

# Enerji Sektörü Eylül Ayı Bülteni

2026

AHLATCI YATIRIM

| Ortalama PTF | Lisanslı üretim | Toplam tüketim | Yenilenebilir pay |
|---|---|---|---|
| **2.742** | **27,67** | **30,64** | **52,1** |
| TL/MWh | TWh | TWh | % |

Eylül'de piyasa takas fiyatı 2.742 TL/MWh ile aylık %5,7 geriledi, ancak geçen yılın aynı ayını %0,5 aşarak ocaktan bu yana ilk kez yıllık bazda yukarı döndü. Dolar bazında 56,6 USD/MWh ile açık %14,6. Dokuz aylık ortalama 1.966 TL/MWh ile 2025'in %22,8 altında kaldı. Üretim tarafında hidrolojinin ağırlığı arttı. Barajlı hidrolik yıllık %176,1 artışla 6.982 GWh'e çıkıp sistemin en büyük kaynağı olurken doğalgaz %55,3 gerileyerek 2.921 GWh'e indi ve yenilenebilir kaynakların payı %52,1'e yükseldi. Toplam lisanslı üretim 27,67 TWh ile geçen yılın %4,2 üzerinde. Eylül'de 20 hissenin 9'u üretimini artırdı, 11'i geriletti ve net düşüşün yarısından fazlası ENKAİ ile AKENR'den geldi.

# Piyasa Görünümü

| Ortalama PTF (TL/MWh) | |
|---|---|
| 2026-07 | 2.700 |
| 2026-08 | 2.908 |
| **2026-09** | **2.742** |

| Ortalama SMF (TL/MWh) | |
|---|---|
| 2026-07 | 2.515 |
| 2026-08 | 2.906 |
| **2026-09** | **2.507** |

| PTF (USD/MWh) | |
|---|---|
| 2026-07 | 57,6 |
| 2026-08 | 61,0 |
| **2026-09** | **56,6** |

| PTF - SMF makası (TL/MWh) | |
|---|---|
| 2026-07 | 184 |
| 2026-08 | 2 |
| **2026-09** | **235** |

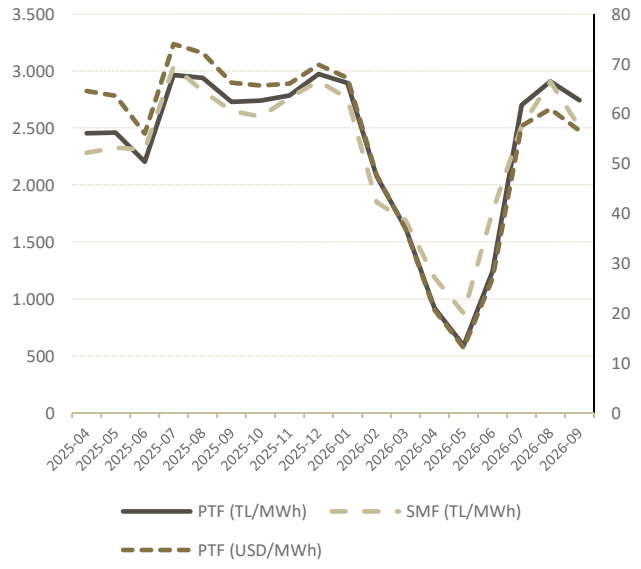
Eylül'de toptan elektrik fiyatı, yani piyasa takas fiyatı (PTF) 2.742 TL/MWh ile aylık %5,7 geriledi, ancak geçen yılın aynı ayını %0,5 aşarak ocaktan bu yana ilk kez yıllık bazda yukarı döndü. Dolar bazında ise açık sürüyor: %14,6.

Sistem marjinal fiyatı (SMF), yani sistemi gün içinde anlık dengelemenin fiyatı, daha sert düştü ve aylık %13,7 gerileyerek 2.507 TL/MWh'e indi. PTF ile arasındaki fark 2 TL/MWh'ten 235 TL/MWh'e açıldı. SMF'nin PTF'nin altında kalması, sistemde ay boyunca elektrik fazlası olduğunu ve üretimin kısıldığını gösteriyor.

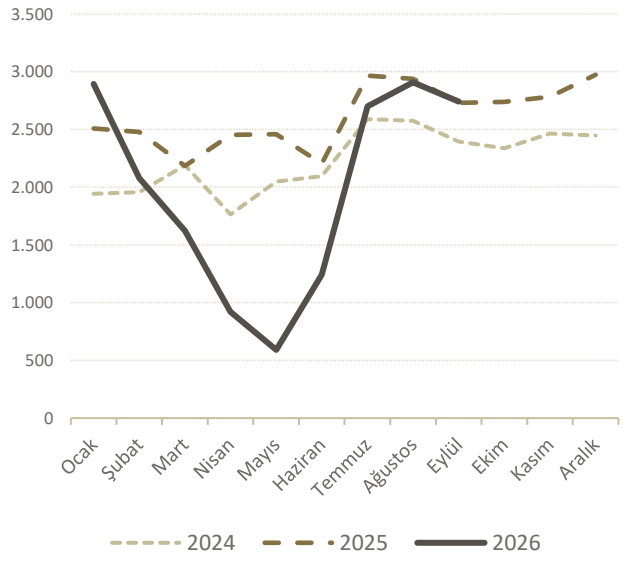
Dokuz ayın tamamında 2026 mevsimsel örüntüyü korudu ama seviyeyi koruyamadı. Ocak-eylül ortalaması 1.966 TL/MWh oldu, 2025'in aynı dönemine göre %22,8, 2024'e göre %9,5 aşağıda. 2025'in üzerine çıkabilen iki ay var, ocak ve eylül. Mayıs'ta fiyat 591 TL/MWh'e inerek geçen yılın aynı ayının dörtte birine düştü. Yüksek hidrolik üretim ile zayıf talebin üst üste gelmesi bahar aylarını tümüyle çökertti. Temmuzdan itibaren fiyat 2.700 TL/MWh'in üzerine döndü ve iki yıl arasındaki açık hızla kapandı, ağustosta fark %1,1'e indi, eylülde ise 2026 öne geçti. Yani yılın ilk yarısındaki ayrışma kalıcı bir seviye kaybı değil, hidroloji kaynaklı mevsimsel bir sapma. Bundan sonraki ölçüt, ekim-aralık döneminde 2025'in 2.700-3.000 TL/MWh bandının yakalanıp yakalanamayacağı.

Dolar bazlı seri TL tarafından farklı bir tablo çiziyor. Eylül'de 56,6 USD/MWh olan fiyat mayıstaki 13,1 dolarlık dipten dört kattan fazla toparlandı, ancak aylık %7,2 geriledi ve 2025 eylülünün 66,2 dolarlık seviyesinin 9,7 dolar altında kaldı. TL'de yıllık artış görünürken dolarda %14,6'lık kaybın sürmesi, fiyattaki toparlanmanın önemli bölümünün kur tarafından geri alındığını gösteriyor. Dolar bazlı maliyet taşıyan ya da ithal yakıtla çalışan üreticiler için etkin fiyat, TL grafiğinin ima ettiğinden belirgin biçimde zayıf.

