

İc Enterra Yenilenebilir

19/2/2026

İzleme Listesine Ekleme

AL

Yükselme Potansiyeli 37%

ENTRA'yı 15.9TL 12 aylık hedef fiyat, %37 artış potansiyeli ve AL tavsiyesi ile takip listemize ekliyoruz. ENTRA, Türkiye'nin büyük yenilenebilir oyuncularından biri olmasının yanı sıra güçlü portföy yönetimi ile piyasa fiyatının üzerinde satışları ve planlanan yatırımlar ile artacak portföy çeşitliliği ile öngörülebilir bir tablo sunuyor.

Barajlı HES esnekliği ve Grup sinerjisi ile piyasa üzeri satış fiyatları. Şirket, 388 MW hidroelektrik santralleri sayesinde, gün içi fiyat oynaklıklarını fırsata çevirerek pik saatlerde satış yapma kabiliyetine sahip. Sekonder frekans hizmetine (SFK) katılım, Piyasa Takas Fiyatı'nın (PTF) üzerinde 10-15 \$/MWh ek gelir yaratıyor. IC Enerji Yatırım Holding bünyesindeki dağıtım ve perakende şirketlerinin yarattığı sinerji ve ikili anlaşmalar, ürün optimizasyonu fiyat yönetimini destekler nitelikte.

USD endeksli gelir yapısı kur riskini sınırlıyor. Şirket gelirlerinin önemli bir kısmının dolar kuruna bağlı olması borçluluk yapısındaki kur riskine karşı koruma sağlamakta. Şirket'in borçlarının %99'u USD cinsinden olmakla birlikte, uygulanan riskten korunma muhasebesi sayesinde kur farkı giderleri realize olana kadar özsermaye altında takip ediliyor. 30 Eylül 2025 itibarıyla borçların ağırlıklı ortalama vadesi 2.8 yıl seviyesinde ve güçlü USD nakit akışı borç servisini destekler nitelikte.

Hibrit ve depolamalı yatırımlar ile 2030'da 1.142 MW kurulu güç hedefi. Şirket, mevcut portföyünü 2030 yılına kadar yaklaşık 2,5 katına çıkarmayı hedefliyor. Kısa vadede, 2026 yılında devreye girecek 61 MW'lık GES yatırımı ile Bağıştaş HES hibrit yapıya dönüşecek ve yıllık yaklaşık 20 milyon \$ ek FAVÖK katkısı sağlanacak. Orta vadede ise depolamalı RES (430 MW) ve GES (55 MW) yatırımlarının devreye girmesiyle portföyde hidroloji riski sınırlanacak.

108MW RES İtalya açılımı ve öngörülebilir nakit akışı. İtalya'daki Elektrik Satın Alma Sözleşmesi (PPA) mekanizması sayesinde, Şirket anlaşma sağladığı takdirde projeler tamamlandığında 70-75 \$/MWh bandında uzun vadeli satış garantisi öngörülebilir nakit akışı vadedebilir.

Dolar bazlı FAVÖK'te %17 YBBO. Hibrit katkısı ve yeni yatırımların (yurtiçi depolamalı + İtalya) devreye girmesiyle Şirket'in FAVÖK rakamının, 2030 yılında % 17 YBBO'yu yakalayarak 167 milyon\$ seviyesine ulaşmasını bekliyoruz.

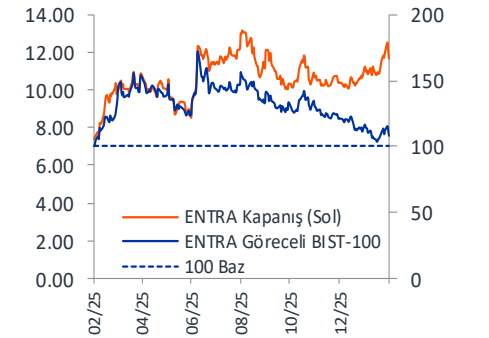
Riskler: Elektrik fiyatları, zayıf hidroloji, izinlerin gecikmesi, şebeke maliyetleri, finansman maliyetleri

Fiyat Bilgileri	TL
Kapanış	11.65
12 Aylık Hedef Fiyat*	15.92
12 Aylık Önc.Hedef Fiyat	-
Piyasa Değeri (mn)	21,494
Halka Açık PD (mn)	4,301
Ort. İşlem Hacmi (3Ay)	
Hisse sayısı (Adet mn)	1,845
Takas Saklama Oranı (%)	20
Yabancı Oranı (%)	3
*Güncelleme tarihi:	2/19/2026

Fiyat Perf. (%)	1 Ay	Yıllık	12 Ay
TL	6.3	14.2	54.9
ABD \$	5.2	12.1	28.4
BIST-100 Relatif	-5.1	-9.8	7.7

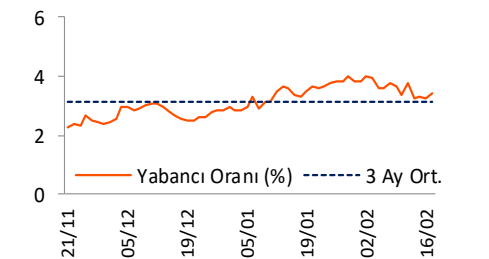
Çarpanlar	2025	2026	2027
F/K	-	-	-
PD/DD	0.7	0.7	0.7
FD/FAVÖK	9.2	9.2	8.9

Fiyat / BIST-100'e Göreceli Fiyat



3 Aylık Fiyat Aralığı (₺)	10.07	12.51
---------------------------	-------	-------

Yabancı Oranı (%)	Cari (%)	3.45
-------------------	----------	------



Alihan Gürleyen

agurleyen@isyatirim.com.tr

+90 212 350 25 00

İc Enterra Yenilenebilir

Faaliyet Konusu

İC Enterra Yenilenebilir Enerji şirketi bünyesinde hidroelektrik, güneş enerji santralleri ile rüzgâr ve enerji depolamaya yönelik yatırımlar bulunduruyor.

Ortaklık Yapısı (%)

İc İçtaş Enerji Yatırım Holdi 79.97
Diğer 20.03

Gelir Tablosu (m n ₺)	2024G	2025T	2026T	2027T	2028T
Net Satış Gelirleri	4,021	4,431	4,447	4,622	6,280
Brüt Kar (Zarar)	961	1,664	1,678	1,799	2,962
Operasyonel Giderler	336	266	267	270	347
Esas Faaliyet Karı	625	1,399	1,411	1,529	2,615
Faal. Diğer Gelirler (Giderler)	-46	59	48	42	61
Net Yatırım Gelirleri (Giderleri)	1,131	-665	133	139	188
Net Finansman Gelir (Gideri)	779	-524	-298	-2,494	-3,344
Vergi Öncesi Kar (Zarar)	2,489	268	1,295	-785	-479
Vergi Giderleri (Gelirleri)	-84	300	324	-196	-120
Net Kar	2,573	-32	971	-589	-359
Düzeltilmiş Net Kar	2,573	-32	971	-589	-359
Vergi Sonrası Faaliyet Karı	2,955	3,136	3,127	3,758	5,052
FAVÖK	2,871	3,436	3,451	3,562	4,932

Büyümler & Opr. Perf.	2024G	2025T	2026T	2027T	2028T
Büyümler					
Net Satışlar	-26.3%	10.2%	0.4%	3.9%	36%
Faaliyet Karı	-73%	124%	1%	8%	71%
FAVÖK	-36%	20%	0%	3%	38%
Net Kar	6%	n.m	n.m	n.m	n.m

Operasyonel Performans

Brüt Marj	23.9%	37.6%	37.7%	38.9%	47.2%
Faaliyet Kar Marjı	15.5%	31.6%	31.7%	33.1%	41.6%
FAVÖK Marjı	71.4%	77.5%	77.6%	77.1%	78.5%
Net Kar Marjı	64.0%	-0.7%	21.8%	-12.7%	-5.7%
Özkaynak Karlılığı	8.0%	a.d	3.1%	a.d	a.d
Aktif Karlılığı	5.0%	a.d	2.1%	a.d	a.d
Yatırım Sermayesi Karlılığı	6.2%	7.1%	7.1%	7.5%	8.8%
Operasyonel Nakit Akışı / Satı	60.5%	71.1%	64.5%	93.3%	69.1%
Serbest Nakit Akışı / Satışlar	-18.9%	85.1%	6.3%	-	-36.4%

Rasyo Analizi	2024G	2025T	2026T	2027T	2028T
Düzeltilmiş F / K (x)	8.2	a.d	21.7	a.d	a.d
FD / FAVÖK (x)	11.0	9.2	9.2	8.9	6.4
FD / Satışlar (x)	7.9	7.2	7.1	6.9	5.0
PD / Defter Değeri (x)	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Hisse Başı Kazanç (₺)	4.77	n.m	1.80	n.m	n.m
Hisse Başı Temettü (₺)	n.m	n.m	n.m	n.m	n.m
Temettü Verimi	0.000%	0.000%	0.000%	0.0%	0.0%
Net Borç (Nakit) (mn ₺)	14,155	11,223	12,405	25,129	31,241
Net Borç / FAVÖK (x)	4.93	3.27	3.59	7.06	6.33
Net Borç / Özsermaye (x)	0.44	0.35	0.39	0.83	1.07

Kaynak: İş Yatırım

Bilanço (m n ₺)	2024G	2025T	2026T	2027T	2028T
Dönen Varlıklar	2,598	1,633	1,568	1,569	1,915
Nakit ve Nakit Benzerleri	1,610	749	752	781	1,062
Ticari Alacaklar	283	291	292	304	413
Stoklar	0	0	0	0	0
Diğer Dönen Varlıklar	705	593	524	484	440
Duran Varlıklar	47,494	45,414	46,030	57,372	62,446
Maddi Duran Varlıklar	44,922	43,210	43,807	55,063	59,437
Maddi Olmayan Duran Varlıklar	237	405	417	432	457
Diğer Uzun Vadeli Varlıklar	2,335	1,800	1,807	1,878	2,551
Toplam Varlıklar	50,092	47,047	47,598	58,941	64,360
Kısa Vadeli Yükümlülükler	6,495	4,392	3,740	3,323	2,997
Finansal Borçlar	5,350	3,300	2,651	2,227	1,841
Ticari Borçlar	395	341	341	348	409
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler	750	751	748	748	748
Uzun Vadeli Yükümlülükler	11,237	10,872	12,450	25,480	32,095
Finansal Borçlar	9,785	8,672	10,506	23,683	30,461
Diğer Uzun Vadeli Yükümlülükler	1,451	2,200	1,944	1,797	1,633
Özkaynaklar	32,360	31,783	31,408	30,139	29,268
Ana Ortaklığa Ait Özkaynaklar	32,360	31,783	31,408	30,139	29,268
Rezerv ve Diğer Kalemler	27,372	29,970	28,955	29,482	28,598
Dönem Net Karı (Zararı)	2,573	-32	971	-589	-359
Toplam Kaynaklar	50,092	47,047	47,598	58,941	64,360

Nakit Akım (m n ₺)	2024G	2025T	2026T	2027T	2028T
İşletme Faal. Kay. Net Nakit	2,432	3,150	2,867	4,313	4,340
Düzeltilme Öncesi Kar	2,573	-32	971	-589	-359
Amortisman & İtfa Payları	2,246	2,037	2,040	2,032	2,317
İşletme Sermayesindeki Değ.	-623	72	-255	-281	-950
Diğer Faaliyetlerden Nakit Akı	-1,764	1,072	110	3,151	3,333
Yatırım Faal. Kay. Nakit	-3,194	620	-2,584	-13,151	-6,624
Sabit Sermaye Yatırımları	-3,965	-300	-2,825	-13,347	-6,889
Diğer Yat. Faal. Nakit Akışı	772	920	241	196	265
Serbest Nakit Akım	-762	3,769	282	-8,838	-2,284
Finansman Faal. Kay. Nakit	2,084	-3,769	-132	8,987	2,700
Finansal Borçlardaki Değişim	-186	409	1,477	11,268	5,480
Diğer Fin. Faal. Nakit Akışı	2,270	-4,178	-1,609	-2,281	-2,780
Net Nakit Değişimi	1,322	0	150	150	416

*Rasyo Analizleri aksi belirtilmedikçe dolar (USD) değerine göre ifade edilmiştir

Not: Tutarlar 31 Aralık 2025 tarihi itibarıyla TL satın alma gücü esasına göre ifade edilmiştir

YATIRIM TEMASI

Barajlı hidroelektrik, SFK gelirleri ve ikili anlaşmalar sayesinde piyasa fiyatının üzerinde satış. Şirket'in sahip olduğu 488MW kurulu gücün 388MW'ını hidroelektrik santralleri (HES) oluşturuyor. Bağıştaş Barajlı HES (141MW) su tutabilme sayesinde piyasadaki fiyat değişimlerini takip ederek pik fiyatları yakalama kapasitesine sahip. Böylece güçlü bir portföy stratejisi ile ortalama satış fiyatları piyasa takas fiyatının üzerinde seyredebiliyor. Ayrıca, Bağıştaş HES sekonder frekans sistemine katılarak PTF'nin 10-15\$ üzerinde satış gelirine ulaşabiliyor. Öte yandan şirketin IC Enerji Yatırım Holding çatısı altında olması ve grubun dağıtım-perakende şirketleri sayesinde yarattığı sinerji ile ikili anlaşmalar aracılığıyla da fiyat yönetiminde avantaj sağlanıyor. Örneğin bu sayede Erzin GES'te yapılan ikili anlaşmalar sonrası açıklanan rakamlardan ortalama 82\$ gibi bir fiyat hesaplıyoruz. Böylece, 2024 ve 9A2025 dönemlerine baktığımızda Şirket'in ortalama satış fiyatı sırasıyla 73\$ ve 74\$ seviyelerini görmüş. Bu iki dönemde PTF ise sırasıyla 68\$ ve 66\$ seviyesinde gözlemlenmiş.

USD bazlı satışlar döviz kuru riskini sınırlıyor. Şirket gelirlerinin önemli bir kısmı dolara endeksli. Aynı zamanda şirketin borçlarının da %99'u dolar cinsinden borçlardır. Bu sebeple şirket riskten korunma muhasebesi uygulamakta (kur farkı giderleri realize olana kadar özsermaye altında takip edilmekte). 30 Eylül 2025 tarihli bilanço içerisinde borçların ağırlıklı ortalama süresi ise 2.8 seviyesinde.

