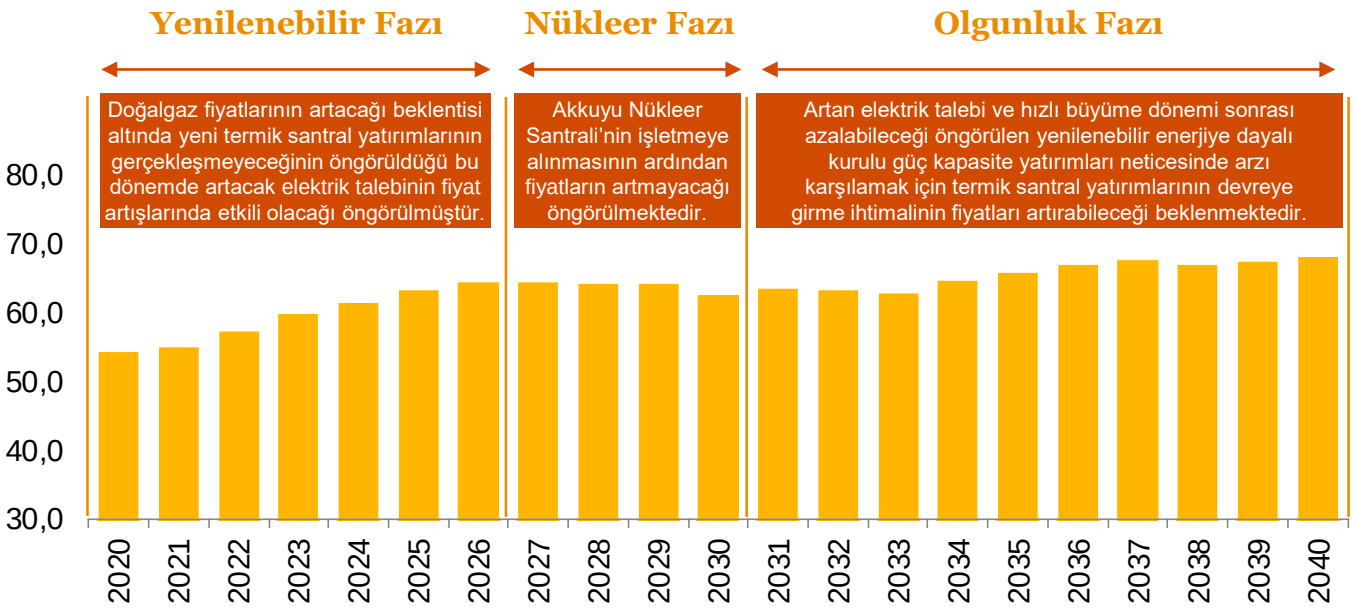
Üç fazda şekillenen fiyat tahmin metodolojisi ve ilerleyen sayfada belirtilen ana varsayımlar dahilinde tahmin edilmiş, aşağıda gösterilmekte olan elektrik fiyatları; 2020 yılının ilk çeyreğinde henüz Covid-19 salgınının etkisini göstermediği şartlar dikkate alınarak tahmin edilmiştir. Dolayısıyla, mevcut koşullar altında geçerlilik taşımamaktadır.

Dikkate Alınması Gereken Husus (Önemli!)

Aşağıdaki grafik, Covid-19 salgını etkilerinin belirginleşmesinden önceki uzun vadeli fiyat tahminini göstermektedir. Bu tahminlerde, fiyat oluşumunda önemli yeri olan temel değişkenleri doğrudan etkileyen salgının etkisi dikkate alınmamaktadır. Tahminler sadece gösterim amaçlı paylaşılmakta olup, salgından önce piyasa fiyatlarındaki uzun vadeli beklentiler hakkında kamuoyunu bilgilendirmek amacıyla sunulmaktadır.

Grafik 72

Covid-19 Salgını Öncesi Fiyat Tahminleri, 1Ç20 (2020-2040, Reel ABD Doları/MWh)

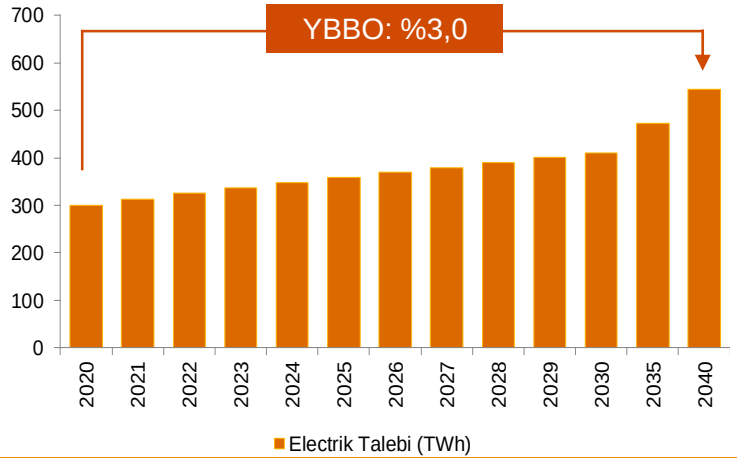


Kaynak: APLUS Analizi, Dünya Bankası, IMF, ICE, IEA

Bir önceki sayfada paylaşılmış Covid-19 salgını öncesine dair fiyat tahminleri aşağıda gösterilen, geçerliliğini yitirmiş varsayımlar ve tahminler baz alınarak hazırlanmıştır

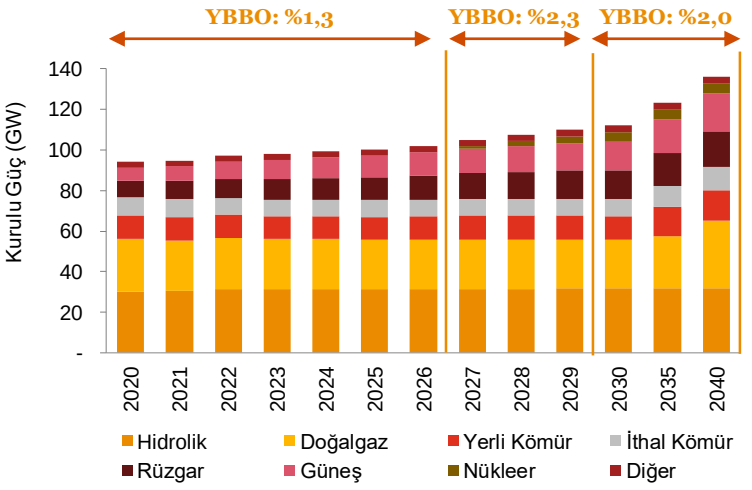
1 Elektrik Talebi

- GSYİH büyüme tahmini, sıcaklık endeksi ve endüstriyel üretim endeksi gibi çeşitli varsayımlar kullanılarak SARIMA modeliyle tahmin edilmiştir.
- Hesaplamada, yukarıdaki faktörler ile geçmiş yıllardaki elektrik talebi arasındaki ilişki dikkate alınmıştır.