**Aylık PTF ve SMF Seyri**
(TL/MWh ve USD/MWh)




**Mevsimsellik - Aylık Ortalama PTF**
(TL/MWh)

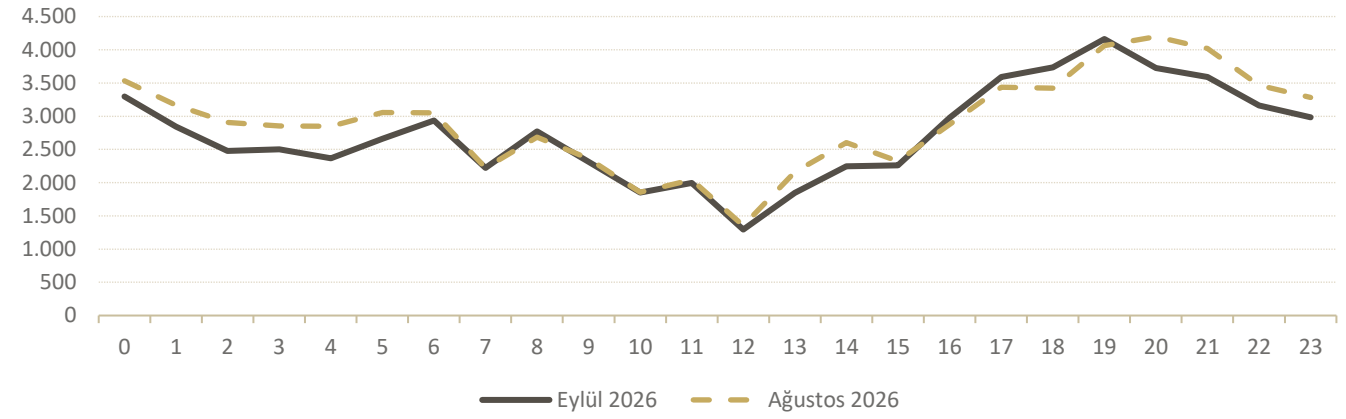


# Fiyat Hareketleri

Gün içi fiyat makası eylülde de geniş kaldı. Öğlen saat 12'de ortalama 1.294 TL/MWh'e inen fiyat akşam saat 19'da 4.162 TL/MWh'e çıktı, aradaki 2.868 TL/MWh'lik fark 3,2 katlık bir orana denk geliyor. Akşam zirvesi günlerin kısalmasıyla ağustostaki saat 20'den bir saat öne kaydı. Ağustosla kıyaslandığında en sert düşüş gece saatlerinde oldu, 00-06 arası ortalama %10,9 geriledi.

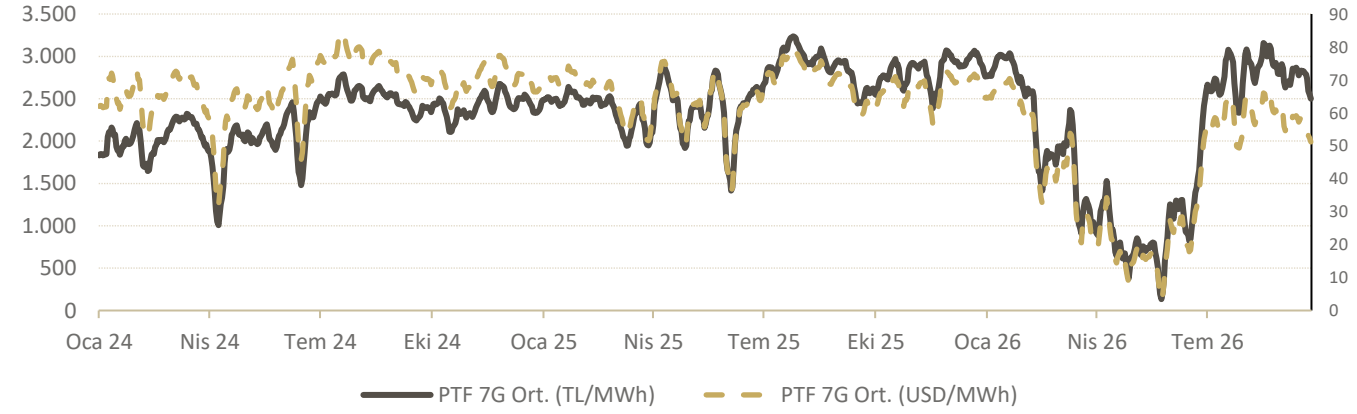
**Saat Bazında Ortalama PTF**

(TL/MWh)




**PTF - 7 Günlük Hareketli Ortalama**

(TL/MWh ve USD/MWh)



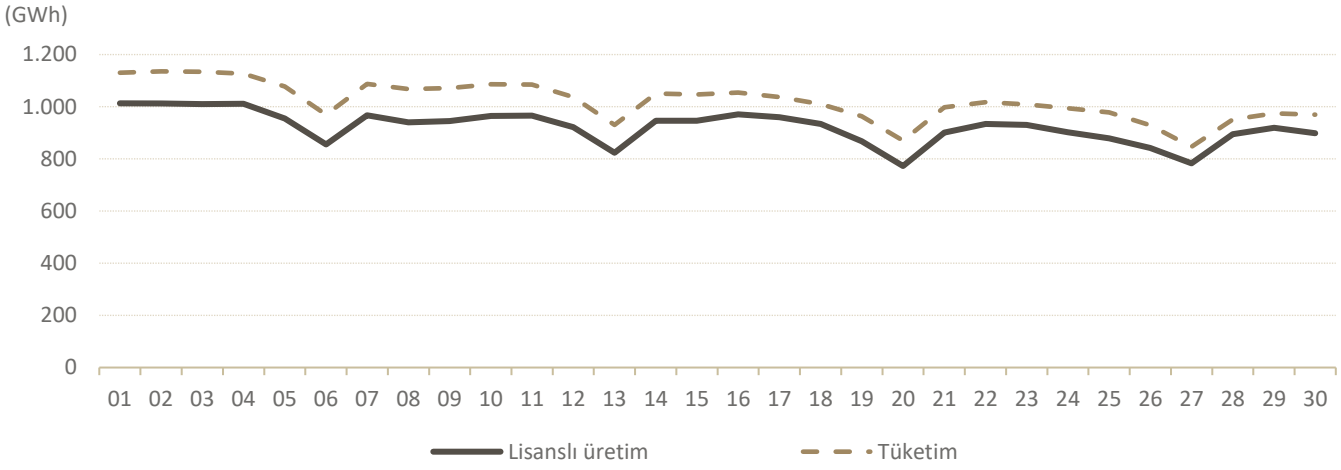

Yedi günlük ortalama mayıs sonundaki 134 TL/MWh'lik dipten sonra net bir toparlanma çizdi, ancak eylülün son haftasında yön aşağı döndü. 30 Eylül itibarıyla seri 2.498 TL/MWh ve 51,2 USD/MWh ile ayın en düşük seviyesinde. Zirve 22 Ağustos'ta 3.157 TL/MWh ile görüldü, ay sonundaki seviye bu zirvenin %21 altında. Dipten sonraki 123 günün 59'unda seri geriledi, yani toparlanma düz bir çizgi izlemedi. Toparlanmanın ilk aşaması hidrolik üretimin gerilemesiyle, ikinci aşaması yaz talebiyle geldi. Soğutma yükü azaldıkça bu destek de zayıflıyor.

İki seri arasındaki ayrışma yılın ana teması olmayı sürdürüyor. TL tarafı dipten yirmi kata yakın toparlanırken dolar tarafı 3,0 dolardan 51,2 dolara çıktı. Oransal hareket benzer olsa da son on iki ayın 72,5 dolarlık zirvesine yaklaşılamadı. Eylül boyunca TL serisi 2.498-2.923, dolar serisi 51,2-60,8 aralığında hareket etti. Ay sonuna doğru iki serinin birlikte gerilemesi, fiyatın mevsimsel olarak gevşemeye başladığına işaret ediyor. Eylül ortalaması yine de geçen yılın eylülüyle neredeyse aynı seviyede kaldı.

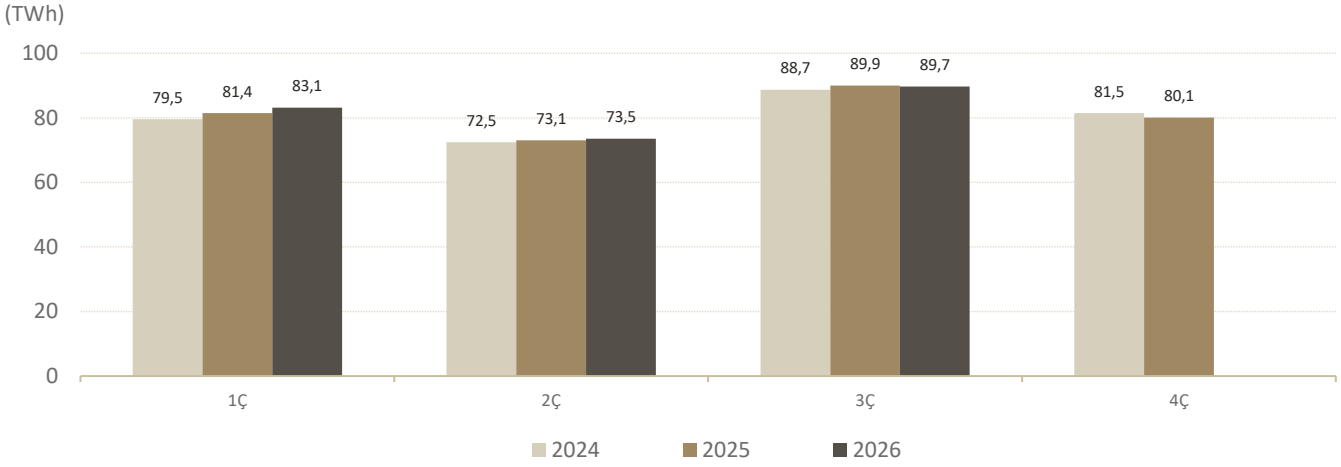
# Üretim ve Tüketim

Eylül'de lisanslı santrallerin üretimi 27,67 TWh, tüketim 30,64 TWh oldu. Aradaki 2,97 TWh'lik fark büyük ölçüde lisanssız üretimden, yani çoğu çatı ve küçük arazi güneş santralinden geliyor. Günlük üretim 1 Eylül'de 1.013 GWh ile zirveye çıktı, 20 Eylül pazar günü 773 GWh ile dibe indi. Tüketim 2 Eylül'de 1.136 GWh ile en yüksek, 27 Eylül'de 846 GWh ile en düşük seviyede.

