

# Elektrik Piyasası Orta Vadeli Görünüm Çalışması 2024-2026

**APLUS** | ENERJİ

**etd** ENERJİ TİCARETİ DERNEĞİ | ENERGY TRADERS ASSOCIATION

12 Aralık 2023

## Sorumluluk Reddi

- > APLUS Enerji Yatırım Danışmanlık Teknoloji ve Ticaret Anonim Şirketi (“APLUS Enerji”) tarafından elektronik olarak hazırlanan her türlü içerik, bilgi, yorum, değerlendirme, tavsiye ve kullanıcılara dağıtılması ya da kullanıcılar ile paylaşılması öngörülen her türlü fiziki ya da elektronik bilgi ve belge çıktıları (metin, grafikler, anketler, anket yanıtları, kare kodlar dahil ancak bunlarla sınırlı olmamak üzere) (“İçerik”) hazırlandığı tarihteki mevcut piyasa koşullarına ve güvenilirliğine inanılan kaynaklara dayanılarak genel bilgilendirme amacı ile dijital ortamdaki kayıtlı kullanıcılara özel olarak hazırlanmıştır.
- > APLUS Enerji İçerik ile ilgili görüş ve bilgilerin tam ve doğru olduğunu garanti etmemektedir. İçerik kapsamında yer alan görüş ve bilgiler yalnızca bilgilendirme amaçlı olup yatırım danışmanlığı, hizmeti, tavsiyesi ve yönlendirmesi olarak yorumlanamaz. İçeriğin kullanılmasından dolayı tüm sorumluluk kullanıcılara ait olup İçerik içerisindeki görüş ve bilgilere dayanılarak yapılacak ileriye dönük sektörel yatırımlar ve ticari işlemlerin sonuçlarından ya da ortaya çıkabilecek zararlardan APLUS Enerji ya da APLUS Enerji çalışanları sorumlu değildir.
- > Telif Hakkı © 2023, APLUS Enerji Yatırım Danışmanlık Teknoloji, İstanbul, Türkiye
- > Her hakkı saklıdır.

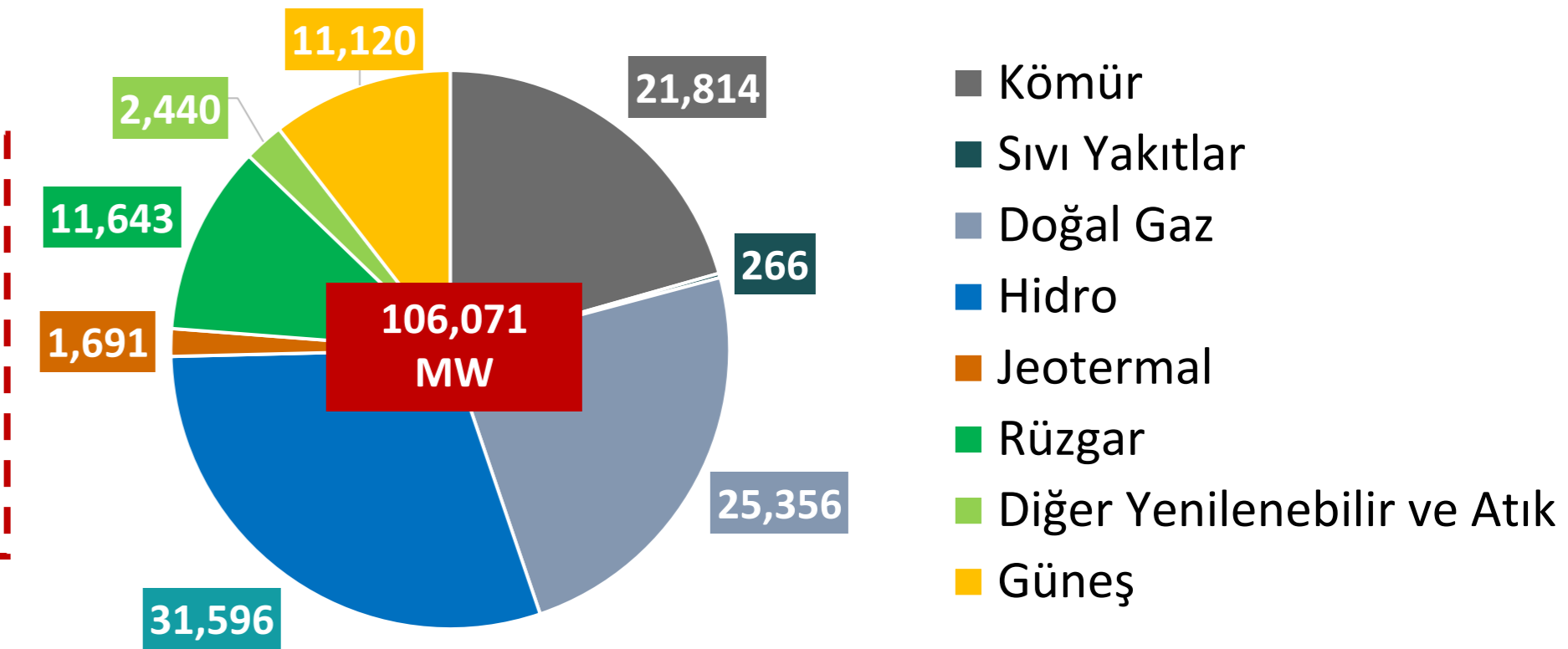
## İçindekiler:

Kurulu Güç - Kaynağa Göre Dağılım	4	Varsayımlar: Emtia Fiyatları-1	22
Doğal Gaz Fiyatlarının Piyasa Takas Fiyatına Etkisi	5	Varsayımlar: Emtia Fiyatları-2	23
Kaynaklara Göre Elektrik Üretimi	6	Varsayımlar: Emtia Fiyatları-3	24
Piyasa Takas Fiyatı (PTF)'nin Gelişimi	7	Varsayımlar: Kapasite Faktörleri	25
Çalışmanın Amacı	8	Sonuçlar	26
Varsayımlar	9	Sonuçlar: Piyasa Takas Fiyatı Analizi	27
Varsayımlar: Gayri Safi Yurt içi Hasıla	10	Sonuçlar: Piyasa Takas Fiyatı Saatlik Profil	28
Varsayımlar: Türkiye Elektrik Talebi	12	Sonuçlar: Sıcak Yaz Günü_Baz Senaryo	29
Varsayımlar: GES Kapasite Artışı	13	Sonuçlar: Sıcak Yaz Günü_Yüksek Yenilenebilir Enerji Senaryosu	30
Varsayımlar: RES Kapasite Artışı	14	Sonuçlar: Baz Senaryo Kaynak Bazlı Üretim	31
Varsayımlar: Batarya Kapasite Artışı	15	Sonuçlar: Yüksek Senaryo Kaynak Bazlı Üretim	32
Varsayımlar: HES Kapasite Artışı	16	ETD Outlook Detaylı Analiz: Tavan Fiyatı	34
Varsayımlar: BES ve JES Kapasite Artışı	17	ETD Outlook Detaylı Analiz: Taban Fiyatı	39
Varsayımlar: Yenilenebilir Enerji Kapasite Artışı	18	ETD Outlook Detaylı Analiz: Güneş Etkisi	41
Varsayımlar: Termik Kapasite Değişimi	19		
Varsayımlar: Barajlı HESler için Yıllık Ortalama Kapasite Faktörü	20		
Varsayımlar: Akkuyu NGS Devreye Giriş Tarihi	21		

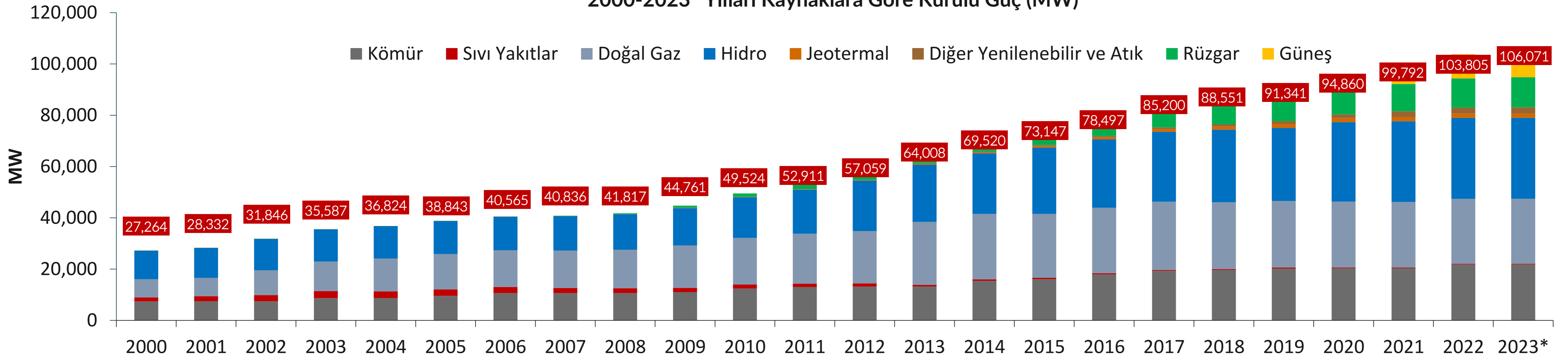
## Son yıllarda kurulu güç gelişimi, ülkedeki hidroelektrik potansiyelinin büyük ölçüde kullanılmış olması, termik santrallerin finansmana erişememesi sebebiyle güneş ve rüzgar enerjisine dayalı olarak gerçekleşmiştir

> Ülkedeki toplam kurulu güç, 2000 ve 2023 yılları arasında önemli ölçüde büyümüş ve %6,1'lik bir bileşik büyüme oranı ile 27,3 GW'dan 100 GW'ın üzerine çıkmıştır. Bu sayı, Kasım 2023 itibarıyla ülke genelinde toplam 13.028 üretim tesisinden oluşmaktadır. Rüzgar, güneş ve jeotermal enerji gibi yeni kaynakların devreye girmesinin yanında, doğal gaz ve ithal kömür gibi mevcut kaynaklardan üretimin de yaygınlaşması ile ülkenin kurulu güç çeşitliliği de önemli ölçüde artmıştır.

2023 Yılı Kaynaklara Göre Kurulu Güç Dağılımı (MW)



2000-2023\* Yılları Kaynaklara Göre Kurulu Güç (MW)

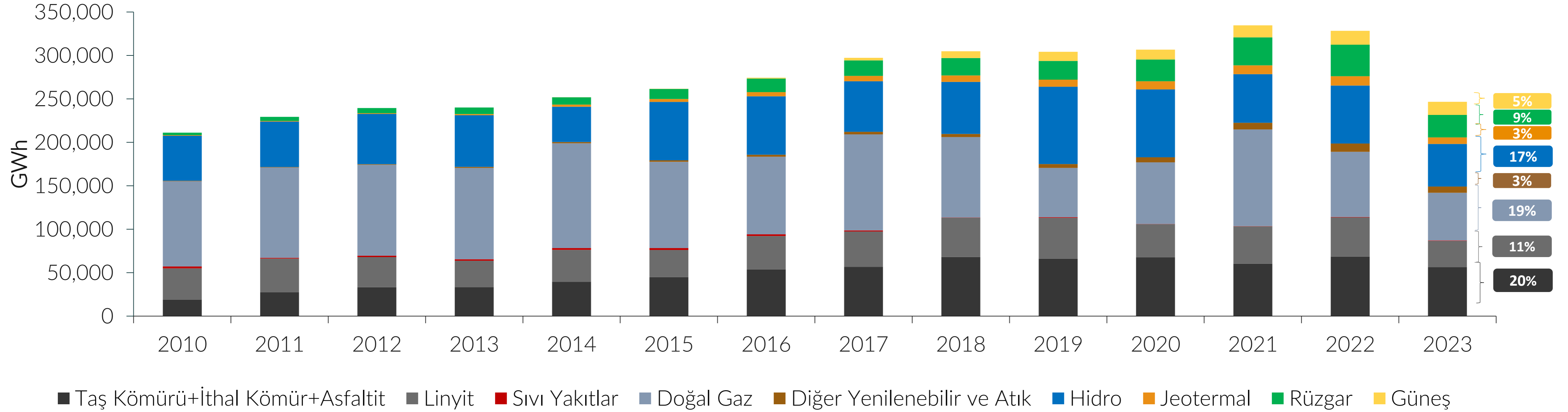


Kaynak: TEİAŞ

\*: 2023 Kasım sonu itibarıyla kurulu güç verileridir.

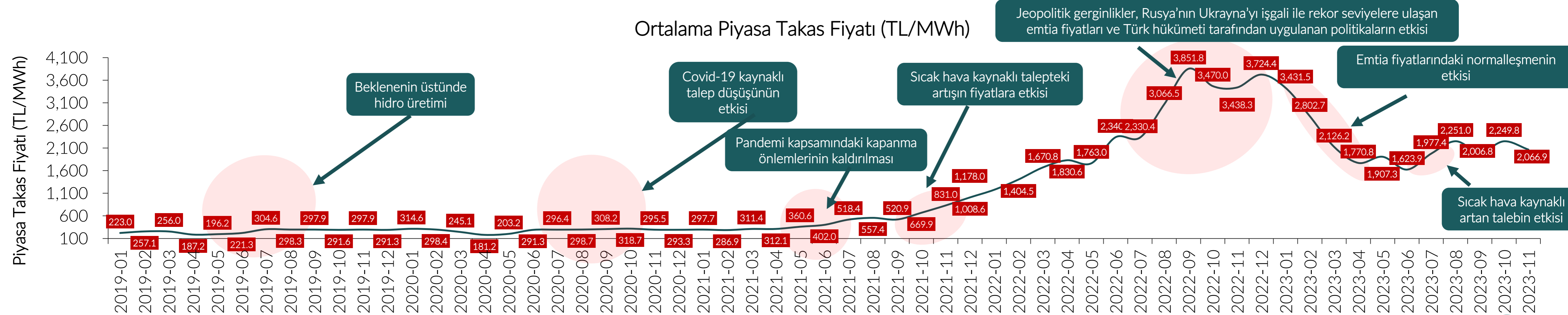
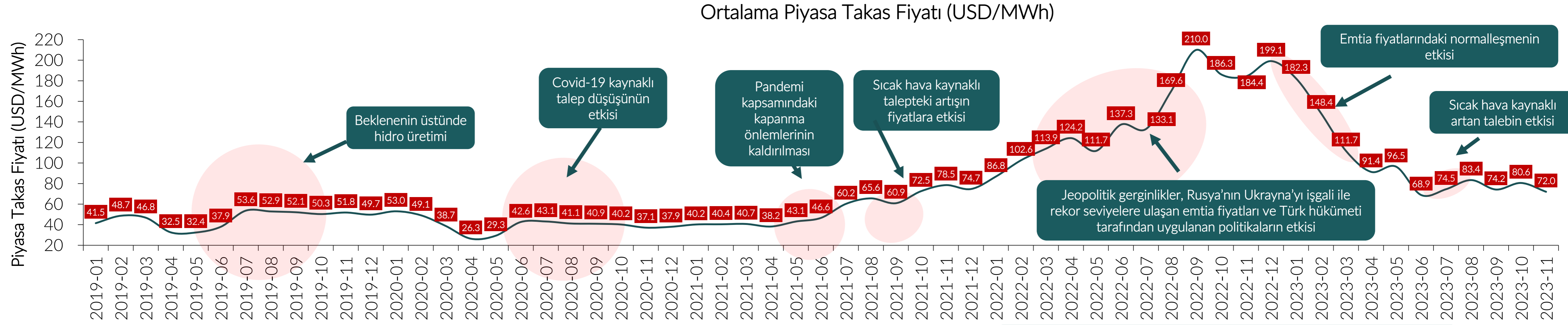
# Son yıllarda yenilenebilir enerji maliyetlerinin düşmesi ve artan teşvikler nedeniyle üretimde kaynak çeşitliliği artmıştır

## Kaynaklara Göre Elektrik Üretimi (GWh)

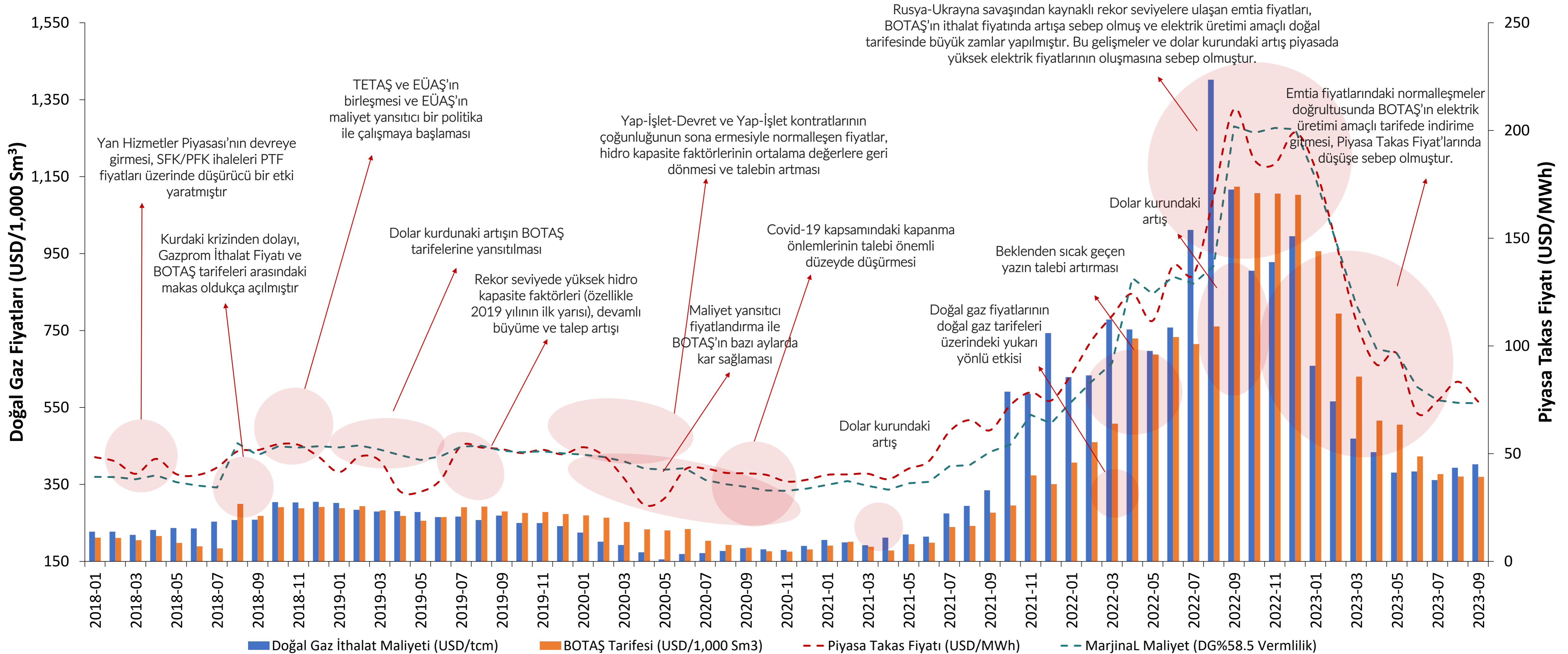


> Ülkedeki elektrik üretim kaynak çeşitleri, 1970'leri takip eden yıllar boyunca önemli ölçüde değişmiştir. 1970 yılında elektrik üretimi için kullanılan üç temel kaynak arasında sıvı yakıtlar, kömür ve hidroelektrik bulunmaktadır. Kömür ve hidroelektrikten elde edilen üretimin önemli ölçüde artmasıyla sıvı yakıtların önemi 1980'lerde azalmıştır. Doğal gaz da 1980'lerde devreye girmeye başlamıştır ve sonraki on yıllar boyunca doğal gazın kullanımı büyük ölçüde artmıştır. 2000'li yıllardan sonra ithal kömür arzının artmasıyla birlikte kömürden üretim hızlanmaya başlamıştır. Son olarak, 2010'lu yıllarda YEKDEM tarife garantisinin uygulanmasıyla elektrik üretiminde hidro dışı yenilenebilirlerin payı artmaya başlamıştır. İlk başlarda rüzgar ve jeotermal enerji santralleri devreye girmiş, bir süre sonra güneş enerjisi kurulumları da hız kazanmıştır.

2022'nin sonlarına doğru, emtia fiyatlarındaki artışlar nedeniyle spot piyasadaki elektrik fiyatları tüm zamanların en yüksek seviyesine ulaşmıştır. 2022 yılının sonlarında ve 2023 yılında, doğal gaz ve kömür fiyatlarındaki düşüşün olumlu etkileri piyasa fiyatlarına yansımıştır



# Geçtiğimiz 4 yılda, öngörülmesi mümkün olmayan birkaç faktör, Türkiye elektrik piyasasındaki elektrik fiyatlarına ve *spread* seviyelerine önemli ölçüde etki etmiştir



# Enerji Ticareti Derneği, elektrik piyasasının gelişimine dair dernek üyelerinin beklentilerine ve uluslararası kaynaklardan alınacak referanslara dayanan, bir öngörü oluşturmayı hedeflemiştir

- > APLUS Enerji üye şirket olarak önümüzdeki 3 yıllık süreye ilişkin (2024-2026 dönemi için) öngörüler oluşturmak ve başta Enerji Ticareti Derneği (ETD) üyeleri olmak üzere tüm paydaşlarla paylaşmak hedefiyle bir “Elektrik Piyasası Orta Vadeli Görünüm - ETD OUTLOOK” çalışması hazırlamıştır. Bu rapor Enerji Ticareti Derneği tarafından yapılan çalışmalar kapsamında oluşturulmaktadır.
- > Çalışmanın temel amacı piyasada oluşacak elektrik fiyatlarını tahmin etme yönünde olmasa da, planlanan yatırımlar ve tüketiciler açısından bakıldığında, bu tahminlerin önemli olduğu kabul görmektedir.
- > Çalışma kapsamında gizlilik ve rekabet kuralları gereği doğal gaz tarifesi, kur değeri, ithal kömür fiyatı gibi piyasa fiyatını doğrudan etkileyen girdiler anket soruları dışında bırakılmıştır. Bu girdiler için APLUS Enerji'nin halka açık paylaşılan verilerden derlediği tahminler kullanılmıştır.
- > Avrupa Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması'nın bir sonucu olarak uygulamaya koyulması beklenen karbon fiyatlandırmasının, tahmin dönemi içinde henüz başlamayacağı öngörülmektedir. Bu nedenle de her iki senaryoda da karbon fiyatlandırılması yapılmamıştır.
- > Bunun yanı sıra, gizlilik ve rekabet kuralları dışında kalan maddeler için katılımcılara içinde farklı varsayımların yer aldığı bir anket yapılmış ve anket cevapları doğrultusunda iki farklı senaryo simüle edilmiştir. Bunlardan ilki anket sonuçları ve halka açık veriler kullanılarak oluşturulan **Baz Senaryo** iken diğeri ise daha yüksek elektrik talebi, yenilenebilir enerji kapasitesi ve doğal gaz tarifesinin simüle edildiği **Yüksek Yenilenebilir Enerji Senaryosudur**.
- > APLUS Enerji ve ETD işbirliğiyle hazırlanan bu çalışmanın, her yıl tekrarlanması ve sektörümüz ile piyasamızın gelişimine dair beklenti ve trendlerin değişimini izleyebilecek bir referans çalışma olması hedeflenmektedir.

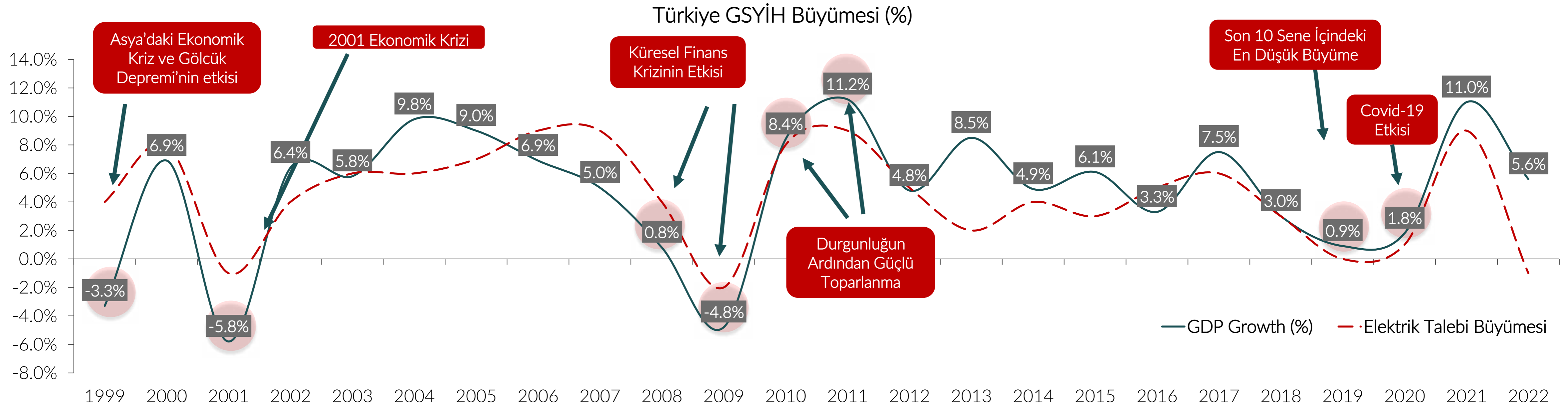


# Varsayımlar

- > GSYİH
- > Toplam Türkiye Elektrik Talebi
- > Kapasite Artışları
- > Nükleer Santral Devreye Girişi
- > Emtia Fiyatları
- > Kapasite Faktörleri

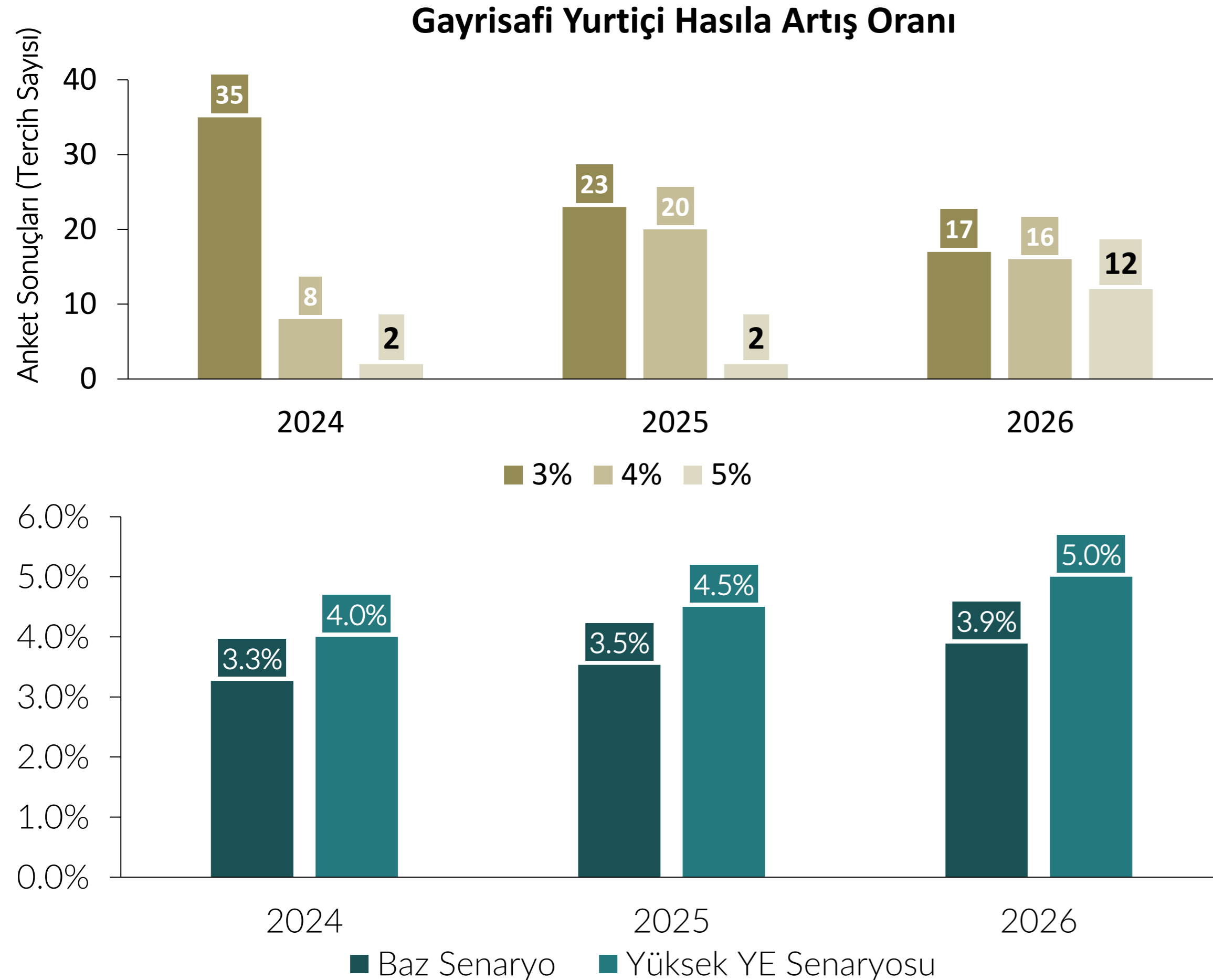


# Ekonomik büyüme göstergesi olarak kabul edilen Gayri Safi Yurtiçi Hasıla (GSYİH) büyüme oranları ile elektrik talebi artış oranları arasındaki korelasyonun orta vadeli talep tahmininde önemli bir varsayım olduğu kabul edilmektedir



- > Ülkedeki elektrik tüketiminin hatırı sayılır bir kısmını oluşturan sanayi sektörü, ülkenin ekonomik büyüme göstergesi olan Gayrisafi Yurtiçi Hasıla için de önemli bir bileşendir. Geçmiş dönem **elektrik talebi artış oranı ile GSYİH artış oranı** beraber değerlendirildiğinde iki oran arasında **yüksek bir korelasyon** olduğu görülmektedir.
- > Özellikle ekonomik durağanlığın yaşandığı dönemlerde toplam Türkiye elektrik talebindeki düşüşün GSYİH değerindeki düşüşle paralel gittiği görülmektedir. 2011 yılında ise ekonomik durgunluğun ardından gelen güçlü toparlanma ile elektrik talebindeki artış arasında benzer bir ilişki olmuştur.
- > Talep ile GSYİH artış oranları arasındaki ilişkiye ek olarak, toplam talep hava sıcaklığı, işgünü ve tatil günü sayısı gibi değişkenlerden de etkilenmektedir. Bu nedenle APLUS Enerji tarafından yapılan elektrik talebi tahmininde GSYİH artış oranına ek olarak hava sıcaklığı, takvim bilgileri ve günün saati etkileri de dikkate alınmaktadır.