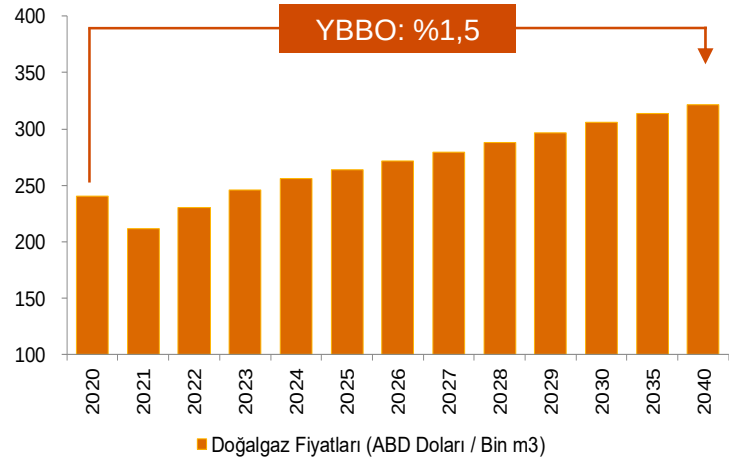
2 Kurulu Güç Kapasitesi

- Kurulu güç kapasitesi tahminleri, yenilenebilir enerji piyasasında beklenen gelişmelere (YEKA, YEKDEM ve lisanssız üretim) ve Akkuyu NES dahil büyük ölçekli santrallerin beklenen devreye giriş tarihlerine dayanmaktadır.
- Kısa vadede kurulu güç kapasitesinin hidrolik-dışı yenilenebilir enerji santrallerine yönelik yatırımlarından dolayı artması beklenmektedir.



3 Doğalgaz Fiyatları*

- 2020 yılının başında, Covid-19 salgını öncesi Brent petrol fiyat tahminlerine göre tahmin edilmiştir ve uzun vadede, belirli varsayımlar dahilinde, kademeli olarak artırılmıştır.



*Grafiklerde öngörülen fiyatlar 2020 yılı için reel ABD Doları bazındadır

Kaynak: APLUS Analizi, Dünya Bankası, IMF, ICE, IEA

Covid-19 salgını etkisiyle piyasalarda oluşan yüksek belirsizlik, uzun dönemli fiyat tahmini modellerini kullanmayı oldukça zorlaşmaktadır. Buna karşılık, kısa dönemde elektrik fiyatlarının gelişiminin tahmin edilebilmesine dair daha az engel bulunmaktadır

2020 yılının ilk çeyreğinde etkisini belli eden Covid-19 salgınının küresel elektrik piyasaları üzerinde önemli etkileri olmuştur. 2020 yılının Mart, Nisan ve Mayıs aylarında uygulanan sosyal mesafe önlemleri ve sokağa çıkma kısıtlamaları, elektrik talebinin hem küresel çapta, hem de Türkiye'de yüksek oranda azalmasına neden olmuştur.

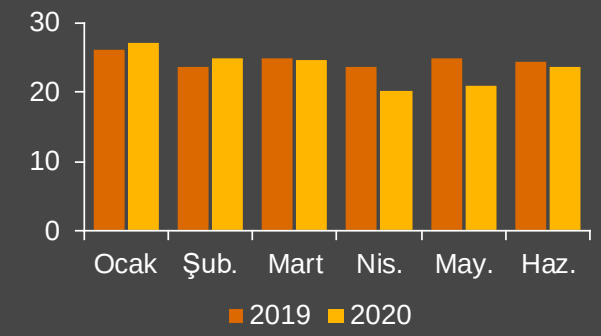
Elektrik talebindeki düşüşe ek olarak, küresel talep kaybı ve fiyat rekabetlerinin etkisiyle petrol fiyatları pandemi döneminde son on yılın en düşük noktalarına gerilemiştir. Azalan petrol fiyatları ve elektrik talebi, gün öncesi piyasa fiyatlarının düşmesine, salgın öncesine ait uzun vadeli fiyat beklentilerinin de geçerliliklerini yitirmesine sebep olmuştur.

Yukarıda ifade edilen hususlar uzun vadeli tahminler yapmayı oldukça zorlaştırmakta, dolayısıyla uzun dönemli elektrik fiyatı tahmini modellerini kullanmayı da karmaşıklaştırmaktadır. Salgının daha ne kadar süreceği veya ekonomiye ve elektrik piyasalarına etkisinin ne olacağı konusunda net bir gösterge bulunmamaktadır.

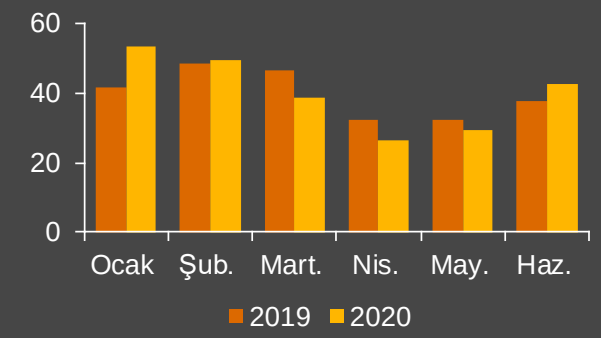
Bu sebepten ötürü çalışmamızda Ağustos 2020 itibarıyla, 2020 ve 2021 yıllarını kapsayacak şekilde iki farklı senaryo altında kısa dönem fiyat tahmini gerçekleştirilmiştir.

Covid-19'un Etkileri

Toplam Elektrik Talebi (GWh)



Ortalama Piyasa Takas Fiyatı (ABD Doları/MWh)

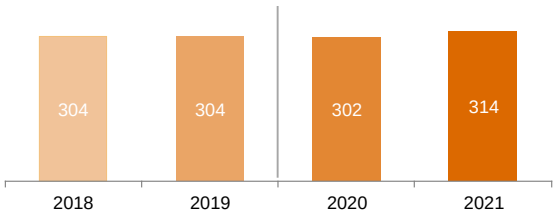


Kaynak: APLUS Analizi, EPİAŞ

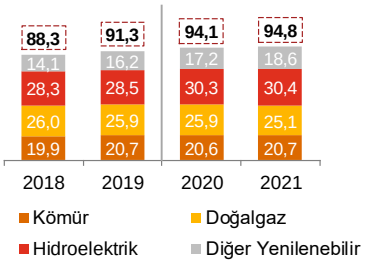
PTF, Covid-19 salgınının sebep olduğu belirsizlik nedeniyle kısa vadede iki farklı senaryo kapsamında tahmin edilmiştir. İki senaryo arasındaki temel fark 2021 için öngörülen elektrik talebinden kaynaklanmaktadır

Temel Varsayımlar

Elektrik Talebi (GWh)

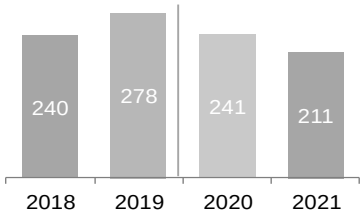


Kurulu Güç (GW)



2020 yılı kurulu güç tahminlerinde devreye girecek EÜAŞ barajları (Ilısu: 1200 MW, Aşağı Kaleköy: 500 MW, Alpaslan 2: 280 MW, Karakurt: 100 MW) ve mevcut YEKDEM tarife uygulamasının sonlanmasından önce devreye girmesi beklenen yenilenebilir enerji kurulu gücü göz önünde bulundurulmaktadır.

Doğalgaz Fiyatları (ABD Doları/Bin m³)



Doğalgaz fiyatlarının, Brent petrol fiyatında yaşanan düşüşün etkisiyle, 2021 yılında 2020 yılından daha düşük gerçekleşeceği öngörülmektedir.

Çalışmada dikkate alınan varsayım ve tahminlerden en önemlisi; 2020 yılının ilk yarısında deneyimlenene benzer ölçekte Covid-19 salgınında ikinci bir dalganın yaşanmayacağına dair kabuldür. Pandeminin yayılma hızını gösteren belirtilerde yaşanabilecek artışların ülkenin ekonomik performansını ve bunun sonucunda da fiyat beklentilerini olumsuz yönde etkileyebileceği unutulmamalıdır.