**Günlük Üretim ve Tüketim - Eylül**




**Çeyreklik Lisanslı Üretim**




Çeyreklik üretimde üç yıldır aynı mevsimsel sıra tekrarlanıyor. En yüksek çeyrek soğutma yükünün taşıdığı üçüncü çeyrek, en düşük çeyrek ise ılıman geçen ikinci çeyrek oluyor. 2026'nın ilk çeyreği 83,13 TWh ile son üç yılın en yükseği, 2025'e göre %2,1, 2024'e göre %4,5 yukarıda. İkinci çeyrek 73,50 TWh ile 2025'in %0,6 üzerinde kalarak yatay seyretti. Dördüncü çeyrek ise iki yıldır 80-81 TWh bandında, 2024'te 81,46, 2025'te 80,10 TWh. Üç yılın on bir çeyreği içinde en yüksek değer 89,94 TWh ile 2025'in üçüncü çeyreğine ait.

Üçüncü çeyrek 89,69 TWh ile 2025'in 89,94 TWh'inin %0,3 altında, 2024'ün 88,70 TWh'inin %1,1 üzerinde kapandı, yani yaz talebi üç yıldır neredeyse aynı seviyede. Yılın ilk dokuz ayı bütün olarak alındığında 246,31 TWh ile geçen yılın 244,42 TWh'ini %0,8 aştı. Yıllar arasındaki asıl oynaklık hidroloji ve ısınma talebinin belirlediği ilk iki çeyrekte ortaya çıkıyor, dokuz aylık artışın da tamamına yakını ilk çeyrekten geldi. Son iki yılda dördüncü çeyrek üçüncünün %8-11 altında gerçekleşti, aynı örüntü sürerse yılın son çeyreğinde üretim 80-82 TWh bandına inecek.

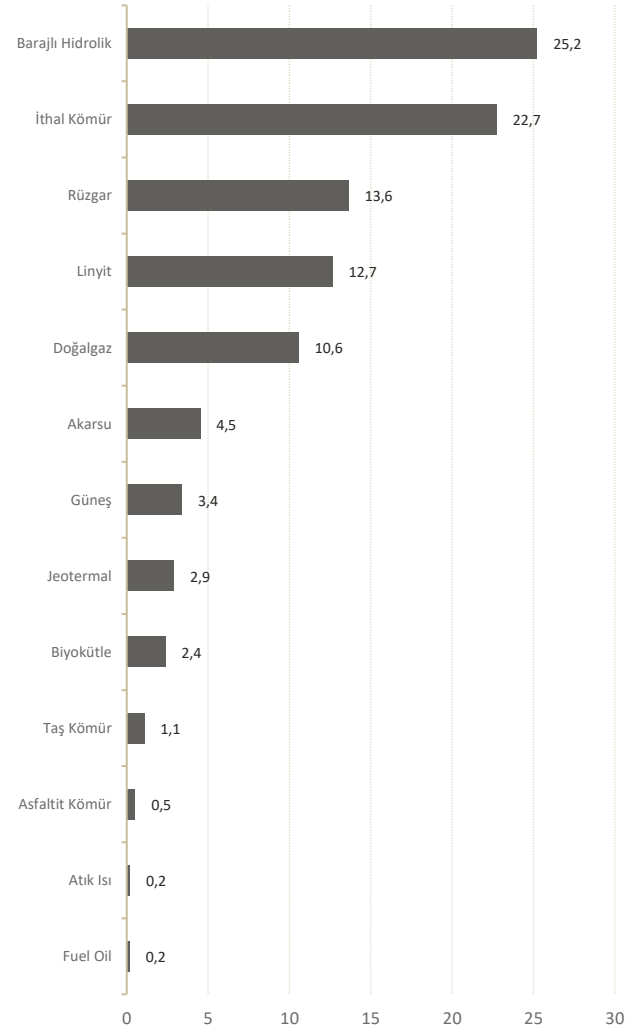
# Kaynak Bazlı Üretim

Eylül'de kaynak kompozisyonundaki değişim derinleşti. Barajlı hidrolik üretimini bir yılda %176,1 artırarak 6.982 GWh'e çıkardı ve %25,2 payla sistemin en büyük kaynağı oldu. Doğalgaz ise %55,3 gerileyip 2.921 GWh'e indi, payı %10,6'ya düştü. Bir yıl önce %24,6 payla sistemin en büyük ikinci kaynağıydı, şimdi beşinci sırada.

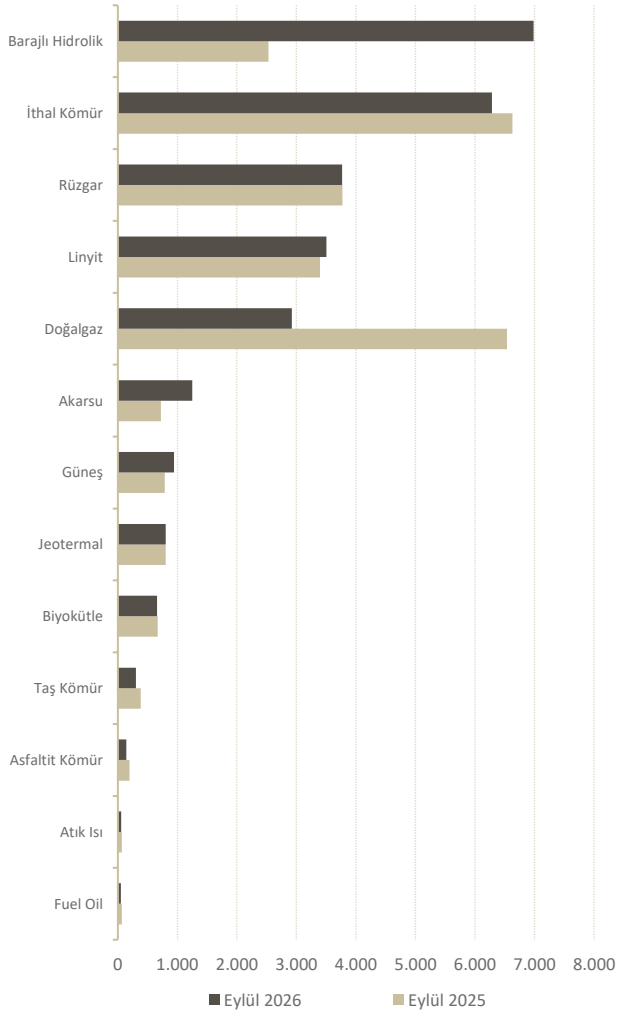
Mutlak katkıda tablo daha net görünüyor. Barajlı hidrolik sisteme 4.453 GWh eklerken doğalgaz 3.616 GWh çekti, yani suyun devreye girişi gazın çıkışını fazlasıyla karşıladı. Akarsu 527, güneş 153 ve linyit 103 GWh ile katkıyı tamamladı, ithal kömür 343, taş kömür 83 GWh geriledi. Rüzgâr ve jeotermal geçen yılla neredeyse aynı kaldı. Yenilenebilir taraftaki artışın termik taraftaki daralmayı aşması bu ay toplam üretimi de yukarı taşıdı.