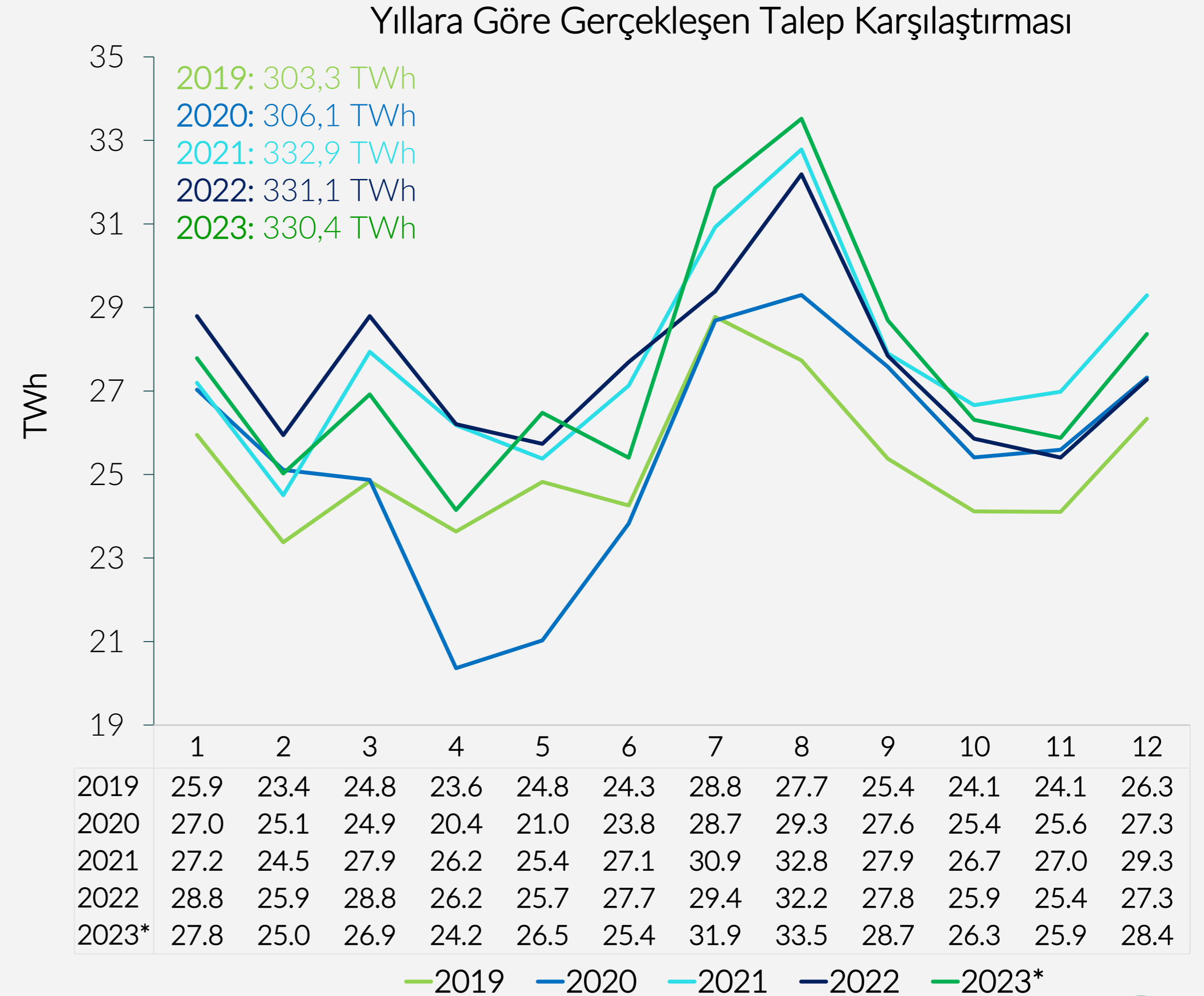
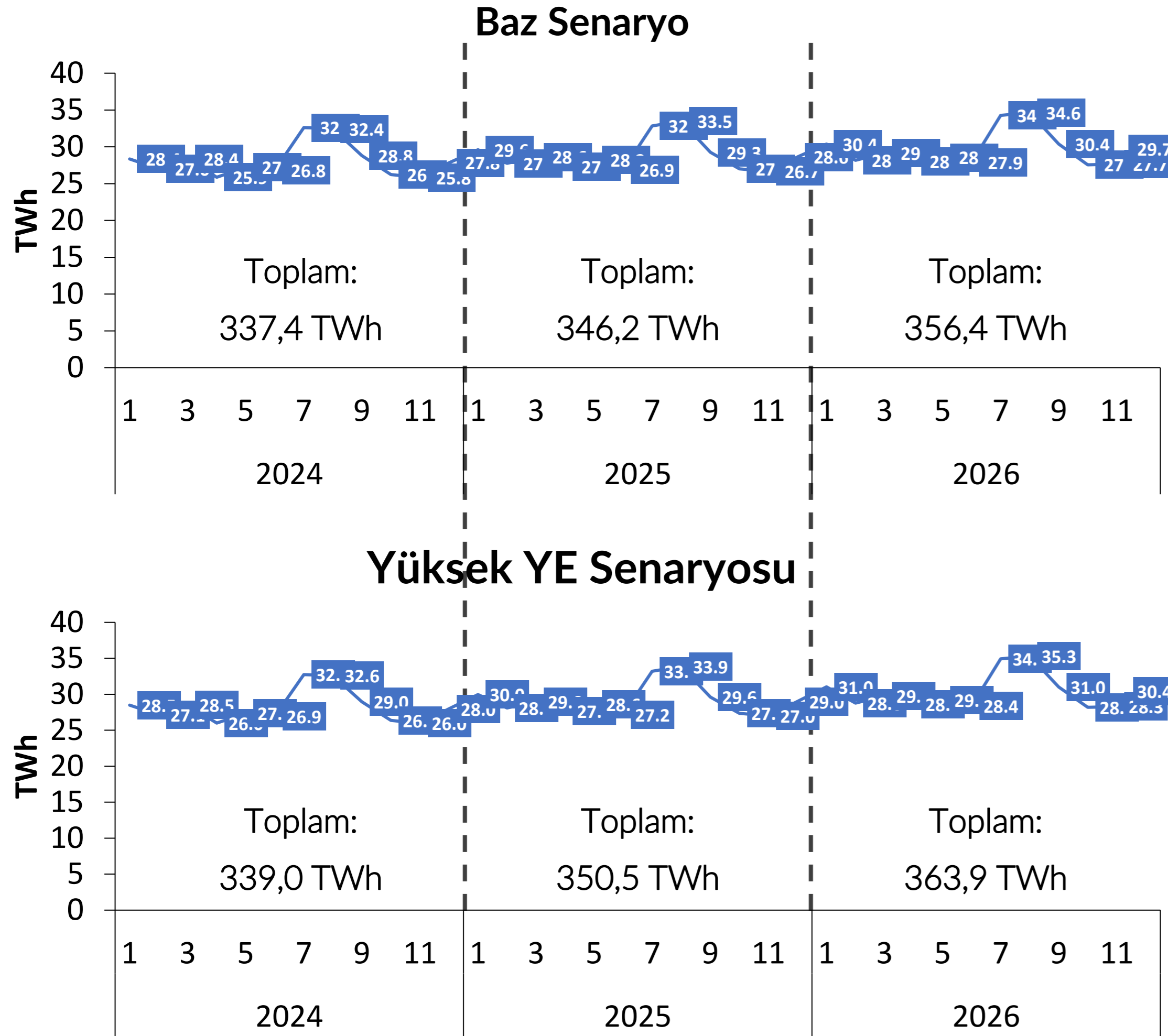
# GSYİH ile talep arasındaki ilişki göz önüne alınarak talebin belirlenmesi amacıyla katılımcılara her yıl için GSYİH artış beklentileri sorulmuştur



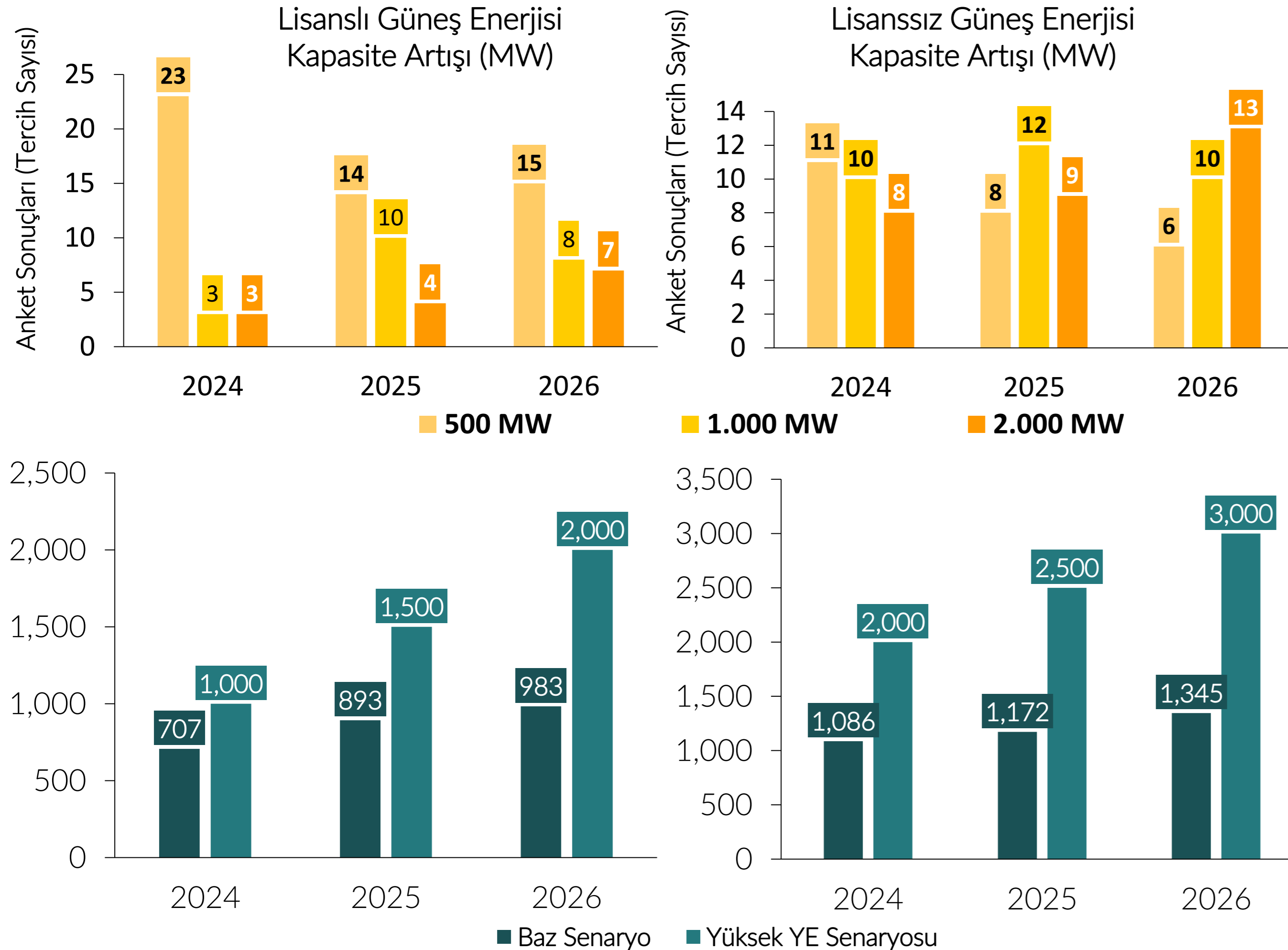
- > Çalışma kapsamında yapılan anket çalışmasında her üç yıl için de GSYİH artış oranı beklentileri alınmıştır. Beklentiler için aralık verilmekle beraber farklı bir beklenti olması durumunda katılımcıların bu fikri de yazmasına olanak verilmiştir.
- > Ankette GSYİH artış oranı için %3, %4 ve %5 büyüme rakamları katılımcılara yöneltilen ilk sorudur.
- > Ankete cevap veren 45 katılımcının GSYİH artış oranı beklentisi özellikle 2024 yılı için %3 seviyesinde yoğunlaşmıştır. 2025 yılında bu beklenti %3 ile %4 arasında dağılırken 2026 yılında her üç seçenek de yakın cevap oranına ulaşmıştır.
- > Çalışma kapsamında tüm sonuçların ağırlıklı ortalaması alınarak oluşturulan **Baz Senaryo**'da yıllara göre GSYİH artış oranı %3,3, %3,5 ve %3,9 olarak dikkate alınmıştır. **Yüksek Yenilenebilir Enerji Senaryosu**'nda ise Hazine ve Maliye Bakanlığı ve T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı tarafından Eylül 2023 tarihinde açıklanan **Orta Vadeli Program hedefleri** kullanılmıştır. Bu hedefler tahmin döneminde yer alan yıllar için sırasıyla %4,0, %4,5 ve %5,0 olarak belirlenmiştir.
- > Anket sonuçları ve APLUS Enerji yaklaşımları ile hazırlanan her iki senaryoda da GSYİH artış oranı talep tahmininde önemli bir girdidir. Fakat **her iki senaryoda da talep tahmini için GSYİH artış oranının yanı sıra takvim bilgisi, sıcaklık endeksli ve elektrifikasyonun getireceği ilave talep** de dikkate alınmıştır.

**Not:** Genel beklentilerden çok uzaklaşan (outlier) veriler ortalamaya dahil edilmemiştir. Baz Senaryo kapsamında ağırlıklı ortalama değerler dikkate alınırken Yüksek Yenilenebilir Senaryosu'nda daha yüksek elektrik talebi ve yenilenebilir kapasitesi dikkate alınmıştır.

# Anketten toplanan GSYİH artış oranına ek olarak takvim günü ve sıcaklık endeksleri dikkate alınarak Türkiye toplam elektrik talebi tahmini yapılmıştır



# Elektrik fiyatındaki etkisi son zamanlarda oldukça artan ve gelecekte daha da artması beklenen güneş kurulu gücü en önemli girdilerden bir tanesidir

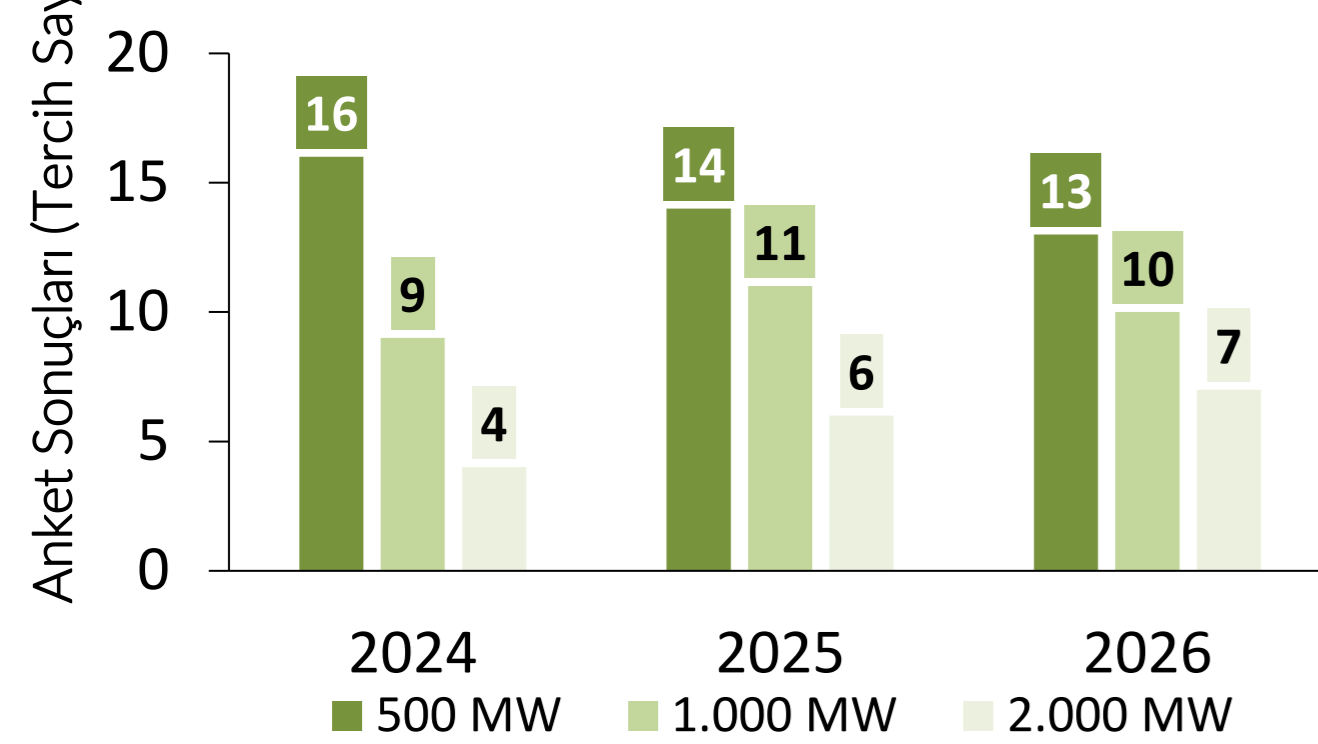


- > Bilindiği üzere 2010lu yıllardan itibaren YEKDEM etkisiyle yenilenebilir enerji santrallerinin toplam kurulu gücü içindeki payı artmaya başlamıştır. Özellikle 2017 yılında dağıtım bedelindeki artıştan kaçınmak için yaklaşık 2 GW'lık kurulu güce sahip bir kapasitenin devreye girdiği görülmektedir. 2018 yılında ise yatırım maliyetindeki ve proje geri dönüş süresindeki düşüşler bu yıldaki kurulu gücün 2017'deki kurulu gücün neredeyse 2 katına ulaşmasını sağlamıştır.
- > Güneş santrallerini diğer santrallerden ayıran en büyük özellik buradaki lisanssız kapasitenin lisanslı kapasitenin oldukça üstünde olmasıdır. 2023 Ekim sonu itibariyle toplam lisanssız güneş kurulu gücü 9,5 GW değerini aşarken lisanslı kurulu güç 1,6 GW seviyesindedir. Lisanssız santral kurulumlarının kurulmasındaki temel motivasyon öztüketim anlayışının yaygınlaşmasıdır.
- > Lisanslı ve lisanssız güneş kapasitesinin ilerleyen zamanlarda **ördek eğrisi** olarak adlandırılan ve özellikle öğle saatlerinde çok düşük fiyatların oluşmasına neden olan durumun oluşmasında etkili olması beklenmektedir.
- > Anket sonuçlarına göre güneş kurulu gücündeki artışın geçmiş yıllara kıyasla düşük olması beklentisinin oluştuğu görülmektedir. Genel beklentiden uzaklaşan değerler göz ardı edildiğinde **Baz Senaryo** için sırasıyla yıllık toplam 1,8 GW, 2,1 GW ve 2,3 GW güneş kapasitesinin devreye girmesi beklenmektedir. **Yüksek Yenilenebilir Enerji Senaryosu**'nda ise bu rakamlar sırasıyla 3,0 GW, 4,0 GW ve 5,0 GW olarak belirlenmiştir.

