

iea

International
Energy Agency

Yenilenebilir Enerji

2024

2030'a kadar analiz ve tahmin

ULUSLARARASI ENERJİ AJANSI

IEA tüm spektrumu inceliyor
Petrol, gaz ve kömür arzı ve talebi, yenilenebilir enerji teknolojileri, elektrik piyasaları, enerji verimliliği, enerjiye erişim, talep tarafı yönetimi ve çok daha fazlasını içeren enerji konuları. IEA, yaptığı çalışmalarla, bulunduğu coğrafyada enerjinin güvenilirliğini, satın alınabilirliğini ve sürdürülebilirliğini artıracak politikaları savunmaktadır.
31 üye ülke,
13 birlik ülkesi ve ötesi.

Bu yayın ve burada yer alan herhangi bir harita, herhangi bir bölgenin statüsüne veya egemenliğine, uluslararası sınırların ve hudutların sınırlandırılmasına ve herhangi bir bölgenin, şehrin veya alanın adına hâlel getirmez.

IEA üyesi ülkeler:

Avustralya
Avusturya
Belçika
Kanada
Çek Cumhuriyeti
Danimarka
Estonya
Finlandiya
Fransa
Almanya
Yunanistan
Macaristan
İrlanda
İtalya
Japonya
Kore
Litvanya
Lüksemburg
Meksika
Hollanda
Yeni Zelanda
Norveç
Polonya
Portekiz
Slovak Cumhuriyeti
İspanya
İsveç
İsviçre
Türkiye Cumhuriyeti
Birleşik Krallık
Amerika Birleşik Devletleri

Avrupa Komisyonu da IEA'nın çalışmalarına katılmaktadır

IEA birlik ülkeleri:

Arjantin
Brezilya
Çin
Mısır
Hindistan
Endonezya
Kenya
Fas
Senegal
Singapur
Güney Afrika
Tayland
Ukrayna

Kaynak: IEA.
Uluslararası Enerji Ajansı
Web Sitesi: www.iea.org



Özet

IEA'nın yıllık Yenilenebilir Enerji piyasası raporunun bu baskısı, yenilenebilir enerji teknolojilerinin elektrik, ulaşım ve ısı alanlarında 2030 yılına kadar yayılmasına ilişkin tahminler sunarken, aynı zamanda sektörün karşılaştığı temel zorlukları incelemekte ve daha hızlı büyümeyi engelleyen bariyerleri tanımlamaktadır.

Aralık ayındaki COP28 BM İklim Değişikliği Konferansı'nda hükümetler, 2030 yılına kadar dünyanın kurulu yenilenebilir enerji kapasitesini üç katına çıkarmak için birlikte çalışmayı kabul etti. *Yenilenebilir Enerji 2024*, mevcut politikalar ve piyasa gelişmelerine dayanarak küresel üç katına çıkma hedefine yönelik ilerlemenin izlenmesine ilişkin ülke düzeyinde kapsamlı bir analiz sunmaktadır. Ayrıca, daha hızlı büyümenin önündeki zorlukları da değerlendirmektedir.

Raporda ilk kez biyoenerji, biyogazlar, hidrojen ve e-yakıtlar da dahil olmak üzere yenilenebilir yakıtlara ilişkin özel bir bölüm yer almaktadır. Bu yakıtların 2030 yılına kadar küresel enerji talebindeki rolünü ve sanayi, bina ve ulaştırma sektörlerini karbonsuzlaştırma potansiyelini tahmin etmektedir.

Rapor, ayrıntılı pazar analizi ve tahminlerine ek olarak, dağıtımı yönlendiren politika eğilimleri, güneş PV ve rüzgar üretimi, yenilenebilir teknolojilerin maliyetleri, hidrojen üretimi için elektrolizör ve yenilenebilir kapasite, yenilenebilir enerji şirketleri için beklentiler ve şebeke bağlantı sıraları ile birlikte yenilenebilir enerjilerin sistem entegrasyonu dahil olmak üzere sektör için önemli gelişmeleri de incelemektedir.

Teşekkür, katkıda bulunanlar ve krediler

Bu çalışma Enerji Piyasaları ve Güvenliği Direktörlüğü Yenilenebilir Enerji Bölümü tarafından hazırlanmıştır. Kıdemli Analist Heymi Bahar tarafından tasarlanmış ve yönetilmiştir.

Raporda analiz, taslak hazırlama ve çok sayıda meslektaşın katkılarından yararlanılmıştır. Raporun başlıca yazarları Yasmina Abdelilah, Ana Alcalde Bäscones, Vasilios Anatolitis, Heymi Bahar, Piotr Bojek, François Briens, Trevor Criswell, Jeremy Moorhouse, Kartik Veerakumar ve veri yönetiminden de sorumlu olan Laura Mari Martinez'dir.

Yenilenebilir Enerji Bölümü Başkanı Paolo Frankl, bu çalışmaya stratejik rehberlik ve girdi sağlamıştır. Başta Keisuke Sadamori, Laura Cozzi, Tim Gould, Timur Gül, Brian Motherway, Dan Dorner, Toril Bosoni, Dennis Hessling ve Pablo Hevia-Koch olmak üzere diğer üst düzey yöneticiler ve IEA bünyesindeki çok sayıda meslektaşımız tarafından değerli yorumlar, geri bildirimler ve rehberlik sağlanmıştır.

Bu çalışmaya önemli katkılarda bulunan diğer IEA meslektaşları arasında şunlar yer almaktadır:

Jose Bermudez Menendez, Stéphanie Bouckaert, Eren Cam, Elizabeth Connelly, Chiara Delmastro, Araceli Fernandez Pales, Ciarán Healy, Martin Kueppers, Akos Losz, Rafael Martinez Gordon, Gergely Molnar, Francesco Pavan, Apostolos Petropoulos, Isaac Portugal, Uwe Remme, Thomas Spencer, Brent Wanner, Biqing Yang ve Peter Zeniewski.

IEA Enerji Veri Merkezi'nden alınan güncel veriler, Luca Lorenzoni, Taylor Morrison, Nick Johnstone ve Roberta Quadrelli'nin özel yardımlarıyla raporun temelini oluşturmuştur.

Bu çalışma, IEA Uzun Vadeli İşbirliği Daimi Grubu, IEA Yenilenebilir Enerji Çalışma Grubu, Yenilenebilir Sanayi Danışma Kurulu (RIAB) üyeleri ve IEA ortak ülkeleri ile diğer uluslararası kuruluşlardan uzmanların kapsamlı inceleme ve yorumlarından yararlanmıştır. Çalışma ayrıca IEA Enerji Araştırma ve Teknoloji Komitesi, IEA Teknoloji İşbirliği Programları (IEA TCP'ler) tarafından yapılan geri bildirimlerden de yararlanmıştır.

IEA dışından birçok uzman bu rapora değerli katkılarda bulunmuş, yorum yapmış ve incelemiştir. Bunlar arasında şunlar bulunmaktadır:

Ülkeler

Kanada (Natural Resources Canada), Çin (Energy Research Institute - ERI), Danimarka (Ministry of Climate, Energy and Utilities), Avrupa Birliği (European Commission - DG Energy, DG Research and Innovation), Finlandiya (Ministry of Economic Affairs and Employment), Fransa (Ministry of Ecological Transition and Territorial Cohesion, Ministry of Economy, Finances and Industry), Almanya (Federal Almanya Ekonomik İşler ve İklim Eylemi Bakanlığı), Japonya (Ekonomi, Ticaret ve Sanayi Bakanlığı - METI), İspanya (Enerji Çeşitlendirme ve Enerji Tasarrufu Enstitüsü - IDAE), İsviçre (Federal Enerji Ofisi), Amerika Birleşik Devletleri (Enerji Bakanlığı (DOE), Enerji Bilgi İdaresi (EIA)) ve Birleşik Krallık (Enerji Güvenliği ve Net Sıfır Departmanı).

Teknoloji İşbirliği Programları (TCP'ler)

Biyoenjerji TCP, Jeotermal TCP, Hidrojen TCP, Hidroelektrik TCP, Fotovoltaik Güç Sistemleri (PVPS) TCP, Solar Isıtma ve Soğutma (SHC) TCP, SolarPACES TCP, Rüzgar Enerjisi TCP.

Diğer Kuruluşlar

Bioenergy Europe, BP, Enel, European Biogas Association (EBA), Council on Energy, Environment and Water (CEEW), Climate Ethanol Alliance, European Commission Joint Research Centre (JRC), European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), J-Power, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Red Eléctrica de España (REE), RNG Coalition, Siemens Energy. SolarPower Europe, SPV Pazar Araştırması, Studio Gear Up, Vestas, WindEurope.

Yazarlar ayrıca makaleyi ustalıkla düzenleyen Kristine Douaud'ya ve IEA İletişim ve Dijital Ofisine, özellikle Gaëlle Bruneau, Jon Custer, Astrid Dumond, Merve Erdil, Liv Gaunt, Grace Gordon, Jethro Mullen, Isabelle Nonain-Semelin, Robert Stone, Clara Vallois ve Lucile Wall'a yardımları için teşekkür eder. Ayrıca, Yönetim ve İdare Ofisi'nden Ivo Letra veri yönetimine destek vermiştir.

Sorularınız veya yorumlarınız mı var?

Lütfen bize IEA-REMR@iea.org adresinden yazın.

İçindekiler tablosu

Yönetici özeti	7
Bölüm 1. Küresel genel bakış	13
Yenilenebilir enerji tüketimi	13
Yenilenebilir elektrik.....	15
Yenilenebilir taşımacılık	18
Yenilenebilir ısı	21
Bölüm 2. Elektrik	29
Küresel tahmin özeti	29
Küresel üçe katlama taahhüdünün takibi.....	36
Bölgesel tahmin eğilimleri	41
Politika, teknoloji ve pazar eğilimleri	65
Bölüm 3. Yenilenebilir yakıtlar	126
Özet	126
Katı biyoenerji	133
Biyoyakıtlar	139
Biyogazlar	157
Hidrojen ve e-yakıtlar	172

Yönetici özeti

Küresel yenilenebilir enerji büyümesi 2030 yılı için mevcut hükümet hedeflerini aşacak

Küresel yenilenebilir enerji kapasitesinin 2030 yılına kadar 2,7 kat artarak ülkelerin mevcut hedeflerini yaklaşık %25 oranında aşması bekleniyor, ancak yine de üç katına çıkma konusunda yetersiz kalıyor. Yaklaşık 140 ülkedeki iklim ve enerji güvenliği politikaları, yenilenebilir enerji kaynaklarının fosil yakıtlı enerji santralleriyle maliyet açısından rekabet edebilir hale gelmesinde çok önemli bir rol oynamıştır. Bu durum özel sektörden ve hane halkından yeni taleplerin oluşmasını sağlarken, güneş panelleri ve rüzgar türbinlerinin yerel üretimini teşvik eden sanayi politikaları da iç pazarları güçlendiriyor. Ancak bu, COP28 iklim zirvesinde yaklaşık 200 ülke tarafından belirlenen dünya çapında yenilenebilir enerji kapasitesini üç katına çıkarma hedefine ulaşmak için yeterli değildir.

Mevcut politikalar ve piyasa koşulları göz önüne alındığında, ana senaryomuz 2030 yılına kadar 5 500 gigawatt (GW) yeni yenilenebilir kapasitenin faaliyete geçeceğini öngörmektedir. Bu, küresel yenilenebilir kapasite ilavelerinin her yıl artmaya devam edeceği ve 2030 yılına kadar yıllık yaklaşık 940 GW'a ulaşacağı anlamına geliyor - geçen yıl elde edilen rekor seviyeden %70 daha fazla. Güneş enerjisi ve rüzgâr, neredeyse tüm ülkelerde artan ekonomik cazibeleri nedeniyle bu on yılın sonuna kadar tüm yenilenebilir kapasite artışının %95'ini oluşturacaktır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının yaygınlaştırılması konusunda küresel ölçekte kaydedilen güçlü ilerleme hızı, ülkelerin 2025'te açıklanacak bir sonraki Ulusal Katkılar (NDC'ler) turunda daha yüksek hedefler açıklamaları için bir fırsat sunmaktadır. Sadece 14 ülke COP28'den önce tasarladıkları NDC'lerde açık yenilenebilir kapasite hedeflerine sahipti. Ana vakamızda, toplamda küresel kapasitenin %80'ini oluşturan yaklaşık 70 ülke, 2030 için mevcut hedeflerine ulaşıyor veya bu hedefleri aşıyor. Bu hedefleri aşanlar arasında Çin büyük bir ağırlığa sahiptir, ancak Brezilya, Hindistan ve ABD gibi diğer büyük ekonomiler de katkıda bulunmaktadır.

2030 öngörüsünün iki ana itici gücü var: güneş enerjisi ve Çin

Çin, 2030 yılına kadar küresel kapasite artışının %60'ını gerçekleştirerek küresel yenilenebilir enerji lideri konumunu sağlamlaştırmaya hazırlanıyor. Ülkenin, güneş enerjisi ve rüzgâr için on yıl sonu hedefi olan 1 200 GW'ı altı yıl erken aşmasının ardından, 2030 yılında dünya çapında kurulu tüm yenilenebilir enerji kapasitesinin her bir megavatına ev sahipliği yapacağı tahmin ediliyor.

2020'de tarife garantilerinin sona ermesinden bu yana Çin'in kümülatif güneş enerjisi kapasitesi neredeyse dört katına çıkarken, rüzgar enerjisi kapasitesi de maliyet rekabeti ve destekleyici politikalar sayesinde iki katına çıktı. Çin'in

Başarı, tüm yenilenebilir teknolojiler genelinde hem büyük ölçekli hem de dağıtık yenilenebilir enerjilere yönelik kapsamlı destekten kaynaklanmaktadır.

Avrupa Birliği ve Amerika Birleşik Devletleri'nin 2024-2030 yılları arasında yenilenebilir kapasite artış hızını iki katına çıkaracağı tahmin edilirken, Hindistan büyük ekonomiler arasında en hızlı büyüme oranına sahip ülke olacak. Enflasyon Azaltma Yasası'nın vergi kredileri Amerika Birleşik Devletleri'nde büyümeyi desteklemeye devam ederken, rekabetçi ihaleler ve kurumsal enerji satın alma anlaşmaları Avrupa Birliği'nde büyümeyi destekleyecek. Üye ülkelerin büyüme eğilimleri, bloğun 2030 için 600 GW'lık güneş enerjisi hedefini ulaşılabilir kılıyor, ancak rüzgar için daha fazla çaba gerekiyor. Hindistan'da ihalelerin hızla genişlemesi, çatı üstü PV için yeni bir destek programının başlatılması ve birçok kamu hizmeti şirketi için daha güçlü finansal göstergeler, ülkeyi 2030 yılına kadar büyük ekonomiler arasında en hızlı büyüyen yenilenebilir enerji pazarı haline getiriyor.

Bugün ile 2030 arasında eklenen yeni güneş enerjisi kapasitesi, bu on yılın sonunda küresel olarak yenilenebilir enerjideki büyümenin %80'ini oluşturacaktır. Azalan maliyetler, daha kısa izin süreleri ve yaygın sosyal kabul nedeniyle benimseme hızlanmaktadır. Maliyet rekabetçiliği ve politika desteği, daha fazla hane halkı ve şirket elektrik faturalarını azaltmaya çalıştıkça, konut ve ticari tüketiciler arasında dağıtılmış uygulamaların büyümesini de teşvik etmektedir.

Son zamanlarda yaşanan tedarik zinciri ve makroekonomik zorluklara rağmen rüzgâr sektörünün toparlanması beklenmektedir. Avrupa, Amerika Birleşik Devletleri, Hindistan ve diğer yükselen ve gelişmekte olan ekonomilerde ihale tasarımı, izin verme ve şebeke bağlantısı ile ilgili politika değişikliklerinin proje bankacılığını geliştirmesi ve rüzgar sektörünün son zamanlarda yaşadığı finansal zorluklardan kurtulmasına yardımcı olması bekleniyor. Tahminlere göre 2024 ve 2030 yılları arasında küresel rüzgâr kapasitesi artış hızı 2017-23 dönemine kıyasla iki katına çıkacaktır. Hidroelektrik kapasite artışı Çin, Hindistan, ASEAN bölgesi ve Afrika kaynaklı olarak sabit kalmaktadır. Biyoenerji, jeotermal, yoğunlaştırılmış güneş enerjisi ve okyanus dahil olmak üzere diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının rolünün, politika desteği eksikliği nedeniyle azalması beklenmektedir.

Hidrojen, yeni yenilenebilir kapasite artışı için ihmal edilebilir bir itici güç olmaya devam etmektedir. Artan politika desteğine rağmen, yenilenebilir enerjiden üretilen hidrojenin 2030 yılında toplam hidrojen üretiminin sadece %4'ünü oluşturması beklenmektedir. Küresel kurulu elektrolizör kapasitesinin on yılın sonuna kadar elli kat artması beklenirken, elektrolizörlerin yarısının mevcut tesislerden elde edilen bol miktarda düşük maliyetli yenilenebilir enerji üretimini kullanacağı tahmin edildiğinden, bunun yalnızca bir kısmı yeni yenilenebilir enerji santralleri tarafından sağlanacaktır. Genel olarak, hidrojenin 2030 yılına kadar sadece 43 GW'lık yeni yenilenebilir kapasiteyi ya da toplam küresel yenilenebilir kapasite artışının %1'inden daha azını yönlendireceği tahmin edilmektedir.

Küresel yenilenebilir enerji kapasitesinin üç katına çıkarılması mümkün, ancak politika iyileştirmelerine ihtiyaç var

Hızlandırılmış durumumuz, küresel yenilenebilir kapasitenin 2030 yılında yaklaşık 11.000 GW'a ulaşarak üç katına çıkma hedefine ulaşmak için bir yol ortaya koymaktadır. Bu durumda Çin, Avrupa, Hindistan ve Amerika Birleşik Devletleri dünya genelindeki toplam kurulu kapasitenin %80'ini oluşturmaktadır. Çin'de şebeke entegrasyonu zorlukları ele alınırken ve şirketler dağıtılmış güneş enerjisi sistemlerini daha hızlı bir şekilde kurarken, Avrupa ve Amerika Birleşik Devletleri'nde hükümetler uzun izin sürelerini kısaltmakta ve ek dağıtımın kilidini açmak için yeni şebeke kapasitesi ve esnek varlıklara yatırımı teşvik etmektedir. Hindistan'da arazi tedariki, şebeke bağlantısı bekleme süreleri ve elektrik dağıtım şirketlerinin zayıf finansal sağlığı gibi zorlukları ele alan politikalar ek büyüme sağlıyor.

Yükselen ve gelişmekte olan ekonomilerde kullanılmayan büyük yenilenebilir enerji potansiyeli, politikaların iyileştirilmesi halinde hayata geçirilebilir. Yüksek finansman maliyetleri, yükselen ve gelişmekte olan ekonomilerin çoğunda yenilenebilir enerjinin ekonomik cazibesini azaltmaktadır. Diğer önemli zorluklar arasında zayıf şebeke altyapısı ve ihale hacimlerinin görünürlüğü olmaması yer almaktadır. Net uzun vadeli hedeflere sahip istikrarlı politika ortamları oluşturmak da dahil olmak üzere riskleri azaltmaya yönelik önlemler, ek kapasitenin ortaya çıkmasına yardımcı olabilir. Uzun vadeli sözleşmelerle aşırı fosil yakıt kapasitesine sahip ülkelerde, politika yapıcılar esnek olmayan elektrik ve yakıt sözleşmelerini yeniden müzakere etmeyi ve fosil yakıt tesislerinin aşamalı olarak kapatılmasını hızlandırmayı düşünebilirler.

Şebeke altyapısı ve yenilenebilir enerji kaynaklarının sistem entegrasyonu, artan politika ilgisine ihtiyaç duymaktadır

Ana durumumuzda, yenilenebilir enerji kaynakları 2030 yılına kadar küresel elektrik üretiminin neredeyse yarısını oluşturacak, rüzgar ve güneş enerjisinin payı iki katına çıkarak %30'a ulaşacaktır. Bu on yılın sonunda, güneş enerjisi hem rüzgarı hem de şu anda açık ara en büyük yenilenebilir üretim kaynağı olan hidroelektriği geride bırakarak en büyük yenilenebilir kaynak haline gelecektir.

Artan rüzgar ve güneş enerjisi üretimi daha yüksek kesintilere yol açarak esnekliğe olan ihtiyacın arttığının altını çizmektedir. Şebeke yatırımlarının ve sistem entegrasyon önlemlerinin hızlı yayılıma ayak uyduramadığı ülkelerde kesinti giderek büyüyen bir sorun haline gelebilir. Örneğin Şili, İrlanda ve Birleşik Krallık'ta rüzgar ve güneş enerjisi kesintisi son zamanlarda %5 ila %15'e ulaşmıştır. Bu piyasaların birçoğunda batarya depolamaya yapılan yatırımların artmasına rağmen, uzun vadeli depolama ve büyük ölçekli talebe yanıt dahil olmak üzere daha fazla esneklik önlemi alınması gerekecektir. 2030 yılına kadar Şili, Almanya, Hollanda ve Portekiz gibi ülkelerde güneş ve rüzgar enerjisi

penetrasyonunun %70'e yaklaşması beklenmektedir.

Bazı ülkelerdeki şebeke reformları sonuç vermeye başlasa da, şebeke altyapısına yapılan yatırımlar gecikmekte ve daha gelişmiş projeler bağlanmayı beklemektedir. Şu anda en az 1 650 GW yenilenebilir kapasite ileri geliştirme aşamasındadır ve şebeke bağlantısı için beklemektedir; bu rakam geçen yılın bu dönemine göre 150 GW daha fazladır. Bununla birlikte, geliştirilen erken aşamalarındaki projeler için şebeke kuyrukları azaldı, projeler ya ilerledi ya da ilerleme eksikliği nedeniyle kuyruktan çıktı - bazıları cezasız -. Dağıtım arttıkça enerji depolamayı entegre etme kuyrukları da önemli ölçüde artmaktadır.

Solar PV ve rüzgar üretimi yarışı devam ediyor, ancak dinamikler değişiyor

Solar PV üreticileri, derinleşen arz bolluğu ve rekor düşük fiyatlar nedeniyle yatırım planlarını azaltıyor. Küresel güneş enerjisi üretim kapasitesinin 2024 yılı sonuna kadar 1 100 GW'ın üzerine çıkarak öngörülen PV talebinin iki katından fazlasına ulaşması bekleniyor. Bu arz fazlası, modül fiyatlarının 2023 başından bu yana yarıdan fazla düşmesine neden olarak 2024 yılında entegre solar PV üreticileri için negatif net marjlara yol açmıştır. Zorlu piyasa koşulları, yaklaşık 25 milyar ABD doları değerinde yaklaşık 300 GW polisilikon ve 200 GW wafer üretim kapasitesi projesinin iptal edilmesiyle sonuçlandı.

Küresel talebin arza yetiştirme ihtimalinin sınırlı olması, küçük üreticileri iflas riskiyle karşı karşıya bırakıyor. Küresel polisilikon üretim kapasitesinin %17'sinin ve yonga plakası üretim kapasitesinin %10'unun yavaş ve yetersiz üretim süreçleri nedeniyle risk altında olduğunu tahmin ediyoruz. Tedarik zinciri kapasitesindeki yavaş büyümeye rağmen, 2030 yılında kapasitenin kurulumları önemli ölçüde aşması beklenmektedir.

