

Pasifik Yenilenebilir Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş. Değerleme Raporu



Bizim Menkul Değerler A.Ş.

**Merdivenköy Mah. Bora Sok. Göztepe Nida
Kule İş Merkezi No:1 Kat:17
34732 Kadıköy İstanbul
Tel : 0216 444 1 263**

26/08/2025

Rapor Bilgileri

- a) **Raporun Tarihi (Aynı zamanda sayısı):** 26 Ağustos 2025
- b) **Raporun Türü:** Şirket Değerleme Raporu
- c) **Değerleme Para Birimi:** İştiraklerin değerleme para birimi ABD Doları olup Pasifik Enerji'nin değerleme para birimi Türk Lirası'dır.
- d) **Değerlemeyi Yapan Şirket Unvanı ve Adresi:** Bizim Menkul Değerler A.Ş. (Bundan böyle "BMD" olarak anılacaktır) Merdivenköy Mah. Bora Sok. Göztepe Nida Kule İş Merkezi No:1 Kat:17 34732 Kadıköy İstanbul.
- e) **Değerlemeyi Gerçekleştiren Kişi:** Rapora konu varlığın değerlemesi Bizim Menkul Değerler A.Ş. Kurumsal Finansman Müdürü İlker Şahin tarafından yapılmıştır. SPL Sicil numarası 31839 olan İlker Şahin 211071 numaralı Sermaye Piyasası Faaliyetleri Düzey 3 Lisansına sahip olmakla beraber türev ürünler lisansı almaya da hak kazanmıştır.
- f) **Değerlemeyi Talep Eden:** Kızılırmak Mah. Dumlupınar Bulvarı No: 3 Next Level A Blok 1. Kat No: 1 06520 Söğütözü, Çankaya/Ankara adresinde mukim Pasifik Holding A.Ş. (Bundan böyle "Pasifik Holding" veya "Müşteri" olarak anılacaktır).
- g) **Değerlemeyi Yapanın Değerlemeye Konu Varlık ve Müşteri ile Olan İlişkisi:** Bizim Menkul Değerler A.Ş. ile Pasifik Holding veya Pasifik Yenilenebilir Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş. arasında sermaye ilişkisi bulunmamaktadır. İş bu raporla eş anlı olarak Pasifik Holding'in ortağı olduğu şirketlere BMD tarafından değerlendirme hizmeti verilmiştir.
- Değerlemeye konu olan "Pasifik Yenilenebilir Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş." ile BMD arasında herhangi bir ticari ilişki veya ortaklık ilişkisi bulunmamaktadır. Şirket'e 13.12.2024, 24.03.2025 ve 03.06.2025 tarihli raporlar ile değerlendirme hizmeti verilmiş olup sırasıyla 2.798.076.596 TL, 3.015.356.954 TL ve 4.128.330.832 TL piyasa değeri hesaplanmıştır. İş bu raporda tespit edilen 4.531.713.620 TL değer Şirket'in bağlı ortaklık ve iştiraklerinin iş planını güncellemiş olması ve finans piyasalarında yaşanan gelişmeler nedeniyle önceki raporda tespit edilen değerden farklıdır.
- h) **Değerleme Tarihi:** 30 Haziran 2025
- i) **Dayanak Sözleşme Tarihi:** 2 Aralık 2024
- j) **Kullanım, dağıtım veya yayımlanma kısıtlamaları:** İşbu rapor muhatabı olan Pasifik Holding'in dahili kullanımı ve ilgili olabilecek kamu kurumlarının kullanımı ile sınırlıdır.
- k) **Değerlemeye ilişkin Veri Kaynakları, Genel Varsayımlar ve Sınırlayıcı Şartlar Veri Kaynakları:** Değerlemede kullanılan veriler, Şirket tarafından paylaşılan TFRS/TMS'ye uygun olarak hazırlanmış 31.12.2023, 31.12.2024 ve 30.06.2025 tarihli finansal veriler, kamuya açık olan kaynaklardan edinilen bilgiler, Şirket yönetiminin beyanları ve BMD bulguları ve tahminlerine dayanmaktadır.



Pasifik Holding A.Ş.’ye, İstanbul, Türkiye

Pasifik Yenilenebilir Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.’nin (“Pasifik Enerji” veya “Şirket”) halka arzında talep toplama fiyatına referans olacak “Değerleme Raporu” çalışmamızı tamamlamış bulunmaktayız. Bu değerleme çalışmasının Sermaye Piyasası Kurulu’nun III-62.1 sayılı “Sermaye Piyasasında Değerleme Standartları Hakkında Tebliğ”i gereği Uluslararası Değerleme Standartları (UDS) kapsamında yürütüldüğünü ve tüm yönleriyle ilgili standartlara uygun olduğunu Bizim Menkul Değerler A.Ş. olarak beyan ederiz.

Bu değerleme çalışması Pasifik Holding’in talebi doğrultusunda gerçekleştirilmiştir.

Değerleme işini alabilmek için bilerek yanlış, yanıltıcı ve abartılı beyanlarda bulunulmamış ve bu şekilde reklam yapılmamıştır. Bilerek aldatıcı, hatalı, ön yargılı görüş ve analiz içeren bir rapor hazırlanmamıştır. Önceden belirlenmiş fikirleri ve sonuçları içeren bir görev kabul edilmemiştir. Değerleme işi gizlilik içinde ve basiretli bir şekilde yürütülmüştür. Değerleme çalışması bağımsızlık ve objektiflik ilkelerine bağlı kalınarak kişisel çıkarları gözetmeksizin yerine getirilmiştir. Değerleme ücreti, değerleme çalışmasının tamamlanmasından önce tespit edilmiş olup değerleme çalışmasının sonucuna veya raporun herhangi bir kısmına hiçbir şekilde bağlı değildir.

Bu değerleme çalışması kesinlikle tekrar çıkarılmak, çoğaltılmak, kopyalanmak ve/veya SPK’nın ilgili tebliği gereğince raporun sonuçlarına ihtiyaç duyan kurumlar haricinde başkasına dağıtılmak üzere hazırlanmamıştır.

Finansal Değerlemesi yapılan şirket ile ilgili herhangi bir hukuki veya vergi ile ilgili bir durum tespiti yapılmamıştır. Burada ifade edilen değer, hukuki ve vergi durum tespitleri haricinde belirlendiği göz ardı edilmemelidir. Değerlemesi yapılan şirketin aktiflerinin fiziki mevcudiyeti ve kanuni mülkiyetine ilişkin herhangi bir araştırma yapılmamış olup bu konuda herhangi bir sorumluluğumuz bulunmamaktadır. Bu çalışmada şirket için bulunan değer alım veya satım fiyatı olarak da esas teşkil etmemektedir ve etmemelidir. Buna ilave olarak; bulunan değer üzerinden alım-satım işlemi yapılması ve/veya işlemin teminatlandırılması, bu çalışmaya dâhil edilmemiş olan birçok faktörün de göz önünde bulundurulmasını gerektirmektedir. Bizim Menkul Değerler A.Ş. alım-satım ve/veya teminatlandırma işlemlerinde herhangi bir yükümlülük veya sorumluluk kabul etmemektedir ve etmeyecektir.

Bu değerleme çalışmasında Şirket yetkililerinin tarafımıza iletmış olduğu verilerden, projeksiyonlardan ve raporlardan yararlanılmıştır. Şirketimiz, bu bilgilerin makul ölçüde değerlendirildiğinde bariz şekilde gerçeğe aykırı olduğuna ilişkin bir şüpheye ulaşamamıştır. Bununla birlikte elde edilmiş olan bilgi ve belgelerin doğruluğuna güvenmiş olup; bu bilgilerin doğruluğu konusunda şirketimiz veya çalışanları tarafından herhangi bir beyan verilmemiştir ve bu konuda herhangi bir sorumluluk da kabul edilmemiştir ve edilmeyecektir.

Raporun bütünlüğünü ve değerlemenin daha anlaşılır olmasını sağlamak adına Şirket yetkililerinin tarafımıza iletmış olduğu veriler dışında BMD’nin güvenilir olduğunu düşündüğü yayımlanmış bilgilerden ve veri kaynaklarından derlenmiş veriler de raporda kullanılmıştır. Kullanılan bilgilerin hatasızlığı ve/veya eksiksizliği konusunda BMD hiçbir şekilde sorumlu tutulamaz. Ayrıca, burada yer alan tahmin, yorum ve tavsiyeler rapor tarihi itibarıyla geçerlidir. BMD Kurumsal Finansman Bölümü daha önce hazırladığı ya da daha sonra hazırlayacağı raporlarda bu raporda sunulan görüş ve tavsiyelerden farklı ya da bu raporda sunulan görüş ve tavsiyelerle çelişen başka tahmin, yorum ve tavsiyelerde bulunabilir. Çelişen fikir ve tavsiyeler bu raporun hazırlanma zamanından farklı zaman dilimlerine işaret ediyor, farklı analiz yöntemlerini içeriyor ya da farklı varsayımlarda bulunuyor olabilir. Böyle durumlarda, BMD’nin bu raporlardaki tavsiye ve görüşlerle çelişen diğer BMD Kurumsal Finansman Bölümü raporlarını okuyucunun dikkatine sunma zorunluluğu yoktur.

Bu değerleme çalışması, Şirket yetkililerinin sağladığı verileri baz alarak Pasifik Enerji’nin sahip olabileceği piyasa değeri hakkındaki görüşümüzü yansıtmakta olup, burada yer alan tahminler, beklentiler veya diğer bilgilerin makul olması veya başarısı konusunda hiçbir beyan verilmemiştir ve verilmeyecektir ve bu konuda herhangi bir sorumluluk kabul edilmemiştir ve edilmeyecektir.

Bu değerleme çalışmasının kullanılması sonucunda doğabilecek olan doğrudan veya dolaylı zararlardan şirketimiz ve çalışanları hiçbir şekilde sorumlu olmayacaktır. Bu rapor, değerlemesi yapılan şirket ile ilgili ihtiyaç duyulabilecek bütün verileri içeriyor kabul edilmemelidir.

UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemleri madde 10.3 uyarınca bir varlığa ilişkin değerleme yaklaşımlarının ve yöntemlerinin seçiminde amaç belirli durumlara en uygun yöntemin bulunmasıdır. İşbu değerleme raporunun hazırlanması kapsamında

- Çatı şirket konumundaki Pasifik Enerji için **Maliyet Yaklaşımı: Net Aktif Değer,**
- Pasifik Elektronik için **Maliyet Yaklaşımı: Özkaynak Değeri,**

- Windrogen Elektrik Üretim Depo Sanayi ve Ticaret A.Ş. - Genergy Enerji A.Ş., Seara la Cetate SRL ve Urlati GES için **Gelir Yaklaşımı – İndirgenmiş Nakit Akımları (İNA)** dikkate alınmıştır.

İNA metoduyla değerlemesi yapılan şirketlerin hizmetlerinin özel bilgi gerektiren süreçler sonucu ortaya çıkan nitelikte olması ve faaliyetlerindeki verimlilik ile marka bilinirliğine dayanan geniş müşteri tabanına sahip olması neticesinde satış ve pazarlama faaliyetlerindeki konumu ve bu sebeple eşit faydaya sahip başka bir varlığın elde edilme maliyetinin hesaplanamayacak olması ve faaliyetlerinin sürekli olduğunun düşünülmesi gibi gerekçelerden ötürü maliyet yaklaşımı değerlendirme kapsamında kullanılmamıştır.

İştirak ve Bağlı Ortaklıklarının Piyasa Değerleri

Genergy, Windrogen, Romanya GES ve Urlati GES'in piyasa değeri İndirgenmiş Nakit Akımı Analizi kullanılarak hesaplanmıştır. Genergy, Windrogen, Romanya GES ve Urlati GES'in değerlemesinde sadece gelir yaklaşımı İNA metodunun kullanılmasının sebebi şirketlerin yatırım sürecinde olması nedeniyle çarpan analizine konu edilebilecek mali verilerinin henüz olmaması ve gelecek dönemdeki iş planına göre mevcut durumdaki gelir ve karlılığını artırma potansiyeli bulunmasıdır. Maliyet yaklaşımı (özkaynak veya net aktif değer) şirketin gayriaktif olmaması veya holding/gayrimenkul yatırım ortaklığı gibi kendi faaliyetinden nakit üretmek yerine sahip olduğu iştirak veya varlıklardan gelir elde eden bir şirket olmaması nedeniyle kullanılmamıştır.

Genergy'nin nihai değeri İndirgenmiş Nakit Akımı Analizi kullanılarak hesaplanmış olup İNA'dan hesaplanan 63.475.565 dolar değer 30 Haziran 2025 günü saat 15:30'da TCMB tarafından belirlenen gösterge niteliğindeki dolar alış kuru olan 39,7408 TL baz alınarak **2.522.569.744 TL** piyasa değeri hesaplanmıştır.

Windrogen nihai değeri İndirgenmiş Nakit Akımı Analizi kullanılarak hesaplanmış olup İNA'dan hesaplanan 41.677.989 dolar değer 30 Haziran 2025 günü saat 15:30'da TCMB tarafından belirlenen gösterge niteliğindeki dolar alış kuru olan 39,7408 TL baz alınarak **1.656.316.636 TL** piyasa değeri hesaplanmıştır.

Cetate Romanya GES1'in nihai değeri İndirgenmiş Nakit Akımı Analizi kullanılarak hesaplanmış olup İNA'dan hesaplanan 48.809.731 dolar değer 30 Haziran 2025 günü saat 15:30'da TCMB tarafından belirlenen gösterge niteliğindeki dolar alış kuru olan 39,7408 TL baz alınarak **1.939.737.767 TL** piyasa değeri hesaplanmıştır.

Urlati GES'in nihai değeri İndirgenmiş Nakit Akımı Analizi kullanılarak hesaplanmış olup İNA'dan hesaplanan 54.223.164 dolar değer 30 Haziran 2025 günü saat 15:30'da TCMB tarafından belirlenen gösterge niteliğindeki dolar alış kuru olan 39,7408 TL baz alınarak **2.154.871.909 TL** piyasa değeri hesaplanmıştır.

Pasifik Elektronik'un, 2023 yılı Aralık ayında kurulmuş olması ve faaliyetlerine henüz başlamaması göz önünde bulundurularak gelir yaklaşımı ve piyasa yaklaşımı dikkate alınmamıştır. Bu gerekçelerle Şirket'in değerine yönelik görüş özkaynak değeri üzerinden verilmiştir. Şirketin 30.06.2025 tarihli bilançosunda yer alan özkaynakları 3.438.407 TL olup piyasa değeri de bu rakama eşit kabul edilmiştir.

Pasifik Enerji Nihai Değer Görüşü

Pasifik Enerji, faaliyetlerini iştirakleri olan Pasifik Elektronik, Genergy, Windrogen, Seara la Cetate (Romanya GES) ve Urlati GES üzerinden gerçekleştirmesi sebebiyle "İndirgenmiş Nakit Akımı Yöntemi" ve "Çarpan Metodu" kullanılmamış olup Şirket'in 30.06.2025 itibarıyla piyasa değeri, varlıklarının gerçek değeri ile yükümlülüklerinin gerçek değeri arasındaki farklılıkları baz alan "Net Aktif Değer Yöntemi" kullanılarak hesaplanmıştır.

Pasifik Enerji, Pasifik Elektronik, Windrogen ve Seara la Cetate (Romanya GES)'in %100'üne sahip iken Genergy'nin %20'sine ve Urlati GES'in %34'üne sahiptir.

Bağlı Ortaklık ve İştiraklerin Piyasa Değerinin Pasifik Enerji'ye Düşen Kısım			30.06.2025
Şirket	%100 PD TL	Pay oranı	Pasifik Enerji Payı
Genergy Enerji Anonim Şirketi	2.522.569.744	20,00%	504.513.949
Windrogen Elektrik Üretim Depo Sanayi ve Ticaret A.Ş.	1.656.316.636	100,00%	1.656.316.636
Seara la Cetate SRL	1.939.737.767	100,00%	1.939.737.767
Pasifik Elektronik Elektrik Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.	3.438.407	100,00%	3.438.407
Urlati GES	2.154.871.909	34,00%	732.656.449
Toplam, TL	8.276.934.463		4.836.663.208
Finansal Varlıklar Bilançodaki Kayıtlı Değer, TL @ 30.06.2025			375.242.405
Finansal Varlıklar Değer Artışı, TL			4.461.420.803

Pasifik Enerji'nin finansal yatırımlarının rayiç değeri işbu raporun 5. maddesinde yer alan iştiraklerinin piyasa değerleri ve Pasifik Enerji'nin ortaklık oranı çarpılarak **4.836.663.208 TL** hesaplanmıştır. Pasifik Enerji'nin 30.06.2025 tarihli bilançosunda finansal yatırımların **375.242.405 TL** olan kayıtlı değeri hesaplanan rayiç değerden düşülerek finansal yatırımlarının değer artışı **4.461.420.803 TL** hesaplanmıştır.

Pasifik Enerji için 30.06.2025 tarihli bilançosunda özkaynak değeri olan 70.292.817 TL'ye finansal yatırımların değer artış tutarı olan 4.461.420.803 TL eklenerek **4.531.713.620 TL** piyasa değeri hesaplanmıştır.

Pasifik Enerji Piyasa Değeri, TL	30.06.2025
Pasifik Enerji Özkaynak @ 30.06.2025	70.292.817
Finansal Yatırım Değer Artışı	4.461.420.803
Gerçeğe Uygun Değer, TL	4.531.713.620

Şirket'in ve iştirak&bağlı ortaklıklarının geçmiş dönem finansal ve operasyonel verileri yatırımlarının işbu rapor tarihi itibarıyla henüz tamamlanmamış olması nedeniyle bulunmamaktadır. İndirgenmiş Nakit Akımı Analizi'nde ('İNA') kullanılan varsayımlar, Şirket yönetiminin gelecek yıllara ilişkin gerçekleşmesini beyan ettiği beklentilerini yansıtabilecek şekilde oluşturulmuştur. Söz konusu varsayımların birçok tahmini parametreye bağlı olması sebebiyle geleceğe yönelik herhangi bir taahhüt anlamına gelmemektedir. Bu analiz kapsamında yer alan projeksiyonların değişmesi halinde farklı bir Şirket özsermaye değeri ve pay başına değere ulaşılabilir. Şirket ortaklarının basiretli hareket ettiği, Şirket yönetiminin konusunda uzman kişilerden oluştuğu varsayılmış olup geleceğe dönük projeksiyonların ve bu projeksiyona baz oluşturan varsayımların Şirket yönetiminin öngördüğü şekilde gerçekleşmemesi halinde Bizim Menkul Değerler A.Ş. olarak herhangi bir sorumluluk almamız mümkün değildir.

Bu raporda hesaplanan değerler birçok varsayım ve parametreye bağlı olup kullanılan varsayım ve parametrelerde yaşanabilecek değişiklikler şirketin değeri üzerinde aşağı ya da yukarı yönlü etkide bulunabilir. Nakit akımları tahmin edilirken Şirket yetkilileri ile istişare edilmiş, varsayımların üzerinden geçilmiş ve Şirket yönetiminin beyanlarına istinaden gelir/gider parametreleri nakit akım tahmininde kullanılmıştır.

Büyüme evresindeki şirketlerin gelecek dönem nakit akışlarının tahmin edilmesi olgun şirketlere göre daha zor olup tahminlerde sapma olasılığı daha fazladır.

Şirket bağlı ortaklıkları üzerinden yeni yatırımlarla kapasitesini artırmayı ve faaliyet göstermeyi planladığı yeni ülkelerle gelirlerini artırmayı hedeflemektedir. Projeksiyon döneminde öngörülen nakit akımlarında bu büyümenin etkisi görülecek olsa da geçmiş operasyonel ve finansal verilerden ayrışması normal karşılanmaktadır.

Gerçekleşen sonuçlar ve finansal projeksiyonlar çoğu zaman birebir uyuşmaz, tahmin edilenle gerçekleşen veriler farklılık arz eder. Buna, kimi zaman irade dışı gelişen olaylar ve piyasa şartları ile diğer şartlarda vukuu bulan ve öngörülemeyen değişiklikler sebep olur. Bu nedenle değerleme çalışmamız 2025 ve sonraki yıllara ilişkin finansal ve diğer projeksiyonların gerçekleşeceğine dair bir teminat olarak kabul edilmemelidir. Piyasa şartlarında ve/veya diğer şartlarda, öngörülenlerin dışında vukuu bulan gelişmelerden dolayı sorumluluk almamız mümkün değildir. Öte yandan, rapor tarihinden sonra oluşan piyasa şartları ve/veya diğer şartlar dolayısıyla, bu raporu yeniden tanzim etme ya da revize etme yükümlülüğümüz bulunmamaktadır.

Bizim Menkul Değerler A.Ş.

26 Ağustos 2025



İçindekiler

1. ŞİRKET & SEKTÖR HAKKINDA BİLGİ	- 8 -
1.1. Kısaca Pasifik Yenilenebilir Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.	- 8 -
1.2. İştirakler ve Bağlı Ortaklıklar	- 9 -
1.2.1. Pasifik Elektronik Elektrik Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.	- 9 -
1.2.2. Windrogen Elektrik Üretim Depo Sanayi ve Ticaret A.Ş.	- 10 -
1.2.3. Genergy Enerji A.Ş.	- 12 -
1.2.4. Cetate SRL	- 14 -
1.2.5. Uralati GES	- 14 -
1.3. Sektör.....	- 15 -
1.3.1 Elektrik Üretim & Tüketimi.....	- 15 -
1.3.2 Türkiye’de Doğal Gaz	- 19 -
1.3.3 Türkiye’de HES Potansiyeli	- 21 -
1.3.4 Türkiye’de Rüzgâr Potansiyeli.....	- 22 -
1.3.5 Türkiye’de Güneş Enerjisi Potansiyeli.....	- 24 -
1.3.6 Elektrik Fiyatları.....	- 25 -
1.3.7 Türkiye’de Yenilenebilir Enerji ve YEK Destekleme Mekanizması	- 28 -
1.3.8. Depolama Tesisi Kurulmasına ilişkin Yapılan Mevzuat Değişiklikleri.....	- 29 -
2. MALİ VERİLER.....	- 31 -
2.1. Gelir Tablosu	- 32 -
2.2. Bilanço	- 32 -
3. DEĞERLEME.....	- 34 -
3.1. Varsayımlar, Kısıtlamalar ve Şartlar;	- 34 -
3.2. Değerleme Yöntemleri	- 36 -
3.2.1. Maliyet Yaklaşımı.....	- 36 -
3.2.2. Gelir Yaklaşımı	- 36 -
3.2.3. Pazar Yaklaşımı	- 38 -
3.3. İşbu Değerleme Raporunda Kullanılan Yöntemler	- 39 -
4. İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI DEĞERLEMESİ	- 41 -
4.1. Genel Varsayımlar	- 41 -
4.2. Genergy İNA Değerlemesi	- 42 -
4.2.1. İndirgeme Oranı Tespiti.....	- 42 -
4.2.2. Net Borç	- 43 -
4.2.3. Ciro	- 43 -
4.2.4. Giderler	- 44 -
4.2.5. Faaliyet Karı & FAVÖK.....	- 44 -
4.2.6. Kurumlar Vergisi	- 44 -
4.2.7. Yatırım Harcamaları	- 44 -
4.2.8. İşletme Sermayesi.....	- 44 -
4.2.9. İndirgenmiş Nakit Akımları Değeri	- 44 -
4.2.10. Duyarlılık Analizi	- 45 -
4.3. Windrogen İNA Değerlemesi	- 47 -
4.3.1. İndirgeme Oranı Tespiti.....	- 47 -
4.3.2. Net Borç	- 47 -

4.3.3. Ciro	47 -
4.3.4. Giderler	48 -
4.3.5. Faaliyet Karı & FAVÖK	48 -
4.3.6. Kurumlar Vergisi	48 -
4.3.7. Yatırım Harcamaları	48 -
4.3.8. İşletme Sermayesi	49 -
4.3.9. İndirgenmiş Nakit Akımları Değeri	49 -
4.3.10. Duyarlılık Analizi	50 -
4.4. Cetate SRL (Romanya GES1) İNA Değerlemesi	51 -
4.4.1. İndirgeme Oranı Tespiti	51 -
4.4.2. Ciro	52 -
4.4.3. Giderler	52 -
4.4.4. Faaliyet Karı & FAVÖK	52 -
4.4.5. Kurumlar Vergisi	52 -
4.4.6. Yatırım Harcamaları	52 -
4.4.7. İşletme Sermayesi	52 -
4.4.8. İndirgenmiş Nakit Akımları Değeri	53 -
4.4.9. Duyarlılık Analizi	54 -
4.5. Urlati (Romanya GES2) İNA Değerlemesi	55 -
4.5.1. İndirgeme Oranı Tespiti	55 -
4.5.2. Ciro	56 -
4.5.3. Giderler	56 -
4.5.4. Faaliyet Karı & FAVÖK	56 -
4.5.5. Kurumlar Vergisi	56 -
4.5.6. Yatırım Harcamaları	56 -
4.5.7. İşletme Sermayesi	56 -
4.5.8. İndirgenmiş Nakit Akımları Değeri	57 -
4.5.9. Duyarlılık Analizi	58 -
5. İŞTİRAK VE BAĞLI ORTAKLIKLARIN NİHAİ DEĞER GÖRÜŞÜ	59 -
6. PASİFİK ENERJİ NİHAİ DEĞER GÖRÜŞÜ	60 -
Ekler	61 -
Ek1: Değerlemeyi Yapan Kişinin Beyanı	61 -
Ek2: Değerlemeyi Yapan Kişinin Sermaye Piyasası Faaliyetleri Düzey 3 Lisansı	61 -
Ek3: Değerlemeye Konu Şirketin Değerlemeye Konu Mali Verileri	61 -
Ek4: Bizim Menkul Değerler Bağımsızlık ve Tebliğ'e Uyum Beyanı	62 -
Ek5: Bizim Menkul Değerler Sorumluluk Uyum Beyanı	63 -
Ek6: Bizim Menkul Değerler Etik İlkeler'e Uyum Beyanı	63 -
Ek7: Genergy Hibrit (Doğalgaz + GES) Üretim Lisansı	64 -
Ek8: Windrogen AREL RES Depolamalı Elektrik Üretim Ön Lisansı	66 -

1. ŞİRKET & SEKTÖR HAKKINDA BİLGİ

PASİFİKENERJİ

1.1. Kısaca Pasifik Yenilenebilir Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.

Pasifik Yenilenebilir Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş. ("Pasifik Enerji" veya "Şirket") Ankara Ticaret Sicilinde 487853 sicil numarasıyla kayıtlı olup 20.01.2023 tarihinde tescil edilip 23.01.2023 tarihli ve 10753 sayılı Türk Ticaret Sicili Gazetesi'ne göre Ankara'da kurulmuştur.

Şirket'in merkezi, Kızılırmak Mah. Dumlupınar Bulvarı (Eskişehir Yolu) Next Level No: 3A İç Kapı No:1 Çankaya/Ankara'da adresinde bulunmaktadır.

Şirketin faaliyet konusu; elektrik enerjisi üretimim için gereken güneş pilleri, güneş kolektörleri, fotovoltaik üniteler, çeviriciler, silikon materyaller, silikon çubuklar, silikon çengeller ve silikon çipler gibi enerji sistemlerine ilişkin her türlü ürünün imalatı, alımı satımını yapmak, rüzgar enerjisi ile elektrik enerjisi üretimi için üretim tesislerini kurmak ve bu ürünlerle ilgili makinelerin sarf malzemelerinin ticaretini, ihracatını yapmak, kurulu veya kurulacak hidroelektrik santrallerinden elektrik enerjisi üretimi ve satışı ile ilgili olarak kimyasal ve diğer tesislerde bir enerji santrali kurulumu için gerekli aksesuarlar inşa etmek, monte etmek olarak tanımlanmıştır.

Şirket Hedefleri

Pasifik Enerji büyüme hedefini yeşil enerji ve sürdürülebilirlik üzerinden tanımlamakta olup bu perspektife uygun yatırımlar gerçekleştirmektedir. Yatırımlarını en kısa sürede tamamlayarak üretime geçmeyi hedeflemektedir.

Orta vadeli hedefleri arasında, şu anda %60'ı rüzgâr ve güneş enerjisinden oluşan 100 MW kurulu gücünün, yeşil enerji payını %80'in üzerine çıkarmak bulunmaktadır.

Edirne/Keşan'da bulunan, Arel Depolamalı RES (39,9 MW) ön lisansını almış olan Windrogen ve Mardin'de yer alan, kendine ait Taha Hibrit Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali ile 205 MW üretim lisansına sahip olan Genenergy gibi şirketlerinin mevcut santral yatırımlarını tamamlayarak, 2025 yılı itibarıyla enerji üretimine başlamayı planlamaktadır. Pasifik Enerji büyüme hedefi doğrultusunda önümüzdeki 5 yıllık süreçte yurt içi ve yurt dışı RES ve GES yatırımlarıyla toplam 500 MW kurulu güce ulaşmayı hedeflemektedir.

Ayrıca, Şirket grup bünyesinde faaliyet gösteren Orçay Çay fabrikası için tüketim karşılığı Polatlı'da 1,2 MW GES santrali kurmuştur. Aynı şekilde Giresun'da bulunan yenilenebilir enerji yatırımı Aden Pelet üretim tesisi için de yine tüketim karşılığı 4,5 MW GES kurulumuna 2025 yılında başlanacaktır.



Ortaklık Yapısı

Şirket 04.03.2024 tarihli ve 11035 sayılı TTSG'de yer alan tescile göre, Şirket'in tek pay sahipliği durumu sona ermiştir.

Şirket, 13.06.2024 tarihinde tescil edilen ve 13 Haziran 2024 tarihli ve 11103 sayılı TTSG'de ilan edildiği üzere 05.06.2024 tarihli Genel Kurul Kararına göre sermaye artırımını yapmıştır. Şirket'in sermayesi beheri 1,00 TL değerinde 30.000.000 adet paya ayrılmış 30.000.000 TL değerindedir. Bu payların tamamı nama yazılıdır. İlk sermayeyi teşkil eden 1.000.000 TL tamamen ödenmiş olup bu kez artırılan 29.000.000 TL'lik sermayenin

8.700.000 TL'lik kısmı 331 Ortaklara Borçlar hesabından karşılanmış olup geri kalan kısmı tescil işlemlerinden önce nakit olarak ödenmiştir.

Pasifik Yenilenebilir Enerji Ortaklık Yapısı		
Ortak	Sermaye (TL)	Oran
Pasifik Holding A.Ş.	21.000.000	70%
Diğer	9.000.000	30%
Toplam	30.000.000	100%

1.2. İştirakler ve Bağlı Ortaklıklar

1.2.1. Pasifik Elektron Elektrik Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.

Pasifik Elektron, 19 Aralık 2023 tarihli ve 10982 sayılı TTSG'de ilan edilerek kurulmuş olup şirketin merkezi Ankara'dadır.

Enerji ihracatına ve ithalatına yönelik faaliyet gösterecek lisans çalışmaları tamamlanmış olan Pasifik Elektron Elektrik Enerjisi Tedarik Şirketi, "Gün Öncesi Piyasası", "Gün İçi Piyasası", "Serbest Tüketici", "Tezgâh Üstü Piyasa", "İkili Anlaşma" ve "Karbon Ticareti" alanlarında faaliyet göstermeyi planlamaktadır.

Şirket'in ortaklık yapısı aşağıdaki gibidir:

Pasifik Elektron Ortaklık Yapısı		
Ortak	Sermaye (TL)	Oran
Pasifik Yenilenebilir Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.	3.000.000	100%
Toplam	3.000.000	100%

Mali Tablolar

Gelir Tablosu

Pasifik Elektron TFRS Bazlı Gelir Tablosu	TL'nin 30.06.25 Satın Alma Gücüne Göre	
TL	31.12.2024	30.06.2025
Genel Yönetim Giderleri (-)	-309.758	-202.419
Esas Faaliyetlerden Diğer Gelirler	165	0
Esas Faaliyet Karı (Zararı)	-309.593	-202.419
Finansman Geliri (Gideri) Öncesi Faaliyet Karı (Zararı)	-309.593	-202.419
Finansman Gelirleri	262.516	0
Parasal kazanç kayıp	-616.006	-442.571
Sürdürülen Faaliyetler Vergi Öncesi Karı (Zararı)	-663.083	-644.990
Sürdürülen faaliyetler vergi gelir/gideri	-231.312	-15.232
- Ertelenmiş vergi geliri/gideri	-231.312	-15.232
Dönem Karı (Zararı)	-894.395	-660.222

Pasifik Elektron, 2023 yılında kurulmuş olması ve yatırım aşamasında olması sebebiyle henüz cirosu bulunmamaktadır. Şirket'in 2025 yılının ilk yarısında tamamı genel yönetim giderlerinden oluşan 202.419 TL faaliyet gideri sonrası 202.419 TL esas faaliyet zararı bulunmaktadır.

Şirket'in 442.571 TL parasal kayıp sonrası 644.990 TL vergi öncesi zararı bulunurken 2025 yılının ilk yarısında net dönem zararı 660.222 TL olarak gerçekleşmiştir.

Bilanço

Şirket, 30 Haziran 2025 bilançosuna göre %37,03'ü dönen varlıklardan oluşan 3,7 milyon TL'lik aktif büyüklüğe sahiptir. 1,4 milyon TL olan dönen varlıkları içindeki en büyük pay 1,4 milyon TL ile diğer alacaklara ait olup tamamı ilişkili taraflardan diğer alacaklardan oluşmaktadır.

Şirket'in 2,4 milyon TL olan duran varlıklarının tamamı maddi olmayan duran varlıklara aittir.

Şirket kaynaklarının 64.500 TL'si kısa vadeli yükümlülükler, 239.225 TL'si uzun vadeli yükümlülükler ve 3,4 milyon TL'si özkaynaklara aittir.

Kısa vadeli yükümlülüklerdeki 64.500 TL'nin tamamı diğer borçlar hesabına kayıtlıdır. Uzun vadeli yükümlüklerin tamamı ertelenmiş vergi yükümlülüğünden oluşmaktadır.

Şirket'in 3 milyon TL ödenmiş sermayesi bulunmaktadır. Enflasyon muhasebesi sebebiyle 2,1 milyon TL sermaye düzeltme farkları mevcuttur. 954.944 TL geçmiş yıllar zararı ve 660.222 TL net dönem zararı bulunan şirket 3,4 milyon TL özkaynağa sahiptir.

Pasifik Elektron TFRS Bazlı Bilanço, TL	TL'nin 30.06.25 Satın Alma Gücüne Göre	
VARLIKLAR	31.12.2024	30.06.2025
Dönen Varlıklar	1.403.374	1.385.821
Nakit ve Nakit Benzerleri	223.703	2.206
Diğer Alacaklar	1.166.739	1.368.000
- İlişkili Taraflardan Diğer Alacaklar	1.166.739	1.368.000
Diğer Dönen Varlıklar	12.932	15.615
Duran Varlıklar	2.963.057	2.356.311
Maddi Olmayan Duran Varlıklar	2.700.541	2.356.311
- Diğer Maddi Olmayan Duran Varlıklar	2.700.541	2.356.311
Diğer Duran Varlıklar	262.516	0
TOPLAM VARLIKLAR	4.366.431	3.742.132
Kısa Vadeli Yükümlülükler	6.459	64.500
Ticari Borçlar	0	0
- İlişkili Olmayan Taraflara Ticari Borçlar	0	0
Diğer Borçlar	6.459	64.500
- İlişkili Taraflara Diğer Borçlar	1.209	0
- İlişkili Olmayan Taraflara Diğer Borçlar	5.250	64.500
Uzun Vadeli Yükümlülükler	261.343	239.225
Ertelenmiş Vergi Yükümlülüğü	261.343	239.225
Toplam Yükümlülükler	267.802	303.725
Ana Ortaklığa Ait Özkaynaklar	4.098.629	3.438.407
Ödenmiş Sermaye	3.000.000	3.000.000
Sermaye Düzeltme Farkları	2.053.573	2.053.573
Geçmiş Yıllar Karları/Zararları (+/-)	-60.549	-954.944
Dönem Net Karı/Zararı (+/-)	-894.395	-660.222
TOPLAM KAYNAKLAR	4.366.431	3.742.132

1.2.2. Windrogen Elektrik Üretim Depo Sanayi ve Ticaret A.Ş.

Şirket 24,9 milyon TL sermayeye sahip olup paylarının %100'ü Pasifik Enerji'ye aittir.