Toplam lisanslı üretim 27.669 GWh ile geçen yılın 26.566 GWh seviyesinin %4,2 üzerine çıktı. Barajlı hidrolik, ithal kömür ve rüzgâr birlikte sistemin %61,6'sını karşılıyor, bu üçlünün payı bir yıl önce %48,7 idi. Yenilenebilir kaynakların payı bir yılda %35,0'dan %52,1'e çıkarken termik kaynakların payı %65,0'dan %47,9'a indi. Hidroloji lehine dönen bileşime rağmen eylül PTF'si geçen yılın %0,5 üzerinde kaldı. Yani bu ay bileşimdeki değişim fiyata önceki aylardaki kadar yansımadı.

**Üretim İçindeki Pay**
(%)




**Üretim - Bu Ay ve Geçen Yıl Aynı Ay**
(GWh)

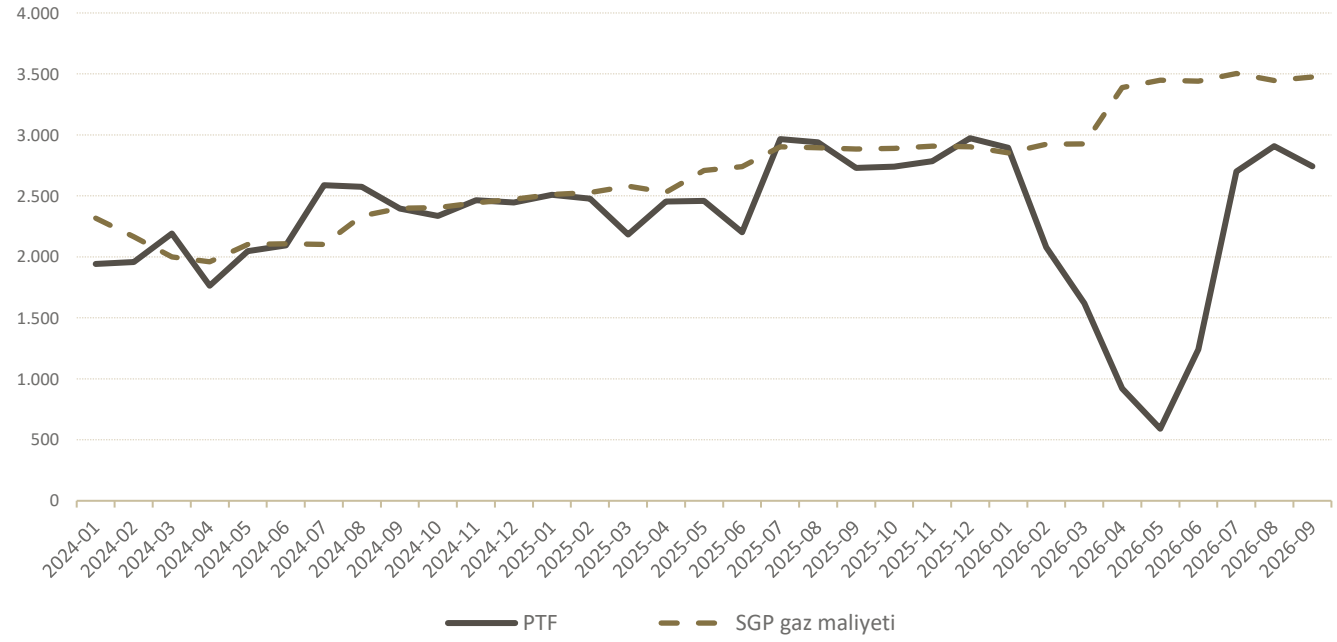


# Doğalgaz Santrali Marjı

Doğalgaz santrallerinin marjı, yani elektriği sattıkları fiyat ile yakıt maliyeti arasındaki fark, eylülde yeniden kötüleşti. Spot Gaz Piyasası (SGP) fiyatlarıyla 1 MWh elektrik üretmenin gaz maliyeti 3.475 TL'ye çıkarken PTF 2.742 TL/MWh'te kaldı, yani santraller her megavatsaatte 732 TL zarar etti. Zarar ağustosa göre 195 TL büyüdü ve bunun neredeyse tamamı fiyattan geldi, PTF aylık %5,7 düşerken gaz maliyeti yalnızca %0,9 arttı. Gazı BOTAŞ'ın tarife fiyatından alan santrallerde zarar 862 TL/MWh.

### PTF ve Gaz Maliyeti

(TL/MWh - elektrik başına, aylık ortalama)




### Aylık Marj Tablosu

(TL/MWh, son üç ay)

| Ay | PTF | Gaz Maliyeti | Marj (SGP gazı) | Marj (BOTAŞ gazı) |
|---|---|---|---|---|
| 2026-07 | 2.700 | 3.504 | -804 | -905 |
| 2026-08 | 2.908 | 3.445 | -538 | -697 |
| 2026-09 | 2.742 | 3.475 | -732 | -862 |

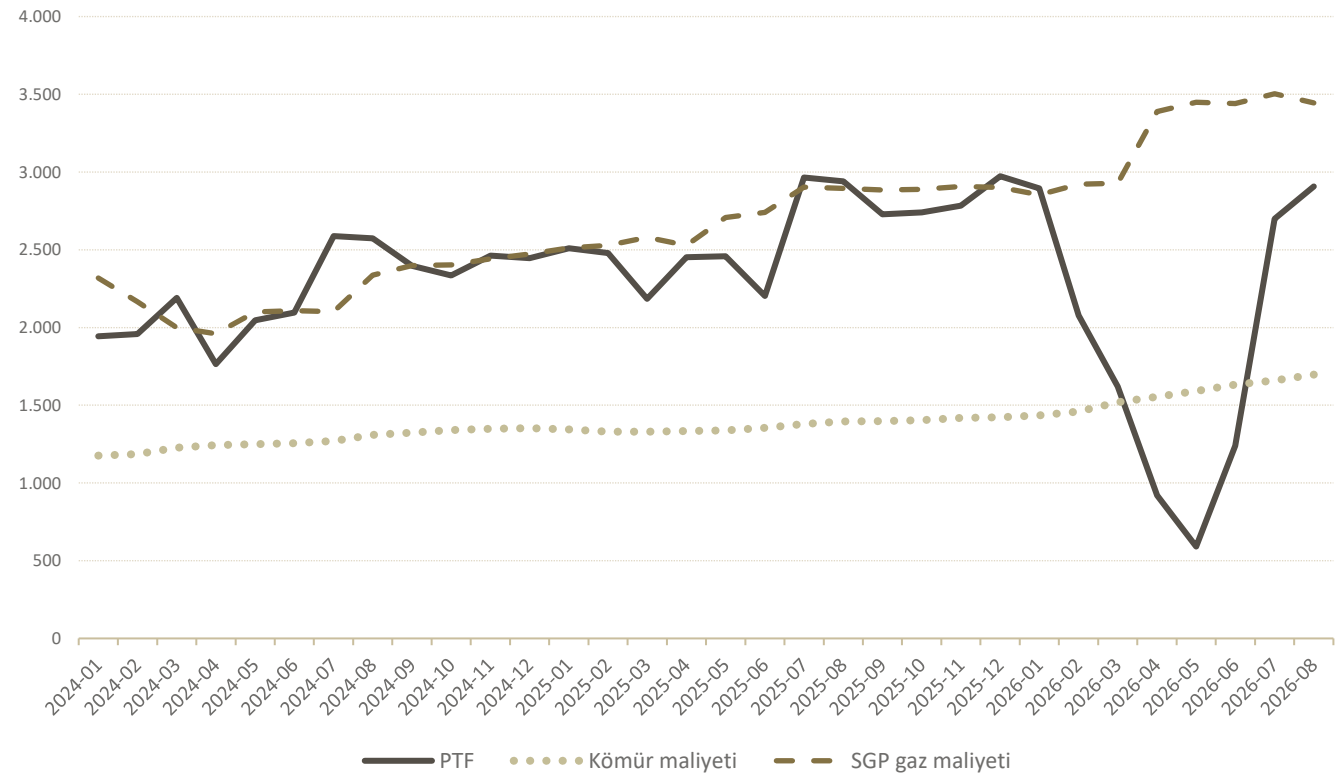
Negatif marj bu aya özgü değil, yapısal. Son on iki ayın onunda gaz marjı eksideydi ve dönem ortalaması −992 TL/MWh oldu. Pozitife geçilen tek aylar aralık ve ocak. En sert zarar mayısta −2.858 TL/MWh ile kaydedildi. Eylül'ün −732'si dönemin ortasında kalıyor ve ağustosun −538'inin gerisinde, gaz santralleri spot piyasada zararına çalışmayı sürdürüyor.