Sanayi politikaları ve ticaret önlemleri çeşitlendirmeyi teşvik ederken, Çin'in güneş PV üretimindeki liderliği devam edecektir. 2030 yılına kadar Çin'in tüm PV üretim segmentleri için küresel üretim kapasitesinin %80'inden fazlasını elinde tutması beklenmektedir. Bu arada, Amerika Birleşik Devletleri ve Hindistan'da güneş pili ve modülü üretim kapasitesi neredeyse üç katına çıkmaktadır. Ancak, Amerika Birleşik Devletleri ve Hindistan'da PV modülleri üretmek şu anda Çin'dekinden iki ila üç kat daha pahalı. Bu uçurumun öngörülebilir gelecekte de devam edeceği tahmin edilmektedir. Politika yapımcılar, istihdam yaratma ve enerji güvenliği gibi temel öncelikleri tartarak, yerel üretimin ek maliyetleri ve faydaları arasında ince bir denge kurmayı düşünmelidir.

Buna karşılık, rüzgâr türbini imalat sektörünün 2030 yılına kadar tedarik zincirindeki darboğazları önlemek için daha fazla yatırıma ihtiyacı vardır. Avrupa, Amerika Birleşik Devletleri ve Güneydoğu Asya'da mevcut teşviklere rağmen küresel kara rüzgâr üretim kapasitesi 145 GW'a ulaşarak 2030'da beklenen kurulumların ancak üzerine çıkabilir. Açık deniz rüzgarı için durum daha da vahimdir. Yeni üretim olmadan

projeleri, tedarik zincirindeki darboğazlar, 2030 yılı için iddialı açık deniz rüzgâr hedefleri belirleyen AB üye ülkelerinde açık deniz rüzgârının yaygınlaşmasını geciktirebilir.

Yenilenebilir enerji kapasitesini ödüllendirmek için sadece fiyatların ötesinde kriterler belirlemek, birden fazla politika hedefini takip ederken doğrudan ticaret önlemlerinden kaçınmak için yeni bir araç ortaya çıkıyor. 2024'ün ilk yarısında, dünya çapındaki ihalelerde verilen tüm kapasitenin neredeyse %60'ı sürdürülebilirlik, tedarik zinciri güvenliği veya enerji sistemi entegrasyonu gibi fiyat dışı kriterler içeriyordu - beş yıl önce görülen seviyenin iki katı. Bu yaklaşım kısa vadede daha yüksek ihale fiyatlarına yol açabilirken, enerji sistemi optimizasyonunu ve yerel düzeyde çeşitli sosyo-ekonomik hedefleri destekleyebilir.

Yenilenebilir elektriğin hızla yaygınlaşması sanayi, ulaşım ve binaların karbonsuzlaştırılmasını teşvik ediyor

Ulaşım, sanayi ve bina sektörlerinde yenilenebilir elektrik kullanımı, öngörülen küresel yenilenebilir enerji talebindeki genel artışın dörtte üçünden fazlasını oluşturmaktadır. Bu artış, 2023 yılında %13 olan yenilenebilir enerji kaynaklarının nihai enerji tüketimindeki payını 2030 yılına kadar yaklaşık %20'ye çıkarmaktadır. Bununla birlikte, küresel enerji talebinin neredeyse %80'i hala fosil yakıtlar tarafından karşılanacaktır. Elektrik dışında, sıvı, gaz ve katı biyoenerjinin yanı sıra hidrojen ve e-yakıtları da içeren yenilenebilir yakıtlar, öngörülen büyümenin %15'ini oluşturmaktadır. Ortam ısı, solar termal ve jeotermal gibi diğer yenilenebilir enerjiler ise kalan payı oluşturmaktadır.

Ulaşım, sanayi ve binalarda yenilenebilir enerji kaynaklarının büyüme hızı, 2017-2023 yılları arasındaki oranla karşılaştırıldığında 2030'a kadar iki katına çıkmaktadır. Ulaşım, yenilenebilir elektrik, elektrikli araçların benimsenmesi ve biyoyakıtların ardından biyogaz, hidrojen ve e-yakıtların küçük katkılarıyla bu büyümenin yarısını oluşturmaktadır. Bununla birlikte, yenilenebilir enerjinin ulaşımdaki payı 2030'da sadece iki puan artarak %6'ya yükselecektir. Isı için, yenilenebilir enerji tüketimi, enerji yoğun olmayan endüstrilerde ve binalarda ısı için yenilenebilir elektrik kullanımı ve ardından biyoenerjinin etkisiyle %50'den fazla artmaktadır. Bununla birlikte, küresel ısı talebi yenilenebilir enerji kaynaklarındaki artışı geride bırakarak fosil yakıtların kullanımının artmasına ve 2024'ten 2030'a kadar sektörden kaynaklanan yıllık karbondioksit (CO₂) emisyonlarında %5'lik bir artışa yol açmaktadır.

Yenilenebilir yakıtlar enerji geçişleri için elzem, ancak büyüme geride kalıyor

Hızlanan büyümeye rağmen yenilenebilir yakıtların toplam enerji talebi içindeki payı 2030 yılında %6'nın altında kalacaktır. Talep tüm bölgelerde artmaya hazırlanıyor, ancak Brezilya, Çin, Avrupa, Hindistan ve Amerika Birleşik Devletleri'nde yoğunlaşıyor ve bu ülkeler, çeşitli -ve bazı durumlarda tüm-

yenilenebilir yakıtların alımını desteklemeye yönelik özel politikalar nedeniyle büyümenin üçte ikisini toplu olarak destekliyor.

Biyoenerji, 2030 yılına kadar neredeyse tüm yenilenebilir yakıt büyümesini oluşturmaktadır. Biyoenerji kullanımı en çok sanayide, ardından ulaşımda ve daha sonra da binalarda artmaktadır. Modern biyoenerji, hidrojen ve e-yakıtlardan daha ucuzdur ve birçok bölgede güçlü politika desteği halihazırda mevcuttur. Örneğin, 60'tan fazla ülkede sıvı biyoyakıt politikaları bulunurken, sadece Avrupa Birliği ve Birleşik Krallık'ta e-yakıt gereklilikleri bulunmaktadır.

Karayolu biyoyakıtları baskın olmaya devam ediyor, ancak havacılık ve denizcilik tüketimi hızlanıyor. Havacılık ve denizcilik biyoyakıtlarına yönelik yeni politikalar, ulaştırma sektörü genelindeki yeni talebin %30'undan fazlasını teşvik etmektedir. Havacılık sektöründeki biyoyakıtların, Avrupa Birliği ve Birleşik Krallık'taki zorunluluklar ve Amerika Birleşik Devletleri'ndeki teşviklerle desteklenerek, 2023'te sıfıra yakın olan toplam havacılık arzının 2030'a kadar %2'sine yaklaşacağı tahmin edilmektedir. Denizcilik sektöründe ise AB mevzuatı büyümeyi destekleyerek biyoyakıtları uluslararası deniz taşımacılığı talebinin yaklaşık %0,5'ine ulaştırıyor.

Modern katı biyoenerji, 2030 yılında yenilenebilir yakıt büyümesi ve kullanımının çoğunu oluşturmaya devam edecektir. Katı biyoenerji çoğunlukla ısı için kullanılmakta olup, tahmin dönemindeki artışın dörtte üçü sanayi sektöründen kaynaklanmaktadır ve bu da çoğunlukla Hindistan'da artan şeker ve etanol üretimini yansıtmaktadır. Geri kalan büyüme esas olarak Sahra-altı Afrika, Hindistan ve Çin'de gelişmiş biyokütle pişirme ve ısıtma sobalarının yaygınlaşmasından kaynaklanmaktadır.

Biyogaz talebi, Amerika Birleşik Devletleri ve Avrupa Birliği'nin öncülüğünde %30 oranında artmaktadır. Hindistan ve Çin gelecekteki ivme için altyapı ve hammadde tedarik zincirleri inşa etmektedir. Kısa vadede ana itici güç, daha düşük karbon yoğunluklarını veya atık hammaddelerini ödüllendiren politikalarla desteklenen taşımacılıkta biyometan kullanımınıdır.

Politikalar, ulaşımda yenilenebilir hidrojen ve e-yakıt kullanımı için talep yaratıyor. 2030 yılına kadar, yenilenebilir hidrojen talebinin yaklaşık %40'ının, başta Amerika Birleşik Devletleri, Avrupa ve Çin'deki politikaların etkisiyle ulaşım sektöründen gelmesi beklenmektedir. Kalan %60'lık kısım ise öncelikle rafinerilerde, kimya ve gübre endüstrilerinde fosil yakıtlardan elde edilen mevcut hidrojen kullanımının yerini alacak hammadde ve düşük emisyonlu hidrojen çeliği üretimi için kullanılacaktır.

Yenilenebilir yakıtlar, IEA'nın 2050 yılına kadar net sıfır enerji sektörü emisyonuna ulaşma senaryosuna uyum sağlamak için özel politika desteği gerektirmektedir. Bu yola uyum sağlamak için yenilenebilir yakıtların benimsenmesi 2030 yılına kadar neredeyse iki katına çıkmalıdır. Ancak, günümüz piyasa koşullarında bu oranın sadece %20 oranında artması öngörülmektedir. Yüksek maliyetler, daha hızlı yayılmanın önünde büyük bir engel olmaya devam etmektedir ve inovasyonu teşvik etmek, tedarik zincirlerini güçlendirmek ve sürdürülebilirlik önlemlerini uygulamak için ek çabalara ihtiyaç vardır. Yayılımın hızlandırılması, hükümetlerin fosil yakıtlarla maliyet farkını kapatacak, inovasyonu teşvik edecek, dayanıklı tedarik zincirleri oluşturacak,

sürdürülebilirlik gerekliliklerini uygulayacak ve fosil yakıt sübvansiyonlarını kaldıracak politikaları yürürlüğe koymasına bağlı olacaktır.

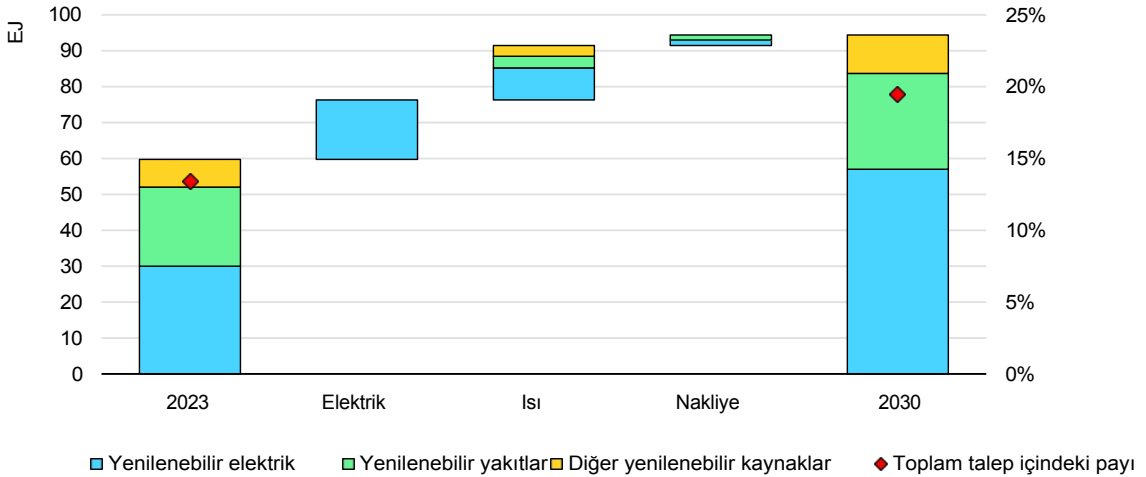
Bölüm 1. Küresel genel bakış

Yenilenebilir enerji tüketimi

Elektrik, ısı ve ulaştırma sektörlerindeki yenilenebilir enerji tüketimi, ana durum tahminimizde 2024-2030 yılları arasında %60'a yakın bir artış göstermektedir. Bu artış, 2023 yılında %13 olan yenilenebilir enerjinin nihai enerji tüketimindeki payını 2030 yılında yaklaşık %20'ye çıkarmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi, 130'dan fazla ülkede devam eden politika desteği, azalan maliyetler ve karayolu taşımacılığı ve ısı pompaları için artan elektrik kullanımı sayesinde genel artışın dörtte üçünden fazlasını oluşturmaktadır.

Sıvı, gaz ve katı biyoenerjinin yanı sıra hidrojen ve e-yakıtları da içeren yenilenebilir yakıtlar, yenilenebilir enerji talebindeki tahmini büyümenin yaklaşık %15'ini oluşturmaktadır. Bu yakıtlar, elektrifikasyona uygun olmayan alanlarda (örneğin havacılık ve denizcilik sektörleri) en hızlı şekilde genişlemekte ve kırsal alanlarda ve kolayca bulunabilen biyokütleye sahip endüstrilerde (örneğin şeker ve etanol ile kağıt hamuru ve kağıt) enerji erişimi sunmaktadır. Solar termal ve jeotermal gibi diğer yenilenebilir enerji, büyümenin geri kalan %10'unu oluşturmaktadır.

Yenilenebilir enerji talebi ve büyümesi, ana durum, 2023-2030



IEA. CC BY 4.0.

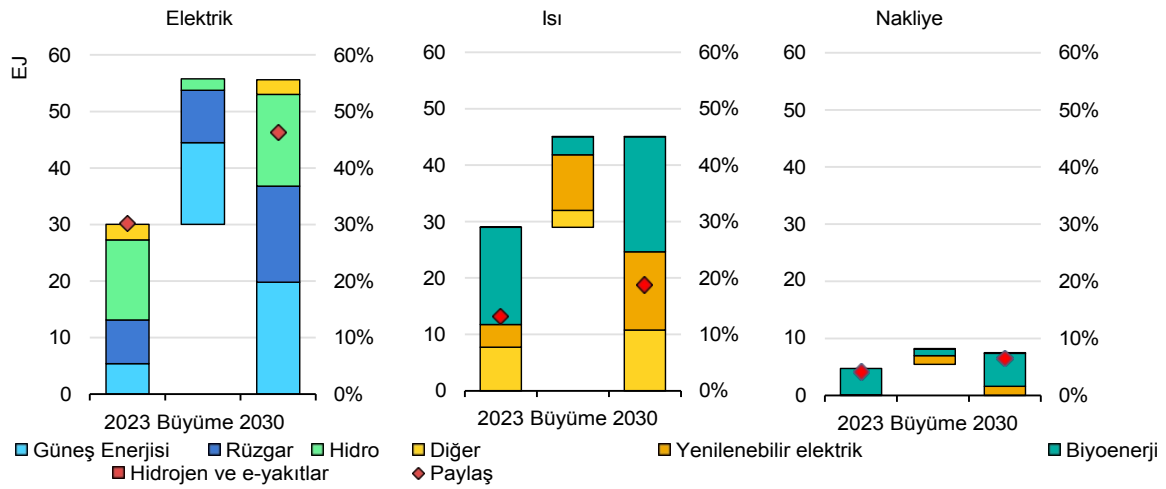
Notlar: "Isı" endüstriyel süreçleri ve binalarda kullanılan yenilenebilir enerjyi içermektedir. "Ulaşım" karayolu, havacılık ve denizcilik alt sektörlerini kapsamaktadır. "Yenilenebilir elektrik" iletim kayıplarını içerir (küresel ortalama %7). "Yenilenebilir yakıtlar" ulaşım, sanayi ve bina sektörlerinde kullanılan sıvı biyoyakıtlar, biyogazlar ve modern katı biyoenerjiyi ifade eder. Enerji sektöründe kullanılan biyoenerji "yenilenebilir elektrik" e dahildir. "Diğer yenilenebilir kaynaklar" ısıtma uygulamaları için ısı pompaları tarafından kullanılan jeotermal, solar termal ve ortam ısısını kapsamaktadır.

Kaynaklar: Yenilenebilir elektrik, biyogazlar, biyoyakıtlar ve e-yakıtlar bu tahmin dönemi için yaptığımız analizlere dayanmaktadır. Katı biyoenerji, hidrojen ve toplam tahmini enerji talebi IEA (yakında çıkacak), [World Energy Outlook 2024](#)'ten alınmıştır. Elektrikli araç tahmini IEA (2024), [Global EV Outlook 2024](#) ile tutarlı olup, yenilenebilir elektrik payları bu rapordan alınmıştır.

Elektrik sektöründe, yenilenebilir enerji payının 2023'te %30'dan 2030'da %46'ya çıkacağı tahmin edilmektedir. Güneş ve rüzgar bu büyümenin neredeyse tamamını oluşturmaktadır. Bu hızlı genişleme, endüstriyel süreçler, binaların ısıtılması ve elektrikli araçların şarj edilmesi için enerjinin kullanıldığı diğer sektörlerin karbonsuzlaştırılmasına yardımcı olan bir yayılma etkisine sahiptir. Yenilenebilir elektrik aynı zamanda malzemelerde, kimyasallarda ve enerji üretiminde kullanılmak üzere yenilenebilir hidrojen üretmek için de kullanılmaktadır ve bu da ana senaryomuzda 2030 yılında yenilenebilir hidrojen talebinin yaklaşık dörtte üçünü oluşturmaktadır.

Sonuç olarak, yenilenebilir elektrik aynı zamanda ısı ve ulaştırma sektörlerindeki yenilenebilir enerji artışının birincil kaynağıdır. Isı talebinde yenilenebilir enerjinin payı, katı ve gaz biyoenerji, güneş termal ve jeotermal enerji ve ortam ısısı tarafından sağlanan toplam talebin yaklaşık %20'sine yükselmektedir. Ulaşım sektöründe, hidrojen ve e-yakıtların küçük bir katkısıyla birlikte karayolu, havacılık ve denizcilik segmentlerinde sıvı biyoyakıt tüketiminin artmasıyla yenilenebilir enerji payı toplam talebin %6'sına yükselmektedir.

Sektöre göre yenilenebilir enerji talep artışı, ana durum, 2023-2030



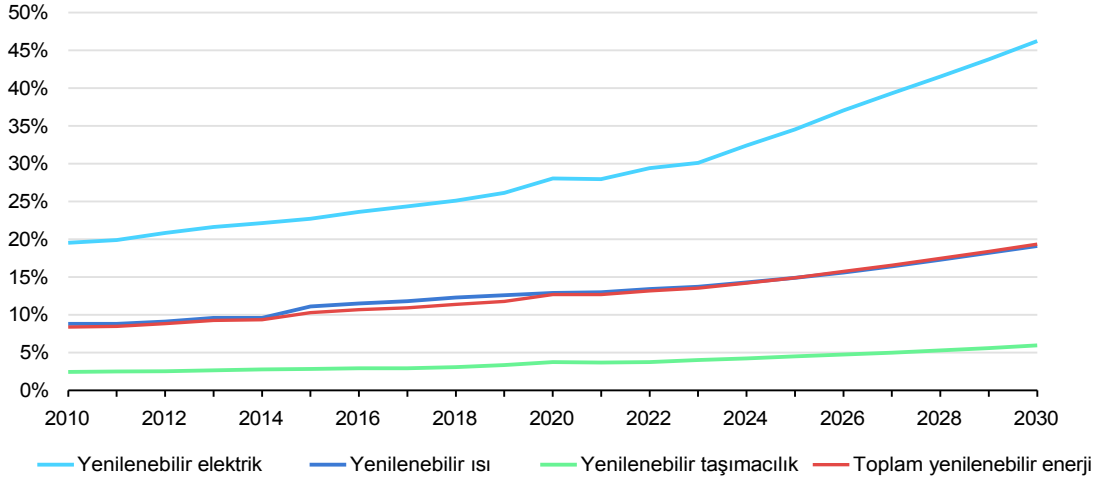
IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Diğer, elektrik üretimi için jeotermal, yoğunlaştırılmış güneş enerjisi ve gelgit ile Isı için jeotermal, solar termal, bölgesel ısıtma (öncelikle biyoenerji) ve ortam ısısını içerir.

Kaynaklar: 2023 ve 2030 toplam ısısı IEA (yakında çıkacak), [World Energy Outlook 2024](#)'ten alınmıştır.

Ancak elektrik, 2023 yılına kıyasla sadece 4 puanlık bir artışla 2030 yılında küresel tüketimin %23'ünü oluşturarak toplamın sadece küçük bir kısmını oluşturmaya devam etmektedir. Bu nedenle, ısı ve ulaştırma sektörlerindeki büyümenin artırılması, elektrifikasyonun hızlandırılması, enerji verimliliğinin artırılması ve ısı için yenilenebilir yakıtların ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının (örneğin güneş enerjisi ve jeotermal) arzının genişletilmesi için çok yönlü bir yaklaşım gerektirecektir.

Sektörlere göre küresel nihai enerji tüketiminde yenilenebilir enerji payı, ana durum, 2010-2030



IEA. CC BY 4.0.

Not: Elektrik tüketimine, dünya genelinde ortalama %7 olan iletim kayıpları dahildir.

Kaynaklar: 2010-2030 toplam ısı talebi IEA (yakında çıkacak), [World Energy Outlook 2024](#). Ulaşım talebi IEA (2024), [Petrol 2024](#)'ten alınmıştır.

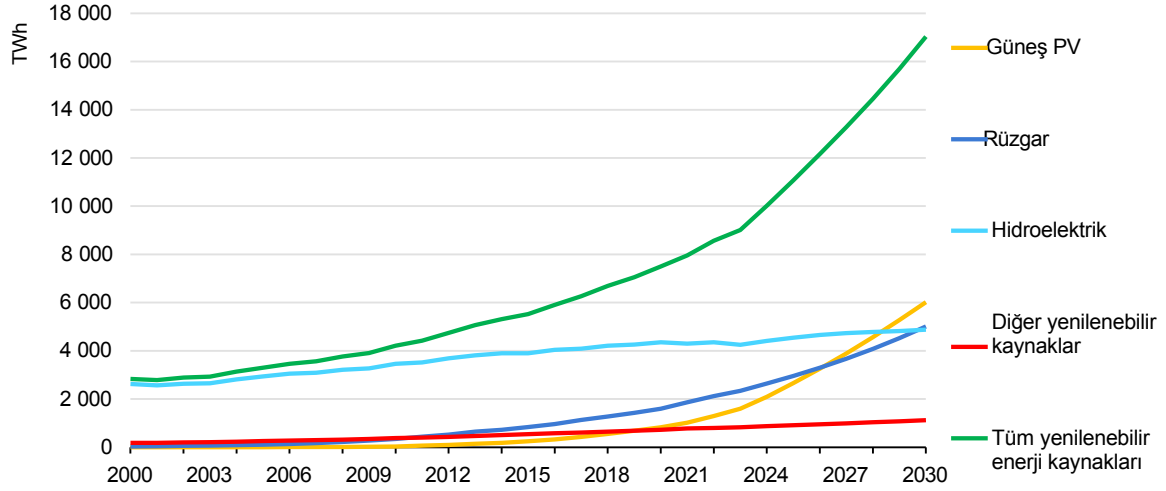
Yenilenebilir elektrik

Küresel yenilenebilir elektrik üretiminin 2023 yılına kadar 17 000 TWh'nin (60 EJ) üzerine çıkacağı tahmin edilmektedir; bu rakam 2023 yılına göre neredeyse %90'lık bir artış anlamına gelmektedir. Bu, 2030 yılında Çin ve Amerika Birleşik Devletleri'nin toplam elektrik talebini karşılamaya yetecektir. Önümüzdeki altı yıl içinde yenilenebilir enerjide birçok dönüm noktasına ulaşılması bekleniyor:

- 2024 yılında, güneş enerjisi ve rüzgar enerjisi üretimi birlikte hidroelektrik üretimini geçecektir.
- 2025 yılında yenilenebilir enerjiye dayalı elektrik üretimi, kömür yakıtlı elektrik üretimini geride bırakıyor.
- 2026 yılında rüzgar ve güneş enerjisi üretimi nükleer enerjiyi geçecektir.
- 2027 yılında güneş enerjisinden elektrik üretimi rüzgârı geçecektir.
- 2029 yılında güneş enerjisinden elektrik üretimi hidroelektrik enerjiyi geçerek en büyük yenilenebilir enerji kaynağı haline gelecektir.
- 2030 yılında rüzgar kaynaklı üretim hidroelektrik enerjiyi geçecektir.