Kısa Dönem PTF Tahminleri

2020
~ 41,2 ABD Doları/MWh

2021

2021-Senaryo 1
~ 43,1 ABD Doları/MWh

2021-Senaryo 2
~ 45,2 ABD Doları/MWh

Temmuz 2020 İtibarıyla Tahmin

2020 yılına ait PTF, ilk yedi aya ait gerçekleşmeler ve kalan beş aylık dönem için yapılan fiyat tahminlerinin aritmetik ortalaması üzerinden hesaplanmaktadır.

Elektrik Talep Tahminleri

2020 yılında Covid-19 salgını sırasında alınan kısıtlamalar ve önlemlerin etkisi nedeniyle elektrik talebi azalmıştır. Elektrik talebinin 2021 yılında toparlanacağı tahmin edilmektedir. 2021'de PTF, petrol fiyatlarında öngörülen artıştan da etkilenmektedir.

2021 Yılı Talep Tahmini

2021 yılında gerçekleşecek elektrik talebi, ekonomik toparlanmanın hızına göre belirlenecektir. 2021 yılına ait elektrik talep tahmininde %1'lik bir artış olması durumunda, PTF'nin 2021'de ~ 45,2 ABD Doları/MWh seviyesine yükselebileceği tahmin edilmektedir (2. Senaryo)

Kaynak: APLUS Analizi, TCMB GSYİH Büyüme Tahminleri, Uluslararası Finans Kuruluşlarının Kısa Vadeli Petrol Fiyatı Tahminleri

8

Elektrik Piyasasındaki Önemli Oyuncular

ENKA, DKÇS'leri ile 2019 yılına kadar ülkenin en büyük enerji üreticilerinden birisi olarak faaliyet göstermiştir. Ancak, 2019 itibarıyla şirket, Yİ sözleşmelerinin sona ermesinden sonra ENKA'nın sahibi olduğu DKÇS'ler elektrik üretimlerini durdurmuştur

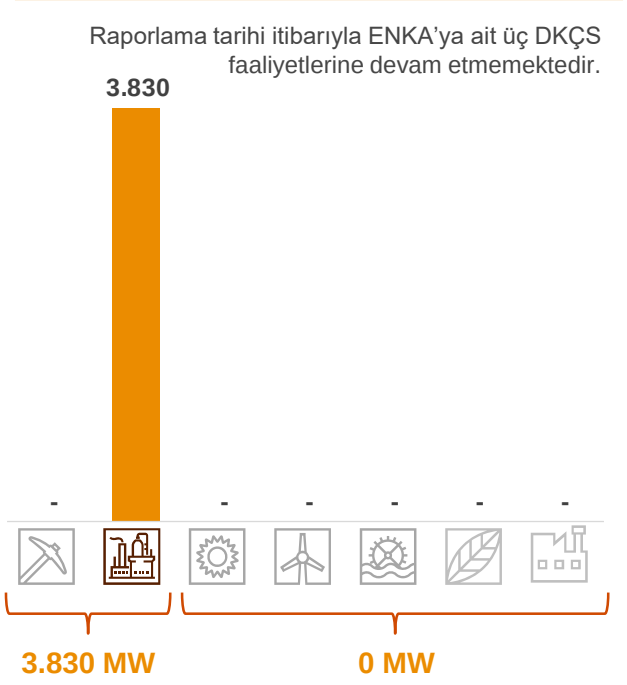
ENKA

ENKA	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Doğalgaz
Durumu	Halka Açık Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	3
Kurulu Güç (MW)	3.830
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%4,2

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 73

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

EnerjiSA ülkenin en büyük serbest elektrik üreticilerinden birisidir. Şirketin doğalgaz, hidroelektrik, rüzgar, linyit kömür ve lisanssız güneş santralleri bulunmaktadır

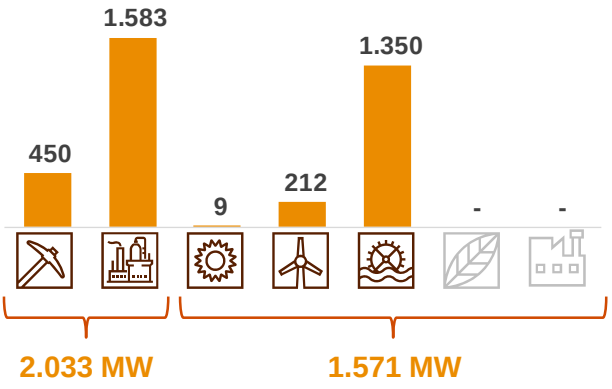
ENERJİSA

EnerjiSA	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Doğalgaz
Durumu	Halka Açık Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	21
Kurulu Güç (MW)	3.604
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%3,9

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 74

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

Cengiz Enerji'nin ağırlıklı olarak termik ve hidrolik kaynaklarından enerji üreten toplam yedi santrali bulunmaktadır

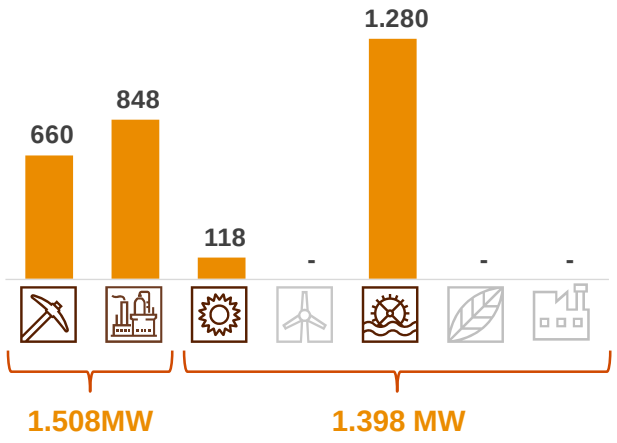
Cengiz	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Hidrolik
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	10
Kurulu Güç (MW)	2.905
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%3,2

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 75

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)

Cengiz Enerji, Cenal Karabiga Termik Santralinin %50 payına sahiptir.



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

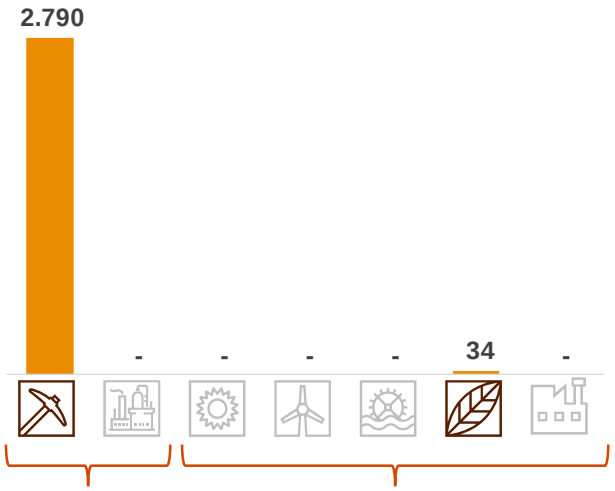
Eren Enerji ülkenin en büyük termik santrali olan ZETES'e sahiptir. Eren Enerji'nin ayrıca Tekirdağ'da bir biyogaz santrali bulunmaktadır

Eren	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Kömür
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	3
Kurulu Güç (MW)	2.824
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%3,1

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 76

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

Limak Enerji Grubu, hidroelektrik, jeotermal, doğalgaz ve kömür santrallerinden oluşan geniş bir enerji portföyüne sahiptir. Şirketin ayrıca Isparta'da bir lisanssız güneş enerjisi santrali bulunmaktadır