Toplam kurulu güç 1.142MW'a çıkarılarak portföy çeşitliliği önemli ölçüde desteklenecek. Şirket, mevcut 488MW kurulu gücünü 2030 yılına kadar 1.142MW seviyesine çıkarmayı planlıyor. Yurtiçi tarafında 2026 yılında 61MW devreye girecek GES santrali Bağıştaş HES santralini hibrit yapıya dönüştürecek. Santralin hibrit yapıya dönüşmesi ile baz aldığımız ortalama %37 kapasite faktörünün %50'ye çıkmasını öngörüyoruz. Böylece Bağıştaş'tan yaklaşık \$20 mn FAVÖK katkısı gelmesini bekliyoruz. Fakat 2026 yılının ikinci yarısında operasyonel olacak santralin tam katkısı 2027 yılında yapacağını modelliyoruz. Buna ek olarak şirket 180MW depolamalı santral için ÇED iznini aldı kalan 305 MW kısmı ise hala ön lisans aşamasında. 2027 yılında inşası başlayacak depolamalı santraller 2030 yılına kadar (350MW 2028 sonu, 135MW 2030 sonu)) faaliyete geçerek portföy çeşitliliğine önemli katkıda bulunacak. Böylece 2030 yılına gelindiğinde yurtiçi üretimin sadece %50'si hidroelektrik santrallerinden, %39'u rüzgar santrallerinden, kalan %11'lik kısmı ise güneş santrallerinden elde edilecek. Yurtiçine ek olarak İtalya'da da 108MW RES'in 2029 yılında tam operasyonel olması bekleniyor ve böylece 1.034 MW yurtiçi kurulu gücü ile birlikte Şirket, toplamda 1.142MW kurulu güce ulaşmış olacak.

108MW İtalya santralleri öngörülebilir nakit akışına katkı sağlayacak. İtalya'da 65MW Troia ve 43MW Bovino RES projeleri için Şirket, ÇED raporunu bekliyor. Troia projesinin yarısının 2027 yılında, kalan yarısının ise 2028 yılında faaliyete geçmesi beklenirken Bovino projesinin ise 2029 yılında tam yıl katkı vermesi öngörülüyor. İtalya'da Elektrik Satın Alma Sözleşmesi (PPA) mekanizması sayesinde izinler tamamlandıktan sonra Şirket, uzun vadeli elektrik satış anlaşması yapabilirse öngörülebilir nakit akışı sağlama imkanına sahip ve böylece Avrupalı bankaların uygun maliyetli proje finansman kredilerinden faydalana bilir. Şu anda İtalya'da yapılan PPA'ler \$70-75 seviyesinde seyreliyor. Bunun yanı sıra Avrupa'da oldukça canlı olan karbon sertifika piyasalarından da faydalanabilir fakat sertifika satışlarını ihtiyatlı kalarak değerlememize eklemedik.

Dolar bazlı FAVÖK'te %17 YBBO. Şirket'in yıl sonunu \$75 mn ile kapatmasını öngörüyoruz. 2026 yılında hibrit GES'ten gelecek katkıyla beraber \$82 mn seviyesine ulaşmasını bekliyoruz. Depolamalı santraller ve yurtdışı santrallerin de devreye girmesiyle 2030 yılında FAVÖK'ün \$167 mn seviyesine çıkmasını ve böylece FAVÖK'te %17 yıllık bileşik büyüme oranı tahmin ediyoruz.

RİSKLER

Yurtiçi mevcut kurulu güçte YEKDEM’e dahil santral yok. YEKDEM, elektrik üreticileri için dolar bazlı öngörülebilir nakit akışı sağlarken IC Enterra’nın mevcut kurulu gücünde hiçbir santralinin YEKDEM’e dahil olmaması nakit akışında yaratacağı volatilité nedeniyle önemli bir risk teşkil ediyor. Fakat yeni gelecek yurtiçi kapasitelerin YEKDEM’e dahil olacak olması, İtalya’da yapılabilecek elektrik alım anlaşmaları ve mevcut HES’lerde dolar endeksli ortalama satış fiyatının piyasa üzerinde olması bu riski sınırlar nitelikte. Ayrıca ikili anlaşmalar sayesinde YEKDEM olmadan da şirket nakit akış riskinden korunma muhasebesi uygulamaya devam edebiliyor.

Başta şebeke bağlantı ücretleri olmak üzere işletme maliyetlerinde beklenenden daha yüksek artışlar tahminleri etkileyebilir. İşletme giderlerinin önemli bir bölümünü oluşturan şebeke bağlantı ücretlerinde enflasyonun üzerinde artışların gerçekleşmesi tahminlerimiz üzerinde risk oluşturabilir.

Elektrik fiyatlarındaki saatlik limit PTF’yi baskılamaya devam edecek. Mevcut düzenlemeye göre piyasa takas fiyatı (PTF) saatlik 3.400 TL/MWs sınıra tabii. Bu limitin yakın bir dönemde artırılması beklense de artışın beklentinin altında kalması ve şebeke iletim maliyetlerindeki artışın altında kalması hisse fiyatını baskılayabilir. Ayrıca artışın sınırlı kalmasını dolardaki değişimin üzerinde seyreden TL enflasyonu takip ederse finansal sonuçlarda enflasyon muhasebesi kaynaklı yıllık reel düşüş hisse üzerinde satış baskısı yaratabilir.

Türkiye’de artan kuraklık riski üretim tahminlerini etkileyebilir. Şirket portföyünün halihazırda %80 gibi yüksek bir oranla hidroelektrik santrallerden (HES) oluşması, finansal performansı yağış rejimlerine ve hidrolojik koşullara karşı duyarlı hale getirmekte. Son yıllarda yağış rejimlerinde gözlenen düzensizlikler ve artan sıcaklıklar, barajlara gelen su akışlarında düşüşe neden oldu. Şirket’in hidroelektrik portföyünün son 10 yıllık Kapasite Kullanım Oranı (KKO) ortalaması %35 seviyesindeyken, son yıllarda bu oranda belirgin bir aşağı yönlü trend gözlemliyoruz. Bu bağlamda, 2024 ve 2025 yıllarında gerçekleşen %31 ve %30’luk KKO seviyeleri, tarihsel ortalamaların altında kaldı. Bu veri seti, hidrolojik kuraklığın santral verimliliği üzerindeki baskısının somut bir göstergesi. Artan kuraklık riskini modelimize yansıtmak adına ihtiyatlı bir yaklaşım benimsedik. Değerleme modelimizde, tarihsel 10 yıllık ortalama olan %35 yerine, son dönemdeki kuraklık koşullarını baz alarak %30 KKO seviyesini baz senaryo olarak kullandık. Hedef fiyat çalışmamızda tek bir üretim tahminine bağlı kalmak yerine, farklı hidrolojik olasılıkları ağırlıklandırarak bu riski fiyatlamaya dahil ettik. Bu yaklaşım, tahminlerimizdeki aşağı yönlü riskleri minimize eder niteliktedir. Ayrıca, mevcut durumda yüksek olan hidrolojik riskin, Şirket’in stratejik yatırım planı paralelinde orta-uzun vadede azalmasını öngörüyoruz. HES sahalarına kurulan hibrit GES’ler (Bağıştaş örneği), hidroelektrik üretiminin düşük olduğu yaz aylarında güneşten yüksek verim alarak mevsimsel üretim açığını dengeleyecektir. 2030 yılına gelindiğinde, depolamalı RES/GES yatırımlarının devreye girmesiyle yurtiçi portföy içinde HES payının %80’den %50’ye gerilemesini bekliyoruz. Bu dönüşüm, nakit akışının yağışa olan bağımlılığını kırarak ve gelir istikrarını artıracaktır. Öte yandan HES portföyünün coğrafi çeşitliliği bu aşağı yönlü riski sınırlıyor. Örneğin, 2025 yılında Türkiye genelinde gelen su %30 azalırken, ENTRA'nın HES'lerinde yatay seyretti.

DEĞERLEME

Şirket'in Türkiye ve İtalya operasyonlarını farklı regülasyon, risk ve fiyatlandırma koşulları sebebiyle ayrı şekilde değerlememize dahil ediyoruz. Ayrıca Türkiye'de net bir mevzuat olmaması nedeniyle bataryaların değerlemeye olan etkisini modellemedik. Karbon sertifika satışlarını ise fiyatların çok düşük olması ve şirketlerin satışa yanaşmıyor olması nedeniyle biz de değerlemeye eklemedik. Bu iki unsur da değerlememizde yukarı yönlü bir riske işaret ediyor.

İki ülke operasyonları için hesapladığımız özsermaye maliyetlerini topladıktan sonra farklı kapasite kullanım oranı senaryolarını ağırlıklandırarak **senaryo bazlı 12 aylık 15.9TL/hisse hedef fiyata ulaşıyoruz.**

Tablo 1: Türkiye Temel Varsayımlar

	2026T	2027T	2028T	2029T	2030T	...	2040T	...	2050T	...	2060T	...	2075T	2076T	2077T
Kurulu Güç (MW)	549	549	899	1,034	1,034	...	1,034	...	1,034	...	634	...	485	485	485
HES*	449	449	449	449	449	...	449	...	449	...	149	...	0	0	0
GES	100	100	100	155	155	...	155	...	155	...	55	...	55	55	55
RES	0	0	350	430	430	...	430	...	430	...	430	...	430	430	430
Üretim (GWs)	1,416	1,537	1,997	2,478	2,667	...	2,777	...	2,777	...	1,545	...	1,241	1,241	1,241
HES	1,215	1,335	1,335	1,335	1,335	...	1,335	...	1,335	...	305	...	0	0	0
GES	201	201	201	201	201	...	312	...	312	...	111	...	111	111	111
RES	0	0	460	942	1,130	...	1,130	...	1,130	...	1,130	...	1,130	1,130	1,130
AOSM	10.4%	10.4%	10.4%	10.3%	9.5%	...	9.2%	...	9.2%	...	9.2%	...	9.2%	9.2%	9.2%
Risksiz Getiri Oranı	7.5%	7.5%	7.5%	7.4%	7.3%	...	6.9%	...	6.9%	...	6.9%	...	6.9%	6.9%	6.9%
Beta	1.1	1.1	1.1	1.1	0.8	...	0.8	...	0.8	...	0.8	...	0.8	0.8	0.8
Risk Primi	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	...	5.5%	...	5.5%	...	5.5%	...	5.5%	5.5%	5.5%
Özsermaye Maliyeti	13.6%	13.6%	13.6%	13.5%	11.7%	...	11.3%	...	11.3%	...	11.3%	...	11.3%	11.3%	11.3%
Vergi Sonrası Borç Maliyeti	8.3%	8.3%	8.3%	8.2%	8.1%	...	7.8%	...	7.8%	...	7.8%	...	7.8%	7.8%	7.8%
Borç/(Borç + Özsermaye)	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	60.0%	...	60.0%	...	60.0%	...	60.0%	...	60.0%	60.0%	60.0%

*2026 yılının yarısında devreye girecek 61MW GES santrali Bağıştaş' HES santralini hibrit santrale çevirecektir ve HES kalemi altında belirtmiştir.

Tablo 2: Türkiye Baz Senaryo Kapasite Kullanım Oranları

Santral	2026T	2027T	2028T	2029T	2030T	...	2040T	...	2050T	...	2060T	...	2075T	2076T	2077T
HES															
Bagistas 1 HES	38%	42%	42%	42%	42%	...	42%	...	42%	...	...	...	...	...	...
Kadincik 1 HES	26%	24%	24%	24%	24%	...	24%	...	24%	...	24%	...	...	...	...
Kadincik 2 HES	24%	23%	23%	23%	23%	...	23%	...	23%	...	23%	...	...	...	...
Niksar HES	49%	49%	49%	49%	49%	...	49%	...	49%	...	...	...	...	...	...
Cileklitepe HES	22%	22%	22%	22%	22%	...	22%	...	22%	...	22%	...	...	...	...
Ucharmanlar HES	20%	20%	20%	20%	20%	...	20%	...	20%	...	...	...	...	...	...
Kemercayir HES	20%	20%	20%	20%	20%	...	20%	...	20%	...	...	...	...	...	...
Yukari Mercan HES	32%	32%	32%	32%	32%	...	32%	...	32%	...	...	...	...	...	...
Uchanlar HES	20%	20%	20%	20%	20%	...	20%	...	20%	...	...	...	...	...	...
GES															
Erzin GES	23%	23%	23%	23%	23%	...	23%	...	23%	...	...	...	...	...	...
Depolamalı GES	0%	0%	10%	23%	23%	...	23%	...	23%	...	23%	...	23%	23%	23%
RES															
Depolamalı RES	0%	0%	15%	25%	30%	...	30%	...	30%	...	30%	...	30%	30%	30%

Tablo 3: Türkiye Makroekonomik Varsayımlar

	2026T	2027T	2028T	2029T	2030T	...	2040T	...	2050T	...	2060T	...	2075T	2076T	2077T
GSYİH büyümesi	3.7%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	...	3.0%	...	2.5%	...	2.0%	...	2.0%	2.0%	2.0%
TÜFE, yıl sonu	24.0%	19.0%	21.0%	16.0%	15.0%	...	10.0%	...	10.0%	...	10.0%	...	10.0%	10.0%	10.0%
TÜFE, ortalama	26.5%	21.5%	20.0%	18.5%	15.5%	...	10.0%	...	10.0%	...	10.0%	...	10.0%	10.0%	10.0%
USD/TRY, yıl sonu	51.00	59.19	71.10	80.00	90.43	...	234.71	...	506.71	...	1,093.95	...	1,607.38	1,607.38	1,607.38
USD/TRY, ortalama	47.00	55.10	65.15	75.55	85.22	...	226.01	...	487.94	...	1,053.44	...	1,547.84	1,547.84	1,547.84

Tablo 4: Türkiye İNA Analizi

mn USD	2026T	2027T	2028T	2029T	2030T	...	2040T	...	2050T	...	2060T	...	2075T	2076T	2077T
FAVÖK	82	81	107	141	152	...	152	...	152	...	88	...	70	70	70
Amortisman	44	45	52	60	63	...	63	...	63	...	28	...	18	18	18
FVÖK	38	37	56	81	89	...	89	...	89	...	60	...	53	53	53
(-) Vergi	10	9	14	20	22	...	22	...	22	...	15	...	13	13	13
(-) Δ İşletme Sermayesi	2	2	3	4	4	...	4	...	4	...	2	...	2	2	2
(-) Yatırım Harcamaları	38	299	133	2	2	...	2	...	2	...	1	...	1	1	1
SNA	32	-228	-42	115	124	...	124	...	124	...	70	...	55	55	55
<i>iskonto oranı</i>	<i>1.10</i>	<i>1.22</i>	<i>1.34</i>	<i>1.48</i>	<i>1.62</i>	...	<i>3.96</i>	...	<i>9.55</i>	...	<i>23.03</i>	...	<i>86.24</i>	<i>94.18</i>	<i>102.84</i>
İNA	29	-188	-31	78	76	...	31	...	13	...	3	...	1	1	1
İNA Özeti															
Firma Değeri	739														
Net Borç	262														
Özsermaye Değeri*(1+KoE)	542														

Tablo 5: İtalya Temel Varsayımlar

	2026T	2027T	2028T	2029T	2030T	...	2040T	...	2050T	...	2060T	...	2075T	2076T	2077T
Kurulu Güç (MW)	0	32	65	108	108	...	108	...	108	...	108	...	108	108	108
RES	0	32.4	64.8	108	108	...	108	...	108	...	108	...	108	108	108
Üretim (GWs)	0	43	170	284	284	...	284	...	284	...	284	...	284	0	0
RES	0	43	170	284	284	...	284	...	284	...	284	...	284	0	0
AOSM	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	...	0.0%	...	0.0%	...	0.0%	...	0.0%	0.0%	0.0%
Risksiz Getiri Oranı	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	4.8%	...	4.8%	...	4.8%	...	4.8%	...	4.8%	4.8%	4.8%
Beta	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	...	0.8	...	0.8	...	0.8	...	0.8	0.8	0.8
Risk Primi	6.7%	6.7%	6.7%	6.7%	6.7%	...	6.7%	...	6.7%	...	6.7%	...	6.7%	6.7%	6.7%
Özsermaye Maliyeti	10.2%	10.2%	10.2%	10.2%	10.2%	...	10.2%	...	10.2%	...	10.2%	...	10.2%	10.2%	10.2%
Vergi Sonrası Borç Maliyeti	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	...	5.9%	...	5.9%	...	5.9%	...	5.9%	5.9%	5.9%
Borç/(Borç + Özsermaye)	80.0%	80.0%	80.0%	80.0%	80.0%	...	80.0%	...	80.0%	...	80.0%	...	80.0%	80.0%	80.0%

İtalya için risksiz getiri oranını 30Y ABD bono getirisini, risk primini ise Damadoran'ın ülke kredi risk notu üzerinden hesapladığı risk primini kullandık.