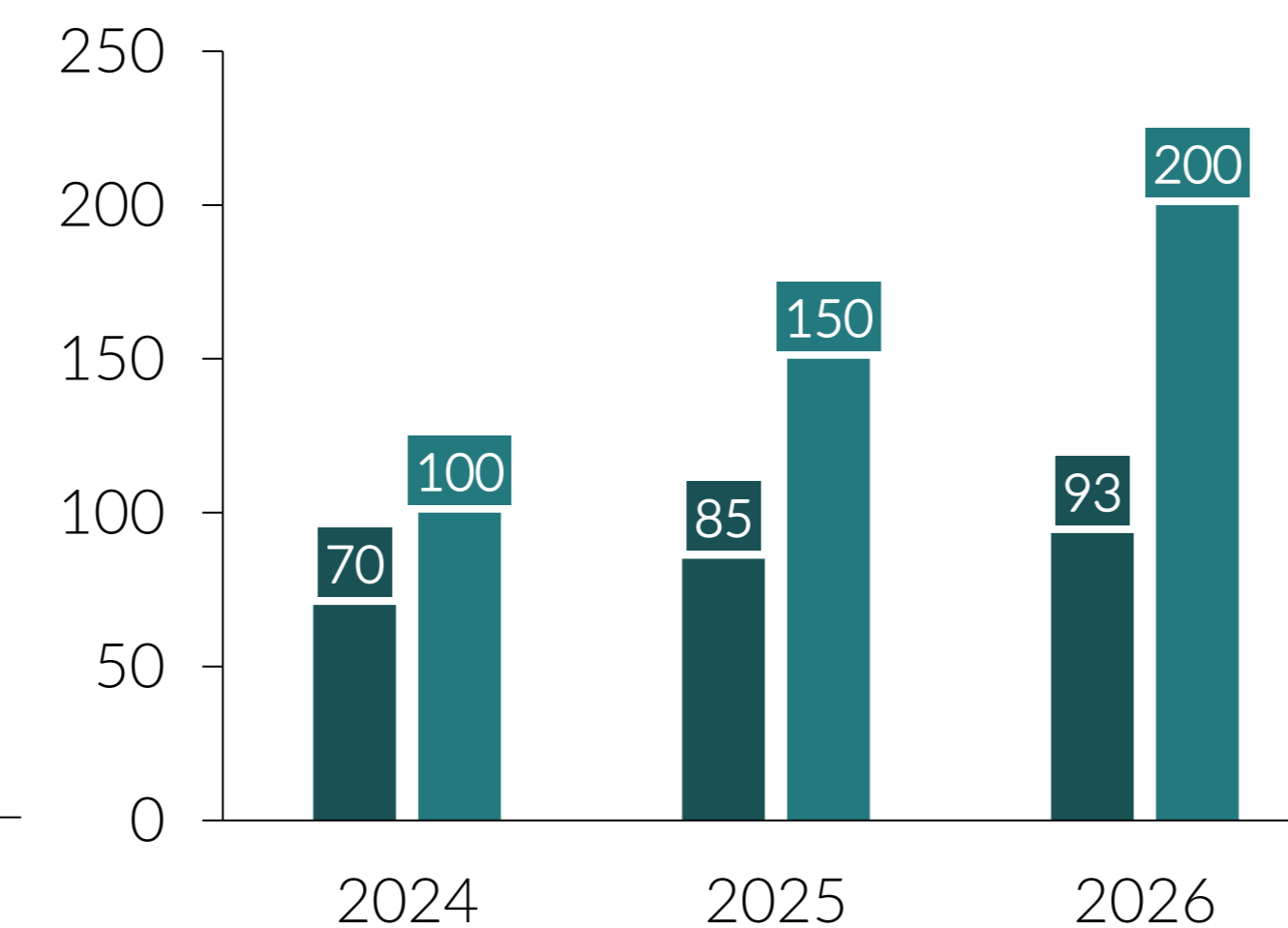
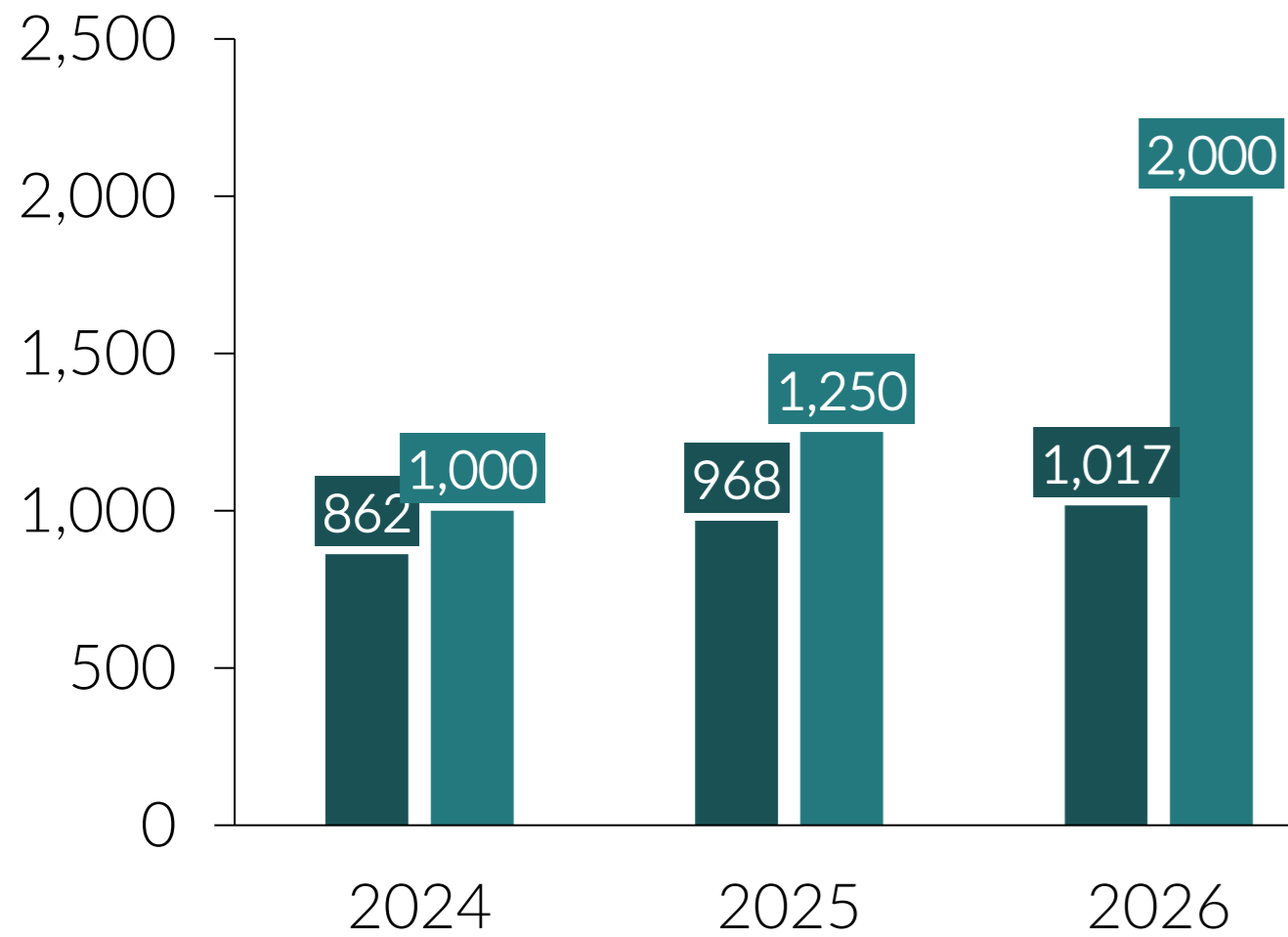
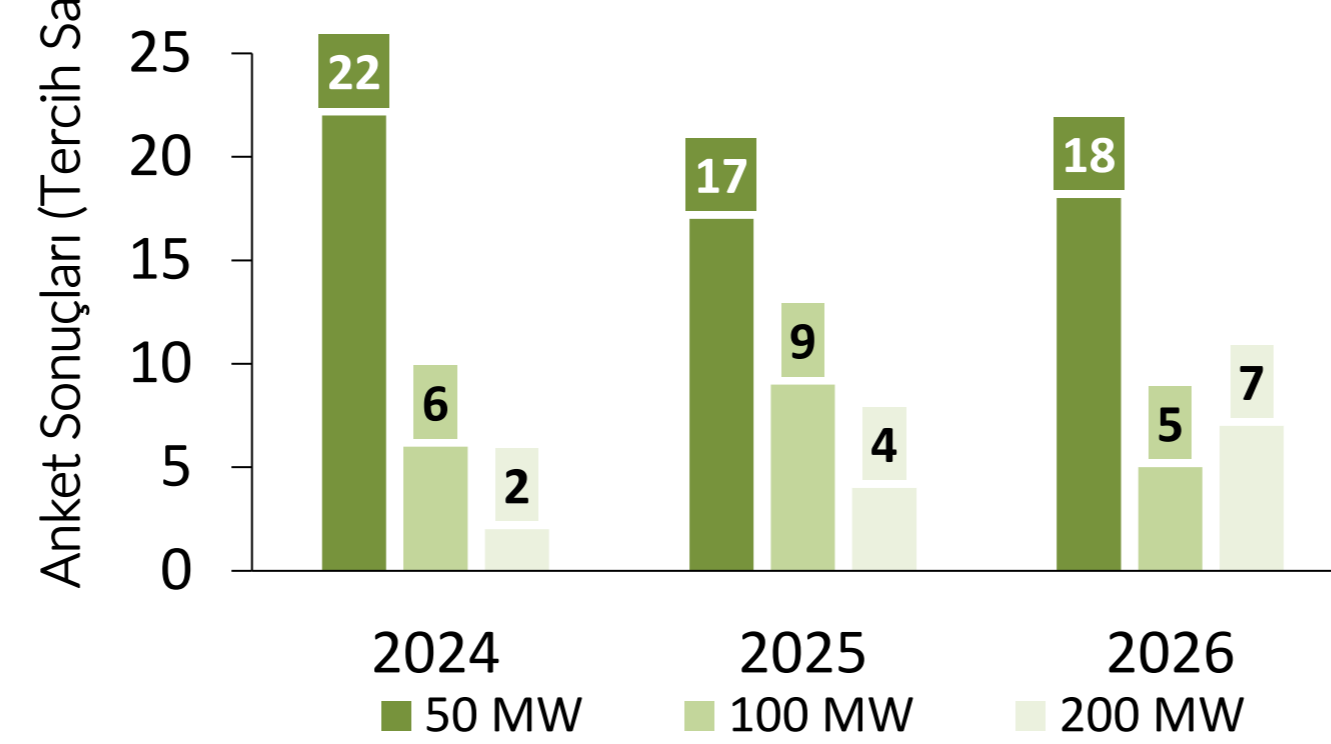
**Not:** Genel beklentilerden çok uzaklaşan (outlier) veriler ortalamaya dahil edilmemiştir. Baz Senaryo kapsamında ağırlıklı ortalama değerler dikkate alınırken Yüksek Yenilenebilir Senaryosu'nda daha yüksek elektrik talebi ve yenilenebilir kapasitesi dikkate alınmıştır.

# İlave rüzgar kurulu gücünün yıllık ortalama 1.000 MW seviyesinde olması ve büyük bir kısmının lisanslı kurulumlardan gelmesi beklenmektedir

### Lisanslı Rüzgar Enerjisi Kapasite Artışı (MW)



### Lisanssız Rüzgar Enerjisi Kapasite Artışı (MW)

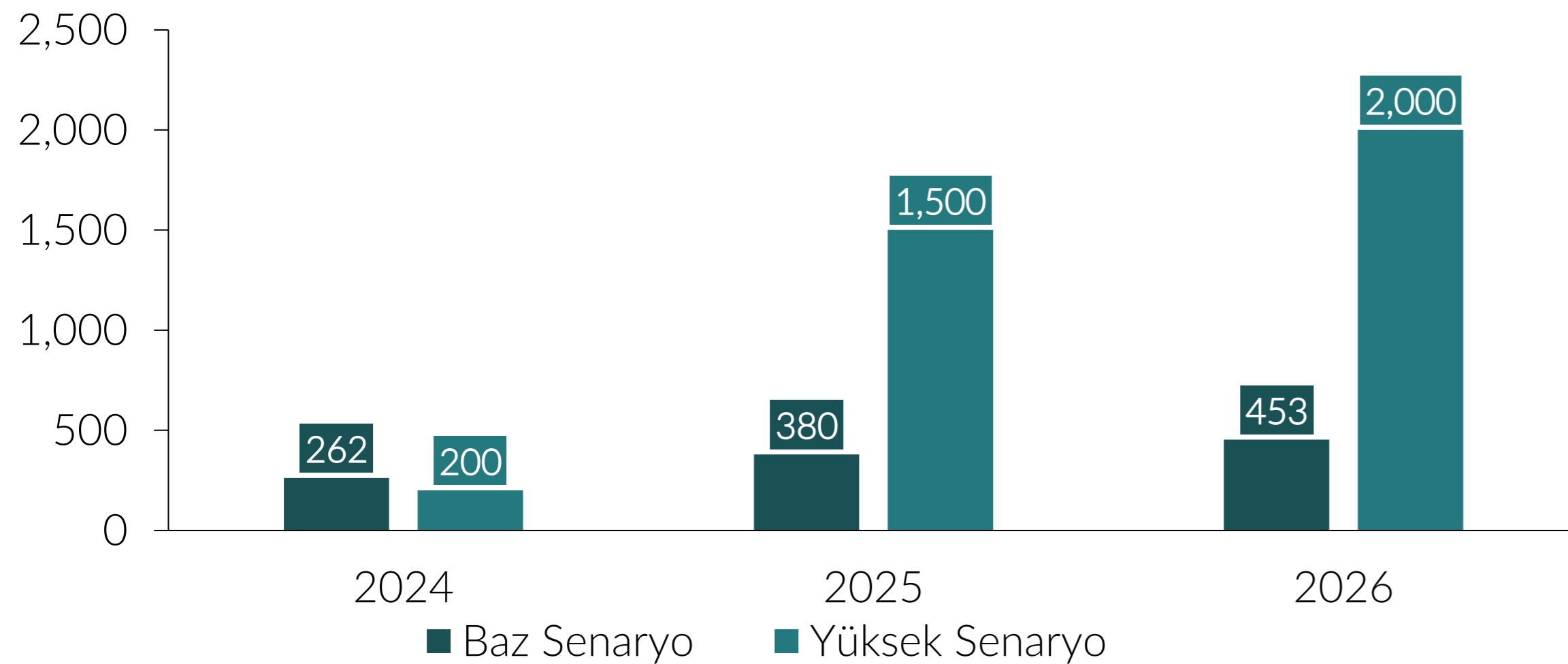
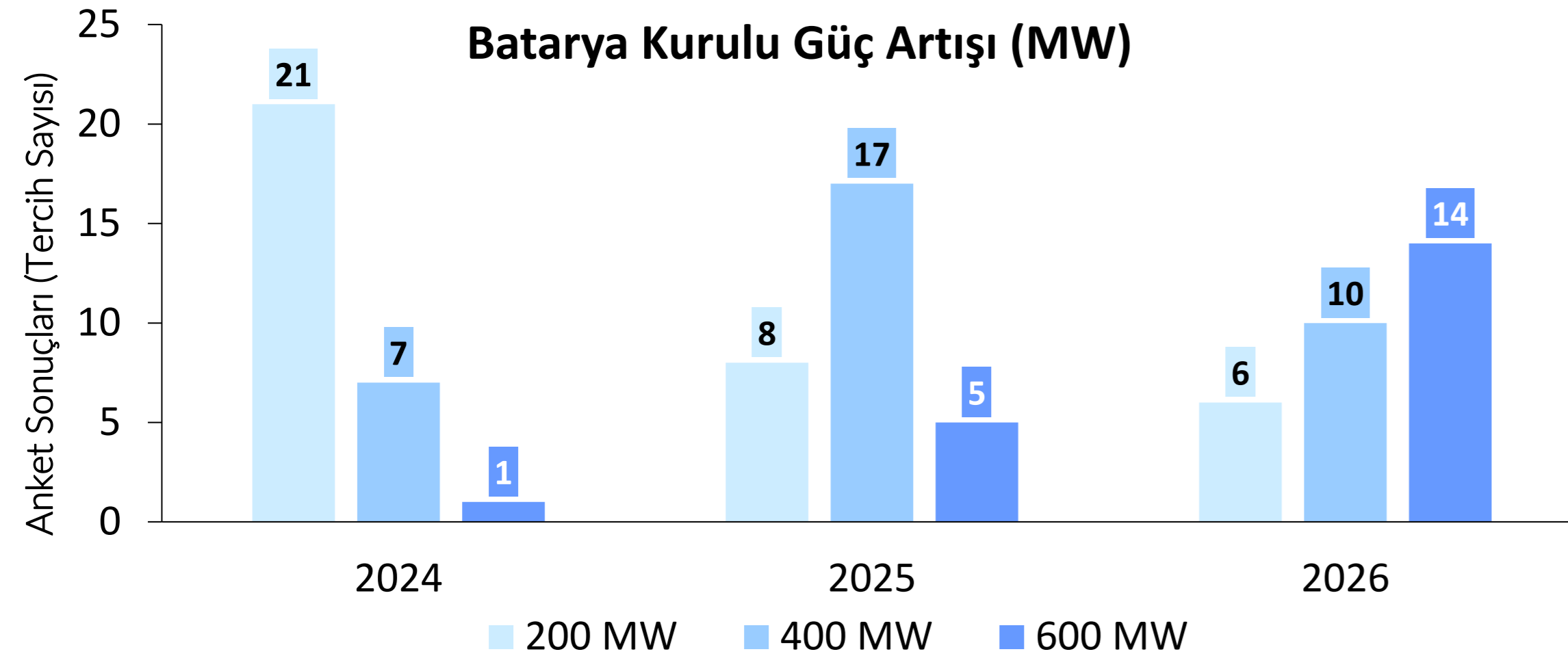


■ Baz Senaryo ■ Yüksek YE Senaryosu

- > Rüzgar santrallerinin kurulu gücü güneş kurulu gücünden farklı olarak lisanslı santrallerden oluşmaktadır. Rüzgar kurulu gücü Kasım 2023 sonu itibariyle 11,6 GW seviyesine ulaşmıştır. Bu kapasitenin büyük bir kısmı 2011 ve 2017 yıllarında yapılan ihalelerin sonucunda devreye alınan kapasiteden oluşmaktadır.
- > 2023 Kasım ayı itibariyle her üç rüzgar YEKA ihalesinde de kazanılan kapasite henüz devreye alınmamıştır.
- > Gelecek dönemlerde ilave edilecek kurulu gücün;
  - > Kazanılan YEKA ihalelerinden,
  - > Mevcut santrallere yapılması planlanan kapasite artışlarından,
  - > Hibrit santral yatırımlarından ve
  - > Depolamalı santral projelerinden gelmesi beklenmektedir.
- > Tüm bu bahsi geçen yatırım seçeneklerine ilave olarak bu kapasiteye kıyasla düşük bir kapasite artırımının da lisanssız yatırımlardan gelmesi beklenmektedir.
- > Yapılan anket çalışmasında rüzgar kurulu gücündeki artışın yıllık ortalama 1.000 MW seviyesinde olduğu görülmektedir. Baz Senaryo için görece düşük olarak değerlendirilen kapasite artırımına karşın Yüksek Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda proje stoğunun daha etkin kullanılma durumu ele alınmıştır.

Not: Genel beklentilerden çok uzaklaşan (outlier) veriler ortalamaya dahil edilmemiştir. Baz Senaryo kapsamında ağırlıklı ortalama değerler dikkate alınırken Yüksek Yenilenebilir Senaryosu'nda daha yüksek elektrik talebi ve yenilenebilir kapasitesi dikkate alınmıştır.

# Depolamalı GES+RES önlisans başvurularına olan yoğun ilgi depolama kapasitesi için bir öngörü ihtiyacını da beraberinde getirmektedir



> Kasım 2022'de yürürlüğe giren ve depolamalı RES ve GES'lere yarışmasız önlisans alma hakkının verilmesine olanak sağlayan düzenleme sonrası bu alanda çok sayıda başvuru yapılmıştır. EPDK tarafından 7 Kasım 2023 itibarıyla Kasım 2022'den itibaren toplamda 252.000 MW'ı aşan 280 milyar USD değerinde depolamalı güneş ve rüzgar santrali için önlisans başvurusu yapıldığı açıklanmıştır. Kasım 2023 itibarıyla de toplamda 23,8\* GW kurulu güç seviyesinde önlisans alınmıştır. Bu kurulu gücün 11,2 GW'lık kısmı güneş ve 12,6 GW'lık kısmı ise rüzgar santrallerinden oluşmaktadır.

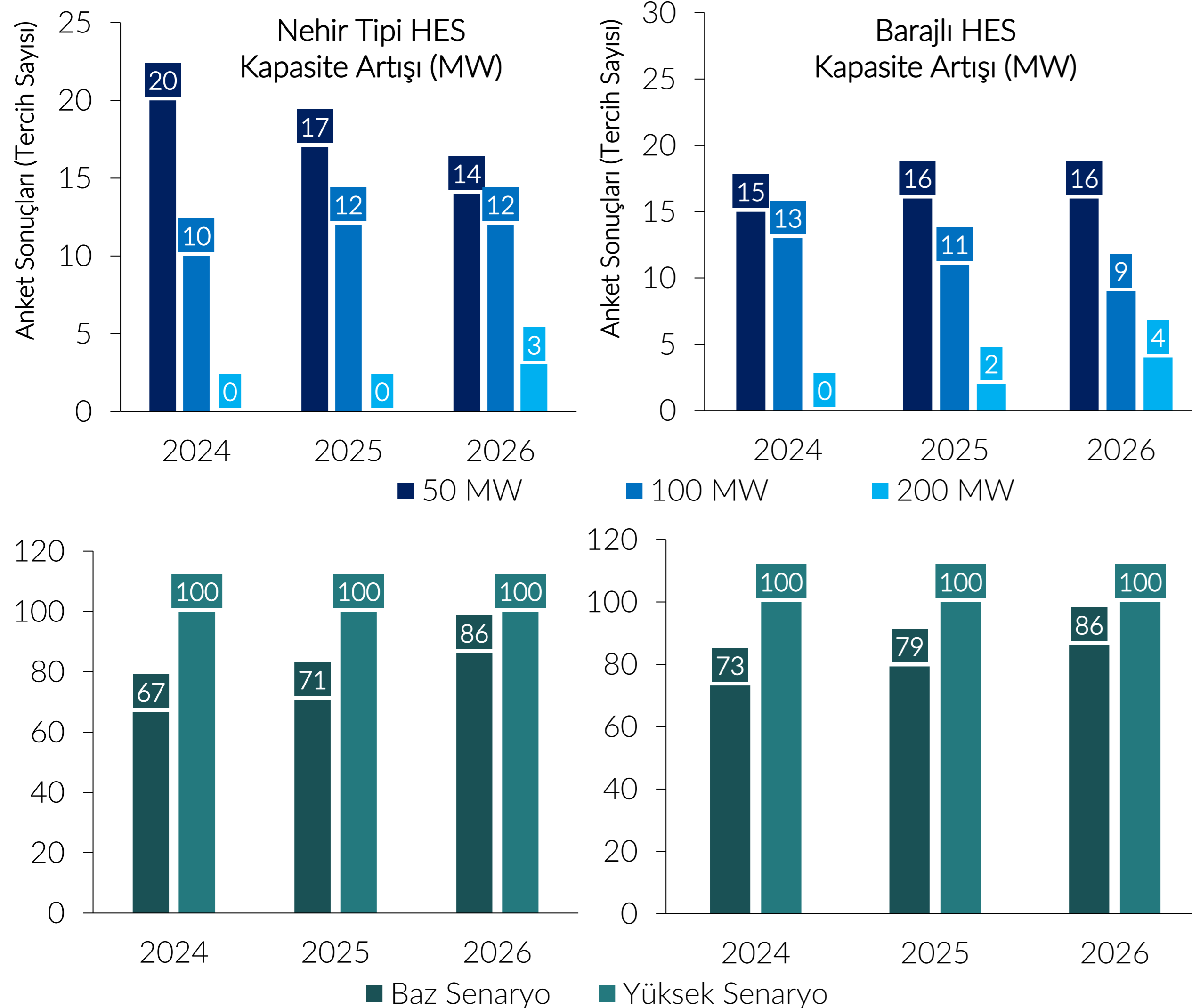
> Yapılan bu başvuruların ne kadarlık bir kısmının ne zaman devreye alınacağı henüz belli olmasa da bu yatırımlara dair beklentiler anket sorusu olarak katılımcılara sunulmuştur.

> 2024 yılında anket sonuçlarındaki ağırlıklı ortalama 262 MW olarak hesaplanmıştır. Yüksek Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda ise yapılacak yatırımların yalnızca 200 MW'lık bir kısmının 2024 yılında devreye alınabileceği öngörülmüştür. 2025 ve 2026 yıllarında ise Baz Senaryo'ya kıyasla yüksek bir devreye giriş beklenmektedir.

\* 21 Kasım 2023 tarihli EPDK Önlisans listesinden alınmıştır.

**Not:** Genel beklentilerden çok uzaklaşan (outlier) veriler ortalamaya dahil edilmemiştir. Baz Senaryo kapsamında ağırlıklı ortalama değerler dikkate alınırken Yüksek Yenilenebilir Senaryosu'nda daha yüksek elektrik talebi ve yenilenebilir kapasitesi dikkate alınmıştır.

# Hidroelektrik santraller için gelecek dönemde beklenen kapasite artışı, bu kaynaktaki üretim potansiyelinin büyük kısmı kullanıldığı için kısıtlı kalmaktadır