2030 yılında, yenilenebilir enerji kaynakları küresel elektrik üretiminin %46'sı için kullanılırken, rüzgar ve güneş enerjisi birlikte %30'unu oluşturmaktadır. Ancak 2030 yılına gelindiğinde, güneş PV en önde gelen yenilenebilir elektrik kaynağı haline gelirken, onu rüzgâr takip edecek ve her ikisi de hidroelektriği geçecektir.

Teknolojiye göre küresel elektrik üretimi, 2000-2030



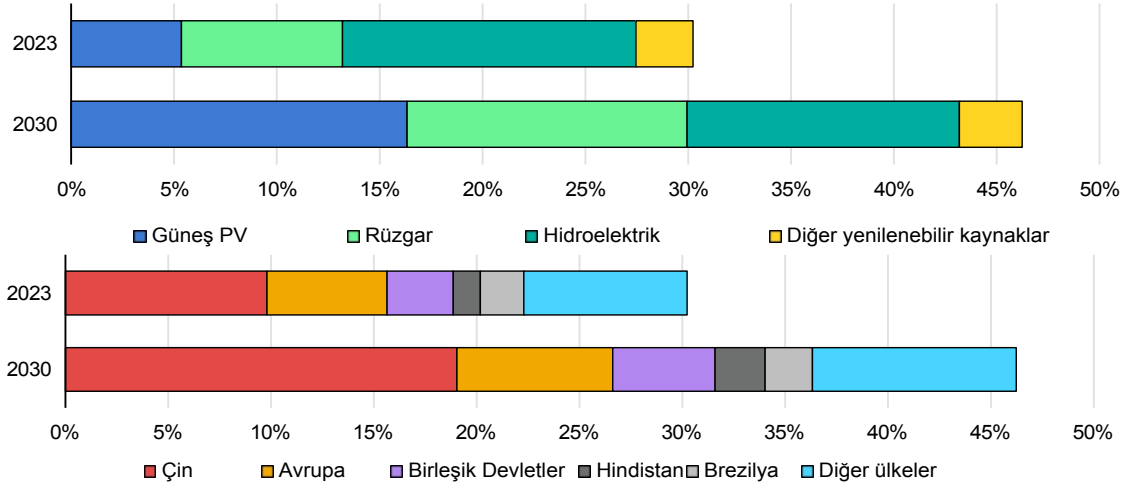
IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Rüzgar ve güneş enerjisi için elektrik üretim yörüngeleri, mevcut kesinti oranları da dahil olmak üzere potansiyel üretimi göstermektedir. Ancak, 2028 yılına kadar bazı ülkelerde önemli olabilecek gelecekteki rüzgar ve güneş PV kesintilerini öngörmemektedir. Bölüm 2'deki "Artan VRE Penetrasyonu Artan Kesintilere Yol Açıyor" bölümünde bazı yeni eğilimler tartışılmaktadır.

Bugün %45'in altında olan değişken yenilenebilir enerji kaynakları, 2030 yılında küresel yenilenebilir elektrik üretiminin üçte ikisini oluşturacaktır. Tahmin dönemi boyunca, güneş enerjisinin küresel elektrik talebini karşılamadaki payı üç katına çıkarken, rüzgar neredeyse iki katına çıkacak ve hidroelektriğin rolü daha az belirgin hale gelecektir. Çoğunlukla yükselen ve gelişmekte olan ülkelerde olmak üzere yeni projelerin faaliyete geçmesiyle hidroelektrik üretiminin küresel olarak büyümeye devam etmesi beklenmektedir, ancak teknolojinin toplam elektrik üretimindeki payı biraz azalmaktadır.

Biyoenerji, yoğunlaştırılmış güneş enerjisi ve jeotermal enerji de dahil olmak üzere diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının payı değişmeyerek %3'ün altında kalmıştır. Değişken yenilenebilir enerji kaynakları, tahmin dönemi boyunca küresel yenilenebilir enerji üretim artışının %90'ını oluşturduğundan, güç sistemi esnekliği için ek kaynaklara ihtiyaç duyulacaktır. Bu arada, biyoenerji, jeotermal ve yoğunlaştırılmış güneş enerjisi genişlemeleri, rüzgar ve güneş PV üretiminin dünya çapında elektrik sistemlerine entegre edilmesindeki kritik rollerine rağmen sınırlı kalmaktadır.

Yenilenebilir enerji teknolojisi ve ülke/bölgeye göre küresel elektrik üretimi, ana durum, 2023 ve 2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Rüzgar ve güneş enerjisi için elektrik üretim yörüngeleri, mevcut kesinti oranları da dahil olmak üzere potansiyel üretimi göstermektedir. Ancak, 2028 yılına kadar bazı ülkelerde önemli olabilecek gelecekteki rüzgar ve güneş PV kesintilerini öngörmemektedir. Bölüm 2'deki "Artan VRE Penetrasyonu Artan Kesintilere Yol Açıyor" bölümünde bazı yeni eğilimler tartışılmaktadır.

Çin'in benzeri görülmemiş büyümesi, küresel yenilenebilir enerji üretimine katkısını iki katına çıkarırken, rüzgar ve güneş enerjisi projelerinin maliyeti eyaletlere bağlı olarak kömür yakıtlı üretimle aynı seviyede veya hemen altında. Avrupa ve Amerika Birleşik Devletleri 2030 yılında küresel yenilenebilir enerji üretiminin neredeyse %30'unu oluşturacak, onları 5'er puan daha katkı sağlayan Brezilya ve Hindistan izleyecektir. Hindistan'ın payı iki kattan fazla artarak tahmin dönemi boyunca büyük ekonomiler arasında en hızlı büyüyen ülke olacaktır. Bu önemli pazarların dışında, yenilenebilir elektrik artışları önemlidir, ancak enerji sektörlerinde yüksek düzeyde fosil yakıt kullanan çoğu yükselen ve gelişmekte olan ülke hala kullanılmayan önemli bir potansiyele sahiptir.

Ana durum yenilenebilir elektrik tahmini, yenilenebilir enerji kaynaklarının küresel elektrik üretimindeki payının 2030 yılına kadar iki katına çıkarak neredeyse %60'a ulaşması gerektiğini belirten IEA Net Sıfır Emisyon 2050 Senaryosu hedeflerine ulaşma yolunda değildir. Dolayısıyla, ana durum tahmini, 2050 Senaryosu modellemesine göre Net Sıfırın yüzde 14 puan (5 000 TWh) altında kalmaktadır.

Bazı temel zorluklar yenilenebilir enerjinin daha hızlı büyümesini engellemektedir. Finansman, izin, sosyal kabul ve şebeke entegrasyonunu içeren politika belirsizlikleri ve uygulama zorlukları önemli engeller olmaya devam etmektedir. Özel sermayeyi daha etkin bir şekilde harekete geçirmek için politika çerçevelerinin ve düzenleyici ortamların iyileştirilmesi, bu sorunların giderilmesi için gerekli olacaktır.

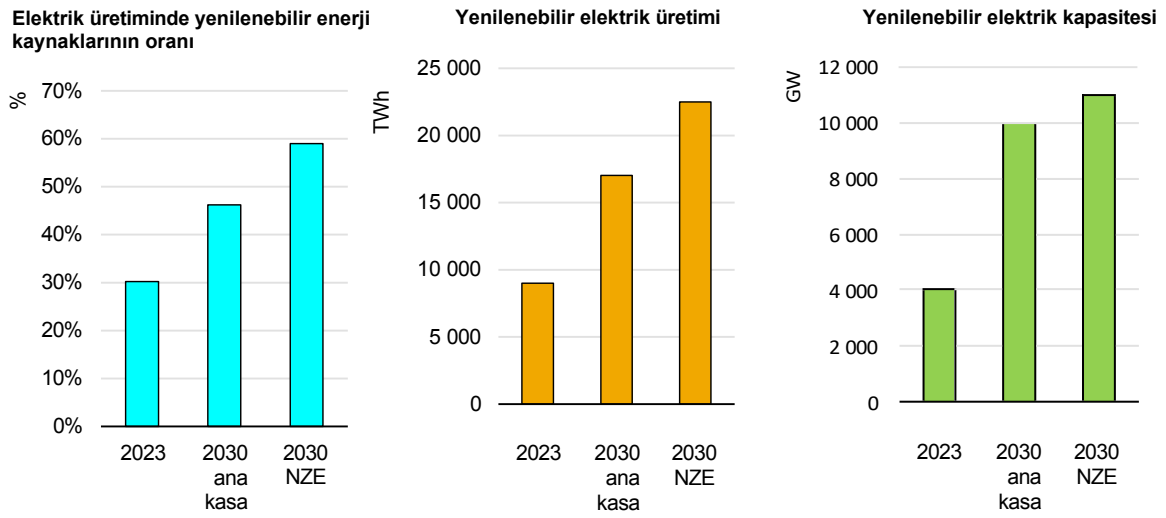
Bu önlemler alınmadığı takdirde, mevcut büyüme yörüngeleri ile 2050'ye kadar Net Sıfır Senaryosu yolu arasındaki fark devam edecek ve bu da aşağıdaki

hususların aciliyetinin altını çizmektedir

hükümetlerin uygulama zorluklarının üstesinden gelmeleri ve hedeflerini yükseltmeleri gerekmektedir. Bu nedenle, hızlandırılmış durum tahminimiz (Bölüm 2'de ayrıntılı olarak açıklanmıştır), ilçelerin/bölgelerin daha hızlı yenilenebilir elektrik artışı elde etmeleri ve 2050'ye kadar Net Sıfır Senaryosu ile aradaki farkı kapatmaları için stratejileri vurgulamaktadır.

Bölüm 2 (Elektrik) yenilenebilir kapasite tahminlerine, politika ve piyasa zorluklarına ve teknoloji trendlerine odaklanırken, aynı zamanda mevcut politika hedeflerine karşı bölgesel performansı da izlemektedir.

Küresel yenilenebilir elektrik üretimi, kapasitesi ve toplam üretim içindeki payı, 2023 ve 2030



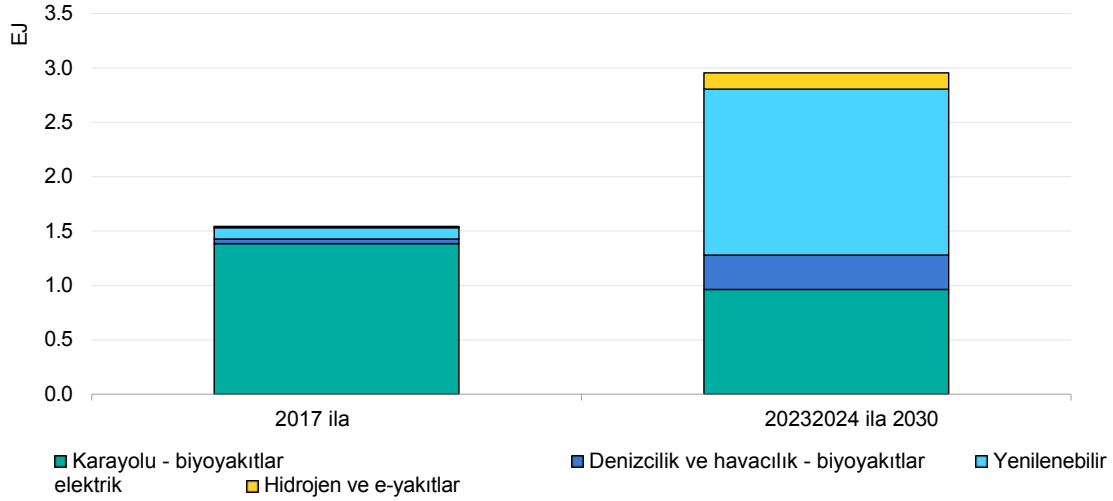
IEA. CC BY 4.0.

Not: NZE = 2050 Senaryosuna Göre Net Sıfır Emisyon.

Yenilenebilir taşımacılık

Önümüzdeki altı yıl içinde, ulaştırma sektöründeki yenilenebilir enerji talebi 3,0 EJ artarak 2017-2023 dönemindeki 1,5 EJ'lük artışın iki katına çıkacaktır. Büyüme aynı zamanda yenilenebilir elektrik, havacılık biyoyakıtları, deniz biyoyakıtları, hidrojen ve e-yakıtların karayolu taşımacılığı için artan biyoyakıt kullanımını tamamlamak üzere ortaya çıkmasıyla daha çeşitli hale gelmektedir. Karayolu taşımacılığı için biyoyakıt kullanımı 2016-2023 döneminde yenilenebilir ulaşım talebindeki büyümenin yaklaşık %90'ını oluştururken, önümüzdeki altı yıl içinde bu pay %33'e düşmekte ve geri kalanı yenilenebilir elektrik (%50), havacılık ve denizcilik biyoyakıtları (%10) ile hidrojen ve e-yakıtlardan (%7) oluşmaktadır.

Türüne göre ulaştırma sektörü yenilenebilir yakıt büyümesi, ana vaka, 2016-2030



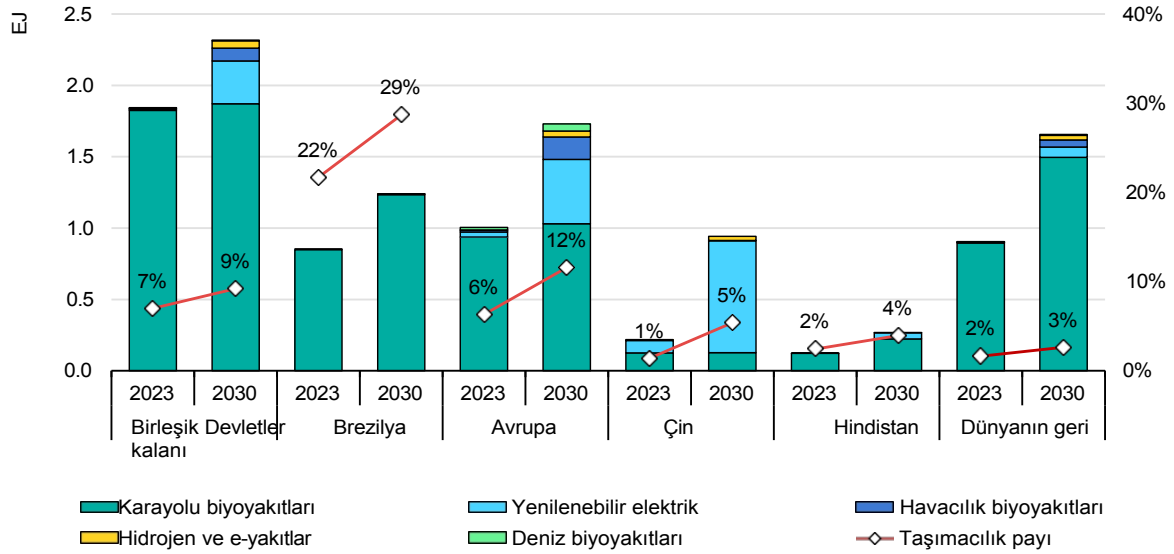
IEA. CC BY 4.0.

Kaynaklar: Elektrikli araçlar IEA (2024), [Global EV Outlook 2024](#) ile uyumludur.

Ulaşım enerjisi talebinin yenilenebilir payları küresel olarak artıyor, ancak bölgesel gidişatlar farklılık gösteriyor. Amerika Birleşik Devletleri, Avrupa ve Çin'de, yenilenebilir elektriğin artan payından güç alan elektrikli araç stokları genişledikçe, yenilenebilir elektrik yeni yenilenebilir ulaşım talebinin çoğunu oluşturmaktadır. Buna karşılık, karayolu biyoyakıt talebi bu bölgelerde düzleşiyor.

Amerika Birleşik Devletleri ve Avrupa'da biyoyakıt destek politikaları devam etmektedir, ancak artan elektrikli araç kullanımı ve araç verimliliği genel ulaşım yakıtı talebini azaltmakta ve böylece biyoyakıt büyüme potansiyelini sınırlamaktadır. Bununla birlikte, havacılık ve denizcilik sektörlerine yönelik yeni politikalar her iki bölgede de biyoyakıt talebini artırmaktadır. Çin'de biyoyakıt desteği sınırlı kalırken, Brezilya, Hindistan ve dünyanın geri kalanının çoğunda biyoyakıtlar 2030 yılına kadar yeni yenilenebilir ulaşım talebinin baskın kaynağı olmaya devam edecektir.

Bölge ve ulaştırma alt sektörüne göre yenilenebilir yakıt talebi, ana durum, 2023-2030



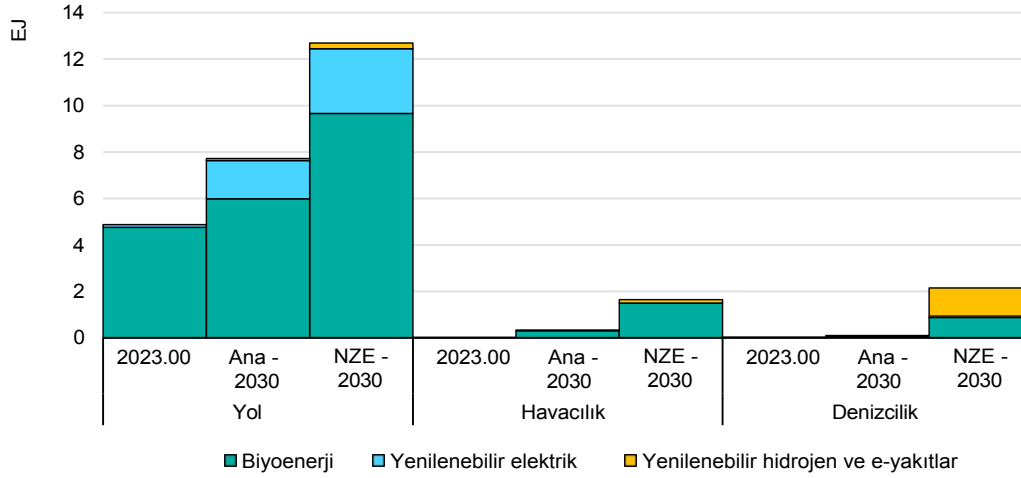
IEA. CC BY 4.0.

Kaynak: Ulaşım enerji talebi IEA (2023), [World Energy Outlook 2023](#)'ten alınmıştır. Ulaşım için yenilenebilir elektrik tahminleri Brezilya için mevcut değildir.

Karayolu, denizcilik ve havacılık alt sektörleri için mevcut yenilenebilir enerji talebi tahminleri, IEA 2050'ye kadar Net Sıfır Senaryosu yörüngesinin gerisinde kalmaktadır. Bunlar arasında karayolu taşımacılığı, devam eden ve planlanan biyoyakıt üretimi ve yenilenebilir elektrikle çalışan elektrikli araçların giderek daha fazla benimsenmesi sayesinde senaryonun hedeflerini karşılamaya en yakın olanıdır.

Bununla birlikte, havacılık ve denizcilik segmentleri şu anda neredeyse tamamen fosil yakıtlara bağlıdır ve yenilenebilir yakıt projeleri yeni yeni ortaya çıkmaya başlamıştır. Net Sıfır 2050 Senaryosuna uyum sağlamak için, bu sektörlerdeki biyoyakıt tüketiminin 2030 yılında küresel biyoyakıt talebinin %6'sından %20'sine çıkması gerekmektedir. Buna ek olarak, şu anda ihmal edilebilir düzeyde olan hidrojen, e-kerosen, e-amonyak ve e-metanol kullanımı 1,5 EJ'ye yükselerek bugün ulaştırma sektörünün yenilenebilir enerji kullanımının yaklaşık %30'unu temsil etmektedir.

Alt sektörler için ulaştırma için yenilenebilir enerji talebi, ana durum ve Net Sıfır Senaryosu, 2023-2030



IEA. CC BY 4.0.

Not: NZE = 2050 Senaryosuna Göre Net Sıfır Emisyon.

Kaynak: IEA (2023), [World Energy Outlook 2023](#) ile uyumlu 2050'ye kadar Net Sıfır Senaryosu.

Yenilenebilir ısı

Isı, 2023 yılında küresel nihai enerji tüketiminin neredeyse yarısını ve enerjiyle ilgili CO₂ emisyonlarının yaklaşık %40'ını oluşturan birincil son kullanım sektörü olmaya devam etmektedir. 2017-2023 döneminde yıllık ısı talebi küresel olarak %7 (+14 EJ) artmıştır. Modern yenilenebilir ısı tüketimi¹ ek ısı talebinin sadece yarısını temsil etmesine rağmen, ısıya bağlı yıllık CO₂ emisyonları son altı yılda %5 artmıştır - bu artışın neredeyse tamamı sanayi sektöründe gerçekleşmiştir.

2023 yılında, yüksek faiz oranları, enflasyon, birçok ülkede daha az inşaat faaliyeti, daha düşük doğal gaz fiyatlarına dönüş ve değişen politikalar birçok yenilenebilir ısı pazarının manzarasını değiştirmiştir. Isı pompaları, solar termal ve jeotermal ısıtma sistemleri düşük işletme maliyetlerine sahiptir, ancak hane halkları için [önemli bir yatırım](#) gerektirir, bu nedenle satışlar özellikle borçlanma maliyetlerine ve tüketici duyarlılığına duyarlıdır.

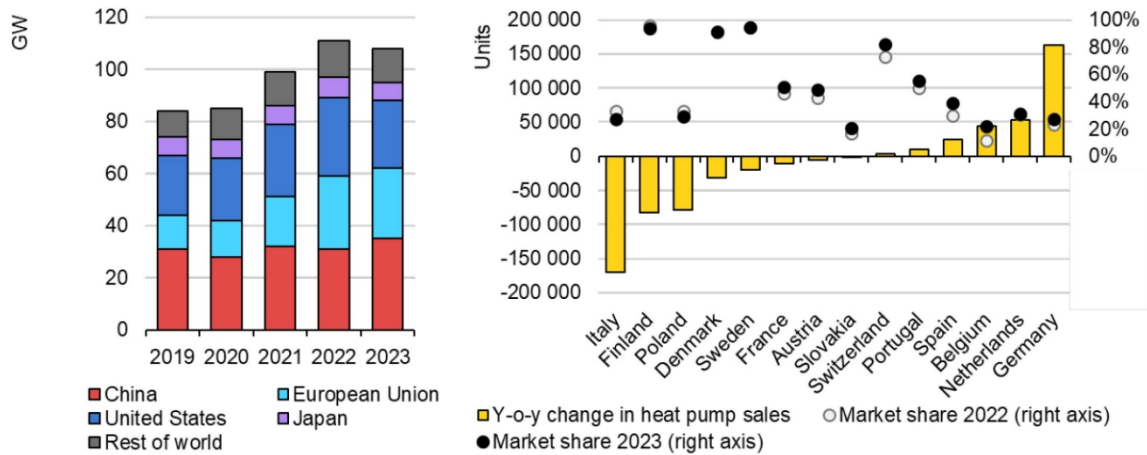
Geçen yıl, en büyük pazar olan Çin'de gayrimenkul sektöründe devam eden zorluklar nedeniyle yeni solar termal kurulumları [%7 azaldı](#). Hindistan ([Covid19 salgınının](#) ardından mali baskıların hafiflemesiyle yıllık bazda +%27), Meksika (+%5), Brezilya (+%3), Birleşik Krallık (yüksek enerji tarifeleriyle desteklenen +%66), Yunanistan (+%10) ve

¹ Bu raporda, yenilenebilir ısı tüketimi biyoenerji, güneş ısı ve jeotermal ısının doğrudan kullanımını, binalar sektöründe ısı pompaları tarafından kullanılan ortam ısını ve yenilenebilir elektriğin ısı için dolaylı kullanımını içermektedir. Sanayi sektöründe ısı pompaları tarafından kullanılan ortam ısı, veri eksikliği nedeniyle hesaba katılmamıştır.