Limak Enerji
Sizin Enerjiniz

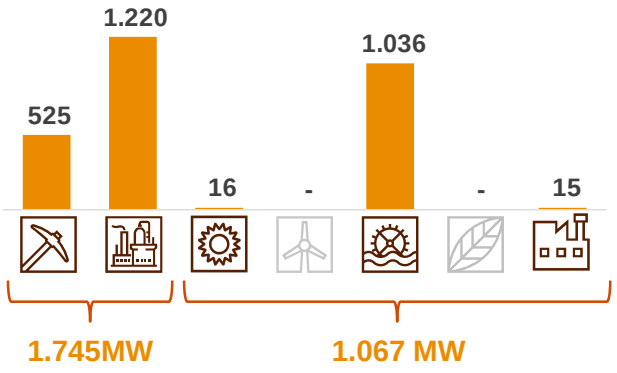
Limak	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Doğalgaz
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	14
Kurulu Güç (MW)	2.812
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%3,1

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 77

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)

Limak, Kemerköy ve Yeniköy Termik Santrallerinin %50 payına sahiptir



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

Çelikler; termik, jeotermal ve hidroelektrik santralleri vasıtasıyla elektrik üretimi gerçekleştirmektedir

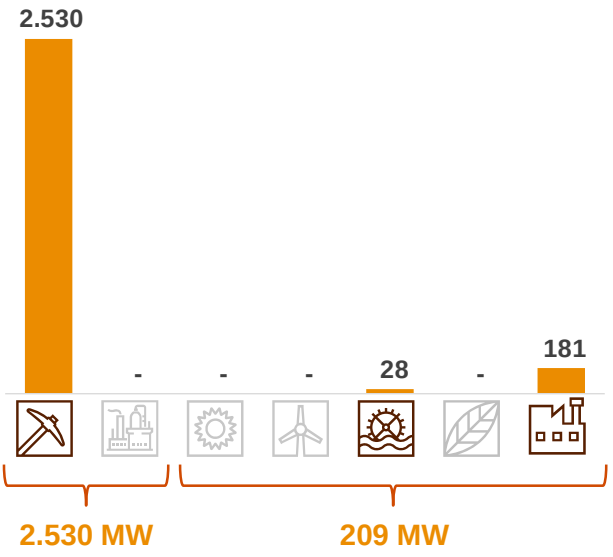
ÇELİKLER

Çelikler	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Kömür
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	12
Kurulu Güç (MW)	2.739
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%3,0

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 78

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

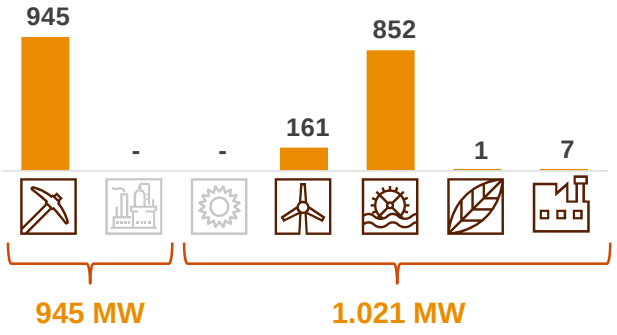
Aydem, hem termik enerji kaynakları hem de yenilenebilir enerji üzerinden elektrik üretimi gerçekleştirmektedir. Şirketin bağlı ortaklığı olan Aydem Yenilenebilir Enerji, 1.000 MW'ın üzerinde kurulu gücü ile sadece yenilenebilir enerjiye yatırım yapan en büyük serbest elektrik üreticisidir

Aydem	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Kömür
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	25
Kurulu Güç (MW)	1.966
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%2,1

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 79

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

İÇDAŞ'ın enerji iş kolundaki elektrik üretim faaliyetleri yüksek oranda Çanakkale'de bulunan Bekirli termik santrali üzerinden gerçekleşmektedir

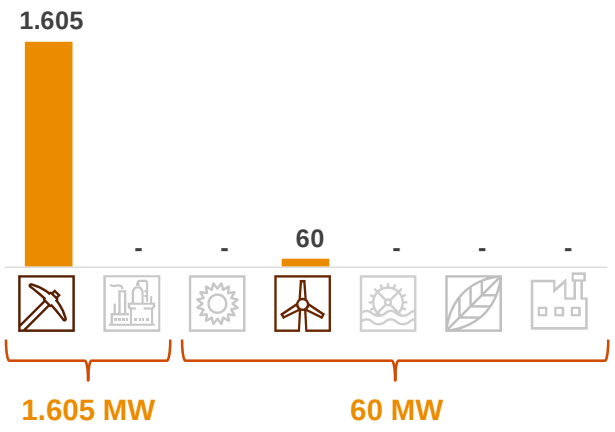
İÇDAŞ ÇELİK ENERJİ TERSANE VE ULAŞIM SANAYİ A.Ş

İÇDAŞ	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Kömür
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	3
Kurulu Güç (MW)	1.665
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%1,8

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 80

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

Bilgin Enerji, hem yenilenebilir, hem de termik enerji santralleri aracılığıyla üretim gerçekleştirmektedir. Bilgin Samsun DKÇS, 890 MW kurulu güce sahiptir

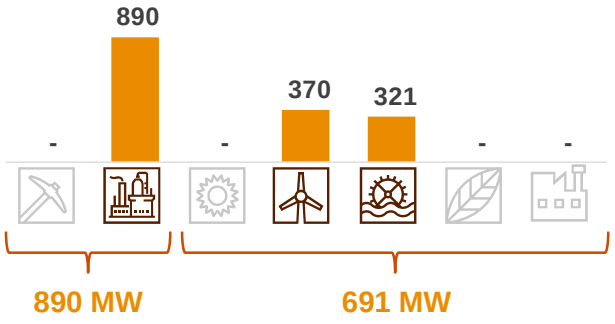
BİLGİN ENERJİ

Bilgin	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Doğalgaz
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	12
Kurulu Güç (MW)	1.581
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%1,7

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 81

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

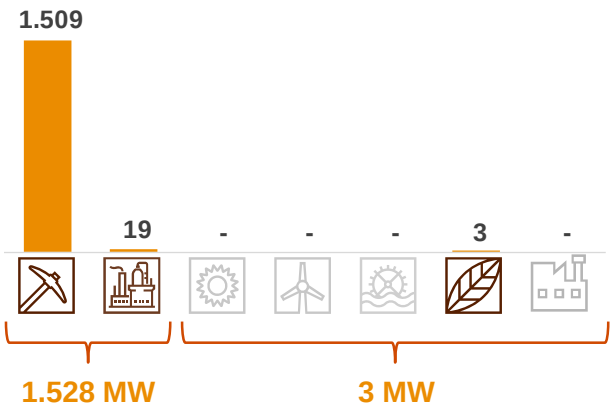
Konya Şeker, ülkenin en büyük tarım sanayi şirketlerinden biridir. Şirketin enerji iş kolu ağırlıklı olarak termik üretim santrallerinden oluşmaktadır

Konya Şeker	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Kömür
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	5
Kurulu Güç (MW)	1.531
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%1,7

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 82

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



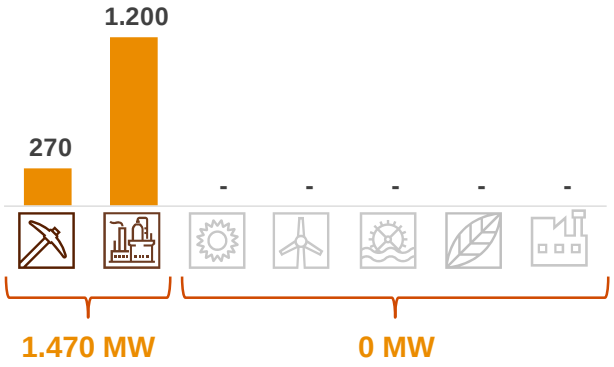
Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