Windrogen, Edirne/Keşan'da bulunan, ön lisansını almış Arel Depolamalı RES (39,9 MW) sahip olup yılda 159.600 MWh elektrik enerjisi üretmeyi planlamaktadır. Şu anda rüzgâr ölçüm direkleri ile veri ölçümüne başlanan santralin, 53.200 evin bir yıllık tükettiği enerjiyi karşılaması ve 101.420 ton karbonun doğaya salınımını engellemesi planlanmaktadır.

Şirket'in ortaklık yapısı aşağıdaki gibidir:

Windrogen Elektrik Ortaklık Yapısı		
Ortak	Sermaye (TL)	Oran
Pasifik Yenilenebilir Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.	25.935.000	100%
Toplam	25.935.000	100%

Mali Tablolar**Gelir Tablosu**

Windrogen Elektrik TFRS Bazlı Gelir Tablosu	TL'nin 30.06.25 Satın Alma Gücüne Göre	
TL	31.12.2024	30.06.2025
Genel Yönetim Giderleri (-)	-525.523	-143.192
Esas Faaliyet Karı (Zararı)	-525.523	-143.192
Finansman Geliri (Gideri) Öncesi Faaliyet Karı (Zararı)	-525.523	-143.192
Parasal kazanç kayıp	153.961	-282.461
Sürdürülen Faaliyetler Vergi Öncesi Karı (Zararı)	-371.562	-425.653
Sürdürülen faaliyetler vergi gelir/gideri	-514.898	-355.468
- Ertelenmiş vergi geliri/gideri	-514.898	-355.468
Dönem Karı (Zararı)	-886.460	-781.121

Windrogen, yatırım aşamasında olması sebebiyle henüz cirosu bulunmamaktadır. Şirket'in 2025 yılının ilk yarısında tamamı genel yönetim giderlerinden oluşan 143.192 TL faaliyet gideri sonrası 143.192 TL faaliyet zararı bulunmaktadır.

Şirket 282.461 TL parasal kaybı sonrası 425.653 TL vergi öncesi zarar elde ederken 355.468 TL ertelenmiş vergi gideri sonrası 2025 yılının ilk yarısında 781.121 TL net dönem zararı yazmıştır.

Bilanço

Windrogen, 30 Haziran 2025 bilançosuna göre %13,8'si dönen varlıklardan oluşan 14,2 milyon TL'lik aktif büyüklüğe sahiptir. Şirket'in 2 milyon TL olan dönen varlıkları içindeki en büyük pay 1,5 milyon TL ile diğer dönen varlıklara aittir.

Şirket'in 3,2 milyon TL'si maddi ve 9,0 milyon TL'si maddi olmayan olmak üzere toplam 12,3 milyon TL'lik duran varlığı bulunmaktadır.

Şirket kaynaklarının 472.512 TL'si kısa ve 796.782 TL'si uzun vadeli yükümlülükler ile 12.960.324 TL'si özkaynaklardan oluşmaktadır.

Şirketin kısa vadeli yükümlülüklerinin 437.411 TL'si ticari borçlar ve 1.201 TL'si diğer borçlar hesabına kayıtlıdır. Uzun vadeli yükümlülüklerinin tamamı ertelenmiş vergi yükümlülükleri hesabına kayıtlıdır.

Şirket'in 11,3 milyon TL ödenmiş sermayesi bulunmaktadır. Enflasyon muhasebesi sebebiyle 3,8 milyon TL sermaye düzeltmesi farkları mevcuttur. 1,3 milyon TL geçmiş yıllar zararı ve 781.121 TL net dönem zararı bulunan şirket 13,0 milyon TL özkaynağa sahiptir.

Windrogen Elektrik TFRS Bazlı Bilanço, TL	TL'nin 30.06.25 Satın Alma Gücüne Göre	
VARLIKLAR	31.12.2024	30.06.2025
Dönen Varlıklar	1.805.467	1.962.215
Nakit ve Nakit Benzerleri	56.629	18.227
Diğer Alacaklar	227.514	195.000
- İlişkili Olmayan Taraflardan Diğer Alacaklar	227.514	195.000
Peşin Ödenmiş Giderler	145.842	153.023
- İlişkili Olmayan Taraflara Peşin Ödenmiş Giderler	145.842	153.023
Diğer Dönen Varlıklar	1.375.482	1.595.965
Duran Varlıklar	9.460.952	12.267.403
Maddi Duran Varlıklar	3.338.668	3.222.546
Maddi Olmayan Duran Varlıklar	6.122.284	9.044.857
TOPLAM VARLIKLAR	11.266.419	14.229.618
Kısa Vadeli Yükümlülükler	282.929	472.512
Ticari Borçlar	243.377	437.411

Windrogen Elektrik TFRS Bazlı Bilanço, TL	TL'nin 30.06.25 Satın Alma Gücüne Göre	
VARLIKLAR	31.12.2024	30.06.2025
- İlişkili Taraflara Ticari Borçlar	208.856	179.008
- İlişkili Olmayan Taraflara Ticari Borçlar	34.521	258.403
Diğer Borçlar	0	1.201
- İlişkili Taraflara Diğer Borçlar	39.552	33.900
- İlişkili Olmayan Taraflara Diğer Borçlar	39.552	33.900
Uzun Vadeli Yükümlülükler	514.898	796.782
Ertelenmiş Vergi Yükümlülüğü	514.898	796.782
Toplam Yükümlülükler	797.827	1.269.294
Ana Ortaklığa Ait Özkaynaklar	10.468.592	12.960.324
Ödenmiş Sermaye	8.208.750	11.316.750
Sermaye Düzeltme Farkları	3.586.930	3.751.783
Geçmiş Yıllar Karları/Zararları (+/-)	-440.627	-1.327.088
Dönem Net Karı/Zararı (+/-)	-886.461	-781.121
TOPLAM KAYNAKLAR	11.266.419	14.229.618

1.2.3. Genergy Enerji A.Ş.

Genergy, 5 Aralık 2022 tarihli ve 10718 sayılı TTSG'de ilan edilerek kurulmuş olup şirketin merkezi İstanbul'dadır.

Genergy, Mardin'de yer alan, kendine ait Taha Hibrit Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali ile 205 MW üretim lisansına sahip olup yardımcı kaynak olarak yapılacak güneş enerjisi santralinden yıllık 175.200 MWh elektrik enerjisi üretmeyi hedeflemektedir. Bu sayede 58.400 evin bir yıllık tükettiği enerjiyi karşılaması ve 111.200 ton karbonun doğaya salınımını önlemesi öngörülmektedir.

Şirket'in ortaklık yapısı aşağıdaki gibidir:

Genergy Enerji Ortaklık Yapısı		
Ortak	Sermaye (TL)	Oran
Pasifik Yenilenebilir Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.	31.600.000	20%
Diğer	126.400.000	80%
Toplam	158.000.000	100%

Mali Tablolar

Gelir Tablosu

Genergy'nin 2025 yılının ilk yarısında 292 milyon TL cirosu bulunurken 752,3 milyon TL maliyet sonrası 460,3 milyon TL brüt zarar kaydedilmiştir. Hasılatın tamamına yakını Genergy'nin aktifinde yer alan 40 MW büyüklüğündeki güneş panellerinin satışından kaynaklanmakta olup satışların maliyeti de bu panellerin kayıtlı değerinden oluşmaktadır. 5,0milyon TL'si pazarlama ve 1,6 milyon TL'si genel yönetim giderlerinden oluşan toplam 6,6 milyon TL faaliyet gideri ile 15,2 milyon TL esas faaliyetlerden diğer geliri ve 37,5 milyon TL esas faaliyetlerden diğer gideri sonrası 489,1 milyon TL esas faaliyet zararı yazmıştır.

Şirketin 251.663 TL finansman gideri ile 102,8 milyon TL parasal kazancı sonrası 386,6 milyon TL vergi öncesi zararı bulunmaktadır. 48,9 milyon TL ertelenmiş vergi gideri sonrası şirket 2025 yılının ilk yarısında 435,6 milyon TL net dönem zararı elde etmiştir.

Genergy Enerji TFRS Bazlı Gelir Tablosu	TL'nin 30.06.25 Satın Alma Gücüne Göre	
TL	31.12.2024	30.06.2025
Hasılat	6.043.876	292.045.594
Satışların Maliyeti (-)	-13.227.623	-752.344.120
Brüt Kar (Zarar)	-7.183.747	-460.298.526
Brüt Kar Marjı	-118,9%	-157,6%
Pazarlama, Satış ve Dağıtım Giderleri (-)	-7.655.104	-5.019.002

Genergy Enerji TFRS Bazlı Gelir Tablosu	TL'nin 30.06.25 Satın Alma Gücüne Göre	
TL	31.12.2024	30.06.2025
Genel Yönetim Giderleri (-)	-3.844.212	-1.553.266
Esas Faaliyetlerden Diğer Gelirler	4.948.198	15.217.204
Esas Faaliyetlerden Diğer Giderler (-)	-6.895.573	-37.489.720
Esas Faaliyet Karı (Zararı)	-20.630.438	-489.143.310
Finansman Geliri (Gideri) Öncesi Faaliyet Karı (Zararı)	-20.630.438	-489.143.310
Finansman Giderleri (-)	-225.462	-251.663
Parasal kazanç kayıp	243.595.904	102.775.493
Sürdürülen Faaliyetler Vergi Öncesi Karı (Zararı)	222.740.004	-386.619.480
Sürdürülen faaliyetler vergi gelir/gideri	-72.385.277	-48.932.341
- Ertelenmiş vergi geliri/gideri	-72.385.277	-48.932.341
Dönem Karı (Zararı)	150.354.727	-435.551.821

Bilanço

Genergy, 30 Haziran 2025 bilançosuna göre %44'ü dönen varlıklardan oluşan 856 milyon TL'lik aktif büyüklüğe sahiptir. Şirket'in 373 milyon TL olan dönen varlıkları içindeki en büyük pay 303 milyon TL ile ticari alacaklara aittir.

Şirket tamamı maddi duran varlıklardan oluşan 483 milyon TL'lik duran varlığı bulunmaktadır.

Şirket kaynaklarının 783 milyon TL'si kısa ve 48 milyon TL'si uzun vadeli yükümlülükler ile 25 milyon TL'si özkaynaklardan oluşmaktadır.

Şirketin kısa vadeli yükümlülüklerinin 764 milyon TL'si diğer borçlar hesabında kayıtlı olup 756 milyon TL'si ilişkili taraflara ve 8 milyon TL'si ilişkili olmayan taraflara olan diğer borçlara aittir.

Şirket'in 158 milyon TL ödenmiş sermayesi bulunmaktadır. Enflasyon muhasebesi sebebiyle 143 milyon TL sermaye düzeltmesi farkları mevcuttur. 159 milyon TL geçmiş yıllar karı ve 436 milyon TL net dönem zararı bulunan şirket 25,2 milyon TL özkaynağa sahiptir.

Genergy Enerji TFRS Bazlı Bilanço, TL	TL'nin 30.06.25 Satın Alma Gücüne Göre	
VARLIKLAR	31.12.2024	30.06.2025
Dönen Varlıklar	85.666.032	373.484.129
Nakit ve Nakit Benzerleri	48.171.967	475.076
Ticari Alacaklar	1.954.684	305.222.933
- İlişkili Taraflardan Ticari Alacaklar	0	303.332.650
- İlişkili Olmayan Taraflardan Ticari Alacaklar	1.954.684	1.890.283
Diğer Alacaklar	119.766	19.890.458
- İlişkili Olmayan Taraflardan Diğer Alacaklar	119.766	19.890.458
Stoklar	0	0
Peşin Ödenmiş Giderler	492.729	16.249.719
- İlişkili Olmayan Taraflara Peşin Ödenmiş Giderler	492.729	16.249.719
Cari Dönem Vergisiyle İlgili Varlıklar	0	0
Diğer Dönen Varlıklar	34.926.886	31.645.943
Duran Varlıklar	1.233.590.841	482.859.890
Maddi Duran Varlıklar	1.232.306.246	482.848.723
Peşin Ödenmiş Giderler	1.284.595	11.167
- İlişkili Olmayan Taraflara Peşin Ödenmiş Giderler	1.284.595	11.167
Ertelenmiş Vergi Varlığı	0	0
TOPLAM VARLIKLAR	1.319.256.873	856.344.019
Kısa Vadeli Yükümlülükler	786.553.680	783.355.945
Ticari Borçlar	12.999.377	18.979.116
- İlişkili Taraflara Ticari Borçlar	8.592.725	17.967.814
- İlişkili Olmayan Taraflara Ticari Borçlar	4.406.652	1.011.302
Çalışanlara Sağlanan Faydalar Kapsamında Borçlar	336.125	760.736

Genergy Enerji TFRS Bazlı Bilanço, TL	TL'nin 30.06.25 Satın Alma Gücüne Göre	
VARLIKLAR	31.12.2024	30.06.2025
Diğer Borçlar	773.218.178	763.616.093
- İlişkili Taraflara Diğer Borçlar	605.446.642	755.893.663
- İlişkili Olmayan Taraflara Diğer Borçlar	167.771.536	7.722.430
Uzun Vadeli Yükümlülükler	71.960.445	47.752.523
Uzun Vadeli Karşılıklar	200.520	240.722
- Çalışanlara Sağlanan Faydalara İlişkin Uzun Vadeli Karşılıklar	200.520	240.722
Ertelenmiş Vergi Yükümlülüğü	71.759.925	47.511.801
Toplam Yükümlülükler	858.514.125	831.108.468
Ana Ortaklığa Ait Özkaynaklar	460.742.748	25.235.551
Ödenmiş Sermaye	158.000.000	158.000.000
Sermaye Düzeltme Farkları	143.454.482	143.454.482
Kar veya Zararda Yeniden Sınıflandırılmayacak Birikmiş Diğer Kapsamlı Gelirler veya Giderler (+/-)	0	44.624
Geçmiş Yıllar Karları/Zararları (+/-)	8.933.537	159.288.266
Dönem Net Karı/Zararı (+/-)	150.354.729	-435.551.821
TOPLAM KAYNAKLAR	1.319.256.873	856.344.019

1.2.4. Cetate SRL

Şirket 200 RON sermayeye sahip olup Şirket'in eski ortağı ile Pasifik Enerji arasında 13.08.2024 tarihli imzalanan hisse satış sözleşmesiyle paylarının %100'ü Pasifik Enerji'ye devredilmiştir. Romanya'da 42 MWp gücünde GES kurma lisansı bulunmaktadır.

Cetate SRL Ortaklık Yapısı		
Ortak	Sermaye (RON)	Oran
Pasifik Yenilenebilir Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.	200	100%
Toplam	200	100%

1.2.5. Urlati GES

Şirket 200 RON sermayeye sahip olup Şirket'in eski ortağı ile Pasifik Enerji arasında 01.11.2024 tarihli imzalanan hisse satış sözleşmesiyle paylarının %34'ü Pasifik Enerji'ye devredilmiştir. Romanya'da 46 MWp gücünde GES ve 85 MW kapasiteli depolama tesisi kurma lisansı bulunmaktadır.

Urlati GES Ortaklık Yapısı		
Ortak	Sermaye (RON)	Oran
Pasifik Yenilenebilir Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.	68	34%
Diğer	132	66%
Toplam	200	100%

1.3. Sektör

1.3.1 Elektrik Üretim & Tüketimi

Dünya genelinde ekonomik faaliyetlerin yeniden güçlenmesi, doğal olarak enerjiye olan talebin artmasını ve enerji piyasalarının canlanması sonucunu doğurmuştur. Coğrafyalar itibarıyla farklılıklar bulunmakla birlikte, imalat sanayii sektörlerinde hem birincil enerji ve hem de elektrik talebinde, konutlarda ve hizmet sektöründe ise elektrik talebinde güçlü bir büyüme eğilimi ortaya çıkmıştır. İklim değişikliği kaynaklı etkilere bağlı olarak yeryüzünün belli bölgelerinde ciddi kuraklıklar yaşanması, bunun yer yer hidrolik üretimleri etkilemesi, aşırı hava olaylarının (aşırı sıcaklar ve beklenmedik soğuk hava dalgaları) enerji talebini yükseltmesi, fosil yakıtlara olan talebi de artırmıştır.

Covid-19 salgınıyla alt üst olan ve yeni bir denge arayışında olan küresel emtia ve enerji piyasalarındaki çalkantılar Türkiye’yi de derinden etkilemiştir. Türkiye enerji piyasasında son yıllarda damgasını vuran en önemli gelişmenin petrol, doğal gaz ve kömür maliyetlerinde meydana gelen artışlar olduğunu söylemek mümkündür. Hem petrol ve hem de doğal gaz üretimi bugün itibarıyla çok düşük seviyede olan Türkiye’nin dünyadaki gelişmeleri yönlendirecek büyüklükte bir alıcı pozisyonunun (küresel tüketim içinde yüksek payının) bulunmaması, sayılan gelişmeler karşısında Türkiye’yi büyük ölçüde savunmasız ve enerji fiyat şoklarına karşı kırılgan bir vaziyette bırakmaktadır.

Covid-19 salgınının sebep olduğu düşük talep, kısıtlamaların kalkması ile tekrardan yükselmiştir. İthal kaynakların toplam üretimdeki payı ise yıl boyunca en az %34 oranla Nisan ayında en fazla ise %55 oranla Ağustos ayında gerçekleşmiştir. Ağustos ayındaki oranın fazla olmasının ana sebebi mevsim normalleri üzerindeki sıcaklıklar olmuş, Nisan ayındaki düşüşün temel nedeni ise yenilenebilir enerji üretiminin talebi karşılama oranının artması olarak kaydedilmiştir. Eylül ayından Ekim ayına geçişte ithal kaynakların oranında gözlemlenen düşüşün sebebi ise kömür fiyatlarındaki yükselişten kaynaklı ithal kömür santrallerin üretime ara vermesidir. Emtia fiyatlarının düşmesi ve piyasadaki azami fiyat limitinin artırılması ile tekrar çalışmaya başlayan ithal kömür yakıtlı termik santrallerde kapasite kullanım oranı Eylül, Ekim ve Kasım’da sırası ile %64,50, %40,31, %84,34 olarak gerçekleşmiştir.

2020 ve 2021 yıllarının kurak geçmesi hidroelektrik santrallerinin üretimini düşürürken pandemi sonrası toparlanma ve yüksek sıcaklıklar elektrik talebini artırmıştır. Bu durumda doğal gaz başta olmak üzere ithal kaynaklara duyulan ihtiyacın artması rekor elektrik talebi yaşanan günlerle de birleşince PTF’nin artmasına sebep olmuştur.

21 Mayıs 2021’de Resmi Gazete’de yayımlanan Kapasite Mekanizması Yönetmeliği değişikliği ile, Yap-İşlet sözleşmelerinin tamamlanmasıyla birlikte üretimlerine ara veren bazı doğal gaz santralleri, Kapasite Mekanizması’na katılarak faaliyete geçmiştir.

Bu değişiklik sonrasında ENKA Adapazarı (770 MW), ENKA Gebze (1.540 MW), PALMET Baymina (770 MW) ve ENKA İzmir Santrali (1.520 MW) tekrar üretime başladılar.

EPDK’nın 14 Ocak 2021 tarihli açıklamasına göre, 2021 Kapasite Mekanizması ödemesi için ayrılan kaynak 2,6 milyar TL olmuştur. TEİAŞ’ın vereceği bu destek, 2020 yılında tahsis edilen 2,2 milyar TL’lik toplam ödemeye göre %18,2 arttı.

EPDK tarafından 19 Kasım 2021’de görüşe açılan taslağa göre Kapasite Mekanizması ödemeleri, santrallerin sabit ve değişken maliyetlerinin yanında Piyasa Takas Fiyatı (PTF) ve kaynak bazında kurulu güçlerine göre belirlenecek.

PTF’nin formülasyonda bulunması, santrallerin piyasa sinyalleri ile orantılı olarak yüksek fiyatlarda daha az, düşük fiyatlarda ise daha çok ödeme almalarını sağlayacaktır.

2000 yılı itibarıyla 27,3 gigaWat (GW) civarında olan Türkiye toplam kurulu gücü 2021 yılı Ekim ayı sonunda 99,1 GW seviyesine ulaşmıştır. 2021 yılına kadar uygulanan yenilenebilir enerji kaynaklarından ve yerli kaynaklardan elektrik üreten santrallere verilen teşviklerin artması ile beraber Türkiye toplam kurulu gücünde artış eğilimi devam etmektedir.

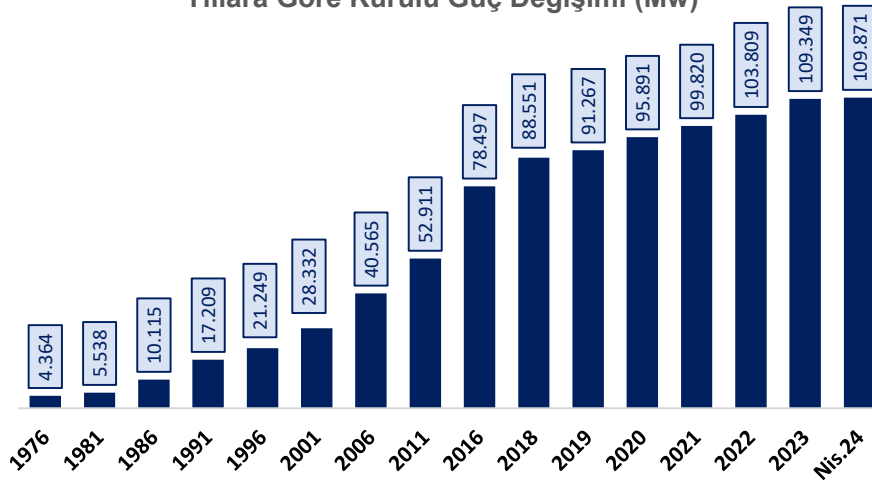
2011-2020 yılları arasındaki dönemde, yıllık kurulu güç net artışının ortalaması 4,6 GW olmuştur. Bu dönemde kurulu güçteki artışın toplam elektrik talebindeki artıştan daha yüksek olduğu görülmekte ve bunun en büyük nedenlerinden birisinin yenilenebilir enerji santrallerine verilen teşvikler olduğu değerlendirilmektedir. 2011-2020 yılları arasında devreye alınan yenilenebilir enerji santrallerinin yıllık ortalama kurulu gücü 3,2 GW civarında gerçekleşmiştir. 2020 yılında yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu güç artışı 4,8 GW civarında

seyretmiş, ancak kapanan bazı santrallerden dolayı Türkiye toplam kurulu güç artışı 4,6 GW civarında gerçekleşmiştir. 2020 yılında termik santrallerin toplam net kurulu gücü yaklaşık 0,2 GW azalırken, rüzgâr ve güneş santrallerinin toplam kurulu gücündeki artış miktarı 1,9 GW seviyesinde olmuştur.

2022 yılı sonunda Türkiye toplam kurulu gücü 103,8 GW seviyelerine ulaşmıştır. 2022 yıl sonu itibarıyla 3.990 megavat (MW) civarında gerçekleşen net kurulu güç artışı, yenilenebilir kaynaklardan elektrik üreten santrallerden meydana gelmiştir. 79 MW'lık kurulu güç artışı hidroelektrik santrallerinden (HES) sağlanmış, toplam artışın 2.414 MW'lık kısmı rüzgâr enerjisi santrallerinden (RES), 1.496 MW'lık kısmı ise güneş enerjisi santrallerinden (GES) kaynaklanmıştır.

2016-2024/04 yılları arasında yeni net kurulu güç artışı değerleri incelendiğinde, yıllık ortalama 4.549 MW büyüklüğünde bir kurulu gücün devreye girdiği anlaşılmaktadır. Bu yıllar arasında en yüksek net kurulu güç artışı 6.702 MW ile 2017 yılında gerçekleşmiştir. 2017 yılında devreye giren santrallerin %49,7'si RES ve GES'lerden oluşmaktadır. 2018 yılında ise, 3.350 MW toplam kurulu güç artışının %62,7'si RES ve GES'lerden kaynaklanmıştır. 2020 yılında 4.624 MW toplam kurulu güç artışı gerçekleşirken, aynı dönemde 1.913 MW RES ve GES devreye alınmıştır. 2021 yılında 3.929 MW olan toplam güç artışı 2022 yılında 3.990 MW toplam güç artışı olarak gerçekleşmiştir.

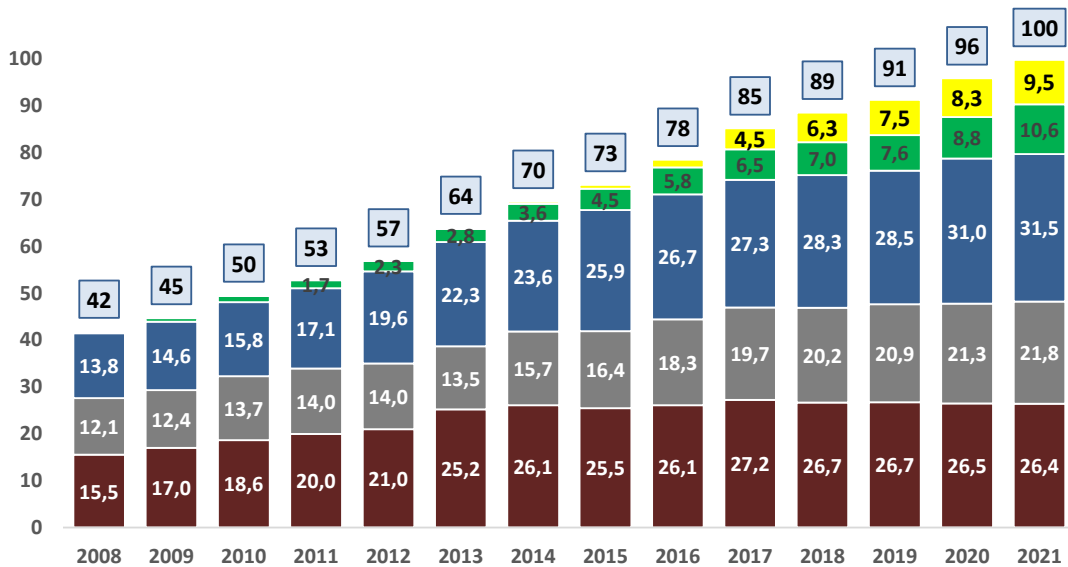
Yıllara Göre Kurulu Güç Değişimi (Mw)



2021 yılı ilk 10 ayı ve 2022 yıl sonu itibarıyla veriler incelendiğinde ise, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üreten santrallerin kurulu güçteki payının sırasıyla %53,4'e ve %54,4'e yükseldiği görülmektedir.

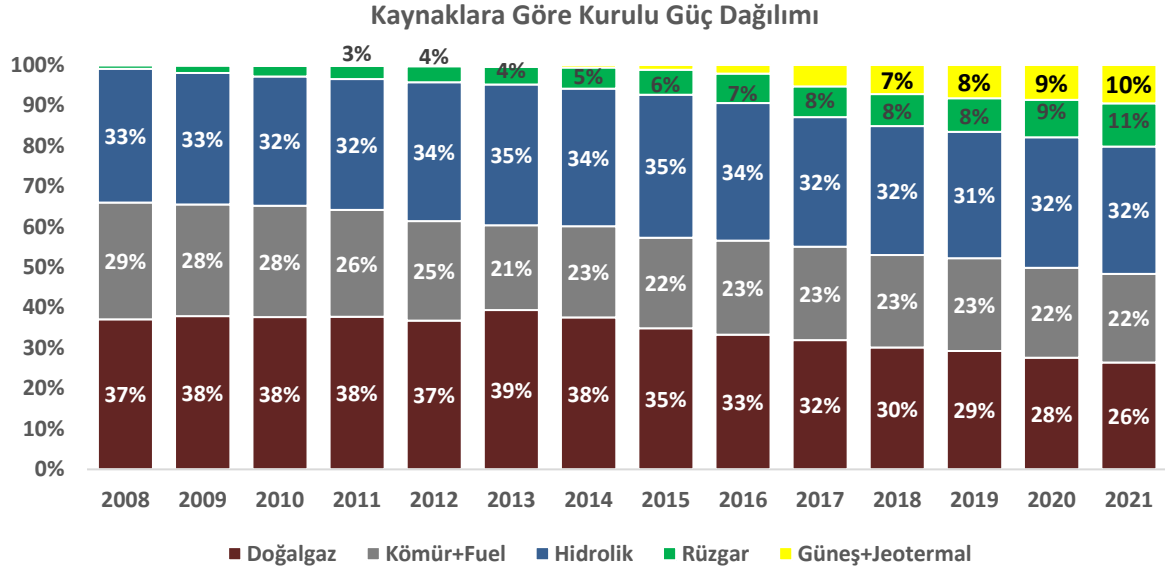
2023 yılında 5.539 MW olan toplam güç artışı 2024 yılı Nisan ayında ise hafif bir artış yaşayarak 523 MW olarak gerçekleşmiştir.

Kaynaklara Göre Kurulu Güç (bin MW)



Toplam

Doğalgaz Kömür+Fuel Hidrolik Rüzgar Güneş+Jeotermal



2022 yılında kurulu güç değeri bir önceki yıla göre %4 artarak 103.809,26 MW olurken 2023 yılındaki kurulu güç değeri ise bir önceki yıla kıyasla %5,34 artarak 109.348,72 MW oldu.

2024 yılı Nisan ayı sonu itibarıyla keskin bir artış yaşanmamış olup %0,48 artışla 109.871,33 MW gerçekleşmiştir. 62.7011,58 MW'nin olan yenilenebilir kaynakların 32.180,42 MW'si, hidrolik, 12.102,56 MW'si, rüzgâr, 14.640,24 MW'si güneş, 2.087,02 MW'si biyokütle ve 1.691,34 MW'si jeotermal kaynaklardan oluşan kurulu güçlerdir. 2024 yılı Nisan ayı itibarıyla bir önceki yıla göre yenilenebilir santrallerde %1,89 artış yaşanırken termik santrallerde ise %1,34 oranında azalma görülmüştür.

Yıllara Göre Kaynak Bazında Kurulu Güç Değerleri								
Kaynak Türü	TOPLAM KURULU GÜÇ* (MW)							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Nis.24
HİDROLİK	27.274	28.293	28.503	30.984	31.493	31.571	31.962	32.180
RÜZGÂR	6.520	6.994	7.591	8.832	10.607	11.396	11.807	12.103
GÜNEŞ	2.998	5.099	5.995	6.667	7.816	9.425	13.998	14.640
BİYOKÜTLE	516	670	802	1.116	1.645	1.691	2.080	2.087
JEOTERMAL	1.064	1.283	1.515	1.613	1.676	1.921	1.691	1.691
YENİLENEBİLİR	38.373	42.339	44.406	49.213	53.236	56.006	61.539	62.702
DOĞAL GAZ	26.419	25.885	26.264	26.042	25.965	25.733	25.729	25.084
İTHAL KÖMÜR	8.936	8.939	8.967	8.987	8.994	10.374	10.374	10.374
LİNYİT	9.267	9.597	10.101	10.120	10.120	10.192	10.194	10.207
TAŞ KÖMÜRÜ	616	616	811	811	841	841	841	841
ASFALTİT	405	405	405	405	405	405	405	405
FUEL ÖİL	712	709	306	306	252	252	260	252
NAFTA	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
LNG	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
MOTORİN	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
TERMİK	46.364	46.159	46.861	46.678	46.584	47.804	47.810	47.170
TOPLAM	84.737	88.498	91.267	95.891	99.820	103.809	109.349	109.871

*Lisanslı ve lisanssız santraller dâhil edilmiştir.

Kaynak: EPDK, Elektrik Piyasası Yıllık ve Aylık Sektör Raporu

2021'in ilk 10 ayda gerçekleşen toplam brüt elektrik üretiminin %30,7'lik kısmı ithal ve yerli kömür santrallerinden sağlanırken, %33,1'lik kısmı doğal gaz santrallerinden temin edilmiştir. 2020 yılının ilk 10 ayındaki dağılım ile karşılaştırıldığında, kömür santrallerinden üretilen elektrikte 3,6 yüzde puanlık bir gerileme görülmüştür. Benzer şekilde, hidroelektrik santrallerden üretilen elektriğin payında da 10,3 yüzde puanlık bir azalma gerçekleşmiştir. Kömür santrallerinden ve hidroelektrik santrallerden kaynaklanan azalmanın %89'u (12,4 yüzde puanlık artış)

doğal gaz santrallerinden karşılanmıştır. 2021 yılının ilk 10 ayındaki bu kırılım değişiminde 2021 yılında yaşanan kuraklık ve ithal kömür fiyatlarındaki artış belirleyici olmuştur.

Talep ve üretim rekorlarının kırıldığı 2021 yılının ilk 10 ayı sonunda yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin payı %36,1 civarında gerçekleşmiştir. İlk 10 ayda doğal gaz santrallerinden üretilen elektriğin payındaki yüksek oranın, hidroelektrik santrallerden üretilen elektrik miktarındaki azalmadan kaynaklandığı değerlendirilmektedir. 2021 yılında hem rüzgâr hem de güneş kaynaklarından üretilen elektrik miktarı artmış olmasına rağmen kurak bir dönem geçirilmesi sebebiyle yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin payında azalma gerçekleşmiştir.

2022'nin yıl sonu itibarıyla gerçekleşen toplam brüt elektrik üretiminin %25'lik kısmı ithal ve yerli kömür santrallerinden sağlanırken, %23'lük kısmı doğal gaz santrallerinden, %30'u hidrolik kaynaklardan, %11'i rüzgar enerjisinden ve geri kalan %11'i güneş ve jeotermal kaynaklardan temin edilmiştir.

Uluslararası Enerji Ajansı'nın (IEA) 2018 Enerji Görünüm Raporu'ndaki değerlendirmelere göre, 2000 yılında dünya enerji talebinin %40'ını Avrupa ve Kuzey Amerika, %20'sini ise Asya'daki gelişmekte olan ekonomiler oluşturmaktayken 2040 itibarıyla bu durumun tam tersine döneceği öngörülmüyor. Enerji tüketiminin büyük ölçüde Asya'ya kayması, tüm yakıtlar ve teknolojilerin yanı sıra enerji yatırımlarında da hissediliyor. Örneğin bundan on beş yıl önce, kurulu kapasite bakımından dünyanın en büyük elektrik şirketleri arasında Avrupalı şirketler başta gelirken, bugün en büyük on elektrik şirketinden altısı Çinli şirketlerden oluşuyor.

Türkiye elektrik enerjisi tüketimi 2022 yılında bir önceki yıla göre %1,2 oranında azalarak 328,9 TWh, elektrik üretimi ise bir önceki yıla göre %2,5 azalarak 326,2 TWh olarak gerçekleşmiştir. 2022 yılında elektrik üretimimizin, %34,6'sı kömürden, %22,2'si doğal gazdan, %20,6'sı hidrolik enerjiden, %10,8'i rüzgardan, %4,7'si güneşten, %3,3'ü jeotermal enerjiden ve %3,7'si diğer kaynaklardan elde edilmiştir.