Gelişmekte olan Afrika pazarları, Danimarka (-%25), İspanya (-%26), Almanya (-%46), Polonya (-%38) ve Avustralya'daki (-%8) önemli düşüşlerle büyük ölçüde dengelenmiştir.

Küresel ısı pompası pazarı da 2023 yılında duraklamıştır. Yüksek enerji fiyatları ve Avrupa, Amerika Birleşik Devletleri ve Çin'deki politika desteği sayesinde 2022'deki güçlü büyümenin ardından, yeni kurulan kapasite [2023'te %3 azaldı](#). En olgun ısı pompası pazarlarından biri olan Japonya'da havadan suya ısı pompası satışları, yüksek enflasyon ve düşük tüketici harcamaları nedeniyle yıllık %10 düştü. Amerika Birleşik Devletleri'nde havadan havaya ısı pompası satışları, kısmen artan borçlanma maliyetleri ve tüketicilerin büyük yatırımlar konusundaki tereddütleri nedeniyle yıllık %15 düştü. Bazı ABD'li tüketiciler de, düşük ve orta gelirli hane halkları için eyaletlere bağlı olarak 2024 veya 2025'te kullanıma sunulması beklenen Enflasyon Azaltma Yasası indirimlerini bekleyerek satın alımlarını erteledi.

Küresel ısı pompası kapasite ilaveleri, 2019-2023 (solda) ve seçilmiş Avrupa ülkeleri için yıllık satışlarda ve ısı pompası pazar paylarında 2023 yılına göre değişim, 2022-2023 (sağda)



IEA. CC BY 4.0.

Kaynaklar: Soldaki şekil: IEA (2024), [Temiz Enerji Piyasası Monitörü Mart 2024](#), ChinaIOL; Avrupa Isı Pompası Birliği; İklimlendirme, Isıtma ve Soğutma Enstitüsü; Kanada Ulusal İstatistik Kurumu ve Japonya Soğutma ve İklimlendirme Endüstrisi Birliği verilerine dayanmaktadır. Sağdaki şekil: EHPA (2024), [Pump it Down: Why Heat Pump Sales Dropped in 2023](#); EHPA (2024), [Market data](#).

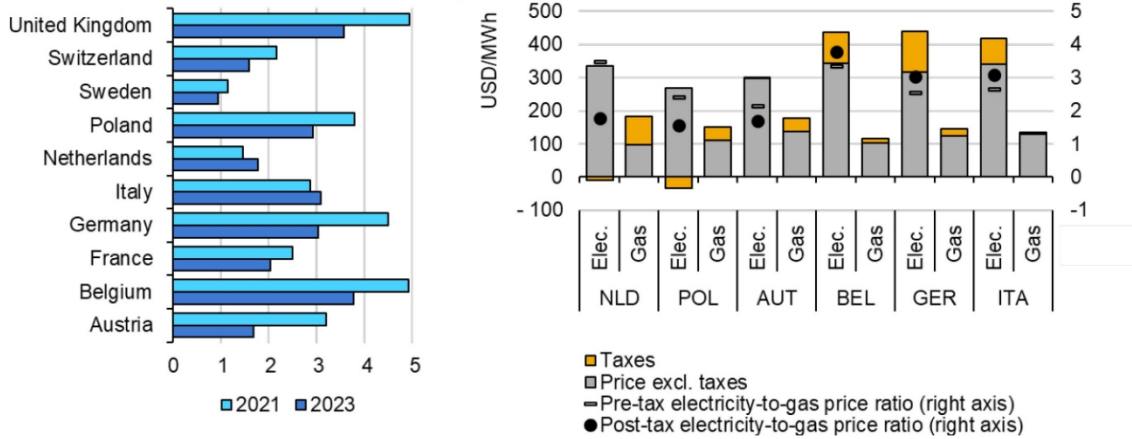
Hala en iyi ikinci satış seviyesi olsa da, Avrupa'daki ısı pompası alımları 2023'te yıllık bazda [%6,5 daraldı ve](#) birkaç üreticiyi [operasyonlarını düzenlemeye ve işten çıkarmaya](#) zorladı. Bununla birlikte, Avrupa'daki ulusal ısı pompası pazarlarında [zıt eğilimler gözlemlendi](#); satışlar Almanya (+%59), Hollanda (+%43) ve Belçika'da (+%72) önemli ölçüde artarken, İtalya (-%44), Finlandiya (-%42) ve Polonya'da (-%39) keskin bir şekilde daraldı.

Yine de, ısı pompaları Avrupa'da fosil yakıtlı kazanlara göre zemin kazanmaya devam ediyor ve [geçen yıl neredeyse tüm ülkelerde](#) (İtalya, Polonya ve Finlandiya hariç) pazar payları [artarak](#) 2023'te ısıtma sistemi satışlarının neredeyse üçte birini oluşturacak. Amerika Birleşik Devletleri, Avrupa ve Japonya'daki ısı pompası satışlarındaki düşüş sadece kısmen dengelenmiştir

Covid-19 kısıtlamalarının kaldırılmasının ardından yenilenen inşaat faaliyetlerinden kaynaklanan [Çin pazarındaki](#) (en büyük [pazar](#)) [%12'lik büyüme](#).

Güneş enerjisi termal kapasitesinin sınırlı büyümesi ve ısı pompası satışlarının son zamanlarda yavaşlaması, finansman zorluklarının üstesinden gelmek için nakit sıkıntısı çeken hanelere yönelik tutarlı ve sürekli politika desteğine duyulan ihtiyacı vurgulamaktadır. Ayrıca, birçok pazarda yüksek olan elektrik ve gaz arasındaki fiyat farkını azaltmak için enerji tarifelerini ve vergileri ayarlayarak ısı pompası maliyet rekabetçiliğini daha da artırmanın önemini vurgulamaktadır. Buna ek olarak, şu anda ağırlıklı olarak orta ve büyük ölçekli projeler için geliştirilmekte olan enerji hizmet şirketleri (ESCO'lar) gibi alternatif iş modelleri, yenilenebilir ısı dağıtımının artırılmasında önemli bir rol oynayabilir.

Hanehalkları için 2021 ve 2023 yıllarında elektrik-gaz fiyat oranı (solda) ve enerji vergileri ve sübvansiyonlarının hanehalkları için gaz ve elektrik arasındaki fiyat farkını kapatma veya genişletmedeki rolü, 2023 (sağda), seçilmiş ülkeler



IEA. CC BY 4.0.

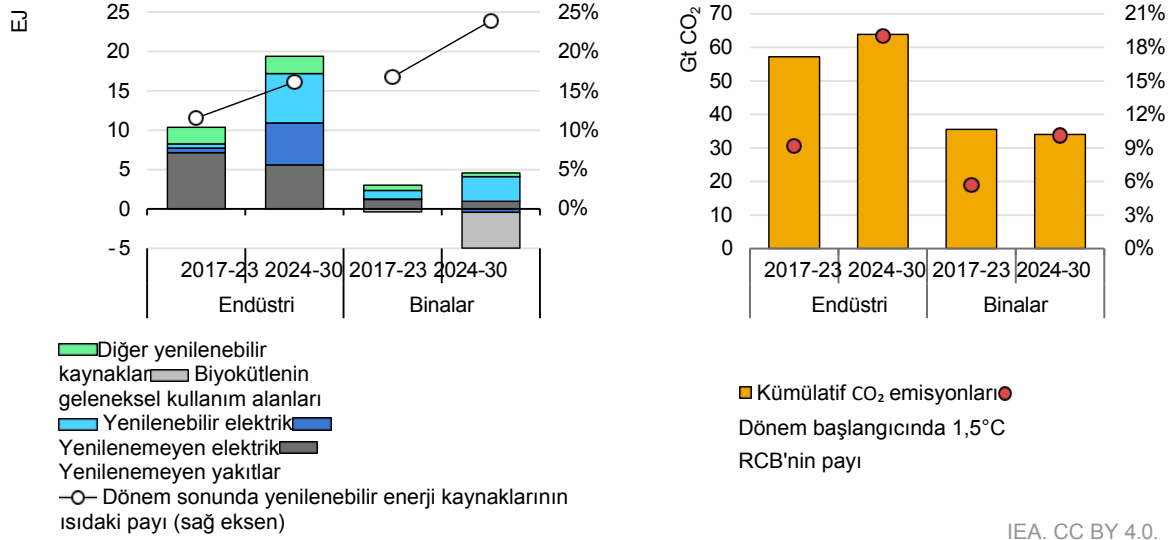
Notlar: NLD = Hollanda. POL = Polonya. AUT = Avusturya. BEL = Belçika. GER = Almanya. ITA = İtalya. Grafikler, 2023 yılında enerji maliyesinin Hollanda, Polonya ve Avusturya gibi ülkelerde elektrik ve gaz arasındaki fiyat farkını azalttığını, Belçika, Almanya ve İtalya'da ise enerji maliyesinin elektrik-gaz fiyat oranını artırarak elektrik teknolojilerinin gaz karşısındaki rekabet gücünü azalttığını göstermektedir. Örneğin, ısı pompası dağıtımını desteklemede mali politikaların önemini vurgulamaktadırlar.

Kaynak: IEA (2024), [Enerji Fiyatları](#).

Küresel yenilenebilir ısı tüketiminin 2024-2030 döneminde %50'den fazla (15 EJ) artması beklenmektedir; bu da bir önceki altı yıllık dönemdeki artışın 2,4 katını temsil etmektedir. Ancak, bu büyüme toplam ısı talebinde öngörülen artışın dörtte üçünden daha azına eşittir, bu nedenle ısı için fosil yakıt kullanımı da artar ve ısıyla ilgili yıllık CO₂ emisyonları 2030 yılına kadar %4 artar. 2024-2030 yılları arasında küresel kümülatif

Isı kaynaklı emisyonların 100 Gt CO₂'yi aşması beklenmektedir - küresel ısınmayı 1,5°C ile sınırlama olasılığının %50 olması için kalan karbon bütçesinin neredeyse %30'u.²

Küresel ısı tüketimindeki değişiklikler ve modern yenilenebilir enerji kaynaklarının ısı talebindeki payları (solda) ve binalar ile sanayi sektörlerinde ısıya bağlı yıllık CO₂ emisyonları (sağda), 2016-2030



Notlar: RCB = kalan karbon bütçesi. "Diğer yenilenebilir enerji kaynakları" biyoenerjinin modern kullanımlarını, güneş termal ve jeotermal enerjiyi, ısı pompalarından elde edilen ortam ısısını ve bölgesel ısıtma yoluyla tüketilen yenilenebilir ısıyı içermektedir. Sanayi sektöründe kullanılan ısı pompalarından elde edilen ortam ısısı, sınırlı veri mevcudiyeti nedeniyle hesaba katılmamıştır. 2024-2030 yılları arasında ısı ile ilgili toplam kümülatif CO₂ emisyonları, ısınmayı 1,5°C ile sınırlama olasılığının %50 olduğu 2024 yılı başından itibaren RCB'nin yaklaşık %29'una karşılık gelmektedir. Bu hesaplama, 2020-2023 yılları arasında 164 Gt CO₂'lik kümülatif küresel CO₂ emisyonları göz önünde bulundurularak, 2020'nin başından net sıfır küresel emisyonu ulaşılan kadar 500 Gt CO₂'lik IPCC RCB tahminine dayanmaktadır. Bu değerler CO₂ dışı sera gazı azaltım stratejilerine bağlıdır ve belirsizliğe tabidir.

Kaynaklar: IEA (yakında çıkacak), [Dünya Enerji Görünümü 2024](#).

Proses ısı için daha fazla elektrik kullanımı yenilenebilir ısı artışına en büyük katkıyı sağlıyor

Endüstriyel ısı tüketiminin 2030 yılına kadar %17 (+20 EJ) artacağı ve bu artışın yarısından fazlasını Çin ve Hindistan'ın oluşturacağı öngörülmektedir. Yenilenebilir ısı, bu büyümenin yarısından azını temsil edecek ve endüstriyel ısı arzındaki payı yavaşça artarak %16'ya ulaşacaktır.

Endüstriyel ısı tedarikindeki en önemli değişim, 2030 yılına kadar proses ısı için elektrik tüketiminin üç katına çıkmasıdır. Bu durum, artan yenilenebilir elektrik üretimi ile birleştiğinde, yenilenebilir elektriği sektördeki en hızlı büyüyen ısı kaynağı haline getirmektedir. Bu eğilim, ısı kullanan enerji yoğun olmayan endüstriler tarafından yönlendirilmektedir

² Bu hesaplama, 2020-2023 yılları arasında 164 Gt CO₂'lik kümülatif küresel CO₂ emisyonları dikkate alınarak, 2020'nin başından net sıfır küresel emisyonu ulaşılan kadar 500 Gt CO₂'lik kalan karbon bütçesi için IPCC tahminine dayanmaktadır. Ancak, kalan karbon bütçesine ilişkin değerler CO₂ dışı sera gazı azaltım stratejilerine bağlıdır ve belirsizliğe tabidir.

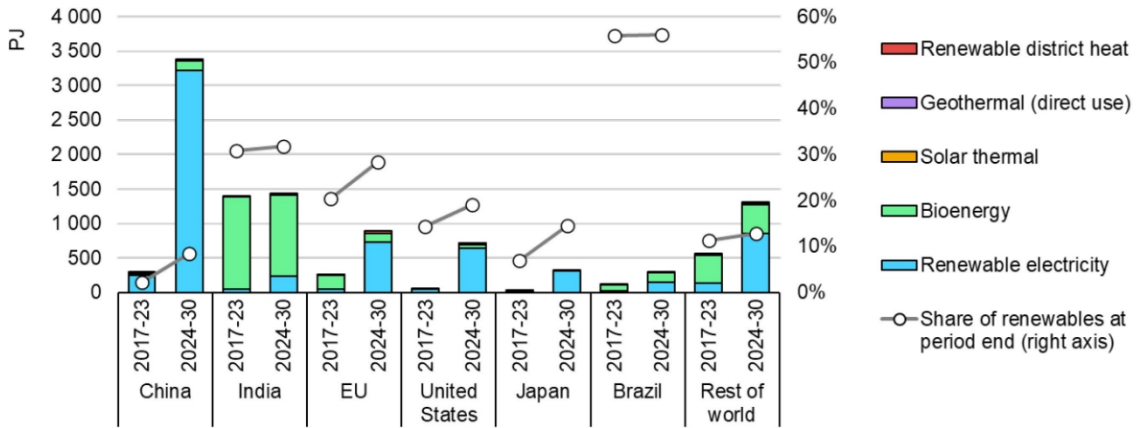
200°C'ye kadar sıcaklık gerektiren proseslerdeki pompalar ve hurda metal geri dönüşümü ve alüminyum endüstrilerindeki elektrik ark fırınları.

Biyoenerji, özellikle Hindistan'da şeker, etanol ve çimento endüstrilerindeki artan faaliyetler nedeniyle küresel olarak en önde gelen yenilenebilir ısı kaynağı ve sanayi sektörü yenilenebilir ısı büyümesine en büyük ikinci katkı sağlayıcı olmaya devam etmektedir. Küresel endüstriyel ısı arzındaki payı, görünüm dönemi boyunca yaklaşık %10'da sabit kalmaktadır.

Solar termal ve jeotermal katkılar, yenilenebilir ısı tüketimindeki sanayi sektörü büyümesinin %1'inden azını temsil ederek marjinal kalmaktadır. Yine de, 2023 yılında Avrupa'da özellikle güçlü bir ivme [kazanan \(94 MW'lık küresel eklemelerin 77 MW'ı\)](#) endüstriyel prosesler için güneş ısısının (SHIP), [gıda ve içecek, tekstil, madencilik ve alüminyum rafineri](#) endüstrilerindeki uygulamalarla 2030 yılına kadar küresel olarak dört kat artması beklenmektedir. Örneğin, bugüne kadarki [en büyük SHIP projesinin](#) (1,5 GWh) 2026 yılında Suudi Arabistan'da faaliyete geçmesi planlanıyor.

SHIP bazı pazarlarda yatırım sübvansiyonlarından yararlanırken, politikalar aynı zamanda son kullanıcı güvenini artırmak ve uzun vadeli sistem performansını teşvik etmek için bu pazar segmentlerinde önemli bir rol oynayan ESCO'lar gibi üçüncü taraf yatırımlarına dayalı iş modellerinin kullanımını da teşvik edebilir.

Yenilenebilir ısı tüketiminde sanayi sektörü artışları ve yenilenebilir kaynakların ısı talebindeki payları, seçilmiş bölgeler, 2017-2030



IEA. CC BY 4.0.

Not: Sanayi sektöründe kullanılan ısı pompalarından gelen ortam ısısı, sınırlı veri mevcudiyeti nedeniyle hesaba katılmamıştır. Kaynaklar: IEA (yakında çıkacak), [Dünya Enerji Görünümü 2024](#).

Isı pompası kullanımı ve elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının artan payı Çin, Avrupa ve Amerika Birleşik Devletleri'ndeki binalarda yenilenebilir ısı alımını teşvik ederken, gelişmiş biyokütle sobaları Sahra altı Afrika ve Hindistan'da kaynakların daha verimli kullanılmasını sağlıyor

Binalar sektöründeki küresel ısı tüketiminin 2024-2030 döneminde sabit kalması ve gelişmekte olan bölgelerdeki büyümenin gelişmiş ve büyük yükselen ekonomilerdeki verimlilik kazanımlarını dengelemesi beklenmektedir. Bu arada, binalarda ısıtma ve pişirme için modern yenilenebilir enerji kullanımının %45 (+7 EJ) artması ve yenilenebilir enerjinin bina ısısındaki payının 2023'te %17'den 2030'da %24'e çıkması beklenmektedir.

Yenilenebilir elektrik, binalardaki yenilenebilir ısı alımına öncülük etmeye devam ediyor ve görünüm döneminde kullanımı küresel olarak neredeyse iki katına çıkarak (+3 EJ) sektörün yenilenebilir ısı büyümesinin neredeyse yarısına katkıda bulunuyor. Elektrik sektöründe yenilenebilir enerji kaynaklarının artan payı, ısı için kullanılan yenilenebilir elektrikteki bu artışın üçte ikisini açıklarken, geri kalanı yeni elektrikli ısıtıcıların, kazanların ve ısı pompalarının yaygınlaşmasından kaynaklanmaktadır.

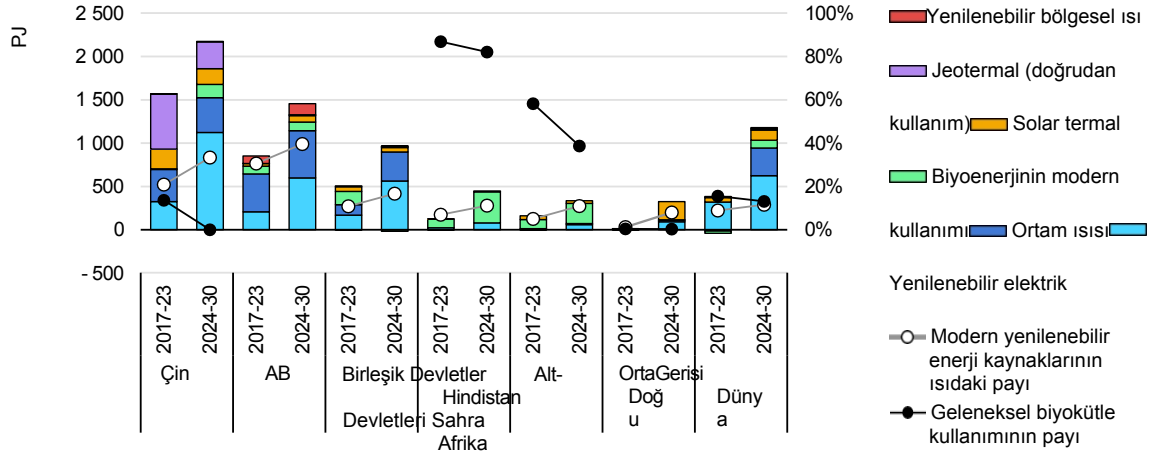
Isı pompaları sadece elektrik kullanmaz: aynı zamanda çoğunlukla ortam ısısından da yararlanırlar. 2030 yılına kadar bina sektöründe kullanımının %40'tan (+1,7 EJ) fazla artacağı ve büyümenin dörtte üçünün Avrupa Birliği, Çin ve Amerika Birleşik Devletleri'nde gerçekleşeceği tahmin edilmektedir.

Modern biyoenerji kullanımının, özellikle Sahraaltı Afrika, Hindistan ve Çin'de, geleneksel biyokütle kullanımının yerini alan gelişmiş ocaklar ve ısıtma sobaları ile önceki altı yıla göre iki kattan daha hızlı artması beklenmektedir. Bu arada, Avrupa Birliği'nde odun yongası ve pelet soba ve kazanlarının kurulumu devam etmektedir.

Binalardaki solar termal ısı tüketiminin 2030 yılına kadar Orta Doğu (dört kat artış), Çin ve Avrupa Birliği öncülüğünde küresel olarak %40 (+0,7 EJ) artması beklenmektedir. Küçük ölçekli sistemler sadece gaz ve elektrikli kazanların değil, aynı zamanda giderek artan bir şekilde güneş PV ve ısı pompalarının rekabetiyle karşılaştığından, bu pazarlar kamu ve ticari binalar için büyük ölçekli kurulumlara doğru hafifçe kaymaktadır.

Aynı zamanda, binalarda doğrudan jeotermal ısı kullanımı üçte bir oranında artacak ve Çin büyümeye hakim olacaktır (yeni gelişmelerin neredeyse %90'ı). Avrupa ve Amerika Birleşik Devletleri de sondaj tekniklerindeki ilerlemeler ve yenilikçi iş modellerinin teşvikiyle pazar dinamizmi göstermektedir.

Yenilenebilir ısı tüketiminde bina sektörü artışları ve yenilenebilir kaynakların modern ve geleneksel kullanımlarının ısı talebindeki payları, seçilmiş bölgeler, 2017-2030



IEA. CC BY 4.0.

Not: Sanayi sektöründe kullanılan ısı pompalarından gelen ortam ısı, sınırlı veri mevcudiyeti nedeniyle hesaba katılmamıştır. Kaynak: IEA (yakında çıkacak), [Dünya Enerji Görünümü 2024](#).