Tablo 6: İtalya Baz Senaryo Kapasite Kullanım Oranları

Santral	2026T	2027T	2028T	2029T	2030T	...	2040T	...	2050T	...	2060T	...	2075T	2076T	2077T
RES															
Troia RES	0%	15%	30%	30%	30%	...	30%	...	30%	...	30%	...	30%	30%	30%
Bovino RES	0%	15%	30%	30%	30%	...	30%	...	30%	...	30%	...	30%	30%	30%

Tablo 7: İtalya İNA Analizi

mn USD	2026T	2027T	2028T	2029T	2030T	...	2040T	...	2050T	...	2060T	...	2075T	2076T	2077T
FAVÖK	0	2	9	15	15	...	15	...	15	...	15	...	15	15	15
Amortisman	0	1	4	7	7	...	7	...	7	...	7	...	7	7	7
FVÖK	0	1	5	8	8	...	8	...	8	...	8	...	8	8	8
(-) Vergi	0	0	1	2	2	...	2	...	2	...	2	...	2	2	2
(-) Δ İşletme Sermayesi	0	0	0	0	0	...	0	...	0	...	0	...	0	0	0
(-) Yatırım Harcamaları	29	29	39	0	0	...	0	...	0	...	0	...	0	0	0
SNA	-29	-27	-32	12	12	...	12	...	12	...	12	...	12	12	12
<i>iskonto oranı</i>	<i>1.07</i>	<i>1.14</i>	<i>1.22</i>	<i>1.30</i>	<i>1.39</i>	...	<i>4.56</i>	...	<i>5.15</i>	...	<i>9.91</i>	...	<i>26.49</i>	<i>28.28</i>	<i>30.20</i>
İNA	-27	-24	-26	9	9	...	5	...	2	...	1	...	0	0	0
İNA Özeti															
Firma Değeri	65														
Net Borç	0														
Özsermaye Değeri*(1+KoE)	71														
IRR	12.3%														

Yaptığımız değerlemede Türkiye için uzun vadeli elektrik fiyatını 73\$ varsaydık. İtalya için de PPA mekanizmasında ortalama fiyatların 70-75\$ olmasından yola çıkarak Türkiye ile benzer şekilde 73\$ varsayımını kullandık. Erzin GES için ise 2026 için 2025'e sonuçlarından yola çıkarak benzer şekilde ortalama 82\$ (9A25 finansallarından İş Yatırım hesaplaması sonucu) satış fiyatı varsayarken ihale şartı gereği 2027'den itibaren 45\$ YEKA ihale fiyatını baz aldık. Karbon sertifika satışlarını ise değerlememize dahil etmedik.

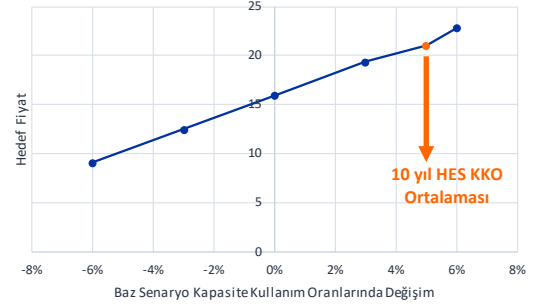
Tablo 8: Özet Baz Senaryo Hedef Fiyat Tablosu

	Değer	Ağırlık
Türkiye İNA	542	
İtalya İNA	71	
Toplam İNA Özsermaye Değeri	613	70%
2028T FAVÖK	116	
2028T Benzer FD/FAVÖK Çarpanı	6.5x	
Net Borç	262	
Benzer Çarpan Değeri	494	30%
Baz Senaryo Özsermaye Değeri	577	
2026T USD/TRY	51	
Ödenmiş Sermaye	1845	
12 Aylık Baz Senaryo Hedef Fiyat (TL)	16.0	

USD cinsinden indirgenmiş nakit akışı yaklaşımını kullanarak Türkiye operasyonları için \$613 mn özsermaye değerine ulaşıyoruz. İtalya operasyonları için ise %12.3 IRR ile \$71 mn özsermaye değeri hesaplıyoruz. Hesapladığımız İNA özsermaye değerlerine toplamda %70 ağırlık verirken ayrıca 2028 yılında takip listemizde bulunan şirketleri benzer kabul ederek 2028T 6.5x FD/FAVÖK çarpanıyla ulaştığımız \$494 mn özsermaye değerine de %30 ağırlık verdik. 2028 çarpanı için cari firma değerleri ile 2028 FAVÖK tahminlerimizi kullandık. 2028 yılını tercih etmemizin sebebi ise takip listemizdeki şirketlerin o yılda kapasite artışlarında belli bir noktaya ulaşacak olmaları. Böylece baz senaryoda varsaydığımız kapasite kullanım oranlarını (KKO) dikkate aldığımızda ENTRA için 15.9TL /hisse hedef fiyata ulaşıyoruz.

Tablo 9: Senaryo Bazlı Hedef Fiyat Tablosu

Senaryolar	Olasılık	Hedef Fiyat	Ağırlıklandırılmış Hedef Fiyat
-6% KKO	5%	9.1	0.5
-3% KKO	5%	12.5	0.6
Baz Senaryo	80%	16.0	12.8
+3% KKO	5%	19.4	1.0
+6% KKO	5%	22.8	1.1
12 Aylık Senaryo Bazlı Hedef Fiyat			16.0
Artış Potansiyeli			37%



Fakat, Son yıllarda yağış rejimlerinde gözlenen düzensizlikler ve artan sıcaklıklar, barajlara gelen su akışlarında düşüşe neden oldu. Şirket'in hidroelektrik portföyünün son 10 yıllık KKO ortalaması %35 seviyesindeyken, son yıllarda bu oranda belirgin bir aşağı yönlü trend gözlemliyoruz. Baz senaryo için hidroelektrik santrallerinde ağırlık ortalama %30 KKO varsaymış olsak da hidroloji riskini değerlememize entegre edebilmek için farklı KKO senaryolarını ağırlıklandırarak senaryo bazlı hisse fiyatı hesapladık. Varsayım tablosunda belirtilen her bir santraldeki baz senaryo kapasite kullanım oranlarında %6 düşüş için %5, %3 düşüş için %5, baz senaryo için %80, %3 artış için %5 ve %6 artış için %5 olasılık atadık. **Böylece hedef fiyatı atadığımız olasılıklara göre ağırlıklandırıdığımızda 15.9TL/hisse hedef fiyata ve %37 artış potansiyeline ulaşıyoruz.**

Tablo 10: Emsal Karşılaştırması (FD/FAVÖK)

	Artış Potansiyeli	Piyasa Değeri (mn USD)	2025T	2026T	2027T	2028T
AKFYE	37%	542	8.0x	7.4x	8.1x	5.8x
AKSEN	24%	1,987	9.3x	8.5x	6.9x	6.5x
AYDEM	50%	435	6.7x	6.9x	6.6x	6.7x
MOGAN	43%	622	8.2x	7.6x	7.0x	6.2x
GWIND	103%	333	6.7x	7.3x	7.8x	6.7x
ENTRA	37%	491	10.2x	9.4x	9.7x	9.8x

İş Yatırım net borç tahminleri firma değeri hesaplamasına dahil edilmmiştir.

Tablo 10: Elektrik Fiyatı ve KKO Seviyelerine Göre Hedef Fiyat Hassasiyeti

	Elektrik Fiyatı					
		67	70	73	76	79
% Ortalama	-6%	6.6	7.9	9.1	10.4	11.6
	-3%	9.7	11.1	12.5	13.9	15.3
	0%	12.8	14.4	15.9	17.5	19.0
	3%	15.9	17.6	19.3	21.0	22.8
	6%	19.0	20.9	22.7	24.6	26.5

Hazırladığımız hassasiyet analizi tabloları, İc Enterra'nın hedef fiyatının ve 2026 yılı finansal beklentilerinin, elektrik satış fiyatları ve hidrolojik koşullara (Kapasite Kullanım Oranı - KKO) karşı yüksek duyarlılık gösterdiğini ortaya koyuyor.

Baz senaryomuzda (73\$ uzun vadeli elektrik fiyatı ve mevcut KKO projeksiyonları) 15.9TL hedef fiyata karşılık gelmekte. Ancak elektrik fiyatlarının 67\$ bandına gerilediği ve kuraklık nedeniyle KKO'nun %6 düştüğü en kötü senaryoda hedef fiyat 6.6 TL seviyesine kadar gerileme riski taşıyor. Buna karşın, elektrik fiyatlarının 79\$ seviyesine çıktığı ve yağışların normallerin üzerinde seyrettiği (+%6 KKO) iyimser senaryoda, hedef fiyat 26.5 TL'ye ulaşarak güçlü bir yukarı yönlü potansiyel sunmakta.

Tablo 11: Elektrik Fiyatı ve KKO Seviyelerine Göre 2026 FAVÖK (mn USD) Hassasiyeti

	Elektrik Fiyatı					
		67	70	73	76	79
KKO % Değişim	-6%	60	63	66	68	71
	-3%	67	71	74	77	80
	0%	75	78	82	85	88
	3%	82	86	90	93	97
	6%	89	94	98	102	106

Şirket'in 2026 FAVÖK performansı da benzer bir volatiliteye sahip. Baz senaryoda 82 milyon \$ olarak öngördüğümüz 2026 FAVÖK rakamı, negatif koşullarda (67\$ fiyat, -%6 KKO) 60 milyon \$'a düşebilirken, pozitif koşullarda 106 milyon \$ seviyesine kadar çıkabilmektedir. Diğer tüm durumlar sabitken, 3 puanlık KKO değişiminin FAVÖK etkisi %4 ve 3\$ elektrik satış fiyatı değişiminin etkisini de %11 hesaplıyoruz.

Tablo 12: Elektrik Fiyatı ve KKO Seviyelerine Göre 2026 Net Borç/FAVÖK Hassasiyeti

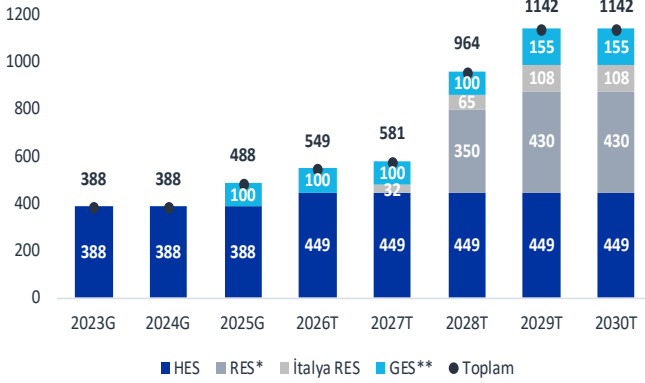
	Elektrik Fiyatı					
		67	70	73	76	79
KKO % Değişim	-6%	5.29x	5.04x	4.81x	4.60x	4.40x
	-3%	4.68x	4.46x	4.26x	4.07x	3.90x
	0%	4.20x	4.00x	3.82x	3.65x	3.49x
	3%	3.80x	3.62x	3.46x	3.30x	3.16x
	6%	3.47x	3.30x	3.15x	3.01x	2.88x

Operasyonel karlılıktaki bu değişimler, şirketin kaldıraç oranlarını (Net Borç/FAVÖK) doğrudan etkilemekte. Baz senaryoda 2026 yılı için 3,82x olarak tahmin ettiğimiz Net Borç/FAVÖK oranı, zorlu piyasa ve iklim koşullarında 5,29x seviyesine yükselecek finansal risk algısını artırabilir. Ancak iyileşen koşullarda bu oran hızla 2,88x seviyesine gerileyerek bilançoda önemli bir rahatlamaya işaret etmekte.

Özetle, Şirket'in değerlemesi ve borç çevirme kapasitesi, büyük oranda elektrik fiyatlarının seyrine ve barajlara gelen su miktarına bağlı.

FİNANSAL ÖZET

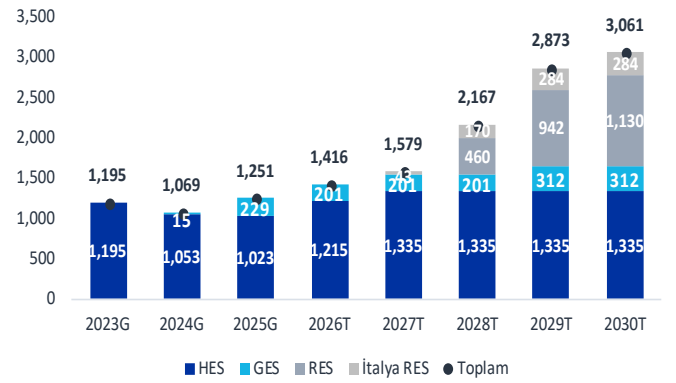
Şekil 4: Kurulu Güç (MW)



*Depolamalı RES

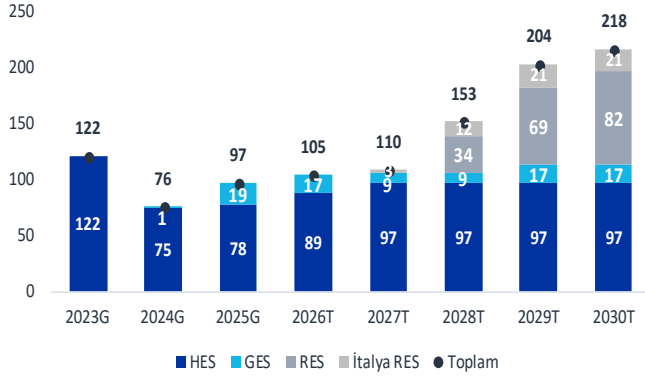
**+55MW Depolamalı GES

Şekil 5: Toplam Üretim (GWs)

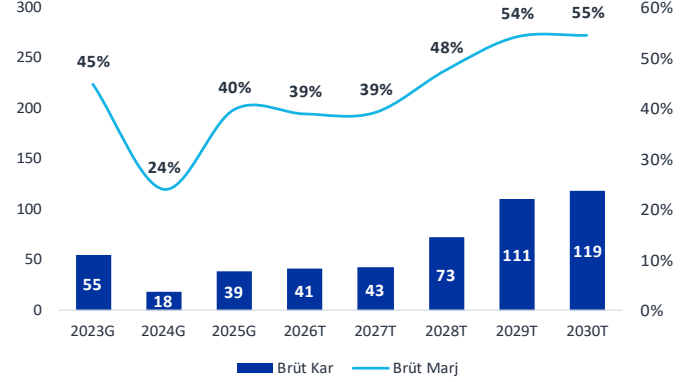


Mevcut kurulu güç önce 2026 yılının ikinci yarısında Bağıştaş'ı hibrite çevirecek 61MW GES santralinin devreye girmesiyle 549MW'a çıkacak. Devamında 2027 yılında yurtdışı RES santrallerinin devreye girmesi ve yurtdışı santrallerin başlayan inşaatı ile toplam kurulu güç 1.142MW'a ulaşarak 2030 yılında şirketin elektrik üretimi %150 artış ile 3GW seviyesini görecek.