2023 Yılı Nisan ayı sonu itibarıyla Ülkemizin Birincil Kaynaklara göre Kurulu Gücü toplamı 104.473 MW olurken en yüksek pay 25.366 MW ile doğalgaz santrallerindedir.

2023 yılı Haziran ayı sonu itibarıyla ülkemiz kurulu gücü 104.904 MW'a ulaşmıştır. 2023 yılı Haziran ayı sonu itibarıyla kurulu gücümüzün kaynaklara göre dağılımı; %30,1'i hidrolik enerji, %24,2'si doğal gaz, %20,8'i kömür, %11'i rüzgâr, %9,7'si güneş, %1,6'sı jeotermal ve %2,6'sı ise diğer kaynaklar şeklindedir.

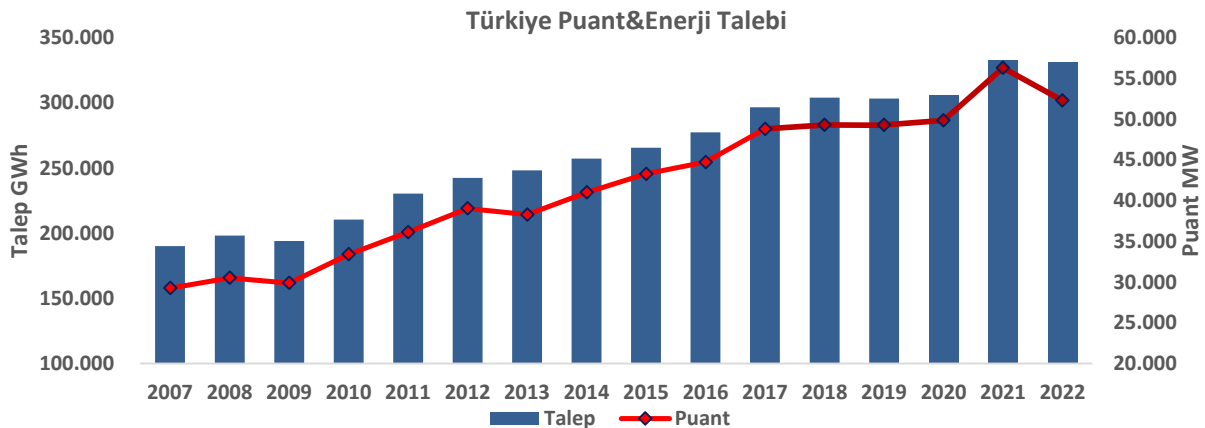
Türkiye elektrik enerjisi tüketimi 2023 yılında bir önceki yıla göre %0,2 oranında azalarak 330,3 TWh, elektrik üretimi ise bir önceki yıla göre %0,6 azalarak 326,3 TWh olarak gerçekleşmiştir.

Türkiye Ulusal Enerji Planı çalışmasının sonuçlarına göre elektrik tüketiminin 2025 yılında 380,2 TWh, 2030 yılında 455,3 TWh, 2035 yılında ise 510,5 TWh seviyesine ulaşması beklenmektedir.

2023 yılında elektrik üretimimizin, %36,3'ü kömürden, %21,4'ü doğal gazdan, %19,6'sı hidrolik enerjiden, %10,4'ü rüzgardan, %5,7'si güneşten, %3,4'ü jeotermal enerjiden ve %3,2'si diğer kaynaklardan elde edilmiştir.

2024 yılı Mayıs ayı sonu itibarıyla ülkemiz kurulu gücü 110.341 MW'a ulaşmıştır. 2024 yılı Mayıs ayı sonu itibarıyla kurulu gücümüzün kaynaklara göre dağılımı; %29,2'si hidrolik enerji, %22,4'ü doğal gaz, %19,8'i kömür, %11,1'i rüzgâr, %13,6'sı güneş, %1,5'i jeotermal ve %2,4'ü ise diğer kaynaklar şeklindedir.

Ayrıca Ülkemizde elektrik enerjisi üretim santrali sayısı, 2024 yılı Mayıs ayı sonu itibarıyla 25.825'e (Lisanssız santraller dâhil) yükselmiştir. Mevcut santrallerin 763 adedi hidroelektrik, 69 adedi kömür, 367 adedi rüzgâr, 63 adedi jeotermal, 359 adedi doğal gaz, 23.730 adedi güneş, 474 adedi ise diğer kaynaklı santrallerdir.





2024 yılı Nisan ayı sonu itibarıyla elektrik piyasasında toplam 875 ön lisans bulunmakta olup bu lisansların 464'ü güneş, 59'u hidrolik, 304'ü rüzgâr, 12'si jeotermal, 30'u biyokütle, 6'sı kömür, doğalgaz ve diğer termik kaynaklardan olan lisanslardır. Aynı dönem içinde 1.905 üretim lisansı bulunmakta olup lisansa derç edilen kurulu güç toplamı ise 111.224,57 MWe'dir. Derç edilen kurulu güçler içinde en büyük payı %30,4 ile hidrolik tesisler oluştururken sonrasında sırasıyla %23,37 ile doğalgaz, %13,5 ile rüzgâr ve %11,57 ile ithal kömür oluşturmaktadır.

2024 Yılı Nisan Ayı Sonu İtibarıyla Elektrik Piyasası Ön Lisans ve Üretim				
Kaynak Türü	Lisansı Dağılımı		Üretim Lisansı	
	Ön Lisans		Üretim Lisansı	
	Lisans Sayısı	Lisansa Derç Edilen Kurulu Güç (MWe)	Lisans Sayısı	Lisansa Derç Edilen Kurulu Güç (MWe)
Hidrolik	59	2.864	788	33.816
Rüzgâr	304	20.860	299	14.735
Jeotermal	12	250	67	1.872
Biyokütle	30	248	347	2.675
Güneş	464	15.807	45	1.869
İthal Kömür			15	12.870
Yerli Kömür			22	10.143
Kömür	2	35	15	599
Fuel-oil			21	992
Doğal Gaz	2	21	250	25.988
Uranyum			1	4.800
Diğer Termik	2	11	35	866
Genel Toplam	875	40.096	1.905	111.225

Kaynak: EPDK, Elektrik Piyasası Yıllık Sektör Raporu

1.3.2 Türkiye'de Doğal Gaz

Bir petrol türevi olan doğal gaz; yanıcı, havadan hafif, renksiz ve kokusuz bir gazdır. Basta metan (CH₄) ve etan (C₂H₆) olmak üzere çeşitli hidrokarbonlardan oluşur. Yer altında, genellikle petrol ile birlikte veya gaz rezervuarlarında bulunur. Kaynağından çıkarıldığı haliyle herhangi bir işlemten geçirilmeksizin kullanılabilen doğal gaz, boru hatları ile veya sıvılaştırılarak tankerlerle taşınır.

BP 2019 Dünya Enerji İstatistik Görünümü Raporu'ndan yapılan derlemeye göre, dünya üzerinde toplam 196,9 trilyon metreküp kanıtlanmış doğal gaz rezervi bulunuyor. En fazla doğal gaz rezervi 75,5 trilyon metreküple Orta Doğu bölgesinde yer alırken bunu 62,8 trilyon m³ rezerve sahip Rusya ve Türkmenistan'ın da içinde bulunduğu Bağımsız Devletler Topluluğu izledi. En az doğal gaz rezervine sahip bölge ise 3,9 trilyon metreküple Avrupa oldu.

Türkiye'de 2010-2016 yılları arasında yıllık bazda ortalama %4 artış kaydeden doğalgaz tüketimi, 2017 yılında %16 yükselişle 53,8 bcm ile Türkiye tarihinin en yüksek seviyesinde gerçekleşti. 2018 ve 2019 yıllarında ise yıllık bazda %8 düşüş kaydederek 45,3 bcm seviyesine geriledi. 2019 yılındaki bu düşüşte, artan abone sayısı konutlardaki doğal gaz tüketimini yukarı yönlü baskılamasına karşın, dönüşüm ve çevrim santrallerinin doğalgaz tüketimindeki

sert azalış etkili oldu. Dönüşüm ve çevrim sektörü 2018 yılında 20,5 bcm seviyesinde doğalgaz tüketirken, bu miktar 2019 yılında 11,3 bcm seviyesine geriledi. 2020 yılında ise yıllık bazda %20,3 artışla 13,6 bcm seviyesinde gerçekleşti. Böylelikle 2019 yılında toplam sektörel tüketimi içerisindeki payı %37'den %25'e gerileyen dönüşüm ve çevrim sektörü tüketimi, 2020 yılında %29 seviyesinde gerçekleşti. Konut cephesinde tüketilen miktar ise 14,4 bcm seviyesinde gerçekleşerek yıllık bazda %14 artış gösterdi. Pandemi sürecinin etkilerinin ön planda olduğu 2020 özellikle yılın ikinci yarısında etkili olan hava koşullarına ek olarak, doğalgazdan üretim yapan santrallerin üretimindeki artışın etkisiyle yıllık bazda yaklaşık %7 artışla 48 bcm3 civarında gerçekleştiği hesaplanıyor.

GAZBİR'in yayımladığı Aralık 2020 Doğal Gaz Sektör Raporu'na göre, 2020 yılında konutlarda 15,4 bcm, sanayide 12,7 bcm, elektrik santrallerinde ise 13,6 bcm doğal gaz kullanıldı. Konutlarda tüketilen doğal gaz miktarı 2019 yılına kıyasla %7 artarken, sanayide tüketilen doğal gaz miktarı ise %3 oranında arttı. Elektrik üretim amacıyla tüketilen doğal gaz miktarı ise 2019 yılına göre %21 artış göstermiştir.

2019 yılında Türkiye'de yıllık bazda %11 artışla 0,47 bcm seviyesinde gerçekleşen doğalgaz üretim miktarı, 2020'de yeniden düşüş eğilimine girerek %7 azalışla 0,44 bcm seviyesine gerilemiştir.

Ancak, 21 Ağustos 2020 tarihinde Cumhurbaşkanımız Sayın Erdoğan, Karadeniz'de derin deniz sondajını gerçekleştiren Fatih Sondaj Gemisi'nin, Sakarya Gaz Sahası'nda (Tuna1 Bölgesi) 320 bcm doğal gaz rezervi keşfettiğini, 17 Ekim 2020 tarihinde ise yine aynı bölgede 85 bcm daha doğal gaz rezervi bulunduğunu açıkladı. Böylece toplamda 405 bcm seviyesinde doğalgaz rezervi bulunmuş oldu. Bu bağlamda, gündemdeki rezerv keşiflerine ek olarak devam eden sismik ve derin sondaj çalışmalarının önümüzdeki dönemde Türkiye'nin doğal gaz üretiminin seyrine ilişkin olumlu sinyaller verdiği gözlenmektedir.

Diğer taraftan yapım çalışmaları devam etmekte olan Tuz Gölü Doğal Gaz Yer Altı Depolama Projesinde ilk faz tamamlanmış ve doğal gaz depolanmaya başlanmıştır. 2023 yılı itibarıyla bu yer altı deposunun toplam çalışma gazı kapasitesinin 5,4 milyar Sm³'e ve geri üretim kapasitesinin 80 milyon Sm³/gün'e çıkarılması hedeflenmektedir.

Bir ilk olarak arz kaynakları ve güzergâhlarının çeşitlendirilmesi amacıyla, Yüzer LNG Depolama ve yeniden Gazlaştırma Tesisi (FSRU)'ları Aliğa/Izmir ve Dörtöyl/Hatay'da işletmeye alınmıştır. Saros Yüzer LNG Depolama ve Gazlaştırma Ünitesi (FSRU)'nin İletim Şebekesine Bağlantı Sistemine yönelik çalışmalar ise devam etmektedir.

Son dönemde yapılan araştırmalar ile hidrojenin doğal gaz dağıtım şebekesine entegrasyonu değerlendirilmektedir. Hidrojen teknolojileri ile karbon ayak izinin azaltılması hedeflenirken, ayrıca doğal gaz ithalatının kısmen de olsa azaltılması öngörülmektedir. Doğal gaz dağıtımında önemli bir atılım yapan Türkiye'de 2019 yılı itibarıyla doğal gaz ulaşmayan il kalmamıştır. Doğal gaz dağıtım firmalarının yatırımları ile 2020 yılı sonu itibarıyla 81 il merkezinin tamamı dahil olmak üzere toplamda 554 ilçe ve 35 beldeye doğal gaz arzı sağlanmıştır. 2010 yılında yaklaşık 1 milyon olan doğal gaz hizmeti götürülen toplam abone sayısı Temmuz 2021 döneminde 17,8 milyona yükselmiştir.

Covid-19 pandemisinin etkisinin görece daha sınırlı kaldığı 2021 yılının ilk 8 aylık döneminde ise doğal gaz tüketimi önceki yılın aynı dönemine kıyasla yaklaşık %31 artış göstermiştir. Söz konusu artışta dönüşüm/ çevrim sektörü sektörleri ile sanayi ve konutlar başta olmak üzere hemen hemen tüm sektörlerde izlenen talep artışı etkili olmuştur.

Türkiye, son dönemde arz güvenliğini artırmak ve kaynak çeşitliliğini sağlamak için gerçekleştirilen TANAP, FSRU gibi altyapı yatırımları ile en yakını 2021 yılında Rusya, Cezayir ve Katar ile bitecek doğal gaz alım sözleşmelerinde elini güçlendirmiştir. Ancak ülkemizin, son dönemde küresel düzeyde gerek boru gazı arz kısıtlamalarına ve gerekse spot LNG piyasalarındaki yükselişlere bağlı olarak artan fiyatlardan olumsuz yönde etkilenmesi mümkün görünmektedir. Türkiye'nin yaptığı yatırımlar ile doğal gazı hem daha ucuz hem de daha kısa vadeli sözleşmeler ile tedarik etme imkânı artmıştır, ancak küresel piyasalardaki gelişmeler ve gaz fiyatlarındaki dalgalanmanın nasıl bir bantta seyredeceği söz konusu sözleşmelerin yenilenmesinde etkili ve belirleyici olacaktır.

2021 yılı verilerine göre, dünya doğal gaz rezervi yaklaşık 188,1 trilyon m3 olup Rusya %19'luk payla dünya doğal gaz rezervi sıralamasında ilk sırada yer almaktadır. 2021 yılı üretim verilerine göre, dünyadaki en büyük doğal gaz üreticisi ülke ABD olup dünya üretiminin %23'ünü karşılamaktadır.

Ülkemizde 2022 yılında 408 milyon m3 doğal gaz üretimi yapılmasına karşın 54,6 milyar m3 doğal gaz ithalatı yapılmıştır. Bu verilerden yola çıkarak ülkemizin %99 oranında doğal gaz ithalatına bağımlı olduğu sonucuna varılmaktadır. Türkiye'nin üretilebilir rezervi 2022 itibarıyla yaklaşık 544 milyar m3'tür. Karadeniz'de keşfedilen Sakarya sahasının geliştirilmesiyle birlikte doğal gaz rezervimizin daha da artması beklenmektedir.

Yıllara Göre Doğal Gaz Piyasası Genel Görünümü (milyon Sm3)

	2019	2020	2021	2022	2023	Ocak-Nisan 2024
İthalat	45.211,47	48.125,51	58.703,93	54.661,67	50.483,77	18.569,97
Üretim	473,87	441,27	394,44	379,81	807,28	546,53
İhracat	762,68	577,52	382,89	581,43	896,28	471,07
Tüketim	45.282,03	48.266,54	59.830,36	53.200,55	50.210,84	22.649,25
Dönem Sonu Stok	3.095,44	2.852,00	1.914,17	5.334,46	5.442,40	

Kaynak: EPDK Doğal Gaz Piyasası Yıllık ve Aylık Sektör Raporu

2023 yılında yurt içinde üretim yapan toptan satış lisansı sahibi 8 şirket tarafından 2023 yılında 807,28 milyon Sm3 doğal gaz satışa sunulmuştur. Üretimi yapılarak satışa sunulan gaz miktarı 2022 yılına göre %112,55 artmıştır. Bu artışın önemli bir kısmı Karadeniz Sakarya Gaz Sahasında keşfi yapılan doğal gazın Eylül 2023 itibarıyla üretilerek sisteme verilmeye başlanmasından kaynaklanmıştır. 2023 yılında, 50.483,57 milyon Sm3 doğal gaz ithal edilmiştir. Doğal gaz ithalatı 2022 yılına kıyasla %7,64 oranında azalmıştır. 2023 yılında, ithalat %42,27'lik payla en fazla Rusya'dan yapılmıştır.

2023 yılında 14.270,65 milyon Sm3 LNG (Uzun Dönemli ve Spot) ithalatı yapılmış olup, söz konusu miktar toplam ithalatın %28,27'sidir. Ayrıca, 2023 yılında 36.213,12 milyon Sm3 olarak gerçekleşen boru gazı ithalatının 8.682,09 milyon Sm3'lük kısmı spot boru gazı ithalatı olarak yapılmıştır.

2023 yılında BOTAŞ tarafından Yunanistan, Romanya ve Bulgaristan'a boru gazı, Bulgaristan, Sırbistan ve İsviçre'ye LNG ihracatı, Tmak Natural Gas İhracat Ticaret Limited Şirketi tarafından ise Kuzey Makedonya'ya sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) ihracatı gerçekleştirilmiştir. 2023 yılında 896,3 milyon Sm3 toplam ihracatın %23,13'lük bölümünü LNG ihracatı oluşturmaktadır. Doğal gaz ihracatı 2022 yılına kıyasla %54,15 oranında artmıştır.

26.01.2023 tarih ve 11595 sayılı Kurul Kararı ile 56.099.745.819 Sm3 olarak tahmin edilen 2023 yılı ulusal doğal gaz tüketim miktarı %10,5 sapmayla 50.210.842.631,42 Sm3 olarak gerçekleşmiştir. Doğal gaz tüketimi 2022 yılına kıyasla %5,62 oranında azalmıştır. 2023 yılında 413,95 milyon Sm3 LNG, ulusal iletim şebekesi kullanılmadan doğrudan tüketiciler tarafından tüketilmiştir. Söz konusu miktarın toplam ulusal doğal gaz tüketimi içindeki payı %0,82 olarak hesaplanmıştır.

2024 yılının Nisan ayı sonu itibarıyla yurt içinde üretim yapan toptan satış lisansı sahibi şirket tarafından 546,53 milyon Sm3 doğal gaz satışa sunulmuştur. Aynı dönem içerisinde gaz ithalatı 2023 yılının Nisan ayına göre %9,85 azalarak 18.569,97 milyon Sm3'e gerilerken toplam ihracat ciddi bir artış olan %450,57 artarak 471,07 milyon Sm3 olmuştur. Ulusal doğal gaz tüketim miktarı ise önceki yılın aynı dönemine göre %4,02 artarak 22.649,25 Sm3 olarak gerçekleşmiştir.

1.3.3 Türkiye'de HES Potansiyeli

Çeşitli enerji kaynakları içerisinde hidroelektrik enerji santralleri çevre dostu olmaları ve düşük potansiyel risk taşımaları sebebiyle tercih edilmektedir. Hidroelektrik santraller; çevreye uyumlu, temiz, yenilenebilir, yüksek verimli, yakıt gideri olmayan, uzun ömürlü, işletme gideri çok düşük dışa bağımlı olmayan yerli bir kaynaktır.

Ülkemiz teorik hidroelektrik potansiyeli dünya teorik potansiyelinin %1'i, ekonomik potansiyeli ise Avrupa ekonomik potansiyelinin %16'sıdır. (Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı)

Ülkemizin yenilenebilir enerji potansiyeli içinde en önemli yeri tutan hidrolik kaynaklarının teorik hidroelektrik potansiyeli 433 milyar kWh olup teknik olarak değerlendirilebilir potansiyel 216 milyar kWh ve ekonomik hidroelektrik enerji potansiyel ise 140 milyar kWh/yıldır.

Türkiye'nin yenilenebilir enerji kurulu gücü yıllar itibarıyla artan bir trend izlemektedir. 2013 yılında 25,6 GW olan Türkiye yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kurulu gücü yıllık ortalama 2021 yılı Eylül ayı itibarıyla yaklaşık 53 GW düzeyine ulaşmış, 2013 yılında %40 olan toplam kurulu güç içerisindeki yenilenebilir payı ise 2021 yılı Eylül ayı itibarıyla %53,2 seviyesine yükselmiştir. 2013 yılı ile 2021 yılı Eylül ayı arasındaki dönemde yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kurulu güç artışında en büyük pay 9,2 GW'lık artış ile HES'lere aittir. HES'leri sırasıyla 7,5 GW'lık artış ile GES, 7,4 GW'lık artış ile RES, 1,6 GW'lık artış ile biyokütle enerjisi santralleri (BES) ve 1,3 GW'lık artış ile jeotermal enerjisi santralleri (JES) izlemektedir.

2021 yılında 53,2 GW olan Türkiye yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kurulu gücü yıllık ortalama 2022 yılı itibarıyla yaklaşık 56 GW düzeyine ulaşmış, 2021 yılında %53,3 olan toplam kurulu güç içerisindeki yenilenebilir payı ise 2022 yılı sonu itibarıyla %54,0 seviyesine yükselmiştir. (TEİAŞ, Türkiye Elektrik Üretim-İletim 2022 Yılı İstatistikleri)

2023 yılında Türkiye de yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kurulu gücü 61,5 GW'dir ve toplam kurulu güç içerisindeki yenilenebilir payı ise 2023 yılı sonu itibarıyla %56,3 seviyesine yükselmiştir.

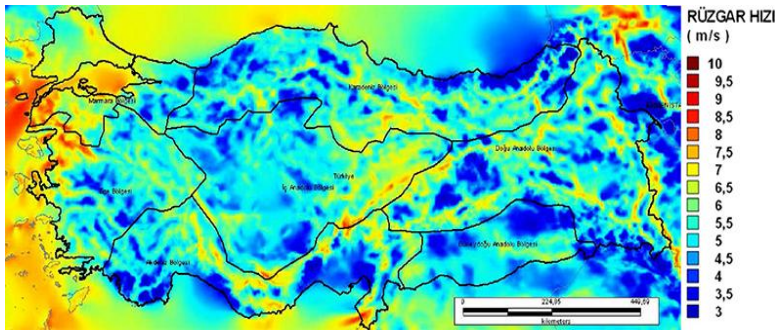
2024 yılı Nisan ayı sonu itibarıyla yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kurulu gücü 62,7 GW'ye yükselmekte olup toplam kurulu güç içerisindeki yenilenebilir payı ise 2024 yılı Nisan ayı sonu itibarıyla %57,1 seviyesine çıkmıştır.

1.3.4 Türkiye'de Rüzgâr Potansiyeli

Rüzgâr, güneş radyasyonunun yer yüzeyini farklı ısıtmasından kaynaklanır. Yer yüzeyinin farklı ısınması, havanın sıcaklığının, neminin ve basıncının farklı olmasına, bu farklı basınç da havanın hareketine neden olur. Dünyaya ulaşan güneş enerjisinin yaklaşık %2'si kadarı rüzgâr enerjisine çevrilir.

Rüzgârın özellikleri, yerel coğrafi farklılıklar ve yeryüzünün homojen olmayan ısınmasına bağlı olarak, zamansal ve yöresel değişiklik gösterir. Rüzgâr hız ve yön olmak üzere iki parametre ile ifade edilir. Rüzgâr hızı yükseklikle artar ve teorik gücü de hızının küpü ile orantılı olarak değişir. Rüzgâr enerjisi kaynaklı elektrik üretim uygulamalarının ilk yatırım maliyetinin yüksek, kapasite faktörlerinin düşük oluşu ve değişken enerji üretimi gibi dezavantajları yanında üstünlükleri genel olarak şöyle sıralanabilir;

- Yenilenebilir ve temiz bir enerji kaynağıdır, çevre dostudur.
- Kaynağı güvenilir, tükenme ve zamanla fiyatının artma riski yoktur.
- Maliyeti günümüz güç santralleriyle rekabet edebilecek düzeye gelmiştir.
- Bakım ve işletme maliyetleri düşüktür.
- Teknolojisinin tesisi ve işletilmesi göreceli olarak basittir.
- İşletmeye alınması kısa bir sürede gerçekleştirilebilir.



Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Haritası, 50 m.

Rüzgâr türbinleri, rüzgâr enerji santrallerinin ana yapı elemanı olup hareket halindeki havanın kinetik enerjisini öncelikle mekanik enerjiye ve sonrasında elektrik enerjisine dönüştüren makinelerdir. Rüzgâr türbinleri dönüş eksenlerinin doğrultusuna göre yatay eksenli veya düşey eksenli olarak imal edilirler. Bu tiplerden en fazla kullanılan yatay eksenli rüzgâr türbinleridir.

Rüzgâr türbinleri, elektrik enerjisi üretimine ancak belirli bir rüzgâr hızında başlayabilmektedir. Bir rüzgâr türbini cut-in ve cut-out rüzgâr hızları arasında enerji üretimini gerçekleştirir. Modern rüzgâr türbinlerinin cut-in hızları 2-4 m/s, nominal hızları 10-15 m/s ve cut-out hızları ise 25-35 m/s arasındadır. Her bir rüzgâr türbini için belirlenmiş bir rüzgâr hızında, sistemden elde edilen güç en büyük değere ulaşır. Bu en büyük güce nominal güç ve bu rüzgâr hızına nominal hız adı verilmektedir. Sistemin hasar görmemesi için belirli bir rüzgâr hızından sonra rüzgâr türbinlerinin stop konumuna geçmesi otomatik olarak sağlanır. Bu maksimum hıza sistemin cut-out hızı adı verilmektedir. Gürültü kirliliğini önlemek için gövde ses izolasyonludur. Kuleler kafes veya boru biçiminde yapılmaktadır. Kule yükseklikleri fazla olabildiğinden kafes kulelerin dışındaki konstrüksiyonlar iki ya da üç parçalı olabilmektedir.

Türkiye'de yer seviyesinden 50 metre yükseklikte ve 7,5 m/s üzeri rüzgâr hızlarına sahip alanlarda kilometrekare başına 5 MW gücünde rüzgâr santrali kurulabileceği kabul edilmiştir. Bu kabuller ışığında, orta-ölçekli sayısal hava tahmin modeli ve mikro-ölçekli rüzgâr akış modeli kullanılarak üretilen rüzgâr kaynak bilgilerinin verildiği Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) hazırlanmıştır. Türkiye rüzgâr enerjisi potansiyeli 48.000 MW olarak

belirlenmiştir. Bu potansiyele karşılık gelen toplam alan Türkiye yüz ölçümünün %1,30'una denk gelmektedir. (Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı)

Rüzgâr enerjisine dayalı yenilenebilir enerji kaynak alanları ve bağlantı kapasitelerinin tahsisine ilişkin YEKA RES-3 yarışma ilanı verilmiş ve 42 bölgede 2.000 MW kurulu güç için başvuru tarihi 14.12.2021 olarak belirlenmiştir. Güneş enerjisine dayalı yenilenebilir enerji kaynak alanları ve bağlantı kapasitelerinin tahsisine ilişkin YEKA GES-5 yarışma ilanı verilmiş ve 23 bölgede 1.500 MW kurulu güç için başvuru tarihi 12.01.2022 olarak belirlenmiştir. Yine güneş enerjisine dayalı yenilenebilir enerji kaynak alanları ve bağlantı kapasitelerinin tahsisine ilişkin YEKA GES-4 yarışma ilanı verilmiş ve 3 bölgede 1.000 MW kurulu güç için başvuru tarihi 30.03.2022 olarak belirlenmiştir.

2017 yılında gerçekleştirilen ilk 1.000 MW'lık YEKA RES-1 ihalesini ise Siemens-Türkerler-Kalyon konsorsiyumu 3,48 dolar cent/kWh fiyat teklifi ile kazanmıştır. Siemens Gamesa Yenilenebilir Enerji şirketi kurulan fabrikada nasel (gövde) üretimine 2019 yılı Kasım ayı sonunda başlanmıştır. YEKA RES-2 ihalesi 30.05.2019 tarihinde yapılmıştır. Balıkesir, Çanakkale, Aydın ve Muğla bölgelerinde 250 MW'lık RES'leri kapsayan ihalelerin ikisini Enercon, diğer ikisini EnerjiSA kazanmıştır. Enercon, Muğla bölgesini 4,00 dolar cent/kWh ve Balıkesir bölgesini 3,53 dolar cent/kWh fiyat teklifi ile, EnerjiSA ise Aydın bölgesini 4,56 dolar cent/kWh ve Çanakkale bölgesini 3,67 dolar cent/kWh fiyat teklifi ile kazanmıştır.

Haziran 2022 sonu itibariyle rüzgâr enerjisine dayalı elektrik kurulu gücümüz 10.976 MW, toplam kurulu güç içerisindeki oranı %10,81'dir. (Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı)

2023 yılı sonu itibariyle rüzgâr enerjisine dayalı elektrik kurulu gücümüz 11.396,17 MW, toplam kurulu güç içerisindeki oranı %10,80'dir.

Global Wind Energy Council (GWEC) tarafından yayınlanan 2024 Küresel Rüzgâr Raporu, 2023 yılında bir önceki yıla göre %50'lik bir artış ile dünya çapında bir rekor kırılarak 117 GW yeni rüzgâr enerjisi kurulumu gerçekleştiğini ortaya koymaktadır. Kara üstü rüzgâr enerjisi kapasitesi açısından kayıtlara geçen en iyi yıl oldu ve toplam 106 GW ile ilk kez tek bir yılda 100 GW'ı aşarken bu durum 2022 yılına göre %54'lük bir büyümeyi temsil etmektedir. 2023 yılında, toplam 10,8 GW kurulu güç ile deniz üstü rüzgâr enerjisi kurulumları için tarihteki en iyi ikinci yıl olmuştur. Küresel kümülatif rüzgâr enerjisi kapasitesi 2023'te ilk 1 TW kilometre taşını geçti ve yıllık %13'lük büyümenin ardından 1021 GW'a ulaştı.

GWEC'nin 2024 yılı tahminlerinin yer aldığı rapora göre, küresel rüzgâr enerjisinde 2023 "1 teravat" seviyesinin aşılrken 2024'te dünya genelinde kapasite artışının 143 gigavat olacağı tahmin edilmektedir. Rüzgâr enerjisi kapasite artışı 2023-2030 döneminde %13 artışla yıllık 143 gigavat olacağı böylelikle küresel rüzgâr enerjisi kurulu gücü 2030'da 2 teravat seviyesine ulaşacağı öngörülmektedir. GWEC'e göre küresel rüzgâr enerjisi kurulu gücü 1 teravat seviyesine 40 yılda ulaştı. Türkiye 2021'de Paris Anlaşması'na taraf olarak 2053'e kadar net sıfır emisyon hedefi belirlendi ve bu kapsamda ülkenin rüzgâr ve güneş enerjisi hedefleri karbonsuzlaşmanın yanı sıra enerji bağımsızlığını da hedeflediği belirtildi.

Nisan 2024 sonu itibariyle rüzgâr enerjisine dayalı elektrik kurulu gücümüz 12.10,6 MW, toplam kurulu güç içerisindeki oranı %11,02'dir.

2017 Yılından İtibaren Rüzgâr Enerjisi Değerleri (MW)

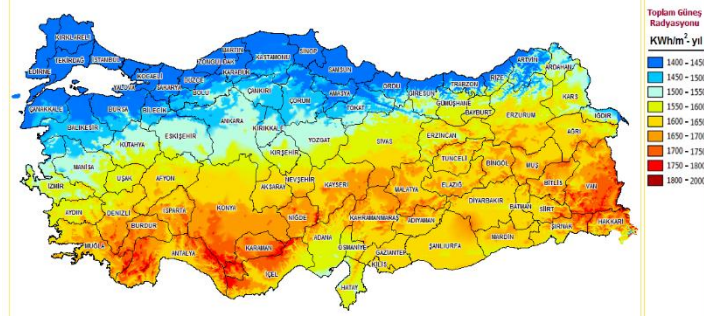
Yıllar	Rüzgâr Enerjisi (MW)	Toplam Kurulu Güç (MW)	Rüzgâr Enerjisinin Kurulu Güç İçindeki Payı (%)
2017	6.520,32	84736,7	7,69%
2018	6.994,22	88497,6	7,90%
2019	7.591,16	91267,0	8,32%
2020	8.832,40	95890,6	9,21%
2021	10.606,98	99819,6	10,63%
2022	11.396,17	103809,3	10,98%
2023	11.806,50	109348,7	10,80%
Nis.24	12.102,56	109871,3	11,02%

Kaynak: EPDK Petrol Piyasası Yıllık ve Aylık Sektör Raporu

1.3.5 Türkiye’de Güneş Enerjisi Potansiyeli

Ülkemiz, coğrafi konumu nedeniyle yüksek güneş enerjisi potansiyeline sahiptir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nca hazırlanan, Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlasına (GEPA) göre, yıllık toplam güneşlenme süresi 2.741 saat (günlük ortalama 7,5 saat), yıllık toplam gelen güneş enerjisi 1.527 kWh/m².yıl (günlük ortalama 4,18 kWh/m².gün) olduğu tespit edilmiştir.

Güneş enerjisi teknolojileri yöntem, malzeme ve teknolojik düzey açısından çok çeşitlilik göstermekle birlikte iki ana gruba ayrılabilir:



Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Haritası

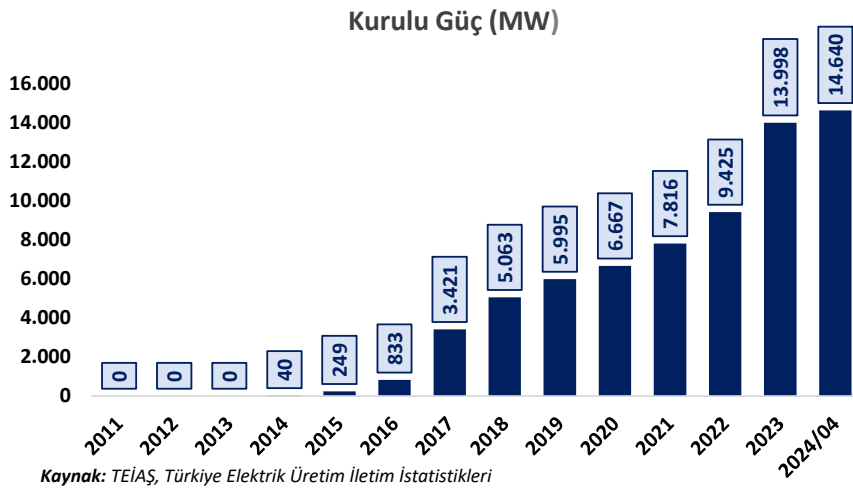
Güneş Hücreleri: Fotovoltaik (PV) güneş elektriği sistemleri de denilen güneş hücreleri, yarı iletken malzemelerden yapılmış olup, güneş ışığını doğrudan elektrik enerjisine çevirirler.

Isıl Güneş Teknolojileri ve Odaklanmış Güneş Enerjisi (CSP): Güneş enerjisinden ısı elde edilen bu sistemlerde, ısı doğrudan kullanılabileceği gibi elektrik üretiminde de kullanılabilir. (Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı)

Türkiye’nin güneş enerjisi uygulamaları açısından en iyi alanlarının nereler olduğunun tespit edilmesi ve belirlenen bu alanlardaki güneş enerjisine dayalı elektrik veya ısı enerjisi üretim imkânlarının belirlenmesi amacıyla ETKB tarafından Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası (GEPA) hazırlanmıştır.