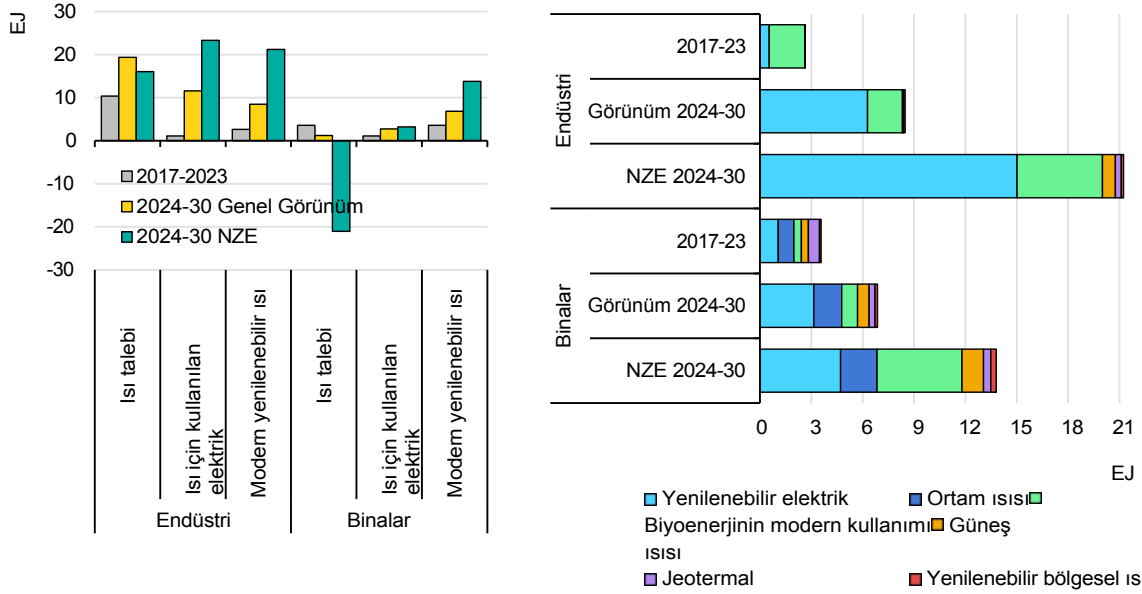
Bölgesel ısıtmanın karbonsuzlaştırılması potansiyeli Avrupa Birliği dışında büyük ölçüde kullanılmamaktadır

Bölgesel ısıtmanın 2030 yılına kadar %14 (+2 EJ) büyüyeceği ve bu büyümenin %70'inin kömürün birincil yakıt olduğu Çin'de gerçekleşeceği öngörülmektedir. Avrupa Birliği ek tüketimin sadece %6'sından sorumlu olsa da, RED III hedefleriyle desteklenen yeni şebekeler, yakıt değişimi ve yenilenebilir enerjinin (atıktan enerjiye, biyokütle ortak yakma, ısı pompası ve jeotermal ve güneş termal teknolojilerinden) mevcut güç sistemlerine daha fazla entegrasyonu sayesinde yenilenebilir bölgesel ısıtma büyümesinin dörtte üçünü oluşturmaktadır. Aslında, yenilenebilir enerji kaynaklarının 2030 yılına kadar AB bölgesel ısı üretiminin %41'ini karşılamasını bekliyoruz, bu oran küresel olarak %6'dan azdır.

2050'ye kadar Net Sıfır Emisyon Senaryo takibi

Yenilenebilir ısı için bu yılki küresel görünüm, çoğunlukla Avrupa Birliği, Amerika Birleşik Devletleri ve Çin'de sanayide yenilenebilir elektrik kullanımına yönelik daha temkinli tahminlerin yanı sıra Sahra altı Afrika ve Çin'de biyokütle kullanımının beklenenden daha yavaş modernizasyonunu yansıtmak için [Yenilenebilir 2023](#) tahminlerinden %5 aşağı revize edilmiştir. Genel olarak, öngörülen yenilenebilir ısı gelişmeleri, Paris Anlaşması hedeflerini gerçekleştirmek için fosil yakıtları yeterince hızlı bir şekilde ikame etmek için büyük ölçüde yetersiz kalmaktadır.

Küresel ısı talebi, elektrik tüketimi ve ısı için yenilenebilir kaynakların modern kullanımındaki değişiklikler (solda) ve kaynağına göre yenilenebilir ısı tüketimindeki değişiklikler (sağda), 2050'ye kadar Net Sıfır Senaryosuna göre görünüm, 2017-2030



Not: NZE = 2050 Senaryosuna Göre Net Sıfır Emisyon.

IEA. CC BY 4.0.

Kaynak: IEA (yakında çıkacak), [Dünya Enerji Görünümü 2024](#).

2050'ye kadar Net Sıfır Senaryosuna uyum sağlamak için, küresel yenilenebilir ısı tüketiminin görünümümüze göre 2,3 kat daha hızlı ilerlemesi gerekirken, küresel ısı talebini 2024-2030 döneminde %3 oranında azaltmak için geniş ölçekli yeterlilik odaklı eylemlere ve çok daha fazla enerji ve malzeme verimliliği iyileştirmelerine ihtiyaç duyulacaktır.

Net Sıfır Senaryosu tüm kaynaklar için daha dik dağıtım yörüngeleri çizerken, görünüm ve Net Sıfır yolları arasındaki en büyük mutlak farklılıklar, endüstriyel proses ısı için yenilenebilir elektrik kullanımı (2030'a kadar 9 EJ fark) ve binalarda modern biyokütle kullanımı (4 EJ fark) içindir.

Bölüm 2. Elektrik

Küresel tahmin özeti

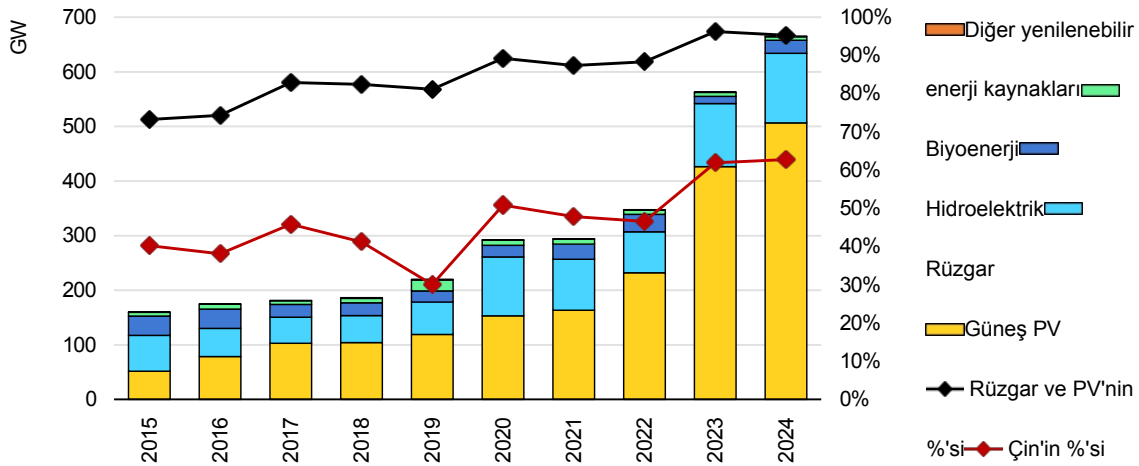
2023 yenilenebilir kapasite ilaveleri için istisnai bir yıl mıydı yoksa yeni normal mi?

2023 yılında, küresel yıllık yenilenebilir kapasite ilaveleri %60'tan fazla artarak yaklaşık 565 GW'a ulaştı ve bu şimdiye kadar kaydedilen en hızlı büyüme oldu. 130'dan fazla ülkede devam eden politika desteği ve özellikle solar PV için azalan maliyetler, küresel trendde bu önemli değişikliğe yol açtı. Geçen yıl 40 ülke, son on yıldaki en yüksek sayı olan yıllık dağıtım rekorunu kırdı.

Bununla birlikte, Çin'in rekoru gerçekten istisnai olup, küresel yıllık eklemelerin üçte ikisini tek başına oluşturmaktadır. 2023 yılında, ülkenin güneş enerjisi PV ilaveleri

2,5 katına çıkmış ve rüzgâr kurulumları iki kattan fazla artmıştır. Avrupa (+%28; özellikle Almanya, İspanya ve Fransa'da), Amerika Birleşik Devletleri (+%42), Brezilya (+%29) ve Güney Afrika'da (+%33) yenilenebilir kapasite ilavelerindeki artışlar tüm zamanların en yüksek seviyelerine ulaştı.

Teknolojiye göre yenilenebilir elektrik kapasitesi ilaveleri ve Çin'in payı



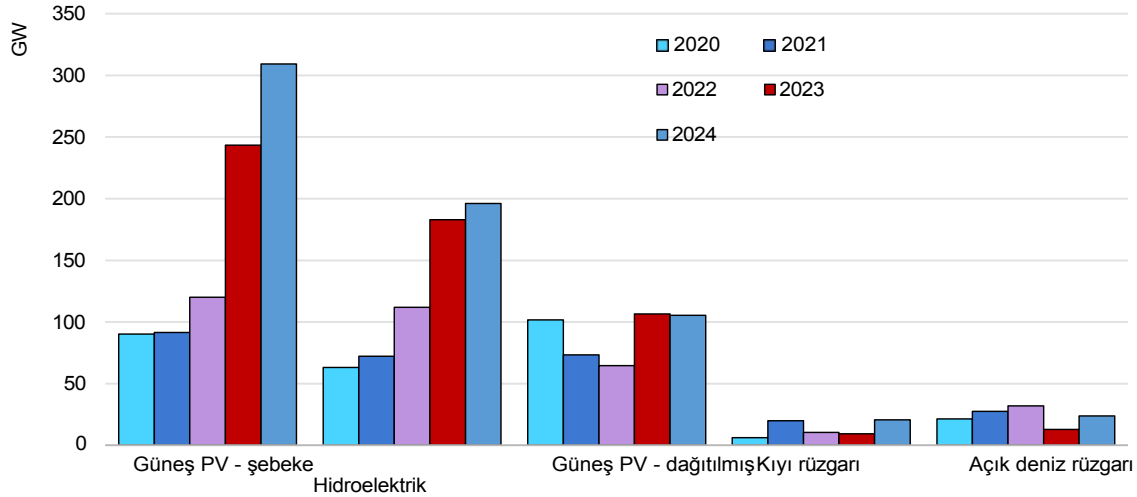
IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Kapasite ilaveleri net ilaveleri ifade etmektedir. Tarihsel ve tahmini güneş PV kapasitesi, yenilenebilir enerji piyasası raporunun önceki baskılarından farklı olabilir. Tüm ülkeler için PV verileri DC'ye (doğru akım) dönüştürülmüş, AC (alternatif akım) bildiren ülkeler için kapasite artırılmıştır. Dönüşümler, 80'den fazla ülkeyi kapsayan bir IEA anketine ve PV endüstrisi dernekleriyle yapılan görüşmelere dayanmaktadır. Solar PV sistemleri, fotovoltaik hücreler kullanarak güneş ışığını yakalayıp DC elektriğe dönüştürerek çalışır. DC elektrik daha sonra genellikle bir invertör kullanılarak dönüştürülür, çünkü çoğu elektrikli cihaz ve güç sistemi AC kullanır. Yaklaşık 2010 yılına kadar, çoğu PV sistemindeki AC ve DC kapasitesi benzerdi, ancak PV sistem boyutlandırmasındaki gelişmelerle birlikte, bu iki değer artık özellikle şebeke ölçeğindeki kurulumlarda %40'a kadar farklılık gösterebilmektedir. Solar PV ve rüzgâr ilaveleri hidrojen üretimine adanmış kapasiteyi de içermektedir.

2023'te şebeke ölçekli güneş PV ilavelerinin neredeyse iki katına çıkması, küresel yenilenebilir enerji kapasitesi artışına en büyük katkıyı sağlamıştır. Çin'in şebeke ölçeğindeki PV ilaveleri, modül fiyatlarının 2023'te yarıya düşmesi ve hükümetin ıssız alanlarda büyük ölçekli güneş PV tesislerinin inşasını hızlandırmak için bir politika yürürlüğe koymasıyla üç kattan fazla arttı. Amerika Birleşik Devletleri, 2022'den 2023'e kadar şebeke tipi PV kurulumlarını neredeyse iki katına çıkararak ikinci en büyük artışı kaydetti. Bu arada, küresel dağıtılmış güneş PV ilaveleri (konut, ticari ve endüstriyel projeler dahil), çoğunlukla Çin ve Avrupa'daki hızlanma nedeniyle geçen yıl %60'ın üzerinde büyüdü.

İki yıl üst üste yaşanan düşüşün ardından, karadaki rüzgâr enerjisi kurulumları %65'lik bir artışla 2023 yılında 107 GW'a yükselmiştir. Bir kez daha, bu artış çoğunlukla Çin'deki ve daha az ölçüde Hindistan'daki genişlemeden kaynaklanırken, Avrupa'da eklemeler sabit kaldı ve Amerika Birleşik Devletleri'nde azaldı.

Teknolojiye göre yenilenebilir elektrik kapasitesi ilaveleri, 2020-2024



IEA. CC BY 4.0.

Açık deniz rüzgâr enerjisi için, yıllık kurulumlar 2021'deki rekor büyümenin ardından (Çin'deki geliştiricilerin cömert ulusal tarife garantilerinin aşamalı olarak kaldırılmasından önce projeleri tamamlamak için acele ettikleri dönemde) üst üste ikinci yıl düşüş gösterdi. Önceki ihalelerdeki açık deniz projelerinin devreye alınma takvimi, Avrupa boru hattında da bir durgunluk yarattı ve 2023 yıllık ilaveleri, özellikle Birleşik Krallık'ta bir önceki yıla göre azaldı.

Hidroelektrik kapasite ilaveleri dünya genelinde %60 azalarak 2023'te 13 GW'a gerilemiştir; bu 2001'den bu yana en düşük seviye ve on yıl önceki rekor seviyedeki konuşlandırmanın dörtte biridir. Çin bu küresel eğilimde yine önemli bir rol oynadı, ancak Kuzey Amerika, Hindistan, ASEAN bölgesi ve Latin Amerika da dahil olmak üzere neredeyse tüm önemli hidro bölgelerinde genişleme aslında yavaşladı. Diğer yenilenebilir enerji teknolojileri (biyoenerji, CSP, jeotermal ve okyanus) için yıllık büyüme 2023'te 8 GW'ta sabit kaldı ve küresel yenilenebilir

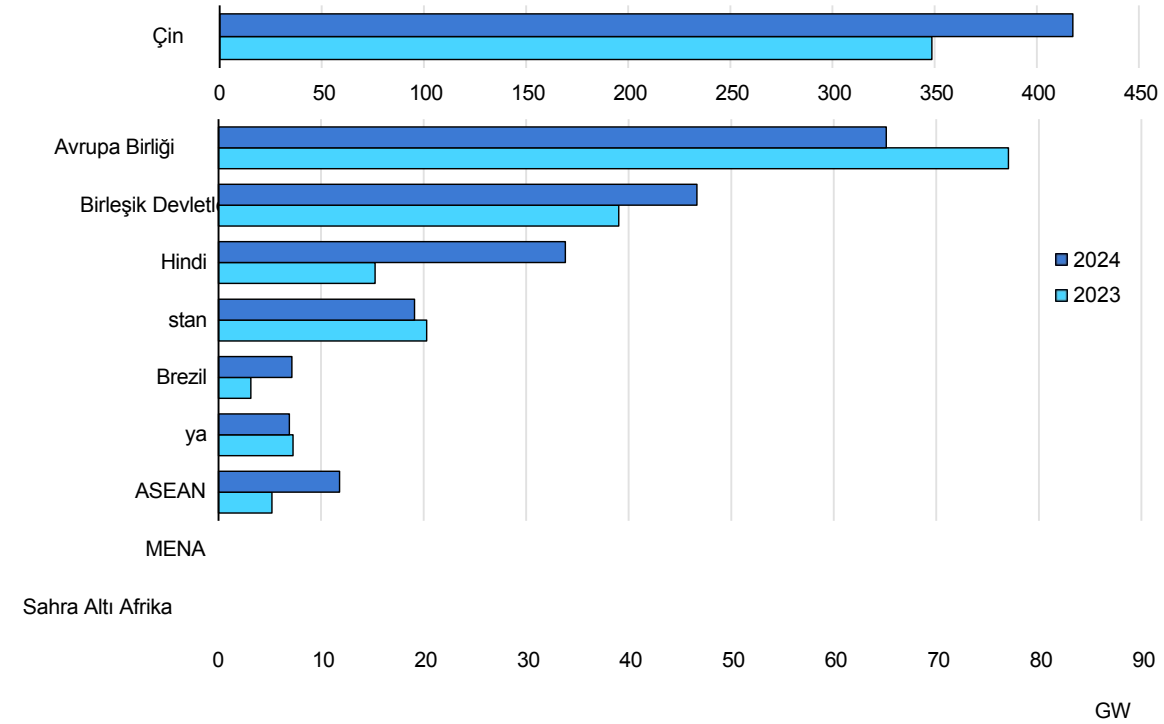
kapasite ilavelerinin %1,5'ini oluşturdu.

2023'teki %60'lık artışın ardından 2024 yenilenebilir kapasite ilaveleri için bir başka rekor yıl olacak mı?

Ana durum tahmini, yenilenebilir kapasite ilavelerinin 2024 yılında neredeyse %20 artmasını beklemektedir. Bu bir başka rekor yıl anlamına geliyor, ancak büyüme 2023'te elde edilen %60'ın altında kalacak. Küresel olarak, 2024'te güneş enerjisinin neredeyse %20, rüzgârın %10 ve hidroelektriğin %85'in üzerinde artması bekleniyor. Çin'deki piyasa gelişmeleri, küresel yenilenebilir kapasite artışının nispeten daha yavaş olmasının ana nedenidir (ancak tek nedeni değildir).

Çin'in yenilenebilir kapasite ilavelerinin 2023'te iki katına çıkmasının ardından 2024'te %20 artması bekleniyor. Bununla birlikte, Çin'de geçen yıl şebeke ölçeğinde rüzgâr ve güneş enerjisindeki hızlı büyüme, şebeke entegrasyonu zorluklarını artırmıştır. 2024'ün ilk çeyreğinde, değişken yenilenebilir enerji (VRE) üretimi için kesinti oranları artmış olsa da, her iki teknoloji için de %3'ün altında kalmıştır.

Ülkelere/bölgelere göre yenilenebilir elektrik net kapasite ilaveleri, 2023-2024



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: ASEAN = Güneydoğu Asya Ülkeleri Birliği. MENA = Orta Doğu ve Kuzey Afrika.

Bununla birlikte, dağıtım şebekesi kısıtlamaları da son zamanlarda ortaya çıkmıştır çünkü dağıtılmış güneş PV kapasitesi (konut, ticari ve endüstriyel uygulamalar dahil) 2023'te 260 GW'ın üzerine çıkarak 2021'e göre iki kattan fazla artmıştır. Ocak-Ağustos 2024 tarihleri arasında Çin'in yıllık güneş PV ilaveleri, devam eden zorluklara rağmen 2023'ün aynı dönemine göre neredeyse %30 daha yüksekti. Haziran 2024'te Çin Ulusal Enerji İdaresi, izin verilen il kesinti eşliğini %5'ten %10'a çıkararak daha fazla güneş PV kapasitesinin

bağlanmasını sağladı.

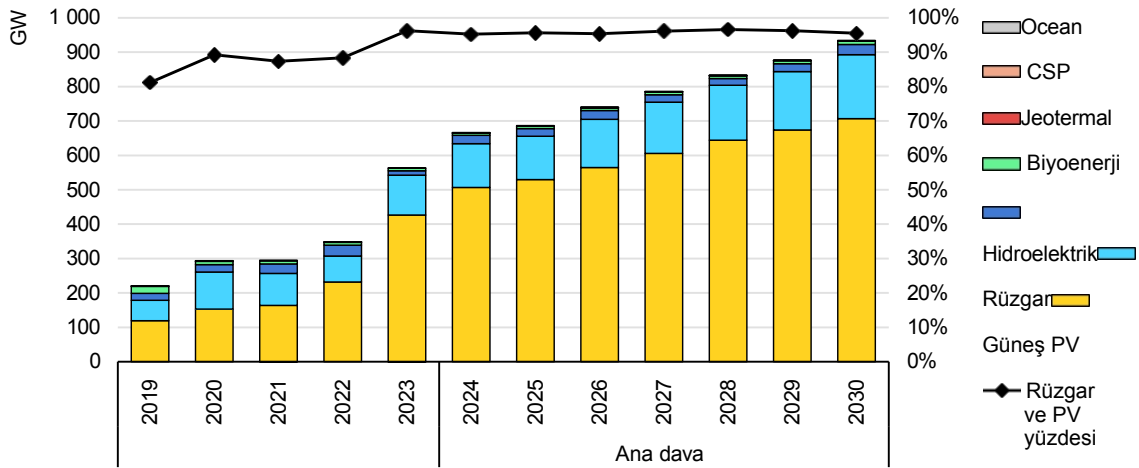
Avrupa'da, Polonya'da güneş enerjisi teşviklerinin azalması ve İspanya'da ihale hacminin düşmesi nedeniyle yıllık kapasite artışının 2024'te 2023'e göre %7 azalmasını bekliyoruz. Dağıtılmış güneş PV genişlemesi de İspanya'da yavaşlıyor ve düşük elektrik fiyatları, Rusya'nın Ukrayna'yı işgalinin perakende elektrik fiyatlarının yükselmesine neden olduğu 2022'ye göre ekonomik olarak daha az cazip hale getirdiği için Almanya'da sabit kalıyor.

Amerika Birleşik Devletleri ve Hindistan'da tedarik zinciri kısıtlamaları hafifleyerek 2024 yılında kapasite artışına yol açarken, Brezilya'da net ölçüm teşviklerinin azalması dağıtık güneş enerjisi büyümesini olumsuz etkilemektedir. ASEAN ülkeleri ve Sahra-altı Afrika'da, büyük hidroelektrik projelerinin 2024 yılında faaliyete geçmesi ve her iki bölgede de kapasite ilavelerini önemli ölçüde artırması beklenmektedir.

Yenilenebilir kapasite ilaveleri 2030 yılına kadar güneş enerjisi öncülüğünde artmaya devam edecek

Ana durumda, küresel yıllık yenilenebilir kapasite ilaveleri 2024'te 666 GW'tan 2030'da yaklaşık 935 GW'a yükselmektedir. Çoğu ülkede üretim maliyetleri hem fosil hem de fosil olmayan alternatiflere göre daha düşük olduğundan ve politikalar bunları desteklemeye devam ettiğinden, güneş PV ve rüzgarın 2030 yılına kadar tüm yenilenebilir kapasite ilavelerinin %95'ini oluşturacağı tahmin edilmektedir.