Aksa Enerji, üç doğalgaz santrali ve bir linyit santrali ile elektrik üretimi gerçekleştirmektedir. Şirketin ayrıca Afrika'da da enerji santrali yatırımları bulunmaktadır

Aksa	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Doğalgaz
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	4
Kurulu Güç (MW)	1.470
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%1,6

Grafik 83

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Değer Zincirindeki Konumlanması

Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

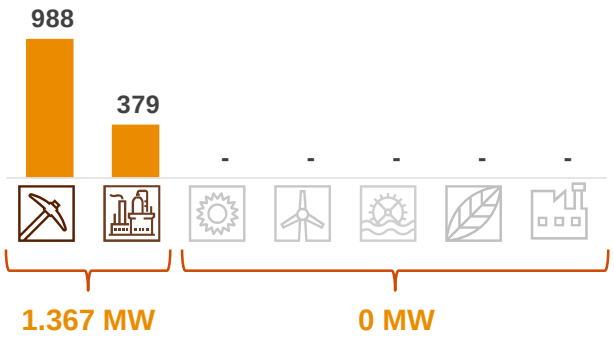
Ciner Holding, linyit, asfaltit ve doğalgaz santrallerine sahiptir. En büyük santrali, toplam 620 MW kurulu güce sahip Çayırhan Termik Santrali'dir

Ciner	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Kömür
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	4
Kurulu Güç (MW)	1.367
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%1,5

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 84

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

Diler Holding'in enerji iş kolu faaliyetleri kömür enerjisinden elektrik üretimine odaklanmış olup 1,2 GW kurulu güce sahip İskenderun Atlas Termik Santrali'ne sahiptir

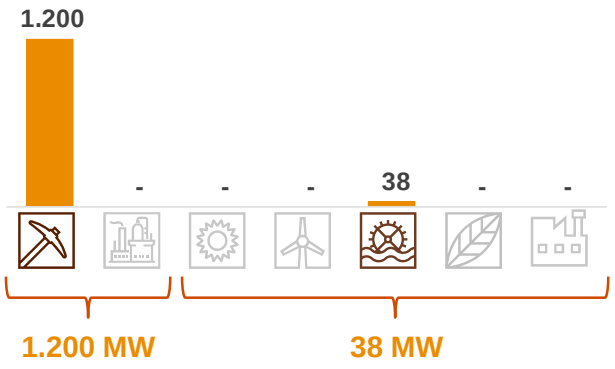
DİLER HOLDİNG

Diler	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Kömür
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	2
Kurulu Güç (MW)	1.238
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%1,4

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 85

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

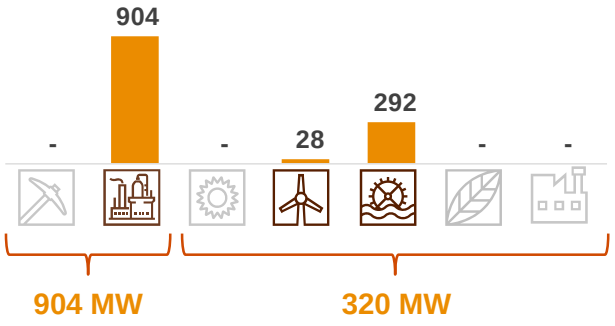
Akenerji, ülkenin ilk otoprodüktör şirketidir. Akenerji, 2005 yılından bu yana birçok yenilenebilir enerji yatırımı gerçekleştirmiştir

Akenerji	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Doğalgaz
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	9
Kurulu Güç (MW)	1.224
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%1,3

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 86

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

GAMA, 17 ülkede faaliyet gösteren ve dünya çapında 28 GW kurulu güce sahip uluslararası bir enerji şirketidir. Türkiye'de birçok enerji yatırımı bulunmaktadır. Ülkedeki en yüksek kurulu güce sahip santrali İç Anadolu DKÇS'dir

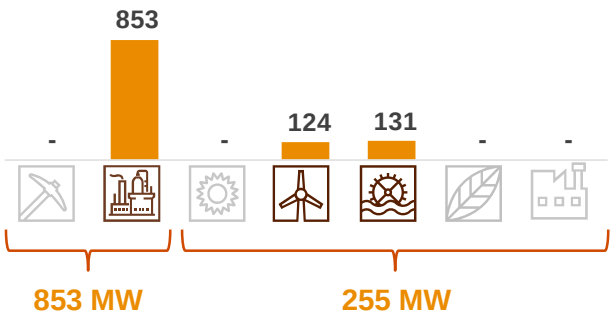
GAMA

GAMA	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Doğalgaz
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	9
Kurulu Güç (MW)	1.108
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%1,2

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 87

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

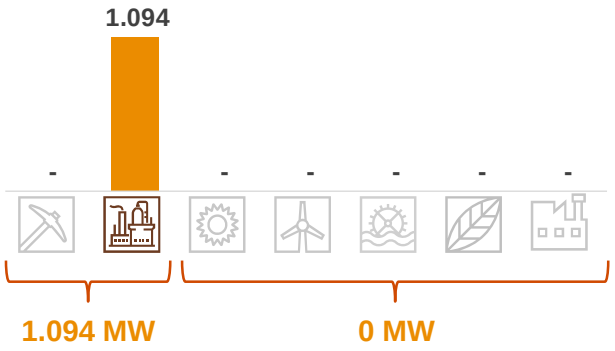
Habaş, tamamı DKÇS olmak üzere üç tane enerji santraline sahiptir. 2019 yılında açılan Aliağa DKÇS'nin toplam 532 MW kurulu gücü bulunmaktadır

Habaş	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Doğalgaz
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	3
Kurulu Güç (MW)	1.094
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%1,2

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 88

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

Bir OYAK iştiraki olan Oyak Enerji 1.000 MW'ın üzerinde kurulu güce sahiptir

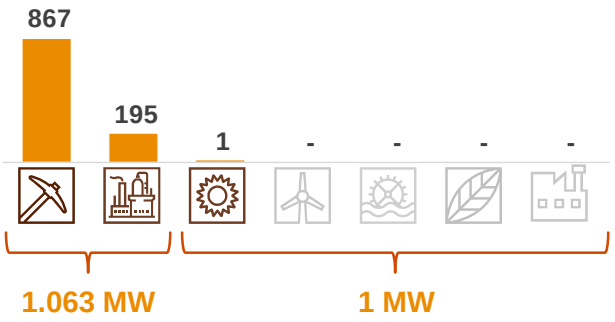
OYAK	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Kömür
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	8
Kurulu Güç (MW)	1.064
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%1,2

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 89

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)

Oyak, İsken Sugözü TES'in %50 payına sahiptir



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

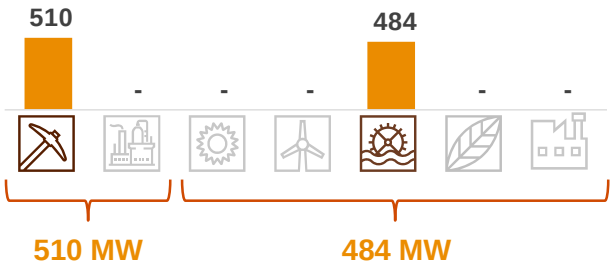
Kolin Enerji Grubu, Akdeniz Elektrik Dağıtım ile elektrik dağıtım sektöründe faaliyet göstermektedir. Grup ayrıca 510 MW kurulu güce sahip SOMA Kolin termik santraline ve HES santrallerine sahiptir

Kolin	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Kömür
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	8
Kurulu Güç (MW)	994
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%1,1