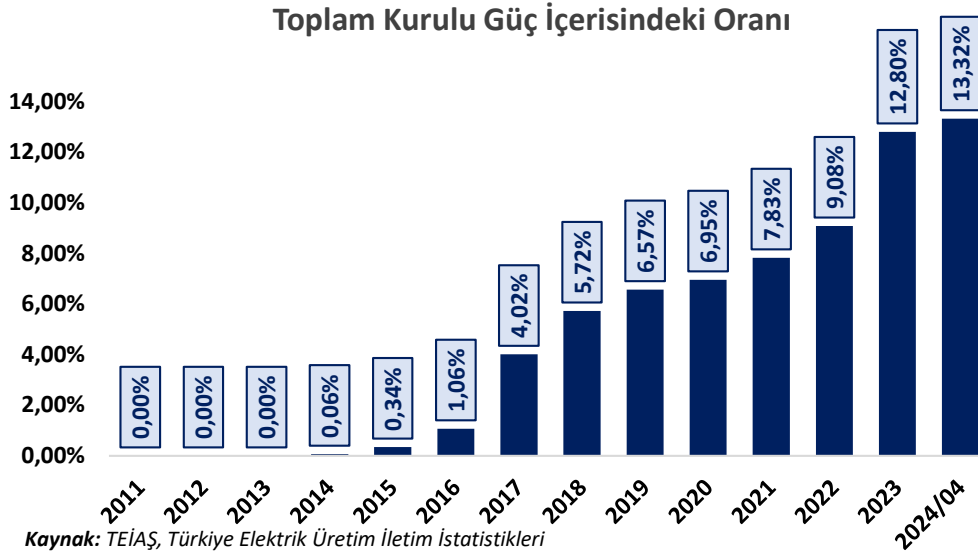
GEPA’ya göre, yıllık toplam güneşlenme süresi günlük ortalama 7,5 saat üzerinden 2.741 saat iken yıllık toplam gelen güneş enerjisi 1.527 kWh/m².yıl (günlük ortalama 4,18 kWh/m².gün) olarak belirtilmektedir. Türkiye, 110 günün üzerinde bir güneş enerjisi potansiyeline sahiptir. Türkiye’nin en fazla güneş enerjisi alan bölgesi Güneydoğu Anadolu Bölgesi iken, bunu Akdeniz Bölgesi izlemektedir. Söz konusu rakamlar, Türkiye’nin coğrafi konumu nedeniyle birçok ülkeye kıyasla daha yüksek güneş enerjisi potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir.

Güneş enerjisine dayalı yenilenebilir enerji kaynak alanları ve bağlantı kapasitelerinin tahsisine ilişkin YEKA GES-5 yarışma ilanı verilmiş ve 23 bölgede 1.500 MW kurulu güç için başvuru tarihi 12.01.2022 olarak belirlenmiştir. Yine güneş enerjisine dayalı yenilenebilir enerji kaynak alanları ve bağlantı kapasitelerinin tahsisine ilişkin YEKA GES-4 yarışma ilanı verilmiş ve 3 bölgede 1.000 MW kurulu güç için başvuru tarihi 30.03.2022 olarak belirlenmiştir.



Haziran 2022 sonu itibariyle güneş enerjisine dayalı elektrik kurulu gücümüz 8,479 MW, toplam kurulu güç içerisindeki oranı %8,35’tir. (Kaynak: T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı)

2022,2023 yılları sonu ve 2024 yılı Nisan ayı itibariyle ise güneş enerjisine dayalı elektrik kurulu gücümüz sırasıyla 9.425 MW, 13.998 MW ve 14.64 MW olup yıllara göre kurulu güç değişimi ve toplam kurulu güç içerisindeki oranı aşağıdaki grafikte yer almaktadır.



1.3.6 Elektrik Fiyatları

Türkiye’de elektrik fiyatları her saat için oluşturulan arz ve talep eğrileri, tek bir teklifte birleştirilen fiyat - miktar çiftleri yoluyla hesaplanıyor. Bu formüle göre arz - talep eğrilerinin kesişim noktası, ilgili saatin piyasa takas fiyatını PTF’sini belirliyor. Dengeleme piyasası tarafında ise, fiyatlama açısından sistemde enerji açığı olup olmaması belirleyici rol oynuyor. Enerji açığı olması halinde, sistemdeki azami teklif fiyatı, sistem marjinal fiyatı (SMF) olarak kabul ediliyor. Elektrik fiyatları santrallerin kullanılabilirlik süresinin, hava koşulları, ekonomik ve jeopolitik unsurlarla ilintili olmanın yanı sıra emtia fiyatlarıyla da korelidir.

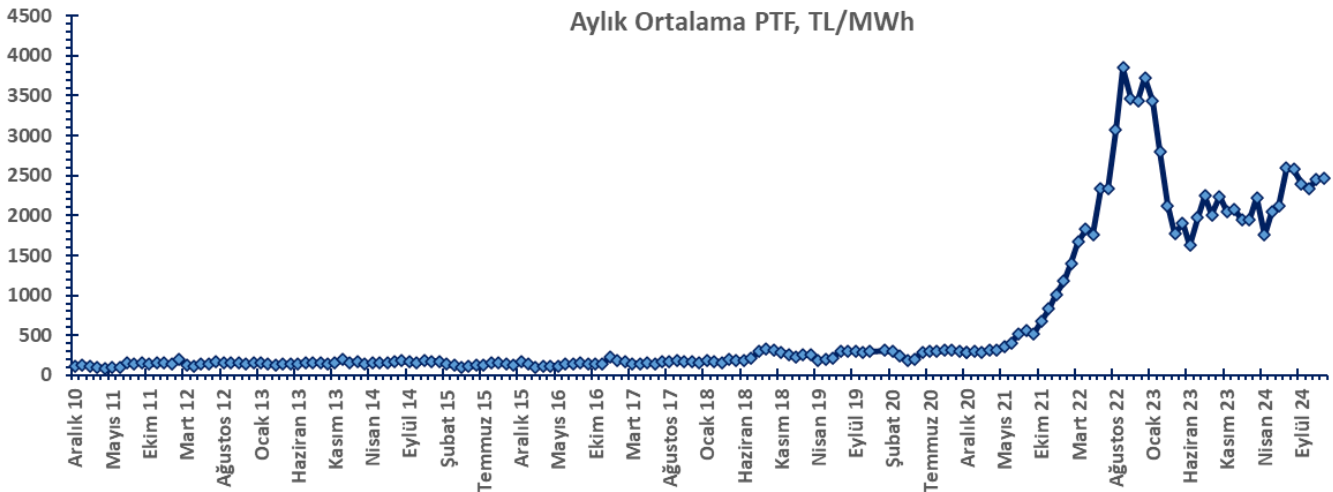
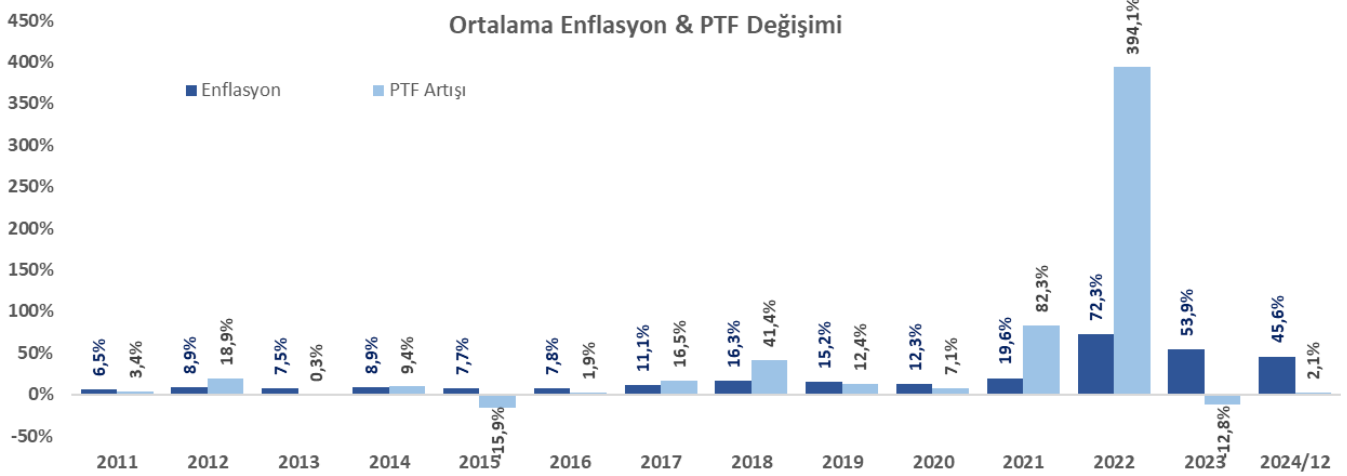
2021’in ilk 10 ayda gerçekleşen toplam brüt elektrik üretiminin %30,7’lik kısmı ithal ve yerli kömür santrallerinden sağlanırken, %33,1’lik kısmı doğal gaz santrallerinden temin edilmiştir. 2020 yılının ilk 10 ayındaki dağılım ile karşılaştırıldığında, kömür santrallerinden üretilen elektrikte 3,6 yüzde puanlık bir gerileme görülmüştür. Benzer şekilde, hidroelektrik santrallerden üretilen elektriğin payında da 10,3 yüzde puanlık bir azalma gerçekleşmiştir. Kömür santrallerinden ve hidroelektrik santrallerden kaynaklanan azalmanın %89’u (12,4 yüzde puanlık artış) doğal gaz santrallerinden karşılanmıştır. 2021 yılının ilk 10 ayındaki bu kırılım değişiminde 2021 yılında yaşanan kuraklık ve ithal kömür fiyatlarındaki artış belirleyici olmuştur.

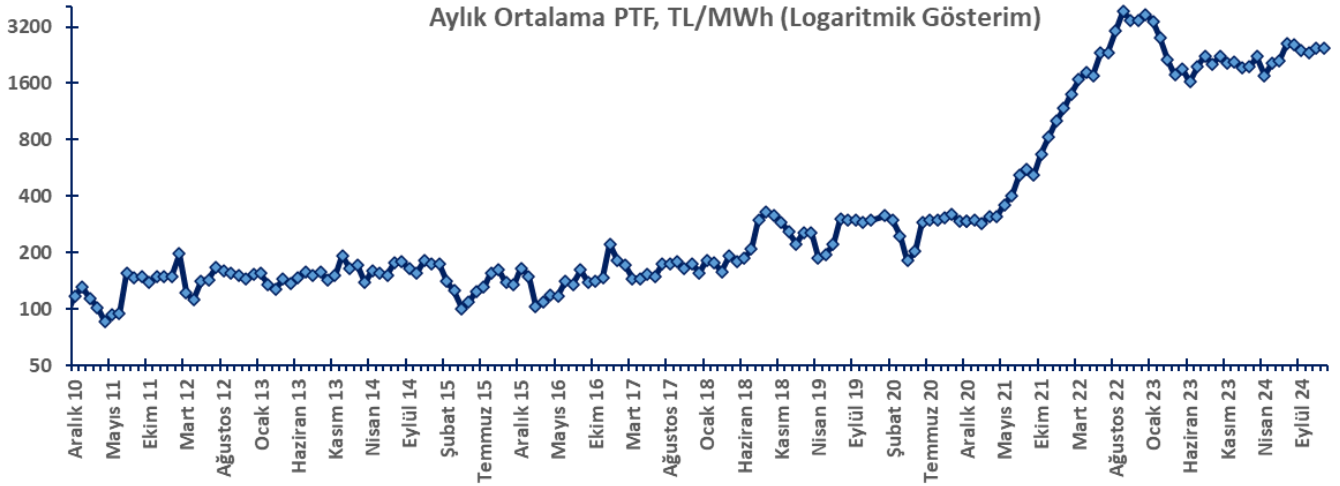
Türkiye toplam elektrik talebi 2000-2020 yılları arasında 2001, 2009 ve 2019 yılları haricinde bir düşüş göstermemiş ve artış trendini sürdürmüştür. 2018 yılında toplam elektrik talebi 304,2 teravatsaat (TWh) iken, 2019 yılı sonu itibarıyla 303,3 TWh olarak gerçekleşmiştir. Covid-19 pandemisinin ön plana çıktığı 2020 yılında ise elektrik talebi 2019 yılına göre %0,9’luk sınırlı bir artış ile 306,1 TWh’e yükselmiştir.

PTF’nin asgari ve azami limitleri EPDK tarafından belirlenmektedir. 2017 yılına kadar PTF’nin asgari ve azami limitleri megavatsaat (MWh) başına 0 TL ve 2.000 TL idi. 06.01.2017 tarihli EPDK kararı ile azami limit 06.01.2017 ile 01.03.2017 tarihleri arasında 500 TL/MWh olarak belirlenmiştir. Fiyatlardaki oynaklığı azaltmak için EPDK azami fiyatların belirlenmesini içeren bir metodoloji değişikliği yapmıştır. 06.10.2020 tarih ve 31266 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanan EPDK kararına göre, azami fiyat limitleri içinde bulunulan takvim ayı esas alınarak iki ay önceki takvim ayından itibaren geriye dönük 12 aylık PTF ağırlıklı ortalamalarının 2 katı olarak uygulanmaya başlamıştır. Son olarak, 2021 yılı Nisan ayından itibaren küresel piyasalarda doğal gaz ve kömür fiyatlarında meydana gelen artışlar nedeniyle bazı doğal gaz ve ithal kömür santrallerinin belirlenmiş azami limitler ile devreye girmesine izin verilmemiştir. Bu nedenle, 14.10.2021 tarihinde EPDK tarafından alınan bir karar ile azami fiyat limitleri güncellenmiş ve azami limit belirlenirken içinde bulunulan takvim ayı esas alınarak iki ay önceki takvim ayından itibaren geriye dönük 12 aylık PTF ağırlıklı ortalamalarının 3 katı olarak uygulanmaya başlanmıştır. Bu güncelleme ile devreye girmekte zorlanan doğal gaz ve ithal kömür santrallerinin sistemde kalması hedeflenmiştir. Covid-19 pandemisinin etkileriyle 2020 yılı Mart ayından başlayarak elektrik talebinde ve emtia

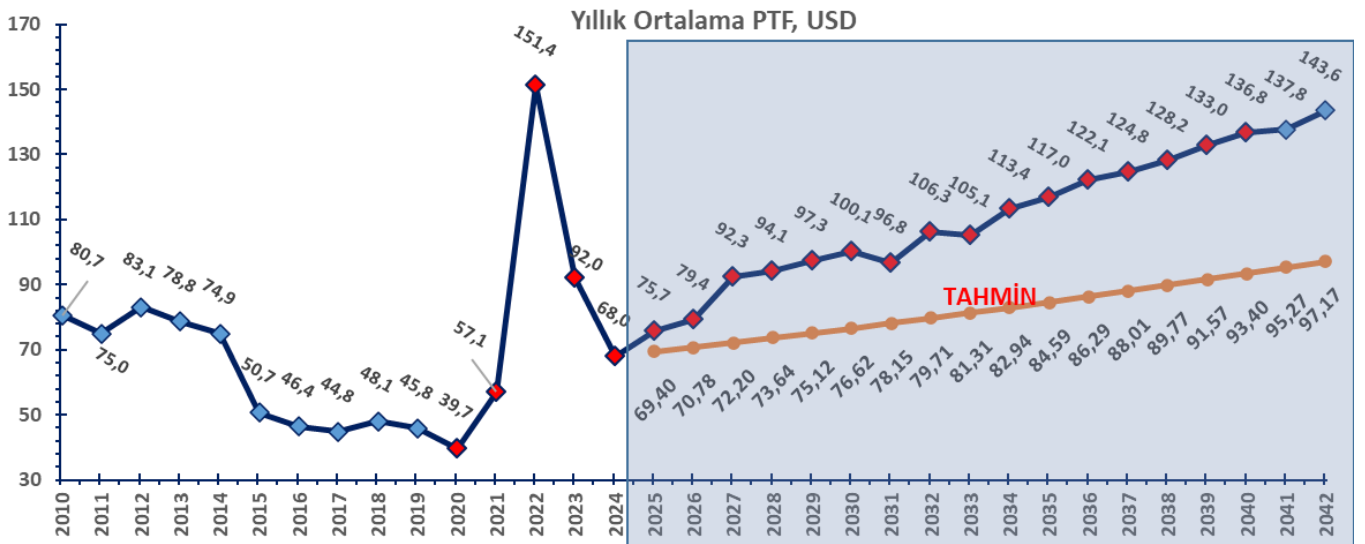
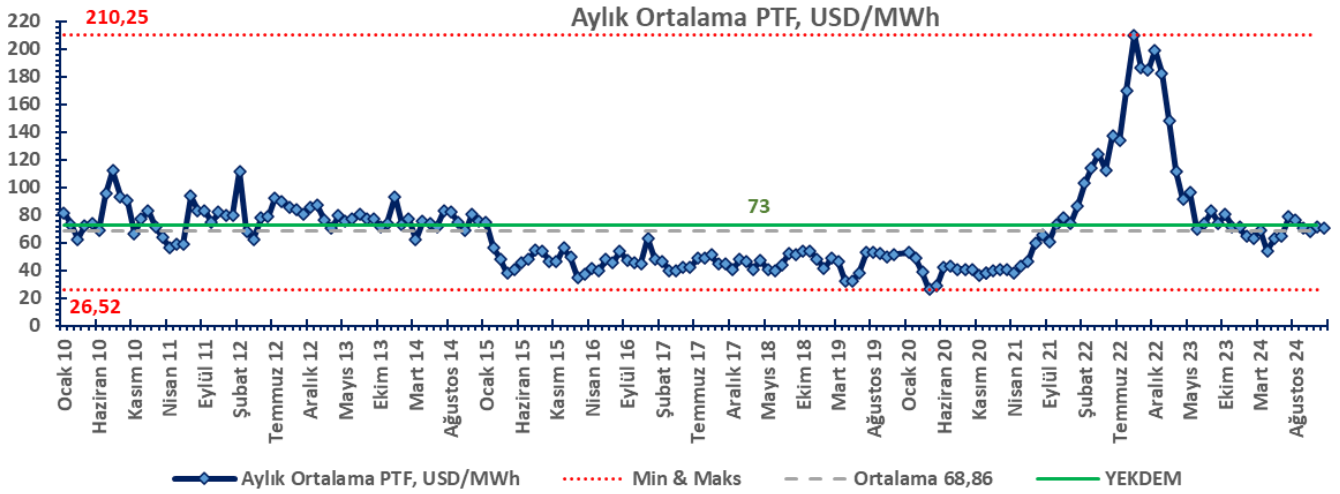
fiyatlarında kayda değer azalmalar meydana gelmiştir. Ağırlıklı ortalama PTF Mart ayında 250 TL/MWh'e ve Nisan ayında 184 TL/MWh'e gerilemiştir. 2020 yılı Nisan ayından itibaren kademeli olarak artan PTF, 2020 yılı Ekim ayında 324 TL/MWh seviyelerine yükselmiştir. 2020 yılı kış ayları ve 2021 yılı bahar aylarında bir miktar gerileme kaydeden PTF, 2021 yılı Nisan ayında ortalama 313,91 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir.

2021 Nisan ayından itibaren Türkiye'de yaşanan kuraklık, talep artışı ve küresel piyasalarda doğal gaz fiyatlarındaki artış nedeniyle PTF fiyatlarında da artışlar gözlenmiştir. Yıllık artışlar bazında Nisan ayından itibaren çift haneli artışlar gerçekleşmiş, 2021 Nisan ve Mayıs aylarında bu büyüme oranı %70'lerin üzerinde hesaplanmıştır. PTF, 2021 Haziran ayında %38,5'lik bir büyümenin ardından, Temmuz ve Ağustos aylarında sırasıyla %74,5 ve %84,4 oranlarında artmış ve aylık ortalama 555,38 TL/MWh seviyesine ulaşmıştır. 2021 Eylül ayında ise elektrik talebindeki azalma nedeniyle ortalama 522,39 TL/MWh seviyesine gerilemiştir. 2021 Ekim ayında özellikle ithal kömür ve spot piyasadaki doğal gaz fiyatlarının da etkisi ile ortalama PTF 671,07 TL/MWh seviyesine yükselmiştir. Fiyatlardaki artış 2022 yılında da devam etmiş, 2021 yılında ortalama PTF 500,10 TL/MWh iken 2022 yılında 2.511 TL/MWh seviyesine kadar yükselmiştir. 2023 yılında doğalgaz fiyatlarında yaşanan gerilemeyle beraber fiyatlar bir miktar geri çekilmiş ve Ocak 2023'te 3.431 TL, Şubat 2023'te 2.803 TL, Mart ayında 2.126 TL, Nisan ayında 1.771 TL'ye gerilerken Aralık 2023'te 2.080 TL'ye yükselmiştir. 2024 yılının Ocak ayında 1.944 TL olan doğalgaz fiyatları en yüksek Mart ayında 2.221 TL'yi görünürken Haziran 2024'te 2.114 TL olarak fiyatlanmıştır.





Dolar bazlı elektrik fiyatları 2010 yılından 2021 yılına kadar 30-100 \$/MWh bandında salınırken 2021 yılından itibaren yükselmeye başlamış ve en yüksek 210 doları 2022 Eylül itibarıyla görmüştür. Bu tarihten itibaren gerilemeye başlayan dolar bazlı PTF 2022 sonunda 199 dolara, 2023 sonunda 72 dolara gerilemiştir. Haziran 2024 tarihi itibarıyla ise 65 dolara düşmüştür. Elektrik fiyatlarının ortalaması 2023 yılında 92,0 dolar olurken 2024 yılında 68,0 dolar kaydedilmiştir.



1.3.7 Türkiye’de Yenilenebilir Enerji ve YEK Destekleme Mekanizması

2005 yılından itibaren yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu güçteki payı yükseliş göstermiştir. 2005 yılında %33 seviyelerinde olan yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üreten santrallerin kurulu güçteki payı, 2020 yılında %51 seviyesine yükselmiştir. Bu yükselişte Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM) belirleyici rol oynamıştır. 2020 yılı YEKDEM açısından da kritik bir yıl oldu. 31 Aralık 2020 yılında bitmesi öngörülen dolar cinsinden teşvikler, 18 Eylül 2020 tarihinde Resmi Gazete’de yayımlanan Cumhurbaşkanlığı kararı ile 30 Haziran 2021 tarihine kadar uzatıldı. 30 Haziran 2021 tarihinden sonra devreye girecek yenilenebilir kaynaklara dayalı üretim tesisleri için yeni teşvik mekanizmasının 2021 yılında Türk Lirası cinsinden olması kararlaştırıldı.

2021 yılının ilk 11 ayında YEKDEM’den faydalanan santraller tarafından toplam 70.503 GWh elektrik üretimi yapılmıştır. Rüzgar santralleri toplamda 22.687GWh ile destek kapsamında en çok üretim gerçekleştiren kaynak türü olmuştur. Mekanizma kapsamında lisanslı güneş enerjisi santrallerinden 1367GWh seviyesinde elektrik üretimi elde edilmiştir. Toplam YEKDEM üretimindeki %16 oranındaki lisanssız santrallerden üretim payı, ağırlıklı olarak güneş enerjisi kurulu gücünden elde edilmektedir. 2020 ve 2021 yılları genel olarak değerlendirildiğinde hidroelektrik santrallerinin toplam üretimdeki payı birinci sıradan ikinci sıraya gerilemiştir. Lisanslı güneş üretiminde ise 365GWh’ten 1.367GWh’e çıkmıştır.

YEKDEM’den faydalanabilecek üretim tesisleri 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun (YEK Kanunu)’da; Rüzgâr, güneş, jeotermal, biyokütle, biyokütleden elde edilen gaz (çöp gazı dâhil), dalga, akıntı enerjisi ve gel-git ile kanal veya nehir tipi veya rezervuar alanı on beş kilometrekarenin altında olan hidroelektrik üretim tesisi kurulmasına uygun elektrik enerjisi üretim kaynakları olarak sıralanmıştır.

5346 Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanılmasına İlişkin Kanun (YEK Kanunu) çerçevesinde rüzgâr, güneş, jeotermal, biyokütle, dalga, akıntı, gel-git ile kanal veya nehir veya rezervuar alanı on beş kilometrekarenin altında olan hidroelektrik santralleri YEKDEM’den 10 yıl süre ile faydalanabilmektedir. YEK Kanunu’nun yürürlük tarihi olan 18.05.2005 tarihinden 30.06.2021 tarihine kadar işletmeye girmiş veya girecek olan tesisler bu kapsam dahilinde tutulmuştur. YEK Kanunu kapsamındaki alım garantileri 2020 yılı sonuna dek devreye alınan tesisler için 2022 yılından itibaren 10 yıl, 01.01.2021 ile 30.06.2021 tarihleri arasında geçici kabulünü yaptırarak işletmeye giren tesisler için ise 2022 yılından itibaren 9 yıl geçerlidir.

YEKA’larla (Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı) başlayan yenilenebilir enerji dönüşümünde, yerli AR-GE ve yerli kaynaklarla üretilen güneş paneli ve rüzgâr türbini fabrikaları ve bunu takip edecek mini YEKA yatırımlarının 2021 ve sonrasında da yenilenebilir enerji yatırımlarında yerli teknolojilerin payının artmasını sağlayacağını düşünülmektedir.

YEKDEM’de yer alan tesislere uygulanacak fiyatlar YEK Kanunu ile belirlenmiş olup hidroelektrik ve rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisleri için 7,3 UScent/kWh, jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisleri için 10,5 UScent/kWh, biyokütle ve güneş enerjisine dayalı üretim tesisleri için ise 13,3 UScent/kWh şeklindedir.

YEKDEM-1 olarak adlandırılacak ve 2021 yılının ilk yarısına kadar geçerli olan dolar bazlı YEKDEM, Türkiye’nin makroekonomik şartların değişmesiyle birlikte 2021 yılının ikinci yarısında devreye giren ve YEKDEM-2 olarak adlandırılacak TL bazlı YEKDEM, %52 fiyat endekslerine ve %48 yabancı paraya bağlı bir eskalasyon formülü ile üç ayda bir güncellenmiştir. Sektör paydaşları tarafından yetersiz bulunan YEKDEM-2, 2023 yılında tekrar güncellenerek YEKDEM-3 şeklini almıştır. Her ne kadar PTF fiyatlarının altında bir gelişim gösteriyor olsa da YEKDEM-3 fiyatları sektör paydaşları tarafından olumlu karşılanmaktadır.

2021 yılının ikinci yarısından beri yürürlükte olan TL bazlı YEKDEM’de fiyatlar, makroekonomik gelişmelere bağlı olarak değişmekte olup Türkiye’nin yenilenebilir enerji kapasitesinin artışında büyük rol oynamış ve yenilenebilir enerji santrallerinin Türkiye’nin toplam kurulu gücündeki payının %50’yi aşmasında sürükleyici bir etken olmuştur. 2023 yılı Mayıs ayında yenilenebilir enerji santralleri için TL bazlı fiyatların eskalasyon modeli yabancı para lehine güncellenmiş, dolar bazında tavan ve taban fiyat getirilmiş, yararlanacak santraller ve ile yararlanma sürelerinde değişikliğe gidilmiştir. YEKDEM-3 diye adlandırılacak bu yeni YEKDEM’de, 01.07.2021’den 31.12.2025’e kadar işletmeye girecek Yenilenebilir Enerji Kaynağı (YEK) belgeli üretim tesisleri için belirlenen fiyatlar, kaynak bazında olmak üzere aylık dönemler halinde %60 yabancı paraya (euro ve dolar), %40 fiyat gelişmelerine (üretici fiyat endeksi ve tüketici fiyat endeksi) endeksli olarak güncellenmiştir.

06 Temmuz 2022 tarihli Resmî Gazete kararı ile elektrik depolama tesisi kurmayı taahhüt eden firmalara, kurmayı taahhüt ettikleri elektrik depolama tesisinin kurulu gücüne kadar EPDK tarafından rüzgâr ve/veya güneş

enerjisine dayalı elektrik üretim tesisi kurulmasına ilişkin önlisans verilmesi kararlaştırılmıştır. Bu tesislere, Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması'ndan (YEKDEM) yararlanma ve yerli katkı desteği imkânları da verilmiştir.

19 Kasım 2022 tarihinde yayımlanan Resmî Gazete'de ise YEKDEM'e ilişkin düzenlemeler yapılmıştır. Düzenlemeye göre, depolamalı üretim tesisinde üretilerek depolandıktan sonra şebekeye verilen enerjinin YEKDEM kapsamında olduğu kabul edilmektedir.

2023 yılında YEKDEM'den faydalanan santral sayısı 884 olarak gerçekleşmiş olup bu katılımcıların işletme gücü 19.259,2 MW olarak açıklanmıştır. YEKDEM katılımcılarının üretimleri, lisanssız santraller dahil olmak 2022 yılına göre %13,58 azalarak 72,47 TWh olarak gerçekleşmiştir. Bu miktarın %32,2'si rüzgârdan, %20,4'ü hidroelektrikten, %20,9'u lisanssızdan elde edilmiştir. Ortalama fiyatı 2022 yılına kıyasla %49,02'lik artışla 2.336,12 TL/MWh olurken ortalama YEKDEM maliyeti pozitif olarak dönerek 2022 yılında -317,53 TL/MWh iken 2023 yılında 28,06 TL/MWh olarak gerçekleşmiştir.

Lisanslı üretim tesisinde yerli aksam kullanılması ve ilgili yerli aksamın "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üreten Tesislerde Kullanılan Yerli Aksamın Desteklenmesi Hakkında Yönetmelik" hükümleri ve diğer ilgili mevzuat kapsamında belgelenmesi halinde ise bu fiyatlara yine YEK Kanunu Ek-II sayılı cetvelinde yer alan fiyatlardan beş yıl süreyle ilave edilir.

Yine YEKDEM Yönetmeliği'nin 8 inci maddesinde bildirdiği üzere; lisansa derç edilen ilk kurulu gücün işletmeye girdiği tarihten itibaren 10 yıl süre ile bu fiyatlardan faydalanılır. Dolayısıyla 2011 yılından başlayarak 10 takvim yılı boyunca YEKDEM'den yararlanabilirsiniz.

YEKDEM'in senelik işleyen bir mekanizma olması nedeniyle bir sonraki takvim yılında YEKDEM'den faydalanmak isteyen üretim lisansı sahipleri 30 Kasım tarihine kadar EPDK'ya başvuruda bulunmak zorundadır. Cari yılda YEKDEM'e katılan ancak bir sonraki yıl YEKDEM'e katılmak istemeyen üretim lisansı sahibi tüzel kişilerin bu konuda EPDK'ya bir başvuruda bulunmaları gerekmektedir.

1.3.8. Depolama Tesisleri Kurulmasına İlişkin Yapılan Mevzuat Değişiklikleri

5/7/2022 tarihli ve 31887 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan değişiklikle **6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu**'na;

(10) (Ek: 1/7/2022-7417/56 md.) Elektrik depolama tesisi kurmayı taahhüt eden tüzel kişilere, kurmayı taahhüt ettikleri elektrik depolama tesisinin kurulu gücüne kadar Kurum tarafından rüzgâr ve/veya güneş enerjisine dayalı elektrik üretim tesisi kurulmasına ilişkin önlisans verilir. Bu kapsamdaki üretim tesisleri için Kanunun 7'nci maddesinin dördüncü fıkrası hükümleri uygulanmaz. Bu fıkra kapsamında kurulacak tesisler için, önlisans ve lisans verme koşulları ile tadil ve iptali, yükümlülüklerin yerine getirilmemesi hâlinde teminatın irat kaydedilmesi hususları ve bu kapsamda üretilen elektrik enerjisinin depolama tesisi üzerinden sisteme verilmesi dahil, uygulamaya ilişkin usul ve esaslar Kurum tarafından yönetmelikle düzenlenir. Bu fıkra kapsamında kurulacak tesisler 5346 sayılı Kanunun 6'ncı maddesi ile 6/B maddesi hükümlerinden yararlandırılabilir.

(11) (Ek: 1/7/2022-7417/56 md.) Kısmen veya tamamen işletmede bulunan üretim tesislerinden elektrik depolama tesisi kurmayı taahhüt eden rüzgâr ve/veya güneş enerjisine dayalı elektrik üretim lisansı sahibi tüzel kişilere, kurmayı taahhüt ettikleri elektrik depolama tesisinin kurulu gücüne kadar, lisanslarında

belirlenen sahaların dışına çıkılmaması, işletme anında sisteme verilen gücün lisanslarında belirtilen kurulu gücü aşmaması ve TEİAŞ ve/veya ilgili dağıtım şirketinden alınan tadil kapsamındaki bağlantı görüşünün olumlu olması hâlinde kapasite artışına izin verilir. Bu çerçevedeki kapasite artışları için 5346 sayılı Kanunun 6/C maddesinin ikinci fıkrasının birinci cümlesi hükmü uygulanmaz. Bu kapsamda üretilen elektrik enerjisinin depolama tesisi üzerinden sisteme verilmesi dahil, uygulamaya ilişkin usul ve esaslar Kurum tarafından yönetmelikle düzenlenir. şeklindeki 10 uncu ve 11 inci fıkralar eklenmiştir.

Bu kapsamda, elektrik depolama tesisi kurmak üzere rüzgar veya güneş enerjisine dayalı önlisans başvurusu yapılabileceği, ayrıca **kısmen veya tamamen işletmedeki rüzgar veya güneş enerjisine dayalı üretim tesisleri için** de elektrik depolama tesisi kurulmasının taahhüt edilmesi halinde **kapasite artışına izin verileceği** hususları düzenlenmiş, uygulamaya ilişkin usul ve esasların Yönetmelikle düzenleneceği hükme bağlanmıştır.

19/11/2022 tarihli ve 32018 sayılı Resmi Gazete'de "**Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik**" yayımlanmış ve depolama tesisi kurmak üzere yapılacak önlisans ve lisans tadil başvurularına ilişkin usul ve esaslar belirlenmiştir. Bu kapsamda kurulacak tesisler için "**depolamalı elektrik üretim tesisi**" tanımı eklenmiştir. Buna ilaveten, elektrik piyasasına ilişkin çeşitli Yönetmeliklerde ve Kurul

Kararlarında değişiklik yapılarak 19/11/2022 tarihli ve 32018 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Böylece **19/11/2022 tarihi itibarıyla Kurumumuza Elektronik Başvuru Sistemi üzerinden depolamalı elektrik üretim tesisi kurmak üzere önlisans veya lisans tadil başvuruları yapılmaya** başlanmıştır.

Ayrıca Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği’nin 12’nci maddesinin on dördüncü fıkrası, 24 üncü maddesinin yirmi birinci fıkrası ile Geçici 37 nci maddesi kapsamında yapılacak önlisans başvurularının değerlendirilmesine ilişkin usul ve esasların belirlenmesine dair **17/11/2022 tarihli ve 11391 sayılı Kurul Kararı** alınmış ve 19/11/2022 tarihli ve 32018 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanmıştır. Başvuruların değerlendirilmesi sürecinde söz konusu Kurul kararı hükümleri uyarınca işlem tesis edilmektedir.

19/11/2022 tarihli yönetmelik değişikliği kapsamında **Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği’ne;**

Müstakil elektrik depolama tesisi başvuruları

GEÇİCİ MADDE 37

(1) Bu maddenin yürürlüğe girdiği tarih itibarıyla, lisansına müstakil elektrik depolama tesisi derç edilmesi uygun bulunan tedarik lisansı sahibi tüzel kişilerin, depolamalı elektrik üretim tesisi kurmak için bu maddenin yürürlüğe girdiği tarihten itibaren 3 ay içerisinde önlisans başvurusunda bulunmaları hâlinde, söz konusu müstakil elektrik depolama tesisleri için verilmiş olumlu bağlantı görüşleri, bu tüzel kişiler tarafından yapılacak önlisans başvuruları için de geçerlidir. Ancak, önlisans başvuruları için geçerli olacak güç, her bir tedarik lisansı kapsamında;

a) 250 MW ve altında olan müstakil elektrik depolama tesisleri için, olumlu görüş verilen kurulu gücü,

b) 250 MW’ın üstünde olan müstakil elektrik depolama tesislerinde, 250 MW güce, olumlu görüş verilen toplam kurulu gücün 250 MW’ı aşan kısmının yarısına tekabül eden güç ilave edilerek bulunacak toplam gücü, aşamaz. Bu fıkra kapsamında önlisans başvuruları için geçerli olan güç, her hâlde 500 MW’ı geçemez.