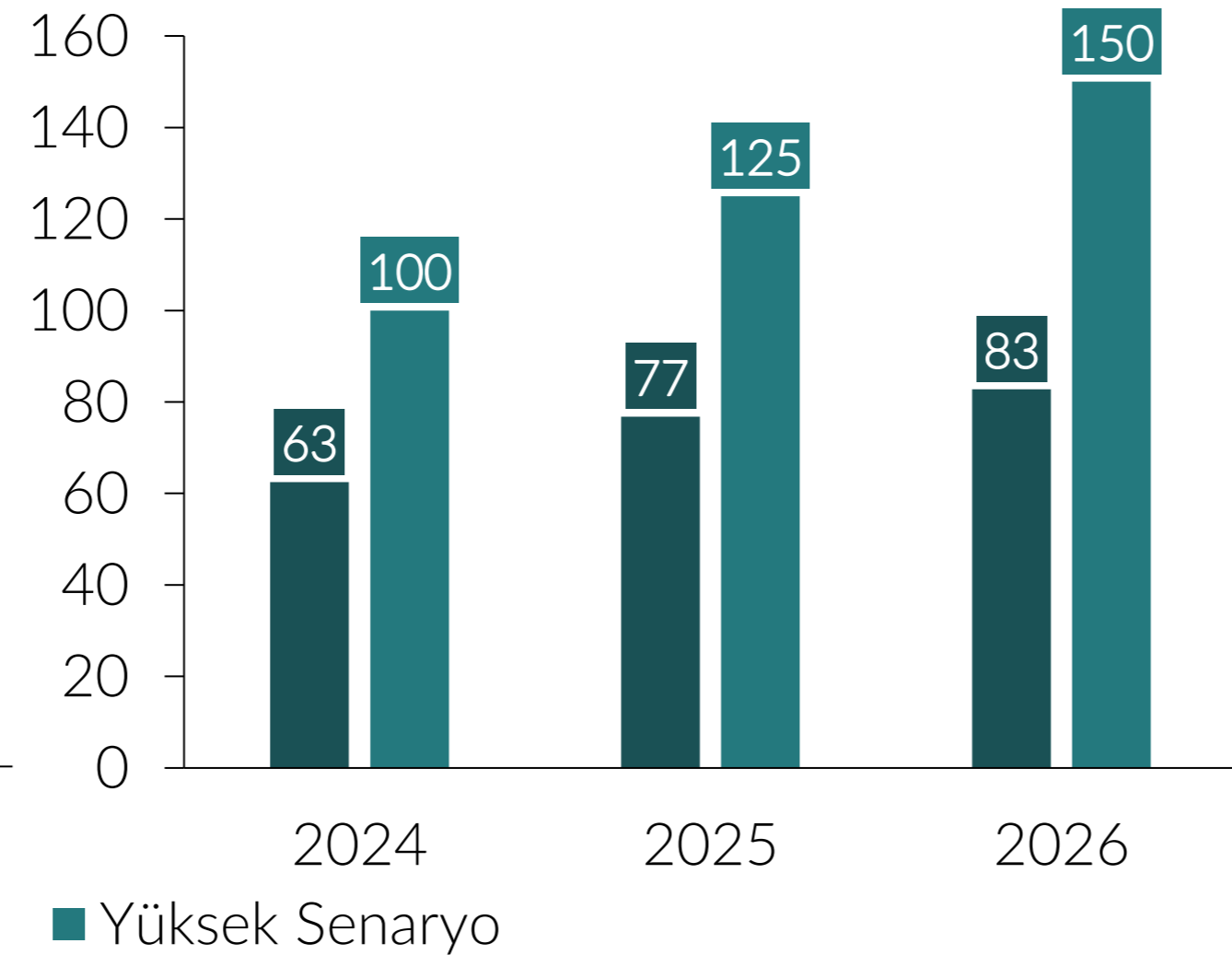
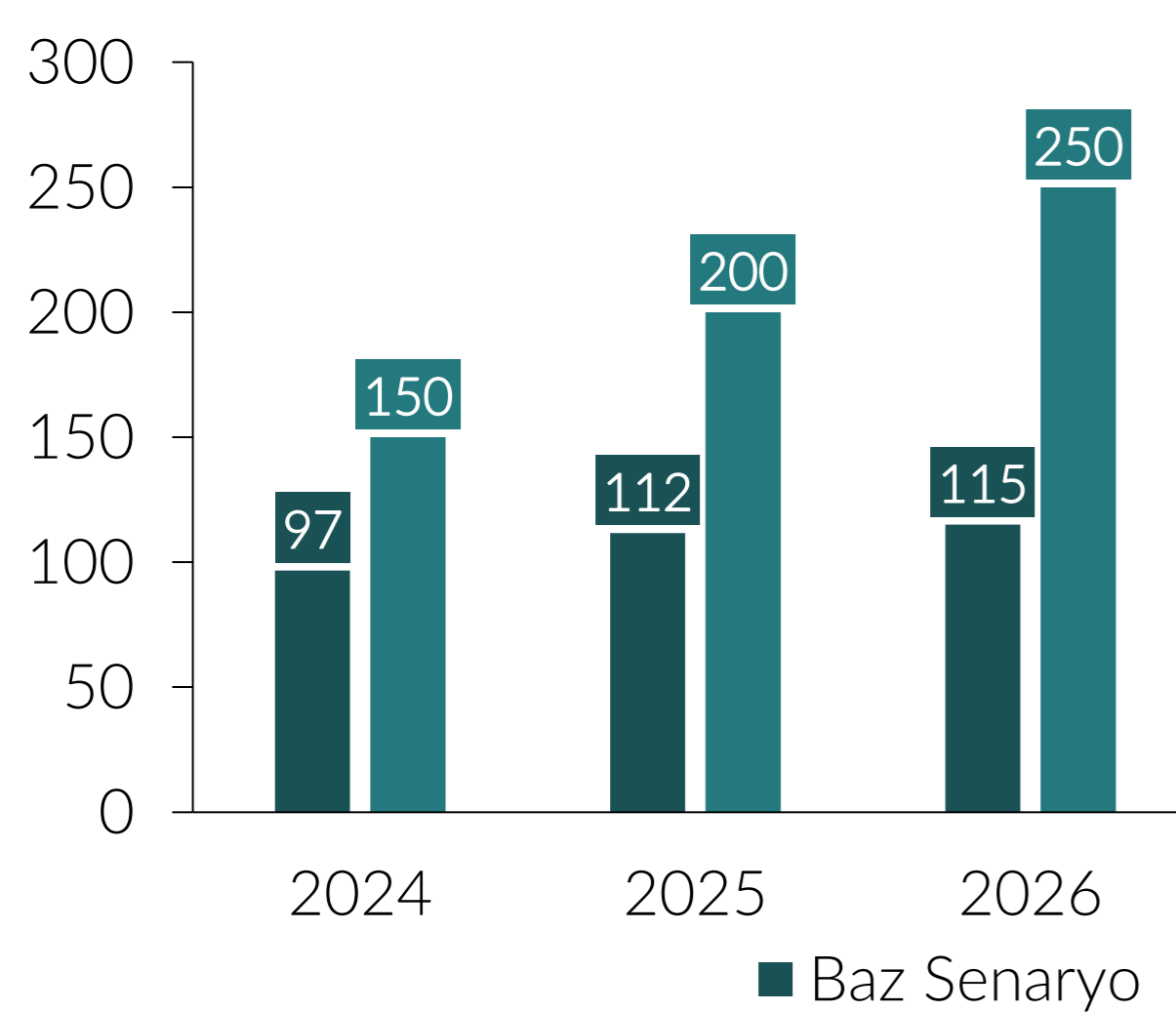
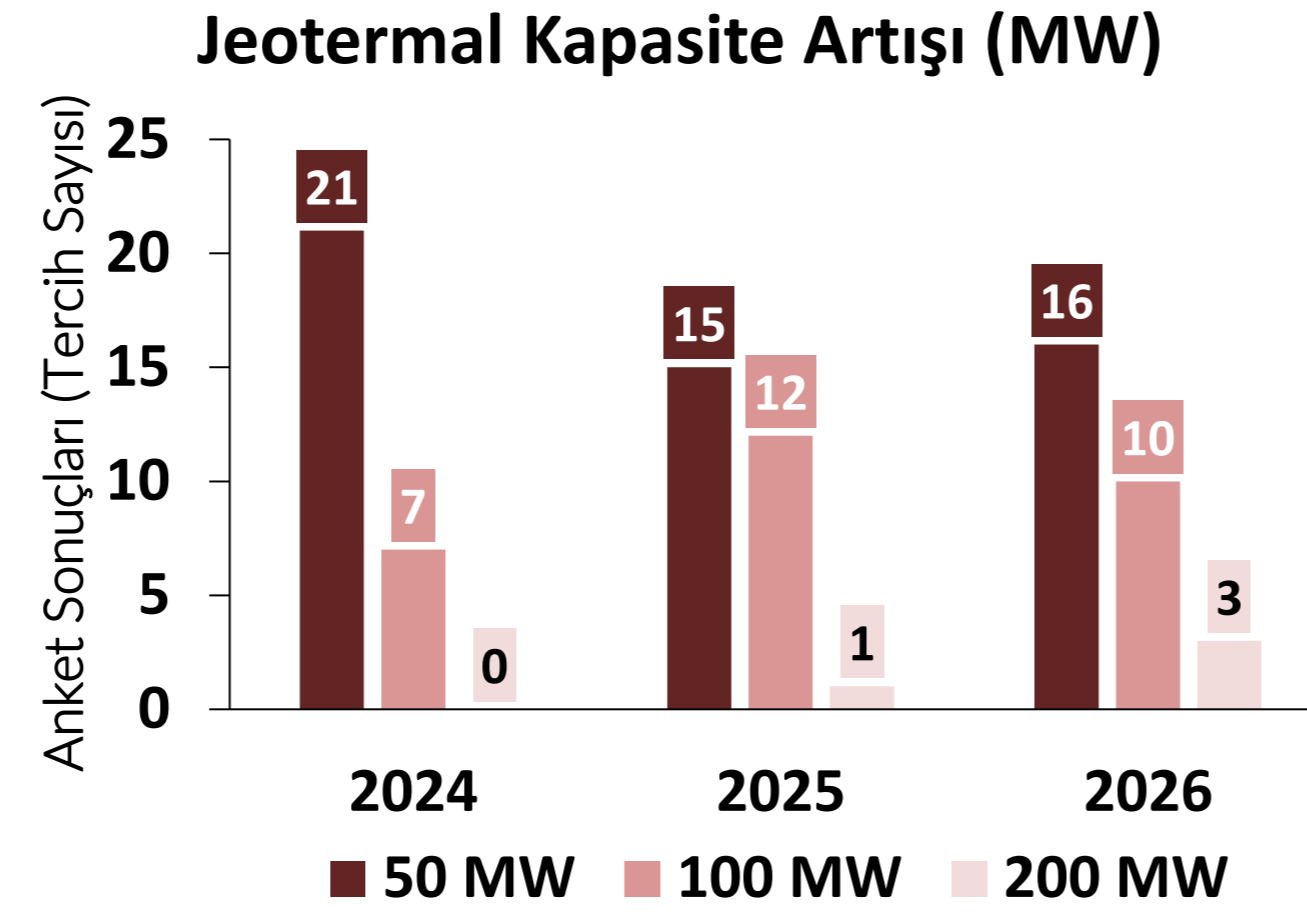
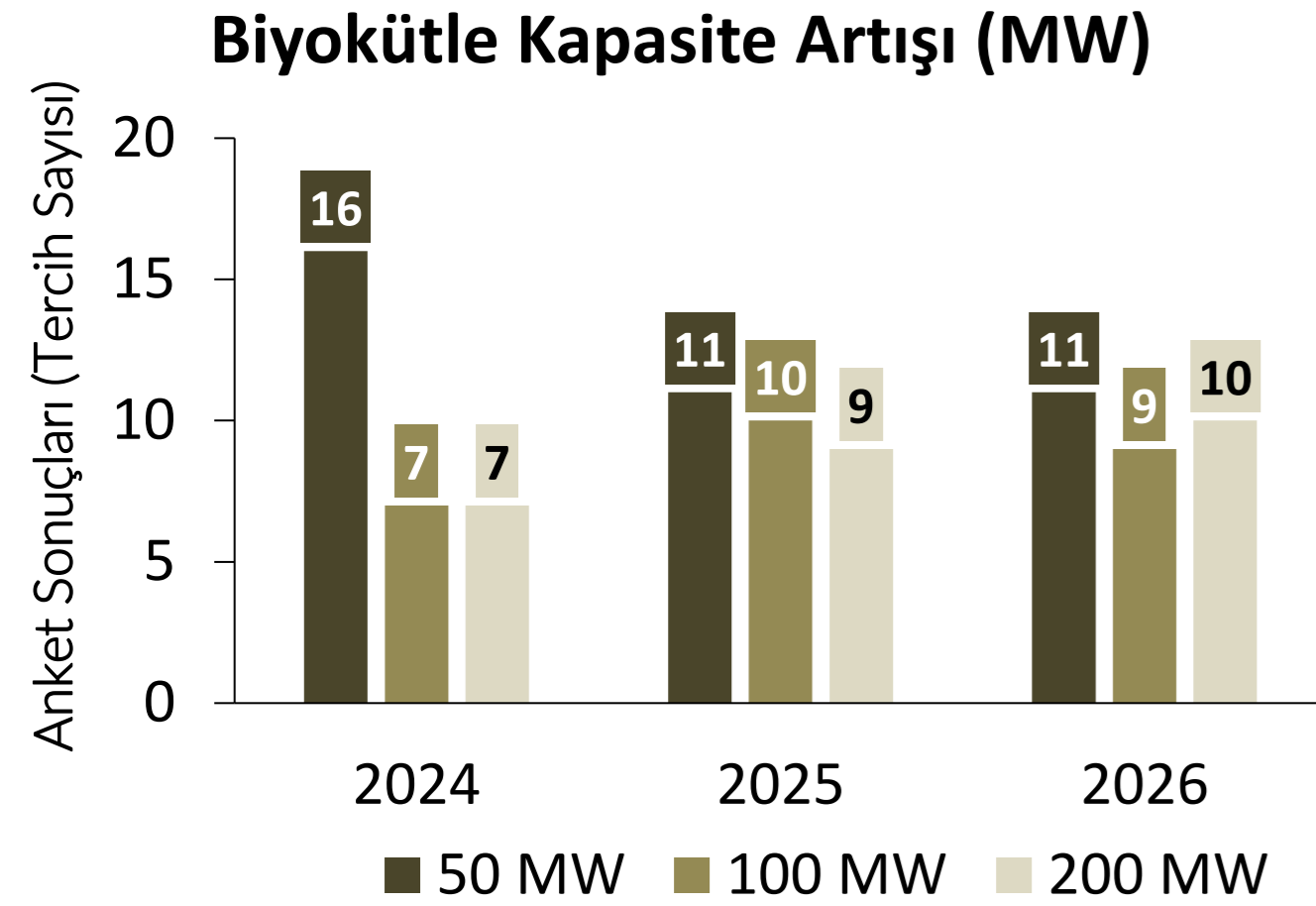


- > Hidroelektrik santrallerin elektrik üretimindeki yeri 1970'li yıllara dayanmaktadır. 1970 yılında elektrik üretimi için kullanılan üç temel kaynak arasında sıvı yakıtlar, kömür ve hidroelektrik bulunmaktadır. Kömür ve hidroelektrikten elde edilen üretimin önemli ölçüde artmasıyla sıvı yakıtların önemi 1980'lerde azalmıştır. Diğer bir deyişle, Türkiye hidroelektrik üretim potansiyelini uzun zamandır kullanmaktadır.
- > Mevcutta kurulmuş ve kurulumuna devam eden santraller ekonomik ve teknik potansiyel bir arada değerlendirilerek projelendirilmiş santrallerdir. Bundan sonra kurulacak santrallerin ise teknik olarak zorlu ve maddi olarak yüksek yatırım maliyetine neden olacak alanlarda olduğu öngörülmektedir. Bu nedenle de gelecek dönemler için hem nehir tipi hem de barajlı hidroelektrik santraller açısından büyük bir kapasite artışı beklentisi oluşmamaktadır.
- > Modelleme çalışmasının yapıldığı dönemde su tutma testlerinin yapıldığı Yusufeli Barajı da barajlı hidroelektrik santral kurulu gücüne 2024 yılı itibarıyla dahil edilmiştir.
- > Çalışma kapsamında katılımcılara yönlendirilen kapasite artış beklentileri de bu yönde sonuç vermiştir. Baz Senaryo'da yıllık ortalama 75 MW nehir tipi ve 80 MW barajlı HES kurulumu beklentisi oluşmuştur. Yüksek Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda ise her iki HES tipi için de yıllık 100 MW kapasite devreye girişi öngörülmektedir.

Not: Genel beklentilerden çok uzaklaşan (outlier) veriler ortalamaya dahil edilmemiştir. Baz Senaryo kapsamında ağırlıklı ortalama değerler dikkate alınırken Yüksek Yenilenebilir Senaryosu'nda daha yüksek elektrik talebi ve yenilenebilir kapasitesi dikkate alınmıştır.



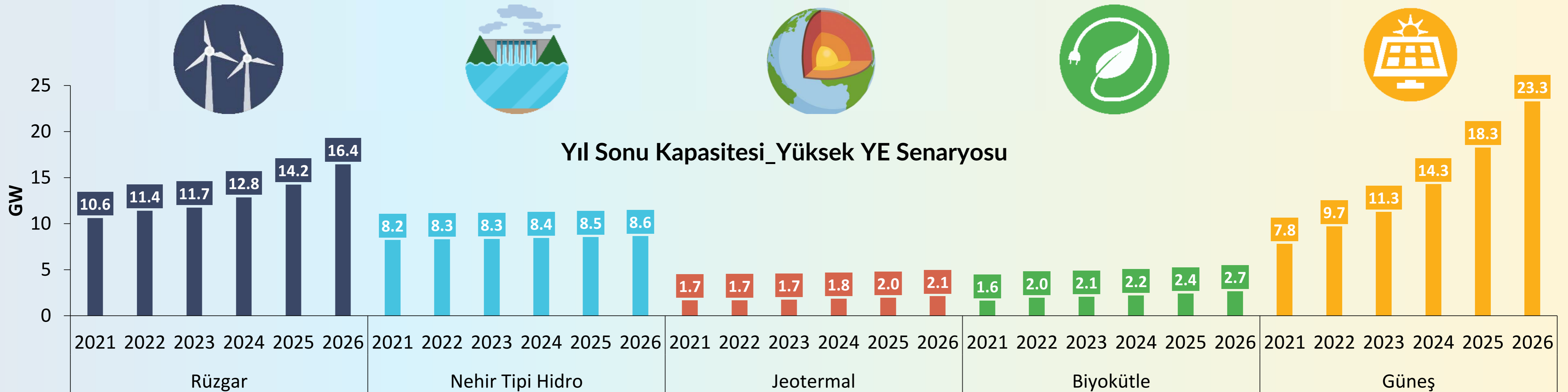
# Biyokütle ve jeotermal santralleri için kapasite artışı, kaynak sıkıntısı ve yüksek yatırım maliyeti nedeniyle rüzgar ve güneş gibi diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına kıyasla daha düşük kalmaktadır



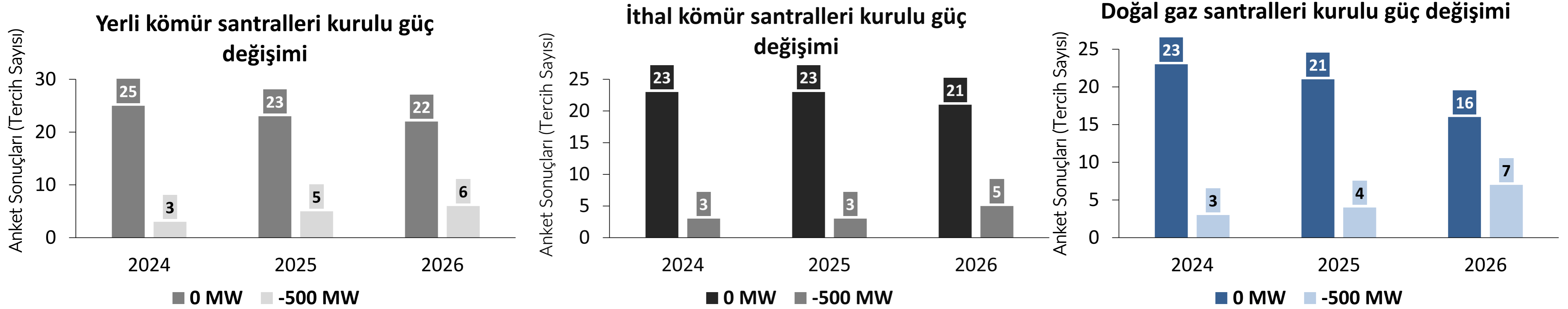
- > Türkiye kurulu güç hedeflerinin açıklandığı çeşitli planlarda ülkedeki hidroelektrik potansiyelin tamamına yakını halihazırda kullanıldığı ve jeotermal ve biyokütle potansiyelinin sınırlı olması nedeniyle önümüzdeki yıllarda yenilenebilir enerji ilaveleri yoğunlukla rüzgar ve güneş kaynaklı olacağı vurgulanmaktadır.
- > Biyokütle santralleri için özellikle son 5 yılda kapasite artışı yaşanmıştır. Biyokütle sınıfı altında tanımlanan grupların halihazırda bertarafı istenen bazı atıklar olması bu kaynaktaki kurulu güç artışında önemli olmuştur. Ayrıca hayvan artıklarından elde edilen biyoyakıtı yönelik yaşanan teknolojik gelişmeler de bu kaynakların kullanımını artırmıştır. Artan biyokütle kurulu gücü zaman içinde kaynak sıkıntı yaşanmasına neden olmuştur.
- > Jeotermal santraller için ise kaynak bulmada yaşanan zorluklar, artan yatırım ve işletim nedeniyle yatırımcıların ilgisi oldukça azalmıştır. TL bazında YEKDEM'in de açıklanmasıyla jeotermal santrallerin kurulumu daha da zor bir hal almıştır. Mayıs 2023'te YEKDEM'de yapılan düzenleme ile jeotermal santraller için belirlenen YEKDEM fiyatı ve süresi daha tatmin edici bir hal almıştır.
- > Çalışma kapsamında biyokütle ve jeotermal santraller için kurulu güç artışı beklentisi de diğer kaynaklara kıyasla düşük kalmıştır. Diğer varsayımlarda olduğu gibi bu varsayımlar için de Yüksek Yenilenebilir Enerji Senaryosu kapsamında devreye girmesi beklenen biyokütle ve jeotermal kurulu gücü Baz Senaryo'dan yüksek olacak şekilde seçilmiştir.

Not: Genel beklentilerden çok uzaklaşan (outlier) veriler ortalamaya dahil edilmemiştir. Baz Senaryo kapsamında ağırlıklı ortalama değerler dikkate alınırken Yüksek Yenilenebilir Senaryosu'nda daha yüksek elektrik talebi ve yenilenebilir kapasitesi dikkate alınmıştır.

# Rüzgar, güneş, nehir tipi hidro, jeotermal ve biyokütle santralleri için kapasite faktörleri son beş yılın değerleri baz alınarak hesaplanmıştır



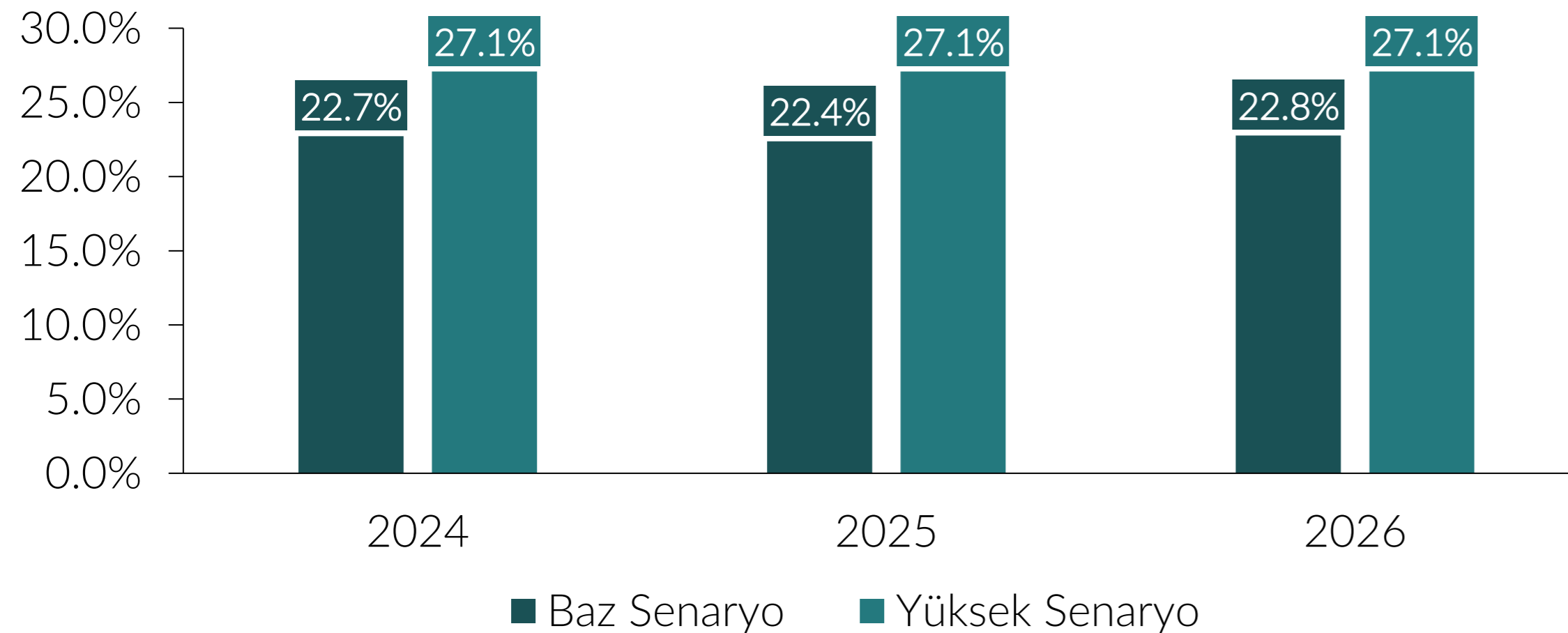
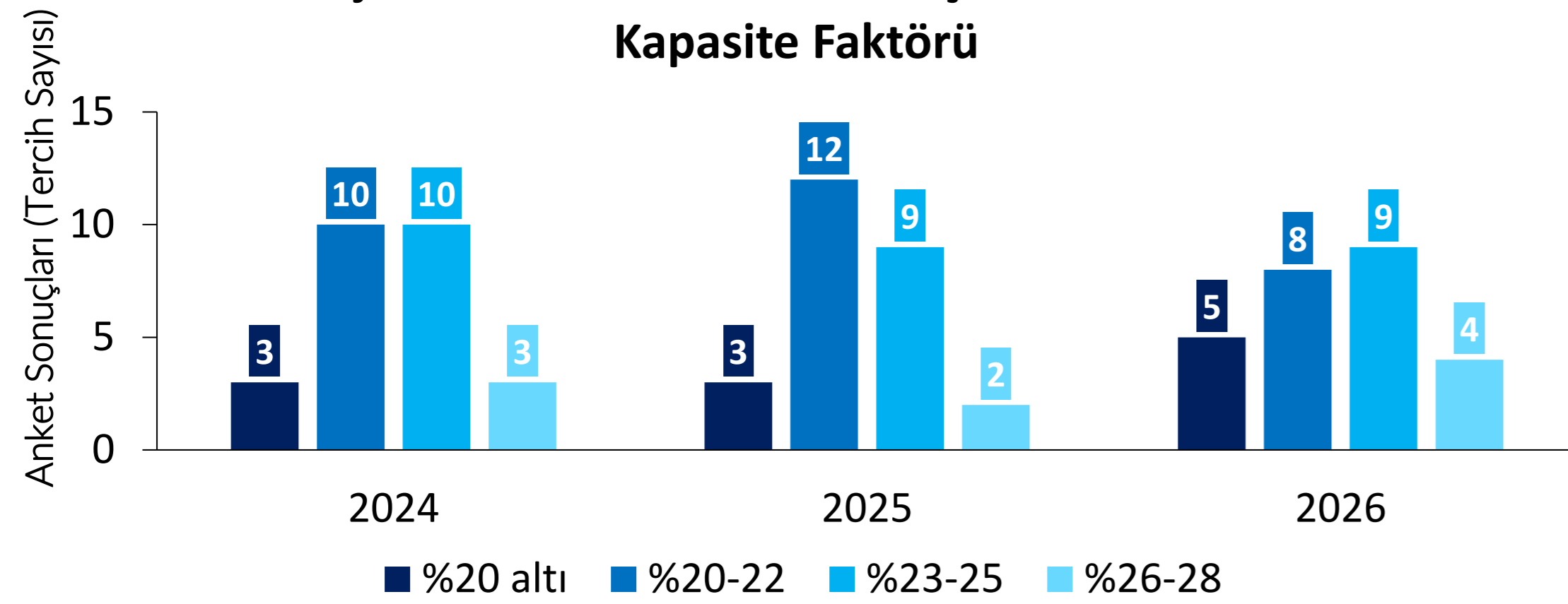
# Proje stoğundaki düşüş, kömür santralleri için finansman bulma zorluğu ve net sıfır hedefleri doğrultusunda yenilenebilir enerjiye geçiş çabası termik santrallerin kapasitesinde orta vadede bir artış olmayacağı görüşünü baskın kılmaktadır



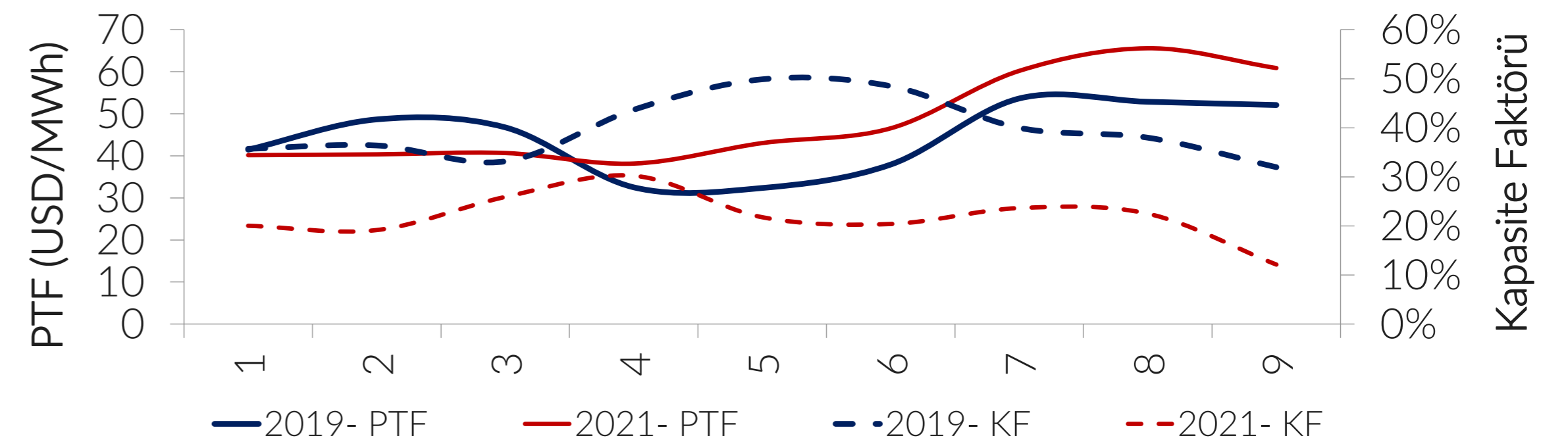
- > Gemiş dönemlerde piyasada yaşanan arz fazlası durumu ve azalmış *spreadler* nedeniyle, son yıllarda yalnızca birkaç büyük ölçekli proje geliştirilebilmiştir. Önümüzdeki yıllar içinde de birkaç istisna dışında yeni büyük yatırımların gerçekleşmesi beklenmemektedir.
- > Diğer yandan, Stratejik Plan'da hedeflenen yerli kömür yatırımlarının, yatırımcıların ilgisizliği ve finansman bulmadaki zorluklar nedeniyle gerçekleştirilemeyeceği öngörülmektedir. Buna ilave olarak Paris İklim Anlaşması'nın onaylanması ve 2053 yılına kadar net sıfır karbon hedefinin ilan edilmesiyle birlikte gelecekte ilave kömür yatırımının devreye girmesi beklenmemektedir.
- > Anket sonuçlarına göre katılımcıların çoğunun termik santrallerin devreden çıkacağını ya da yeni bir termik santralin devreye gireceğini öngörmediği görülmektedir.
- > Çalışma dönemi boyunca her iki senaryo için de termik santraller tarafında beklenen artış yalnızca 2026 yılında devreye girmesi beklenen 950 MW kapasiteli bir doğal gaz santralden gelmektedir..