Teknolojiye göre yenilenebilir elektrik kapasitesi ilaveleri, ana vaka, 2019-2030



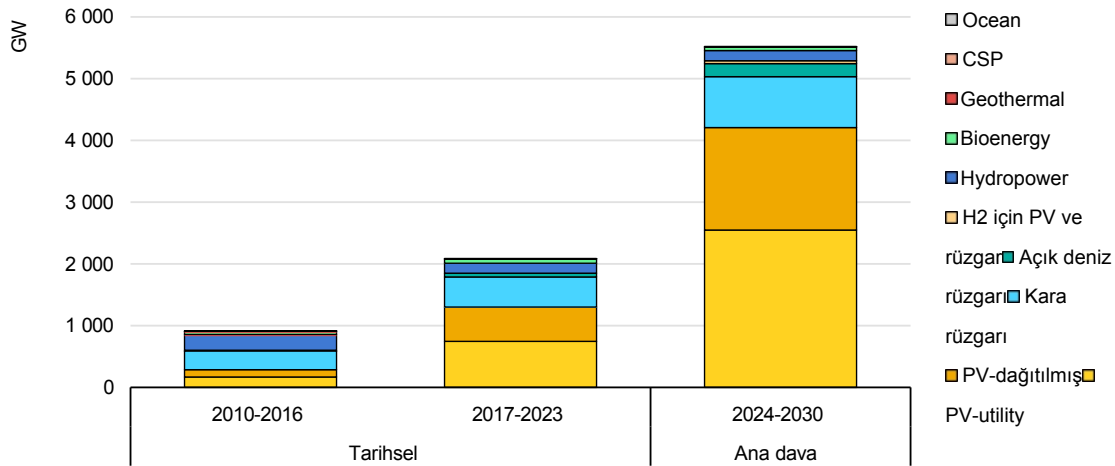
IEA. CC BY 4.0.

Hidroelektrik, yükselen ve gelişmekte olan ekonomilerin (özellikle Afrika'da) büyük potansiyellerini kademeli olarak kullanmasıyla 2024-2030 yılları arasında yıllık 20-30 GW katkı sağlamaktadır. Biyoenerji ve diğer yenilenebilir enerjiler için yıllık kapasite artışının 2030 yılına kadar yaklaşık 12 GW'a ulaşması beklenmektedir.

Küresel yenilenebilir kapasitenin 2024-2030 yılları arasında 5 520 GW'ın üzerine çıkması beklenmektedir; bu rakam son altı yıldaki (2017-2023) dağıtımdan 2,6 kat daha fazladır. Kamu hizmeti ölçeğinde ve dağıtılmış **güneş PV** büyümesi üç kattan fazla artarak dünya çapında yenilenebilir elektrik genişlemesinin neredeyse %80'ini oluşturmaktadır. Solar PV'nin benimsenmesi, azalan ekipman maliyetleri, nispeten hızlı izin alma ve yaygın sosyal kabul sayesinde hızlanmaktadır. PV proje boyutu birkaç watt'tan gigawatt seviyesindeki şebeke ölçekli tesislere kadar değişebilir ve bireylere, küçük şirketlere, büyük endüstrilere ve kamu hizmetlerine düşük maliyetli sıfır emisyonlu elektrik sağlar.

Tahminlerimize göre, dağıtık uygulamalar (konut, ticari, endüstriyel ve şebeke dışı projeleri kapsayan) toplam PV genişlemesinin neredeyse %40'ını oluşturmaktadır. Daha fazla politika öz tüketime olanak tanıdıkça ve ekonomik çekicilik arttıkça, daha fazla tüketici ve şirket küçük ölçekli güneş PV sistemleri kurarak elektrik faturalarını azaltmaya çalışmaktadır.

Teknoloji segmentine göre yenilenebilir elektrik kapasitesi artışı, ana vaka, 2010-2030



IEA. CC BY 4.0.

Tahminimiz, 2017-2023 ile karşılaştırıldığında, **onshore rüzgar** kümülatif ilavelerinin 2030 yılına kadar neredeyse iki katına çıkarak 846 GW'a ulaşmasını beklemektedir. Son zamanlarda yaşanan tedarik zinciri, enflasyon ve izin zorluklarına rağmen, politikaların (Avrupa, Amerika Birleşik Devletleri, Hindistan ve diğer yükselen ve gelişmekte olan ekonomiler dahil) yeni makroekonomik ortama uyum sağlaması, izinleri hızlandıracak önlemlerin alınması ve proje bankacılığının geliştirilmesi ile sektörün orta vadede toparlanacağını öngörüyoruz.

Ancak, son politika değişikliklerinin tahmin dönemi boyunca uygulanma hızı belirsizliğini korumaktadır. Buna ek olarak, daha yüksek proje riski ve sosyal kabul zorluklarından kaynaklanan daha uzun zaman çizelgeleri genişlemeyi sınırlayabilir. Bu nedenlerle, daha hızlı proje geliştirme arayışında olan uluslararası geliştiriciler ve yatırımcılar, sermayelerini rüzgârdan güneş enerjisi projelerine yönlendirmektedir.

son beş yılda. Bununla birlikte, Avrupa, Amerika Birleşik Devletleri ve Hindistan'ın yanı sıra Afrika, Orta Doğu, ASEAN ülkeleri, Latin Amerika ve Avrasya'da yıllık ekleme sayısının artması beklenmektedir.

Açık deniz rüzgâr kapasitesindeki büyümenin 2030 yılına kadar 212 GW'a ulaşarak önceki altı yıllık dönemi neredeyse dörde katlaması beklenmektedir. Yıllık açık deniz rüzgâr pazarının 2023'te 9,5 GW'tan 2030'da 45 GW'ın üzerine çıkması ve Çin'in tek başına bu büyümenin yarısından sorumlu olması bekleniyor. Avrupa'nın yıllık pazarı 2030'a kadar neredeyse 18 GW'a ulaşırken, Amerika Birleşik Devletleri, Japonya ve Kore yeni gigawatt düzeyinde yıllık pazarlar olarak ortaya çıkmaktadır.

Genel olarak, makroekonomik ve tedarik zinciri zorlukları açık deniz rüzgarını diğer yenilenebilir teknolojilerden daha fazla etkilemektedir çünkü projeler büyük, teslim süreleri uzun ve yatırım gereksinimleri nispeten yüksektir. Bu engeller, birçok Avrupa pazarında offshore projelerinin finanse edilebilirliğini azaltmış ve Amerika Birleşik Devletleri'nde birçok offshore tesisinin iptal edilmesine yol açmıştır.

2024-2030 yılları arasındaki **hidroelektrik** kapasite artışı, 165 GW'ın üzerinde bir gücün faaliyete geçmesiyle 2017-2023 dönemine benzer bir seyir izleyecektir. Çin'in büyük ölçekli konvansiyonel ve pompaj depolamalı hidroelektrik sistemleri kurma konusundaki kararlılığı, tahmin edilen küresel büyümenin neredeyse %40'ını oluşturmaktadır. Çin'deki büyüme 2030'a kadar yavaşlarken, Hindistan, ASEAN bölgesi ve Afrika'da hızlanmaktadır. Birçok hükümetin 2030 yılı için hidroelektrik hedefleri ve geliştirilmekte olan büyük proje hatları bulunmaktadır. İspanya ve Avusturya'daki 3,3 GW'lık pompaj depolamalı hidroelektrik projeleri sayesinde AB hidroelektrik faaliyetlerinin de bir miktar artması bekleniyor.

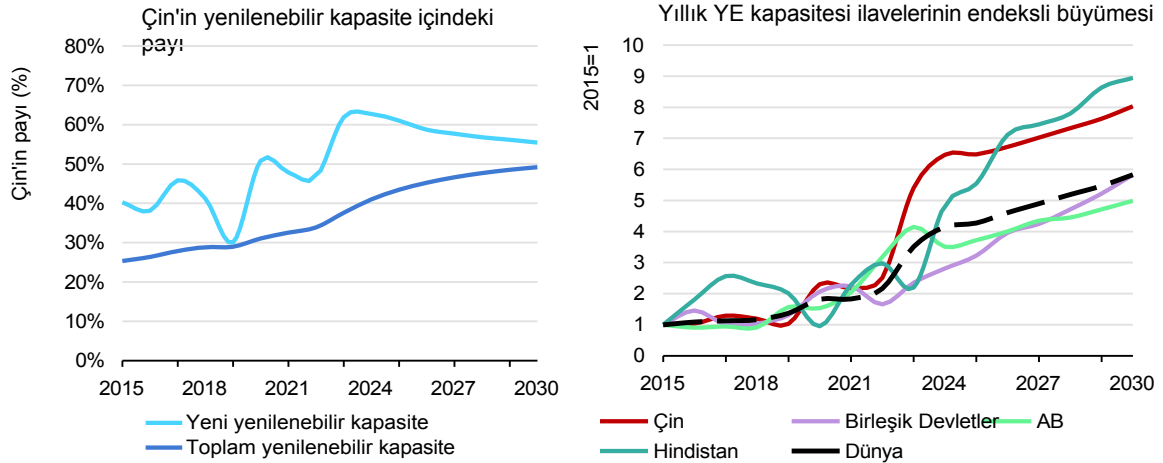
Çin, küresel yenilenebilir kapasite artışını hızla başka bir seviyeye taşıyor

2024-2030 yılları arasında Çin'in 3 207 GW yeni yenilenebilir elektrik kapasitesi kurması ve 2017-2023 yılları arasındaki büyümeyi üçe katlaması beklenmektedir. 2015 yılından bu yana, Çin'in küresel yıllık kapasite ilavelerindeki payı artmaktadır ve 2030 yılında neredeyse %60'a ulaşması beklenmektedir. Tahmin döneminin sonunda, ülkenin dünyadaki kümülatif yenilenebilir elektrik kapasitesinin en az yarısına sahip olması ve son on yıldaki payını iki katına çıkarması bekleniyor. Çin hükümetinin 14th Beş Yıllık Plan (2021-2025) kapsamındaki teşviklerle desteklenen 2060 yılına kadar Net Sıfır hedefi ve yerel olarak üretilen ekipmanın ve düşük maliyetli finansmanın bol miktarda bulunması, tahmin dönemi boyunca ülkenin yenilenebilir enerji artışını teşvik etmektedir.

Avrupa Birliği, Çin'den sonra ikinci en büyük büyüme pazarı olmaya devam ediyor ve yıllık eklemeler 2030 yılına kadar eskisinden daha hızlı bir şekilde artmaya devam ediyor. Üye ülkeler kısa süre önce yeni genel AB hedefine ulaşmak için taslak ulusal planlarını sundular. Yenilenebilir elektrik için hedefleri, Avrupa Birliği'nin

Ancak ulaşım, sanayi ve binalar dahil olmak üzere diğer sektörler için bu hedefler yetersizdir. Yenilenebilir enerji ihaleleri, kurumsal PPA'lar ve dağıtılmış güneş enerjisini teşvik eden teşvikler önümüzdeki altı yıl içinde kapasite artışını desteklemeye devam edecek ve bloğun önceki başarılarını ikiye katlayacak.

Çin'in küresel yenilenebilir enerji kapasitesi artışındaki payı ve 2015'e endeksli yıllık ilaveler

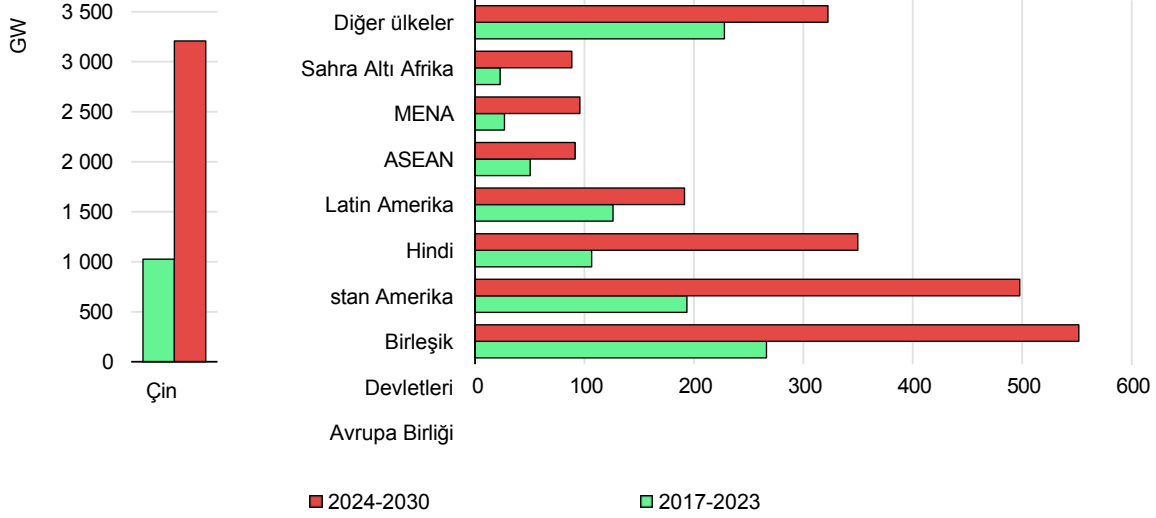


IEA. CC BY 4.0.

ABD'de yenilenebilir enerjinin 2024-2030 yılları arasında iki kattan fazla artarak yaklaşık 500 GW'a ulaşması, vergi teşvikleri şeklindeki cömert Enflasyon Azaltma Yasası (IRA) teşvikleriyle desteklenmektedir. Bu arada, Hindistan'ın yıllık yenilenebilir enerji kapasitesi artışının, Çin de dahil olmak üzere diğer tüm büyük ekonomilerden daha hızlı artması beklenmektedir. Ana durum tahmininde, Hindistan'ın kapasite ilaveleri 2023'te 15 GW'tan 2030'da 62 GW'a çıkarak dört kattan fazla artmıştır.

Latin Amerika'da yüksek perakende satış fiyatları dağıtık güneş enerjisi sistemlerinin kurulmasını teşvik ederken, Brezilya'da şebeke ölçeğindeki rüzgâr ve güneş enerjisi kurulumlarına yönelik destekleyici politikalar yenilenebilir enerji büyümesini yeni zirvelere taşıyor. Orta Doğu ve Kuzey Afrika'da da yenilenebilir enerji genişlemesi, çoğunlukla güneş PV'nin maliyet rekabetçiliğinden yararlanan politika teşvikleri sayesinde hızlanmaktadır. Sahra altı Afrika'da yenilenebilir kapasite daha hızlı artsa da, bölge kaynak potansiyeli ve elektrifikasyon ihtiyaçları göz önüne alındığında hala düşük performans göstermektedir.

Ülkelere/bölgelere göre yenilenebilir elektrik kapasitesi artışı, ana vaka, 2017-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: MENA = Orta Doğu ve Kuzey Afrika. ASEAN = Güneydoğu Asya Ülkeleri Birliği.

Küresel üç katlama taahhüdünün takibi

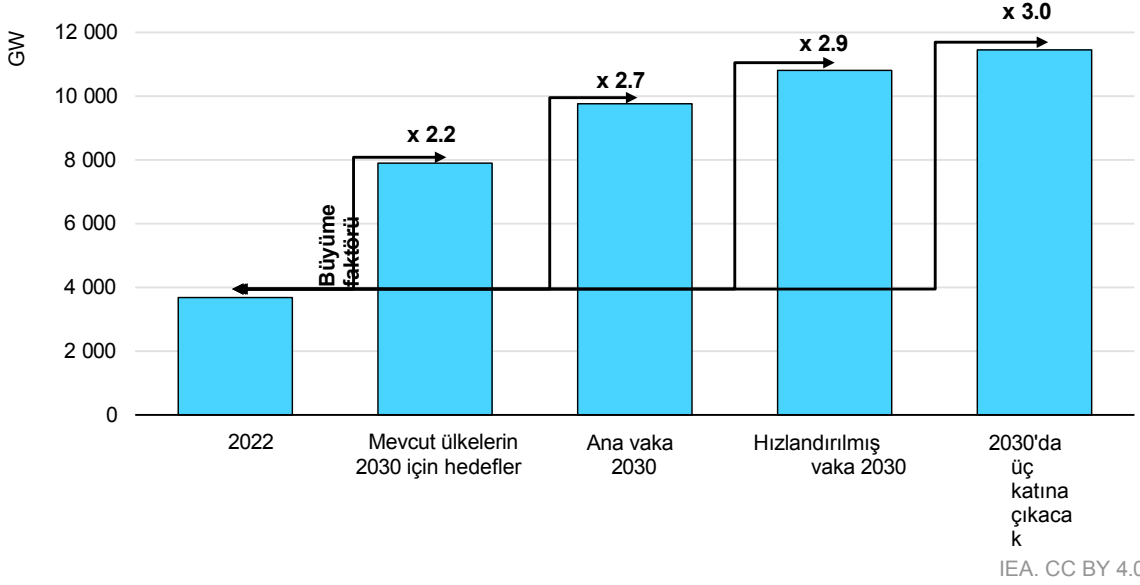
Yenilenebilir kapasite artışları mevcut hükümet politikası hedeflerini aşıyor

Temmuz 2024'te, 150 ülkenin mevcut tüm amaç, hedef ve planlarını değerlendiren IEA'nın yenilenebilir politika envanter raporu ([COP28 Yenilenebilir Kapasitenin Üç Katına Çıkarılması Taahhüdü](#)), genel hedeflerin 2030 yılında küresel olarak yaklaşık 8 000 GW yenilenebilir enerji kapasitesinin kurulmasına karşılık geldiğini ortaya koymuştur. Bu, küresel üç katına çıkarma taahhüdü için temel olarak kabul ettiğimiz 2022'deki kurulu kapasitenin 2,2 katıdır.

Ancak ana senaryomuzda (son maliyet eğilimleri dikkate alındığında), mevcut politikalar ve piyasa gelişmeleri 2030'da kümülatif yenilenebilir kapasiteyi yaklaşık 9 760 GW'a çıkarmaktadır - 2022'ye göre 2,7 kat artış veya ülkelerin hedeflerinin neredeyse %25 üzerinde. Bununla birlikte, ana senaryo hala küresel yenilenebilir kapasiteyi üç katına çıkararak 11.000 GW'ın üzerine çıkarma yolunda ilerlememektedir; bu da hedef açığının ve uygulama zorluklarının yenilenebilir enerjinin daha hızlı genişlemesini engellemeye devam ettiğini göstermektedir.

Buna karşılık, hızlandırılmış durumumuz, hükümetlerin kısa vadede temel politika, şebeke entegrasyonu, finansman ve izin zorluklarını ele alarak ana duruma kıyasla neredeyse %20 daha fazla kapasitenin kilidini açtığını ve 2030 yılına kadar küresel yenilenebilir kapasitenin neredeyse üç katına çıkmasını sağladığını varsaymaktadır.

Yenilenebilir kapasite artışı, 2022-2030 ve küresel üç katlanma arasındaki fark

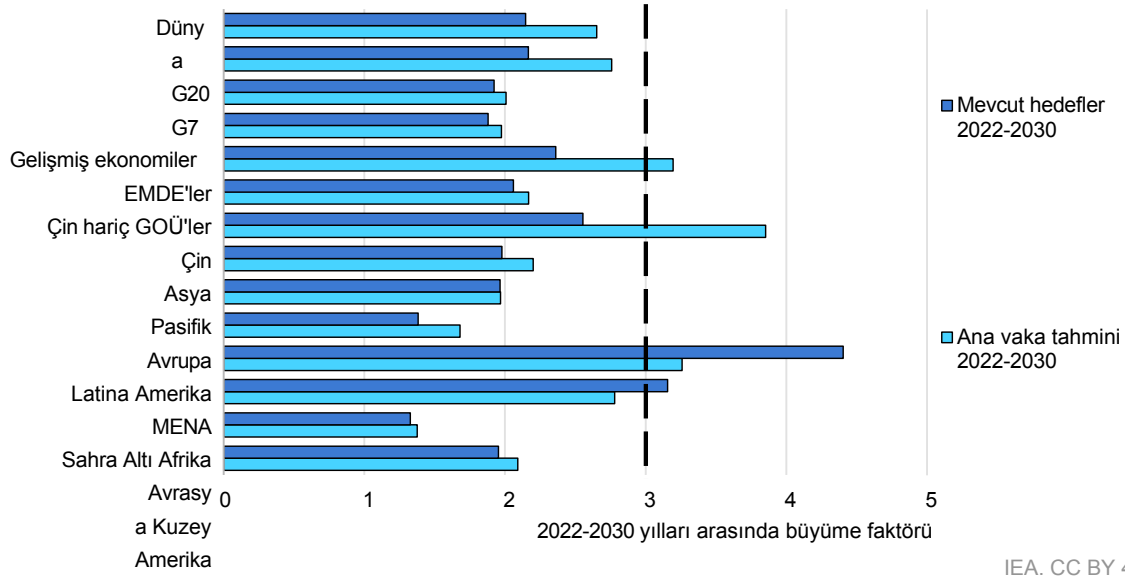


Ana vakamızda neredeyse 75 ülke mevcut yenilenebilir kapasite hedeflerine ulaşıyor veya bu hedefleri aşıyor

Ana durum tahmininde, analiz edilen 150 ülkeden 69'u yenilenebilir kapasite için mevcut politika hedeflerine ulaşmakta veya bu hedefleri aşmaktadır; bu ülkeler bugün küresel kümülatif kapasitenin neredeyse %80'ine sahiptir. Bu aşırı başarılı ülkeler arasında Çin büyük ölçüde baskındır, ancak Amerika Birleşik Devletleri, Brezilya ve Hindistan gibi diğer büyük ekonomiler de katkıda bulunmaktadır. Çoğu ülkenin mevcut hedeflerini gerçekleştirilmede yetersiz kalması beklenirken, tahminlerimizin sadece %15'ini oluşturmaktadırlar. Bu grupta tek bir ülke eğilimi domine etmemektedir.

Ana durum tahmini, hem G20 hem de G7 ülkelerinin mevcut hedeflerini aşmasını beklemektedir. Çin dışında, yükselen piyasaların ve gelişmekte olan ekonomilerin çoğu da hedeflerini gerçekleştirme yolundadır. Bununla birlikte, yükselen ve gelişmekte olan ekonomilerin kullanılmayan yenilenebilir enerji potansiyelinin önemli olduğu göz önünde bulundurulduğunda, bu ülkeler (özellikle ASEAN bölgesi ve Avrasya'da) bir sonraki ulusal planlarında ve NDC güncellemelerinde hedeflerini artırmayı düşünebilirler. MENA ülkeleri ve Sahra altı Afrika, önemli uygulama zorlukları devam ettiğinden, tahminlerimize göre ilan edilen hedeflerini gerçekleştirme yolunda değildir.

Bölgelere ve kilit ülke gruplarına göre mevcut hedefler ile IEA ana senaryosuna kıyasla yenilenebilir kapasite artışı



IEA. CC BY 4.0.

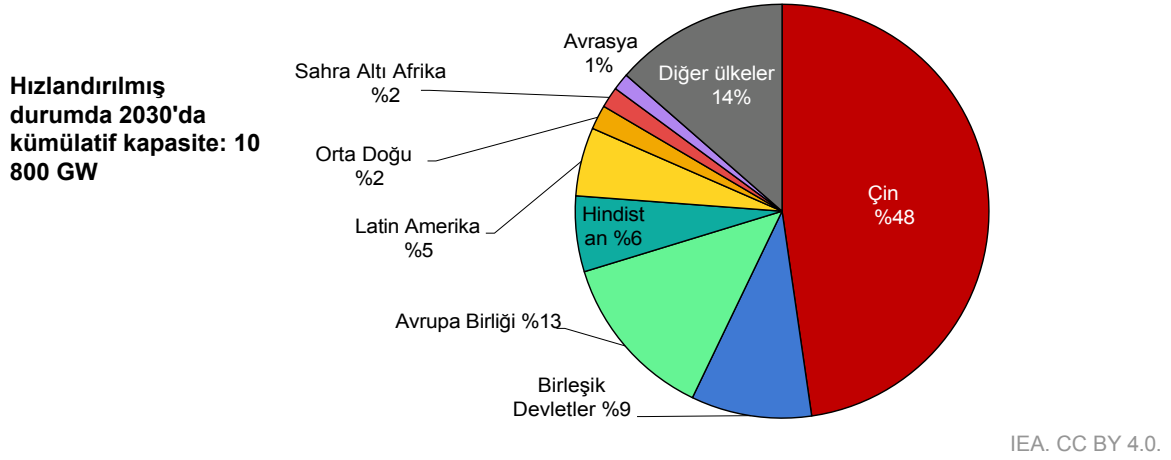
Notlar: EMDE = yükselen ve gelişmekte olan ekonomi. MENA = Orta Doğu ve Kuzey Afrika.