Şekil 6: Net Satışlar (mn USD)



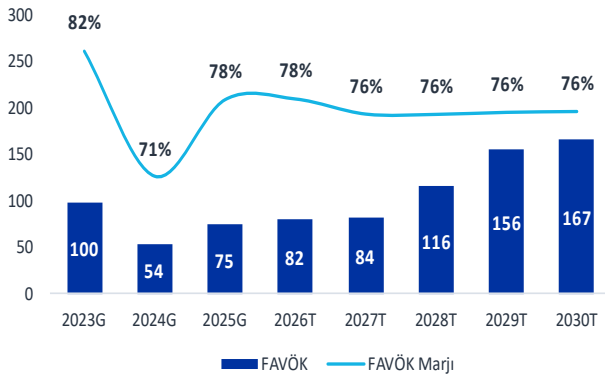
Şekil 7: Brüt Kar (mn USD)



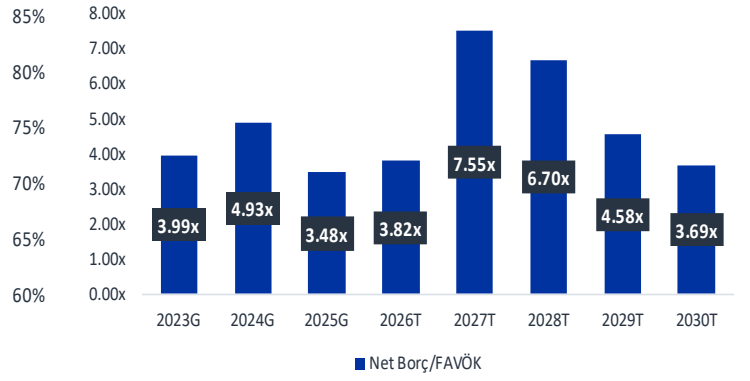
2023 sonrası hem elektrik fiyatlarındaki düşüş hem de YEKDEM sürelerinin bitmiş olması hem de düşük hidroloji kaynaklı düşen üretimler sebebiyle 2024 yılında net satışlarda gerileme görüyoruz. 2024 yıl sonunda ise devreye giren Erzin GES 82USD (9A25 finansallarından İş Yatırım hesaplaması sonucu) ortalama elektrik satış fiyatıyla 2025 yılının net satışlarında artışın lokomotif oldu. 2025 yılında full katkı veren Erzin GES'in ardından 61MW Bağıştaş Hibrit GES santrali de 2026 yılının ikinci yarısında full katkı vermeye başlayacak ve net satışlar ivme yakalayacak. Öte yandan 2024 yılında yine aynı sebeplerle ve ek olarak da Niksar'da heyelan kaynaklı bakım onarım giderlerinin de bir miktar artmasıyla brüt marjın gerilediğini görüyoruz. 2025 yılında ise hem operasyonel giderler hem de MWs başına elektrik üretim maliyetlerindeki iyileşme ile marj %40 seviyesine ulaştı. Devamında yeni santrallerin devreye girmesi ile arada ufak oynamalar olsa da uzun vadede amortisman giderlerinin de satışlara oranla küçülerek brüt marjın %54 seviyesine oturacağını tahmin ediyoruz.

İc Enterra Yenilenebilir

Şekil 8: Net Kar (mn USD)

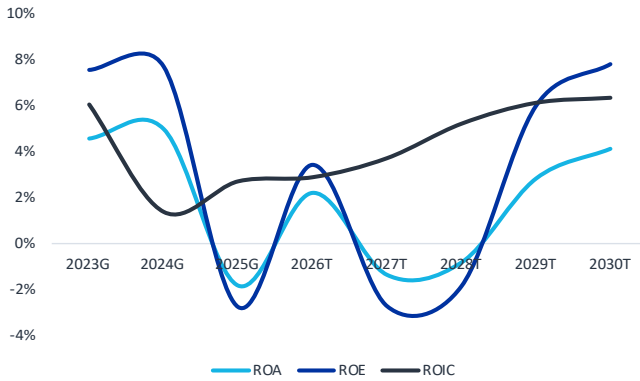


Şekil 9: Net Borç/FAVÖK

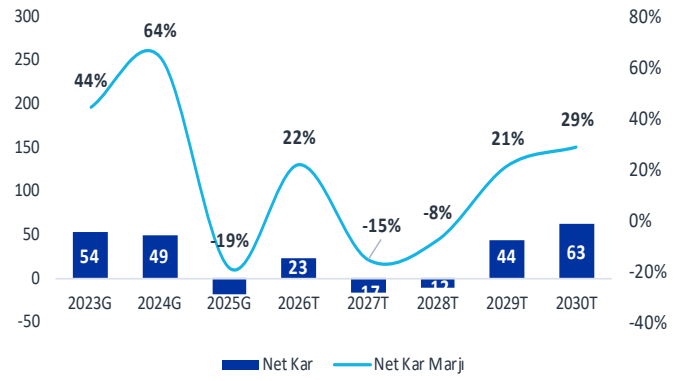


2024 yılında yine aynı sebeplerle ve ek olarak da Niksar'da heyelan kaynaklı bakım onarım giderlerinin de bir miktar artmasıyla brüt marja paralel olarak FAVÖK marjının da gerilediğini görüyoruz. 2025 yılında ise hem operasyonel giderler hem de MWs başına elektrik üretim maliyetlerindeki iyileşme ile marj %78 seviyesine ulaştı. Devamında yeni santrallerin devreye girmesi ile arada ufak oynamalar olsa da uzun vadede FAVÖK marjınının %76 seviyesine oturacağını tahmin ediyoruz. Sonuç olarak 2030 yılında 1.142MW kurulu güç tam kapasite operasyonel olacak ve \$167 mn USD FAVÖK ile \$62 mn net kar rakamına ulaşılacak.

Şekil 10: ROA, ROE, ROIC



Şekil 9: Net Borç/FAVÖK

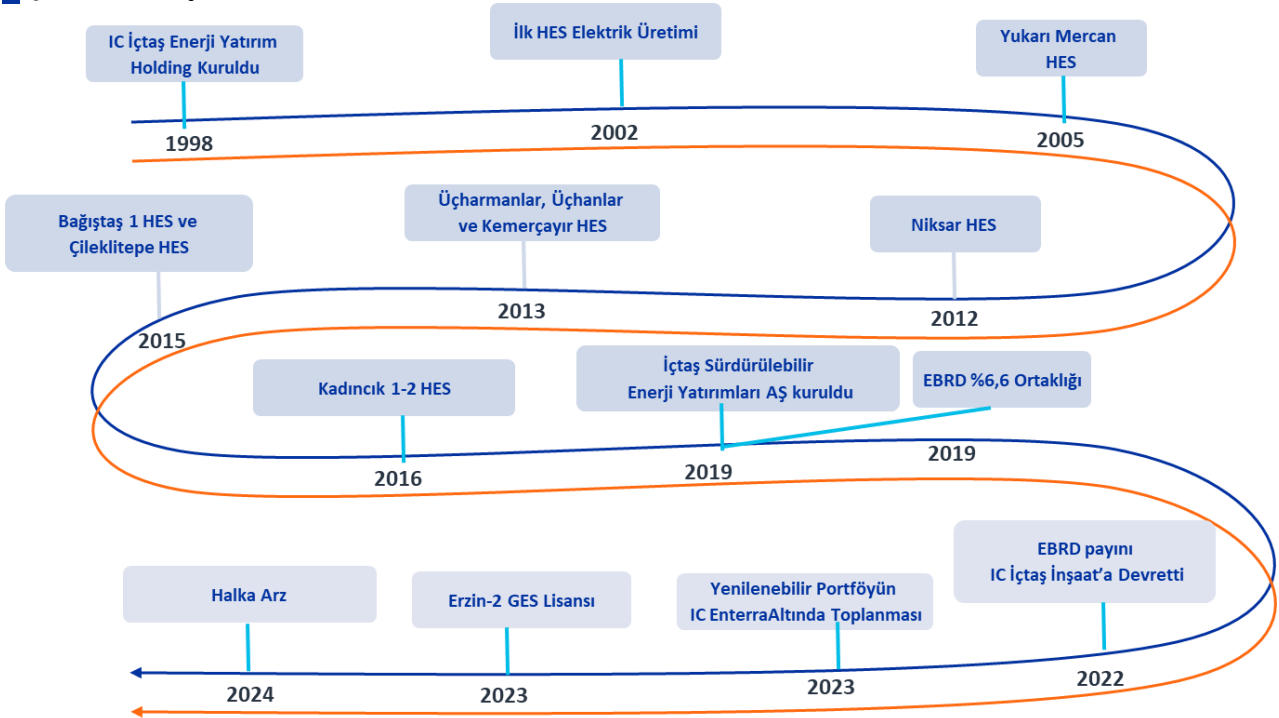


Net kar ise yüksek finansman giderleri sebebiyle bir miktar baskılanıyor. 2025 yılında maddi duran varlık yeniden değerlemesi etkisi ile net zarar kaydedildi. 2026 yılında net karın bir nebze toparlanacağını öngörsek de yeni yatırımların hızlanmasıyla artacak borçluluk karlılık üzerindeki baskısını artıracak. Böylece Net Borç/FAVÖK oranı 2027 yılında 7x seviyesinde pik yaptığında 2027 ve 2028 yılında finansman gideri kaynaklı net zarar öngörüyoruz. Bu sebeple de 2030'a kadar herhangi bir temettü ödemesi beklemiyoruz. 2029 yılında ise yeni yatırımların FAVÖK katkısının gözle görülür hale geldiğinde zararın kara dönmesini ve net borç/FAVÖK oranınının 2030 yılında 3.7x gibi çok daha sağlıklı bir seviyeye düşmesini tahmin ediyoruz. Bu gelişmelere paralel olarak da 2026-2028 yılları arasında karlılık metrikleri de benzer şekilde ufak bir miktar düşerken 2029 yılında yeni yatırımların katkı vermeye başlamasıyla yukarı yönlü toparlaması ve 2030 yılına gelindiğinde özsermaye getirisi, varlık getirisi ve yatırılan sermayenin getirisi metriklerinin sırasıyla %7, %4, %6 seviyelerine ulaşmasını bekliyoruz.

ŞİRKET ÖZETİ

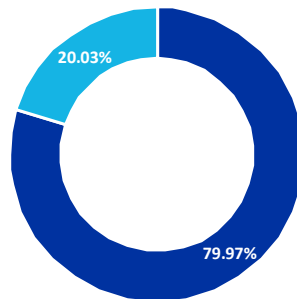
İC Enterra Yenilenebilir Enerji, hisselerinin %80'ine sahip olan ana ortağı IC Enerji Yatırım Holding'in köklü tecrübesi ve finansal gücüyle faaliyet gösteren yenilenebilir enerji üreticisidir. Şirket, halihazırda Trabzon, Erzincan, Tokat, Mersin ve Giresun illerinde yer alan 9 adet barajlı hidroelektrik santrali (HES) ve Hatay (GES) ile toplam 488 MW kurulu güce sahiptir. Kurulu gücün %80'i HES'lerden oluşurken %20'lik kısmı ise YEKA ihalesinin ardından 2025'te tam faaliyete geçen Erzin GES'ten oluşmakta. 2024 yılında halka arz olan şirket, yaklaşık 19.8 ağırlıklı ortalama portföy yaşı ve ortalama %99.8 emre amadelik oranıyla elektrik üretim sektöründe önemli bir oyuncudur.

Şekil 12: Tarihçe



Kaynak: Şirket

Şekil 14: Ortaklık Yapısı



■ IC İÇTAŞ ENERJİ YATIRIM HOLDİNG A.Ş. ■ HALKA AÇIK

Kaynak: Şirket

IC Holding bünyesindeki IC İçtaş Enerji Yatırım Holding A.Ş. şirketin %79,97'sine sahipken %20,03'lük kısmı ise halka açıktır.

Şekil 15: IC Holding Grup Şirketleri



Kaynak: IC Holding

IC Holding

Temelleri 1969 yılında atılan ve bugün "IC Enterra"nın IC Enerji Yatırımları Holding A.Ş. aracılığıyla hissedarı konumunda bulunan IC Holding; inşaat, enerji, turizm, altyapı ve sanayi sektörlerinde faaliyet gösteren, Türkiye'nin önde gelen stratejik yatırım gruplarından biridir. Holding, özellikle gerçekleştirdiği büyük ölçekli Kamu-Özel İşbirliği (PPP) projeleri ve uluslararası müteahhitlik yetkinliği ile tanınmaktadır. IC Holding, sadece Türkiye sınırları içinde değil, Kuzey Amerika'dan Asya'ya uzanan geniş bir coğrafyada mega projeleri başarıyla tamamlayarak global bir müteahhitlik markası haline gelmiştir. Grubun bu uluslararası tecrübesi, IC Enterra'nın yurtdışı büyüme hedefleri (özellikle İtalya yatırımları) için güçlü bir referans ve "know-how" zemini oluşturmaktadır.

Holdingin faaliyetleri stratejik olarak birbirini besleyen 5 ana sektörde yoğunlaşmıştır:

1. İnşaat ve Taahhüt: IC İçtaş İnşaat Grubun büyüme motoru olan IC İçtaş, uluslararası arenada teknik zorluk derecesi yüksek projeleri (havalimanları, köprüler, tüneller, enerji santralleri) zamanında teslim etme kapasitesine sahiptir.