şeklindeki **Geçici 37’nci madde** eklenmiştir.

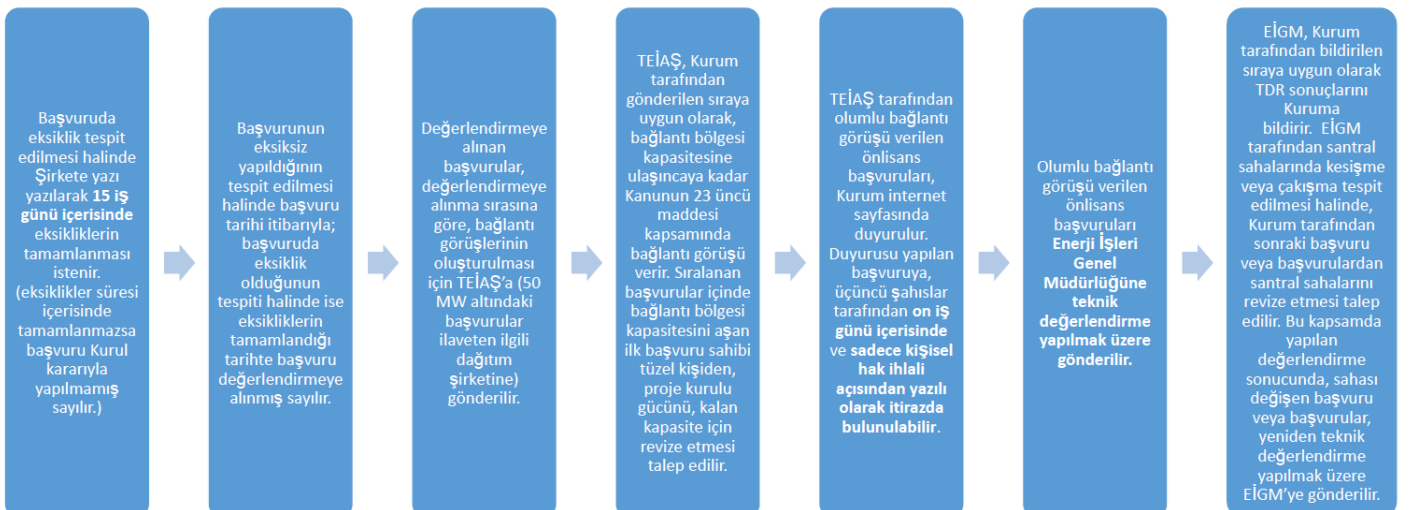
Hüküm gereğince, 19/11/2022 tarihi itibarıyla lisansına müstakil elektrik depolama tesisi derç edilmesi uygun bulunan tedarik lisansı sahiplerinin; **3 ay içerisinde (19 Şubat 2023 tarihine kadar)** daha önce verilen olumlu bağlantı görüşleri geçerli olacak şekilde önlisans başvurusu yapabilmelerine olanak tanınmıştır.

Ayrıca, Yönetmeliğin 12’nci maddesinin on dördüncü fıkrası uyarınca;

Depolamalı elektrik üretim tesisi kapsamında önlisans başvurusunda bulunulması halinde;

- Rüzgar veya güneş enerjisine dayalı elektrik üretim tesisinin elektriksel kurulu gücünün, kurulması taahhüt edilen elektrik depolama ünitesi kurulu gücüne oranının azami 1 olması,**
- Başvuruların, rüzgar enerjisine dayalı başvurular için asgari 20 MWe, güneş enerjisine dayalı başvurular için ise asgari 10 MWe kurulu güçte olması ve 250 MWe’yi aşmaması,**
- Taahhüt edilen elektrik depolama kapasitesinin söz konusu elektrik depolama ünitesi kurulu gücüne oranının asgari 1 olması,**
- Taahhüt edilen elektrik depolama ünitesinin başvuruya konu santral sahası sınırları içerisinde olması, zorunludur.**

Yönetmeliğin **“Önlisans başvurularının değerlendirilmesi”** başlıklı **15 inci maddesinin dokuzuncu fıkrasında depolamalı elektrik üretim tesislerinin değerlendirilmesine ilişkin esaslar** aşağıdaki şekilde düzenlenmiştir:



2. MALİ VERİLER

TFRS'leri uygulayan işletmeler, Kamu Gözetimi Muhasebe ve Denetim Standartları Kurumu (KGK) tarafından 23 Kasım 2023 tarihinde yapılan açıklamayla birlikte, 31 Aralık 2023 tarihinde veya sonrasında sona eren yıllık raporlama dönemine ait finansal tablolarından itibaren TMS 29 Yüksek Enflasyonlu Ekonomilerde Finansal Raporlama Standardına göre enflasyon muhasebesi uygulamaya başlamıştır. TMS 29, geçerli para birimi yüksek enflasyonlu bir ekonominin para birimi olan işletmelerin, konsolide finansal tabloları da dahil olmak üzere, finansal tablolarında uygulanmaktadır.

Söz konusu standart uyarınca, yüksek enflasyonlu bir ekonomiye ait para birimi esas alınarak hazırlanan finansal tablolar, bu para biriminin bilanço tarihindeki satın alma gücünde hazırlanmıştır. Önceki dönem finansal tablolar da karşılaştırma amacıyla karşılaştırmalı bilgiler raporlama dönemi sonundaki cari ölçüm birimi cinsinden ifade edilmiştir. Şirket bu nedenle, 30 Haziran 2024, 31 Aralık 2024, 31 Aralık 2023 ve 31 Aralık 2022 tarihli konsolide finansal tablolarını da, 30 Haziran 2025 tarihi itibarıyla satın alma gücü esasına göre sunmuştur.

SPK'nın 28 Aralık 2023 tarih ve 81/1820 sayılı kararı uyarınca, Türkiye Muhasebe/Finansal Raporlama Standartlarını uygulayan finansal raporlama düzenlemelerine tabi ihraççılar ile sermaye piyasası kurumlarının, 31 Aralık 2023 tarihi itibarıyla sona eren hesap dönemlerine ait yıllık finansal raporlarından başlamak üzere TMS 29 hükümlerini uygulamak suretiyle enflasyon muhasebesi uygulamasına karar verilmiştir.

TMS 29 uyarınca yapılan yeniden düzenlemeler, Türkiye İstatistik Kurumu ("TÜİK") tarafından yayımlanan Türkiye'deki Tüketici Fiyat Endeksi'nden ("TÜFE") elde edilen düzeltme katsayısı kullanılarak yapılmıştır. 30 Haziran 2025 tarihi itibarıyla; konsolide finansal tabloların düzeltilmesinde kullanılan endeksler ve düzeltme katsayıları aşağıdaki gibidir:

Tarih	Endeks	Düzeltilme Katsayısı
30.06.2025	3.132,17	1,0000
31.12.2024	2.684,55	1,1667
30.06.2024	2.139,47	1,3505
31.12.2023	1.859,38	1,6845
31.12.2022	1.128,45	2,7756

Grup'un yüksek enflasyonlu ekonomilerde finansal raporlama amacıyla yaptığı düzeltme işleminin ana unsurları aşağıdaki gibidir:

- TL cinsinden hazırlanmış cari dönem konsolide finansal tablolar, bilanço tarihindeki satın alma gücü ile ifade edilmekte olup önceki raporlama dönemlerine ait tutarlar da yine raporlama dönemi sonundaki satın alma gücüne göre düzeltilerek ifade edilmektedir.
- Parasal varlık ve yükümlülükler, hali hazırda, bilanço tarihindeki cari satın alma gücü ile ifade edildiğinden düzeltilmemektedir. Parasal olmayan kalemlerin enflasyona göre düzeltilmiş değerlerinin, geri kazanılabilir tutarı ya da net gerçekleşebilir değeri aştığı durumda, sırasıyla TMS 36 Varlıklarda Değer Düşüklüğü ve TMS 2 Stoklar hükümleri uygulanmıştır.
- Bilanço tarihindeki cari satın alma gücüyle ifade edilmemiş olan parasal olmayan varlık ve yükümlülükler ile özkaynak kalemleri, ilgili düzeltme katsayıları kullanılarak düzeltilmiştir.
- Bilançodaki parasal olmayan kalemlerin kapsamlı gelir tablosuna etkisi olanlar dışındaki kapsamlı gelir tablosunda yer alan tüm kalemler, gelir ve gider hesaplarının mali tablolara ilk olarak yansıtıldıkları dönemler üzerinden hesaplanan katsayılar ile endekslenmişlerdir.
- Enflasyonun Grup'un cari dönemdeki net parasal varlık pozisyonu üzerindeki etkisi, konsolide gelir tablosunda net parasal pozisyon kazançları/(kayıpları) hesabına kaydedilmiştir.

2.1. Gelir Tablosu

Pasifik Enerji, 2023 yılında kurulmuş olması ve yatırım aşamasında olması sebebiyle henüz cirosu bulunmamaktadır. Şirket, 2025 yılının ilk yarısında tamamı genel yönetim giderlerinden oluşan 13,9 milyon TL faaliyet gideri ile 7,3 milyon TL esas faaliyetlerden diğer geliri ve 1,7 milyon TL esas faaliyetlerden diğer gideri sonrası 8,3 milyon TL esas faaliyet zararı yazmıştır.

Şirket, 4,0 milyon TL finansman gideri ve 41,4 milyon TL parasal kazancı sonrası 29,1 milyon TL vergi öncesi kar elde etmiştir. Şirketin 8,9 milyon TL ertelenmiş vergi gideri sonrası 2025 yılının ilk yarısında net dönem karı 20,3 milyon TL olarak gerçekleşmiştir.

Pasifik Yenilenebilir Enerji TFRS Bazlı Gelir Tablosu	TL'nin 30.06.25 Satın Alma Gücüne Göre	
TL	31.12.2024	30.06.2025
Genel Yönetim Giderleri (-)	-15.292.105	-13.883.053
Esas Faaliyetlerden Diğer Gelirler	31.274.346	7.318.229
Esas Faaliyetlerden Diğer Giderler (-)	-34.621.195	-1.696.409
Esas Faaliyet Karı (Zararı)	-18.638.954	-8.261.233
Finansman Geliri (Gideri) Öncesi Faaliyet Karı (Zararı)	-18.638.954	-8.261.233
Finansman Gelirleri	833.332	0
Finansman Giderleri (-)	-14.673.242	-4.036.988
Parasal kazanç kayıp	39.100.920	41.429.022
Sürdürülen Faaliyetler Vergi Öncesi Karı (Zararı)	6.622.056	29.130.800
Sürdürülen faaliyetler vergi gelir/gideri	-92.859	-8.857.597
- Dönem vergi gideri	0	0
- Ertelenmiş vergi geliri/gideri	-92.859	-8.857.597
Dönem Karı (Zararı)	6.529.197	20.273.203

2.2. Bilanço

Pasifik Enerji, 30 Haziran 2025 bilançosuna göre %9,4'ü dönen varlıklardan oluşan 457 milyon TL'lik aktif büyüklüğe sahiptir. 47,4 milyon TL olan dönen varlıkları içindeki en büyük pay 42,5 milyon TL ile diğer alacaklar hesabına kayıtlı olup tamamı ilişkili taraflardan diğer alacaklardır.

Şirket, 81,2 milyon TL'si diğer alacaklar, 375,2 milyon TL'si finansal yatırımlar, 358.000 TL'si maddi duran varlıklar 3.212 TL'si peşin ödenmiş giderlerden oluşan 456,8 milyon TL'lik duran varlığa sahiptir.

Şirket kaynaklarının 195,8 milyon TL'si kısa ve 238,1 milyon TL'si uzun vadeli yükümlülükler ile 70,3 milyon TL'si özkaynaklardan oluşmaktadır.

Kısa vadeli yükümlülüklerinin 194,5 milyon TL'si diğer borçlara ait olup bu tutarın 194,3 milyon TL'si ilişkili taraflara ve 204.899 TL'si ilişkili olmayan taraflara olan diğer borçlardır. Uzun vadeli yükümlülüklerinin büyük çoğunluğu olan 228,8 milyon TL ilişkili taraflara olan diğer borçlardan oluşmaktadır.

Şirket'in 30 milyon TL ödenmiş sermayesi bulunmaktadır. Enflasyon muhasebesi sebebiyle 11,8 milyon TL sermaye düzeltmesi farkları mevcuttur. 8,2 milyon TL geçmiş yıllar karı ve 20,3 milyon TL net dönem karı bulunan şirket 70,3 milyon TL özkaynağa sahiptir.

Pasifik Yenilenebilir Enerji TFRS Bazlı Bilanço, TL	TL'nin 30.06.25 Satın Alma Gücüne Göre	
VARLIKLAR	31.12.2024	30.06.2025
Dönen Varlıklar	83.049.446	47.406.284
Nakit ve Nakit Benzerleri	56.691	374.278
Ticari Alacaklar	31.056.817	0
- İlişkili Taraflardan Ticari Alacaklar	392.808	0
- İlişkili Olmayan Taraflardan Ticari Alacaklar	30.664.009	0
Diğer Alacaklar	48.328.197	42.527.419
- İlişkili Taraflardan Diğer Alacaklar	48.328.197	42.527.419
- İlişkili Olmayan Taraflardan Diğer Alacaklar	0	0

Pasifik Yenilenebilir Enerji TFRS Bazlı Bilanço, TL	TL'nin 30.06.25 Satın Alma Gücüne Göre	
VARLIKLAR	31.12.2024	30.06.2025
Peşin Ödenmiş Giderler	0	320.692
- İlişkili Olmayan Taraflara Peşin Ödenmiş Giderler	0	320.692
Diğer Dönen Varlıklar	3.607.741	4.183.895
Duran Varlıklar	413.704.110	456.803.593
Diğer Alacaklar	88.920.623	81.199.976
- İlişkili Taraflardan Diğer Alacaklar	88.920.623	81.199.976
Finansal Yatırımlar	324.401.155	375.242.405
Maddi Duran Varlıklar	380.903	358.000
Maddi Olmayan Duran Varlıklar	0	0
Peşin Ödenmiş Giderler	1.429	3.212
- İlişkili Olmayan Taraflara Peşin Ödenmiş Giderler	1.429	3.212
Ertelenmiş Vergi Varlığı	0	0
TOPLAM VARLIKLAR	496.753.556	504.209.877
Kısa Vadeli Yükümlülükler	180.081.571	195.834.331
Ticari Borçlar	372.714	540.237
- İlişkili Olmayan Taraflara Ticari Borçlar	372.714	540.237
Çalışanlara Sağlanan Faydalar Kapsamında Borçlar	563.123	656.409
Diğer Borçlar	179.047.617	194.538.086
- İlişkili Taraflara Diğer Borçlar	178.917.528	194.333.187
- İlişkili Olmayan Taraflara Diğer Borçlar	130.089	204.899
Kısa Vadeli Karşılıklar	98.117	99.599
- Çalışanlara Sağlanan Faydalara İlişkin Kısa Vadeli Karşılıklar	98.117	99.599
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler	0	0
Uzun Vadeli Yükümlülükler	266.667.081	238.082.728
Diğer Borçlar	266.306.717	228.843.853
- İlişkili Taraflara Diğer Borçlar	266.306.717	228.843.853
- İlişkili Olmayan Taraflara Diğer Borçlar	264.333	295.701
Uzun Vadeli Karşılıklar	264.333	295.701
- Çalışanlara Sağlanan Faydalara İlişkin Uzun Vadeli Karşılıklar	96.031	8.943.174
Ertelenmiş Vergi Yükümlülüğü	446.748.652	433.917.059
Toplam Yükümlülükler	0	0
Ana Ortaklığa Ait Özkaynaklar	50.004.904	70.292.817
Ödenmiş Sermaye	30.000.000	30.000.000
Sermaye Düzeltme Farkları	11.766.708	11.766.708
Kar veya Zararda Yeniden Sınıflandırılmayacak Birikmiş Diğer Kapsamlı Gel. Gid.	-11.383	3.327
Geçmiş Yıllar Karları/Zararları (+/-)	1.720.382	8.249.579
Dönem Net Karı/Zararı (+/-)	6.529.197	20.273.203
TOPLAM KAYNAKLAR	496.753.556	504.209.876

3. DEĞERLEME

3.1. Varsayımlar, Kısıtlamalar ve Şartlar;

Değerlemeyi gerçekleştirenin niteliği ve kapsamı ile konuya ilişkin kısıtlamalar:

Yapılan değerleme çalışması kapsamında BMD tarafından genel kabul görmüş denetim standardına göre tam kapsamlı veya sınırlı bir denetim çalışması yapılmamıştır.

Değerleme kapsamında kullanılan geçmiş yıllara ait finansal bilgiler Şirket yönetiminin görüşünden geçmiş olup güvenilir bir kaynak olduğu varsayılmıştır.

BMD tarafından değerlemeye konu Şirket ve/veya iştirak/bağlı ortaklık/finansal yatırımlar ile ilgili herhangi bir hukuki veya vergisel durum tespiti de yapılmamıştır. Dolayısıyla BMD, değerleme çalışması kapsamında, Şirket'in aktiflerinin fiziki mevcudiyeti ve kanuni mülkiyetine ilişkin herhangi bir araştırma yapmadığı gibi bu konularda herhangi bir sorumluluğu bulunmamaktadır. Muhataplarca değerlendirme yapılırken, raporda ifade edilen değer, hukuki ve vergi durum tespitleri haricinde belirlendiği göz ardı edilmemelidir.

BMD değerleme çalışmasındaki analizlerine esas verilerinin doğru ve güvenilir olduğunu, özen ve dikkatle sorgulamakta ve araştırmaktadır. Bilgi ve belgeler makul ölçüde değerlendirildiğinde bariz şekilde gerçeğe aykırı olduğuna ilişkin bir şüpheye ulaşmamıştır; bununla birlikte BMD elde edilmiş bilgi ve belgelerin doğru olduğunu taahhüt edememektedir.

Elde edilen bilgilerin objektif ve bağımsız bir şekilde sorgulanması sonucunda oluşturulan ve makul oldukları düşünülen verilere göre hazırlanan bu raporda, verilerin benimsenmesinde gösterilen özene rağmen, şartlar ve olayların beklenildiği gibi gelişmemesi ve gelecekte yaşanabilecek olumsuz gelişmeler dolayısıyla Şirket değerinin öngörülen şekilde oluşmaması halinde BMD ve çalışanları hiçbir şekilde sorumlu olmayacaktır.

Değerlemeyi gerçekleştirenin dayanak olarak kullandığı bilgilerin nitelikleri ve kaynakları:

Raporda kullanılan veriler değerleme uzmanlarınca güvenilir olduğu kabul edilen Şirket yönetiminin sağladığı bilgilere, TMS/TFRS kapsamında hazırlanan finansal verilere, kamuya açık olan kaynaklardan edilen bilgilere ve bulgulara dayanmaktadır.

BMD olarak, iş bu değerleme raporunda yer alan bilgilerin anlamını değiştirecek nitelikte bir eksiklik bulunmaması için her türlü özenin gösterilmiş olduğunu beyan etmekle birlikte, tarafımızla paylaşılan bilgilerin doğru olmadıklarının ortaya çıkması halinde BMD ve çalışanlarınca herhangi bir sorumluluk kabul edilmeyecektir.

Önemli ve/veya anlamlı varsayımlar ve/veya özel varsayımlar:

Raporda şirketlerin ve varlıkların hiçbir hukuki sorumluluk taşımadığı varsayılmıştır. Bu kapsamda değerleme çalışması her türlü ipotek, rehin sözleşmesi, icra davası gibi yükümlülüklerden bağımsız ve tümüyle pazarlanabilir sahiplik payları temel alınarak gerçekleştirilmiştir.

Genel Varsayımlar

Bu çalışma Şirket tarafından sağlanan bilgiler kullanılarak hazırlanmış, Şirket'in mevcut yapısı ile geleceğe ilişkin kurumsal ve sektörel beklentiler değerlendirilmiş ve bu süreçte Türkiye ekonomisinin gösterdiği ve ileride göstereceği tahmin edilen performans da dikkate alınmıştır.

Raporun bütünlüğünü ve değerlemenin daha anlaşılır olmasını sağlamak adına Şirket yetkililerinin tarafımıza ilettiği veriler dışında BMD'nin güvenilir olduğunu düşündüğü yayımlanmış bilgilerden ve veri kaynaklarından derlenmiş veriler de raporda kullanılmıştır. Kullanılan bilgilerin hatasızlığı ve/veya eksiksizliği konusunda BMD hiçbir şekilde sorumlu tutulamaz. Ayrıca, burada yer alan tahmin, yorum ve tavsiyeler rapor tarihi itibarıyla geçerlidir. BMD Kurumsal Finansman Bölümü daha önce hazırladığı ya da daha sonra hazırlayacağı raporlarda bu raporda sunulan görüş ve tavsiyelerden farklı ya da bu raporda sunulan görüş ve tavsiyelerle çelişen başka tahmin, yorum ve tavsiyelerde bulunabilir. Çelişen fikir ve tavsiyeler bu raporun hazırlanma tarihinden farklı zaman dilimlerine işaret ediyor, farklı analiz yöntemlerini içeriyor ya da farklı varsayımlarda bulunuyor olabilir. Böyle durumlarda, BMD'nin bu raporlardaki tavsiye ve görüşlerle çelişen diğer BMD Kurumsal Finansman Bölümü raporlarını okuyucunun dikkatine sunma zorunluluğu yoktur.

Değerleme raporunun oluşturulmasında aşağıda sayılan varsayımlar kullanılmıştır:

- Şirket'in ve/veya bağlı ortaklık/iştirak/finansal yatırımlarının, faaliyetlerini ciddi anlamda etkileyen olağandışı mali kriz, doğal afetler, olağandışı siyasi ve yasal değişiklikler, öngörülemez hukuki gelişmeler

vb. gibi alışlagelenin dışında bir engel olmadan işletmenin sürdürülebilirliği esasına göre öngörülebilir gelecekte faaliyet göstermeye devam edeceği,

- Şirket'in ve/veya bağlı ortaklık/iştirak/finansal yatırımlarının yönetim ve personel kadrosunda işletmenin sürekliliğini, bilgi ve tecrübe birikimini etkileyecek, alışlagelen personel dönüşümü dışında olumsuz önemli bir değişimin olmayacağı,
- Türkiye ve dünya ekonomisinde yakın gelecekteki gerçekleştirmelerin bu rapordaki varsayımlar bölümündeki ekonomik verilerden ciddi sapma göstermeyeceği.

Bu varsayımların Şirket değerlemesini doğrudan etkileyen sonuçları vardır. Değerlemede ayrıca olağanüstü herhangi özel bir varsayımda bulunulmamıştır.

Şirket değerlemesi, değeri etkileyebilecek tüm faktörlerin dikkate alınması ile icra edilmektedir.

Bu faktörler;

- İşletmenin geçmişi,
- Ekonomik yapı ve işletmenin içinde bulunduğu sektörün genel görünümü,
- İşletmenin mali yapısı,
- İşletmenin kar yaratma kapasitesi,
- İşletmenin sabit ve dönen varlıklarının yapısı ve değerleri,
- Aynı ya da benzer sektörlerdeki halka açık şirketlerin piyasa değerleri.

Sınırlayıcı Şartlar

Bu rapor, Şirket değerini belirlemede etkisi olan faktörler dikkate alınarak hazırlanmıştır. Ancak, değerlendirme ile ilgili olarak aşağıda belirtilen sınırlayıcı koşulları da bünyesinde taşımaktadır:

- Değerlendirmemizde kullanılan veriler, Şirket'in TMS/IFRS bazlı finansal verileri, kamuya açık olan kaynaklardan edinilen bilgiler, talebimiz üzerine Şirket tarafından sağlanmış bilgilere ve BMD'nin analizlerine dayanmaktadır.
- BMD, Değerleme Çalışmasındaki analizlerine esas verilerinin doğru ve güvenilir olduğunu özen ve dikkatle sorgulamakta ve araştırmaktadır. Bilgi ve belgeler makul ölçüde değerlendirildiğinde bariz şekilde gerçeğe aykırı olduğuna ilişkin bir şüpheye ulaşılmamıştır; bununla birlikte, BMD elde edilmiş olan bilgi ve belgelerin doğru olduğunu ve ticari ve hukuki olarak gizli ve beklenmedik herhangi bir durum veya engeli olmadığını taahhüt edememektedir.
- Raporda kullanılan bilgiler, kamuya açıklanmış ve talebimiz üzerine Şirket tarafından sağlanmış olan bilgilerden oluşmaktadır. Rapor içerisinde yer alan finansal bilgiler, TMS/IFRS bazlı hazırlanan bağımsız denetimden geçmemiş finansal tablolarda yer alan bilgileri içermektedir.
- Kullanılan geçmiş yıllara ait finansal bilgiler şirket yönetiminin görüşünden geçmiş olup güvenilir bir kaynak olduğu varsayılmıştır.
- Değerleme çalışmalarına esas teşkil etmek üzere BMD'ye sunulan bilgi ve belgelerin doğru olduğu, ticari ve hukuki olarak gizli ve beklenmedik Herhangi bir durum veya engelin olmadığı varsayılmış ve bu bilgi ve belgelerin güvenilirliği ve doğruluğu denetlenmemiştir. BMD bu konuda herhangi bir taahhütte bulunamamaktadır.
- Değerlemesi yapılan Şirket aktifleri için herhangi bir hukuki çalışma icra edilmemiştir. Değerleme çalışması esnasında Şirketin faaliyetlerini yürütmesinde belirleyici olan tüm yasal koşullara uygun hareket ettiği varsayılmış ve bu durum ayrıca incelemeye tabi tutulmamıştır. Bu hususta herhangi bir denetleme yapılmamıştır.
- Değerlemeye konu aktiflerin değer düşüklüğüne uğramamış veya değer kaybı olmaksızın satılabilir durumda olduğu ve aktifler üzerinde herhangi bir kısıtlayıcı durum olmadığı varsayılmıştır.
- Değerleme çalışması, bilinen ve genel kabul görmüş uluslararası esas ve standartlara uygun değerlendirme yöntemleri kullanılarak uzmanlık bilgisi ile hazırlanmıştır. Öte yandan, piyasa ve makroekonomik konularda meydana gelebilecek önemli değişikliklerin Şirket değerini etkileyebileceği ve dolayısıyla aşağı veya yukarı yönde değişime yol açabileceği ihtimali göz önünde bulundurulmalıdır.
- Şirket ortaklarının basiretli hareket ettiği, Şirket yönetiminin konusunda uzman kişilerden oluştuğu varsayılmıştır.
- Bu raporda ulaşılan sonuçlar; ekonomik koşullar, piyasa şartları ve hazırlanmış olduğu tarih itibarı ile geçerli olan fiyat ve bilanço dönemi gibi koşullar esas alınarak belirlenmiştir. Şirket tarafından BMD'ye

sunulan herhangi bir bilginin eksik veya yanlış olması halinde bu durum rapordaki değerlemeleri ve tavsiyeleri maddi olarak etkileyebilecek nitelikte olabilir.

- İşbu Rapor, iktisadi, piyasa ve diğer koşullar esas alınarak ve rapor tarihi itibarı ile sunulan bilgiler esas alınarak hazırlanmıştır; takip eden dönemde meydana gelebilecek gelişmeler bu raporda tahmin edilen Şirket değeri üzerinde etkili olabilecektir.
- Farklı tarihlerdeki finansal veriler ile değerlendirme yöntemleri ve ağırlıklandırmaların kullanılması durumunda farklı değerlere ulaşılabilir.
- Yapılan analizler ve bulunan sonuçlar değerlendirme raporunda belirtilen varsayımlar ve koşullarla sınırlı olmak üzere doğrudur.

3.2. Değerleme Yöntemleri

İşbu değerlendirme raporunun hazırlanması kapsamında UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemlerimde belirtilen 3 değerlendirme yaklaşımı incelenmiştir.

3.2.1. Maliyet Yaklaşımı

UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemleri madde 60.1. uyarınca maliyet yaklaşımı, bir alıcının, gereksiz külfet doğuran zaman, elverişsizlik, risk gibi etkenler söz konusu olmadıkça, belli bir varlık için, ister satın alma, isterse yapım yoluyla edinilmiş olsun, kendisine eşit faydaya sahip başka bir varlığı elde etme maliyetinden daha fazla ödeme yapmayacağı ekonomik ilkesinin uygulanmasıyla gösterge niteliğindeki değerin belirlendiği yaklaşımdır. Bu yaklaşımda, bir varlığın cari ikame maliyetinin veya yeniden üretim maliyetinin hesaplanması ve fiziksel bozulma ve diğer biçimlerde gerçekleşen tüm yıpranma paylarının düşülmesi suretiyle gösterge niteliğindeki değer belirlenmektedir.

UDS 200 İşletmeler ve İşletmedeki Paylar madde 70.1’de de belirtildiği üzere işletmelerin ve işletmedeki payların değerlemesinde nadiren uygulanmaktadır.

3.2.2. Gelir Yaklaşımı

UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemleri madde 50.1 uyarınca gelir yaklaşımının çok sayıda uygulama yolunun bulunmasına karşın, gelir yaklaşımı kapsamındaki yöntemler fiilen gelecekteki nakit tutarların bugünkü değere indirgenmesine dayanmaktadır. İndirgenmiş Nakit Akışları (İNA) yönteminin varyasyonları olan bu yöntemler UDS 200 İşletmeler ve İşletmedeki Paylar madde 60.1’de de belirtildiği üzere işletmelerin ve işletmedeki payların değerlemesinde yaygın şekilde kullanılmaktadır.

UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemleri madde 40.2 uyarınca değerlendirme konusu varlığın gelir yaratma kabiliyetinin katılımcının gözüyle değeri etkileyen çok önemli bir unsur olması ve varlıkla ilgili gelecekteki gelirin miktarı ve zamanlamasına ilişkin makul tahminler mevcut olması durumlarında gelir yaklaşımının uygulanması ve bu yaklaşıma önemli ve/veya anlamlı ağırlık verilmesi gerekli görülmektedir.

Bu yaklaşım bir varlığın varlık sahipleri için yarattığı gelir üzerine odaklanmaktadır. Bu gelir, varlığın kullanılabilir ömrü boyunca yaratması beklenen nakit akışı ile değerlendirilir. Varlığın değeri gelecekte öngörülen nakit akışının bugünkü değere çekilmesi (“İndirgenmiş Nakit Akımları” veya “İNA”) ile bulunur.

Bugünkü değere çekerken kullanılan iskonto oranı varlığın beklenen nakit akışlarını yaratma riski ile birlikte paranın zaman değerini içermektedir.

İndirgenmiş Nakit Akımları Yöntemi

Bu yöntemde Şirket’in mevcut yapısı, müşteri portföyü, pazar payı, hizmet potansiyeli, yaratıcılık gücü, organizasyonu ve yönetim kadrosu ile gelecekte şirketin ortaya çıkarması beklenen nakit akışlarının analizi yapılır.

Bu analiz sonucunda Şirket’in gelecekte yaratacağı nakit akımlarının değerlendirme tarihine indirgenmesi gerçekleştirilir. İndirgeme işlemi, piyasa koşullarına paralel ve şirketin risk profiline uygun bir iskonto oranının nakit akımlarına uygulanması sonucu gerçekleştirilmektedir. Bu iskonto oranı hesaplanırken Finansal Varlıkların Fiyatlandırılması Modeli (Capital Asset Pricing Model) kullanılmaktadır.

Bu yöntemde Firma değeri (FD), indirgenmiş nakit akımlarının toplamından oluşmaktadır. Özsermaye değeri hesaplanırken aynı zamanda değerleme tarihi itibarıyla mevcut olan finansal borçlarının, hazır değerlerinin ve nakit akımlarında dikkate alınmayan faaliyet dışı varlıklarının piyasa değeri de göz önüne alınmaktadır.

Bu yöntem ile Şirket'in hisse değerleri hesaplanırken, iştirakleri için ayrı değerlemeler de yapılabilir veya bilançodaki kayıtlı değeri dikkate alınabilir.

İNA yönteminin uygulanması sırasında Şirket'e ait gelecek dönemde elde edilecek nakit akımlarını belirleyen finansal model geliştirilir. Bu finansal modele baz olan varsayımlar ve projeksiyonlar Şirket'in yönetimi tarafından temin edilen bilgiler esas alınarak hazırlanır.

İndirgenmiş Nakit Akışları Analizi Yöntemi bir şirketin gelecekte yaratacağı nakit akışını dikkate alır. Bu yöntem, şirketin büyüme ve karlılık varsayımlarına çok bağımlıdır. Firma değerlemelerinde en çok kullanılan ve en bilimsel metod olduğu kabul edilen İndirgenmiş Nakit Akışları Analizi Yöntemi'nin temeli, Şirket'e olan tüm operasyonel serbest nakit akışlarının "net bugünkü değer" yöntemiyle bugüne indirgenmesidir. Net bugünkü değer yöntemi, gelecekte gerçekleşmesi beklenen bir nakit akımının bugünkü değerini hesaplama metodudur.

Net Bugünkü Değer:

(Gelecekteki Nakit Akışı)/(1 + İndirgenme Oranı)^(Nakit Akışının Yılı-Mevcut Yıl)

"Gelecekteki Nakit Akışı" olarak "şirkete" olan toplam operasyonel serbest nakit akışı kullanılır. Şirkete olan toplam operasyonel serbest nakit akışı ise aşağıdaki gibi hesaplanır:

Şirkete Olan Toplam Operasyonel Serbest Nakit Akışı:

Faaliyet Karı*(1- Vergi Oranı) + Amortisman Gideri - İşletme Sermayesindeki Değişim - Yatırım Harcamaları

Nakit akışının bir kısmı sermayedarların getiri beklentilerini bir kısmı da borç verenlerin getiri beklentilerini karşılamak üzere kullanılacaktır. Bu nedenle şirket değerlemesinde, net bugünkü değer formülündeki "indirgenme oranı" olarak şirketi fonlayan hissedar ve borç verenlerin beklentilerinin ağırlıklı ortalamasını ifade eden "Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti (AOSM)" kullanılır.

AOSM hesaplamasının ayrıntıları aşağıdaki gibidir.

AOSM borç verenlerin ve sermayedarların sermayenin finansmanına yaptıkları katkılara göre ağırlıklandırılan getiri taleplerini yansıtır. AOSM'nin hesaplanması ve değişkenlerin tanımları aşağıdaki gibidir:

$$r = E / (D+E) \times r_e + D / (D+E) \times r_d \times (1 - t)$$

r = AOSM

r_e = Özsermaye Maliyeti

r_d = Borçlanma Maliyeti

E = Özsermaye Değeri

D = Finansal Borç Değeri

t = Kurumlar Vergisi Oranı

E/(D+E) = Sermaye yapısındaki özkaynak oranı

D/(D+E) = Sermaye yapısındaki finansal borç oranı

Sermaye maliyeti ise aşağıdaki formülle hesaplanır:

$$r_e = r_f + b \times (r_m - r_f)$$

r_f = Risksiz Getiri Oranı (devletin en uzun vadeli ve likit tahvil getirisi)

r_m = Piyasanın Ortalama Getiri Beklentisi

r_m - r_f = Piyasa Risk Primi

b = Beta = ilgili hissenin (veya sektörün) piyasa hareketleri ile olan ilişkisi - hisse senedi piyasa endeksi ile ilgili endeks / enstrüman getirisinin regresyon analizi ile bulunur.