Marjın yönünü maliyet değil fiyat belirliyor. Gaz maliyeti son on iki ayda %20,5 artarak 3.475 TL/MWh'e çıktı ve nisandan bu yana 3.390-3.500 aralığında yatay seyrediyor. Mayıstan ağustosa kadarki toparlanmanın tamamı PTF'nin 591'den 2.908'e yükselmesinden, eylüldeki bozulma da PTF'nin 2.742'ye gerilemesinden kaynaklandı. Bu da gaz santrallerinin kârlılığının kendi maliyet yapılarından çok piyasa fiyatına, dolayısıyla hidrolojiye bağlı kaldığını gösteriyor.

# Kömür Santrali Marjı

Kömür santrallerinde tablo tam tersi yönde, santraller kârla çalışıyor. Dünya Bankası eylül kömür fiyatını henüz yayımlamadığı için son veri ağustosa ait. Ağustos'ta 1 MWh elektrik üretmek için gereken ithal kömürün maliyeti 1.697 TL'ye denk geldi, yani santraller PTF'den sattıkları her megavatsaatte 1.211 TL brüt marj elde etti. Marj temmuza göre 171 TL genişleyerek yılın ocaktan sonraki en yüksek seviyesine çıktı.

**PTF, Kömür ve Gaz Maliyeti**
(TL/MWh - elektrik başına, aylık ortalama)




**Kömür Santrali Marjı**
(TL/MWh, son üç ay)

| Ay | Kömür Santrali Marjı (TL/MWh) |
|---|---|
| 2026-06 | -392 |
| 2026-07 | 1.040 |
| 2026-08 | 1.211 |

Son on iki ayın dokuzunda kömür marjı pozitif ve dönem ortalaması +666 TL/MWh. Negatife düşülen nisan, mayıs ve haziran PTF'nin çöktüğü aylardı, fiyat toparlandığı anda marj da geri geldi. Aynı dönemde gaz marjı ortalaması −944 TL/MWh oldu, iki yakıt arasındaki 1.610 TL/MWh'lik makas yıl boyunca kömür lehine korundu.

Ağustos'ta gaz maliyeti 3.445, kömür maliyeti 1.697 TL/MWh oldu. Aradaki 1.749 TL/MWh'lik fark kömür santrallerinin megavatsaat başına taşıdığı avantajı doğrudan gösteriyor. Maliyet artış hızları ise birbirine yakın, kömür yıllık %21,6, gaz %19,0 arttı. Yani avantaj yakıt fiyatlarındaki ayrışmadan değil, kömürün baştan gelen seviye farkından kaynaklanıyor.

# Şirket Bazlı Kurulu Güç, Üretim ve Kapasite Faktörü

Kapasite faktörü, bir santralin fiilen ürettiği elektriğin tam güçte kesintisiz çalışsaydı üreteceğe oranıdır. Şirket bazında bu oran eylülde %5,7 ile %89,8 arasında dağıldı, ortalama %38,1, medyan %36,3. Üst uçta termik ağırlıklı IZENR (%89,8) ve CANTE (%71,5) ile jeotermal ağırlıklı ZOREN (%52,7) var, alt uçta doğalgaz portföyüyle AKENR (%5,7) ve ENKAİ (%7,5) duruyor.

Kurulu güçte yoğunlaşma yüksek. ENKAİ 4.859 MWe, AKENR 1.221 MWe ve AKSEN 1.211 MWe ile ilk üç şirket, kapsanan 14 şirketin 12.273 MWe'lik toplam kapasitesinin %59,4'ünü taşıyor. Ancak üretim sıralaması bunu izlemiyor: AKSEN 280 GWh ile listenin başında, ENKAİ 262 GWh ile üçüncü sırada, kurulu gücü ise AKSEN'in dört katı. Eylül'de doğalgaz santrallerinin düşük çalışma oranı bu ters sıralamayı tek başına açıklıyor.

**Kurulu Güç, Üretim ve Kapasite Faktörü**
(ilk 14 şirket - Kaynak: EPİAŞ, EPDK, TEİAŞ)

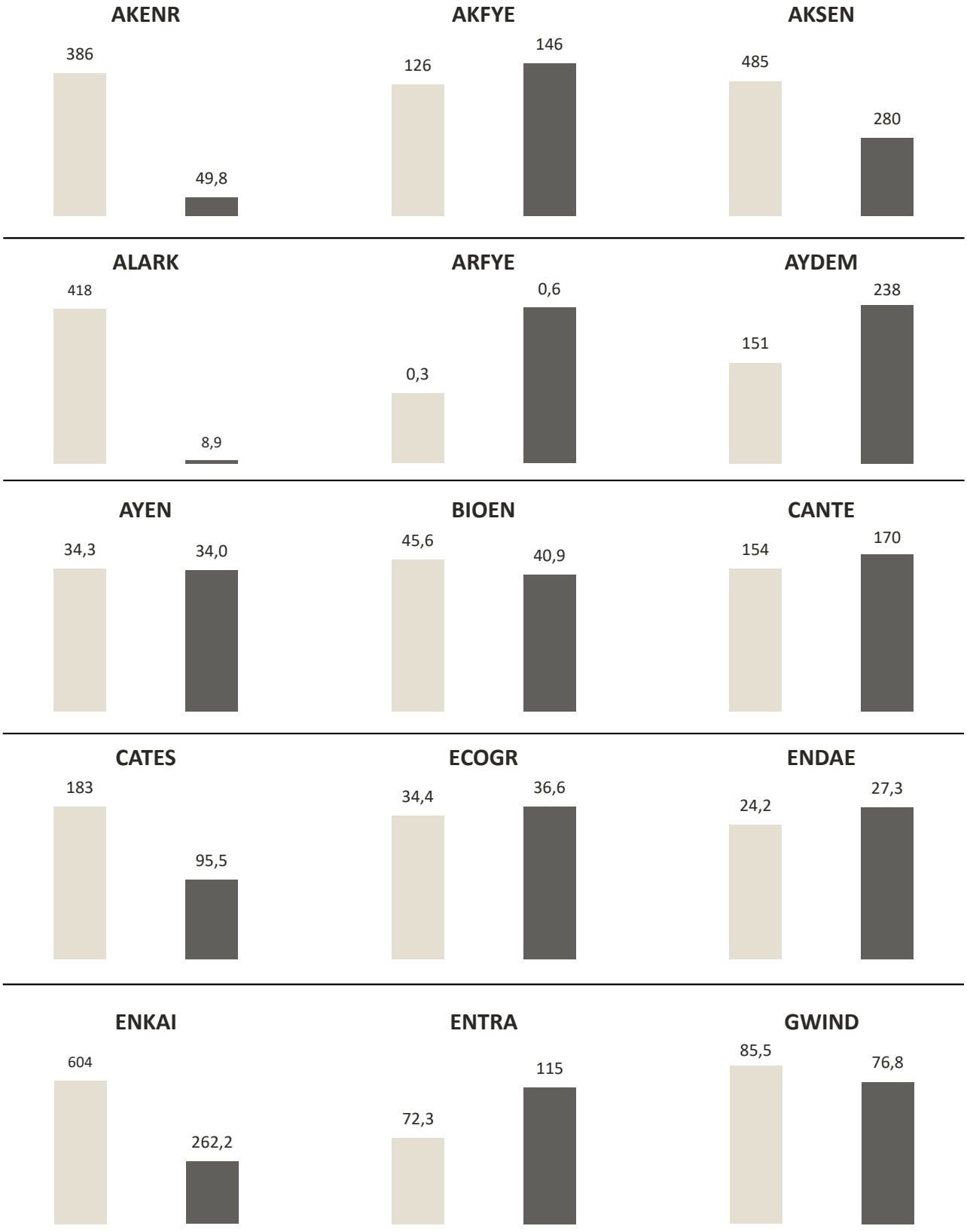
| Hisse | Kurulu Güç(Mwe) | Üretim (MWh) | Kapasite Faktörü (%) |
|---|---|---|---|
| ENKAI | 4.859,40 | 262.207 | 7,49 |
| AKENR | 1.220,82 | 49.834 | 5,67 |
| AKSEN | 1.210,50 | 279.742 | 32,10 |
| AYDEM | 1.177,43 | 237.572 | 28,02 |
| MOGAN | 940,27 | 269.558 | 39,82 |
| ZOREN | 473,46 | 179.641 | 52,70 |
| ENTRA | 460,56 | 114.777 | 34,61 |
| IZENR | 370,00 | 239.252 | 89,81 |
| CANTE | 330,00 | 169.851 | 71,49 |
| CATES | 314,68 | 95.503 | 42,15 |
| GWIND | 280,65 | 76.822 | 38,02 |
| TATEN | 224,29 | 80.913 | 50,10 |
| AYEN | 213,52 | 33.949 | 22,08 |
| ENDAE | 196,98 | 27.332 | 19,27 |

Kapsanan 14 şirketin eylüldeki toplam üretimi 2.117 GWh oldu. IZENR, CANTE ve ZOREN kurulu gücün yalnızca %10'uyla bu üretimin %28'ini karşıladı.