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 90

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

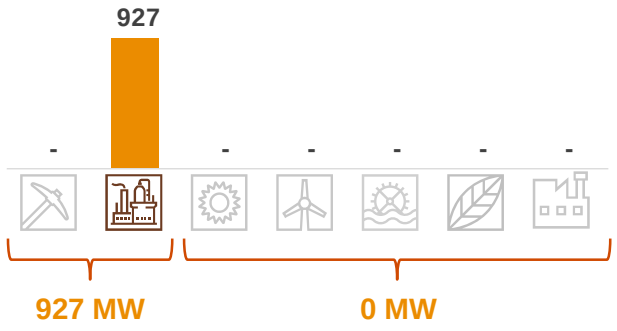
ACWA Güç, 927 MW kurulu güce sahip Kırıkkale DKÇS aracılığıyla elektrik üretimi gerçekleştirmektedir

ACWA	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Doğalgaz
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	1
Kurulu Güç (MW)	927
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%1,0

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 91

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

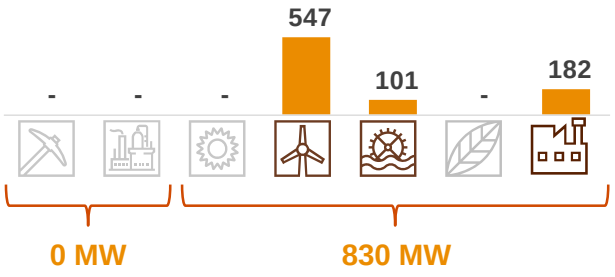
Güriş Holding ağırlıklı olarak RES'lerden oluşan bir yenilenebilir enerji santralleri portföyüne sahiptir

Güriş	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Rüzgar
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	21
Kurulu Güç (MW)	830
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%0,9

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 92

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

Altek Alarko, çeşitli lisanslı yenilenebilir ve termik santrallerin yanı sıra birçok lisanssız güneş enerjisi santraline de sahiptir

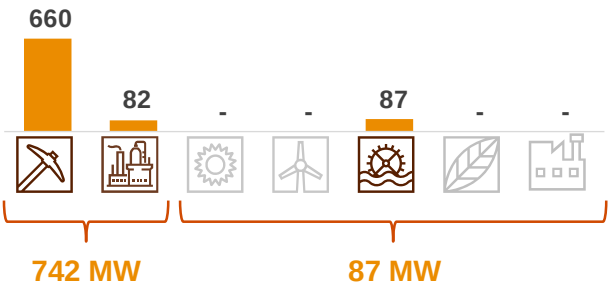
Altek Alarko	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Kömür
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	4
Kurulu Güç (MW)	829
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%0,9

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 93

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)

Alarko'nun Cenal Karabiga Termik Enerji Santrali'nde %50 ortaklığı bulunmaktadır. Diğer %50'lik pay ise Cengiz'e aittir.



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

IC İçtaş Enerji HES ve TES'lerden oluşan bir enerji portföyüne sahiptir. Toplam 1.050 MW kurulu güce sahip Kemerköy ve Yeniköy Termik santrallerinde IC İçtaş Enerji %50 paya sahiptir

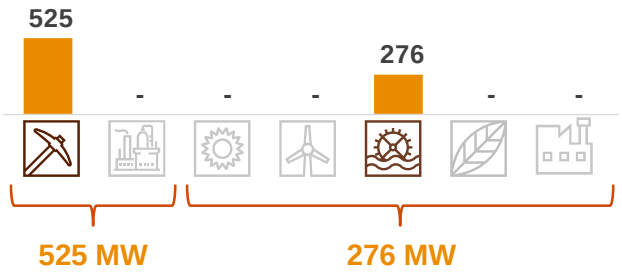
IC İçtaş	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Kömür
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	14
Kurulu Güç (MW)	801
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%0,9

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 94

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)

İC İçtaş'ın Yeniköy-Kemerköy Termik Enerji Santrali'nde %50 ortaklığı bulunmaktadır. Diğer %50'lik pay ise Limak'a aittir.



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

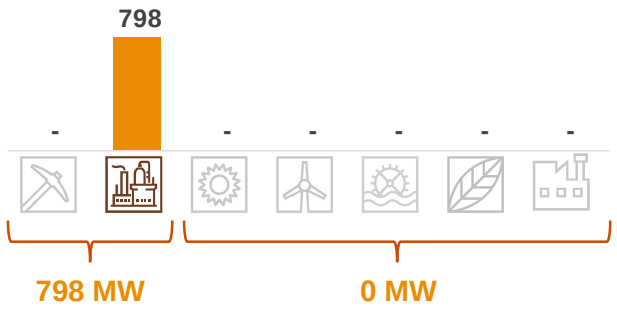
Engie'nin Ankara'daki doğalgaz santrali toplam 798 MW kurulu güce sahiptir

Engie	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Doğalgaz
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	1
Kurulu Güç (MW)	798
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%0,9

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 95

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

Özaltın enerji iş kolu altında toplam 752 MW kurulu gücü bulunan hidroelektrik santrallerine sahiptir

ÖZALTIN

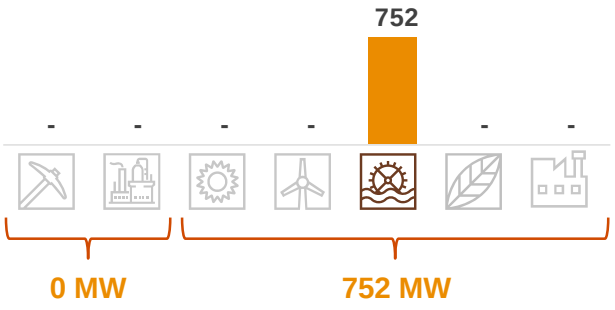
Özaltın	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Hidrolik
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	8
Kurulu Güç (MW)	752
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%0,8

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 96

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)

Özaltın'ın Beyhan, Yukarı Kaleköy (Diğer %50-Cengiz) ve Ceyhan (Diğer %50-Nurol) hidroelektrik santrallerinde %50 ortaklığı bulunmaktadır.



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

STEAG, 673 MW kurulu gücü bulunan ülkenin ilk YİD termik santrali İsken Sugözü Santrali'ne sahiptir

steag

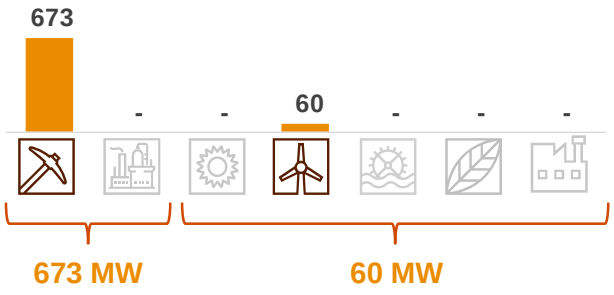
Steag	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Kömür
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	2
Kurulu Güç (MW)	733
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%0,8

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 97

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)

Steag'ın İsken Sugözü Termik Enerji Santrali'nde %50 ortaklığı bulunmaktadır.