Beta Katsayısı B: Beta katsayısı, pazardaki değişkenliğin hisse fiyatındaki oynaklığa olan orandır. Bir hisse senedinin beklenen getirisi (aynı zamanda riski), bu hisse senedinin Beta katsayısı ile doğrudan ilişkilidir.

Beta = 0 ise; beklenen getiri risksiz faiz oranına eşittir.

Beta > 1 ise; beklenen getiri piyasa getirisinden daha yüksek ve daha risklidir.

Beta < 1 ise; beklenen getiri piyasa getirisinden daha düşük ve daha az risklidir.

İndirgenmiş Nakit Akışları Analizi yönteminde şirketin ömrü sonsuz olarak kabul edilmekte (şirketin ömrünün sonlu olduğu bilinmediği sürece) ve serbest nakit akışlarının bugünkü değeri iki farklı bileşenin toplamı olarak hesaplanmaktadır.

Projeksiyon Döneminden Gelen Değer: “Projeksiyon Dönemi” olarak adlandırılan dönemde şirketin bütün operasyonları ve gelir kalemleri detaylı varsayımlarla projekte edilerek, şirkete olan toplam serbest nakit akışları hesaplanmaktadır. Bu nakit akışları net bugünkü değer formülü ile bugüne indirgenmektedir.

Projeksiyon Dönemi Sonrasında Gelen Değer (“Artık veya Uç Değer”): Projeksiyon döneminin bitişinden itibaren sonsuza kadar olan dönemde serbest nakit akışlarının sabit bir oranla (sonsuz büyüme oranı) büyüyeceği varsayılır ve projeksiyon dönemi sonundan sonsuza kadar gerçekleşecek olan serbest nakit akışlarının toplam değeri hesaplanır. Bu değer; net bugünkü değer formülü kullanılarak tekrar bugüne indirgenir ve “Artık Değer veya Uç Değer” olarak isimlendirilir.

Toplam Firma Değeri: Projeksiyon Dönemi Net Bugünkü Değeri + Artık Değer

Toplam Firma Değeri hem hissedarlara hem de borç verenlere aittir. Hisse değerinin hesaplanabilmesi için şirketin net borcu toplam firma değerinden çıkarılır varsa iştirak hisselerin değeri eklenir.

Toplam Hisse Değeri: Toplam Firma Değeri - Net Borç + İştirak Hisse Değerleri + Faaliyetle ilgili olmayan yatırım amaçlı varlıkların rayıç değerleri

3.2.3. Pazar Yaklaşımı

UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemleri madde 20.1 uyarınca Pazar yaklaşımı varlığın, fiyat bilgisi elde edilebilir olan aynı veya karşılaştırılabilir (benzer) varlıklarla karşılaştırılması suretiyle gösterge niteliğindeki değer belirlendiği yaklaşımı ifade eder. UDS 105’in 20.2 maddesinin b bendi uyarınca değerleme konusu varlığın veya buna önemli ölçüde benzerlik taşıyan varlıkların aktif olarak işlem görmesinden dolayı uygulanması zorunludur. Bu yaklaşım da UDS 200 İşletmeler ve işletmedeki Paylar madde 50.1’de de belirtildiği üzere işletmelerin ve işletmedeki payların değerlemesinde sıklıkla kullanılmaktadır.

UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemleri Madde 10.3 uyarınca bir varlığa ilişkin değerleme yaklaşımlarının ve yöntemlerinin seçiminde ana amaç belirli durumlara istinaden en uygun değerleme metodunun bulunması ve uygulanmasıdır. Bu çerçevede Şirket değerleme çalışmasında aşağıdaki hususlar göz önünde bulundurularak Pazar Yaklaşımı kullanılmaktadır;

- *Pazar Yaklaşımı kapsamında değerlemenin yapılabilmesi için gereken bilginin mevcudiyeti,*
- *Şirketin Pazar Yaklaşımı kapsamında diğer işletmelerle yapılacak karşılaştırmaların pratik ve güvenilir olduğunun düşünülmesi,*
- *Pazar Yaklaşımı’nın halka açık şirketlere yatırım yapan yatırımcılar tarafından sıkça kullanılan bir değerlendirme yaklaşımı olması,*
- *Şirket paylarının halka arzdan sonra teşkilatlanmış bir piyasada işlem göreceği olması,*

Şirket (varlık) değerlemesinde benzer büyüklüğe ve operasyonlara sahip şirketlerin çeşitli finansal rasyolarının ortalama veya medyanları ve / veya sektöre özgü geçmişte gerçekleşmiş işlemlerde oluşan çarpanlar / rasyolar dikkate alınarak değerin tespit edildiği bu yöntem, genel olarak iki ayrı şekilde gerçekleştirilmektedir.

Benzer İşlem Gören Şirket Analizi

Benzer İşlem Gören Şirket Metodu’nda, Şirket ile aynı veya benzer sektörlerde faaliyet gösteren karşılaştırılabilir halka açık şirketler incelenmektedir. Burada emsal olarak alınacak şirketlerin benzer ürün veya hizmetleri üretmesi beklenmektedir. Bu yöntemde şirket değeri, karşılaştırılabilir halka açık şirketlere ait finansal verilerin analizi sonucu bulunmakta ve finansal büyüklüklerin (net kar, satışlar, defter değeri, FAVÖK vb.) katları cinsinden ifade edilmektedir. Bu yöntemin kullanımındaki en büyük zorluk, bire-bir karşılaştırılabilir şirket bulunmasıdır.

Bir şirketin hisselerinin piyasa değeri (“PD”), birim hisse fiyatı ile hisse adedinin çarpımı olarak tanımlanabilir. Firma Değeri (“FD”) ise şirketin toplam operasyonlarının piyasa değerini vermektedir. Bir şirketin Firma Değeri şirketin hisselerinin piyasa değeri ile net finansal borçlarının piyasa değerinin toplamına eşittir.

Benzer İşlem Çarpanları Analizi

İkinci temel yöntem olan Benzer İşlem Çarpanları Analizi çalışmasında ise benzer şirketlerin dünyada gerçekleşmiş satın alma ve birleşme işlemleri araştırılmaktadır.

Bu işlemlerde oluşan finansal rasyolar analiz edilmekte ve analiz sonuçları hedef şirketin büyüklükleri ile karşılaştırılmaktadır. Benzer işlemler seçilirken işleme tabi olan şirketin coğrafyası ve büyüklüğü dikkate alınmaktadır. Bu hesaplamalarda açıklanmamış işlemlerin sonuca etkisine dikkat edilmesi gerekmektedir.

Piyasa yaklaşımı uygulaması üç ana süreçten meydana gelmektedir:

- Piyasa yaklaşımı uygulanacak uygun benzer şirket ya da işlemlerin tespiti
- Uygun çarpanların/değerlerin tespiti
- Çarpanların tespit edilmiş uygun değerlere uygulanarak şirket değer tespiti.

Uygun değerler normal bazda değerlemesi yapılan şirketin gelecekte büyümesi beklenen gelirleri olarak tanımlanır. Uygun değerlerin tespitinde değerlemesi yapılan şirketin geçmiş mali verilerinden, tahminlerden ve piyasa şartlarından faydalanılır.

Avantajları: Şirket değeri piyasada işlem gören güncel şirket değerlerine göre hesaplanmaktadır. Dolayısıyla yatırımcıların şirketler için öngördüğü değerler ön plandadır. Şirket satın alınırken kullanılan en uygun metotlardan biridir.

Dezavantajları: Şirketlerin geleceğine ilişkin beklentiler bu değerleme içerisinde tam olarak yer almadığı için ilgili risk ve beklentiler varsayılmamaktadır.

Piyasa çarpanları metodu, değerlemesi yapılacak şirketlere benzer şirketlerin uygun rayiç piyasa çarpanlarının analizine dayanmaktadır. Bu metot etkin işleyen ve spekülasyonun yapılmadığı durumlarda hisselerin rayiç değerlerinin ilerleyen dönemde beklenen kazanç artışı ve buna bağlı olan risk düzeyini yansıttığı varsayımını esas almaktadır. Şirket değerlemelerinde en yaygın çarpan analizi yöntemleri aşağıda yer almaktadır.

Piyasa Değeri/Defter Değeri (PD/DD): İşlem gören bir şirketin belirli bir tarihteki Piyasa Değeri'nin, aynı tarih itibarıyla açıklanmış olan en son finansal tablolarında yer alan toplam ana ortaklık özkaynaklarına bölünmesi suretiyle hesaplanmaktadır.

Fiyat/Kazanç (F/K): İşlem gören bir şirketin belirli bir tarihteki Piyasa Değeri'nin, aynı tarih itibarıyla açıklanmış olan en son finansal tablolarında yer alan son 12 aylık ana ortaklık net karına bölünmesi suretiyle hesaplanmaktadır.

Firma Değeri/FAVÖK (FD/FAVÖK): İşlem gören bir şirketin belirli bir tarihteki Piyasa Değeri ve aynı tarih itibarıyla açıklanmış olan en son finansal tablolarında yer alan net borcunun (Net Borç = Kısa Vadeli Finansal Yükümlülükler + Uzun Vadeli Finansal Yükümlülükler – Hazır Değerler [Nakit ve Nakit Benzerleri + Finansal Yatırımlar]) toplanmasıyla hesaplanan Firma Değeri'nin, ilgili tarih itibarıyla son 12 aylık Faiz, Amortisman, Vergi Öncesi Karına (FAVÖK) bölünmesi suretiyle hesaplanmaktadır.

Firma Değeri/Net Satışlar (FD/Satışlar): İşlem gören bir şirketin belirli bir tarihteki Piyasa Değeri ve aynı tarih itibarıyla açıklanmış olan en son finansal tablolarında yer alan net borcun toplanmasıyla hesaplanan Firma Değeri'nin, ilgili tarih itibarıyla son 12 aylık net satışlarına bölünmesi suretiyle hesaplanmaktadır.

Değerlemede Kullanılana Genel Kabul Görmüş Çarpanlar

Çarpan Yönetimi	Sembol	Hesaplanması	Şirket Değeri
Fiyat / Kazanç Oranı	F/K	(Pay Fiyatı * Ödenmiş Sermaye) / Net Kar	F/K Çarpanı * Net Kar
Piyasa Değeri / Defter Değeri	PD/DD	(Pay Fiyatı * Ödenmiş Sermaye) / Özsermaye	PD/DD Çarpanı * özkaynaklar
Firma Değeri / Esas Faaliyet Karı	FD/FVÖK	[(Pay Fiyatı * Hisse Adedi)+Net Borç]/FVÖK	FD/FVÖK Çarpanı * FVÖK - Net Borç
Firma Değeri / FAVÖK	FD/FAVÖK	[(Pay Fiyatı * Hisse Adedi)+Net Borç]/FAVÖK	FD/FAVÖK Çarpanı * FAVÖK - Net Borç
Firma Değeri /Net Satışlar	FD/Ciro	[(Pay Fiyatı * Hisse Adedi)+Net Borç] / Satışlar	FD/Ciro Çarpanı * Net Satışlar - Net Borç

3.3. İşbu Değerleme Raporunda Kullanılan Yöntemler

UDS 105 Değerleme Yaklaşımları ve Yöntemleri madde 10.3 uyarınca bir varlığa ilişkin değerleme yaklaşımlarının ve yöntemlerinin seçiminde amaç belirli durumlara en uygun yöntemin bulunmasıdır. İşbu değerleme raporunun hazırlanması kapsamında

Çatı şirket konumundaki Pasifik Enerji için **Maliyet Yaklaşımı: Net Aktif Değer,**

Pasifik Elektronik için **Maliyet Yaklaşımı: Özkaynak Değeri,**

Windrogen Elektrik Üretim Depo Sanayi ve Ticaret A.Ş. - Genergy Enerji A.Ş., Seara la Cetate SRL ve Uralati GES için **Gelir Yaklaşımı – İndirgenmiş Nakit Akımları (İNA)** dikkate alınmıştır.

İNA metoduyla değerlemesi yapılan şirketlerin hizmetlerinin özel bilgi gerektiren süreçler sonucu ortaya çıkan nitelikte olması ve faaliyetlerindeki verimlilik ile marka bilinirliğine dayanan geniş müşteri tabanına sahip olması neticesinde satış ve pazarlama faaliyetlerindeki konumu ve bu sebeple eşit faydaya sahip başka bir varlığın elde edilme maliyetinin hesaplanamayacak olması ve faaliyetlerinin sürekli olduğunun düşünülmesi gibi gerekçelerden ötürü maliyet yaklaşımı değerlendirme kapsamında kullanılmamıştır.

4. İNDİRGENMİŞ NAKİT AKIMLARI DEĞERLEMESİ

4.1. Genel Varsayımlar

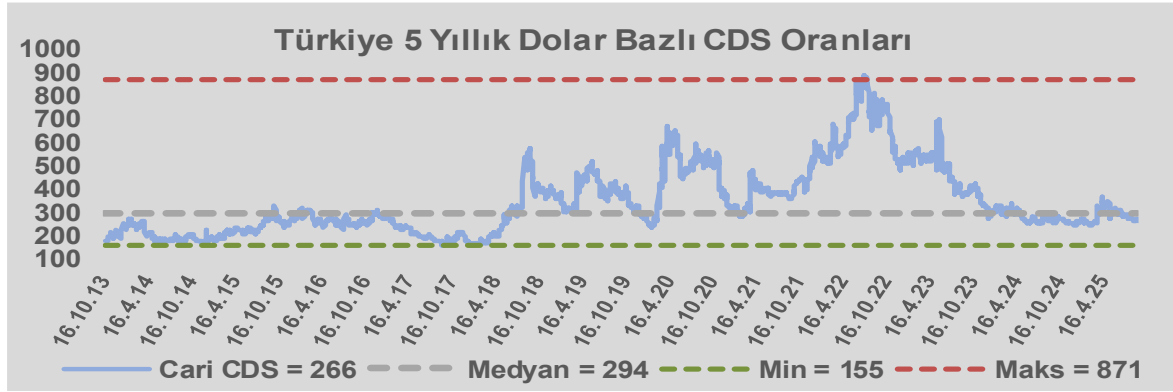
- a) Genenergy, Windrogen ve Seara (Romanya GES) 30.06.2025 tarihi itibarıyla piyasa değeri, şirketin önümüzdeki dönemde üreteceği nakitlerin "İndirgenmiş Nakit Akımları Yöntemi" ile değerlendirme tarihine indirgenmesi suretiyle hesaplanmıştır.
- b) Şirketlerin gelirleri, yatırım harcamaları ABD Doları cinsinden olması nedeniyle İNA değerlemesinde, para birimi ABD Doları baz alınmış olup dolar bazlı değerlendirme yapılmıştır.
- c) Değerleme çalışmalarında kullanılan projeksiyon dönemi 1 Temmuz 2025 ve 2034 yıl sonu ile sınırlı tutulmuş olup 2034 yılı sonrası için %2 büyüme oranıyla uç değer hesabı yapılmıştır.
- d) Değerlemeye ilişkin hesaplamalar, şirket yönetimi tarafından verilen finansal ve operasyonel bilgiler, geleceğe dönük tahminler ve projeksiyonlara dayalı olarak yapılmıştır.
- e) Aksi belirtilmedikçe, mevcut aktiflerin iyi ve satılabilir durumda olduğu ve aktifler üzerinde herhangi bir haciz, ipotek ve irtifak hakkı bulunmadığı varsayılmaktadır. Sabit kıymet ve çeşitli aktiflerin hukuki durumu ve üzerlerindeki ipotek, irtifak vb. şerhler hakkında tarafımızdan herhangi bir inceleme yapılmamış olup, bu konularda sorumluluk kabul edilmemektedir.
- f) Aksi belirtilmedikçe, Şirket'i ilgilendiren tüm kanun ve mevzuata tam olarak uyulduğu varsayılmaktadır.
- g) Değerleme çalışmasında şirketimize sunulan projeksiyonlar, tarafımızdan yorumlanarak kullanılmıştır.
- h) Gerçekleşen sonuçlar ve finansal projeksiyonlar çoğu zaman birebir uyuşmaz, tahmin edilenle gerçekleşen veriler farklılık arz eder. Buna, kimi zaman irade dışı gelişen olaylar ve piyasa şartları ile diğer şartlarda vukuu bulan ve öngörülemeyen değişiklikler sebep olur. Bu nedenle değerlendirme çalışmamız 2025 ve sonraki yıllara ilişkin finansal ve diğer projeksiyonların gerçekleşeceğine dair bir teminat olarak kabul edilmemelidir. Piyasa şartlarında ve/veya diğer şartlarda, öngörülenlerin dışında vukuu bulan gelişmelerden dolayı sorumluluk almamız mümkün değildir. Öte yandan, rapor tarihinden sonra oluşan piyasa şartları ve/veya diğer şartlar dolayısıyla, bu raporu yeniden tanzim etme ya da revize etme yükümlülüğümüz bulunmamaktadır.
- i) Bu rapor sadece raporun giriş kısmında belirtilen amaç için hazırlanmış olup, herhangi başka bir amaç için kullanılması uygun değildir. Belirtilen amaç dışı kullanımdan dolayı bir sorumluluğumuz bulunmamaktadır.

Şirketler'in geçmiş dönem finansal ve operasyonel verileri, yatırımlarının işbu rapor tarihi itibarıyla henüz tamamlanmamış olması nedeniyle bulunmamaktadır. İndirgenmiş Nakit Akımı Analizi'nde ('İNA') kullanılan varsayımlar, Şirket yönetiminin gelecek yıllara ilişkin gerçekleşmesini beyan ettiği beklentilerini yansıtabilecek şekilde oluşturulmuştur. Söz konusu varsayımların birçok tahmini parametreye bağlı olması sebebiyle geleceğe yönelik herhangi bir taahhüt anlamına gelmemektedir. Bu analiz kapsamında yer alan projeksiyonların değişmesi halinde farklı bir Şirket özsermaye değeri ve pay başına değere ulaşılabilir. Şirket ortaklarının basiretli hareket ettiği, Şirket yönetiminin konusunda uzman kişilerden oluştuğu varsayılmış olup geleceğe dönük projeksiyonların ve bu projeksiyona baz oluşturan varsayımların Şirket yönetiminin öngördüğü şekilde gerçekleşmemesi halinde Bizim Menkul Değerler A.Ş. olarak herhangi bir sorumluluk almamız mümkün değildir.

4.2. Genergy İNA Değerlemesi

4.2.1. İndirgeme Oranı Tespiti

Santralin faaliyetlerinden üretmeleri beklenen nakit akımları projeksiyon dönemi boyunca tespit edilerek Finansal Varlıkları Fiyatlama Modeli'ne (Capital Asset Pricing Model – CAPM) göre hesaplanan Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti (AOSM) ile indirgenmiştir. Özsermaye maliyeti hesaplanırken risksiz getiri oranı varsayımında değerlendirme para cinsi olan USD bazında uzun vadeli devlet tahvillerinin (eurobond) getirileri kullanılmaktadır. Değerleme tarihi itibarıyla bu oran %7,0 seviyesinde olup AOSM hesabında %7,0 olarak dikkate alınmıştır. Uzun vadeli dolar bazlı risksiz getiri oranı için alternatif olarak ABD'nin uzun vadeli devlet tahvili getirisi değerlendirme tarihi itibarıyla %4,0 - %4,2 seviyelerindedir. Türkiye'nin dolar bazlı 5 yıl vadeli CDS oranı 260 seviyelerinde iken 2013'ten beri medyanı 296 seviyesindedir. ABD 30 yıllık devlet tahvili ile Türkiye'nin CDS primini topladığımızda risksiz getiri oranı olarak %6,60 - %6,80 hesaplanmakta olup işbu raporda %7,0 olarak dikkate alınmıştır.



Uzun vadeli risksiz getiri ve hisse senedi getirilerinin farkı olan Sermaye Piyasası Risk Primi Türkiye gibi finansal derinliği gelişmiş ülkelere göre nispeten daha az olan ülkelerde çok kolay hesaplanamamaktadır. ABD gibi finansal tarihi oldukça eskiye giden ve halka açık şirket sayısı oldukça fazla olan bir ülkede bile bu risk priminin hesaplanmasına dair konsensüs bulunmamaktadır. Piyasada genel temayül %5-%6 bandında sermaye piyasası risk priminin makul olduğu şeklinde olmakla birlikte değerlendirilmede, %5,5 olarak kabul edilmiştir.

Özsermaye maliyeti için kaldıraçlı beta hesabı yapılmıştır.

Şirket'in yatırımlarını %25 özkaynak ve %75 borçlanmayla yapacağı beyan edilmiştir.

Kaldıraçlı Beta = Kaldıraçsız Beta X (1 + (1 – Kurumlar Vergisi Oranı) X Borçlanma Oranı / Özsermaye Oranı)

formülüne göre $0,60 \times (1 + (1 - 0,25) \times 0,75/0,25) = 1,95$ hesaplanmaktadır.

Şirket'in 2025 yılı ve sonrası için elde etmeyi planladığı gelirler ile kar projeksiyonlarının öngörüldüğü şekilde gerçekleşememe ihtimali göz önünde bulundurularak Şirket özelinde sermaye piyasası risk priminin üzerine risksiz getiri oranının %20'si kadar ilave risk primi makul kabul edilerek sermaye maliyeti hesabında dikkate alınmıştır.

Özsermaye maliyeti = Risksiz Getiri Oranı + (Kaldıraçlı Beta X Sermaye Piyasası Risk Primi) + İlave Risk Primi

formülüne göre $\%7,00 + (1,95 \times \%5,50) + \%1,40 = \%19,13$ hesaplanmaktadır.

Şirketin dolar bazlı borçlanma maliyeti, risksiz getiri oranının %30 fazlası olan %9,10 kabul edilmiştir.

Özsermaye ve borçlanma maliyetleri hesaplandıktan sonra Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti

$AOSM = (\text{Özsermaye maliyeti} \times \text{Özsermaye oranı}) + ((1 - \text{Kurumlar Vergisi}) \times \text{Borçlanma Maliyeti} \times \text{Borç Oranı})$

formülüne göre $(\%19,13 \times \%25,00) + ((1 - \%25,00) \times \%9,10 \times \%75,00) = \%9,90$ hesaplanmaktadır.

TahaGES AOSM, USD	30.06.2025
Risksiz Getiri Oranı	7,00%
Kaldıraçsız Beta	0,60
Kaldıraçlı Beta	1,95
Piyasa Risk Primi	5,50%
Şirket Risk Primi	1,40%
Özsermaye Maliyeti	19,13%
Özkaynak Oranı	25,00%
Borçlanma Maliyeti	9,10%
Vergi Oranı	25,00%
Vergi Sonrası Borç Maliyeti	6,83%
Borç Oranı	75,00%
AOSM	9,90%

4.2.2. Net Borç

Genergy'nin 30.06.2025 itibariyle kısa vadeli yükümlülüklerinden dönen varlıklar tutarı düşülerek şirket için 409.871.816 TL net borç hesaplanmıştır. Şirketin net borcu 30 Haziran 2025 tarihinde TCMB'nin saat 15:30'da belirlediği gösterge niteliğindeki döviz alış kuru olan 39,7408 TL baz alınarak 10.313.628 dolar olarak hesaplanmıştır.

Genergy Net Borç (Nakit)	USD	30.06.2025
Kısa Vadeli Yükümlülükler	19.711.630	783.355.945
Dönen Varlıklar	9.398.002	373.484.129
Net Borç, TL	10.313.628	409.871.816
30 Haziran 2025 TCMB Dolar Alış Kuru		39,7408
Net Borç, \$		10.313.628

4.2.3. Ciro

Genergy'nin hali hazırda Mardin'de kurulu olan 205 MW üretim kapasitesine sahip Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali'nin işbu rapor tarihi itibariyle doğalgaz fiyatları ve elektrik fiyatlarının santralin verimli çalışması için fizibil olmadığı ifade edilmiş olup Şirket yönetimi önümüzdeki dönemde şartların fizibil olması halinde doğalgaz santralının tekrar çalışmaya başlayacağını düşünmektedir. BMD olarak mevcut durum göz önünde bulundurularak ihtiyatlı tarafta kalmak adına bu doğalgaz santralının projeksiyonu dikkate alınmamıştır. Hibrit üretim için EPDK'dan temin edilmiş olan 23.03.2023 tarih ve EÜ/11747-/05389 sayılı üretim lisansı kapsamında yardımcı kaynağa dayalı üretim için 93,00 MWp güce sahip güneş enerjisi santralının (Taha GES) yatırımına başlandığı dikkate alınarak projeksiyona dahil edilmiştir. Genergy'e ait ilgili lisans işbu raporun ekler kısmında yer almaktadır.

Taha GES'in yatırımının 2025 yılının son çeyreğinde peyderpey devreye gireceği Şirket yönetimi tarafından beyan edilmiş olup öngörülen yıllık üretimin %10'unun 2025 yılında gerçekleşeceği varsayılmıştır. Santralin kurulacağı bölgenin ışınlamaları ve o bölgede faaliyet gösteren diğer GES'lerin üretim rakamları göz önünde bulundurularak Şirket Yönetimi %22 kapasite kullanım oranı (KKO) ile üretim yapılacağını beyan etmiştir. 2025 yılında kapasite kullanım oranının %22 olacağı ve sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl %0,45 verim kaybı (degradasyon) yaşayacağı varsayılmıştır. 2026 yılında kapasitenin %90'ının üretime başlayacağı varsayılırken 2027'den itibaren 93 MW kapasitenin tamamıyla üretim yapılacağı öngörülmüştür. Buna göre 2025 yılında 17.921 MWh üretim gerçekleştireceği, 2027 yılında üretimin 177.601 MWh'e yükseleceği ve sonrasında kademeli olarak azalarak 2034 yılında üretimin 172.082 MWh'e gerileyeceği öngörülmüştür.

Taha GES'in elektrik satış fiyatının 2024 yılındaki Piyasa Takas Fiyat seviyeleri dikkate alınarak 2025 yılında 70,85 \$/MWh olacağı varsayılırken 2026-2034 döneminde her yıl ABD'nin enflasyon beklentisi olan %2 kadar artacağı

varsayılmıştır. Elektrik piyasasında bağımsız fiyat modellemesi yapan firmaların elektrik fiyat beklentileri projeksiyonda kullanılan rakamların üzerinde yer almasına rağmen ihtiyatlı kalmak adına bu fiyatlar kullanılmıştır.

Yukarıda varsayımlar sonrasında Taha GES'in elektrik üretim faaliyetlerinden cirosunun 2025 yılında 1,3 milyon dolar olacağı ve 2034 yılında ise 14,6 milyon dolara yükseleceği hesaplanmıştır.

4.2.4. Giderler

Şirketin giderleri, bakım onarım, sistem kullanım veya iletim, personel, sigorta ve diğer giderler olmak üzere 5 başlıkta tahmin edilmiştir. 2025 yılı gider hesaplaması yapılırken kapasitesinin %10'unun faaliyete geçeceği göz önünde bulundurulmuştur.

Sistem kullanım veya iletim giderleri tahmin edilirken MW başına sistem kullanım giderlerinin 2025 yılında kurulu güce göre hesaplanan kısmının MW başına 0,50 USD olacağı, üretime göre hesaplanan kısmının ise 5,66 \$/MWh olacağı varsayılmış ve sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl USD enflasyon beklentisi olan %2 kadar artacağı varsayımıyla hesaplanmıştır.

Bakım onarım giderlerinin MW başına 2025 yılında 750 dolar olacağı varsayılırken sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl ABD'nin enflasyon beklentisi olan %2 kadar artacağı varsayımıyla hesaplama yapılmıştır.

Personel ve diğer giderlerin 2026 yılı ve sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl ABD'nin enflasyon beklentisi olan %2 kadar artacağı varsayılmıştır.

Sigorta giderlerinin MW başına 2025 yılında 450 dolar olacağı sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl ABD'nin enflasyon beklentisi olan %2 kadar artacağı varsayımıyla hesaplanmıştır.

Yukarıdaki varsayımlar sonrası şirketin giderlerinin 2025 yılında 137.028 dolar ve 2026'da 1,3 milyon dolar olacağı, 2034 yılında ise 1,6 milyon dolara kadar yükseleceği öngörülmektedir.

4.2.5. Faaliyet Karı & FAVÖK

Önceki maddelerde yer alan gelir ve gider varsayımları sonrasında Şirket'in 2025 yılında 1,1 milyon dolar FAVÖK üreteceği 2034 yılında ise FAVÖK'ünün 13 milyon dolara ulaşacağı hesaplanmaktadır. FAVÖK marjının ise projeksiyon döneminde %89,03-%89,31 aralığında olması beklenmektedir.

Şirketin yatırımlarını 15 yılda amorti edeceği varsayımıyla amortisman hesabı yapılmıştır. Şirketin FAVÖK'ünden amortisman düşülerek faaliyet karı hesaplanmıştır. Buna göre şirketin 2025 yılında 1,4 milyon dolar faaliyet zararı elde edeceği, 2026 yılında ise 7,8 milyon dolar olan faaliyet karının 2034 yılında 10,5 milyon dolara yükseleceği hesaplanmaktadır.

4.2.6. Kurumlar Vergisi

Şirket için faaliyet karı üzerinden %25 kurumlar vergi oranıyla vergi hesaplanarak nakit akımlarından düşülmüştür.

4.2.7. Yatırım Harcamaları

Şirketin 2025 yılında MW başına 400.000 dolar yatırım yapacağı varsayımıyla 2025 yılın için 37,2 milyon dolarlık yatırım öngörüsünde bulunulmuş olup projeksiyonlarda nakit akımından düşülmüştür.

4.2.8. İşletme Sermayesi

Şirket'in yıllık cirosunun %8,3'ü kadar işletme sermayesine ihtiyaç duyacağı varsayılmıştır.

4.2.9. İndirgenmiş Nakit Akımları Değeri

Önceki maddelerdeki varsayımlar sonrası 1 Temmuz 2025 tarihinden itibaren şirketin üretmeyi planladığı FAVÖK rakamından, Kurumlar Vergisi, Sabit Kıymet Yatırımı ve her yıl için gerekecek ilave işletme sermayesi düşülerek serbest nakit akımları hesaplanmıştır. 2034 yılında hesaplanan nakit akımları %2 uç değer büyüme oranı kullanılarak uç değer hesabı yapılmıştır. Bununla beraber değişik uç değer büyüme oranları kullanılması durumunda şirketin sahip olacağı piyasa değerleri duyarlılık analizi yapılarak gösterilmiştir.

Serbest nakit akımları %9,90 AOSM ile 30.06.2025 tarihine indirgenmiş ve Şirket için net borç öncesi 73.789.193 \$ firma değeri hesaplanmıştır. Firma değerinden 10.313.628 \$ net borç düşülerek 30.06.2025 itibarıyla **63.475.565 \$** piyasa değeri hesaplanmıştır.

TahaGES İNA Değeri, \$	30.06.2025
Uç Değer Büyüme Oranı	2%
Firma Değeri	73.789.193
Mevcut Doğalgaz Motorları	0
Kısa Vadeli Yükümlülükler	19.711.630
Dönen Varlıklar	9.398.002
Piyasa Değeri, \$ @ 30.06.2025	63.475.565

Taha GES İNA, \$	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Uç Değer
Kapasite, MWP	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93
KKO	22,0%	21,9%	21,8%	21,7%	21,6%	21,5%	21,4%	21,3%	21,2%	21,1%	
Üretim, MWh	17.921	160.563	177.601	176.802	176.006	175.214	174.426	173.641	172.859	172.082	
Elektrik Fiyatı, \$/Mwh	70,85	72,27	73,71	75,19	76,69	78,22	79,79	81,38	83,01	84,67	
Toplam Gelir	1.269.705	11.603.442	13.091.390	13.293.128	13.497.975	13.705.979	13.917.188	14.131.652	14.349.421	14.570.546	
Yıllık Değişim		813,87%	12,82%	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%	
Araç											
Arazi											
Bakım Onarım	6.974	64.024	72.560	74.011	75.492	77.001	78.541	80.112	81.714	83.349	
MW Başına Bakım Onarım	750	765	780	796	812	828	845	862	879	896	
Sistem Kullanım veya İletim	103.087	941.702	1.062.454	1.078.827	1.095.452	1.112.333	1.129.475	1.146.880	1.164.554	1.182.500	
MW Başına Sistem Kullanım	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55	0,56	0,57	0,59	0,60	
MWh Başına Sistem Kullanım	5,75	5,86	5,98	6,10	6,22	6,35	6,48	6,60	6,74	6,87	
Dağıtım											
MW Başına Dağıtım											
MWh Başına Dağıtım											
Diğer	11.159	113.820	116.096	118.418	120.786	123.202	125.666	128.180	130.743	133.358	
Personel	11.624	118.562	120.933	123.352	125.819	128.336	130.902	133.520	136.191	138.915	
Sigorta	4.185	38.414	43.536	44.407	45.295	46.201	47.125	48.067	49.029	50.009	
MW Başına Sigorta	450	459	468	478	487	497	507	517	527	538	
Toplam Giderler	137.028	1.276.522	1.415.580	1.439.015	1.462.844	1.487.073	1.511.709	1.536.759	1.562.231	1.588.130	
Yıllık Değişim		831,58%	10,89%	1,66%	1,66%	1,66%	1,66%	1,66%	1,66%	1,66%	
FAVÖK											
FAVÖK Marjı	89,21%	89,00%	89,19%	89,17%	89,16%	89,15%	89,14%	89,13%	89,11%	89,10%	
Yıllık Değişim		811,73%	13,06%	1,53%	1,53%	1,53%	1,53%	1,53%	1,53%	1,53%	
Amortisman	2.489.121	2.493.788	2.491.625	2.486.291	2.480.341	2.479.900	2.479.851	2.479.843	2.479.781	2.479.733	
Faaliyet Karı	-1.356.444	7.833.133	9.184.185	9.367.822	9.554.790	9.739.006	9.925.628	10.115.050	10.307.409	10.502.682	
Yıllık Değişim		-677,48%	17,25%	2,00%	2,00%	1,93%	1,92%	1,91%	1,90%	1,89%	
Kurumlar Vergisi Oranı	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	
Ödenecek Vergi		1.619.172	2.296.046	2.341.955	2.388.698	2.434.752	2.481.407	2.528.762	2.576.852	2.625.671	
Yatırım	37.196.000										
WC	105.809	966.953	1.090.949	1.107.761	1.124.831	1.142.165	1.159.766	1.177.638	1.195.785	1.214.212	
WC Değişim	105.809	861.145	123.996	16.812	17.071	17.334	17.601	17.872	18.147	18.427	
Serbest Nakit Akımı											
AOSM	0,10	9,90%	9,90%	9,90%	9,90%	9,90%	9,90%	9,90%	9,90%	9,90%	
İndirgeme Dönemi	0,25	1	2	3	4	5	6	7	8	9	9,5
İNA	-35.325.528	7.139.766	7.663.322	7.153.486	6.600.955	6.092.068	5.622.544	5.189.278	4.789.454	4.420.492	54.443.355

4.2.10. Duyarlılık Analizi

Genergy için baz senaryoda %9,90 AOSM kullanılarak 63.475.565 dolar piyasa değeri tespit edilmiştir.

Yatırımcının projeksiyonun gerçekleşme ihtimali ve değerlemeye konu Şirket'e yatırım yaparken beklediği getiri oranına (AOSM) göre Şirketin piyasa değeri değişebilmektedir.

Öngörülen 2025-2034 projeksiyon dönemindeki Şirketin öngördüğü FAVÖK'ün %20 daha az veya %20 daha fazla olması durumunda, AOSM'nin %8,46-%10,89 aralığında değişmesi durumunda ve uç değer büyüme oranının %0-4 bandında değişmesi durumunda Şirketin sahip olabileceği piyasa değeri duyarlılık analizi yapılarak analiz edilmiştir.