Kurulu güç EPDK lisans defterinden, üretim EPİAŞ lisanslı üretim verisinden alınmıştır. Kurulu güç dönem sonu fotoğrafıdır, satılan santralin üretimi seride kalır.

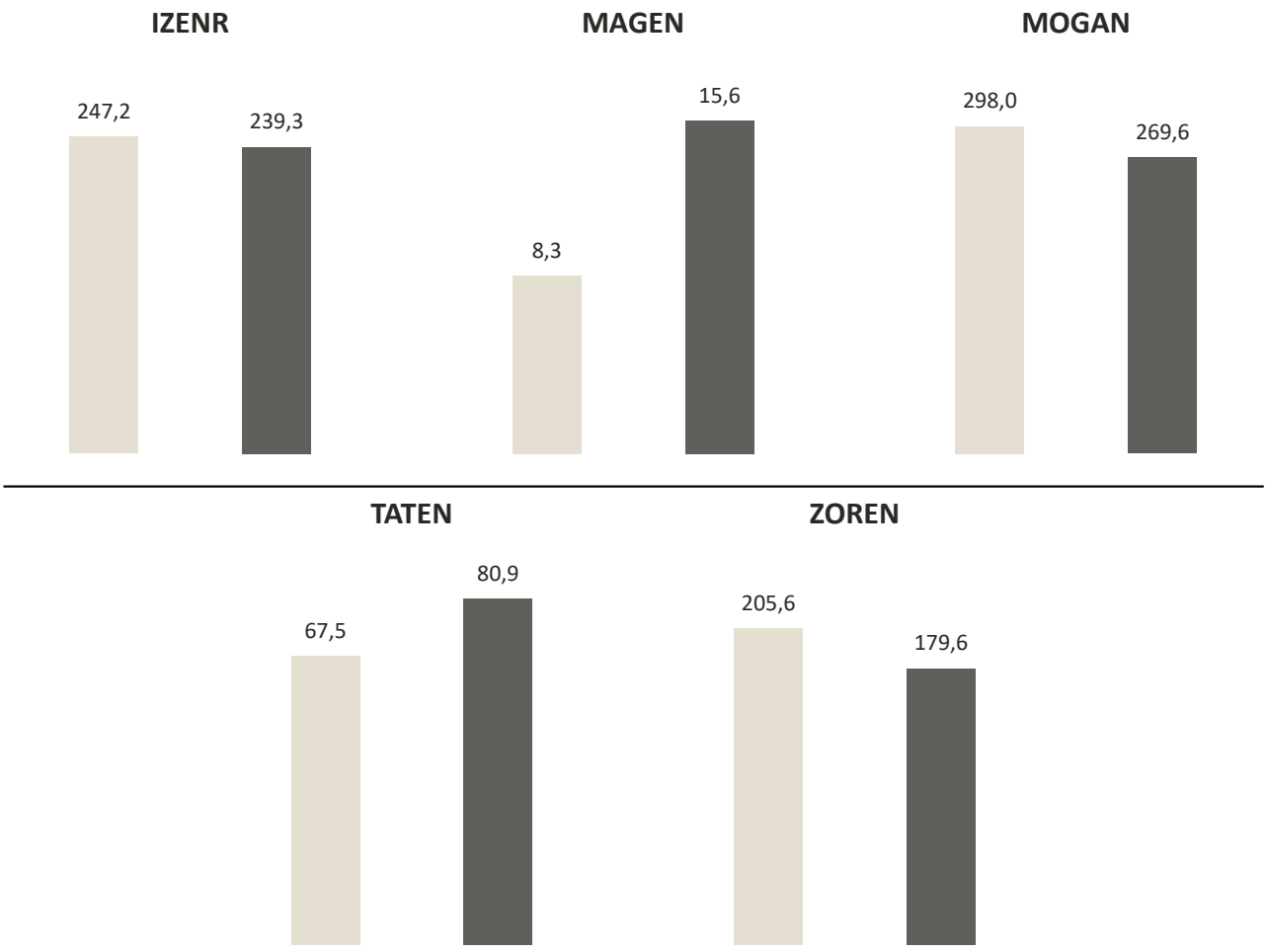
Ortak girişimlerde ekonomik pay uygulanmış, santralin tamamı değil şirketin payına düşen kısım hesaba katılmıştır. Satılan santralin üretimi satış tarihine kadar şirkette kalır, kurulu güçten ise çıkar. ALARK'ın Cenal santrali bu nedenle temmuzdan itibaren kapsam dışında.

# Şirket Bazlı Üretim 1/2




ALARK: Cenal Termik Santrali 1 Temmuz 2026'dan itibaren kapsam dışıdır, geçen yılın rakamı Cenal'i içerir.
Sol çubuk Eylül 2025, sağ çubuk Eylül 2026. Açık ton geçen yılı, koyu ton bu dönemi gösterir.

# Şirket Bazlı Üretim 2/2




Sol çubuk Eylül 2025, sağ çubuk Eylül 2026. Açık ton geçen yılı, koyu ton bu dönemi gösterir.

Eylül'de şirket bazında üretim yıllık bazda belirgin biçimde ayrıştı. Kapsanan 20 şirketin 9'u üretimini artırdı, 11'i geriletti. Toplamda üretim 3.632 GWh'ten 2.366 GWh'e, yani %34,9 düştü. Artış tarafının başını hidrolik ağırlıklı AYDEM ve ENTRA çekerken en sert gerilemeler ALARK ile doğalgaz ağırlıklı AKENR, ENKAİ ve AKSEN'de görüldü. ALARK'taki düşüş, Cenal santralinin temmuzdan itibaren portföyde yer almamasından kaynaklanıyor.

Mutlak değerde ALARK 410, ENKAİ 342 ve AKENR 336 GWh kaybetti, üçü net düşüşün %86'sını oluşturdu. AKSEN 206, CATES 87 GWh geriledi. Artış tarafında AYDEM 86, ENTRA 42 ve AKFYE 20 GWh ekledi. Kazanan tarafın toplam katkısı 191 GWh, kaybeden tarafın 1.457 GWh'lik daralmasının yaklaşık %13'ü kadar.

Yüzdesel ve mutlak sıralama örtüşmüyor. En yüksek artışı kaydeden ARFYE (%129,3) sisteme yalnızca 0,3 GWh ekledi, buna karşılık %12,6 gerileyen ZOREN'in kaybı 26 GWh oldu. Küçük tabanlı şirketlerde yüzdesel hareket büyük görünse de sistem toplamına katkısı sınırlı kalıyor.

Kapsanan 20 şirketin tamamı Borsa İstanbul'da işlem gören enerji üreticileridir. Grup şirketi olup borsada işlem görmeyen tüzel kişilerin üretimi karşılaştırmaya dahil edilmemiştir. Karşılaştırma dönemi her iki yıl için aynı takvim aralığını kapsar ve dönem içinde el değiştiren santrallerin üretimi, üretim gününde kimin sahibi olduğuna bakılarak ilgili şirkete yazılmıştır.