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

SANKO Enerji, en büyüğü 311 MW kurulu güce sahip Yedigöze Sanibey Barajı olmak üzere birçok yenilenebilir enerji santralini portföyünde bulundurmaktadır

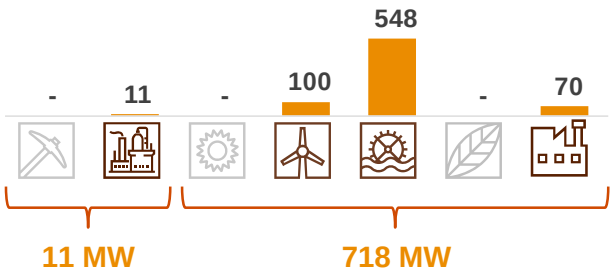
SANKO ENERJİ

SANKO	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Hidrolik
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	11
Kurulu Güç (MW)	729
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%0,8

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 98

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

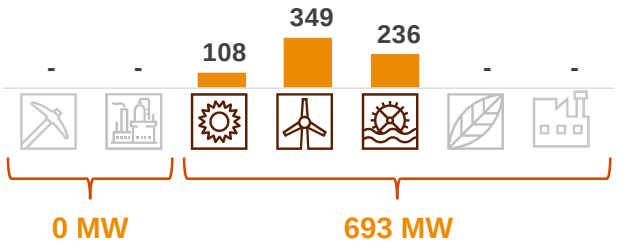
Akfen Yenilenebilir Enerji, özellikle rüzgar ve hidrolik ağırlıklı geniş bir yenilenebilir enerji yatırım portföyüne sahiptir

Akfen	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Rüzgar
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	26
Kurulu Güç (MW)	693
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%0,8

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 99

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

Zorlu Enerji, ülkedeki en büyük jeotermal enerji üreticisidir. Kızıldere jeotermal santrali toplam 260 MW kurulu güce sahiptir

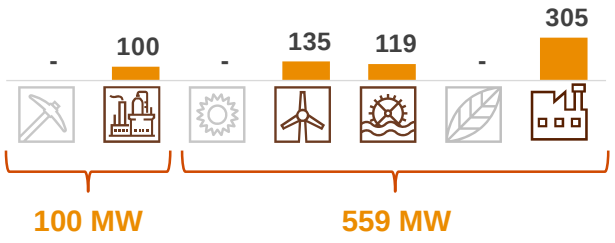
ZORLUENERJİ

Zorlu	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Jeotermal
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	15
Kurulu Güç (MW)	659
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%0,7

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 100

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

Doğuş Enerji, ülkede sadece HES'ler işletmektedir ve en büyük santrali 513 MW kurulu güce sahip Boyabat Barajı'dır

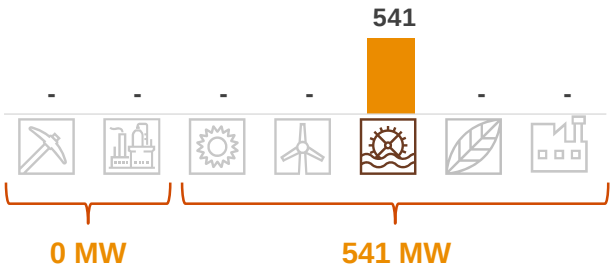
Doğuş	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Hidrolik
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	3
Kurulu Güç (MW)	541
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%0,6

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 101

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)

Doğuş'un Boyacık ve Aslancık hidroelektrik santrallerinde %33 ortaklığı bulunmaktadır.



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

Polat Enerji'nin ağırlıklı olarak RES'lerden oluşan bir portföyü bulunmaktadır. En büyük santrali olan Soma RES, 288 MW kurulu gücü ile ülkenin en büyük RES'i ünvanına sahiptir

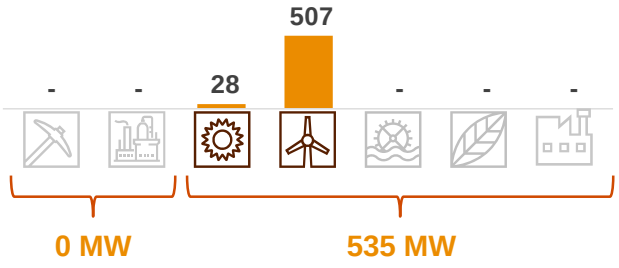
POLAT ENERJİ

Polat	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Rüzgar
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	8
Kurulu Güç (MW)	535
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%0,6

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 102

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

Borusan EnBW Enerji, en büyüğü 87 MW kurulu güce sahip Kurşunlu RES olmak üzere kapsamlı bir RES portföyü bulundurmaktadır

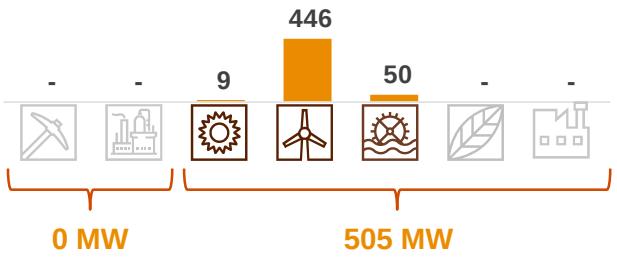
BORUSAN — EnBW Enerji Ortaklığı

Borusan	
En Yüksek Paya Sahip Kaynak	Rüzgar
Durumu	Özel Şirket
Lisanslı Üretim Tesisi Sayısı	11
Kurulu Güç (MW)	505
Türkiye'deki Pazar Payı (%)	%0,6

Değer Zincirindeki Konumlanması

Grafik 103

Şirket Kurulu Güç (MW, 2020)



Kaynak: Halka Açık Veriler (Ağustos 2020 itibarıyla)

9

Diğer Piyasa Trendleri

Hibrit üretim santralleri, farklı teknolojilere sahip elektrik üretim santrallerinin bir araya gelmesiyle oluşur. Bu santrallerin temel amacı, maksimum verimlilikle elektrik üretmektir. Hibritleme sonucu azalan iç tüketim ve artan üretim verimliliği sayesinde, hibrit santrallerin ilerleyen dönemde üretimde paylarının artması beklenmektedir

8 Mart 2020 tarihli Resmi Gazete ile Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği'ne, birleşik yenilenebilir elektrik üretim tesisi ve destekleyici elektrik üretim santralleri dahil olmak üzere eklenen sekiz yeni tanım bulunmaktadır. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelikteki başlıca değişiklikler aşağıda listelenmiştir:

1. Birleşik yenilenebilir elektrik üretim tesisi, aynı noktadan şebekeye bağlanan yenilenebilir enerji santrallerini ifade etmektedir.
2. Destekleyici kaynaklı elektrik üretim tesisi, termal dönüşüm işlemi için başka bir kaynağın kullanıldığı bir tesis türüdür.
3. Birleşik yenilenebilir elektrik üretim tesislerinde, üretim tesisinde kullanılan yenilenebilir enerji kaynakları için YEKDEM kapsamında sunulan tarifede tanımlanan en düşük fiyat bu santrallerde gerçekleşecek net elektrik üretimine uygulanacaktır. Destekleyici kaynaklı elektrik üretim tesisi için, destekleyici üretimin tamamının yenilenebilir enerji kaynaklarından olması durumunda, ana kaynak YEKDEM kapsamında sunulan tarife kapsamında dikkate alınacaktır.
4. YEKDEM süresi yeni hibrit santrallerinden etkilenmeyecektir ve bu süre ana santrale göre belirlenecektir.
5. Halihazırda faaliyette olan santrallerin yanı sıra yeni kurulacak santraller de bu yönetmelik kapsamında olacaktır.
6. Yönetmeliğe göre, birden çok kaynaklı elektrik üretim tesisleri için yeni lisans uygulamasına gerek yoktur. Halihazırda üretim lisansı veya ön lisansı bulunan santrallerin birden çok kaynaklı elektrik üretim tesisine dönüştürülmesi durumunda, santrallerin toplam kurulu gücü önceden teyit edilen elektrik kapasitesini aşamaz.
7. Hibrit santral yönetmeliği 1 Temmuz 2020 tarihinde yürürlüğe girmiştir.