Öne Çıkan Projeler: Yavuz Sultan Selim Köprüsü (3. Köprü), Kuzey Çevre Otoyolu, Akkuyu Nükleer Güç Santrali (Ana Yüklenici Ortaklığı), New York Türkevi ve St. Petersburg Yüksek Hızlı Batı Çevre Yolu.

2. IC Enerji Yatırımları Holding A.Ş., enerji değer zincirinin tüm halkalarında (üretim, dağıtım, toptan/perakende satış) aktif rol oynamaktadır.

Üretim: Yenilenebilir tarafta IC Enterra'da %80 oranındaki payı; termik tarafta ise yerli linyit kaynaklı Yeniköy ve Kemerköy santralleri (ortaklık yapısında) ile dengeli bir portföy yönetilmektedir.

Dağıtım & Perakende: Trakya Bölgesi'nde (Edirne, Tekirdağ, Kırklareli) elektrik dağıtımını üstlenen TREDAS ve perakende satış şirketi TREPAŞ ile geniş bir abone tabanına erişim sağlanmaktadır.

3. Altyapı İşletmeciliği grubun inşa ettiği dev projelerin işletilmesini kapsar.

Varlıklar: Yavuz Sultan Selim Köprüsü ve Kuzey Çevre Otoyolu işletmecisi (ICA), Zafer Havalimanı ve Karasu Limanı.

4. Turizm ve Sanayi Grup, turizm sektöründe IC Hotels markasıyla (Antalya bölgesinde lüks segment oteller) ve sanayi tarafında Treysan (prefabrik yapı üretimi) ile global pazarda faaliyet göstermektedir.

5. Gayrimenkul Geliştirme, IC Holding, inşaat sektöründeki teknik yetkinliğini gayrimenkul geliştirme alanına taşıyarak yüksek marka değerine sahip projeler geliştirmektedir.

IC Bomonti (Hilton İstanbul Bomonti): Grubun gayrimenkul alanındaki en büyük ve prestijli yatırımdır. İstanbul'un en büyük, Avrupa'nın ise sayılı otel ve kongre merkezlerinden biri olan Hilton İstanbul Bomonti Hotel & Conference Center, IC Holding tarafından geliştirilmiş ve inşa edilmiştir.

Nitelikli Konut ve Karma Projeler: Holding, sadece ticari gayrimenkulde değil, IC Çeşme Marina gibi ödüllü karma kullanım projeleri ve lüks konut geliştirmeleriyle de portföyünü çeşitlendirmektedir.

Şekil 9: Santraller ve Lisans Süreleri

Santral İsmi	Santral Tipi	Kurulu Güç	Lisans Süresi
Bağıştaş 1	HES	140.6	32.1
Kadıncık 1	HES	70	40.6
Kadıncık 2	HES	56	40.6
Niksar HPP	HES	40.2	30.7
Çileklitepe	HES	23.1	34.8
Üçharmanlar	HES	16.6	32.3
Kemerçayır	HES	15.5	31.6
Yukarı Mercan	HES	14	29.3
Üçhanlar	HES	11.9	31.6
Erzin 2	GES	100	29.5

Kaynak: Şirket

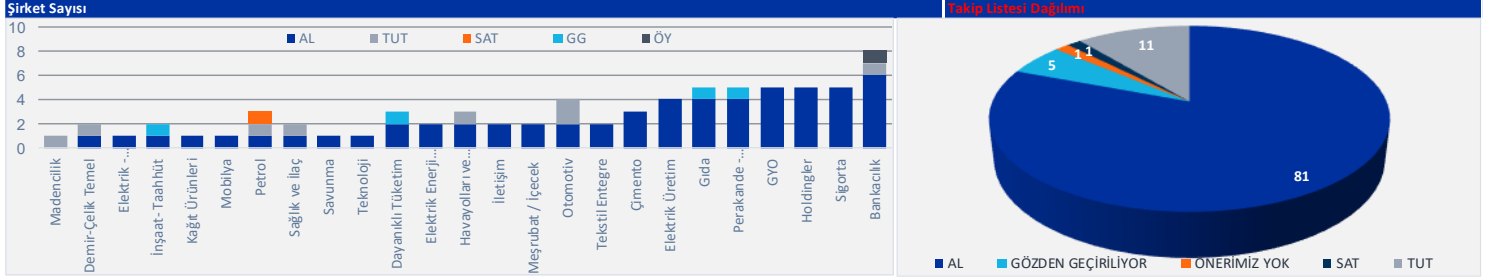
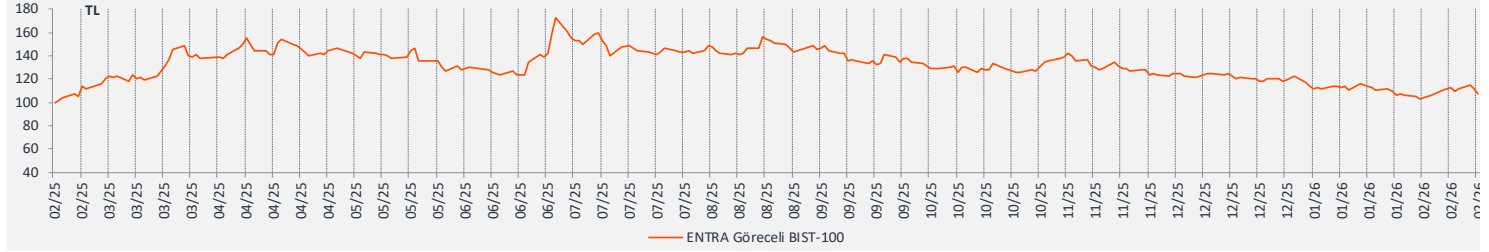
Şekil 10: Santral Lokasyonları



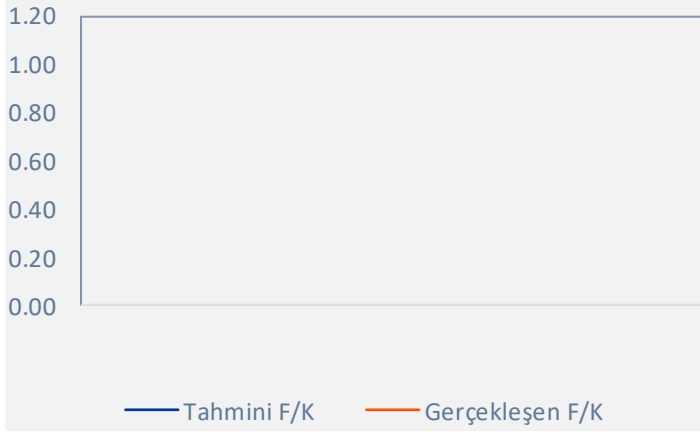
Kaynak: Şirket

İç Enterra Yenilenebilir

Göreceli Getiri / Öneriler



Tahmini F/K & Gerçekleşen F/K



Tahmini FD/FAVÖK & Gerçekleşen FD/FAVÖK

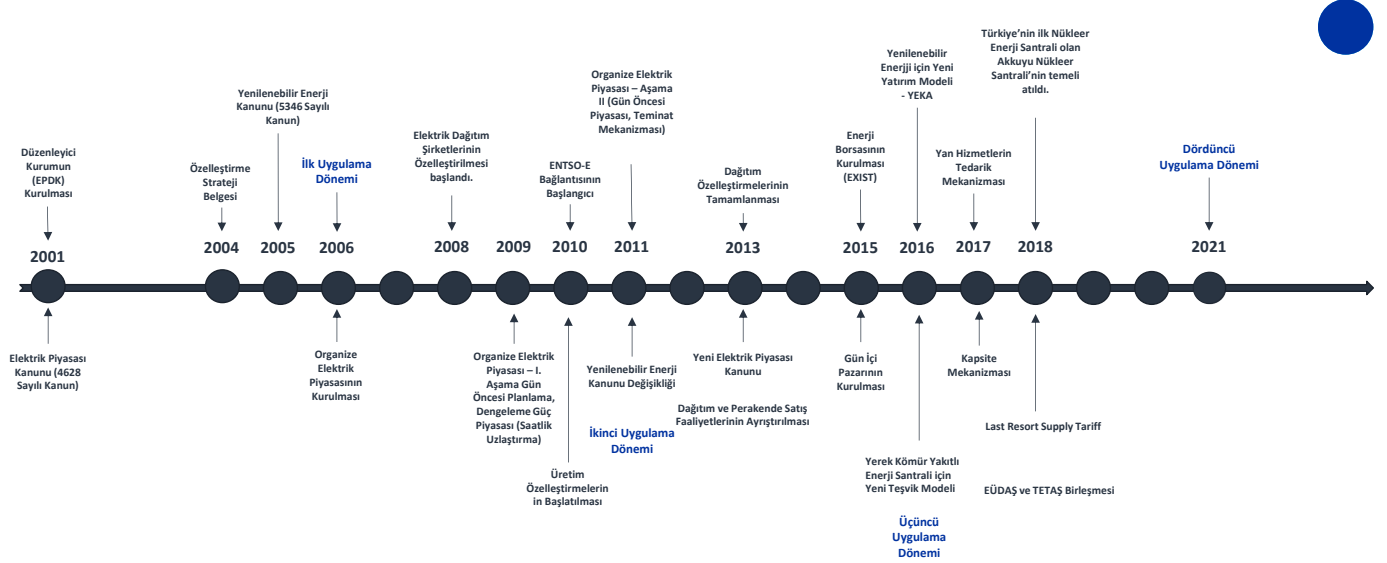


SEKTÖR ÖZETİ

Tarihçe

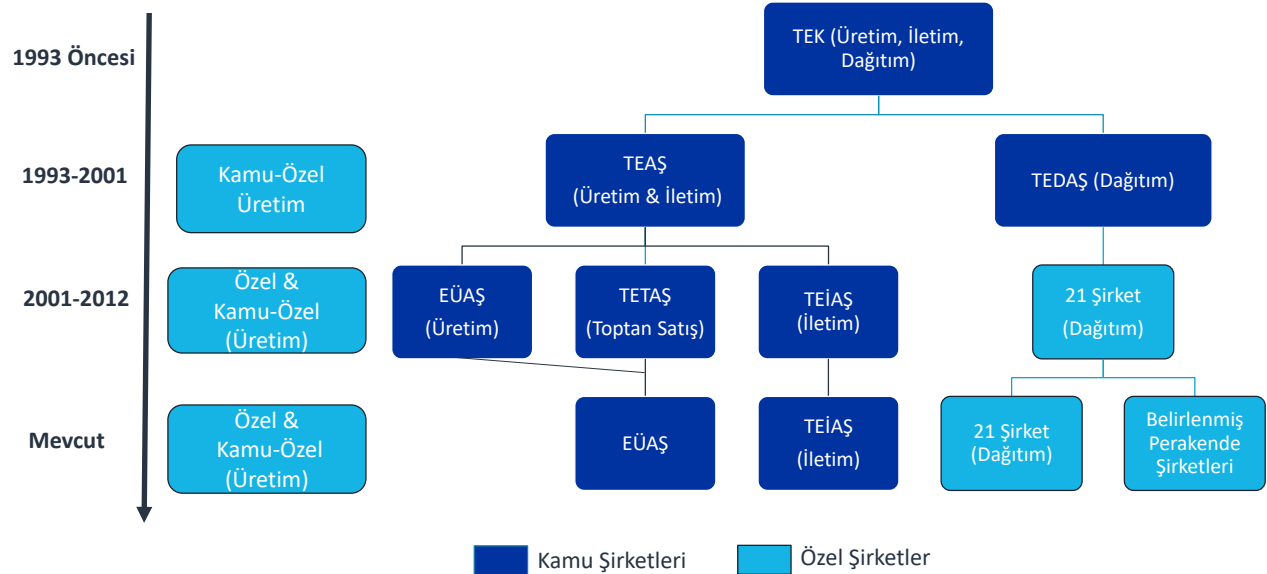
Türkiye’de elektrik piyasaları devlet tarafından temelleri atılmış ve yıllar geçtikçe serbestleştirilmiş bir piyasadır. Fakat doğası gereği sektörde kamu oldukça önemli bir rol oynamaktadır.

EPDK’nin 2001 yılında kurulması ile Türkiye’de enerji sektörünün gelişimi ivme kazanmıştır. 2006 yılında ilk 5 yıllık uygulama dönemi devreye girmiş ve şu anda 2021-2025 4.uygulama döneminde bulunmaktadır.



Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

2001 yılından itibaren özelleştirmeler hız kazanmış ve Türkiye’de enerji piyasaları olgunlaşmıştır.



Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

Piyasa Özeti

Enerji sektörü 5 başlıktan oluşmaktadır.

ÜRETİM

- Enerji üretiminin %75'i özel sektör, %25'i ise devlet tarafından gerçekleştirilir.
- Toplam kurulu kapasite Mart 2024 itibarıyla 107 GW'dir.
- Yenilenebilir enerji ve hidroelektrik enerjinin toplam elektrik üretimindeki payı %42'dir.

İLETİM

- TEİAŞ, iletim sisteminin sahibi ve işletmecisi olan devlet tekelidir.
- Yan hizmetler ve dengeleme güç piyasası, sistem güvenliği ve operasyonlarının bir parçası olarak TEİAŞ tarafından işletilir.

DAĞITIM

- Tamamen serbestleşmiş bir piyasa olarak, ana oyuncular şunlardır: Özel Tedarikçiler, Devlet İştiraki EÜAŞ, Özel Üreticiler, Dağıtım Şirketleri, Büyük Ölçekli Tüketiciler / Otomatik Üreticiler.

TOPTAN SATIŞ

- 21 dağıtım bölgesi bulunmaktadır ve özelleştirme süreci 2013 yılında tamamlanmıştır.
- Her dağıtım şirketi, kendilerine tahsis edilen coğrafi bölgede yerel bir tekel konumundadır.
- Dağıtım şirketleri, sayaç noktaları dahil olmak üzere orta-düşük voltaj dağıtım sistemlerinin sahibidir.

TÜKETİM

- Perakende piyasa oyuncuları şunlardır:
 - Ulusal tarife mekanizması kapsamında satış yapan Yetkili Perakende Şirketleri,
 - Uygun tüketicilere satış yapan Perakende Şirketleri ve Özel Tedarikçiler.
- Yıllık uygunluk sınırını (1.200 KWs/yıl) aşan tüm tüketiciler tedarikçilerini seçme özgürlüğüne sahiptir.

Elektrik Piyasaları Denetleyici ve Düzenleyici Kurumlar

ETKB

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

EPDK

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

TEİAŞ

Türkiye Elektrik İletim A.Ş., ülkedeki elektrik iletim sisteminin sahibi ve işletmecisidir. 2003 yılında Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'ndan (EPDK) "İletim Lisansı" alarak ülke çapındaki bölge müdürlüklerinin ve yerel sevkیاتların yönetiminin sorumlusu olmuştur. Ayrıca, güç dengeleme piyasasının ve yan hizmetler piyasasının işletilmesinden de sorumludur.

EÜAŞ

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.