IEA hızlandırılmış vakası, küresel yenilenebilir enerji kapasitesini üç katına çıkaracak bir yol ortaya koyuyor

Küresel yenilenebilir elektrik kapasitesi 2030 yılında hızlandırılmış durum tahmininde neredeyse 11.000 GW'a ulaşarak COP28'in üç katına çıkarma taahhüdünü neredeyse yerine getirmektedir; bu da 2030 yılına kadar yaklaşık 11.500 GW yenilenebilir kapasite kurulumu anlamına gelmektedir. Buna göre, Çin tek başına 2030 yılına kadar faaliyete geçen küresel yenilenebilir kapasitenin neredeyse yarısını oluşturuyor ve hızlandırılmış senaryomuzda neredeyse 5 150 GW'a yükseliyor.

Bununla birlikte, Çin'in hızlandırılmış durumdaki yenilenebilir enerji büyümesi, ana durumdakinden yalnızca %11 (340 GW) daha yüksektir. Çin için hızlandırılmış senaryo, iletim ve dağıtım şebekesinin daha hızlı genişlemesini varsayarak, boru hattındaki ek yenilenebilir elektrik projelerinin devreye alınmasını mümkün kılmaktadır. Çin, rekabetçi maliyetlerle büyük bir güneş PV ve rüzgar üretim kapasitesi fazlasına sahiptir; bu da şebeke entegrasyon zorluklarının hızla çözülmesi ve şirketlerin çatı üstü güneş PV sistemlerini daha hızlı kurması halinde daha hızlı büyümenin önünü açabilir.

Hızlandırılmış durumda ülke/bölgeye göre kümülatif yenilenebilir kapasite



Gelişmiş ekonomilerde, hızlandırılmış vakanın ana vakaya göre yukarı yönlü potansiyeli Avrupa Birliği için 184 GW ve Amerika Birleşik Devletleri için 80 GW'tır. AB'deki yukarı yönlü potansiyel, hidrojen üretimi için yenilenebilir enerji kaynaklarının daha hızlı kullanılmasını da dikkate almaktadır. **Avrupa Birliği ve Amerika Birleşik Devletleri** için tahminimiz, daha hızlı genişlemenin önündeki çeşitli engelleri göz önünde bulundurmaktadır:

- uzun izin bekleme süreleri
- uzun vadeli planlama eksikliği, yeni rüzgar ve güneş enerjisi santrali bağlantılarını geciktiren yetersiz şebeke altyapı yatırımlarına yol açmaktadır
- değişken yenilenebilir enerjiyi maliyet etkin bir şekilde entegre etmek için yetersiz sistem esnekliği.

Amerika Birleşik Devletleri'nde vergi kredileri, geliştiriciler ve kamu hizmetleri arasındaki enerji satın alma anlaşmalarını teşvik eden cömert ve istikrarlı bir politika teşviki olmaya devam etmektedir. Avrupa Birliği'nde ise, hükümet güdümlü ihaleler, şebeke ölçeğinde yenilenebilir enerji büyümesi için önemli bir teşvik unsuru olmaya devam etmektedir. Başlıca ihale zorlukları şunlardır:

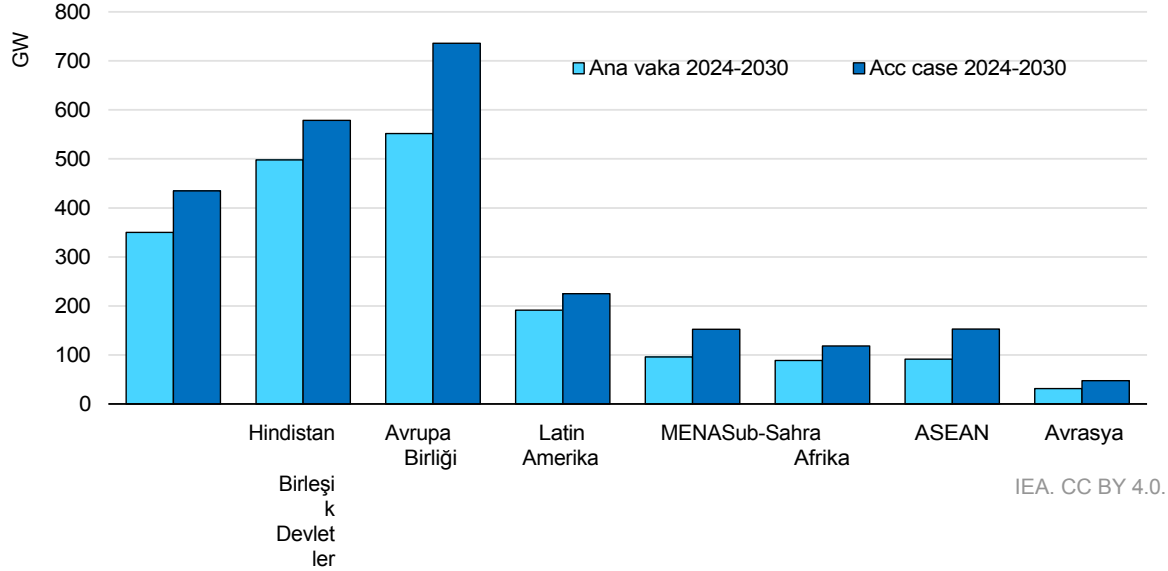
- İhale hacimleri üzerinde yetersiz görünürlük ve yeni makroekonomik ortama (yani yüksek enflasyon ve yüksek faiz oranları) uygun olmayan ihale tasarımları.
- Rekabetçi ihalelere katılabilecek proje sayısını azaltan uzun izin bekleme süreleri.

Hindistan'ın yenilenebilir kapasite artışı, hükümetin ele alması halinde hızlandırılmış durumda %24 daha yüksek olabilir:

- Şebeke ölçeğindeki projelerin genişlemesini sınırlayan arazi tedarik engelleri ve uzun şebeke bağlantısı bekleme süreleri.

- Bu zayıf finansal sağlık . dağıtım şirketler (rağmen son gelişmeler), bu da dağıtılmış güneş PV büyümesinin hızını yavaşlatmaktadır.
- Uygun fiyatlı üst düzey PV modüllerinin bulunabilirliğini sınırlayan nispeten yavaş solar PV üretim genişlemesi ve kısıtlayıcı ticaret önlemleri.

Ülke/bölgeye göre yenilenebilir kapasite artışı, ana ve hızlandırılmış durum



Notlar: MENA = Orta Doğu ve Kuzey Afrika. ASEAN = Güneydoğu Asya Ülkeleri Birliği.

ASEAN bölgesinde, çeşitli politika iyileştirmeleri bazı ülkeler için daha iyimser bir tahmine yol açmaktadır, ancak bazı zorluklar yenilenebilir enerjinin ana durumumuza göre %70 daha fazla büyümesini engellemeye devam etmektedir:

- Fosil yakıt kapasite fazlası ve iddialı uzun vadeli karbonsuzlaştırma hedefleri olan ülkelerde, kamu hizmetlerinin yeni yenilenebilir enerji kurması maliyetli bir çabadır teknolojilerini, al ya da öde hükümlü uzun vadeli sözleşmelerle kurulan genç fosil yakıtlı enerji filolarının yerine yerleştirmek.
- Bu pazarlardaki yenilenebilir enerji teknolojisi maliyetleri uluslararası kıyaslamaları aşmakta ve bu da onları daha az rekabetçi hale getirmektedir.
- Finansman maliyetleri ve proje riski yüksektir.

Yenilenebilir kapasite artışı, **Sahra-altı Afrika** (+%34) ve **Avrasya**'nın (+%52) yeni gelişen pazarlarında da ana durumdan daha yüksek olabilir, çünkü her iki bölge de kullanılmayan önemli yenilenebilir enerji potansiyeline ve artan elektrik talebine sahiptir. Bununla birlikte, çeşitli zorluklar devam etmektedir:

- Zayıf/yavaş şebeke altyapısı genişlemesi elektrik erişimini ve hizmetlerini sınırlamaktadır.
- Yüksek finansman maliyetleri yenilenebilir enerji projelerinin finanse edilebilirliğini azaltmaktadır.
- İhale hacimleri üzerindeki görünürlük yetersizdir ve duyuru ile sözleşme imzalanması arasındaki süre uzundur.

Bölgesel tahmin eğilimleri

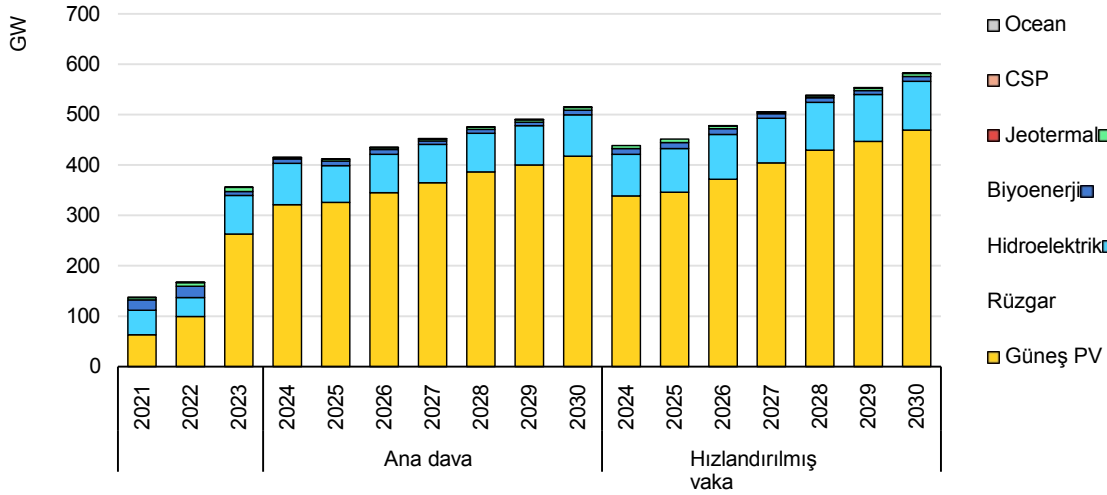
Çin

Rüzgar ve güneş enerjisindeki hızlı büyüme devam ediyor, ancak şebeke kısıtlamaları artıyor

Çin'in yenilenebilir enerji kapasitesinin 2024-2030 yılları arasında yaklaşık 3 207 GW artarak 2017-2023 yılları arasındaki büyüme üçe katlaması beklenmektedir. Yıllık ilavelerin 2030 yılında 500 GW'ın üzerine çıkması beklenmektedir. Güneş PV, artışın %80'ini tek başına oluşturan ana bileşendir. Çin'in yenilenebilir kapasite artışı, hükümetin hedef ve isteklerinin çok ötesine geçerek, Temmuz 2024'te 2030 yılı için 1 200 GW güneş PV ve rüzgar hedefini altı yıl erken aştı.

2022'den bu yana yapılan yeni yatırımlar sayesinde, Çin'in güneş PV üretim kapasitesi hem yerel hem de küresel talebi güçlü bir şekilde geride bırakarak modül fiyatlarını önemli ölçüde düşürdü ve düzenlenmiş elektrik fiyatları ile güneş PV rekabet gücünü artırdı. Ticaret önlemleri ihracat pazarlarındaki büyüme sınırlandırdığından, bu kapasite fazlasının bir kısmını absorbe etmek için güçlü bir iç PV pazarına sahip olmak kilit önem taşıyor.

Teknolojiye göre Çin yenilenebilir kapasite ilaveleri, ana ve hızlandırılmış durumlar, 2021-2030



IEA. CC BY 4.0.

Merkezi hükümet sübvansiyonlarının aşamalı olarak kaldırılmasıyla birlikte, rüzgar ve güneş PV geliştiricilerine, çoğunlukla mevcut kömür yakıtlı üretim tarafından tanımlanan, idari olarak belirlenen il referans elektrik fiyatları üzerinden 15 ila 20 yıllık elektrik satın alma sözleşmeleri teklif ediliyor. 2020'de tarife garantisi politikasının sona ermesinden bu yana, Çin'in güneş PV kapasitesi ilaveleri 2023'te neredeyse üç katına çıkarak 261 GW'a ulaştı.

Günümüzde, yeni şebeke ölçekli güneş enerjisi ve kara rüzgarı tesislerinin üretim maliyetleri neredeyse tüm illerde kömürle çalışan tesislerden daha düşüktür ve bu da yenilenebilir enerji için görünümü daha iyimser hale getirmektedir. Bu nedenle tahminimiz, yıllık güneş PV ilavelerindeki büyüme yavaşlarsa bile toplam değişken yenilenebilir kapasitenin 2030 yılında yaklaşık 4 225 GW'a ulaşmasını beklemektedir.

Bu nedenle Çin'in yenilenebilir enerji tahmini, çeşitli politika ve piyasa eğilimlerini hesaba katmak için 2023 raporumuzdan %24 yukarı revize edildi. İlk olarak, güneş PV modül maliyetleri genişleyen arz bolluğu nedeniyle düşerken, ülkenin faiz oranları Ocak 2023'ten bu yana düşüyor. Bu hızlı maliyet düşüşleri, güneş PV üretimini kömür bazlı elektrikle daha rekabetçi hale getirmiştir.

İkinci olarak, yakın zamanda yapılan elektrik piyasası reformları ve yeşil sertifika sistemleri, bazı şebeke ölçekli güneş enerjisi ve rüzgar enerjisi geliştiricilerinin düzenlenmiş sözleşmelerle sunulanlardan daha cazip fiyatlardan yararlanmasına olanak sağlamıştır. Yerel toptan satış piyasalarında daha fazla elektrik ticaretinin yapıldığı bazı illerde elektrik fiyatları daha yüksektir ve enerji düzenleyicisi, talebin hızla arttığı yeşil enerji sertifikaları için kuralları netleştirmiştir. Ayrıca, kaynak zengini bölgelerdeki geliştiriciler diğer illere yeşil enerji satarak ek gelir elde edebilirler.

Üçüncü olarak, merkezi hükümetin çatıların belirli bir yüzdesinin PV panellerle donatılmasını gerektiren Tüm İlçe PV pilot politikası, küçük ölçekli konut güneş PV'si için il mali desteği ve 2023 yılında sanayide artan perakende elektrik fiyatları ile birleştiğinde, daha hızlı ticari ve endüstriyel dağıtım için önemli bir itici güç olmuştur.

Bununla birlikte, Çin'in güneş PV ve kara rüzgâr kurulumlarındaki hızlı büyümesinin, yeni şebeke ölçekli ve dağıtılmış PV projeleri için şebeke entegrasyon zorluklarını artırması ve orta vadede proje ekonomisini etkilemesi beklenmektedir. Kuzey ve Kuzeydoğu eyaletlerinde, şebeke ölçeğinde güneş enerjisi ve rüzgâr enerjisi kesintileri artmaktadır ve özellikle bu şebeke bölgelerinde daha büyük kapasite kullanıldığından, yeni projelerin finanse edilebilirliğini olumsuz yönde etkilemesi beklenmektedir. Kaynak zengini illerdeki iletim şebekesi kısıtlarına ek olarak, ülkede 2021'den bu yana 180 GW ticari ve konut tipi PV kapasitesi kurulduğu için dağıtım şebekesi zorlukları da artmaktadır.

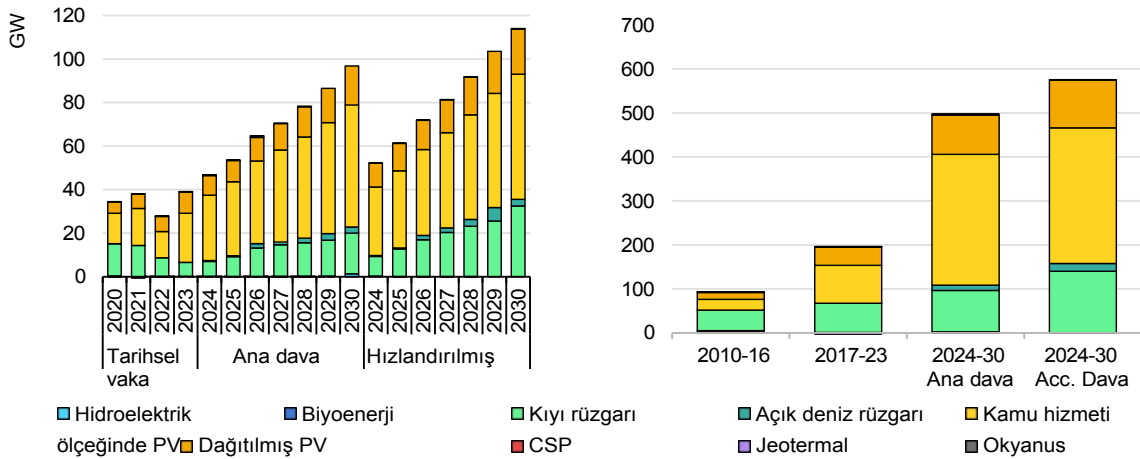
Hızlandırılmış senaryomuzda, elektrik piyasası reformlarının ve iller arasında yeşil enerji sertifikası ticaretinin hızlandırılması, sistem entegrasyonu sorunlarını hafifletebilir ve kapasitenin %11'ini daha açığa çıkarabilir. Bununla birlikte, hızlandırılmış vakanın ana vakaya göre yukarı yönlü potansiyeli sınırlı kalmaktadır, çünkü Çin'in mevcut büyüme yörüngesi, açıklanan yenilenebilir enerjiyle ilgili hedeflerinin çoğunu aşacağını göstermektedir.

Birleşik Devletler

Rüzgar sektöründeki zorluklar devam ederken güneş enerjisi büyümeye öncülük ediyor

Amerika Birleşik Devletleri'nin 2024-2030 yılları arasında, neredeyse tamamı güneş enerjisi ve rüzgâr enerjisi tesislerinde olmak üzere, yaklaşık 500 GW yenilenebilir enerji kapasitesi ekleyeceği tahmin edilmektedir. Tedarik zinciri sorunları ve ticari kaygılar yakın vadede piyasayı etkilemeye devam etse de, IRA en çok PV güneş enerjisi artışıyla genişlemeyi sürdürüyor. Yenilenmesi yavaş proje hattı ve tedarik zinciri sorunları; yerleşim ve izin zorlukları (karada) ve ekonomik koşullar nedeniyle proje belirsizliği (açık denizde) nedeniyle kara ve deniz rüzgarını birlikte %20'nin üzerinde aşağı yönlü revize ettik. Tüm teknolojiler, uzayan kuyruklar nedeniyle bağlantı için daha uzun bekleme süreleriyle karşı karşıyadır, ancak bağlantı kuyruğu uzunluğunu ve bekleme sürelerini azaltmak için federal ve bölgesel reformlar uygulanmaktadır.

Teknolojiye göre ABD yenilenebilir kapasite ilaveleri, ana ve hızlandırılmış durumlar, 2010- 2030



IEA. CC BY 4.0.

Şebeke ölçeğindeki kapasite tahmin dönemi boyunca istikrarlı bir şekilde artarken, ülkenin en büyük konut pazarı olan Kaliforniya'daki yeni net ölçüm kurallarının büyümeyi etkilemesi ve yüksek faiz oranlarının proje ekonomisini etkilemesi nedeniyle bu yıl konutlarda büyümede bir daralma bekleniyor. Bu arada, federal yatırım vergi kredisi, net ölçüm için eyalet ve kamu hizmeti düzeyindeki teşviklerle birlikte, dağıtılmış güneş PV büyümesini yönlendirmektedir.

Onshore rüzgâr için, proje hattının yenilenmesi yavaş olmuştur ve yıllık eklemeler tahmin dönemi boyunca artacak olsa da, beklenen daha yüksek proje hacimleri nedeniyle büyüme ikinci yarıda çok daha güçlü olacaktır. Bu arada, federal kira ihaleleri ve eyalet ihaleleri açık deniz rüzgar gelişimini desteklemektedir ve ilk iki büyük açık deniz rüzgar projesi (yaklaşık 1 GW toplam kapasite) başlayacaktır.

bu yıl tam veya kısmi ticari faaliyete geçecektir. Federal onay almış olan ek projeler, tahmin döneminin ikinci yarısında ilave yatırımları artırmaktadır. Ancak, proje ekonomisi ertelemelere ve iptallere neden olmaya devam etmekte, bu da açık deniz rüzgar tahmininde %15'lik bir aşağı yönlü revizyona neden olmaktadır.

IRA büyüme için uzun vadeli üretim veya vergi teşvikleri sağlamış olsa da, pazar zorlukları devam etmektedir. İlk olarak, tedarik zinciri kısıtlamaları hem rüzgâr hem de güneş enerjisi için proje gecikmelerine yol açmıştır. Lojistik ve fiyatlandırma ile ilgili zorluklar hafiflemiş olsa da, önceki gecikmelerin bileşik etkileri, özellikle kısa vadede hala belirgindir. İkinci olarak, şebeke kısıtlamaları ve bağlantı kuyruğundaki yığılmalar giderek artan bir endişe kaynağı haline gelmektedir. Son olarak, bazı ilçelerin kurulumlar için daha katı arazi kullanım yönergeleri uygulaması ve potansiyel olarak geliştirme için mevcut alanları etkilemesiyle birlikte, yerleşim kısıtlamaları hem güneş PV hem de rüzgar projelerinin gelişimini etkilemeye başlamıştır.

Kamboçya, Malezya ve Vietnam'dan ithal edilen güneş modüllerine uygulanan antidamping ve telafi edici vergiler (AD/CVD) üzerindeki moratoryumun sona ermesi ve Çin'de üretilen güneş pilleri için tarifelerin artırılması, güneş enerjisine yönelik ek zorluklar arasında yer almaktadır. Daha yüksek tarifeler proje ekonomisini etkileyebilir ve potansiyel olarak gelişimi yavaşlatabilir.

Açık deniz rüzgâr enerjisi için, ekonomik koşullar projeleri etkilemeye devam etmekte ve ilave kapasite 2024 yılına ertelenmektedir. Bununla birlikte, daha önce iptal edilen projeler eyalet düzeyindeki ihalelerde yeniden teklif edilerek uzun vadeli tahminleri yükseltmiştir, ancak uzun onay ve inşaat süreleri bu kapasitenin çoğunun 2030 sonrasına kadar kurulmayacağı anlamına gelmektedir. Yeni eyalet ihaleleri, büyüyen ABD pazarına ek kapasite çekilmesine yardımcı olmaktadır, ancak yine uzun proje geliştirme süreleri, bu kurulumların tahminimiz üzerinde yalnızca marjinal bir etkisi olduğu anlamına gelmektedir.

Hızlandırılmış durumda, bu engellerin hafifletilmesi, ana duruma göre %16'nın üzerinde daha yüksek büyüme ile sonuçlanmaktadır.