Genergy Piyasa Değerinin AOSM & FAVÖK Duyarlılık Analizi

\$	Baz Değer 63.475.565	Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti				
		8,46%	9,41%	9,90%	10,40%	10,89%
Öngörülen FAVÖK Gerçekleşme Oranı	-20,00%	62.349.530	48.609.307	42.705.035	37.505.151	32.891.623
	-10,00%	75.027.606	59.684.260	53.090.300	47.282.485	42.129.088
	0,00%	87.705.683	70.759.212	63.475.565	57.059.820	51.366.552
	10,00%	100.383.760	81.834.165	73.860.831	66.837.154	60.604.016
	20,00%	113.061.836	92.909.117	84.246.096	76.614.489	69.841.480

Genergy Piyasa Değerinin FAVÖK & Uç Değer Duyarlılık Analizi

\$	Baz Değer 63.475.565	Öngörülen FAVÖK Gerçekleşme Oranı				
		-20,00%	-10,00%	0,00%	10,00%	20,00%
Uç Değer Büyüme Oranı	0%	33.086.725	42.355.888	51.625.051	60.894.214	70.163.376
	1%	37.355.526	47.120.037	56.884.549	66.649.060	76.413.572
	2%	42.705.035	53.090.300	63.475.565	73.860.831	84.246.096
	3%	49.605.126	60.791.074	71.977.021	83.162.969	94.348.916
	4%	58.844.232	71.102.279	83.360.327	95.618.374	107.876.422

Genergy Piyasa Değerinin AOSM & Uç Değer Duyarlılık Analizi

\$	Baz Değer 63.475.565	Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti				
		8,46%	9,41%	9,90%	10,40%	10,89%
Uç Değer Büyüme Oranı	0%	68.764.859	56.930.553	51.625.051	46.837.140	42.495.707
	1%	76.966.544	63.022.238	56.884.549	51.404.431	46.482.654
	2%	87.705.683	70.759.212	63.475.565	57.059.820	51.366.552
	3%	102.375.333	80.912.103	71.977.021	64.244.725	57.488.447
	4%	123.616.671	94.821.846	83.360.327	73.676.670	65.387.379

4.3. Windrogen İNA Değerlemesi

4.3.1. İndirgeme Oranı Tespiti

Windrogen'in AOSM hesabı işbu raporun 4.2.1. numaralı başlığındaki varsayımlar dikkate alınarak yapılmış olup tek farklılık Şirket özelinde kullanılan risk primi risksiz getiri oranının Genergy özelinde %20'si iken Windrogen özelinde %30'u olmasıdır. %30 olmasının sebebi ise depolamalı enerji üretim mevzuatının henüz netleşmemiş olmasıdır.

Windrogen özelinde $AOSM = (\text{Özsermaye maliyeti} \times \text{Özsermaye oranı}) + ((1 - \text{Kurumlar Vergisi}) \times \text{Borçlanma Maliyeti} \times \text{Borç Oranı})$

formülüne göre $(\%19,83 \times \%25,00) + ((1 - \%25,00) \times \%9,10 \times \%75,00) = \%10,08$ hesaplanmaktadır.

Arel RES AOSM	30.06.2025
Risksiz Getiri Oranı	7,00%
Kaldıraçsız Beta	0,60
Kaldıraçlı Beta	1,95
Piyasa Risk Primi	5,50%
Şirket Risk Primi	2,10%
Özsermaye Maliyeti	19,83%
Özkaynak Oranı	25,00%
Borçlanma Maliyeti	9,10%
Vergi Oranı	25,00%
Vergi Sonrası Borç Maliyeti	6,83%
Borç Oranı	75,00%
AOSM	10,08%

4.3.2. Net Borç

Windrogen'in 30.06.2025 itibarıyla kısa vadeli yükümlülüklerinden dönen varlıklar tutarı düşülerek şirket için 1.489.703 TL net nakit hesaplanmıştır. Şirketin net nakdi 30 Haziran 2025 tarihinde TCMB'nin saat 15:30'da belirlediği gösterge niteliğindeki döviz alış kuru olan 39,7408 TL baz alınarak 37.485 dolar olarak hesaplanmıştır.

Windrogen Net Borç (Nakit)	30.06.2025
Kısa Vadeli Yükümlülükler	472.512
Dönen Varlıklar	1.962.215
Net Nakit, TL	-1.489.703
30 Haziran 2025 TCMB Dolar Alış Kuru	39,7408
Net Nakit, \$	-37.485

4.3.3. Ciro

Windrogen'in satış gelirleri Şirket'in EPDK'dan temin etmiş olduğu 28.12.2023 tarih ve ÖN/12293-14/06027 sayılı AREL RES depolamalı elektrik üretim tesisi ön lisansı kapsamında RES geliri ve depolama gelirleri olmak üzere 2 başlıkta tahmin edilmiştir.

RES gelir projeksiyonları oluşturulurken santralin 39,99 MWp kurulu güce sahip olacağı göz önünde bulundurulmuş olup projeksiyon dönemi boyunca kapasite kullanım oranının %40 olacağı varsayılmıştır. 2025 yılında tesisin bir kısmının faaliyete geçeceği öngörülmüş olup toplam kurulu gücün %0,01'i ve 2026 yılında %21'i kadarından elektrik üretilebileceği varsayılmıştır. Buna göre brüt üretimin 2025 yılında 14 MWh, 2026 yılında 29.664 MWh olacağı, 2027 yılında 140.125 MWh yükseleceği ve sonrasında projeksiyon dönemi boyunca bu seviyede sabit kalacağı öngörülmüştür. RES brüt üretiminden depolama için ayrılan kısım düşülerek RES satılabilir üretim hesaplaması yapılmıştır.

Şirketin RES elektrik satış fiyatının Şirket'in beyanına istinaden YEK3.RES fiyatı baz alınarak 2025 yılında 75,60 \$/MWh olacağı ve sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl ABD'nin enflasyon beklentisi olan %2 kadar

artacağı varsayılmıştır. Buna göre RES gelirin 2025 yılında 949 dolar, 2026'da 2,0 milyon dolar olacağı ve 2034 yılında 11,3 milyon dolara kadar yükseleceği öngörülmektedir.

Depolama geliri projeksiyonu oluşturulurken depolama brüt üretimi kurulu güç ile 365 çarpılarak hesaplanmıştır. 2025 yılında %0,01'inin ve 2026 yılında %21'inin faaliyete geçeceği göz önünde bulundurulmuştur. Projeksiyon dönemi boyunca %12 oranında verim kaybı yaşanacağı varsayımıyla depolamalı net üretim hesaplaması yapılmıştır.

Depolanan elektrik gün içinde elektrik fiyatlarının en yüksek olduğu saatlerde satılabilmektedir. Bu sebeple depolanan elektrik satış fiyatının RES satış fiyatından %50 daha yukarıda olacağı öngörülmektedir. Şirketin depolama satış fiyatının 2025 yılında 107,25 \$/MWh olacağı ve sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl ABD'nin enflasyon beklentisi olan %2 kadar artacağı varsayılmıştır. Buna göre depolama gelirin 2025 yılında 138 dolar olacağı ve 2034 yılında 1,6 milyon dolara yükseleceği öngörülmektedir.

Yukarıda varsayımlar sonrasında şirketin cirosunun 2025 yılında 1.087 dolar olacağı ve 2034 yılında ise 13 milyon dolara kadar yükseleceği hesaplanmıştır.

4.3.4. Giderler

Şirketin giderleri, araç, bakım onarım, sistem kullanım veya iletim, personel, sigorta ve diğer giderler olmak üzere 6 başlıkta tahmin edilmiştir. 2025 yılı gider hesaplaması yapılırken Kapasitesinin %0,01'inin faaliyete geçeceği göz önünde bulundurulmuştur.

Sistem kullanım veya iletim giderleri tahmin edilirken MW başına sistem kullanım giderlerinin 2025 yılında kurulu güce göre hesaplanan kısmının MW başına 0,50 USD olacağı, üretime göre hesaplanan kısmının ise 6,79/MWh olacağı varsayılmış ve sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl ABD'nin enflasyon beklentisi olan %2 kadar artacağı varsayımıyla hesaplanmıştır.

Bakım onarım giderlerinin MW başına 2025 yılında 8.000 dolar olacağı varsayılırken sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl ABD'nin enflasyon beklentisi olan %2 kadar artacağı varsayımıyla hesaplama yapılmıştır.

Personel, araç ve diğer giderlerin 2026 yılı ve sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl ABD'nin enflasyon beklentisi olan %2 kadar artacağı varsayılmıştır.

Sigorta giderlerinin MW başına 2025 yılında 2.000 dolar olacağı sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl ABD'nin enflasyon beklentisi olan %2 kadar artacağı varsayımıyla hesaplanmıştır.

Yukarıdaki varsayımlar sonrası şirketin giderlerinin 2025 yılında 6.169 dolar olacağı 2034 yılında ise 1,8 milyon dolara kadar yükseleceği öngörülmektedir.

4.3.5. Faaliyet Karı & FAVÖK

Şirket'in 2025 yılında -5.082 dolar FAVÖK elde edeceği, 2026 yılında 1,9 milyon dolar FAVÖK üreteceği ve 2034 yılında ise 11,2 milyon dolar FAVÖK üreteceği tahmin edilmektedir. FAVÖK marjının ise 2026 yılında %80,98 ve sonrasında projeksiyon dönemi boyunca %86,26 olması beklenmektedir.

Şirketin yeni yatırımlarını 15 yılda amorti edeceği varsayımıyla amortisman hesabı yapılmıştır.

Şirketin FAVÖK'ünden amortisman düşülerek faaliyet karı hesaplanmıştır. Buna göre şirketin 2025 yılında 5.082 dolar ve 2026 yılında 1.352.214 dolar faaliyet zararı elde edeceği, 2027 yılında ise 6,5 milyon dolar olan faaliyet karının 2034 yılında 7,95 milyon dolara yükseleceği hesaplanmaktadır.

4.3.6. Kurumlar Vergisi

Şirket için faaliyet karı üzerinden %25 kurumlar vergi oranıyla vergi hesaplanarak nakit akımlarından düşülmüştür.

4.3.7. Yatırım Harcamaları

Şirketin 2025 yılında RES için MW başına 1 milyon dolar ve depolama için MW başına 220.000 dolar yatırım yapacağı varsayımıyla 2025 yılın için 39,99 milyon dolar RES ve 8,8 milyon dolar depolama olmak üzere toplam 48,8 milyon dolarlık yatırım öngörüsünde bulunulmuş olup projeksiyonlarda nakit akımından düşülmüştür.

4.3.8. İşletme Sermayesi

Şirket'in yıllık cirosunun %8,3'ü kadar yaklaşık 1 aylık işletme sermayesine ihtiyaç duyacağı varsayılmıştır.

4.3.9. İndirgenmiş Nakit Akımları Değeri

Önceki maddelerdeki varsayımlar sonrası 1 Temmuz 2025 tarihinden itibaren şirketin üretmeyi planladığı FAVÖK rakamından, Kurumlar Vergisi, Sabit Kıymet Yatırımı ve her yıl için gerekecek ilave işletme sermayesi düşülerek serbest nakit akımları hesaplanmıştır. 2034 yılında hesaplanan nakit akımları %2 uç değer büyüme oranı kullanılarak uç değer hesabı yapılmıştır. Bununla beraber değişik uç değer büyüme oranları kullanılması durumunda şirketin sahip olacağı piyasa değerleri duyarlılık analizi yapılarak gösterilmiştir.

Serbest nakit akımları %10,08 AOSM ile 30.06.2025 tarihine indirgenmiş ve Şirket için net borç öncesi 41.640.504 \$ firma değeri hesaplanmıştır. Firma değerine 37.485 \$ net nakit eklenerek şirket için 30.06.2025 itibariyle **41.677.989 \$** piyasa değeri hesaplanmıştır.

Arel RES İNA Değeri, \$	30.06.2025
Uç Değer Büyüme Oranı	2%
Firma Değeri	41.640.504
Kısa Vadeli Yükümlülükler	11.890
Dönen Varlıklar	49.375
Piyasa Değeri, \$ @ 30.06.2025	41.677.989

AREL RES İNA, \$	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Uç Değer
RES Kurulu Güç, MWp	39,99	39,99	39,99	39,99	39,99	39,99	39,99	39,99	39,99	39,99	39,99
KKO	40,0%	40,0%	40,0%	40,0%	40,0%	40,0%	40,0%	40,0%	40,0%	40,0%	40,0%
Brüt Üretim, RES, MWh	14	29.664	140.125	140.125	140.125	140.125	140.125	140.125	140.125	140.125	140.125
RES Satılabilir Üretim, MWh	13	26.574	125.529	125.529	125.529	125.529	125.529	125.529	125.529	125.529	125.529
RES Satış Fiyatı, \$/MWh	75,60	77,11	78,65	80,23	81,83	83,47	85,14	86,84	88,58	90,35	
RES Brüt Gelir,\$	949	2.049.176	9.873.357	10.070.825	10.272.241	10.477.686	10.687.240	10.900.984	11.119.004	11.341.384	
Yıllık Değişim			381,82%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	
Depolama Brüt Üretim, MWh	1	3.090	14.596	14.596	14.596	14.596	14.596	14.596	14.596	14.596	
Depolama Verim Kaybı	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	
Depolama Net Üretim, MWh	1	2.719	12.845	12.845	12.845	12.845	12.845	12.845	12.845	12.845	
Depolama Satış Fiyatı, \$/MWh	107,25	109,40	111,58	113,81	116,09	118,41	120,78	123,20	125,66	128,17	
Depolama Brüt Gelir,\$	138	297.467	1.433.259	1.461.924	1.491.162	1.520.986	1.551.405	1.582.433	1.614.082	1.646.364	
Yıllık Değişim			381,82%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	
Toplam Gelir	1.087	2.346.643	11.306.616	11.532.748	11.763.403	11.998.671	12.238.645	12.483.418	12.733.086	12.987.748	
Yıllık Değişim			381,82%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	
Araç	6.000	6.120	6.242	6.367	6.495	6.624	6.757	6.892	7.030	7.171	
Arazi											
Bakım Onarım	32	69.081	332.845	339.502	346.292	353.218	360.282	367.488	374.837	382.334	
MW Başına Bakım Onarım	8.000	8.160	8.323	8.490	8.659	8.833	9.009	9.189	9.373	9.561	
Sistem Kullanım veya İletim	114	202.943	977.746	997.301	1.017.247	1.037.592	1.058.344	1.079.511	1.101.101	1.123.123	
MW Başına Sistem Kullanım	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55	0,56	0,57	0,59	0,60	
MWh Başına Sistem Kullanım	6,79	6,93	7,07	7,21	7,35	7,50	7,65	7,80	7,96	8,12	
Diğer	5	48.948	49.927	50.925	51.944	52.983	54.042	55.123	56.226	57.350	
Personel	10	101.975	104.014	106.094	108.216	110.380	112.588	114.840	117.137	119.479	
Sigorta	8	17.270	83.211	84.875	86.573	88.304	90.070	91.872	93.709	95.584	
MW Başına Sigorta	2.000	2.040	2.081	2.122	2.165	2.208	2.252	2.297	2.343	2.390	
Toplam Giderler	6.169	446.336	1.553.985	1.585.065	1.616.766	1.649.101	1.682.083	1.715.725	1.750.039	1.785.040	
Yıllık Değişim			7135,43%	248,16%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	
FAVÖK	-5.082	1.900.307	9.752.631	9.947.684	10.146.637	10.349.570	10.556.562	10.767.693	10.983.047	11.202.708	
FAVÖK Marjı	-467,63%	80,98%	86,26%	86,26%	86,26%	86,26%	86,26%	86,26%	86,26%	86,26%	
Yıllık Değişim			413,21%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	
Amortisman	0	3.252.520	3.252.520	3.252.520	3.252.520	3.252.520	3.252.520	3.252.520	3.252.520	3.252.520	
Faaliyet Karı	-5.082	-1.352.214	6.500.111	6.695.164	6.894.117	7.097.050	7.304.042	7.515.173	7.730.527	7.950.188	
Yıllık Değişim			A.D.	-580,70%	3,00%	2,97%	2,94%	2,92%	2,89%	2,87%	
Kurumlar Vergisi Oranı	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	
Ödenecek Vergi	0	0	1.285.704	1.673.791	1.723.529	1.774.262	1.826.010	1.878.793	1.932.632	1.987.547	
Yatırım, RES	39.990.000										
Yatırım, Depolama	8.797.800										
WC	91	195.554	942.218	961.062	980.284	999.889	1.019.887	1.040.285	1.061.091	1.082.312	
WC Değişim	91	195.463	746.664	18.844	19.221	19.606	19.998	20.398	20.806	21.222	
Serbest Nakit Akımı	-48.792.973	1.704.844	7.720.263	8.255.049	8.403.887	8.555.702	8.710.553	8.868.502	9.029.609	9.193.939	116.133.965
AOSM	10,08%	10,08%	10,08%	10,08%	10,08%	10,08%	10,08%	10,08%	10,08%	10,08%	10,08%
İndirgeme Dönemi	0,25	1	2	3	4	5	6	7	8	9	9,5
İNA	-47.635.980	1.548.802	6.371.691	6.189.471	5.724.340	5.294.344	4.896.814	4.529.282	4.189.473	3.875.282	46.656.984

4.3.10. Duyarlılık Analizi

Windrogen için baz senaryoda %10,08 AOSM kullanılarak 41.677.989 dolar piyasa değeri tespit edilmiştir.

Yatırımcının projeksiyonun gerçekleşme ihtimali ve değerlemeye konu Şirket'e yatırım yaparken beklediği getiri oranına (AOSM) göre Şirketin piyasa değeri değişebilmektedir.

Öngörülen 2025-2034 projeksiyon dönemindeki Şirketin öngördüğü FAVÖK'ün %20 daha az veya %20 daha fazla olması durumunda, AOSM'nin %8,61-%11,08 aralığında değişmesi durumunda ve uç değer büyüme oranının %0-4 bandında değişmesi durumunda Şirketin sahip olabileceği piyasa değeri duyarlılık analizi yapılarak analiz edilmiştir.

Windrogen Piyasa Değerinin AOSM & FAVÖK Duyarlılık Analizi						
\$	Baz Değer	Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti				
	41.677.989	9,04%	10,05%	10,57%	11,10%	11,63%
Öngörülen FAVÖK Gerçekleşme Oranı	-20,00%	36.649.913	25.657.830	20.926.798	16.757.535	13.057.116
	-10,00%	46.074.972	33.842.504	28.576.565	23.935.239	19.815.208
	0,00%	55.500.030	42.027.177	36.226.332	31.112.942	26.573.300
	10,00%	64.925.089	50.211.851	43.876.100	38.290.646	33.331.391
	20,00%	74.350.147	58.396.524	51.525.867	45.468.349	40.089.483

Windrogen Piyasa Değerinin FAVÖK & Uç Değer Duyarlılık Analizi						
\$	Baz Değer	Öngörülen FAVÖK Gerçekleşme Oranı				
	41.677.989	-20,00%	-10,00%	0,00%	10,00%	20,00%
Uç Değer Büyüme Oranı	0%	17.204.688	24.443.755	31.682.821	38.921.887	46.160.953
	1%	20.838.803	28.484.255	36.129.707	43.775.159	51.420.611
	2%	25.373.007	33.525.498	41.677.989	49.830.480	57.982.971
	3%	31.188.966	39.991.828	48.794.691	57.597.553	66.400.415
	4%	38.919.644	48.586.991	58.254.339	67.921.686	77.589.034

Windrogen Piyasa Değerinin AOSM & Uç Değer Duyarlılık Analizi						
\$	Baz Değer	Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti				
	41.677.989	9,04%	10,05%	10,57%	11,10%	11,63%
Uç Değer Büyüme Oranı	0%	41.657.006	31.941.623	27.594.770	23.677.530	20.130.750
	1%	47.717.693	36.426.883	31.459.758	27.027.235	23.049.020
	2%	55.500.030	42.027.177	36.226.332	31.112.942	26.573.300
	3%	65.859.063	49.217.321	42.251.616	36.207.163	30.914.223
	4%	80.328.370	58.786.313	50.110.034	42.735.882	36.392.835

4.4. Cetate SRL (Romanya GES1) İNA Değerlemesi

4.4.1. İndirgeme Oranı Tespiti

Santralin faaliyetlerinden üretmeleri beklenen nakit akımları projeksiyon dönemi boyunca tespit edilerek Finansal Varlıkları Fiyatlama Modeli'ne (Capital Asset Pricing Model – CAPM) göre hesaplanan Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti (AOSM) ile indirgenmiştir. Risksiz getiri oranı olarak Türkiye Cumhuriyeti'nin uzun vadeli dolar bazlı tahvil getirilerinin değerleme tarihindeki oranları göz önünde bulundurularak %7,00 kabul edilmiştir.

Uzun vadeli risksiz getiri ve hisse senedi getirilerinin farkı olan Sermaye Piyasası Risk Primi Türkiye gibi finansal derinliği gelişmiş ülkelere göre nispeten daha az olan ülkelerde çok kolay hesaplanamamaktadır. ABD gibi finansal tarihi oldukça eskiye giden ve halka açık şirket sayısı oldukça fazla olan bir ülkede bile bu risk priminin hesaplanmasına dair konsensüs bulunmamaktadır. Piyasada genel temayül %5-%6 bandında sermaye piyasası risk priminin makul olduğu şeklinde olmakla birlikte değerlemede, %5,5 olarak kabul edilmiştir.

Özsermaye maliyeti için kaldırılmalı beta hesabı yapılmıştır. Romanya'daki kurumlar vergisinin %16 olduğu ifade edilmiş olup AOSM ve projeksiyonlarda %16 olarak kullanılmıştır.

Kaldıraçlı Beta = Kaldıraçsız Beta X (1 + (1 – Kurumlar Vergisi Oranı) X Borçlanma Oranı / Özsermaye Oranı)

formülüne göre $0,60 \times (1 + (1 - \%16) \times 0,75/0,25) = 2,11$ hesaplanmaktadır.

Şirket'in 2025 yılı ve sonrası için elde etmeyi planladığı gelirler ile kar projeksiyonlarının öngörüldüğü şekilde gerçekleşememe ihtimali göz önünde bulundurularak Şirket özelinde sermaye piyasası risk priminin üzerine risksiz getiri oranının %25'i kadar ilave risk primi makul kabul edilerek sermaye maliyeti hesabında dikkate alınmıştır.

Özsermaye maliyeti

Özsermaye maliyeti = Risksiz Getiri Oranı + (Kaldıraçlı Beta X Sermaye Piyasası Risk Primi) + İlave Risk Primi

formülüne göre $\%7,00 + (2,11 \times \%5,50) + \%1,75 = \%20,37$ hesaplanmaktadır.

Şirketin Dolar bazlı borçlanma maliyeti, risksiz getiri oranının %10 fazlası olan %7,70 kabul edilmiştir.

Özsermaye ve borçlanma maliyetleri hesaplandıktan sonra Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti

AOSM= (Özsermaye maliyeti X Özsermaye oranı) + ((1- Kurumlar Vergisi) X Borçlanma Maliyeti X Borç Oranı)

formülüne göre $(\%20,37 \times \%25,00) + ((1 - \%16,00) \times \%7,70 \times \%75,00) = \%9,94$ hesaplanmaktadır.

Romanya GES AOSM	30.06.2025
Risksiz Getiri Oranı	7,00%
Kaldıraçsız Beta	0,60
Kaldıraçlı Beta	2,11
Piyasa Risk Primi	5,50%
Şirket Risk Primi	1,75%
Özsermaye Maliyeti	20,37%
Özkaynak Oranı	25,00%
Borçlanma Maliyeti	7,70%
Vergi Oranı	16,00%
Vergi Sonrası Borç Maliyeti	6,47%
Borç Oranı	75,00%
AOSM	9,94%

4.4.2. Ciro

Romanya GES'in gelir projeksiyonları oluşturulurken şirketin 42 MWp kurulu güce sahip olduğu göz önünde bulundurularak 2025 yılında kapasite kullanım oranının %16 olacağı ve sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl %0,45 verim kaybı yaşayacağı varsayılmıştır. 2025 yılında %5'inin faaliyete geçeceği varsayılmıştır. Buna göre 2025 yılında 2.943 MWh üretim gerçekleştireceği, 2026 yılında üretimin 58.602 MWh yükseleceği ve sonrasında kademeli olarak azalarak 2034 yılında üretimin 56.526 MWh'e gerileyeceği öngörülmüştür.

Şirketin Romanya'da elektrik satış fiyatının 2025 yılında 115 €/MWh karşılığı 1,1663 €/\$/ pariteyle 134,13 \$/MWh olacağı ve sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl ABD'nin enflasyon beklentisi olan %2 kadar artacağı varsayılmıştır.

Yukarıda varsayımlar sonrasında şirketin cirosunun 2025 yılında 394.794 dolar olacağı ve 2034 yılında ise 9,1 milyon dolara kadar yükseleceği hesaplanmıştır.

4.4.3. Giderler

Şirketin giderleri araç, bakım onarım, personel, sigorta ve diğer giderler olmak üzere 5 başlıkta tahmin edilmiştir. 2025 yılı gider hesaplaması yapılırken kapasitesinin %5'inin faaliyete geçeceği göz önünde bulundurulmuştur.

Bakım onarım giderlerinin MW başına 2025 yılında 750 dolar olacağı varsayılırken sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl ABD'nin enflasyon beklentisi olan %2 kadar artacağı varsayımıyla hesaplama yapılmıştır.

Personel, araç ve diğer giderlerin 2026 yılı ve sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl ABD'nin enflasyon beklentisi olan %2 kadar artacağı varsayılmıştır.

Sigorta giderlerinin MW başına 2025 yılında 3.499 dolar olacağı sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl ABD'nin enflasyon beklentisi olan %2 kadar artacağı varsayımıyla hesaplanmıştır.

Yukarıdaki varsayımlar sonrası şirketin giderlerinin 2025 yılında 37.522 dolar olacağı 2034 yılında ise 632.003 dolara kadar yükseleceği öngörülmektedir.

4.4.4. Faaliyet Karı & FAVÖK

Şirket'in 2025 yılında 357.272 dolar FAVÖK elde edeceği ve 2034 yılında ise 8,4 milyon dolar FAVÖK üreteceği tahmin edilmektedir. FAVÖK marjının ise 2026 yılında %93,27 olacağı ve kademeli olarak azalarak 2034 yılında %93,02'ye gerileyeceği beklenmektedir.

Şirketin yeni yatırımlarını 15 yılda amorti edeceği varsayımıyla amortisman hesabı yapılmıştır.

Şirketin FAVÖK'ünden amortisman düşülerek faaliyet karı hesaplanmıştır. Buna göre şirketin 2025 yılında 1,2 milyon dolar faaliyet zararı elde edeceği, 2026 yılında ise 5,9 milyon dolar olan faaliyet karının 2034 yılında 6,9 milyon dolara yükseleceği hesaplanmaktadır.

4.4.5. Kurumlar Vergisi

Şirket için faaliyet karı üzerinden Romanya kurumlar vergisi oranı olan %16 ile vergi hesaplanarak nakit akımlarından düşülmüştür.

4.4.6. Yatırım Harcamaları

Şirket için 2025 yılında MW başına 600.000 € GES yatırımı yapılacağı ve şirketin satın alma bedeli olan 5.250.000 €'nun bu yatırımlara dahil olduğu ifade edilmiş olup net yatırım tutarı 19.950.000 euro hesaplanmış ve 1,1663 €/\$/ paritesiyle 23,27 milyon dolarlık yatırım öngörüsünde bulunulmuş olup projeksiyonlarda nakit akımından düşülmüştür.

4.4.7. İşletme Sermayesi

Şirket'in projeksiyon dönemi boyunca cirosunun %8,3'ü kadar işletme sermayesine ihtiyaç duyacağı varsayılmıştır.

4.4.8. İndirgenmiş Nakit Akımları Değeri

Önceki maddelerdeki varsayımlar sonrası 1 Temmuz 2025 tarihinden itibaren şirketin üretmeyi planladığı FAVÖK rakamından, Kurumlar Vergisi, Sabit Kıymet Yatırımı ve her yıl için gerekecek ilave işletme sermayesi düşülerek serbest nakit akımları hesaplanmıştır. 2034 yılında hesaplanan nakit akımları %2 uç değer büyüme oranı kullanılarak uç değer hesabı yapılmıştır. Bununla beraber değişik uç değer büyüme oranları kullanılması durumunda şirketin sahip olacağı piyasa değerleri duyarlılık analizi yapılarak gösterilmiştir.

Serbest nakit akımları %9,94 AOSM ile 30.06.2025 tarihine indirgenmiş ve Şirket için 54.933.069 \$ firma değeri hesaplanmıştır. Şirketin satın alma bedeli olan 5.250.000 €, 1,1664 €/\$/ paritesiyle 6,1 milyon dolar olarak hesaplanıp firma değerinden düşülerek şirket için 30.06.2025 itibarıyla **48.809.731 \$** piyasa değeri hesaplanmıştır.

Cetate Romanya GES1 İNA Değeri, \$	30.06.2025
Uç Değer Büyüme Oranı	2%
Firma Değeri	54.933.069
Proje Edinimim Bedeli	-6.123.338
Piyasa Değeri, \$ @ 30.06.2025	48.809.731

Cetate Romanya GES1 İNA, USD	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Uç Değer
Kapasite, MWp	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
KKO	16,0%	15,9%	15,9%	15,8%	15,7%	15,6%	15,6%	15,5%	15,4%	15,4%	
Üretim, MWh	2.943	58.602	58.339	58.076	57.815	57.555	57.296	57.038	56.781	56.526	
Elektrik Fiyatı, \$/Mwh	134,13	136,81	139,55	142,34	145,19	148,09	151,05	154,07	157,15	160,30	
Gelirler	394.794	8.017.548	8.141.098	8.266.552	8.393.940	8.523.291	8.654.634	8.788.002	8.923.426	9.060.935	
Yıllık Değişim		1930,82%	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%	
Araç	11.664	11.897	12.135	12.377	12.625	12.877	13.135	13.398	13.666	13.939	
Arazi											
Bakım Onarım	1.575	32.130	32.773	33.428	34.097	34.779	35.474	36.184	36.907	37.645	
MW Başına Bakım Onarım	750	765	780	796	812	828	845	862	879	896	
Diğer	2.939	59.960	61.159	62.382	63.630	64.902	66.200	67.524	68.875	70.252	
Personel	13.996	285.522	291.233	297.058	302.999	309.059	315.240	321.545	327.976	334.535	
Sigorta	7.348	149.899	152.897	155.955	159.074	162.256	165.501	168.811	172.187	175.631	
MW Başına Sigorta	3.499	3.569	3.640	3.713	3.787	3.863	3.940	4.019	4.100	4.182	
Toplam Giderler	37.522	539.408	550.196	561.200	572.424	583.873	595.550	607.461	619.611	632.003	
Yıllık Değişim		1337,58%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	
FAVÖK	357.272	7.478.139	7.590.902	7.705.352	7.821.516	7.939.418	8.059.084	8.180.541	8.303.815	8.428.933	
FAVÖK Marjı	90,50%	93,27%	93,24%	93,21%	93,18%	93,15%	93,12%	93,09%	93,06%	93,02%	
Yıllık Değişim		1993,12%	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%	
Amortisman	1.551.246	1.551.246	1.551.246	1.551.246	1.551.246	1.551.246	1.551.246	1.551.246	1.551.246	1.551.246	
Faaliyet Karı	-1.193.974	5.926.894	6.039.656	6.154.107	6.270.270	6.388.172	6.507.839	6.629.296	6.752.569	6.877.687	
Yıllık Değişim		A.D.	1,90%	1,89%	1,89%	1,88%	1,87%	1,87%	1,86%	1,85%	
Kurumlar Vergis Oranı	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	
Ödenecek Vergi	-191.036	948.303	966.345	984.657	1.003.243	1.022.108	1.041.254	1.060.687	1.080.411	1.100.430	
Yatırım	23.268.683										
WC	32.899	668.129	678.425	688.879	699.495	710.274	721.220	732.334	743.619	755.078	
WC Değişim	32.899	635.230	10.296	10.455	10.616	10.779	10.945	11.114	11.285	11.459	
Serbest Nakit Akımı	-22.753.274	5.894.607	6.614.261	6.710.240	6.807.657	6.906.531	7.006.885	7.108.740	7.212.119	7.317.044	93.967.699
AOSM	9,94%	9,94%	9,94%	9,94%	9,94%	9,94%	9,94%	9,94%	9,94%	9,94%	9,94%
İndirgeme Dönemi	0,25	1	2	3	4	5	6	7	8	9	9,5
İNA	-22.220.432	5.361.536	5.472.050	5.049.417	4.659.456	4.299.638	3.967.631	3.661.284	3.378.609	3.117.778	38.186.101

4.4.9. Duyarlılık Analizi

Romanya GES için baz senaryoda %9,94 AOSM kullanılarak 48.809.731 dolar piyasa değeri tespit edilmiştir.

Yatırımcının projeksiyonun gerçekleşme ihtimali ve değerlemeye konu Şirket'e yatırım yaparken beklediği getiri oranına (AOSM) göre Şirketin piyasa değeri değişebilmektedir.

Öngörülen 2025-2034 projeksiyon dönemindeki Şirketin öngördüğü FAVÖK'ün %20 daha az veya %20 daha fazla olması durumunda, AOSM'nin %8,50-%10,94 aralığında değişmesi durumunda ve uç değer büyüme oranının %0-4 bandında değişmesi durumunda Şirketin sahip olabileceği piyasa değeri duyarlılık analizi yapılarak analiz edilmiştir.

Cetate Romanya GES1 İNA Değeri AOSM & FAVÖK Duyarlılık Analizi						
\$	Baz Değer 48.809.731	Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti				
		8,50%	9,45%	9,94%	10,44%	10,94%
Öngörülen FAVÖK Gerçekleşme Oranı	-20,00%	47.460.287	37.856.444	33.727.999	30.091.190	26.863.715
	-10,00%	56.658.198	45.895.879	41.268.865	37.192.493	33.574.585
	0,00%	65.856.109	53.935.314	48.809.731	44.293.795	40.285.455
	10,00%	75.054.020	61.974.749	56.350.597	51.395.098	46.996.325
	20,00%	84.251.931	70.014.184	63.891.464	58.496.401	53.707.195

Cetate Romanya GES1 İNA Değeri FAVÖK & Uç Değer Duyarlılık Analizi						
\$	Baz Değer 48.809.731	Öngörülen FAVÖK Gerçekleşme Oranı				
		-20,00%	-10,00%	0,00%	10,00%	20,00%
Uç Değer Büyüme Oranı	0%	27.050.807	33.790.509	40.530.212	47.269.914	54.009.616
	1%	30.016.062	37.111.551	44.207.040	51.302.529	58.398.018
	2%	33.727.999	41.268.865	48.809.731	56.350.597	63.891.464
	3%	38.509.272	46.623.820	54.738.368	62.852.916	70.967.464
	4%	44.899.725	53.781.032	62.662.340	71.543.647	80.424.955

Cetate Romanya GES1 İNA Değeri AOSM & Uç Değer Duyarlılık Analizi						
\$	Baz Değer 48.809.731	Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti				
		8,50%	9,45%	9,94%	10,44%	10,94%
Uç Değer Büyüme Oranı	0%	52.620.213	44.272.985	40.530.212	37.152.192	34.088.811
	1%	58.355.866	48.532.101	44.207.040	40.344.716	36.875.329
	2%	65.856.109	53.935.314	48.809.731	44.293.795	40.285.455
	3%	76.083.297	61.015.145	54.738.368	49.304.509	44.554.906
	4%	90.855.057	70.695.285	62.662.340	55.871.436	50.055.324

4.5. Uralati (Romanya GES2) İNA Değerlemesi

4.5.1. İndirgeme Oranı Tespiti

Santralin faaliyetlerinden üretmeleri beklenen nakit akımları projeksiyon dönemi boyunca tespit edilerek Finansal Varlıkları Fiyatlama Modeli'ne (Capital Asset Pricing Model – CAPM) göre hesaplanan Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti (AOSM) ile indirgenmiştir. Risksiz getiri oranı olarak Türkiye Cumhuriyeti'nin uzun vadeli dolar bazlı tahvil getirilerinin değerleme tarihindeki oranları göz önünde bulundurularak %7,00 kabul edilmiştir.