EPIAŞ

İstanbul Enerji Borsası, yurt içinde gün öncesi, gün içi, vadeli elektrik işlemleri, doğal gaz spot, vadeli doğal gaz işlemleri ve dengeleme piyasalarının işletilmesinden sorumlu piyasa işletmecisi olup, 18 Mart 2015 tarihinden itibaren spot piyasalarda serbest tüketicileri yönetilir. Ayrıca EPIAŞ, YEK-G sistemi ve YEKDEM gibi yenilenebilir enerji ile ilgili operasyonları yönetir. Ayrıca EPIAŞ Şeffaflık Platformu ile elektrik ve doğal gaz piyasalarına yönelik kapsamlı, gerçek zamanlı veriler sağlamaktadır. Bu platform, bu piyasalarda şeffaflığın yanı sıra piyasa katılımcıları için verilere eşit erişim sağlamaktadır.

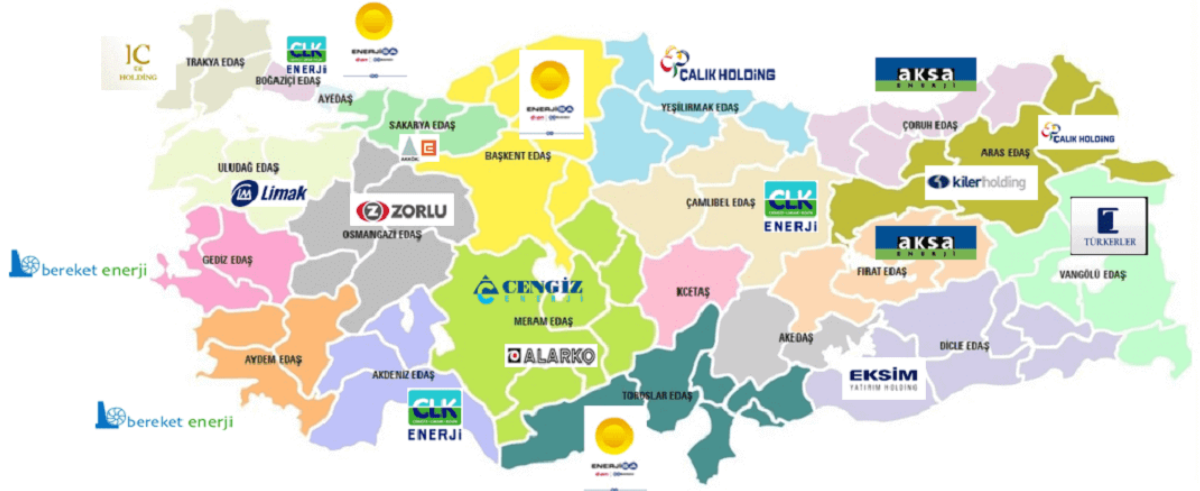
Dağıtım ve İletim

Elektrik dağıtım işi 2009 sonrası önemli ölçüde özelleştirilmiş ve 21 dağıtım bölgesine ayrılmıştır.

Yatırımcı	Dağıtım Şirketi	Pazar Payı	Özelleştirme Tarihi	İhale Bedeli (\$ mn)
Enerjisa	AYEDAŞ (1)	23.9%	29 Ocak 2009	1225
	BAŞKENT (2)		1 Ağustos 2013	1227
	TOROSLAR (3)		1 Ekim 2013	1725
	BOĞAZİÇİ (4)		28 Mayıs 2013	1960
Cengiz-Kolin	AKDENİZ (5)	19.5%	28 Mayıs 2013	546
	ÇAMLİBEL (6)		3 Eylül 2010	256
	GDZ (7)		2023	
Aydem-Enerji	ADM (8)	13.5%	2008	1231
	ULUDAĞ (9)			
Limak	ULUDAĞ (9)	6.7%	3 Eylül 2010	940
İşkaya-Doğu	DİCLE (10)	6.3%	11 Şubat 2009	600
AKCEZ/SEDAŞ	SAKARYA (11)	5.1%	30 Ağustos 2009	440
Alarko Cengiz	MERAM (12)	5.4%	30 Aralık 2011	575
İC İçtaş Enerji	TRAKYA (13)	3.8%	1 Temmuz 2010	485
Zorlu Enerji	OSMANGAZİ (14)	3.6%	28 Temmuz 2013	387
AKSA	ÇORUH (15)	3.5%	6 Ocak 2011	230
	FIRAT (16)		1 Ekim 2010	227
Çalık Enerji	YEŞİLIRMAK (17)	2.8%	30 Aralık 2009	442
Kipaş Holding	AKEDAŞ (18)	2.0%	23 Temmuz 2000	
Kiler-Çalık	ARAS (19)	1.4%	21 Eylül 2012	
Kayseri + Private Players	KAYSERİ (20)	1.3%	28 Temmuz 2013	129
Türkerler	VANGÖLÜ (21)	1.1%	1 Eylül 2013	118

Bölge	DSO İsimleri	Firmalar
1	Dicle Edaş	Eksim
2	Vedaş	Türkerler
3	Aras Edaş	Çalık-Kiler
4	Çoruh Edaş	Aksa
5	Fırat Edaş	Aksa
6	Çedaş	Kolin-Cengiz
7	Toroslar Edaş	EnerjiSA
8	Medaş	Alarko-Cengiz
9	Başkent Edaş	EnerjiSA
10	Akdeniz EDAŞ	Kolin-Cengiz
11	Gdz	Aydem
12	Uedaş	Limak
13	Tredaş	İc İçtaş
14	Ayedaş	EnerjiSA
15	Sedaş	Akenerji-CEZ
16	Oedaş	Zorlu
17	Bedaş	Kolin-Cengiz
18	Kcetaş	Kayseri Municipality
19	Adm	Aydem
20	Akedaş	Kipaş
21	Yedaş	Çalık

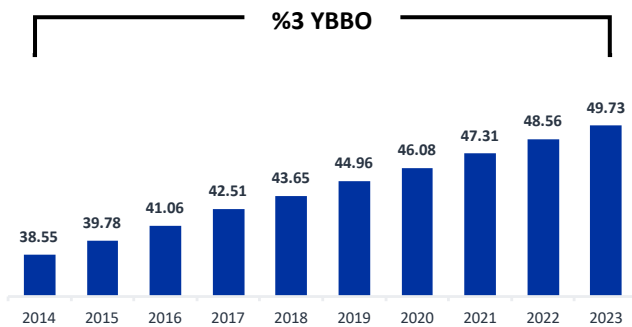
Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023



Kaynak: Türkiye Haber Ajansı

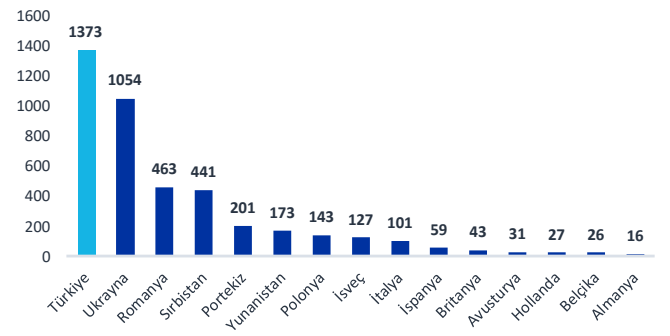
Türkiye’de kullanıcı sayısı büyürken kullanıcı başına kesinti süreleri Avrupa’nın çok üzerindedir.

Türkiye Toplam Tüketici Sayısı Büyümesi (mn)



Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

Kullanıcı Başına Ortalama Kesinti Süresi



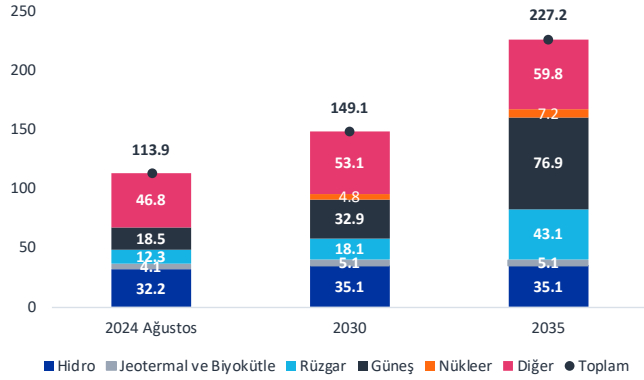
Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

Üretim

Kurulu Güç

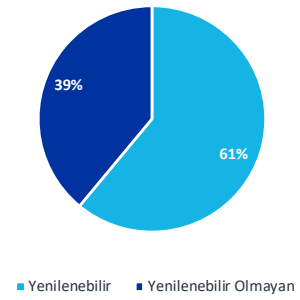
Türkiye’de kurulu kapasitede en büyük pay hidroelektrik santrallerine aittir. Bunu doğal gaz santralleri takip ederken kömür santralleri de %20.3 gibi büyük bir paya sahiptir. Bakanlık tarafından ulusal enerji planına göre 2035’e kadar rüzgar ve güneş santrallerinde büyük pay artışı beklenirken, 2025 yılında da ilk nükleer enerji santralinin elektrik üretiminde aktif rol oynayacağı görülüyor. 2035 yılında gelindiğinde Türkiye’de toplam kurulu gücün 227,2GW’s’a ulaşması bekleniyor

2025 GES kapasite hedefine 2024 Ağustos’ta ulaşıldı ve 2035 toplam kurulu güç hedefi 227GW olarak belirlendi



Kaynak: Türkiye Uzun Dönemli İklim Stratejisi, Ulusal Enerji Planı

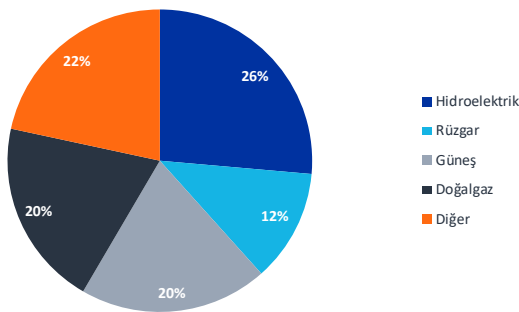
2025 Kurulu Güç Dağılımı %



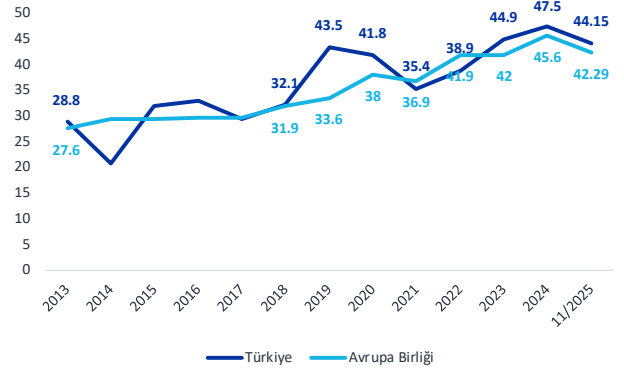
Kaynak: TEİAŞ, YTBS

Kurulu güçte en büyük payın hidroelektrik santrallere ait olması elektrik piyasasının yağış şiddet ve sıklığından ciddi anlamda etkilenmesine neden olmuştur.

2025 yılında toplam kapasitede yenilenebilir enerji payı %61’a ulaşırken üretimdeki payı %44 seviyesinde.



Kaynak: TEİAŞ YTBS

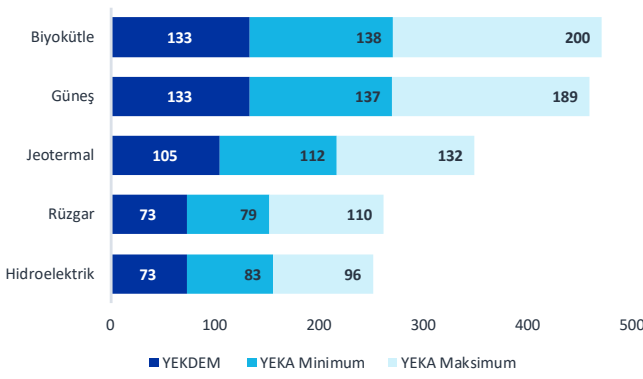


Kaynak: EMBER

Hidroelektrik santrallerinin büyük bir paya sahip olması yenilenebilir enerji üretiminin toplam üretimdeki payında ciddi dalgalanmalara sebep olmuştur.

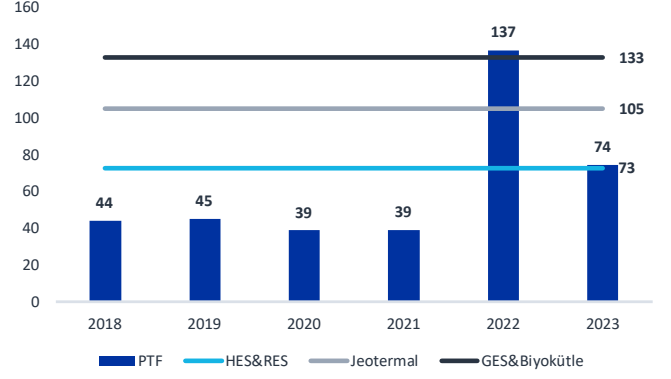
İc Enterra Yenilenebilir

İlk YEKDEM ve Yerli Aksam Tarifesi (\$/MWs)



Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

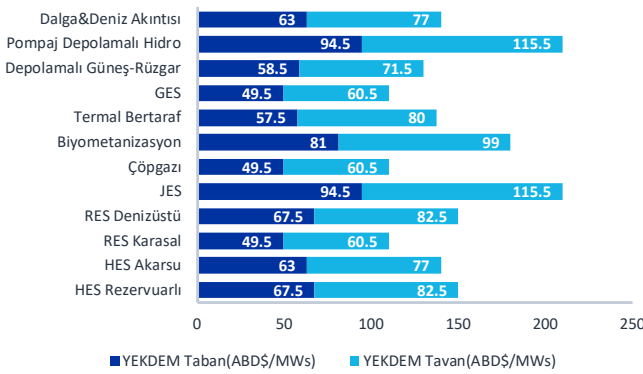
İlk YEKDEM Tarifesi ve Spot Elektrik Fiyatları (\$/MWs)



Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

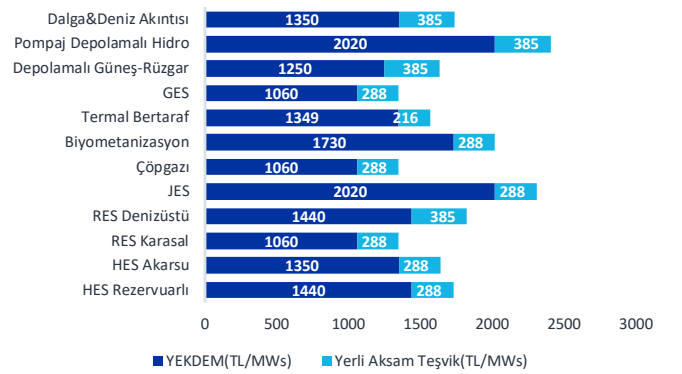
Türkiye'nin enerji dönüşümünü desteklemek adına devlet tarafından bir takım teşvikler uygulandı. Bunların en başında Yenilenebilir Enerji Kapasite Destekleme Mekanizması (YEKDEM) ve Yerli Aksam Teşvik (YEKA) geliyor. YEKDEM tarifesini elektirikte sabit fiyat garantisi sunarken YEKA, santrallerin yerli aksam oranına göre değişen yerli parçacıları da desteklemek adına ortaya atılmış bir mekanizmadır. İlk YEKDEM 2005 tarifesini 2005 yılında uygulamaya konulmuştur ve 30 Haziran 2021'e kadar açılmış olan santraller için geçerlidir. İlk tarife, dolar bazında 10 yıllık sabit fiyat garantisi verirken 5 yıllık da YEKA teşviği sunmaktadır. Tarife 2019 yılına kadar lisanssız santraller için de geçerliliğini korurken 2019 sonrasında lisanssız santraller YEKDEM kapsamından çıkarılmıştır. Türk lirasının son yıllarda ağır değer kaybı ile dolar bazındaki YEKDEM tarifesinin hazine üzerindeki baskısı artmıştır ve 1 Temmuz 2021 itibari ile YEKDEM tarifesini Türk Lirası cinsinden uygulanmaya başlanmıştır. Ardından PTF'nin YEKDEM üzerinde seyretmesi ve TL teşvik mekanizmasının yenilenebilir enerji yatırımcılarını cezbetmek konusunda yetersiz kalması nedeniyle Mayıs 2023'de dolar bazında taban ve tavan fiyat limitleri olan TL bazlı YEKDEM tarifesine geçilmiştir.