# Barajlı HESler için kapasite faktörü bir girdi olmasa da simülasyon sonucu oluşan değer için katılımcılardan görüş alınmıştır

Barajlı Hidroelektrik Santraller için Yıllık Ortalama Kapasite Faktörü



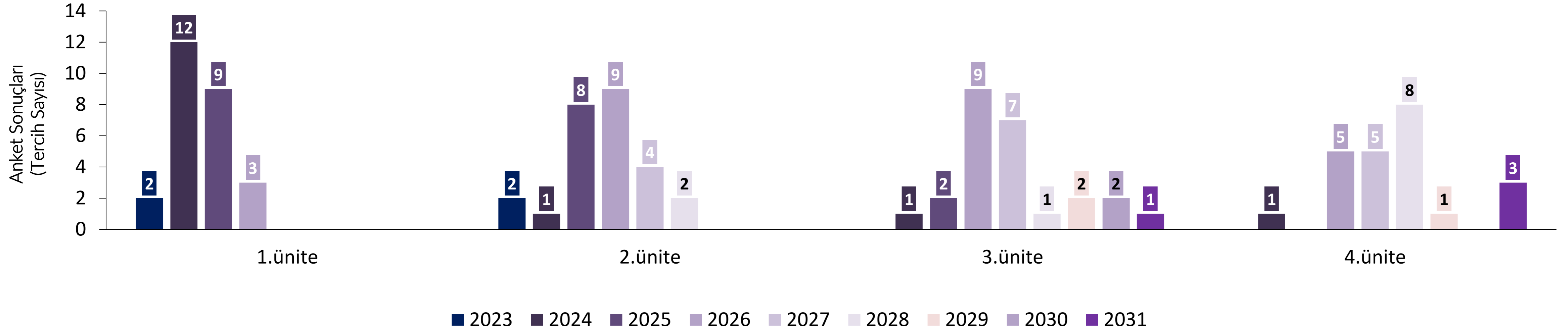
- > Rezervuarlı HESler, su depolama ve istedikleri zaman elektrik üretme kabiliyetine sahip oldukları için diğer yenilenebilir enerji kaynaklarından ayrı olarak ele alınmaktadır. Rezervuar hidroelektrik santralleri bu özellikleri sayesinde, piyasada fiyatın daha yüksek çıktığı saatlerde elektrik üreterek daha fazla kar edebilme şansına sahiptirler. Bu da rezervuar hidroelektrik santrallerinin rüzgar veya güneş gibi değişken üretimli değil daha çok fosil yakıtlar gibi sabit üretime sahip olduğunu göstermektedir.
- > Yüksek yağış ve kar yağışı sonucunda artan rezervuar hidro üretimi, bu santrallerin düşük marjinal maliyetleri ve fiyattan bağımsız üretim nedeniyle piyasa takas fiyatlarını doğrudan etkilemektedir. Örneğin 2019'un ilk yarısında hidroelektrik santraller için alışılmadık derecede yüksek kapasite faktörleri kaydedilmiştir ve bu durum gün öncesi piyasa fiyatlarında düşürücü etki yaratmıştır. 2021 yılında ise tam tersine kurak bir dönem olmuş ve rezervuar hidro üretimi fiyatları düşüren bir faktör olmaktan çıkmıştır.
- > Çalışmada Baz Senaryo için ortalama %22,6 bir kapasite faktörü beklentisi varken Yüksek Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda son 5 yılın ortalama değeri dikkate alınmıştır.



Not: Genel beklentilerden çok uzaklaşan (outlier) veriler ortalamaya dahil edilmemiştir. Baz Senaryo kapsamında ağırlıklı ortalama değerler dikkate alınırken Yüksek Yenilenebilir Senaryosu'nda daha yüksek elektrik talebi ve yenilenebilir kapasitesi dikkate alınmıştır.

# Akkuyu Nükleer Güç Santrali'nin devreye giriş tarihleri, santralin yüksek kapasite ve kapasite faktörü nedeniyle piyasa takas fiyatları üzerinde oldukça etkili

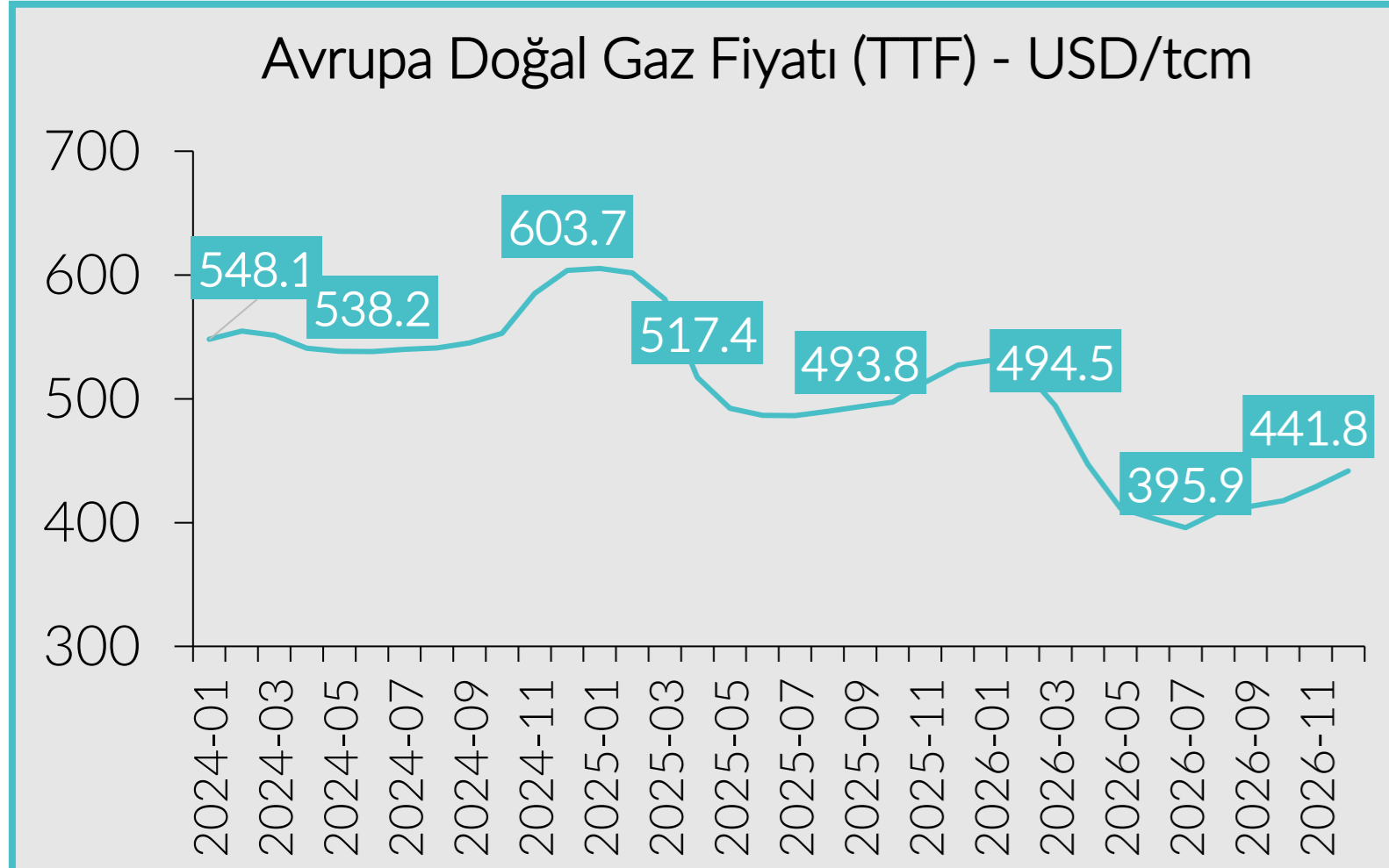
Akkuyu NES devreye giriş yılı beklentisi



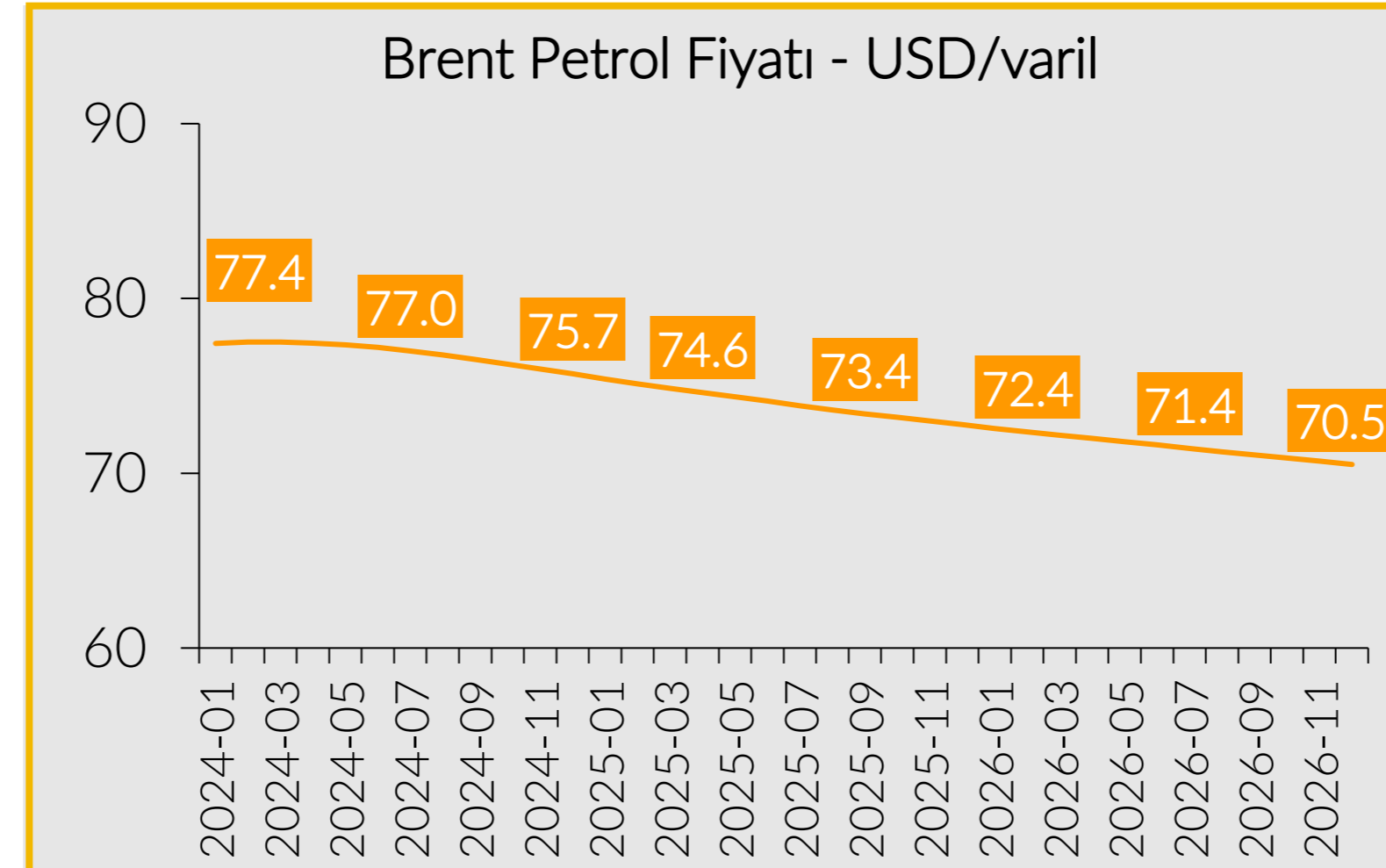
- > Akkuyu Nükleer Güç Santrali 4.800 MW kurulu gücünde Türkiye'nin ilk nükleer santralidir. Bu santralin devreye giriş tarihi resmi kaynaklarda 2023 yılı olarak belirtilmiş olmasına karşın raporun yazıldığı tarih itibarıyla henüz bir devreye giriş söz konusu değildir. Bu nedenle de santralin devreye giriş tarihinin anket sorularına eklenmesine karar verilmiştir.
- > Tüm anket soruları içerisinde en fazla farklı cevap sayısına sahip olan Akkuyu NGS devreye giriş tarihi için her ,iki senaryo için de aynı tarihler kullanılmıştır. Buna göre Akkuyu Nükleer Enerji Santrali için devreye giriş tarihleri aşağıdaki gibi alınmıştır:
  - > 1. ünite: 1 Ocak 2025
  - > 2. ünite: 1 Ocak 2026
  - > 3. ünite: 1 Ocak 2027
  - > 4. ünite: 1 Ocak 2028

Not: Genel beklentilerden çok uzaklaşan (outlier) veriler ortalamaya dahil edilmemiştir. Baz Senaryo kapsamında ağırlıklı ortalama değerler dikkate alınırken Yüksek Yenilenebilir Senaryosu'nda daha yüksek elektrik talebi ve yenilenebilir kapasitesi dikkate alınmıştır.

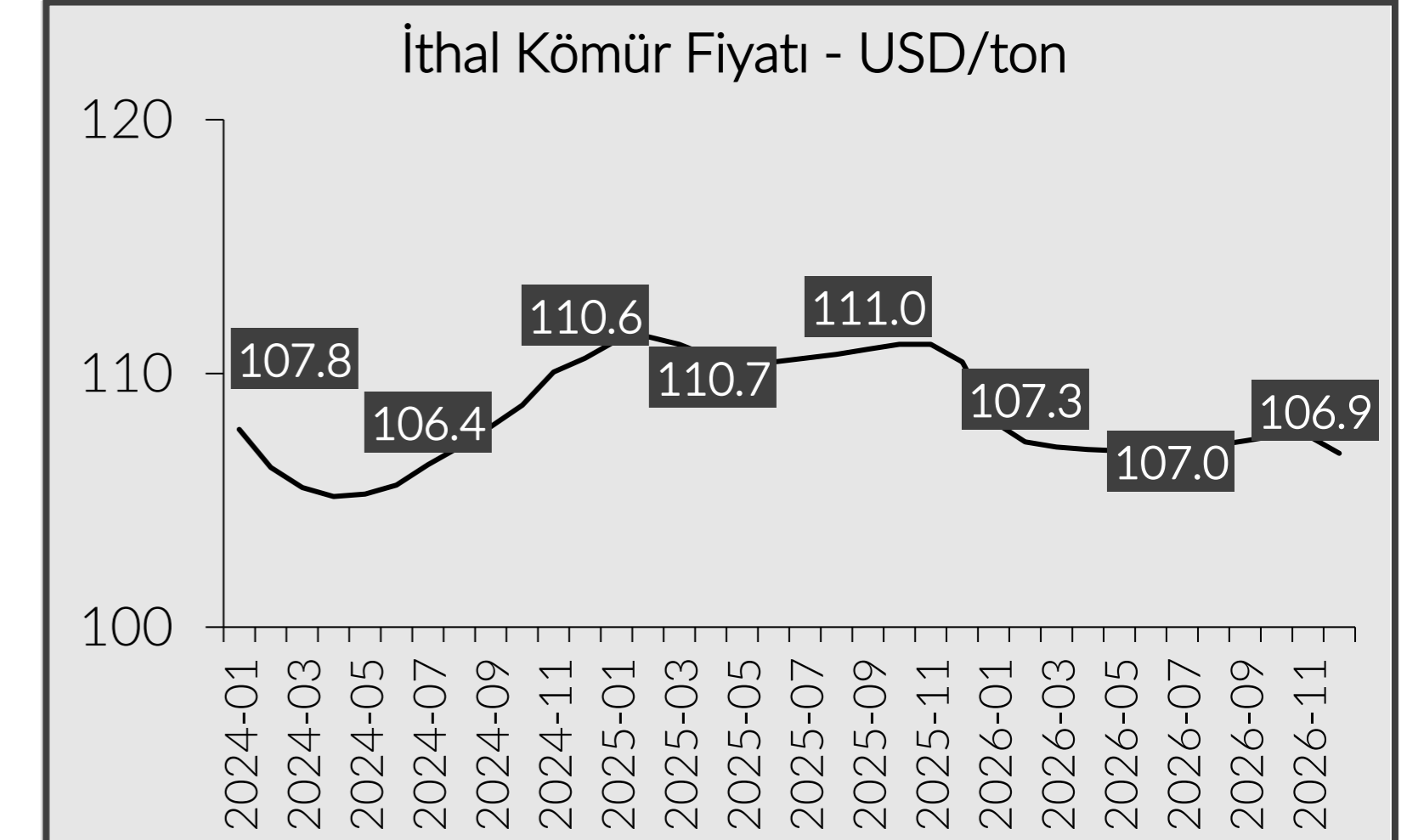
# Doğal gaz ve ithal kömür gibi döviz bazlı ithal edilen kaynaklar serbest piyasa fiyatları üzerinde doğrudan etkili olmaktadır



- > Türkiye, doğal gaz tüketiminin neredeyse tamamını ithalat yoluyla karşılamaktadır. Bu ithalat için geçmiş dönemlerde uzun dönemli anlaşmalar yoluyla ve çoğunlukla Brent petrol endeksli olarak yapılmaktaydı.
- > 2021 yılı itibariyle süresi dolan kontratların yerini farklı formülasyona bağlı kontratlar almıştır. Yeni kontratların fiyat formülasyonunda Avrupa doğal gaz fiyatlarına yer verilmektedir. Bu nedenle Avrupa doğal gaz fiyatı tahminlerde dikkate alınmaktadır.



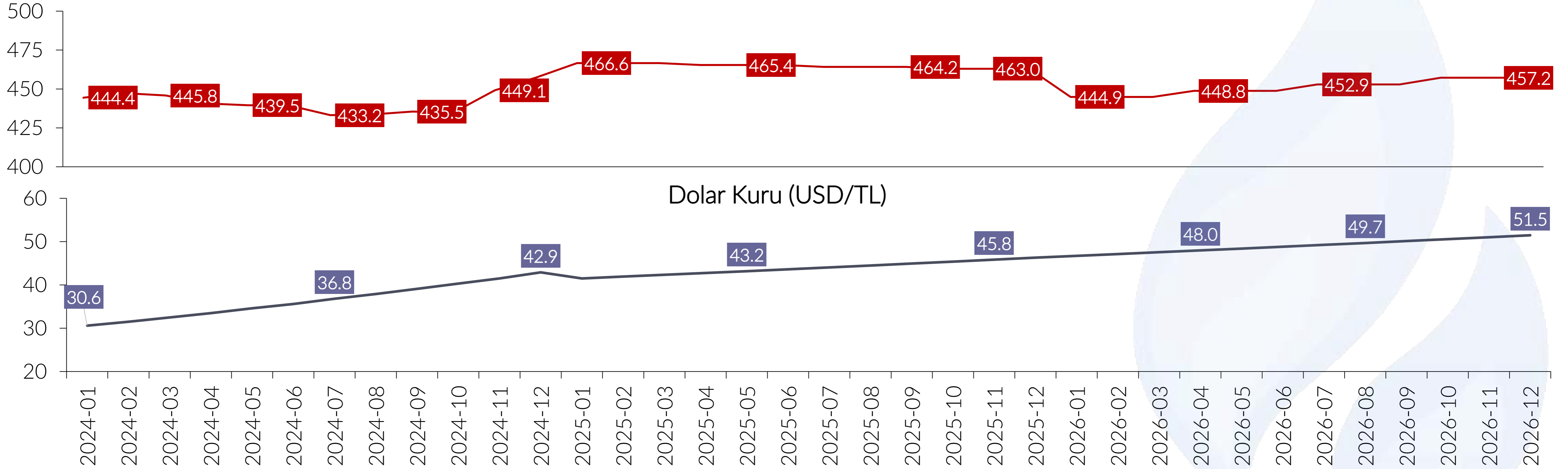
- > Türkiye'nin 2021 yılı sonu itibariyle biten kontratlarının yerini TTF endeksli kontratlar almaya başlasa da hala Brent petrole endeksli kontratlar da bulunmaktadır.
- > Brent petrol fiyatına endeksli doğal gaz ithalatı formülüne göre Brent petroldeki değişim 9 ay gecikmeli olarak doğal gaz fiyatına yansıtılmaktadır.



- > Türkiye elektrik üretiminde hatırı sayılır bir paya sahip ithal kömür santrallerinin yakıt fiyatlarının belirlenmesinde vadeli kontratlar kullanılmaktadır.
- > Merit order yapısında genellikle doğal gaz santralleri fiyat belirleyici konumundayken ithal kömür santrallerinin marjinal maliyetlerinin artması durumunda ithal doğal gaz santralleri ile ithal kömür santralleri yer değiştirmekte ve ithal kömür santralleri fiyatı belirleyici konuma gelmektedirler.

# Ülkenin doğal gaz ithalatı ve son tüketiciye satışta lider konumda olan BOTAŞ yıllar içinde kaynak çeşitliliğini artırmıştır. Artan kaynak ve formülasyonlar doğal gaz tarifesinde ağırlı ortalamamanın dikkate alınmasını gerektirmektedir

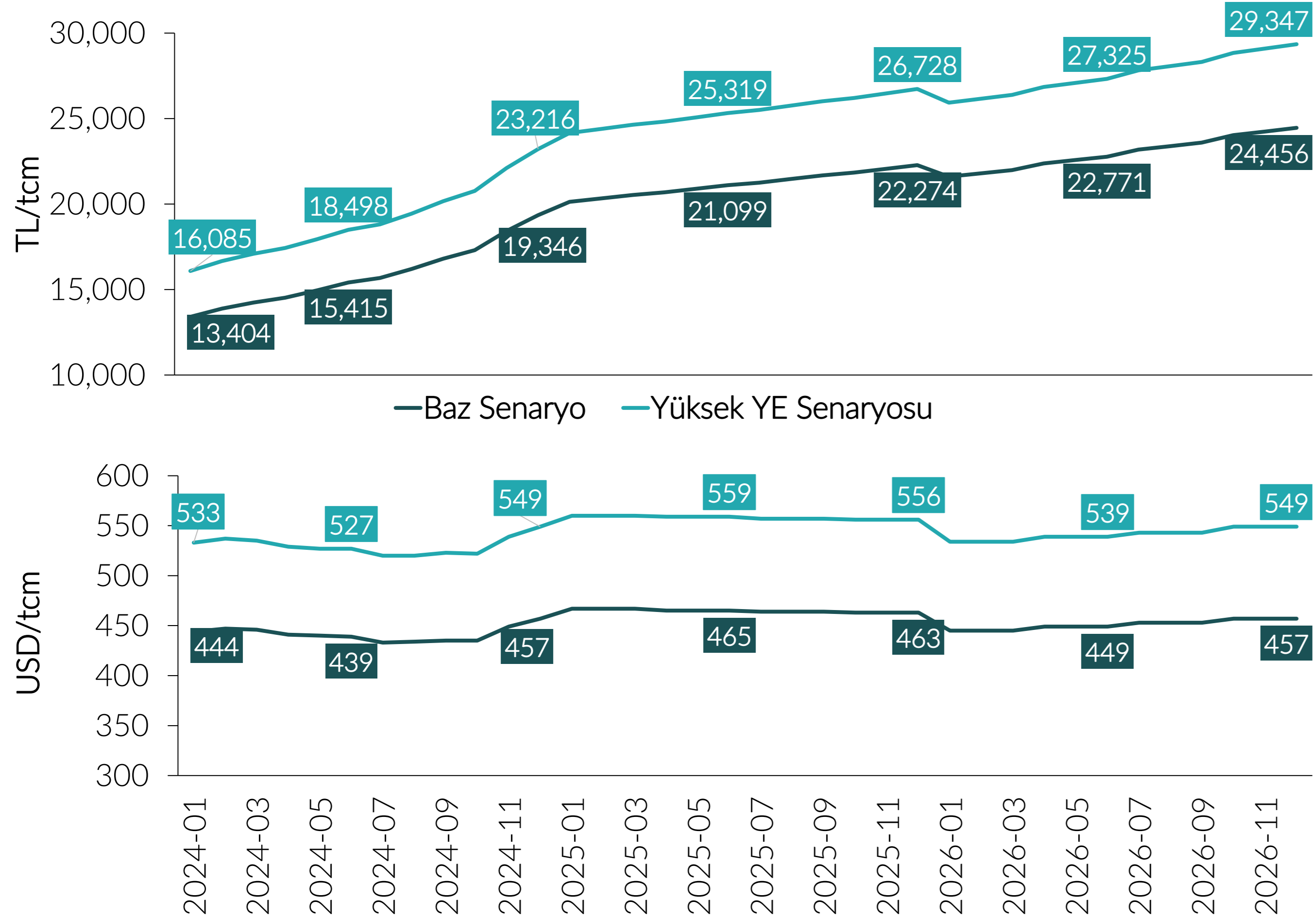
Doğal Gaz İthalat Fiyatı (USD/tcm)



> İthal edilen bir kaynak olan doğal gazın ithalat maliyeti USD/tcm cinsindeyken ülkede uygulanan tarife TL/tcm cinsindedir. Bu nedenle uygulanacak doğal gaz tarifesinde kur değeri de dikkate alınmaktadır. Rekabet kuralları gereği katılımcılardan kur tahmini alınmamıştır. APLUS Enerji de kur tahmini yapmadığından dolayı çalışmada Borsa İstanbul ViOP kontratları dikkate alınmıştır.

Not: 2024 yılı kuru 16 Kasım 2023 tarihli kontratlardan alınırken 2025 ve 2026 yılı USD/TL enflasyonuna göre hesaplanmıştır.. Doğal gaz ithalat maliyeti APLUS Enerji tarafından halka açık veriler kullanılarak hesaplanmıştır.