# Şirket Bazlı Üretim Değişimleri

| En Yüksek Artış (%) | |
|---|---|
| ENTRA | 58,7 |
| MAGEN | 87,0 |
| **ARFYE** | **129,3** |

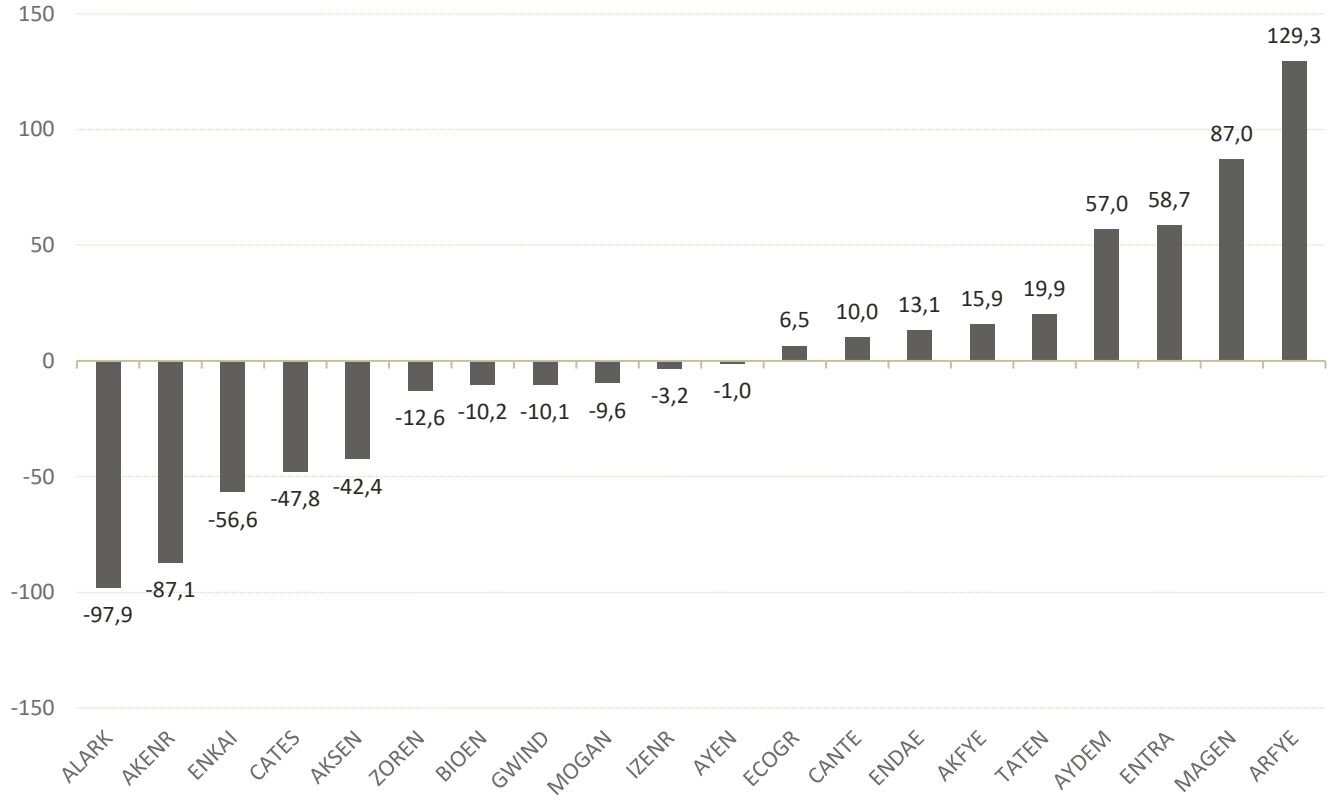
| En Sert Gerileme (%) | |
|---|---|
| ENKAI | -56,6 |
| AKENR | -87,1 |
| **ALARK** | **-97,9** |

| Artan / Azalan (adet) | |
|---|---|
| Artan | 9 |
| Azalan | 11 |
| **Toplam** | **20** |

Eylül'de yıllık üretim değişiminde uçlar birbirinden çok uzak. En yüksek artışı ARFYE %129,3 ile kaydetti, onu MAGEN %87,0 ve ENTRA %58,7 izledi. En sert gerileme ALARK'ta %97,9 oldu, ardından AKENR %87,1 ve ENKAİ %56,6 geldi. Listenin iki ucu arasındaki fark 227 puan. ALARK'taki düşüş Cenal santralinin portföyden çıkmasından, AKENR ve ENKAİ'deki ise doğalgaz santrallerinin düşük çalışmasından kaynaklanıyor. Artış tarafında ARFYE biyokütle, MAGEN jeotermal, ENTRA hidrolik ağırlıklı.

**Şirket Bazlı Üretim Değişim Oranları**

(%, Eylül 2026 / Eylül 2025, düşükten yükseğe sıralı)




Dağılım ortada yoğunlaşıyor. 20 şirketin 4'ü ±%10 bandında yatay kaldı. Uçlarda 4 şirket %50'nin üzerinde artış, 3 şirket %50'nin üzerinde gerileme kaydetti. Ortalama %1,0 ile medyan %-2,1 arasındaki 3,1 puanlık fark, birkaç küçük şirketin yüksek yüzdesel artışının ortalamayı yukarı çekmesinden kaynaklanıyor. Ortalamanın üzerindeki dokuz şirketin sekizi yenilenebilir ağırlıklı portföye sahip.

Yüzdesel sıralama mutlak katkıyı yansıtmaz. En yüksek artışı kaydeden ARFYE üretimini 0,25 GWh'ten 0,56 GWh'e çıkardı, MAGEN'in eklediği 7 GWh de sınırlı. Buna karşılık ALARK 410, ENKAİ 342, AKENR 336 GWh kaybetti. Bu üç şirketin kaybı, üretimini artıran 9 şirketin toplam katkısının beş katından fazla.

# Kurulu Güç ve EPDK Kapsamı

Kapsanan 20 şirketin toplam ölçülen kurulu gücü 13.269 MWe. EPDK lisans defterinde aynı tüzel kişiler adına kayıtlı toplam kapasite 13.527 MW. Ortalama kapsam %99,0 ve şirketlerin 18'inde oran %99'un üzerinde. Kurulu gücün yarısı doğalgazda, 6.713 MWe ile %50,6. Onu 2.201 MWe'lik hidrolik (%16,6) ve 1.986 MWe'lik rüzgâr (%15,0) izliyor.

**Kurulu Güç Kaynak Kırılımı ve EPDK Kapsamı**
(MWe / MW, tüm şirketler - Kaynak: EPDK lisans defteri)

| Hisse Kodu | DGKÇ | HES | RES | TES | JES | GES | Biyokütle | Ölçülen (MWe) | EPDK Toplam (MW) | Kapsam (%) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ENKAI | 4.859,4 | - | - | - | - | - | - | 4.859,4 | 4.859,4 | 100,0 |
| AKENR | 904,0 | 288,6 | 28,2 | - | - | - | - | 1.220,8 | 1.220,8 | 100,0 |
| AKSEN | 900,0 | - | - | 270,0 | - | 40,5 | - | 1.210,5 | 1.442,7 | 83,9 |
| AYDEM | - | 852,1 | 325,3 | - | - | - | - | 1.177,4 | 1.184,3 | 99,4 |
| MOGAN | - | 79,0 | 601,4 | - | 259,9 | - | - | 940,3 | 940,3 | 100,0 |
| AKFYE | - | 221,5 | 316,7 | - | - | 67,7 | - | 605,9 | 605,9 | 100,0 |
| ZOREN | 49,5 | 118,9 | - | - | 305,0 | - | - | 473,5 | 492,1 | 96,2 |
| ENTRA | - | 360,6 | - | - | - | 100,0 | - | 460,6 | 460,6 | 100,0 |
| IZENR | - | - | - | 370,0 | - | - | - | 370,0 | 370,0 | 100,0 |
| CANTE | - | - | - | 330,0 | - | - | - | 330,0 | 330,0 | 100,0 |
| CATES | - | - | - | 314,7 | - | - | - | 314,7 | 314,7 | 100,0 |
| GWIND | - | - | 280,7 | - | - | - | - | 280,7 | 280,6 | 100,0 |
| TATEN | - | 20,3 | 204,0 | - | - | - | - | 224,3 | 224,3 | 100,0 |
| AYEN | - | 68,9 | 144,7 | - | - | - | - | 213,5 | 213,5 | 100,0 |
| ENDAE | - | 104,1 | 85,4 | - | 7,5 | - | - | 197,0 | 197,0 | 100,0 |
| BIOEN | - | - | - | - | - | - | 127,0 | 127,0 | 127,0 | 100,0 |
| ECOGR | - | - | - | - | - | 100,0 | 22,4 | 122,4 | 122,4 | 100,0 |
| ALARK | - | 86,6 | - | - | - | - | - | 86,6 | 86,6 | 100,0 |
| MAGEN | - | - | - | - | 36,0 | 14,0 | - | 50,0 | 50,0 | 100,0 |
| ARFYE | - | - | - | - | - | - | 4,9 | 4,9 | 4,9 | 100,0 |

Fark yalnızca iki şirkette belirgin: AKSEN %83,9 (1.211 / 1.443 MW) ve ZOREN %96,2 (473 / 492 MW). Kalan 18 şirkette ölçülen kapasite EPDK toplamının tamamını karşılıyor. En yoğunlaşmış portföy ENKAİ'de: 4.859 MWe'nin tamamı doğalgaz.