Mayıs 2023 YEKDEM Dolar Bazlı Taban ve Tavan Limitleri



Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

Mayıs 2023 YEKDEM TL Tarifesi



Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

Yeni YEKDEM tarifesinde Öne Çıkanlar

Döviz kuru riskine karşı fiyat tabanı uygulaması

Hem YEKDEM hem YEKA'da aylık eskalasyon

Eskalasyon formülünde dövizin ağırlığı arttı

Deniz üstü RES, depolamalı tesisler, PDHES, dalga ve deniz akıntısı dahil edildi

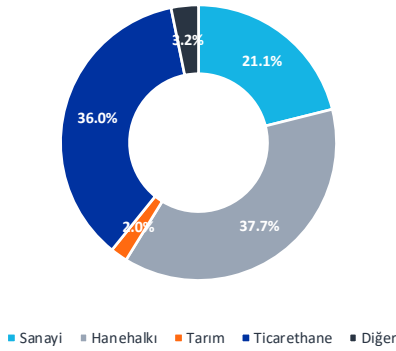
Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

Elektrik Talebi

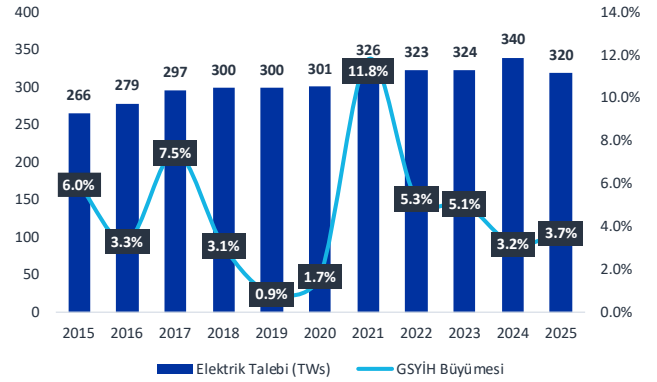
Elektrik Talebi

Türkiye, ülke ekonomisinin de büyümesiyle her geçen gün elektriğe olan talebini artırıyor. Ülkede elektrik talebinin en büyük kaynağı sanayi üretimi ve elektrik talebi reel GSYİH ile doğrudan ilişkili. Sanayi üretimini hane halkı tüketimi takip ederken tarım ve ulaşımın payı kıyasla çok düşük seviyede kalıyor. 2015 yılında 266TWS'a ulaşan toplam elektrik talebi 2025 yılı son yayınlanan Aralık verisine göre fiili tüketim 320TWS'e ulaşmıştır. Fakat son yıllarda elektrik talebi ile GSYİH büyümesi arasında ayrışma gözleniyor.

Elektrikte en büyük talep mesken tüketiminden gelmekte ve toplam elektrik talebi reel GSYİH ile büyür.



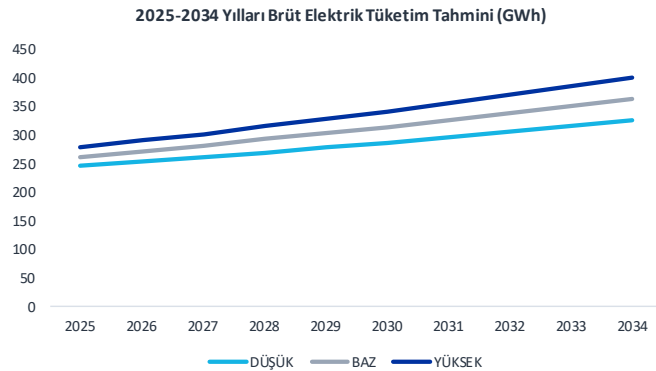
Kaynak: EPIAŞ, 2024 Yıl Sonu Yüzdesel Tüketim Verisi



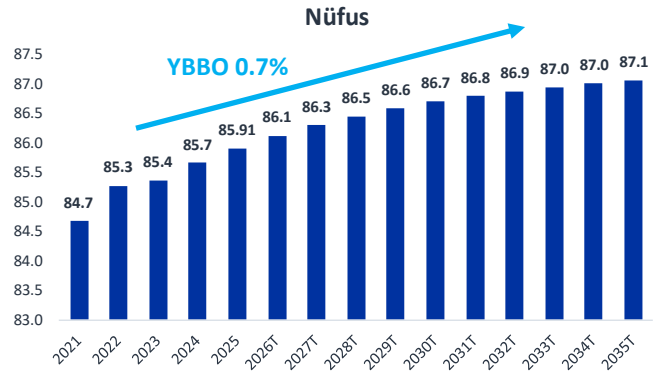
Kaynak: TEİAŞ

Tüketimdeki en büyük ikinci pay ise ticarethanelere ait. Türkiye'nin reel GSYİH büyümesinin yanı sıra hem yüksek nüfusu hem de Avrupa ortalamasının üstünde olan nüfus artış hızı Türkiye'nin elektrik talebindeki beklenen büyümedeki en büyük katalizörlerden biridir. Öngörülen nüfus ve ekonomik büyüme faktörleri göz önüne alındığında farklı senaryolara göre elektrik talebinin 2032'de 400TWS ile 490TWS arasında olması bekleniyor.

2034'de nüfusun 94.3 milyon kişiye ve toplam talebin 400 TWS ile 490TWS olması bekleniyor.



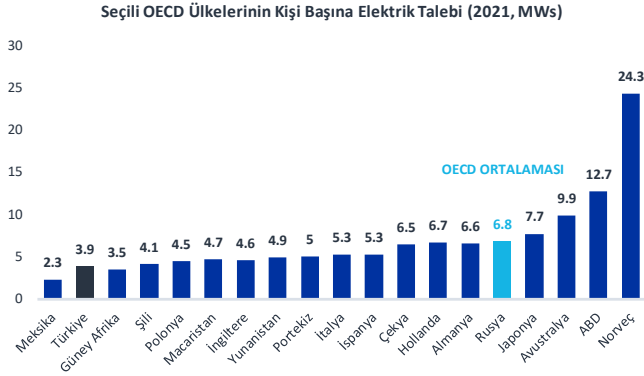
Kaynak: TEİAŞ Talep Tahmin Raporu



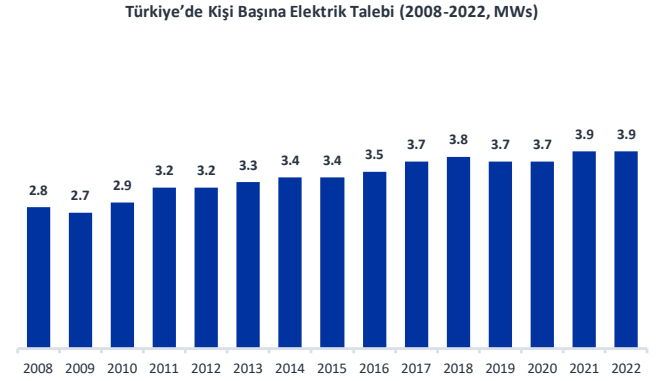
Kaynak: TÜİK, İş Yatırım

Türkiye nüfusu 2023 yıl sonu itibarıyla 86 milyonu aşmış ve önümüzdeki 10 yılda %0.7 YBBO seviyesinde büyümesini tahmin ediyoruz. 2022 yılında Türkiye kişi başı elektrik talebi 3.9 MWS'e ulaşırken bu rakam OECD ortalaması olan 6.8MWS'in oldukça altında seyrediyor.

Türkiye kişi başına elektrik talebi 3.9MWs ile OECD ortalamasının oldukça altındadır.

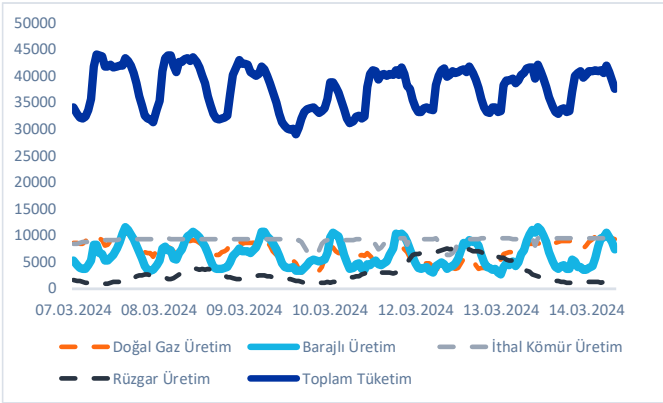


Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

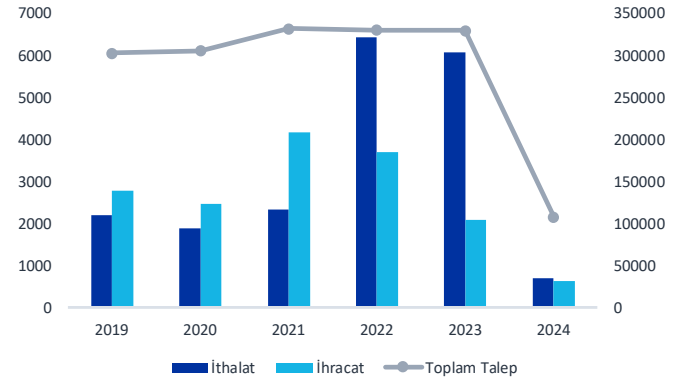


Kaynak: PwC, Türkiye Elektrik Piyasasına Genel Bakış 2023

Puant talebi karşılamakta hidroların katkısı büyük



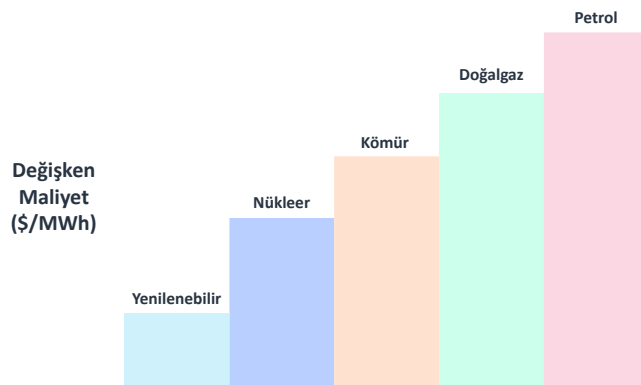
Kaynak: EPIAŞ, Talep ve Üretim



Kaynak: TEİAŞ, Brüt Elektrik Talebi

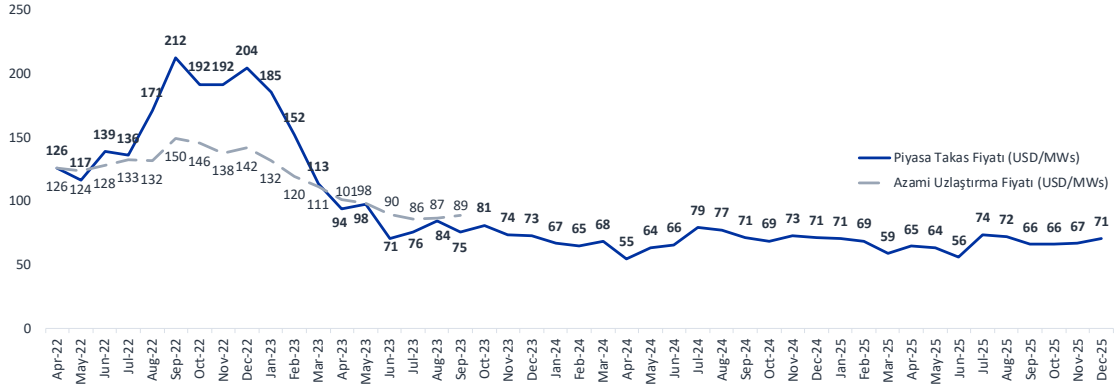
Türkiye’de 2023 yılında toplam elektrik talebi 330 GWs olarak kaydedildi. Toplam talebin ise sadece %1.8’i ithal edildi.

Hidroelektrik santralleri, yüksek emre amade ve kapasite kullanım oranları ve düşük maliyetlerinden dolayı sistemdeki puant talebi karşılamakta önemli bir rol oynuyor. Özellikle rezervuarlı hidro santrallerin yan hizmetler piyasalarına katılması sistemi dengede tutarak talep hareketlerine paralel bir tepki verilmesine olanak sağlıyor. Hidrolar puant talebi karşılamakta başarılı olsalar da yağış sıklığına bağlı üretim verimliliği doğalgaz santrallerini hidrolardan daha güvenilir bir kaynak yapıyor. Bu yüzden “merit-order” diye adlandırdığımız elektrik fiyatlarını belirleyen sistemde doğalgazların düşük sabit maliyetli ama yüksek değişken maliyetli yapısı elektrik fiyatlarına ciddi anlamda etki ediyor.