## Çalışma kapsamında Baz Senaryo'da BOTAŞ'ın doğrudan maliyet bazlı yaklaşım sergileyeceği ve Yüksek Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nun Baz Senaryo'dan %20 daha olacağı varsayılmıştır



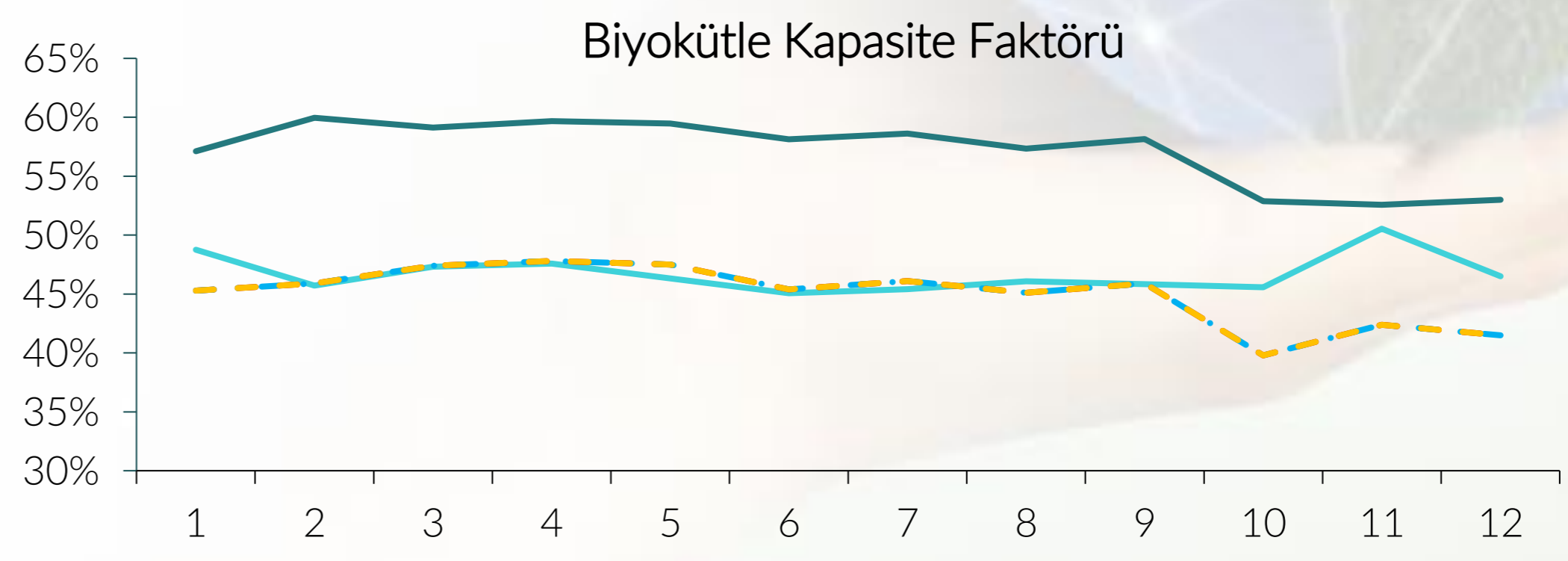
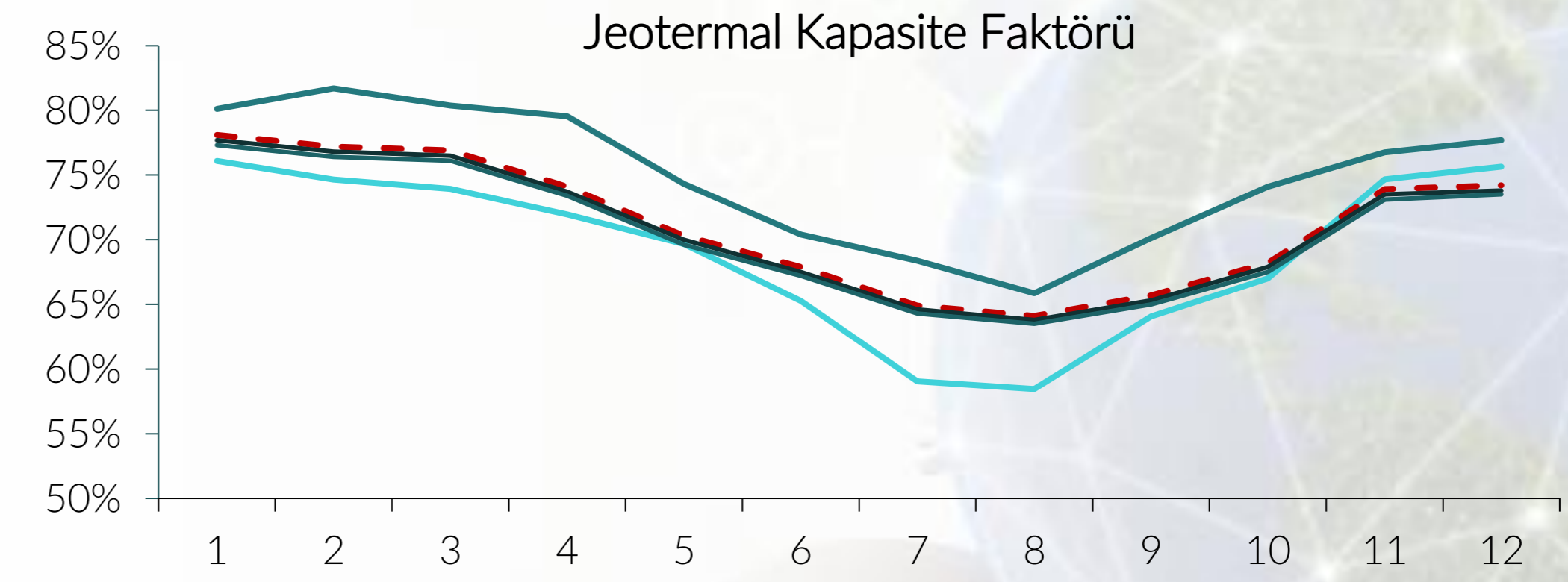
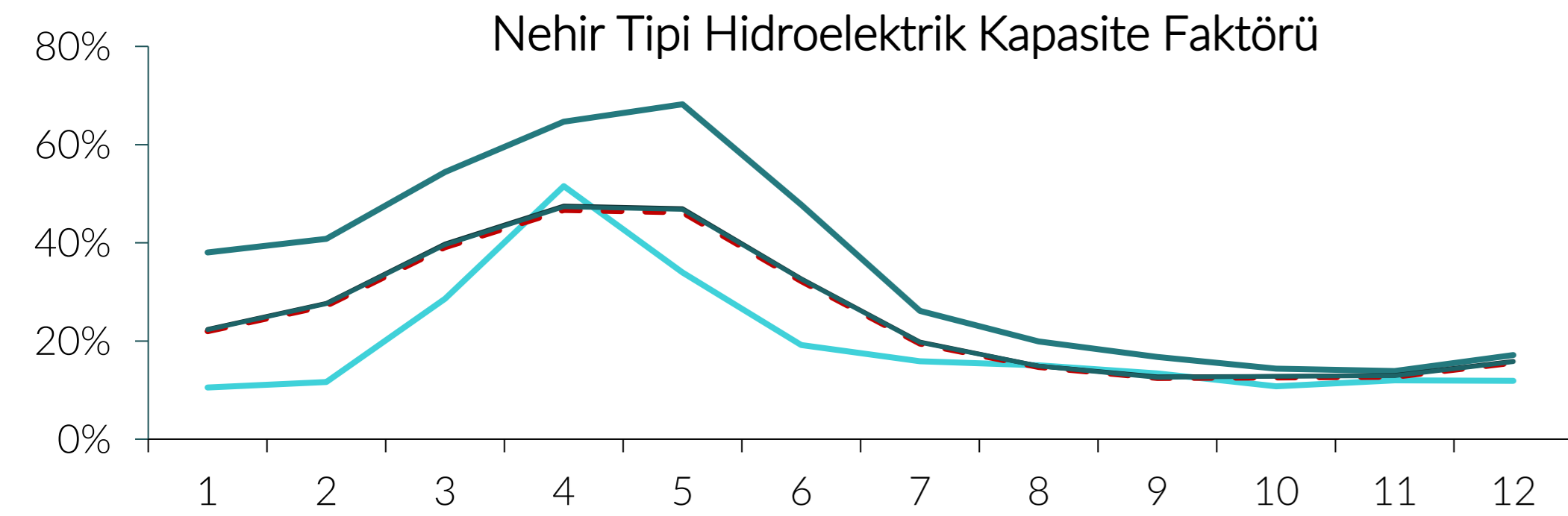
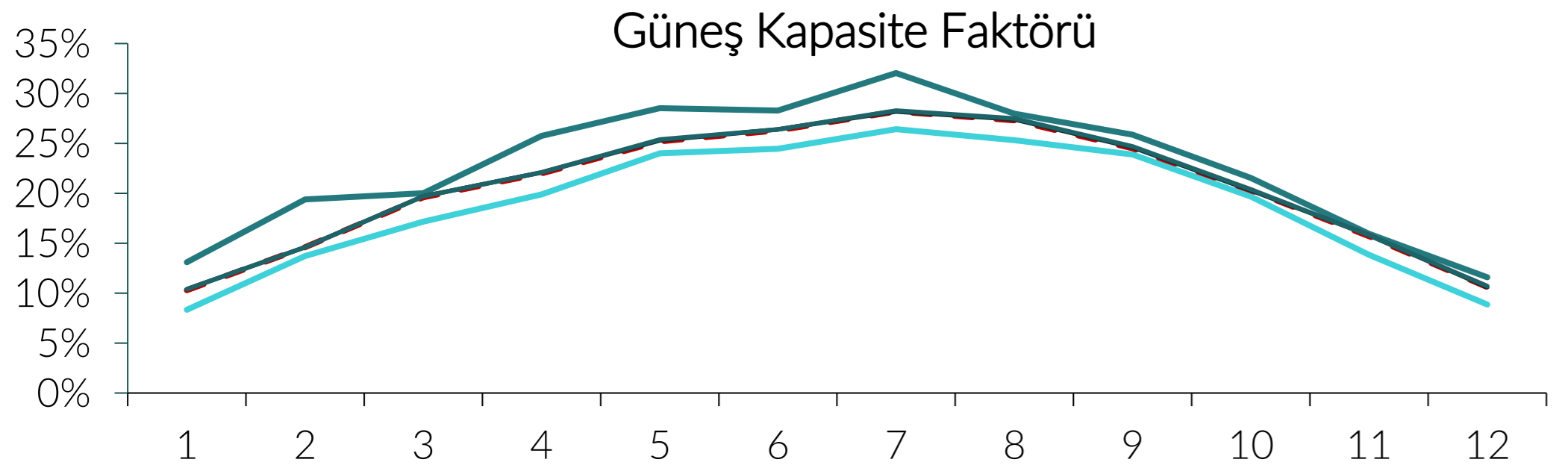
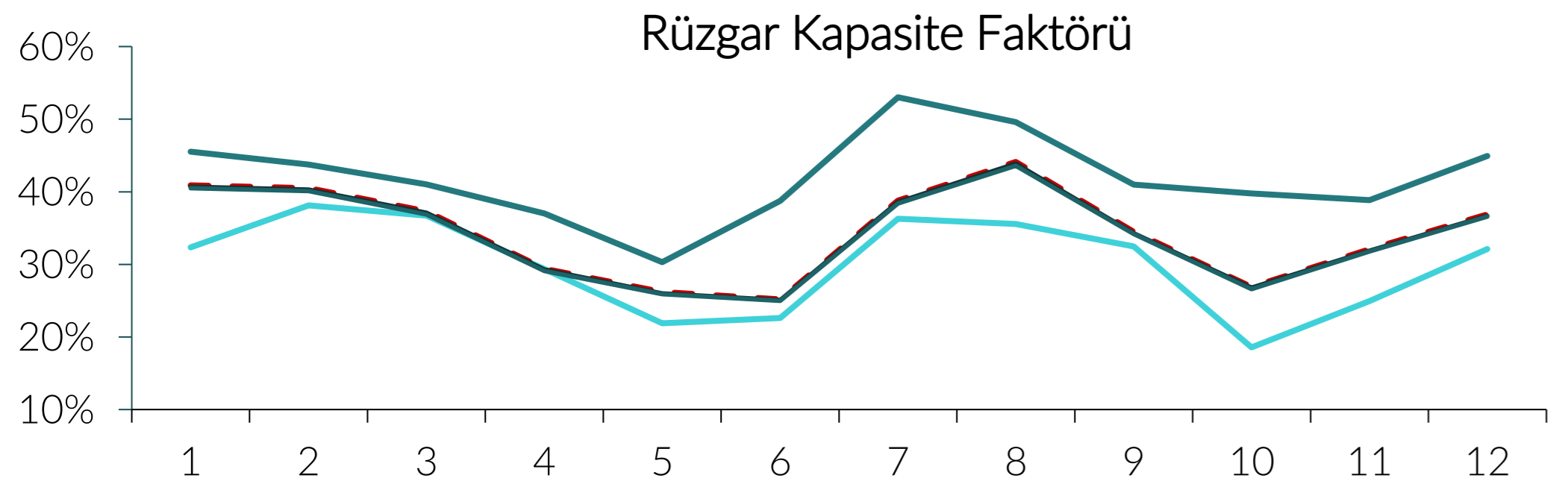
> BOTAŞ, %90'ın üzerinde pazar payı ile Türkiye doğal gaz piyasasında fiyat belirleyici oyuncu konumundadır. BOTAŞ, doğal gaz tüketicilerine mesken, sanayi ve elektrik üretimi amaçlı doğal gaz tüketimi olarak 3 farklı tarife sunmaktadır. Sanayi ve elektrik üretim tesislerine uygulanan tarifeler birbirine yakın ve maliyet bazlı olarak belirlenmektedir. Mesken tarifesinde ise doğal gaz fiyatları diğer iki kullanıcı türüne göre oldukça düşük seviyelerdedir.

> Geçmiş dönemlerde BOTAŞ yüksek tedarik maliyetlerini tüketicilere yansıtmayı tercih etmemiş ve tarifelerde sübvansiyon uygulamıştır. Fakat son dönemlerde BOTAŞ'ın genel yaklaşımı özellikle doğal gaz santralleri için tarifelerin maliyet bazlı belirlenmesi yönündedir. Bu nedenle de çalışmada APLUS Enerji tarafından hesaplanan doğal gaz ithalat maliyeti, doğal gaz santrallerine uygulanacak tarife olarak dikkate alınmıştır.

> Yüksek Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda ise Baz Senaryo için hesaplanan doğal gaz tarifesinin %20 üstünde olacak şekilde bir doğal gaz tarifesi belirlenmiştir.



# Rüzgar, güneş, nehir tipi hidro, jeotermal ve biyokütle santralleri için kapasite faktörleri son beş yılın değerleri baz alınarak hesaplanmıştır



— Max KF — Min KF - -2024 - ·2025 - -2026

Maksimum ve minimum kapasite faktörleri 2019-2023 yılları arasında oluşan aylık ortalamalar dikkate alınmıştır. Biyokütle için minimum kapasite faktörlerinin tamamı 2023 yılında olduğundan dolayı sonraki yıllarda da kapasite faktörü değerlerinin düşük gelmesi beklenmektedir.

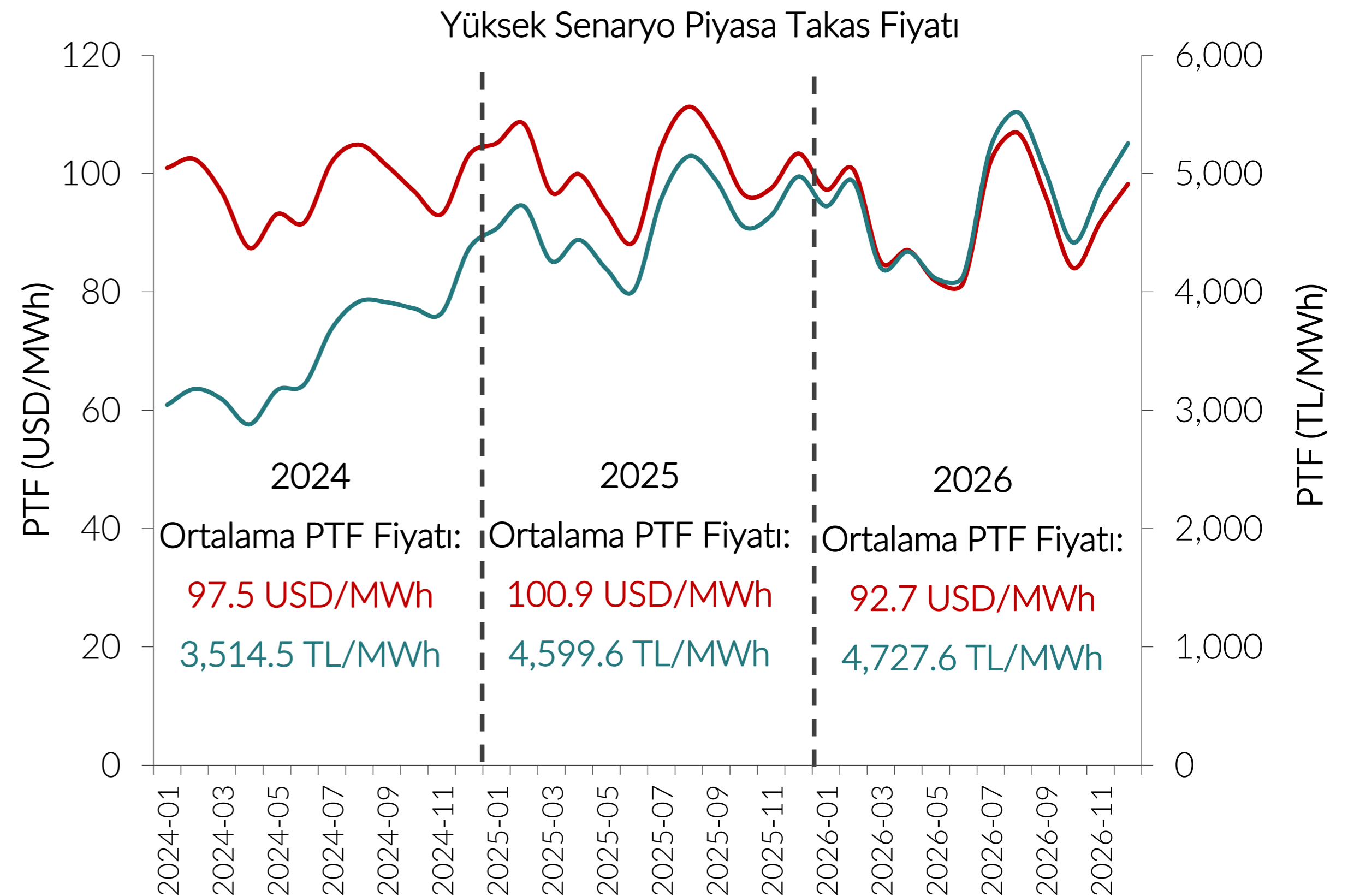
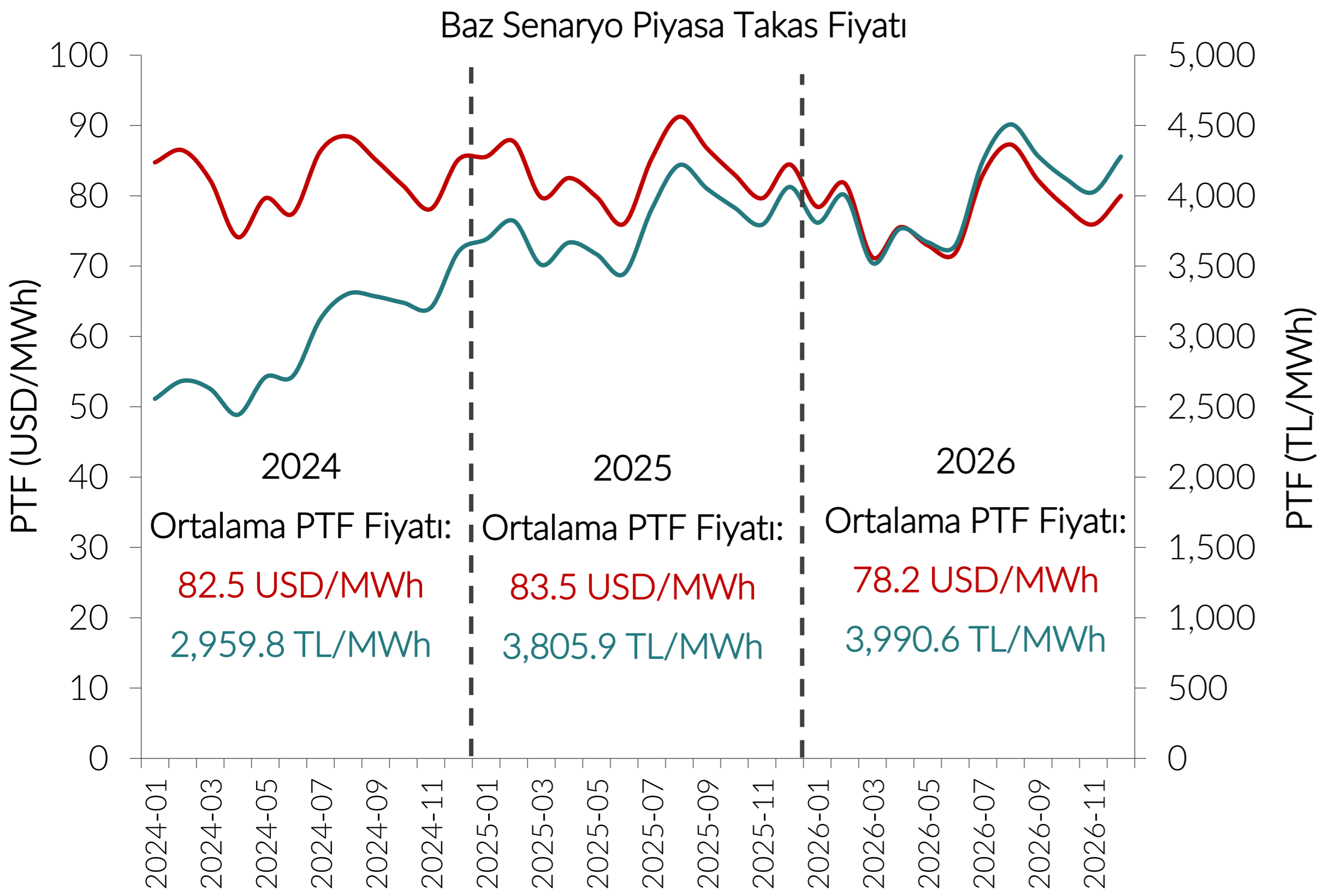
# Sonuçlar

- > *Piyasa Takas Fiyatı Analizi*
- > *Saatlik Piyasa Takas Fiyatı Profili*
- > *Sıcak Yaz Günü İncelemesi*
- > *Kaynak Bazlı Elektrik Üretimi*



# Yüksek Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda fiyat seviyeleri Baz Senaryo'ya kıyasla yüksek olsa da yıllık ortalama *spark spread* değerleri daha düşüktür

- > Yenilenebilir enerji kaynaklarındaki artışın etkisinin görülmeye başlaması ve nükleer enerji santralının devreye girmesiyle her iki senaryoda da 2026 yılı ortalama PTF değeri düşüş göstermiştir.
- > Aylık ortalama PTF profiline bakıldığında ise her iki senaryoda da sıcak yaz aylarındaki yoğun elektrik talebi, fiyatların diğer aylara kıyasla artış göstermesine sebep olmuştur

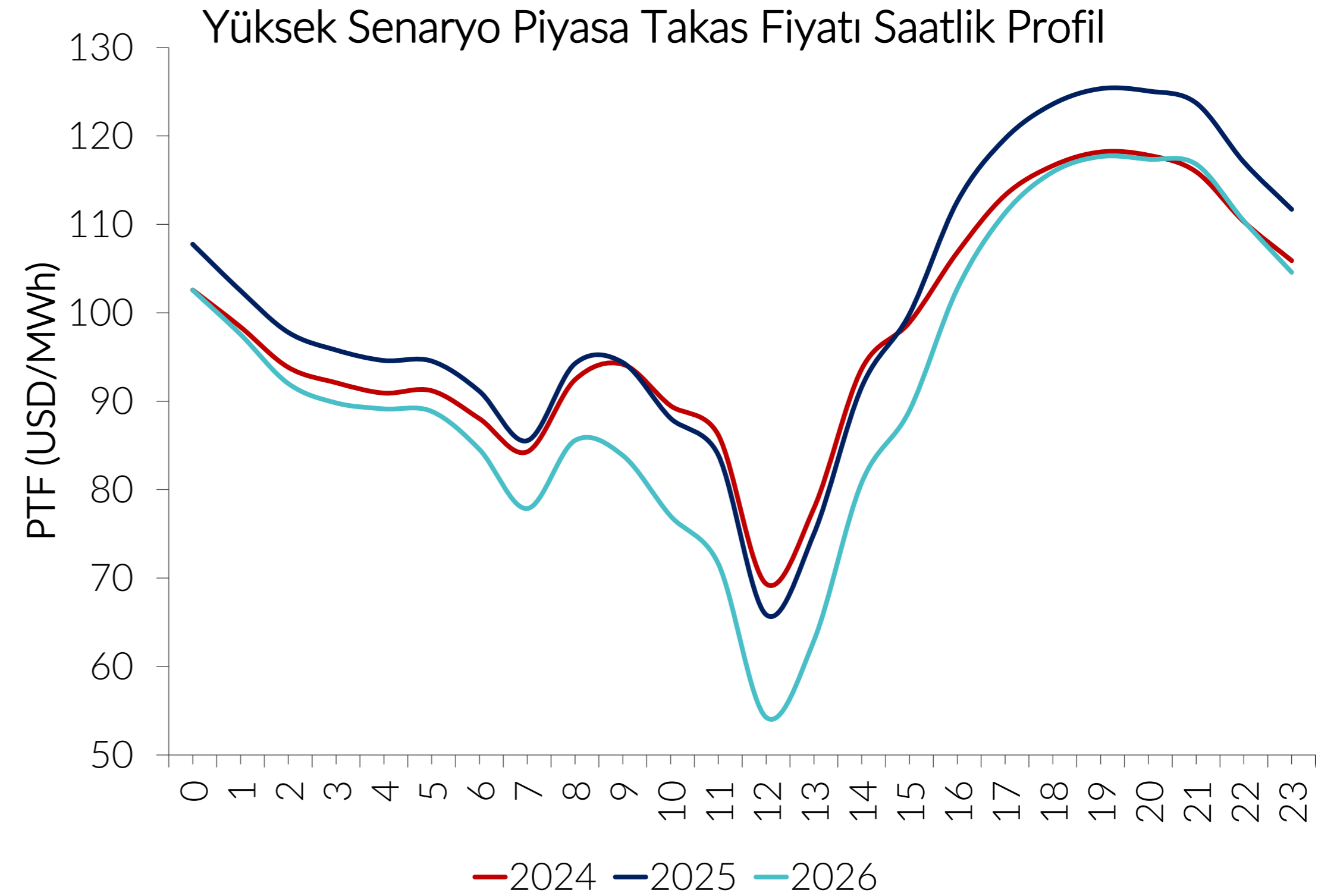
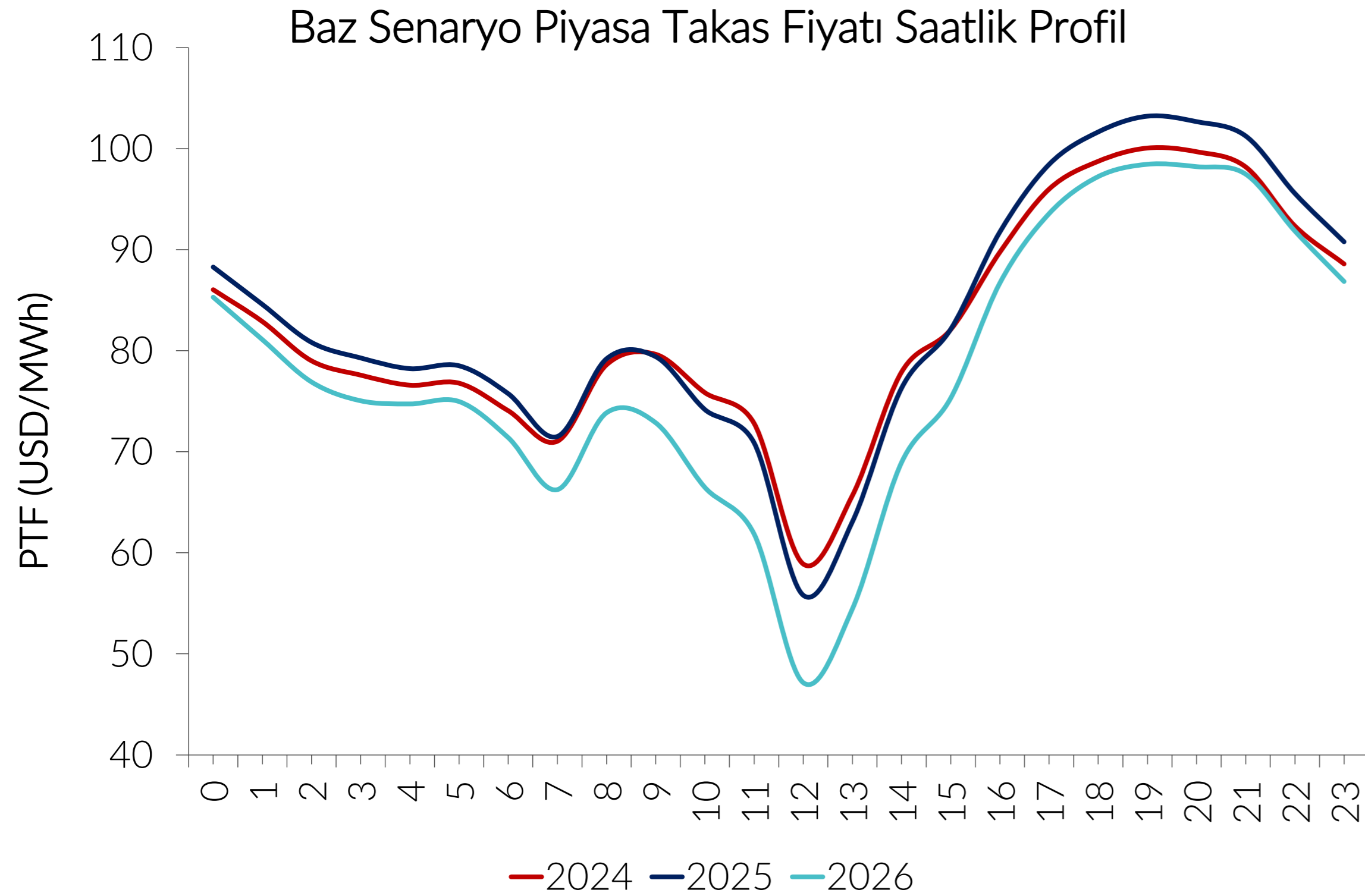


— Piyasa Takas Fiyatı (USD/MWh) — Piyasa Takas Fiyatı (TL/MWh)

— Piyasa Takas Fiyatı (USD/MWh) — Piyasa Takas Fiyatı (TL/MWh)

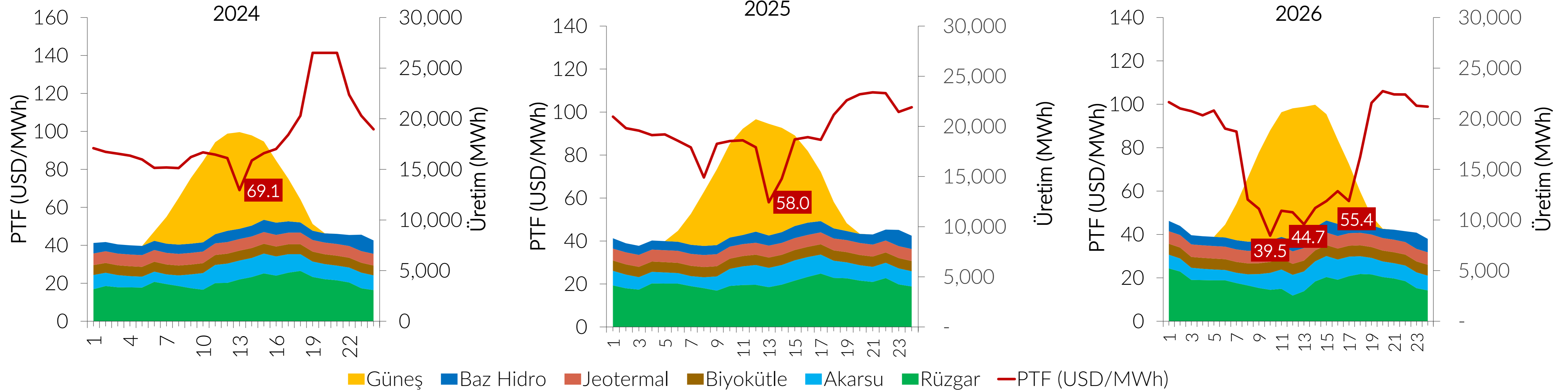
**Not:** Çalışmada yer alan tüm girdiler ve dolayısıyla tüm çıktılar nominal USD/MWh cinsindedir. Karbon vergisi fiyat tahmininde dikkate alınmamıştır.