Düşük kapsam her zaman eksik santral anlamına gelmiyor. Ortak girişimlerde ölçülen değere ekonomik pay uygulanırken EPDK toplamı lisansın %100'ünü gösterir. İkinci sebep, EPİAŞ organizasyon taramasının bulamadığı ve üçüncü taraf bir dengeleme şirketinde duran santrallerdir. ALARK'ın Cenal santrali temmuzda portföyden çıktığı için tabloda yer almıyor.

# Ahlatcı Yatırım

Araştırma Departmanı Tarafından Hazırlanmıştır.


**GENEL MÜDÜRLÜK**

**İstanbul Genel Müdürlük Merkez Ofis**
Yamanevler Mahallesi AhmetTevfikİleriCaddesi No:22-26 İç Kapı No:49 Ümraniye / İstanbul

**ŞUBELERİMİZ**

**İstanbul Sarıyer Şube**
SarıyerMahallesiMeserburnu Caddesi No: 25 Sarıyer / İSTANBUL

**Çorum Şube**
GülabibeyMahallesi,Eğridere Sokak No:17 Merkez / ÇORUM

Mersis No: 0010056453000026

**İRTİBAT BÜROLARIMIZ**

**Ankara irtibat Bürosu**
Söğütözü Caddesi No:2KoçKuleleri B Blok No:16 Söğütözü Çankaya/ ANKARA

**Denizli İrtibat Bürosu**
GaziMustafaKemalBulvarıBina No: 53 Kat:4 Bağımsız Bölüm Pamukkale/DENİZLİ

**Isparta İrtibat Bürosu**
ÇelebilerMahallesi,Cadde112, No:7, İç Kapı No: 11, 32000 Merkez/ ISPARTA

**İstanbul Bağdat Caddesi İrtibat Bürosu**
Feneryolu MahallesiGaziMuhtarPaşaSk.No:59Feneryolu Sitesi D:204 K:2 Kadıköy/İstanbul

**İstanbul Göktürk İrtibat Bürosu**
Göktürk MerkezMah.İstanbulCad.Telekom Sk. No:2 iç Kapı No: 36 34077 Eyüpsultan/İSTANBUL

**İstanbul Maslak İrtibat Bürosu**
Maslak Mahallesi,Taşyoncası Sokak T4aBlok Kat: -1 NO: 256 Maslak 34485 Sarıyer / İSTANBUL

**İzmir İrtibat Bürosu**
MansuroğluMah.1593/1Sok. Lider Centrio C Blok No:6 K2:D17 Bayraklı/İZMİR

**Gaziantep İrtibat Bürosu**
BatıkentMah.KürşatTüzmenBulvarı 9075 Sok. Trıo Terrace Kat : 1 B Blok NO:31 Şehitkamil/GAZİANTEP

**Konya İrtibat Bürosu**
MusellaBağlarıMah.KuleCad. Kule Plaza İş Merkezi K:13 N:2/18 Selçuklu/KONYA


## ÇEKİNCE


Burada yer alan yatırım bilgi, yorum ve tavsiyeleri yatırım danışmanlığı kapsamında değildir. Yatırım danışmanlığı hizmeti, yetkili kuruluşlar tarafından kişilerin risk ve getiri tercihleri dikkate alınarak kişiye özel sunulmaktadır. Burada yer alan yorum ve tavsiyeler ise genel niteliktedir. Bu tavsiyeler mali durumunuz ile risk ve getiri tercihlerinize uygun olmayabilir. Bu nedenle, sadece burada yer alan bilgilere dayanılarak yatırım kararı verilmesi beklentilerinize uygun sonuçlar doğurmayabilir. Söz konusu rapor belli bir kişiye veya mali durumları, risk ve getiri tercihleri benzer nitelikteki bir gruba yönelik olarak hazırlanmamıştır. Belirli bir getirinin sağlanacağına dair herhangi bir vaat veya taahhütte bulunulmamaktadır. Tüm yorum ve tavsiyeler öngörü, tahmin ve fiyat hedeflerinden oluşmaktadır. Zaman içinde piyasa koşullarında meydana gelen değişiklikler nedeniyle söz konusu yorum ve tavsiyelerde değişikliğe gidilebilir. Size uygun olan yatırım araçlarının ve işlemlerin kapsam ve içeriği uygunluk testi neticesinde belirlenir. Uygunluk testi, yatırım kuruluşu tarafından pazarlanan ya da müşteri tarafından talep edilen ürün ya da hizmetin müşteriye uygun olup olmadığının değerlendirilmesi amacıyla, müşterilerin söz konusu ürün veya hizmetin taşıdığı riskleri anlayabilecek bilgi ve tecrübeye sahip olup olmadıklarının tespit edilmesidir. Bu raporda yer alan her türlü bilgi, yorum ve tavsiye uygunluk testi ile tespit edilecek risk grubunuz ve getiri beklentiniz ile uyumlu olmayabilir. Bu nedenle, uygunluk testi neticesinde risk grubunuz tespit edilmeden sadece burada yer alan bilgilere dayanılarak yatırım kararı verilmesi amaç, bilgi ve tecrübenize uygun sonuçlar doğurmayabilir. Burada yer alan bilgi ve veriler, araştırma grubumuz tarafından güvenilir olduğuna inanılan kaynaklardan derlenmiş olup, doğrulukları ayrıca araştırılmamıştır. Bu nedenle, bu bilgilerin tam veya doğru olmaması nedeniyle doğabilecek zararlardan Ahlatcı Yatırım Menkul Değerler A.Ş. ve çalışanları sorumlu değildir. Ahlatcı Yatırım Menkul Değerler A.Ş. tarafından farklı bölümlerde istihdam edilen kişilerin veya Ahlatcı Yatırım Menkul Değerler A.Ş.'nin ortaklarının ve iştiraklerinin bu raporda yer alan tavsiyelerle veya görüşlerle hemfikir olmaması mümkündür. Ahlatcı Yatırım Menkul Değerler A.Ş. ile piyasanın işleyişinden kaynaklanan makul nedenlerden dolayı, Ahlatcı Yatırım Menkul Değerler A.Ş. ortakları, çalışanları, yöneticileri ve bunlarla doğrudan ve dolaylı olarak ilişkileri bulunan istihdam ilişkisi doğuracak bir sözleşme çerçevesinde veya herhangi bir sözleşme olmaksızın çalışan ve tavsiyenin hazırlanmasına katılan tüm gerçek veya tüzel kişiler ile müşterileri arasında önlemeyen çıkar çatışması ve objektifliği etkilemesi muhtemel nitelikte ilişkiler doğabilir. Ahlatcı Yatırım Menkul Değerler A.Ş., ortakları veya iştirakleri, Sermaye Piyasası Kurulu tarafından yetkilendirildikleri yatırım hizmetleri ve faaliyetleri ile yan hizmetlerini, bu raporda bahsi geçen şirketlere, muhtelif zamanlarda, sunmayı teklif edebilir veya sunabilir. Muhtelif zamanlarda, Ahlatcı Yatırım Menkul Değerler A.Ş.'nin, ortaklarını, iştiraklerinin ve işbu kapsamdaki yöneticilerinin, yetkililerinin, çalışanlarının veya temsilcilerinin, doğrudan veya dolaylı olarak, raporda bahsi geçen işlemler, menkul kıymetler veya emtialar üzerinde pozisyonları bulunabilir veya farklı nedenlerle ilgi ve ilişkileri bulunabilir. Söz konusu çıkar çatışması durumlarında Ahlatcı Yatırım Menkul Değerler A.Ş., internet sitesinde yer alan Çıkar Çatışması Politikası uyarınca hareket eder. Bu rapor, sadece gönderildiği kişilerin kullanımı içindir. Bu raporun tümü veya bir kısmı Ahlatcı Yatırım Menkul Değerler A.Ş.'nin yazılı izni olmadan çoğaltılamaz, yayınlanamaz veya üçüncü kişilere gösterilemez, ticari amaçla kullanılamaz.