Kaynak: Good Energy

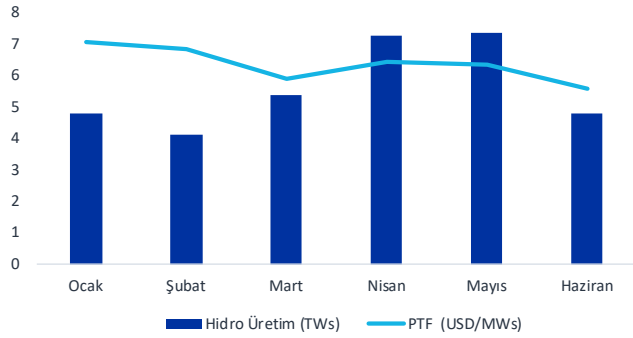
Elektrik Fiyatları



Elektrik fiyatlarında 2022’de yukarı yönlü şokun etkisini sınırlandırmak amacıyla Azami Uzlaştırma Fiyatı (AUF) uygulaması getirilmiş ve 2023 Eylül ayında kaldırılmıştır. Ukrayna-Rusya savaşı sonrası artan doğalgaz fiyatları Türkiye’de %30’a yakın doğalgaz kapasitesi göz önüne alındığında elektrik fiyatlarına yukarı yönlü bir baskı uyguladığı gözlenmiştir. Normalleşen koşullar ile elektrik fiyatları Şubat 2025 yıl ortalamasının 67\$ seviyelerine geldiğini görebiliyoruz. Koşulların normalleşmesinin yanı sıra fiyattaki düşüşte yeni yağmur yılında artan yağışların etkisi de göz ardı edilmemelidir. Kurulu güçte en büyük payın hidroelektrik santrallere ait olmasını hatırlatacak olursak da Türkiye’de elektrik fiyatlarındaki dalgalanmanın yağış sıklığı ile ilişkisini daha iyi anlaşılabilir.

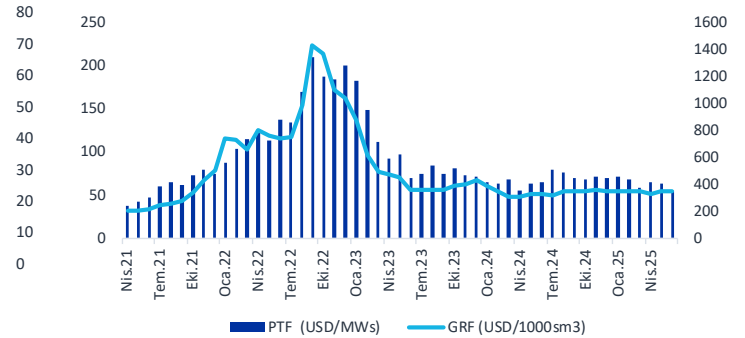
Hem hidroların hem de doğalgaz fiyatının PTF üzerindeki etkisi net bir şekilde görülebilir.

2025 PTF ve Hidro Üretim ilişkisi



Kaynak: EPIAŞ

GRF ve PTF Fiyat ilişkisi



Kaynak: EPIAŞ

Türkiye Karbon Piyasası

Karbon piyasası, sera gazı emisyonlarını azaltmak ve bu azaltım maliyetini düşürmek amacıyla oluşturulmuştur. Bu piyasa, hükümet, yatırımcılar veya işletmeler tarafından sağlanan emisyon azaltımlarına karşılık gelen karbon kredilerinin ticaretinin yapıldığı zorunlu ve gönüllü mekanizmalardan oluşur. 2005 yılında yürürlüğe giren Kyoto Protokolü, karbon ticaret piyasasının doğuşu ve küreselleşmesinde önemli bir rol oynamıştır. Protokol, emisyon azaltım taahhüdünde bulunan ve aralarında Almanya, ABD, Fransa, Kanada gibi sanayileşmiş ülkeleri EK-B listesinde toplamıştır. Ancak Türkiye'nin, 2009 yılında protokole taraf olmasına rağmen, EK-B listesi oluşturulurken henüz BM İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'ni onaylamamış olduğu için herhangi bir sayısal emisyon azaltım yükümlülüğü bulunmamaktaydı. Kyoto Protokolü 2020 yılında işlevini tamamlamış ve yerini 2020 sonrası dönem için Paris Anlaşması almıştır.

Paris Anlaşması, küresel sıcaklık artışını sanayileşme öncesi seviyelere göre 2°C'nin altında tutmayı ve 1,5°C ile sınırlandırmayı hedefliyor. BM İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'ne (BMİDÇS) taraf 198 ülkeden 195'i Paris Anlaşması'na taraftır.

Grafik: Karbon Piyasaları

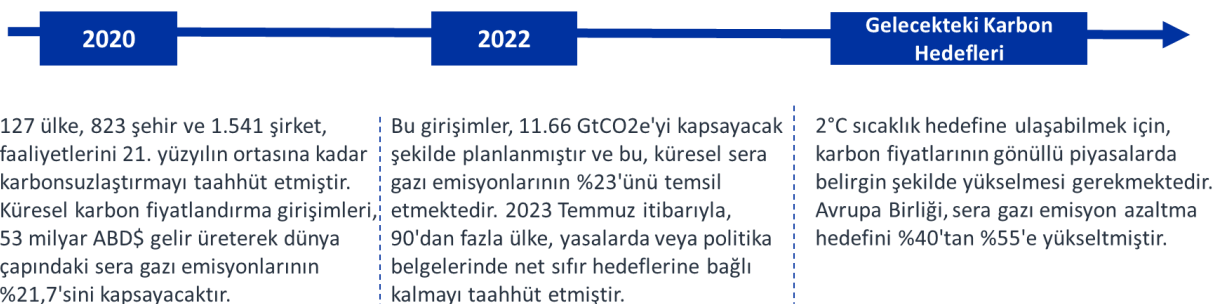


Kaynak: PwC

Karbon Fiyatlandırması

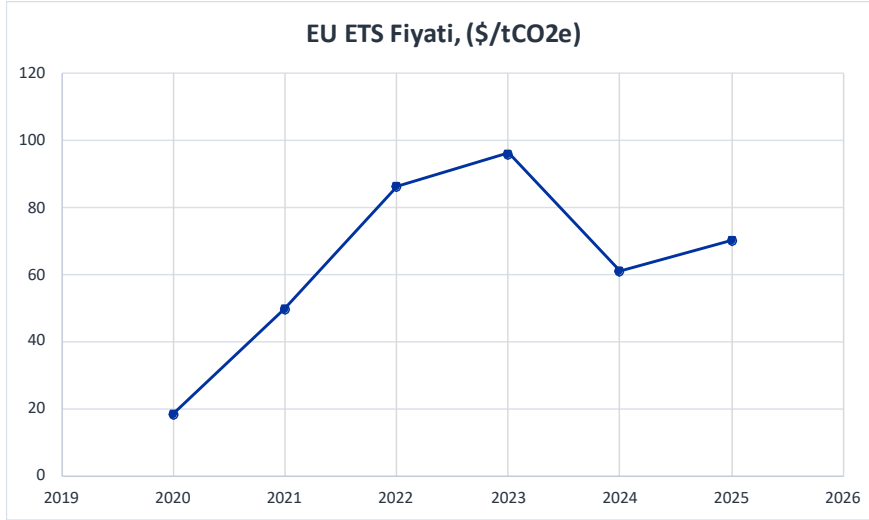
İklim değişikliği ve emisyonların maliyetini yönetmek için karbon fiyatlandırma mekanizmaları öne çıkmaktadır. Bu mekanizmaların ilk örneklerinden biri, 2005 yılında başlatılan Avrupa Birliği Emisyon Ticaret Sistemi'dir (EU ETS). Dünyanın en eski uluslararası emisyon ticaret sistemi olan EU ETS, AB'nin enerji, imalat ve havacılık sektörlerinden kaynaklanan sera gazı emisyonlarının yaklaşık %40'ını kapsar ve 27 AB üye devleti ile İzlanda, Lihtenştayn ve Norveç'te geçerlidir. Sistem, salınabilecek toplam emisyonlar için bir üst sınır belirler ve katılımcıların tahsisatlarını takas etmelerine izin verir. EU ETS, emisyonları azaltmak ve düşük karbon teknolojilerine yatırım yapmak için mali teşvikler sağlar. AB'nin 2030 emisyon azaltma hedefini %40'tan %55'e yükseltmesiyle karbon fiyatlandırması daha da önem kazanmıştır.

Grafik: Karbon Fiyatlandırma Girişimlerinin Zaman Çizelgesi



Kaynak: PwC

Grafik: Avrupa ETS Karbon Fiyatları (\$/ton)



Kaynak: Dünya Bankası

Paris Anlaşması uyarınca, Türkiye dahil tüm taraf ülkeler, azaltım, uyum, finans, teknoloji transferi ve kapasite geliştirme konularında yürüttükleri faaliyetleri içeren Ulusal Katkı Beyanlarını (UKB) her 5 yılda bir sunmakla yükümlüdür. Türkiye, 10 Kasım 2021'de Paris Anlaşması'na taraf olmuş ve COP 27'de güncellenmiş UKB'sini açıklayarak 2030 yılına kadar emisyonlarını %41 azaltmayı ve 2053 yılında net sıfır emisyonu ulaşmayı taahhüt etmiştir. Türkiye'nin emisyonlarının 2038 yılında zirve yapması öngörülmüyor.

Türkiye, henüz karbon fiyatlandırmasını uygulamamakla birlikte, potansiyel maliyetleri hafifletmek amacıyla Emisyon Ticaret Sistemi (ETS) üzerinde çalışmaktadır. 2019'da açıklanan AYM ile uyumlu olarak Temmuz 2021'de yayımlanan Yeşil Mutabakat Eylem Planı, 32 hedef içermektedir. Bu planla Türkiye iklim değişikliği ile mücadele ve düşük karbon ekonomisine geçişi hedeflemektedir. Bu girişimler, Türkiye'nin küresel pazarda rekabetçiliğini artırmayı amaçlamaktadır.

Türkiye, karbon piyasasının çerçevesini belirleyen İklim Değişikliği Kanunu ve ETS Yönetmeliği'nin hazırlığı içindedir. Orta Vadeli Program (2023-2025), SKDM'ye uyumlu bir ulusal ETS geliştirilmesini ve mevcut vergilerin karbon vergisine dönüştürülmesini öngörülmektedir.

Grafik: Temel Karbon Fiyatlandırma Araçları

Emisyon Ticaret Sistemi (ETS)	Karbon Vergisi	Offset Mekanizması
Bu sistem, karbondioksit emisyonlarının toplam seviyesini sınırlar ve düşük emisyonlu endüstrilerin kullanmadığı emisyon izinlerini daha yüksek emisyon yapanlara satma olanağı tanır.	Karbondioksit emisyonlarına doğrudan bir fiyat belirlenir ve genellikle sera gazı emisyonlar için net bir vergi oranı ya da fosil yakıtların karbon içeriğine dayalı olarak uygulanır.	Proje veya program tabanlı faaliyetlerden kaynaklanan sera gazı emisyon azaltımlarını tanımlar ve bu azaltımlar hem yerel hem diğer ülkelerde satılabilir.

Kaynak: PwC

Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması

AB, AB üyesi olmayan ülkelerde daha temiz endüstriyel üretimi desteklemek ve AB'ye giren karbon yoğun ürünlerin üretiminden kaynaklanan karbon emisyonlarına adil bir fiyat belirlemek amacıyla Karbon Sınır Düzenleme Mekanizması (SKDM) uygulamaktadır. SKDM, ithalatın karbon fiyatının yerli üretimin karbon fiyatına denk gelmesini sağlayacaktır. SKDM, DTÖ düzenlemelerine uygun olarak tasarlanmıştır. SKDM'in geçiş dönemi 2023-2025 yılları arasında olacak ve 2026 yılında tam olarak uygulanacaktır. AB Emisyon Ticaret Sistemi (ETS), SKDM'in kademeli uygulanmasıyla uyumlu olarak, AB sanayisinin karbonsuzlaştırılmasını desteklemek amacıyla serbest tahsisleri kademeli olarak ortadan kaldırmaktadır.

SKDM Geçiş Dönemi (2023-2025)

Ekim 2023'te SKDM'in raporlama gerekliliği ile uygulanması başlamıştır. Mali yükümlülükler olmadan, etkilenen şirketler SKDM'in geçiş dönemi boyunca (1 Ekim 2023 - 31 Aralık 2025) raporlar sunmak zorundadır. İthalatçılar, bu süre zarfında ithal edilen malların üretimi sırasında oluşan doğrudan ve dolaylı emisyonları doğrulamak ve kaydetmek zorundadır. Ayrıca, etkilenen AB ithalatçıları, ithal edilen SKDM mallarının miktarını, gömülü doğrudan ve dolaylı emisyonları (başlangıçta sadece çimento, elektrik enerjisi ve gübre için) ve üretimin yapıldığı ülkede ödenen karbon vergilerini detaylandıran üç aylık bir SKDM raporu hazırlamak zorundadır.

SKDM'in ilk aşamasında dahil edilen sektörler: Çimento, demir&çelik, alüminyum, gübreler, elektrik, ve hidrojen.

SKDM Yerleşik Düzen (2026'dan İtibaren)

SKDM kapsamındaki malların AB ithalatçıları, SKDM sertifikalarını satın alabilecekleri ulusal otoritelerde kayıt yaptıracaklardır. Sertifika fiyatı, AB ETS tahsislerinin €/ton CO2 emisyonu başına haftalık ortalama açık artırma fiyatı ile belirlenecektir. Her yıl, AB ithalatçıları ithalatlarında gömülü emisyonlara eşdeğer sayıda sertifikayı teslim etmek zorundadır. Ayrıca, ithalatçılar, ithal edilen malların üretimi sırasında halihazırda bir karbon fiyatı ödendiğini gösterebilirlerse, eşdeğer miktarda ödeme düşürülebilir.

Burada yer alan bilgiler İş Yatırım Menkul Değerler A.Ş. tarafından bilgilendirme amacı ile hazırlanmıştır. Yatırım bilgi, yorum ve tavsiyeleri yatırım danışmanlığı kapsamında değildir. Yatırım danışmanlığı hizmeti; aracı kurumlar, portföy yönetim şirketleri, mevduat kabul etmeyen bankalar ile müşteri arasında imzalanacak yatırım danışmanlığı sözleşmesi çerçevesinde sunulmaktadır. Burada yer alan yorum ve tavsiyeler, yorum ve tavsiyede bulunanların kişisel görüşlerine dayanmaktadır. Herhangi bir yatırım aracının alım-satım önerisi ya da getiri vaadi olarak yorumlanmamalıdır. Bu görüşler mali durumunuz ile risk ve getiri tercihlerinize uygun olmayabilir. Bu nedenle, sadece burada yer alan bilgilere dayanarak yatırım kararı verilmesi beklentilerinize uygun sonuçlar doğurmayabilir.

Burada yer alan fiyatlar, veriler ve bilgilerin tam ve doğru olduğu garanti edilemez; içerik, haber verilmeksizin değiştirilebilir. Tüm veriler, İş Yatırım Menkul Değerler A.Ş. tarafından güvenilir olduğuna inanılan kaynaklardan alınmıştır. Bu kaynakların kullanılması nedeni ile ortaya çıkabilecek hatalardan İş Yatırım Menkul Değerler A.Ş. sorumlu değildir.

Bu içeriğe ilişkin tüm telif hakları İş Yatırım Menkul Değerler A.Ş.'ye aittir. Bu içerik, açık iznimiz olmaksızın başkaları tarafından herhangi bir amaçla, kısmen veya tamamen çoğaltılamaz, dağıtılamaz, yayımlanamaz veya değiştirilemez.