# Her iki senaryonun yıllara sari saatlik profili incelendiğinde, artan yenilenebilir enerji kaynaklarının özellikle öğle saatlerinde fiyatı düşürücü yönde etki ettiği görülmektedir

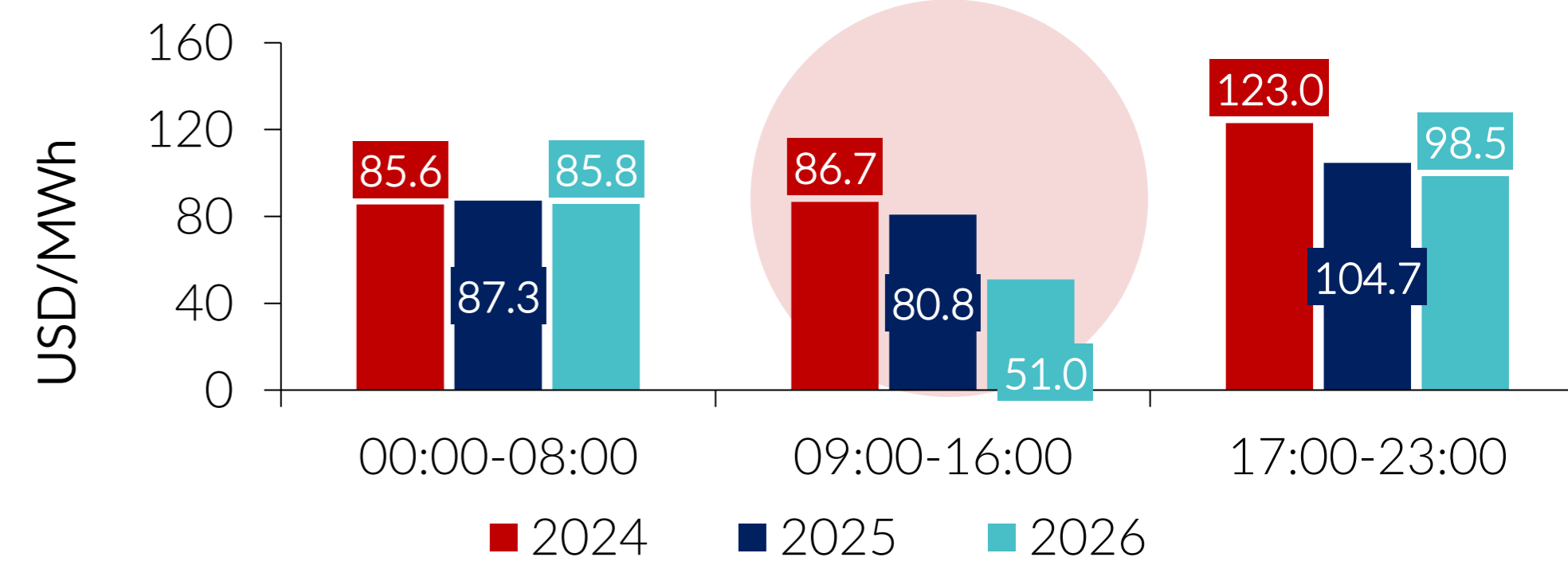


- > Her iki senaryoda da yıllar içerisinde artış gösteren güneş üretimi neticesinde, fiyatlar öğle saatlerinde daha düşük oluşurken, güneş üretiminin azaldığı periyotlarda fiyatlar doğal gaz santrallerinin marjinal maliyet mertebelerine yaklaşmıştır.
- > Yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimdeki payının yüksek olduğu elektrik piyasalarında, zaman içinde ördek eğrisi denilen eğrinin oluştuğu görülmektedir. Çalışılan senaryolarda da benzer şekilde eğrilerin oluştuğu ve özellikle güneş üretiminin yoğun olduğu saatlerde fiyatın düştüğü sonucuna ulaşılmaktadır.

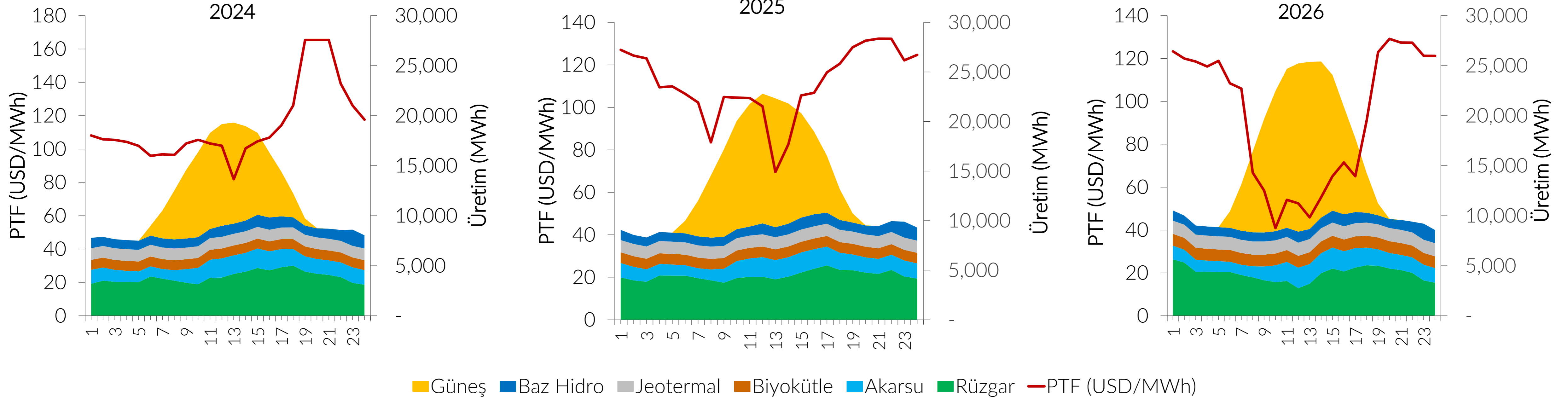
**Baz Senaryo simülasyonunda seçilen sıcak bir yaz günü için fiyattan bağımsız üretim ile piyasa takas fiyatı arasındaki ilişki detaylı olarak incelenmiştir. Simüle edilen üç yılda da en düşük fiyatlar güneş üretiminin yüksek olduğu saatlerde oluşmuştur.**



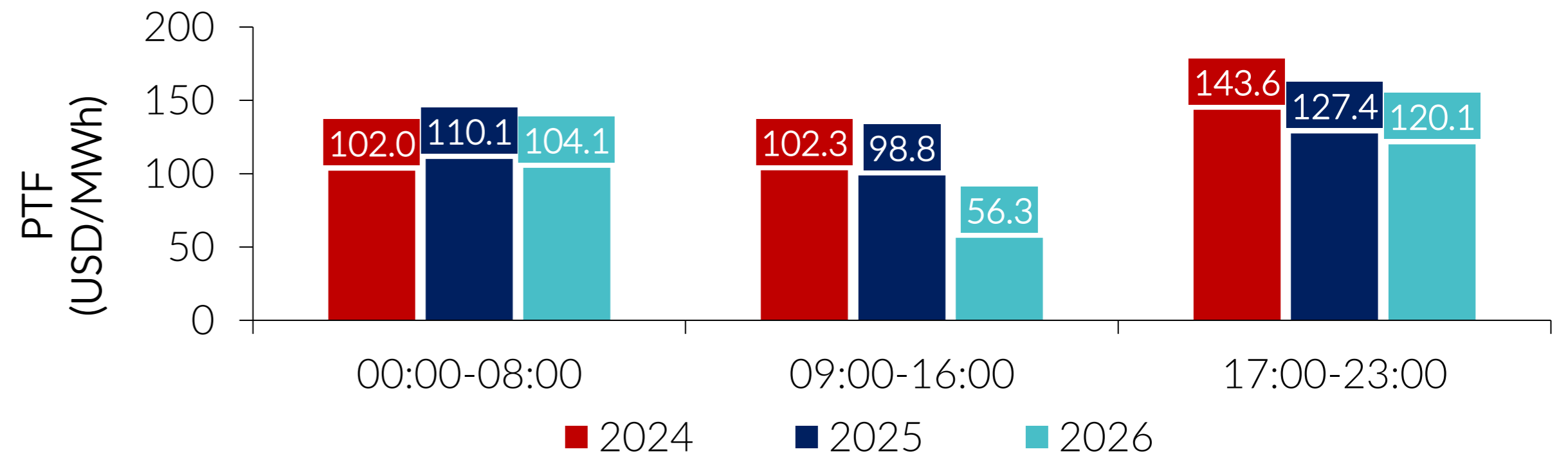
- > Güneş enerjisinin toplam elektrik üretimindeki payının artmasının en büyük etkisi 2026 yılında görülmektedir. Seçilen gündeki diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimlerinin etkisine ilave olarak, artan güneş enerjisinin gün içindeki piyasa takas fiyatının seyrini oldukça etkilediği sonucu çıkarılmaktadır.
- > Fiyata bağlı üretim yapan diğer bir deyişe merit ordera kalan kapasite, baz yük olarak çalışan Akkuyu Nükleer Güç Santrali'nin devreye girmesiyle beraber azalmaya başlamıştır. 2025 ve 2026 yıllarında birer ünitesi devreye alınan nükleer santralin, merit ordera kalan kapasiteyi azaltmasıyla marjinal maliyeti diğer kaynaklara kıyasla yüksek olan termik santrallerin marjinal santral olma sayısı azalmıştır. Bu durum da fiyatların daha düşük seviyelerde gerçekleşmesiyle sonuçlanmıştır.



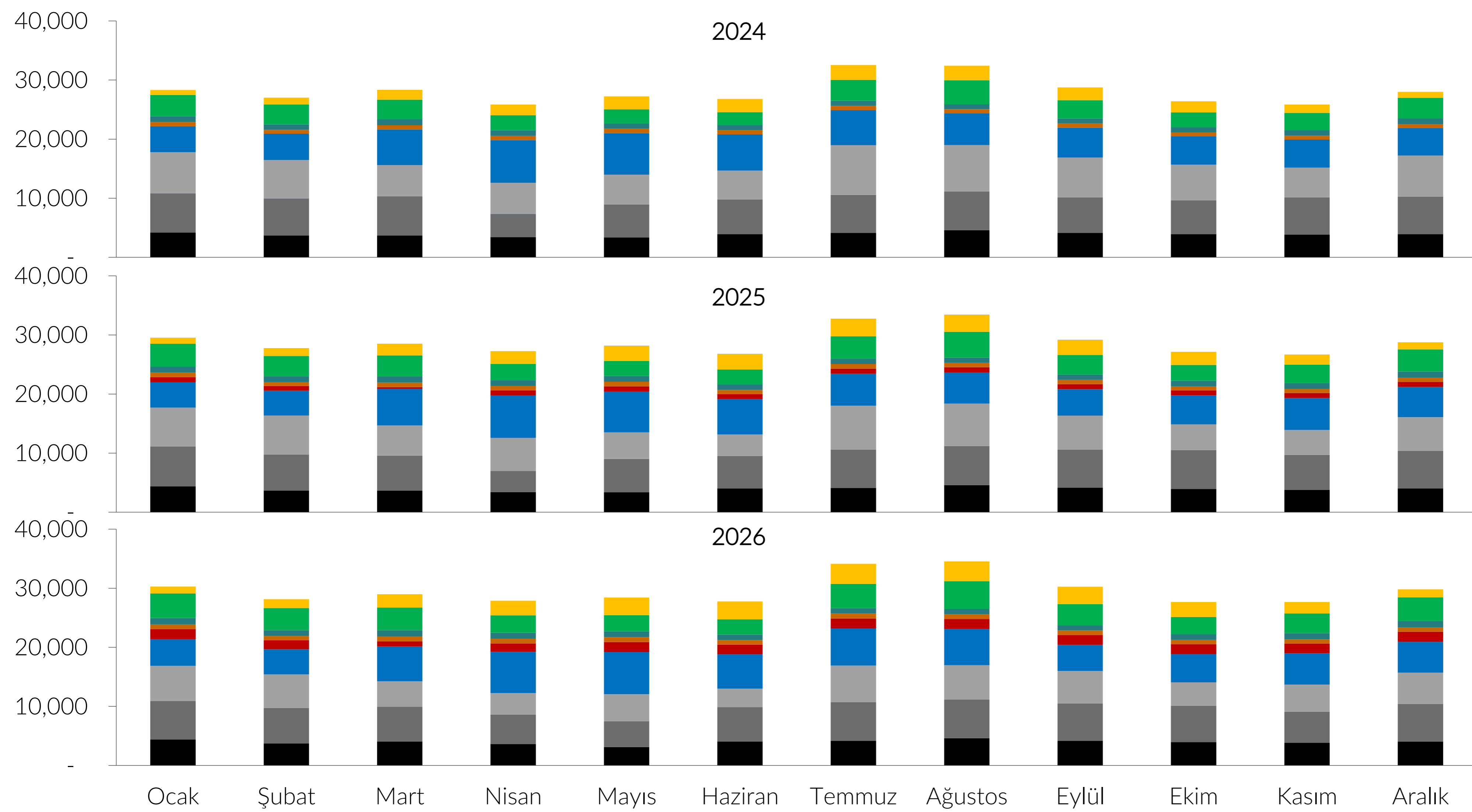
## Baz Senaryo'ya benzer şekilde Yüksek Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda da artan güneş enerjisinin payı 2026 yılında öğle saatlerinde gözle görülür bir fiyat düşüşüne yol açmıştır



> Üretim kaynaklarının çeşitlenmesi ve bu etkinin hissedilir bir hale gelmesi ile 2026 yılında özellikle öğlen ve akşam saatlerinde fiyat farkları oluşmuştur. Baz Senaryo'ya benzer şekilde Yüksek Yenilenebilir Enerji Senaryosu'nda da günlük fiyat profili 00:00-08:00, 09:00-16:00 ve 17:00-23:00 olmak üzere üç ayrı periyotta incelendiğinde, güneş üretiminin en yüksek olduğu 2026 yılında 09:00-16:00 arasında ortalama fiyat 56.3 USD/MWh seviyesine gerilemiştir.



Kaynak Bazlı Üretim- GWh



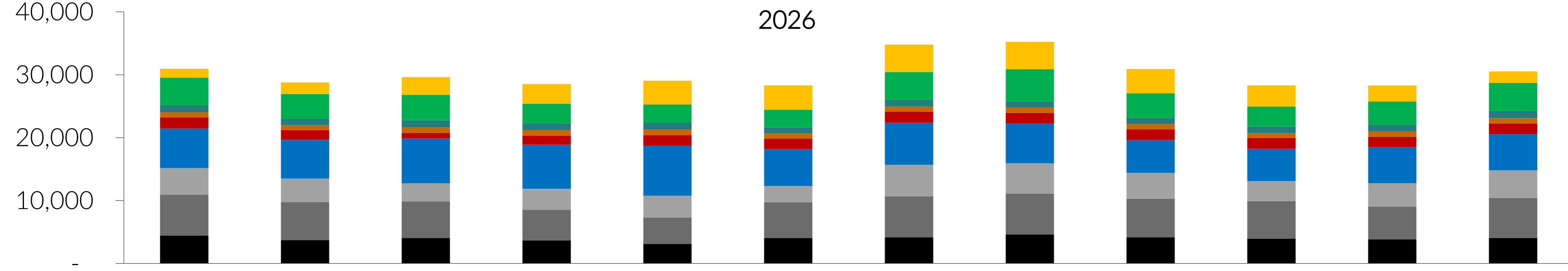
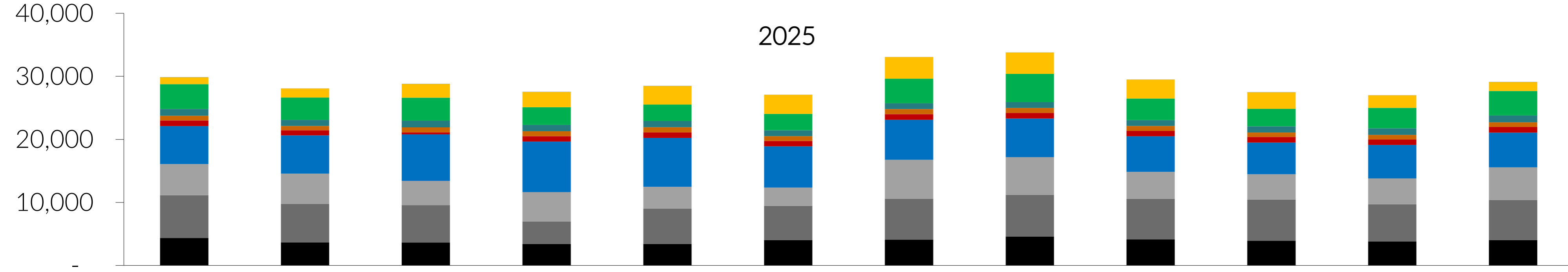
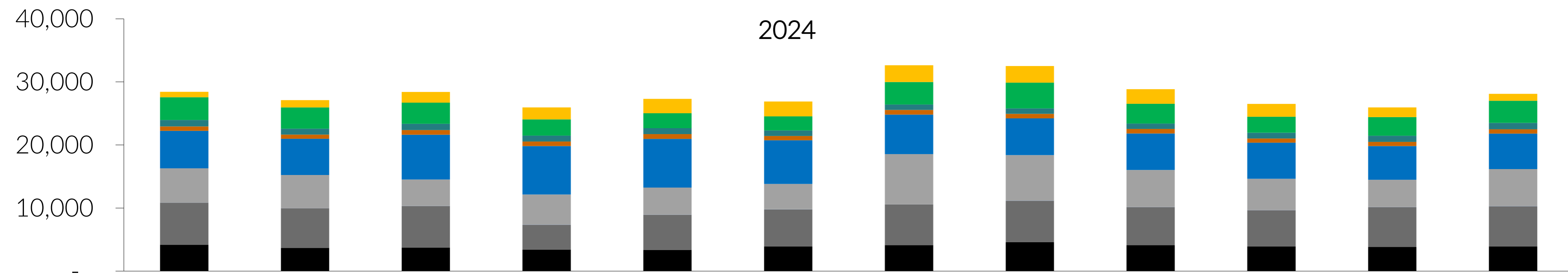
Toplam Üretim: 337.5 TWh  
Yenilebilir Enerji Payı: 42.5%

Toplam Üretim: 345.9 TWh  
Yenilebilir Enerji Payı: 43.4%

Toplam Üretim: 355.5 TWh  
Yenilebilir Enerji Payı: 44.8%

- Güneş
- Rüzgar
- Jeotermal
- Biyokütle
- Nükleer
- Hidro
- Doğal Gaz
- İthal Kömür
- Yerli Kömür
- Diğer

Kaynak Bazlı Üretim- GWh



Ocak Şubat Mart Nisan Mayıs Haziran Temmuz Ağustos Eylül Ekim Kasım Aralık

Güneş Rüzgar Jeotermal Biyokütle Nükleer Hidro Doğal Gaz İthal Kömür Yerli Kömür Diğer

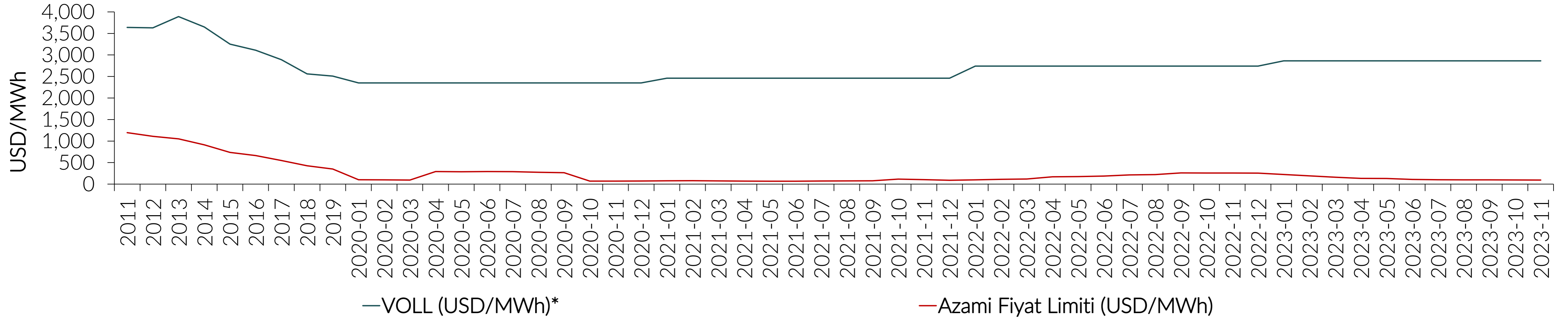


## **ETD Outlook** *Detaylı Analiz*

- > *Tavan fiyat (Azami limit)*
- > *Taban fiyat (Asgari limit)*
- > *Yüksek GES üretiminin etkisi*

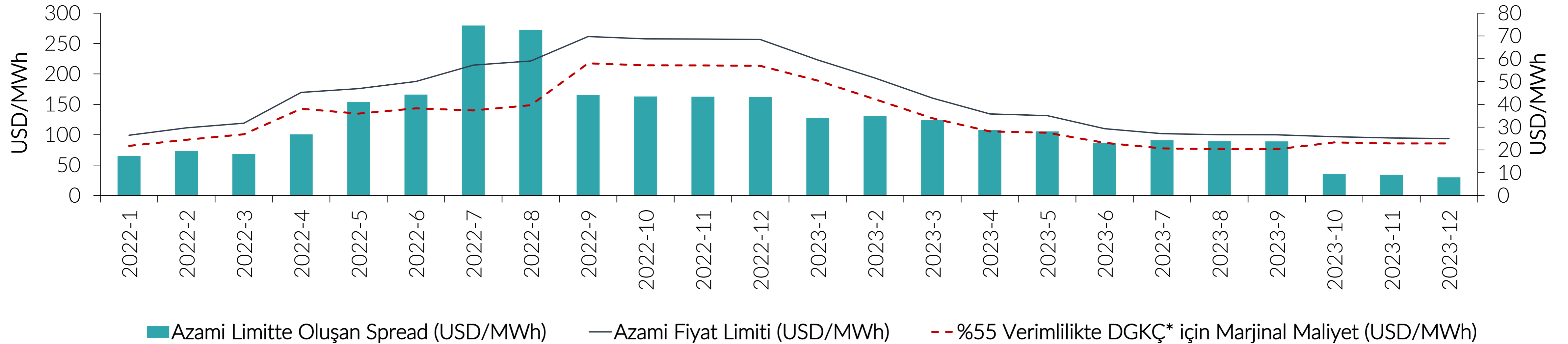


# Yıllar içerisinde azami fiyat limiti VOLL değerlerinin oldukça altına inmiş ve bu durum yeni yatırım kararlarını olumsuz etkilemiştir



- > “Olmayan Elektriğin Bedeli” olarak tanımlanan Value of Lost Load (VoLL), tüketicilerin bir saatlik elektrik kesintisinden kaçınmak için ne kadar ücret ödemeye hazır olduğunu gösteren bir indikatördür. Elektrik piyasalarında olmayan elektriğin bedeli MWh başına üstlenilen maliyet olarak tanımlanmaktadır. Etkin bir piyasada bu değer elektriğin izin verilen en yüksek fiyatına eşit olmalıdır.
- > Bahsi geçen VoLL değeri hesabında yıllık GSYİH değeri yıllık toplam elektrik talebine bölünmüştür. Azami fiyat limit değeri ise EPIAŞ tarafından TL/MWh cinsinden açıklanan verilerden derlenmiştir. Geçmiş dönemlerdeki VoLL değeri ile azami fiyat limiti arasındaki ilişki incelendiğinde iki değer arasındaki oranın zaman içinde azaldığı görülmektedir.. VoLL değerinin arttığı dönemlerde azami fiyat limit değeri benzer ölçüde artırılmamıştır.
- > İki değer arasındaki oranın tekrar 1/3 seviyesine gelmesinin piyasa takas fiyatlarında yukarı yönde bir etki yaratmayacağı düşünülmektedir. Halihazırda sistemde bu fiyatlardan dolayı çalışmayan fakat azami limit yükseltirse çalışmayı tercih edecek olan santrallerin var olması bu yaklaşımı destekler niteliktedir.. Azami limitin artırılması durumunda bu santrallerin de rekabetçi davranışla üretime katkı sağlayacağı ve arz-talep dengesinin oluşacağı öngörülmektedir.