Jeotermal kaynaklar için elektrik satışını yaklaşık %20 oranında azaltan bir iç tüketim söz konusudur. Jeotermal santraller bu iç tüketimlerini diğer yenilenebilir enerji kaynakları vasıtasıyla karşılayabilirler. Bu nedenle hibrit üretim santralleri ile bu kaynak türü için ek gelir sağlanması olasıdır.

Kaynak: Resmi Gazete

2019 yılında elektrik depolama faaliyetleri hakkında taslak bir yönetmelik yayımlanmıştır

Eylem Planında Belirtilen Tedbirler

Lisanslı Üretim Santraline Bağlı Enerji Depolama Tesisi

Pompalı depolama kapasitesi hidroelektrik santral kapasitesine eşit olabilirken, enerji depolama tesisinin maksimum kapasitesi lisanslı santral kurulu güç kapasitesinin **%20**'si kadar olmalıdır. Depolama kapasitesi, santralin işletmeye alınmasından önce kullanılamaz. Depolanan elektrik, satın alma garantilerinden veya teşviklerinden yararlanamaz.

1

Tüketim Noktasına Bağlı Enerji Depolama Tesisi

Minimum tüketim noktası kapasitesi **50 kW** olmalıdır. Enerji depolama tesisi, satılmayan elektriğin depolamasını sağlamak için tüketim tesisine bağlanabilir. Enerji depolama tesisi sadece bu tüketim tesisi ile ilişkilendirilmelidir.

2

Bağımsız Enerji Depolama Tesisi

Yan hizmetler sunan bir depolama tesisinin kapasitesi 10 MW'ın üzerinde olmalıdır. Depolama tesisi, hem yan hizmetlere hem de toptan satış pazarına hizmet etmek için kullanılıyorsa, minimum 15 MW kapasiteye sahip olmalıdır.

3

Dağıtım ve İletim Şebekelerine Bağlı Enerji Depolama Tesisi

Dağıtım operatörleri tarafından kurulan depolama tesisleri 10 MW'a kadar kapasiteye sahip olabilir ve iletim operatörleri tarafından kurulan depolama tesisleri trafo başına 50 MW'a kadar kapasiteye sahip olabilir.

4

Beklenen Etki: Depolama tesislerinin tanıtılması, iletim sisteminin dengelenmesine yardımcı olacaktır. Pik/pik dışı saatlerdeki fiyat farkları nedeniyle, bağımsız depolama tesislerine yönelik yatırımların mevcut konjonktürde sınırlı ölçekte gerçekleşeceği tahmin edilmektedir.

Kaynak: EPDK

2019'da alınan bir kararla beraber Türkiye'de sosyal yardım alan hane halkları için elektrik tüketim desteği yürürlüğe girmiştir

Elektrik Tüketim Desteği

Elektrik tüketim desteği, Türkiye'de sosyal refah programlarından faydalanan hane halklarını desteklemek amacıyla 2019 yılında yürürlüğe girmiştir.

Bu mekanizmaya göre, sosyal yardım programlarından yararlanan hane halklarına Sosyal Yardımlaşma ve Dayanışma Teşvik (SYDT) Fonu'ndan 150 kWh'a kadar ödeme yapılacaktır.

Aile başına tüketim desteği hane halkı büyüklüğüne bağlı olacaktır. Tüketim destek mekanizmasının her yıl yaklaşık iki milyon hane halkına finansal destek sunacağı öngörülmektedir.

75 kWh	~ 40 TL
100 kWh	~ 45 TL
125 kWh	~ 70 TL
150 kWh	~ 85 TL

Kaynak: ETKB

Kısaltmalar

Terim	Tanım
#	numara
%	Yüzde
1Ç	1. Çeyrek
1Y.	1. Yarı
Ar&Ge	Araştırma & Geliştirme
A.Ş.	Anonim Şirketi
CERN	Avrupa Nükleer Araştırma Merkezi
cm	Santimetre
Covid-19	Koronavirüs Hastalığı 2019
DGP	Dengeleme Güç Piyasası
DKÇS	Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali
DSÖ	Dünya Sağlık Örgütü
EFET	Avrupa Enerji Tacirleri Federasyonu
EIA	Enerji Bilgi Yönetim İdaresi
EİGM	Enerji İşleri Genel Müdürlüğü
EPDK	Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu
EPİAŞ	Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.
EPK	Elektrik Piyasası Kanunu
ETD	Enerji Ticaret Derneği
ETKB	Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
FSRU	Yüzer Depolama ve Yeniden Gazlaştırma Ünitesi
FV GES	Fotovoltaik Güneş Enerjisi Santrali
GES	Güneş Enerjisi Santrali
GİP	Gün-içi Piyasası
GJ	Gigajoule
GÖP	Gün-öncesi Piyasası
GSYİH	Gayrisafi Yurtiçi Hasıla
GW	Gigawatt
HES	Hidroelektrik Santral
Hz	Hertz
ICE	Intercontinental Exchange
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı
İHD	İşletme-Hakkı-Devri
IMF	Uluslararası Para Fonu
IRENA	Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı
IVO	İç Verim Oranı
KDV	Katma Değer Vergisi
KGÜP	Kesinleşmiş Günlük Üretim Programı
km	kilometre
TEP	Ton Eşdeğer Petrol
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-saat
LPG	Sıvılaştırılmış Petrol Gazları
m	Milyon
m.d	Mevcut Değil
MAPEG	Maden & Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
m^3	Metreküp

Kısaltmalar

Terim	Tanım
mia	Milyar
MTA	Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü,
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-saat
NES	Nükleer Enerji Santrali
No:	Numara
OECD	Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü
OPEC	Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü
OTC	Tezgah Üstü Piyasa
OTSP	Organize Toptan Doğalgaz Satış Piyasası
ÖTV	Özel Tüketim Vergisi
PMUM	Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
PTF	Piyasa Takas Fiyatı
PwC	PricewaterhouseCoopers
RES	Rüzgar enerjisi santrali
SCP	Güney Kafkasya Boru Hattı
SFK	Seconder Frekans Kontrol Hizmeti
SYDT	Sosyal Yardımlaşma ve Dayanışma Teşvik
t	Zaman
TAEK	Türkiye Atom Enerjisi Kurumu
TANAP	Trans Anadolu Doğalgaz Boru Hattı Projesi
TAP	Trans-Adriyatik Boru Hattı
TCMB	Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası
TEAŞ	Türkiye Elektrik Üretim ve İletim Anonim Şirketi
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEHAD	Türkiye Elektrikli ve Hibrit Araçlar Platformu
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEK	Türkiye Elektrik Kurumu
TETAŞ	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TKİ	Türkiye Kömür İşletmeleri
TL	Türk Lirası
TOGG	Türkiye'nin Otomobili Girişim Grubu
TPYS	TEİAŞ Piyasa Yönetim Sistemi
TTK	Türkiye Taşkömürü Kurumu
TurkDEX	Türkiye Türev Piyasası
TWh	Terawatt
UEVEP	Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı
USD	ABD Doları
VİOP	Vadeli İşlemler Opsiyon Piyasası
YAL	Yük Alma Talimatı
YAT	Yük Atma Talimatı
YBBO	Yıllık Bileşik Büyüme Oranı
YEKA	Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı
YEKDEM	Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması
Yİ	Yap-İşlet
YİD	Yap-İşlet-Devret
YİS	Yap-İşlet-Sahiplen

www.pwc.com.tr

pwc

APLUS ENERJİ

© 2020 PwC Türkiye. Tüm hakları saklıdır. Bu belgede PwC ifadesi, PwC ağını veya PwC ağının üyesi olan bağımsız ve farklı tüzel kişiliklerden oluşan PwC Türkiye'yi ifade etmektedir. Daha detaylı bilgi için www.pwc.com/structure adresini ziyaret edebilirsiniz.