Uzun vadeli risksiz getiri ve hisse senedi getirilerinin farkı olan Sermaye Piyasası Risk Primi Türkiye gibi finansal derinliği gelişmiş ülkelere göre nispeten daha az olan ülkelerde çok kolay hesaplanamamaktadır. ABD gibi finansal tarihi oldukça eskiye giden ve halka açık şirket sayısı oldukça fazla olan bir ülkede bile bu risk priminin hesaplanmasına dair konsensüs bulunmamaktadır. Piyasada genel temayül %5-%6 bandında sermaye piyasası risk priminin makul olduğu şeklinde olmakla birlikte değerlemede, %5,5 olarak kabul edilmiştir.

Özsermaye maliyeti için kaldıraçlı beta hesabı yapılmıştır. Romanya'daki kurumlar vergisinin %16 olduğu ifade edilmiş olup AOSM ve projeksiyonlarda %16 olarak kullanılmıştır.

Kaldıraçlı Beta = Kaldıraçsız Beta X (1 + (1 – Kurumlar Vergisi Oranı) X Borçlanma Oranı / Özsermaye Oranı)

formülüne göre $0,60 \times (1 + (1 - \%16) \times 0,75/0,25) = 2,11$ hesaplanmaktadır.

Şirket'in 2025 yılı ve sonrası için elde etmeyi planladığı gelirler ile kar projeksiyonlarının öngörüldüğü şekilde gerçekleşeme ihtimali göz önünde bulundurularak Şirket özelinde sermaye piyasası risk priminin üzerine risksiz getiri oranının %30'u kadar ilave risk primi makul kabul edilerek sermaye maliyeti hesabında dikkate alınmıştır.

Özsermaye maliyeti

Özsermaye maliyeti = Risksiz Getiri Oranı + (Kaldıraçlı Beta X Sermaye Piyasası Risk Primi) + İlave Risk Primi

formülüne göre $\%7,00 + (2,11 \times \%5,50) + \%2,10 = \%20,72$ hesaplanmaktadır.

Şirketin Dolar bazlı borçlanma maliyeti, risksiz getiri oranının %10 fazlası olan %7,70 kabul edilmiştir.

Özsermaye ve borçlanma maliyetleri hesaplandıktan sonra Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti

AOSM= (Özsermaye maliyeti X Özsermaye oranı) + ((1- Kurumlar Vergisi) X Borçlanma Maliyeti X Borç Oranı)

formülüne göre $(\%20,72 \times \%25,00) + ((1 - \%16,00) \times \%7,70 \times \%75,00) = \%10,03$ hesaplanmaktadır.

Uralati GES AOSM	30.06.2025
Risksiz Getiri Oranı	7,00%
Kaldıraçsız Beta	0,60
Kaldıraçlı Beta	2,11
Piyasa Risk Primi	5,50%
Şirket Risk Primi	2,10%
Özsermaye Maliyeti	20,72%
Özkaynak Oranı	25,00%
Borçlanma Maliyeti	7,70%
Vergi Oranı	16,00%
Vergi Sonrası Borç Maliyeti	6,47%
Borç Oranı	75,00%
AOSM	10,03%

4.5.2. Ciro

Urlati GES'in gelir projeksiyonları oluşturulurken şirketin 45,54 MWp kurulu güce sahip olduğu göz önünde bulundurularak 2025 yılında kapasite kullanım oranının %15,1 olacağı ve sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl %0,45 verim kaybı yaşayacağı varsayılmıştır. 2025 yılında %1'inin faaliyete geçeceği varsayılmıştır. Buna göre 2025 yılında 602 MWh üretim gerçekleştireceği, 2026 yılında üretimin 59.967MWh yükseleceği ve sonrasında kademeli olarak azalarak 2034 yılında üretimin 57.842 MWh'e gerileyeceği öngörülmüştür.

Şirketin Romanya'da elektrik satış fiyatının 2025 yılında 170 €/MWh karşılığı 1,1663 €/\$/ pariteyle 198,28 \$/MWh olacağı ve sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl ABD'nin enflasyon beklentisi olan %2 kadar artacağı varsayılmıştır.

Yukarıda varsayımlar sonrasında şirketin cirosunun 2025 yılında 119.441 dolar olacağı ve 2034 yılında ise 13,7 milyon dolara kadar yükseleceği hesaplanmıştır.

4.5.3. Giderler

Şirketin giderleri araç, bakım onarım, personel, sigorta ve diğer giderler olmak üzere 5 başlıkta tahmin edilmiştir. 2025 yılı gider hesaplaması yapılırken kapasitesinin %1'inin faaliyete geçeceği göz önünde bulundurulmuştur.

Bakım onarım giderlerinin MW başına 2025 yılında 750 dolar olacağı varsayılırken sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl ABD'nin enflasyon beklentisi olan %2 kadar artacağı varsayımıyla hesaplama yapılmıştır.

Personel, araç ve diğer giderlerin 2026 yılı ve sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl ABD'nin enflasyon beklentisi olan %2 kadar artacağı varsayılmıştır.

Sigorta giderlerinin MW başına 2025 yılında 3.499 dolar olacağı sonrasında projeksiyon dönemi boyunca her yıl ABD'nin enflasyon beklentisi olan %2 kadar artacağı varsayımıyla hesaplanmıştır.

Yukarıdaki varsayımlar sonrası şirketin giderlerinin 2025 yılında 26.389 dolar olacağı 2034 yılında ise 807.835 dolara kadar yükseleceği öngörülmektedir.

4.5.4. Faaliyet Karı & FAVÖK

Şirket'in 2025 yılında 93.051 dolar FAVÖK elde edeceği ve 2034 yılında ise 12,9 milyon dolar FAVÖK üreteceği tahmin edilmektedir. FAVÖK marjının ise 2026 yılında %94,32 olacağı ve kademeli olarak azalarak 2034 yılında %94,11'e gerileyeceği beklenmektedir.

Şirketin yeni yatırımlarını 15 yılda amorti edeceği varsayımıyla amortisman hesabı yapılmıştır.

Şirketin FAVÖK'ünden amortisman düşülerek faaliyet karı hesaplanmıştır. Buna göre şirketin 2025 yılında 3,4 milyon dolar faaliyet zararı elde edeceği, 2026 yılında ise 8,0 milyon dolar olan faaliyet karının 2034 yılında 8,8 milyon dolara yükseleceği hesaplanmaktadır.

4.5.5. Kurumlar Vergisi

Şirket için faaliyet karı üzerinden Romanya kurumlar vergisi oranı olan %16 ile vergi hesaplanarak nakit akımlarından düşülmüştür.

4.5.6. Yatırım Harcamaları

Şirket için 2025 yılında 45,54 MW GES için MW başına 600.000 € ve 85 MW depolama için MW başına 200.000 € yatırım yapacağı varsayımıyla 2025 yılı için toplam 51,7 milyon dolarlık yatırım öngörüsünde bulunulmuş olup projeksiyonlarda nakit akımından düşülmüştür.

4.5.7. İşletme Sermayesi

Şirket'in projeksiyon dönemi boyunca cirosunun %8,3'ü kadar işletme sermayesine ihtiyaç duyacağı varsayılmıştır.

4.5.8. İndirgenmiş Nakit Akımları Değeri

Önceki maddelerdeki varsayımlar sonrası 1 Temmuz 2025 tarihinden itibaren şirketin üretmeyi planladığı FAVÖK rakamından, Kurumlar Vergisi, Sabit Kıymet Yatırımı ve her yıl için gereken ilave işletme sermayesi düşülerek serbest nakit akımları hesaplanmıştır. 2034 yılında hesaplanan nakit akımları %2 uç değer büyüme oranı kullanılarak uç değer hesabı yapılmıştır. Bununla beraber değişik uç değer büyüme oranları kullanılması durumunda şirketin sahip olacağı piyasa değerleri duyarlılık analizi yapılarak gösterilmiştir.

Serbest nakit akımları %10,03 AOSM ile 30.06.2025 tarihine indirgenmiş ve Şirket için 58.777.164 \$ firma değeri hesaplanmıştır. Şirketin satın alma bedeli 4.554.000 dolar firma değerinden düşülerek şirket için 30.06.2025 itibarıyla **54.223.164 \$** piyasa değeri hesaplanmıştır.

Urlati GES İNA Değeri, \$	30.06.2025
Uç Değer Büyüme Oranı	2%
Firma Değeri	58.777.164
Proje Edinim Bedeli	-4.554.000
Piyasa Değeri, \$ @ 30.06.2025	54.223.164

Urlati GES İNA, \$	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Uç Değer
Kapasite, MWp	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	
KKO	15,1%	15,0%	15,0%	14,9%	14,8%	14,8%	14,7%	14,6%	14,6%	14,5%	
Üretim, MWh	602	59.967	59.698	59.429	59.161	58.895	58.630	58.366	58.104	57.842	
Elektrik Fiyatı, \$/Mwh	198,28	202,25	206,29	210,42	214,62	218,92	223,29	227,76	232,32	236,96	
Gelirler	119.441	12.128.116	12.315.010	12.504.784	12.697.483	12.893.151	13.091.835	13.293.580	13.498.434	13.706.445	
Yıllık Değişim		10054,10%	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%	1,54%	
Araç	19.828	20.225	20.629	21.042	21.462	21.892	22.329	22.776	23.232	23.696	
Arazi											
Bakım Onarım	342	34.838	35.535	36.246	36.970	37.710	38.464	39.233	40.018	40.818	
MW Başına Bakım Onarım	750	765	780	796	812	828	845	862	879	896	
Diğer	1.827	186.361	190.088	193.889	197.767	201.723	205.757	209.872	214.070	218.351	
Personel	2.799	285.522	291.233	297.058	302.999	309.059	315.240	321.545	327.976	334.535	
Sigorta	1.593	162.534	165.784	169.100	172.482	175.932	179.450	183.039	186.700	190.434	
MW Başına Sigorta	3.499	3.569	3.640	3.713	3.787	3.863	3.940	4.019	4.100	4.182	
Toplam Giderler	26.389	689.479	703.269	717.334	731.681	746.315	761.241	776.466	791.995	807.835	
Yıllık Değişim		2512,73%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	
FAVÖK	93.051	11.438.636	11.611.741	11.787.450	11.965.802	12.146.837	12.330.594	12.517.114	12.706.439	12.898.610	
FAVÖK Marjı	77,91%	94,32%	94,29%	94,26%	94,24%	94,21%	94,19%	94,16%	94,13%	94,11%	
Yıllık Değişim		12192,83%	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%	1,51%	
Amortisman	3.446.486	3.446.486	3.446.486	3.446.486	3.446.486	3.843.045	3.909.139	3.975.232	4.041.325	4.107.418	
Faaliyet Karı	-3.353.435	7.992.150	8.165.255	8.340.964	8.519.316	8.303.791	8.421.455	8.541.882	8.665.114	8.791.192	
Yıllık Değişim		A.D.	2,17%	2,15%	2,14%	-2,53%	1,42%	1,43%	1,44%	1,46%	
Kurumlar Vergis Oranı	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	16%	
Ödenecek Vergi	-536.550	1.278.744	1.306.441	1.334.554	1.363.090	1.328.607	1.347.433	1.366.701	1.386.418	1.406.591	
Yatırım	51.697.297					5.948.385	991.398	991.398	991.398	991.398	
WC	9.953	1.010.676	1.026.251	1.042.065	1.058.124	1.074.429	1.090.986	1.107.798	1.124.869	1.142.204	
WC Değişim	9.953	1.000.723	15.575	15.815	16.058	16.306	16.557	16.812	17.071	17.334	
Serbest Nakit Akımı	-51.077.650	9.159.169	10.289.726	10.437.081	10.586.653	4.853.539	9.975.207	10.142.203	10.311.552	10.483.287	133.162.556
AOSM	10,03%	10,03%	10,03%	10,03%	10,03%	10,03%	10,03%	10,03%	10,03%	10,03%	10,03%
İndirgeme Dönemi	0,25	1	2	3	4	5	6	7	8	9	9,5
İNA	-49.871.580	8.324.247	8.499.269	7.835.121	7.222.944	3.009.560	5.621.539	5.194.629	4.799.933	4.435.039	53.706.463

4.5.9. Duyarlılık Analizi

Urlati GES için baz senaryoda %10,03 AOSM kullanılarak 54.223.164 dolar piyasa değeri tespit edilmiştir.

Yatırımcının projeksiyonun gerçekleşme ihtimali ve değerlemeye konu Şirket'e yatırım yaparken beklediği getiri oranına (AOSM) göre Şirketin piyasa değeri değişebilmektedir.

Öngörülen 2025-2034 projeksiyon dönemindeki Şirketin öngördüğü FAVÖK'ün %20 daha az veya %20 daha fazla olması durumunda, AOSM'nin %8,58-%11,03 aralığında değişmesi durumunda ve uç değer büyüme oranının %0-4 bandında değişmesi durumunda Şirketin sahip olabileceği piyasa değeri duyarlılık analizi yapılarak analiz edilmiştir.

Urlati GES İNA Değeri AOSM & FAVÖK Duyarlılık Analizi						
₺	Baz Değer	Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti				
	54.223.164	8,58%	9,53%	10,03%	10,53%	11,03%
Öngörülen FAVÖK Gerçekleşme Oranı	-20,00%	50.356.860	37.142.869	31.470.162	26.478.049	22.052.591
	-10,00%	64.234.305	49.272.097	42.846.663	37.190.732	32.175.512
	0,00%	78.111.749	61.401.325	54.223.164	47.903.414	42.298.433
	10,00%	91.989.193	73.530.552	65.599.665	58.616.097	52.421.354
	20,00%	105.866.637	85.659.780	76.976.165	69.328.779	62.544.276

Urlati GES İNA Değeri FAVÖK & Uç Değer Duyarlılık Analizi						
₺	Baz Değer	Öngörülen FAVÖK Gerçekleşme Oranı				
	54.223.164	-20,00%	-10,00%	0,00%	10,00%	20,00%
Uç Değer Büyüme Oranı	0%	22.305.841	32.488.378	42.670.915	52.853.451	63.035.988
	1%	26.380.564	37.093.972	47.807.380	58.520.787	69.234.195
	2%	31.470.162	42.846.663	54.223.164	65.599.665	76.976.165
	3%	38.007.726	50.235.966	62.464.207	74.692.447	86.920.687
	4%	46.713.635	60.076.116	73.438.597	86.801.077	100.163.558

Urlati GES İNA Değeri AOSM & Uç Değer Duyarlılık Analizi						
₺	Baz Değer	Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti				
	54.223.164	8,58%	9,53%	10,03%	10,53%	11,03%
Uç Değer Büyüme Oranı	0%	59.636.256	47.917.478	42.670.915	37.940.639	33.655.538
	1%	67.654.603	53.868.884	47.807.380	42.399.403	37.546.262
	2%	78.111.749	61.401.325	54.223.164	47.903.414	42.298.433
	3%	92.319.900	71.241.321	62.464.207	54.869.023	48.233.766
	4%	112.738.383	84.641.052	73.438.597	63.967.559	55.856.952

5. İŞTİRAK VE BAĞLI ORTAKLIKLARIN NİHAİ DEĞER GÖRÜŞÜ

Genergy, Windrogen, Romanya GES ve Uralati GES'in piyasa değeri İndirgenmiş Nakit Akımı Analizi kullanılarak hesaplanmıştır. Genergy, Windrogen, Romanya GES ve Uralati GES'in değerlemesinde sadece gelir yaklaşımı İNA metodunun kullanılmasının sebebi şirketlerin yatırım sürecinde olması nedeniyle çarpan analizine konu edilebilecek mali verilerinin henüz olmaması ve gelecek dönemdeki iş planına göre mevcut durumdaki gelir ve karlılığını artırma potansiyeli bulunmasıdır. Maliyet yaklaşımı (öz kaynak veya net aktif değer) şirketin gayri faal olmaması veya holding/gayrimenkul yatırım ortaklığı gibi kendi faaliyetinden nakit üretmek yerine sahip olduğu iştirak veya varlıklardan gelir elde eden bir şirket olmaması nedeniyle kullanılmamıştır.

Genergy'nin nihai değeri İndirgenmiş Nakit Akımı Analizi kullanılarak hesaplanmış olup İNA'dan hesaplanan 63.475.565 dolar değer 30 Haziran 2025 günü saat 15:30'da TCMB tarafından belirlenen gösterge niteliğindeki dolar alış kuru olan 39,7408 TL baz alınarak **2.522.569.744 TL** piyasa değeri hesaplanmıştır.

Genergy Nihai Değer	
Metod	İNA
Hesaplanan Değer, \$	63.475.565
Genergy Nihai Değeri, \$	63.475.565
30 Haziran 2025 TCMB Dolar Alış Kuru	39,7408
Genergy Nihai Değer, TL	2.522.569.744

Windrogen nihai değeri İndirgenmiş Nakit Akımı Analizi kullanılarak hesaplanmış olup İNA'dan hesaplanan 41.677.989 dolar değer 30 Haziran 2025 günü saat 15:30'da TCMB tarafından belirlenen gösterge niteliğindeki dolar alış kuru olan 39,7408 TL baz alınarak **1.656.316.636 TL** piyasa değeri hesaplanmıştır.

Windrogen Nihai Değer	
Metod	İNA
Hesaplanan Değer, \$	41.677.989
Windrogen Nihai Değeri, \$	41.677.989
30 Haziran 2025 TCMB Dolar Alış Kuru	39,7408
Windrogen Nihai Değer, TL	1.656.316.636

Cetate Romanya GES1'in nihai değeri İndirgenmiş Nakit Akımı Analizi kullanılarak hesaplanmış olup İNA'dan hesaplanan 48.809.731 dolar değer 30 Haziran 2025 günü saat 15:30'da TCMB tarafından belirlenen gösterge niteliğindeki dolar alış kuru olan 39,7408 TL baz alınarak **1.939.737.767 TL** piyasa değeri hesaplanmıştır.

Cetate Romanya GES1 Nihai Değer	
Metod	İNA
Hesaplanan Değer, \$	48.809.731
Romanya GES Nihai Değeri, \$	48.809.731
30 Haziran 2025 TCMB Dolar Alış Kuru	39,7408
Romanya GES Nihai Değer, TL	1.939.737.767

Uralati GES'in nihai değeri İndirgenmiş Nakit Akımı Analizi kullanılarak hesaplanmış olup İNA'dan hesaplanan 54.223.164 dolar değer 30 Haziran 2025 günü saat 15:30'da TCMB tarafından belirlenen gösterge niteliğindeki dolar alış kuru olan 39,7408 TL baz alınarak **2.154.871.909 TL** piyasa değeri hesaplanmıştır.

Uralati GES Nihai Değer	
Metod	İNA
Hesaplanan Değer, \$	54.223.164
Uralati GES Nihai Değeri, \$	54.223.164
30 Haziran 2025 TCMB Dolar Alış Kuru	39,7408
Uralati GES Nihai Değer, TL	2.154.871.909

Pasifik Elektronik'un, 2023 yılı Aralık ayında kurulmuş olması ve faaliyetlerine henüz başlamaması göz önünde bulundurularak gelir yaklaşımı ve piyasa yaklaşımı dikkate alınmamıştır. Bu gerekçelerle Şirket'in değerine yönelik görüş öz kaynak değeri üzerinden verilmiştir. Şirketin 30.06.2025 tarihli bilançosunda yer alan öz kaynakları

3.438.407 TL olup piyasa değeri de bu rakama eşit kabul edilmiştir. Böylelikle özkaynak tutarı olan **3.438.407 TL**'nin Şirket'in piyasa değerine makul bir gösterge olduğu kanaatindeyiz.

6. PASİFİK ENERJİ NİHAİ DEĞER GÖRÜŞÜ

Pasifik Enerji, faaliyetlerini iştirakleri olan Pasifik Elektronik, Genergy, Windrogen, Seara la Cetate (Romanya GES) ve Uralati GES üzerinden gerçekleştirmesi sebebiyle "İndirgenmiş Nakit Akımı Yöntemi" (İNA) ve "Çarpan Metodu" kullanılmamış olup Şirket'in 30.06.2025 tarihi itibarıyla piyasa değeri, Şirket'in varlıklarının gerçek değeri ile yükümlülüklerinin gerçek değeri arasındaki farklılıkları baz alan "Net Aktif Değer Yöntemi" (NAD) kullanılarak hesaplanmıştır.

Pasifik Enerji, Pasifik Elektronik, Windrogen ve Seara la Cetate (Romanya GES)'in %100'üne sahip iken Genergy'nin %20'sine ve Uralati GES'in %34'üne sahiptir.

Bağlı Ortaklık ve İştiraklerin Piyasa Değerinin Pasifik Enerji'ye Düşen Kısmı			30.06.2025
Şirket	%100 PD TL	Pay oranı	Pasifik Enerji Payı
Genergy Enerji Anonim Şirketi	2.522.569.744	20,00%	504.513.949
Windrogen Elektrik Üretim Depo Sanayi ve Ticaret A.Ş.	1.656.316.636	100,00%	1.656.316.636
Seara la Cetate SRL	1.939.737.767	100,00%	1.939.737.767
Pasifik Elektronik Elektrik Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.	3.438.407	100,00%	3.438.407
Uralati GES	2.154.871.909	34,00%	732.656.449
Toplam, TL	8.276.934.463		4.836.663.208
Finansal Varlıklar Bilançodaki Kayıtlı Değer, TL @ 30.06.2025			375.242.405
Finansal Varlıklar Değer Artışı, TL			4.461.420.803
Pasifik Enerji Özkaynak @ 30.06.2025			70.292.817
Gerçeğe Uygun Değer, TL			4.531.713.620

Pasifik Enerji'nin finansal yatırımlarının rayiç değeri işbu raporun 5. maddesinde yer alan iştiraklerinin piyasa değerleri ve Pasifik Enerji'nin ortaklık oranı çarpılarak **4.836.663.208 TL** hesaplanmıştır. Pasifik Enerji'nin 30.06.2025 tarihli bilançosunda finansal yatırımların **375.242.405 TL** olan kayıtlı değeri hesaplanan rayiç değerden düşülerek finansal yatırımlarının değer artışı **4.461.420.803 TL** hesaplanmıştır.

Pasifik Enerji için 30.06.2025 tarihli bilançosunda özkaynak değeri olan 70.292.817 TL'ye finansal yatırımların değer artış tutarı olan 4.461.420.803 TL eklenerek **4.531.713.620 TL** piyasa değeri hesaplanmıştır.

Pasifik Enerji Piyasa Değeri, TL	30.06.2025
Pasifik Enerji Özkaynak @ 30.06.2025	70.292.817
Finansal Yatırım Değer Artışı	4.461.420.803
Gerçeğe Uygun Değer, TL	4.531.713.620

Ekler**Ek1: Değerlemeyi Yapan Kişinin Beyanı**

İlker Şahin olarak, iş bu değerlendirme çalışmasını gerçekleştirebilmek için gerekli olan akademik eğitime, mesleki bilgi ve tecrübeye, teknik niteliğe ve Sermaye Piyasası Faaliyetleri Düzey 3 Lisansı'na sahip olduğumu; değerlemeyi gerçekleştirirken bağımsızlık ilkelerine uyduğumu beyan ederim.

Ek2: Değerlemeyi Yapan Kişinin Sermaye Piyasası Faaliyetleri Düzey 3 Lisansı**Ek3: Değerlemeye Konu Şirketin Değerlemeye Konu Mali Verileri**

Şirket'in TMS/TFRS'ye göre hazırlanmış mali verileri üzerinden değerlendirme çalışması gerçekleştirilmiştir. Şirketin mali verileri işbu raporun 2 numaralı bölümü altında gösterilmektedir.

Ek4: Bizim Menkul Değerler Bağımsızlık ve Tebliğ'e Uyum Beyanı

Bizim Menkul Değerler A.Ş. olarak iş bu değerleme raporunu hazırlarken;

- Şirket değerleme çalışmasının Sermaye Piyasası Kurulu'nun III-62.1 sayılı "Sermaye Piyasasında Değerleme Standartları Hakkında Tebliğ"i gereği Uluslararası Değerleme Standartları (UDS) kapsamında yürütüldüğünü ve tüm yönleriyle ilgili standartlara uygun olduğunu olarak beyan ederiz.
- Şirket değerleme çalışmasının Türkiye Sermaye Piyasaları Birliğinin 9 Ekim 2019 tarihli 42 no'lu "Gayrimenkul Dışındaki Varlıkların Sermaye Piyasası Mevzuatı Kapsamındaki Değerlemeleri İçin Hazırlanan Raporlarda Bulunması Gereken Asgari Hususlar" genelgesine uygun olduğunu olarak beyan ederiz.
- Değerleme Uzmanı'nın değerleme raporunu oluştururken tarafsızlık ilkesine bağlı kaldığını beyan ederiz.
- Raporun kapsamının hiçbir fayda şartına bağlanmamış ve önyargısız olarak hazırlanmış olduğunu beyan ederiz.
- Raporda sunulan bulgular ve kullanılan tüm bilgiler makul ölçüde değerlendirildiğinde bariz şekilde gerçeğe aykırı olduğuna ilişkin bir şüpheye ulaşılamamıştır. Söz konusu bilgilerin ve bulguların sahip olduğumuz tüm bilgiler çerçevesinde tüm önemli yönleriyle gerçeğe uygun olduğunu ve bu bilgilerin anlamını değiştirecek nitelikte bir eksiklik bulunmaması için her türlü makul özenin gösterildiğini beyan ederiz.
- Pazar Değeri'nin tespiti ve raporlanması sürecinde Sermaye Piyasası Kurulunun 11.04.2019 tarih ve 21/500 sayılı kararında belirtilen
 - Kurul'ca kısmi veya geniş yetkili olarak yetkilendirilen ve değerlemeyi yapacak "Sermaye Piyasası Faaliyetleri Düzey 3 Lisansı" veya "Türev Araçlar Lisansı"na sahip en az 10 kişiyi tam zamanlı olarak istihdam eden aracı kurumlar
 - Ayı bir "Kurumsal Finansman Bölümü"ne veya değerleme hizmeti sunmak üzere oluşturulmuş benzer nitelikteki özel bir birime sahip olması,
 - Değerleme çalışmaları sırasında kullanılması gereken prosedürlerin bulunduğu kuruluş genelgeleri, değerlendirme metodolojisi, el kitabı veya benzeri belirlenmiş prosedürlerinin bulunması,
 - Müşteri kabulü, çalışmanın yürütülmesi, raporun hazırlanması ve imzalanması süreçlerinde kullanılacak kontrol çizelgeleri veya benzeri dokümanlara sahip olması,
 - Değerleme çalışmalarının teknik altyapısını oluşturan yeterli bilgi bankası, iç genelge, geliştirilmiş know-how ve benzeri unsurların bulunması,
 - Değerleme çalışmalarında ihtiyaç duyulan bilgilerin elde edilmesi ile ilgili araştırma altyapısına sahip olmasışartlarını haiz olduğumuzu beyan ederiz.

Saygılarımızla,

Ek5: Bizim Menkul Değerler Sorumluluk Uyum Beyanı

Sermaye Piyasası Kurulu'nun 11.04.2019 tarih ve 21/500 sayılı karar uyarınca Sermaye Piyasası Kurulu'nun 11.04.2019 ve 2019/19 sayılı haftalık bülteninde ilan edilen duyuruya istinaden;

"Gayrimenkul Dışındaki Varlıkların Sermaye Piyasası Mevzuatı Kapsamındaki Değerlemelerinde Uyulacak Esaslar başlığının F maddesinin 9. Maddesi" çerçevesinde verdiğimiz bu beyan ile Sermaye Piyasası Kurulu'nun kararında belirtilen niteliklere sahip olduğumuzu ve bağımsızlık ilkelerine uyduğumuzu, Şirket Değerleme Raporu'nun bir parçası olan bu raporda yer alan bilgilerin, sahip olduğumuz tüm bilgiler çerçevesinde, gerçeğe uygun olduğunu ve bu bilgilerin anlamını değiştirecek nitelikte bir eksiklik bulunmaması için her türlü özenin gösterilmiş olduğunu beyan ederiz.

Ek6: Bizim Menkul Değerler Etik İlkeler'e Uyum Beyanı

Şirket'in bu Değerleme Raporu'nda yer alan Değerleme Çalışmasının, SPK'nin Sermaye Piyasasında Değerleme Standartları Hakkında Tebliğ (III-62.1) ve Uluslararası Değerleme Standartları dikkate alınarak aşağıdaki etik ilkeler çerçevesinde hazırlandığını beyan ederiz.

- Yapılan Değerleme Çalışması sırasında dürüst ve doğru davranılmış ve çalışmalar Şirket ve Şirket hissedarlarına zarar vermeyecek bir biçimde yürütülmüştür.
- Değerleme işini alabilmek için bilerek yanlış, yanıltıcı ve abartılı beyanlarda bulunulmamış ve bu şekilde reklam yapılmamıştır.
- Bilerek aldatici, hatalı, önyargılı görüş ve analiz içeren bir rapor hazırlanmamış ve bildirilmemiştir.
- Bizim Menkul, önceden belirlenmiş fikirleri ve sonuçları içeren bir görevi kabul etmemiştir. Değerleme işi gizlilik içerisinde ve basiretli bir şekilde yürütülmüştür.
- Bizim Menkul, müşterinin talimatlarını yerine getirmek için zamanında ve verimli şekilde hareket etmiştir.
- Görev, bağımsızlık ve objektiflik içerisinde kişisel çıkarlar gözetmeksizin yerine getirilmiştir.
- Değerleme Ücreti, raporun herhangi bir yönüne bağlı değildir.
- Görevle ilgili ücretler, değerlemenin önceden belirlenmiş sonuçlarına yahut değerlendirme raporunda yer alan diğer bağımsız, objektif tavsiyelere bağlı değildir.
- Raporda kullanılan bilgiler talebimiz üzerine Şirket tarafından sağlanmış bilgilerden oluşmaktadır.

Bizim Menkul Değerler olarak Değerleme Çalışmasındaki analizlerin doğru ve güvenilir olduğunu beyan etmekteyiz.

Ek7: Genergy Hibrit (Doğalgaz + GES) Üretim Lisansı



ÖZEL HÜKÜMLER

Bu Lisans, **Genergy Enerji Anonim Şirketi**' ne aşağıda bilgileri verilen üretim tesisi için verilmiştir

1- Üretim tesisine ilişkin bilgiler

Proje/Tesis Adı	: TAHA Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali
İli	: Mardin
İlçesi	: Artuklu
Mevkii	: Avcılar mahallesi
Tesis tipi	: Birleşik elektrik üretim tesisi
Ünite sayısı	: 4 (dört) adet
Ünite kurulu güçleri	: [(2x71) GT+ 71 BT+92,9995] MWm / [(2x 68) GT+ 69 BT] MWe
Tesis toplam kurulu gücü	: 305,9995 MWm / 205,00 MWe
Kaynak/Yakıt türü veya türleri	: Doğal gaz /Güneş
Yıllık elektrik enerjisi üretim miktar	: 1.610.000.000 kWh
Sisteme bağlantı noktası ve gerilim seviyesi	: Kızıltepe TM-Mardin TM EİH'na girdi-çıkı, 154 kV

1.1- Ana Kaynağa Dayalı Ünitelere İlişkin Bilgiler:

Tesis Tipi	: Termik-Kombine çevrim
Kaynak türü	: Doğal gaz
Ünite sayısı	: 3 (üç) adet
Ünite kurulu gücü	: [(2x71) GT+ 71 BT] MWm / [(2x 68) GT+ 69 BT] MWe
Toplam kurulu gücü	: 213,00 MWm / 205,00 MWe
Tesis tamamlanma tarihi	: 18/08/2027 [18/02/2024 tarihinden itibaren 42 ay]

1.2-Yardımcı Kaynağa Dayalı Üniteye İlişkin Bilgiler:

Kaynak türü	: Güneş
Ünite sayısı	: 1 (Bir)
Ünite kurulu gücü	: 92,99950 MWm
Toplam kurulu gücü	: 92,99950 MWm
Ünite tamamlanma tarihi	: 1.08.2027 [1.08.2024 tarihinden itibaren 36 ay]

2- Bildirim adresi: Ataköy 7-8-9-10. Kısım Mah. Çobançeşme E-5 Yan Yol Cad. 2 8/2' Kapı:16 Bakırköy/İSTANBUL

3- Lisansın yürürlüğe girmesi ve süresi

Bu lisans, 23/03/2023 tarihinde yürürlüğe girer ve lisans sahibinin bu lisans kapsamındaki hak ve yükümlülükleri, lisansın yürürlük tarihinden itibaren geçerlilik kazanır. Bu lisans, yürürlük tarihinden itibaren 37 yıl, 4 ay, 19 gün süreyle geçerlidir.

1/1

EÜ/11747-1/05389

Ek8: Windrogen AREL RES Depolamalı Elektrik Üretim Ön Lisansı



ÖZEL HÜKÜMLER

Bu ön lisans Windrogen Elektrik Üretim Depolama Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi'ne aşağıda bilgileri verilen depolamalı elektrik üretim tesisi projesi için verilmiştir.

1- Üretim tesisi projesine ilişkin bilgiler

Proje Adı	: Arel RES
İli	: Edirne
İlçesi	: Keşan
Tesis türü	: Yenilenebilir
Yıllık elektrik enerjisi üretim miktarı	: 159.600.000 kWh
Sisteme bağlantı noktası ve gerilim seviyesi	: İpsala TM'nin OG Barası, 31,5 kV

1.1 Üretim tesisi ünitesine ilişkin bilgiler:

Kaynak türü	: Depolamalı rüzgar enerjisi
Ünite sayısı	: 7 adet
Ünite kurulu güçleri	: [7 x (5,7 MWm/5,7 MWe)]
Toplam kurulu gücü	: 39,9 MWm/39,9 MWe

1.2 Elektrik depolama ünitesine ilişkin bilgiler:

Ünite teknolojisi	: Lityum-İyon
Ünite sayısı	: 1 adet
Ünite kurulu güçleri	: 39,9 MWe
Toplam kurulu gücü	: 39,9 MWe
Toplam kapasite	: 39,9 MWh

2- Bildirim adresi: Oruçreis Mah. Tekstilkent Cad. B Blok No: 12a İç Kapı No: 053 Esenler/İSTANBUL

3- Ön lisansın yürürlüğe girmesi ve süresi

Bu ön lisans, 28/12/2023 tarihinde yürürlüğe girer ve ön lisans sahibinin bu ön lisans kapsamındaki hak ve yükümlülükleri, ön lisansın yürürlük tarihinden itibaren geçerlilik kazanır. Bu ön lisans, yürürlük tarihinden itibaren 30 (otuz) ay için geçerlidir.

4- Tesis yerine ait koordinat bilgileri

Ünite Koordinatları:

Ad	E	N
T1	455240,000	4508372,000
T2	454591,000	4507650,000
T3	453445,733	4506352,265
T4	455248,000	4506412,000
T5	456481,000	4506212,000

ÖN/12293-14/06027

2 / 3

Bizim Menkul Değerler A.Ş.
Araştırma & Kurumsal Finansman
Merdivenköy Mah. Bora Sok. Göztepe
Nida Kule İş Merkezi No:1 Kat:17
34732 Kadıköy
Tel: +90 (216) 547 13 00