## 2023 Ekim ayında doğal gaz tarifesine yapılan zam sonrasında azami fiyat değerinin değişmemesi doğal gaz santralleri için maksimum kar marjını 10 USD/MWh seviyesinin de altına düşürmüştür

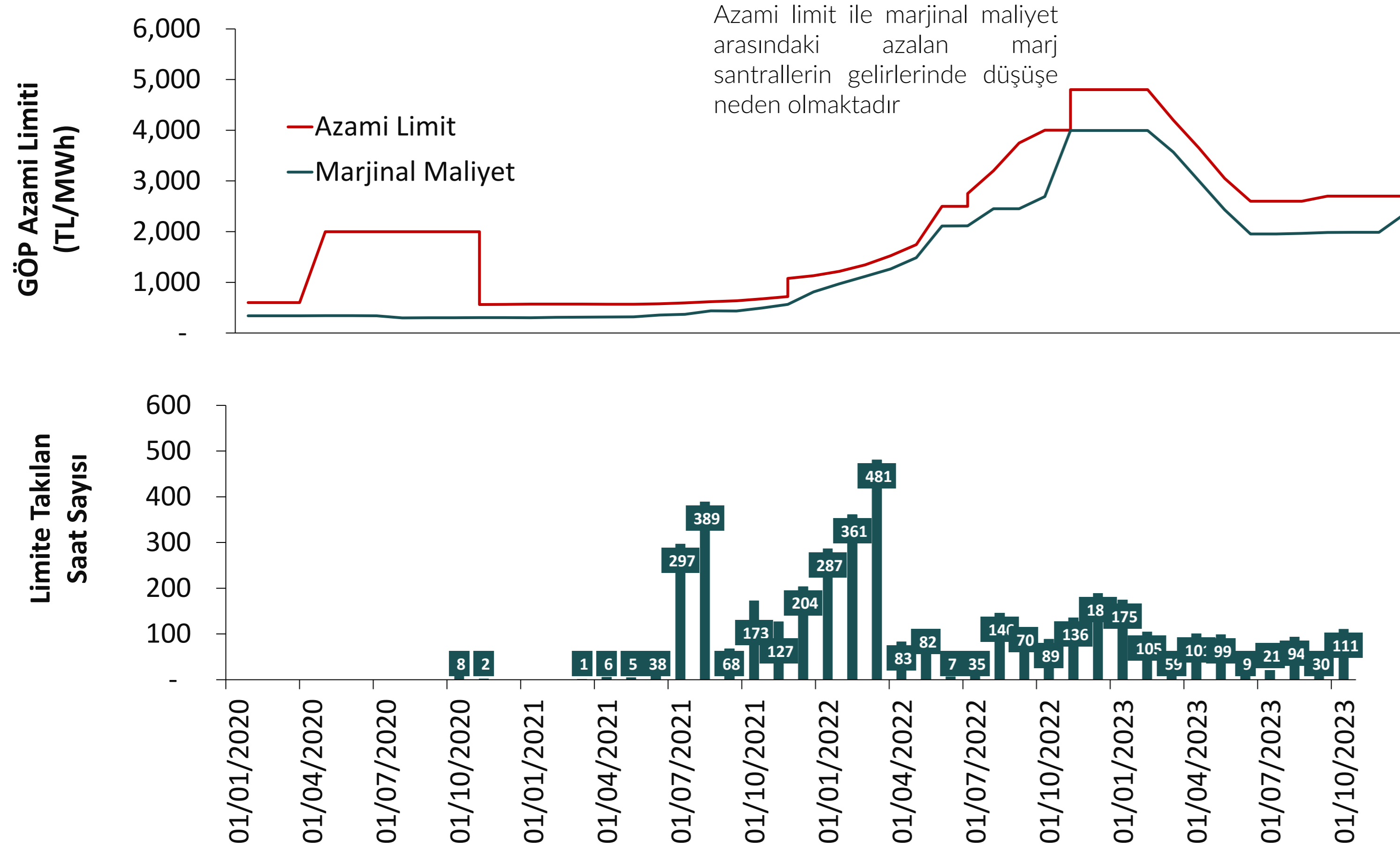


- > Gün Öncesi Piyasası kurulumundan bu yana piyasa takas fiyatları için bir azami limit uygulanmaktadır. Uygulanan azami limit dönem dönem değiştirilmiş ve **Ekim 2020-Mart 2022 döneminde 18 ay boyunca formüle bağlı olarak** belirlenmesi kararlaştırılmıştır. Azami limitin formüle bağlı olarak belirlendiği dönemde ise bu formülde bir kez değişikliğe gidilmiştir. Nisan 2022'de Kaynak Bazlı Tavan Fiyat Uygulamasının da yürürlüğü girmesiyle azami limitin belirlenmesindeki formülasyon yürürlükten kaldırılmıştır.
- > Diğer yandan, genellikle fiyatı belirleyen santral olarak görülen doğal gaz santrallerinin marjinal maliyeti artarken bu santrallerin azami limitte yakaladığı spread düşüş göstermeye başlamıştır. Ekim 2023'te elektrik üretimi amaçlı doğal gaz tarifesinde yapılan artışa rağmen azami limitte herhangi bir değişiklik yapılmamıştır. Bu durum doğal gaz santrallerinin azami limitte elde edebileceği kar marjını 10 USD/MWh seviyesinin altına düşürmüştür.

**Not:** Not: Marjinal maliyet hesabında %55 verimlilikte bir doğal gaz santrali dikkate alınmıştır. Hesaplama değişken maliyet bileşeni 3 USD/MWh olarak alınmıştır.

\*: Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali

# Organize piyasalarda uygulanan tavan fiyat limitinin bir formülasyon ile belirlenmiyor olması doğru fiyat sinyalinin sağlanamamasına neden olmakta ve olası yatırımların önüne set koymaktadır



> Üretim tarafında faaliyet yürüten ve gelirlerini piyasa üzerinden elde eden santraller için azami fiyat uygulaması maddi zorlukları da beraberinde getirmektedir. Bu uygulama kayıp para sorununu artıran en önemli unsurlar arasında sayılmaktadır. 2020 yılı itibarıyla Gün Öncesi Piyasası'nda uygulanan azami limit ve bu limite takılan saat sayısı:

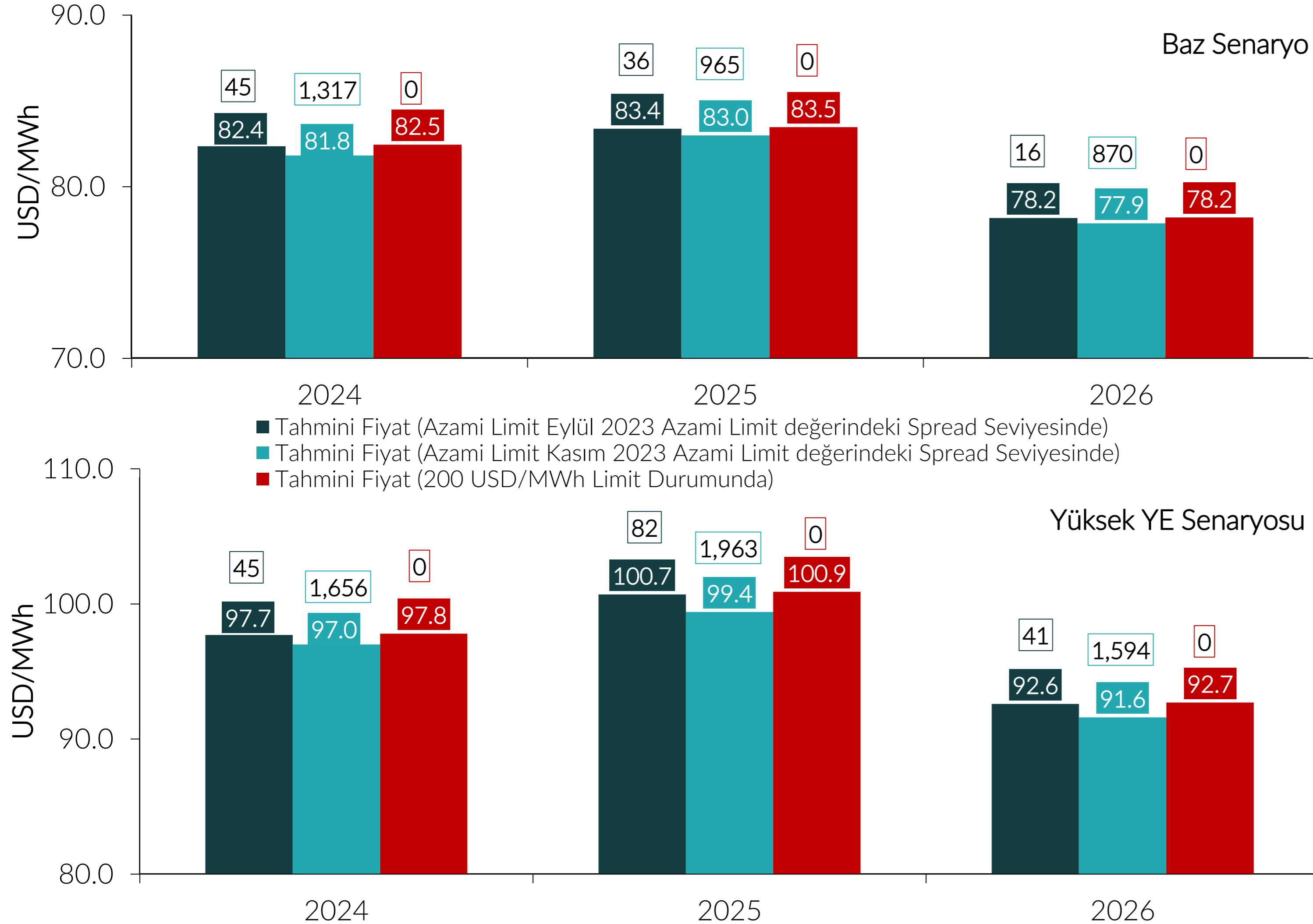
- > 2021 yılında 8.760 saatin 1.308 saatinde,
- > 2022 yılında 8.760 saatin 1.966 saatinde ve
- > 2023 yılındaki ilk 11 aya ait 8.016 saatin 935 saatinde azami limit değeri oluşmuştur.

> Rusya'nın Ukrayna'yı işgali ile başlayan emtia fiyatları artışı, 2022 yılının Şubat ve Mart aylarında sırasıyla toplamda 361 ve 481 saat piyasa takas fiyatının azami fiyat limiti seviyesinde oluşmasına neden olmuştur. Uygulanan azami limit ile marjinal maliyetleri artan santrallerin kısıtlanmış ve serbest piyasadan elde ettikleri gelir üretim maliyetlerini karşılayamaz duruma gelmiştir.

Not: Not: Marjinal maliyet hesabında %55 verimlilikte bir doğal gaz santrali dikkate alınmıştır. Hesaplama değişken maliyet bileşeni 3 USD/MWh olarak alınmıştır.

\*: Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali

# Yapılan çalışmada, her iki senaryo için de azami limitin yüksek belirlenmesinin fiyata etkisinin sınırlı olacağı görülmüştür



- > Çalışmada yer alan her iki senaryo için de 3 farklı azami limit uygulanması durumunda oluşacak PTF değerleri detaylıca analiz edilmiştir.
- > Öncelikle azami limit değerinde %55 verimliliğe sahip bir doğal gaz santralının Eylül ayındaki azami limitteki spread değeri dikkate alınmıştır. Bu durumda azami limite takılan saat sayısı oldukça düşük gerçekleşmiştir.
- > İkinci azami limit değeri belirlenirken ise yine aynı verimlilikte bir doğal gaz santralının Kasım ayındaki azami limitteki spread değeri dikkate alınmış ve azami limite takılan saat sayısında büyük bir artış olduğunu görülmüştür.
- > Son olarak azami limitin yeterince yüksek olma durumu değerlendirildiğinde azami limite takılan saat olmadığı görülmüştür.
- > Her iki senaryoda da azami limitin yıllık ortalama piyasa takas fiyatının üzerindeki etkisinin kısıtlı olduğu görülmektedir.

Not: Kutu içindeki değerler azami limite takılan saat sayısını göstermektedir.

# Piyasa fiyatları belirlenirken üst limitin yüksek tutulmasının çeşitli faydaları olacaktır. Bu durumun yaratacağı kayda değer bir olumsuzluk ise bulunmamaktadır

## Tavan fiyatın işlevini kaybetme nedenleri :

- > Yedek kapasitenin mevcut olması
- > HES'lerin doluluk oranlarının yüksek olması nedeniyle geçen seneye göre saatlik ortalama 1.000 MW daha fazla üretim yapılabilmesi
- > RES-GES kapasite ve üretim miktarlarının artmaya devam etmesi
- > Tavan fiyata yakın ve üzerinde maliyeti olup çalışmayana doğal gaz santralleri
- > Talep artışının sınırlı kalması

### Arz güvenliği sıkıntısı

Verimli santraller için bile çok düşük bir kar marjı limiti olduğunda, kısa-orta vadede santralin üretim motivasyonunu kaybetmesi nedeniyle arz ve talebin kesişmeme riskiyle birlikte potansiyel elektrik kesintileri gerçekleşebilir.

### İkili Anlaşmalar

Öngörülebilir bir kar marjı olması durumunda PTF tahminleri de daha öngörülebilir olacaktır ve bu durum piyasada ikili anlaşma yapılmasını teşvik edici bir etkiye sebep olacaktır.

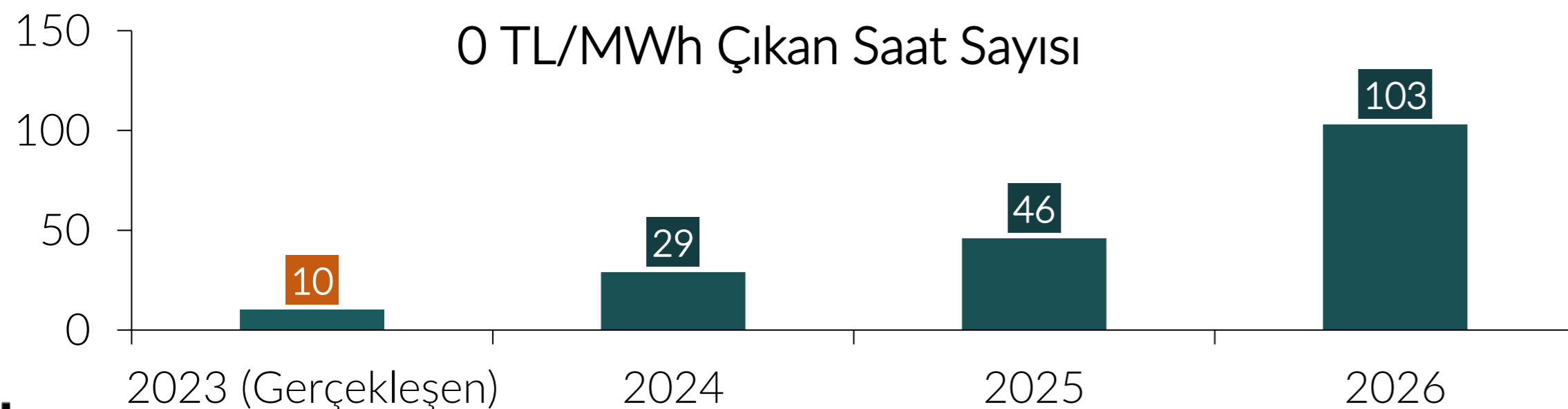
Piyasada etkin risk yönetimi araçlarından biri olan ikili anlaşmaların sayısı ve hacminin artmasıyla daha serbest ve gelişmiş bir elektrik piyasasına ulaşılması mümkün olacaktır.

### Sabit Fiyatlı Anlaşmalar

Tüketici açısından, fiyatın az saatte de olsa yükselebileceğini bilmek uzun dönemli tedarik anlaşmaları açısından teşvik edici olacaktır. Diğer yandan öngörülebilirliğin artması sayesinde de tedarikçilerle PTF bazlı anlaşmalar yerine sabit fiyatlı anlaşmalar imzalama isteği oluşacaktır.

# Yıllar içerisinde fiyatın 0 TL/MWh çıktığı saatlerin giderek arttığı görülmektedir

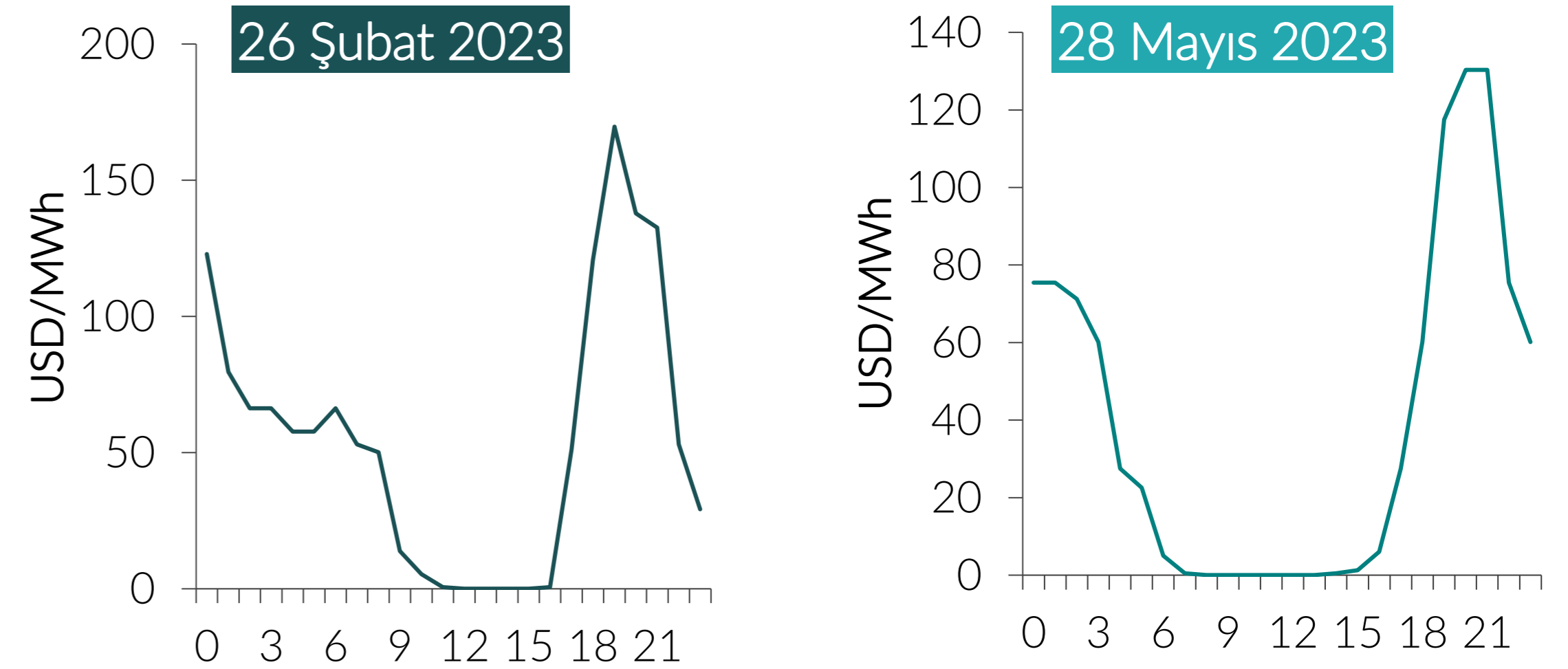
- > Yenilenebilir enerji santrallerinin toplam üretimdeki payının da artmasıyla gün içinde oluşan piyasa takas fiyatlarının profili değişmiştir. Buna karşın özellikle yüksek açma-kapama sürelerine ve maliyetlerine sahip olan esneklikleri düşük termik santraller ardışık saatlerde çalışmayı tercih etmektedir. Bu durumun sonucunda ise yenilenebilir enerji santrallerinden üretim kesintisi yapılması gerekli olacaktır. Bu gibi olumsuz sonuçlardan kaçınılması için piyasada negatif fiyat oluşumuna izin verilmesi önem arz etmektedir. Negatif fiyatlara izin verilmesi durumunda bu saatlerde kömür santralleri üretimlerini durdurmaya teşvik edilmiş olacaktır. Bu durum, azami fiyat limitinin yeterince yüksek belirlendiği koşullar için değerlendirilmelidir.
- > Ayrıca taban fiyatın 0'da olması, TEİAŞ'ı bu saatlerde hangi üretimi azaltacağı kararını vermek zorunda bırakmaktadır. Sağlıklı bir tavan fiyat olması durumunda, taban fiyatın da sıfırın altında belirlenmesi, bazı saatler ya da günlerde ithal kömür santrallerinin üretimi durdurmasına neden olabilir ve TEİAŞ'a gün öncesinden dengeli bir sistem teslim edilmesini sağlar.



Not: 0 TL/MWh çıkan saat sayısı her iki senaryo için de aynıdır.

## 2023 Yılı 0 TL/MWh saatler incelemesi

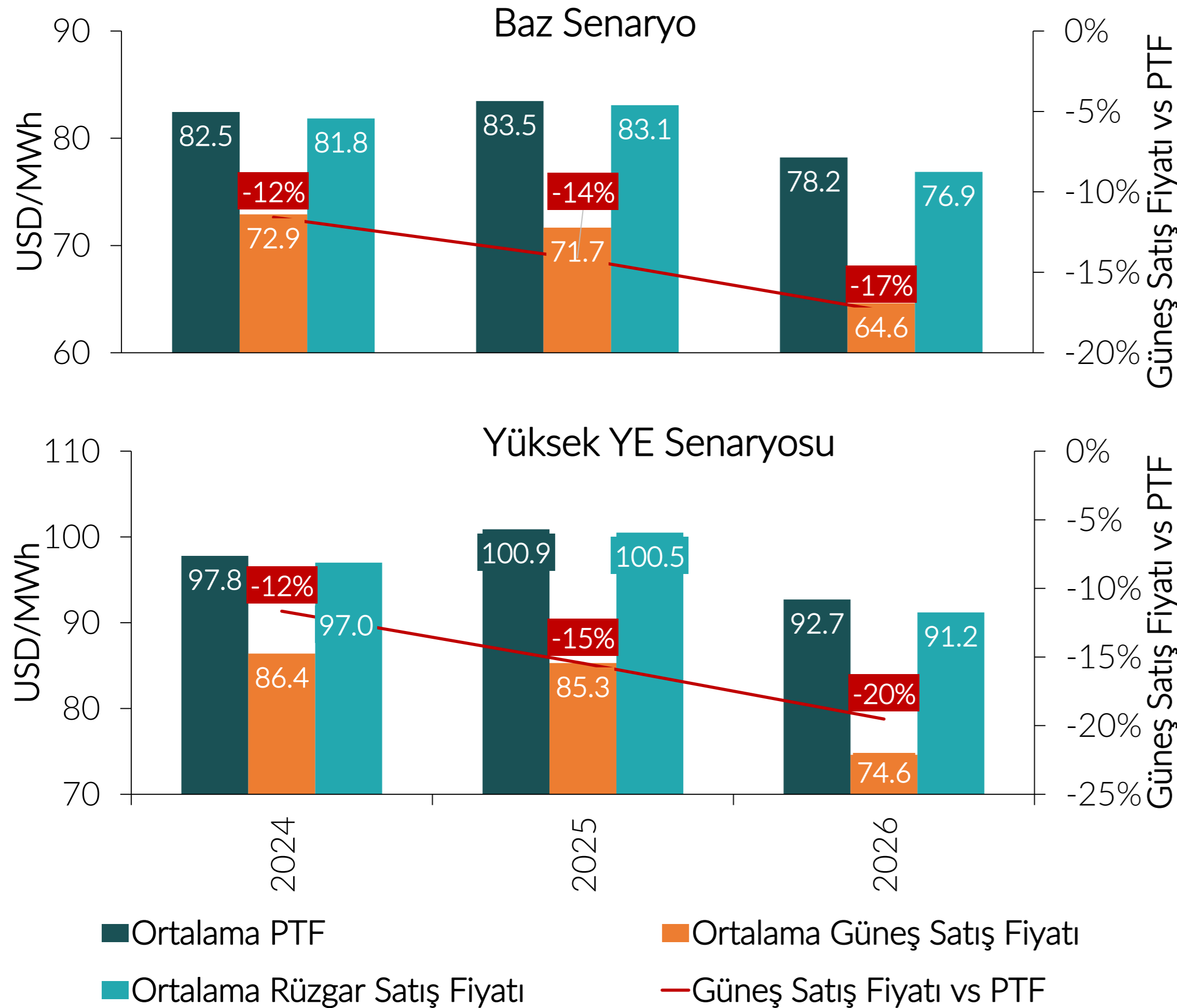
26 Şubat ve 28 Mayıs tarihlerinde fiyatın 0 çıkmasıyla birlikte yenilenebilir enerji üretiminin kesintiye uğraması söz konusu olmuştur.



Bu saatlerde ithal kömür santralleri ise üretimlerine devam etmişlerdir.

55,6	Ortalama Fiyat (USD/MWh)	39,5
2.907,0	Toplam Üretim Kesintisi (MWh)	5.357,0
4.100,0	İthal Kömürün 0 PTF saatindeki Ortalama KGÜP'ü (MWh)	4.400,0
137,9	Rotterdam Kömür Fiyat Endeksi (USD/ton)	118,1
49,4	İthal Kömürün Marjinal Yakıt Maliyeti (USD/MWh)	42,3
143.647	İthal Kömürün Maliyeti (USD)	226.704

# Artan güneş enerjisi üretimi ve bu santrallerin eşzamanlı üretim profili nedeniyle santrallerin ağırlıklı ortalama satış fiyatları, yıllar içinde ortalama PTF'ye göre değer kaybedeceklerdir



> Güneş enerji santrallerinin saatlik üretim profilleri diğer kaynaklara göre farklılık göstermektedir. Mevsimsel etkinin yanı sıra saatlik profildeki bu farklılık, piyasa takas fiyatı üzerinden elektrik satışı yapan güneş santrallerinin diğer üreticilere kıyasla günlük toplamda farklı gelir elde etmelerine neden olmaktadır.

> Her iki senaryo sonuçlarında ortalama PTF, güneş enerjisi santralleri için ortalama satış fiyatı ve rüzgar enerjisi santralleri için ortalama satış fiyatı detaylıca incelenmiştir. Buna göre:

> **Baz Senaryo** için güneş santrallerinin devreye giriş kapasitesi kısıtlı olduğundan dolayı her üç yılda da güneş enerjisi santralleri için ortalama satış fiyatı ortalama PTF'den ortalama %15 düşük olmaktadır.

> **Yüksek Yenilenebilir Enerji Senaryosu**'nda ise güneş üretiminde anlamlı farkın olduğu 2026 yılında güneş enerjisi santralleri için ortalama satış fiyatı, ortalama piyasa takas fiyatının %20 altında gerçekleşmiştir.

> **Rüzgar enerjisi santralleri için** ortalama satış fiyatı için ise üretim profilindeki bu farklılığın olmaması nedeniyle aynı durum söz konusu değildir. Hatta kimi dönemlerde rüzgar santralleri haftaiçi ve yüksek fiyatların olduğu saatlerde daha fazla üretim yapmakta ve ortalama satış fiyatı ortalama PTF üzerinde olabilmektedir.