Asya Pasifik

Yenilenebilir enerji kapasitesi, Hindistan'ın öncülüğünde 2030 yılına kadar iki katına çıkma yolunda ilerliyor, ancak önemli bir potansiyel hala kullanılmıyor

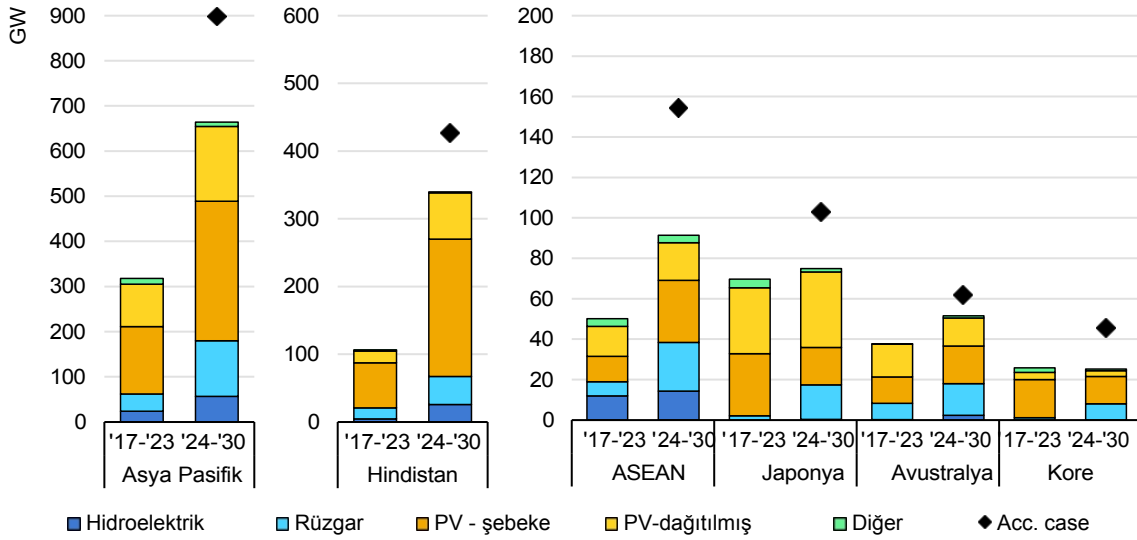
Asya Pasifik'teki (Çin hariç) yenilenebilir enerji kapasitesinin 2024-2030 yılları arasında 680 GW'tan fazla artarak 2017-2023 büyümesini ikiye katlaması beklenmektedir. Bölgedeki toplam kurulu yenilenebilir kapasite 2,2 kat artarak ülkelerin ulusal hedeflerinin toplamını aşmaktadır. Hindistan beklenen büyümenin yarısından fazlasından sorumludur ve onu ASEAN bölgesi (%14) takip etmektedir.

Toplam ilavelerin %70'inden fazlası güneş PV'sinde olacak ve şebeke

ölçeğindeki projeler bu büyümenin üçte ikisini sağlayacaktır. Ancak, Hindistan'ın büyük ölçekli PV dağıtımı

bu eğilimi domine etmektedir. Hindistan hariç, bölgenin geri kalanında PV büyümesi dağıtık ve büyük ölçekli uygulamalar arasında eşit olarak bölünmüştür. Genel olarak, Hindistan ve Kore'deki olumlu gelişmelerin ASEAN'da beklenen yavaş büyümeyi dengelemesi nedeniyle bölgesel tahmin geçen yıla göre %15 oranında yukarı revize edilmiştir.

Asya Pasifik yenilenebilir kapasite ilaveleri, ana ve hızlandırılmış durumlar, 2017-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: ASEAN = Güneydoğu Asya Ülkeleri Birliği. "Diğer" jeotermal enerji, biyoenerji ve hidrojen üretimine adanmış yenilenebilir kapasiteyi içerir.

Hindistan'ın COP28 küresel üçe katlama taahhüdüne uygun olarak 2022 yenilenebilir kapasitesini 2030 yılına kadar neredeyse üçe katlaması bekleniyor. Hindistan, 2024-2030 yılları arasında 350 GW'lık kapasite ekleyerek, önceki altı yıllık dönemin üç katından fazla bir artışla, en büyük yenilenebilir enerji pazarları arasında üçüncü sıradaki yerini koruyacaktır. Kamu hizmeti ölçeğindeki PV %60'lık bir payla büyümeye öncülük edecek, onu %20 ile dağıtılmış PV izleyecektir.

Rekabetçi ihaleler, büyük ölçekli proje geliştirme için ana itici güç olmaya devam ediyor. 2024'ün ilk yarısında 33 GW'lık rekor bir kapasite verildi - 2023'ün tamamından neredeyse %50 daha fazla. Bu yıl kapasitenin %40'ı, üretim değişkenliğini azaltmak ve sistem entegrasyonunu kolaylaştırmak için PV, rüzgar ve depolama teknolojilerini bir araya getiren hibrit sistemlere verildi. Hindistan, hibrit santrallerin desteklenmesinde öncü bir rol oynayarak, VRE'nin elektrik sistemi operasyonları üzerindeki etkilerini en aza indirmeyi amaçlayan ülkeler için olumlu bir örnek teşkil etmektedir.

Hızlı ihale genişlemesi, çatı üstü PV için yeni bir destek programının başlatılması ve birçok kamu hizmeti şirketi için daha güçlü finansal göstergeler, bu yılki tahminimizi geçen yıla göre %22 yukarı doğru revize etmemize neden oldu. Hindistan ayrıca açık deniz rüzgar santralleri için ilk ihalelerini düzenleme sürecinde ve ilk projelerin 2030'dan sonra devreye girmesi bekleniyor. Sürekli politika desteği ve daha fazla proje

geliştirme faaliyetinin Hindistan'ı 2030 yılına kadar 500 GW'lık fosil bazlı olmayan kapasite ulusal hedefine ulaşma yolunda ilerletmesi beklenmektedir.

Japonya'nın yenilenebilir enerji tesislerinin, ülkenin belirtilen yenilenebilir üretim hedeflerine dayanan IEA tahminlerine uygun olarak, 2024-2030 yılları arasında 75 GW artarak yaklaşık 250 GW'lık bir kümülatif kapasiteye ulaşacağı tahmin edilmektedir. Hem şebeke ölçeğinde hem de 2024'ten bu yana dağıtık projeleri destekleyen bir prim sistemi sayesinde, büyümenin %75'ini güneş enerjisi oluşturacaktır. 2021, 2022 ve 2024'teki üç ihale turunun sonuçları, açık deniz rüzgar kapasitesinin 2023'te 300 MW'ın altından 2030'da 5 GW'ın üzerine çıkacağını gösteriyor. Dağıtık PV için bir besleme primi ve çatı PV için belirli yeni hedeflerin, tahmin dönemi boyunca istikrarlı kapasite artışını desteklemesi beklenmektedir.

Kore'de yenilenebilir enerji kapasitesi 2030 yılına kadar 30 GW artarak 2017-2023 büyüme hızını biraz aşacak. Kore'nin taslak ulusal uzun vadeli planında (Mayıs 2024'te yayınlandı) yer alan iddialı hedefleri, beklenenden daha hızlı offshore rüzgar gelişmelerini ve hızlı kurumsal PPA pazar büyümesini hesaba katmak için tahminimizi geçen yıla göre %70 yukarı doğru revize ettik. Yenilenebilir enerji portföy standartları ve ihaleleri genişlemeyi teşvik etmeye devam edecek, ancak hükümetin 2030 hedefine ulaşmak için şebekenin genişletilmesi ve izinlerin kolaylaştırılması için daha fazla yatırım yapılması gerekecek.

Avustralya, 2024-2030 yılları arasında 53 GW yenilenebilir enerji kapasitesi ekleyecek ve bu kapasitenin yaklaşık %65'i, şebeke ölçeğinde (%55) dağıtık uygulamalar (%40) ve hidrojen üretimine adanmış sistemler (%5) arasında bölünmüş güneş PV'sinden oluşacaktır. Genişleyen eyalet ve federal düzeydeki ihaleler, artan kurumsal talep ve güneş PV sistemlerinin yüksek rekabet gücü, dinamik yenilenebilir enerji büyümesini yönlendirmektedir. VRE üretim payının bölgedeki en yüksek değere ve aynı zamanda sınır ötesi entegrasyonu olmayan büyük bir enerji tüketicisi için en yüksek değere ulaşması beklenmektedir ve bu da önemli sistem esnekliği yatırımlarına olan ihtiyacı vurgulamaktadır.

ASEAN bölgesi için tahmin 2023'e göre %8 daha düşüktür, çünkü Vietnam için %24, Endonezya ve Filipinler için %10'luk aşağı yönlü revizyonlar Tayland için %26'lık yukarı yönlü revizyona ağır basmıştır. Genel olarak, ASEAN ülkelerinin 2024-2030 yılları arasında 90 GW'ın üzerinde yenilenebilir kapasite ekleyeceği tahmin edilmekte olup, bu rakam mevcut ulusal hedeflerin altında kalmaktadır. Sonuç olarak, kümülatif kapasite, nispeten düşük bir temelden başlamasına rağmen, 2022-2030 yılları arasında sadece 1,8 kat artacaktır.

Vietnam'da şebeke entegrasyonu zorlukları ülkenin şebeke ölçekli PV sistemlerine yatırım yapmayı bırakmasına neden olurken, sınırlı politika desteği dağıtık tesislerin daha hızlı kurulmasını engelliyor. Ülke, en son Ulusal Enerji Geliştirme Planı'nda (PDP8) rüzgâr enerjisine öncelik verdi, ancak 2021'de tarife garantilerinin sona ermesinden bu yana politika desteğindeki boşluk proje geliştirmeyi geciktiriyor. Şebeke ve politika zorluklarının tahmin döneminin

sonuna doğru azalması beklenmektedir,

Viet Nam'ın belirtilen hedeflerini gerçekleştirmesine ve beklenen yenilenebilir kapasite artışının neredeyse %40'ından sorumlu olan ASEAN lideri olarak kalmasına olanak tanıyor.

Endonezya'da yenilenebilir enerji kapasitesinin daha hızlı devreye alınması, yetersiz politika desteği nedeniyle sürekli olarak gecikmektedir. Eylül 2022 tarihli bir başkanlık kararnamesi bir destek çerçevesi oluşturmuş olsa da, ayrıntılı düzenlemelerin eksikliği ve cazip olmayan yenilenebilir enerji tarifeleri proje geliştirmeyi engellemiştir. Durumun orta vadede iyileşmesi beklenirken, ülkenin 2030 hedeflerine kararlı adımlar atılmadan ulaşılması pek mümkün görünmüyor.

Filipinler'in 2022'de başlattığı ihale programının, 2024-2030 döneminde yenilenebilir **enerji** kapasitesinin 2017-2023 dönemine kıyasla beş katına çıkmasında ana katalizör olması beklenmektedir. Ancak proje geliştirmedeki gecikmeler ve şebeke entegrasyonundaki zorluklar, tahminlerde küçük bir aşağı yönlü revizyona yol açmıştır. İddialı ulusal hedef olan 2030 yılına kadar elektrik üretiminde yenilenebilir enerjinin %35'ine ulaşılması, ihalelerin daha da genişletilmesini ve şebekelere ve sistem esnekliğine daha fazla yatırım yapılmasını gerektirecektir.

Tayland'ın yenilenebilir kapasite artışının 2024-2030 döneminde 2017-2023 dönemine kıyasla iki katına çıkacağı tahmin edilmektedir. 2022 yılında gerçekleştirilen rekabetçi bir ihale sonucunda yaklaşık 5 GW'lık şebeke ölçekli PV ve rüzgar kapasitesi satın alınmıştır. Daha fazla ihale düzenlemek için açıklanan planlar, bu teknolojiler için tahmini yukarı doğru revize etmemize neden oldu, ancak hükümetin hedeflerine ulaşmak için daha fazla politika desteği, daha büyük acil şebeke yatırımları ve kolaylaştırılmış izinler gerekecek.

Hızlandırılmış durumda, Asya Pasifik'teki yenilenebilir kapasite artışı, bölgenin kullanılmayan potansiyeli göz önüne alındığında, ana duruma göre %30'un üzerinde daha yüksektir ve küresel ortalama yukarı yönlü potansiyeli önemli ölçüde aşmaktadır. Ancak bunun başarılması için Hindistan'da dağıtık PV ve karada rüzgâr gelişiminin önündeki engellerin kaldırılması; Japonya, Avustralya ve Vietnam'da sistem esnekliği ve şebekelere acil yatırım yapılması; ASEAN ülkeleri ve Kore'de uzun vadeli politika desteğinin hızlı bir şekilde başlatılması veya genişletilmesi ve tüm bölgede proje izinlerinin kolaylaştırılması gerekmektedir.

ASEAN ve bölgedeki diğer ülkelerdeki VRE paylarının 2030 yılına kadar düşük kalması ve önemli bir potansiyelin kullanılmamış olması beklenmektedir

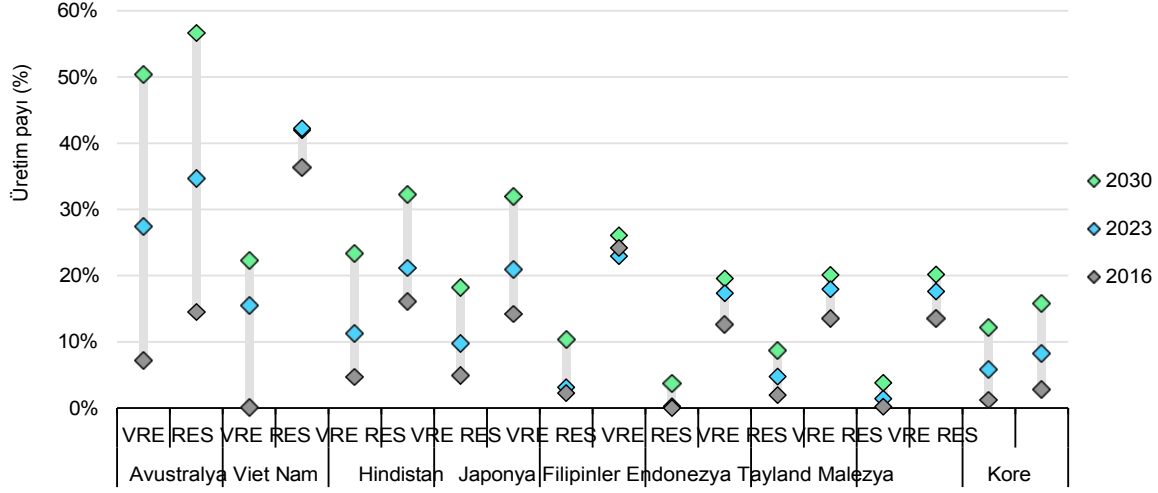
Asya Pasifik'te yenilenebilir enerjinin toplam elektrik üretimindeki payının, küresel eğilime paralel olarak 2023 yılında %22'den 2030 yılında %32'ye çıkması beklenmektedir. Sonuç olarak bölge, Avrasya ile Orta Doğu ve Kuzey Afrika'yu geride bırakarak en küçük üçüncü yenilenebilir enerji pazarı olma konumunu korumaktadır.

Aynı zamanda, Asya Pasifik'in 2030 yılına kadar VRE penetrasyonunu ikiye

katlayarak %19'a çıkarması beklenmektedir, ancak bu büyüme küresel ortalama artışın altında kalmaktadır. Bu ölçütler, yenilenebilir enerji kullanımının hızlanmasına rağmen

Asya Pasifik, bölgede artan enerji talebini karşılamak için kullanılabilir önemli bir kullanılmamış potansiyele sahiptir.

Seçilmiş Asya Pasifik ülkelerinde yenilenebilir enerji payları, 2016-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: VRE = değişken yenilenebilir enerji, güneş PV ve rüzgar dahil. RES = tüm yenilenebilir teknolojiler dahil olmak üzere yenilenebilir enerji kaynakları.

Avustralya, Vietnam, Hindistan ve Japonya, elektrik üretiminde toplam ve değişken yenilenebilir enerji paylarında lider konumunda olmakla birlikte, bölge ülkeleri arasındaki ilerleme önemli ölçüde farklılık göstermektedir. **Avustralya**, 2016-2023 yılları arasında VRE payını dört katına çıkarmıştır ve 2030 yılına kadar iki katına çıkarması beklenmektedir; bu da onu yüksek VRE enerji sistemlerinin yönetiminde küresel öncülerden biri haline getirmektedir.

Aynı zamanda, **Viet Nam**'ın 2019-2020'deki PV kurulum patlamasının ardından yaşadığı önemli şebeke tıkanıklığı sorunlarının, tahmin dönemi boyunca bu teknolojinin daha da gelişmesini sınırlaması bekleniyor. Bununla birlikte, ülkenin toplam yenilenebilir enerji payının, dinamik bir elektrik talebi artışı nedeniyle 2030 yılına kadar marjinal bir artış göstermesi bekleniyor.

Hindistan, hızla artan elektrik talebini bile geride bırakarak yenilenebilir enerjiyi sürekli artan bir hızda kullanıyor ve 2030 yılına kadar VRE payını iki katına çıkararak %30'un üzerine çıkarmayı hedefliyor. **Japonya'nın** da benzer sonuçlar elde etmesi beklenmekle birlikte, elektrik talebindeki artış durgun seyrettiği için daha yavaş bir genişleme hızına sahip olması beklenmektedir.

Asya Pasifik ülkelerinin çoğunun güç sistemlerinde daha fazla yenilenebilir enerjiyi barındırmak için hala çok yer olsa da, bu hedefe ulaşmak, artan VRE paylarını barındırmak için güç sistemi esnekliğini ve şebeke kapasitesini iyileştirmek için önemli çaba ve yatırım gerektirecektir. Yatırım odağının güneş PV'den diğer yenilenebilir teknolojilere ve enerji depolamaya kaydırılması düşünülebilir.

Bu bölgedeki diğer ülke grubu, özellikle rüzgar ve güneş enerjisi için yenilenebilir enerji penetrasyonunda çok daha yavaş bir hızda ilerlemektedir. 2030 yılına kadar **Filipinler, Tayland, Kore, Moğolistan, Kamboçya, Pakistan ve Sri Lanka'nın** sadece %10 civarında VRE payı elde etmesi beklenirken, **Endonezya, Malezya, Bangladeş, Brunei, Nepal ve Myanmar'ın** %5'i aşması beklenmemektedir. Aynı zamanda, bu ülkelerin neredeyse tamamı, enerji üretimi için kullanılan yakıtların net ithalatçısı konumunda olup, bu durum ilgili maliyetleri ve potansiyel enerji güvenliği sorunlarını beraberinde getirmektedir. Bu nedenle, düşük maliyetli yenilenebilir teknolojilerin, özellikle de güneş enerjisi ve rüzgârın yaygınlaştırılmasının hızlandırılması, önemli ekonomik ve çevresel faydalar sağlayabilir ve temel VRE penetrasyonu düşük olduğu için güç sistemi operasyonları üzerinde minimum etkiye sahip olabilir.

Hızlandırılmış durumumuzda, yeni gelişen Asya Pasifik VRE pazarlarında daha hızlı büyüme, üç alandaki eylemlere öncelik verilerek sağlanabilir. İlk olarak, yatırım risklerini sınırlamak ve proje geliştirmeyi teşvik etmek için cazip uzun vadeli politika desteği gereklidir. İkincisi, cazip oranlarda finansman sağlamak ve ekipmanın cazip küresel fiyatlarda bulunmasını sağlayarak yatırım maliyetlerini sınırlamak, yenilenebilir enerji üretiminin rekabet gücünü en üst düzeye çıkarabilir.

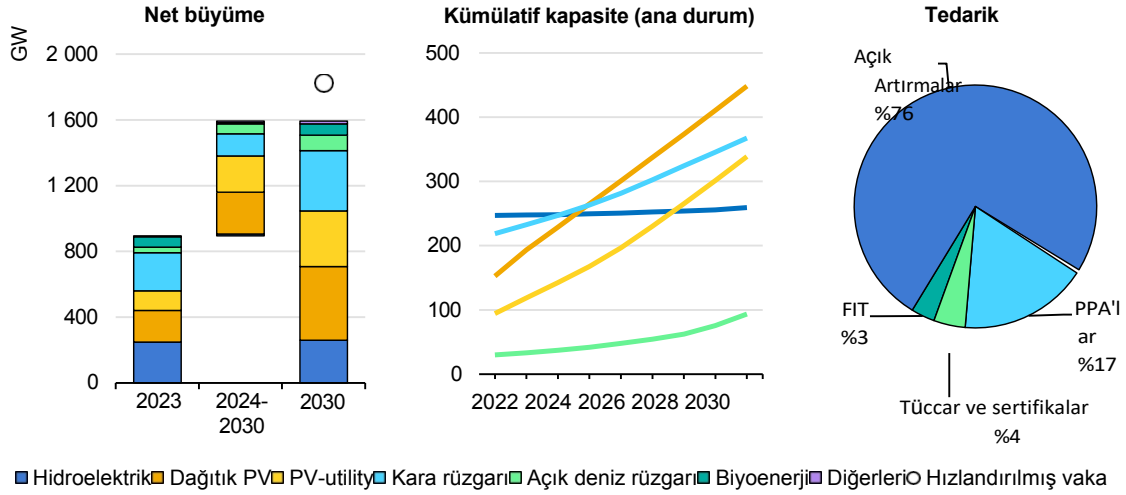
Son olarak, fosil yakıtlı üretimde kapasite fazlası olan ülkeler (örneğin Endonezya, Filipinler, Tayland ve Malezya) yatırım planlarını yeniden gözden geçirmeli, karbonsuzlaştırma yolları belirlemeli ve kamu hizmeti şirketlerinin daha fazla yenilenebilir enerji tedarik etmesine olanak sağlamak için elektrik satın alma anlaşmalarının esnekliğini artırmalıdır. ASEAN ülkelerinde bu eylemlerin uygulanması, tahmin döneminde %70'e yakın daha yüksek yenilenebilir enerji büyümesine yol açabilir ve bölgedeki diğer düşük-VRE ülkeleri için de benzer sonuçlar beklenmektedir.

Avrupa

Dağıtık güneş enerjisi 2030 yılına kadar en büyük yenilenebilir kapasite kaynağı haline gelirken, şebeke ölçeğindeki büyüme ihale tasarımı ve izin reformlarına bağlıdır

Avrupa'nın kümülatif yenilenebilir kapasitesinin 2023'te 894 GW'tan 2030'da yaklaşık 1 600 GW'a çıkarak 700 GW (%78) artacağı tahmin edilmektedir. Bu artışın çoğunluğu (%70) Almanya'nın başını çektiği ve Birleşik Krallık, İtalya, Türkiye, Fransa, İspanya ve Hollanda'nın takip ettiği sadece yedi ülkede yoğunlaşıyor. Solar PV, 2024-2030 döneminde bölgedeki kapasite artışının neredeyse %70'ini oluşturarak açık ara en büyük paya sahiptir. Tahmin dönemi boyunca, 478 GW güneş PV'sinin devreye girmesi beklenmektedir; bu rakam karadaki rüzgârın üç katından ve açık denizdeki sekiz katından fazladır.

Avrupa yenilenebilir elektrik tahmin özeti ve tedariki, 2024-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Sol grafik: "Diğerleri" jeotermal, CSP ve okyanus enerjisini ifade etmektedir. Sağ grafik: PPA = güç satın alma anlaşması (bir geliştirici ile bir tüketici veya kamu hizmeti arasında). FIT = tarife garantisi. "Ticari ve sertifikalar" toptan satış piyasasından veya yeşil sertifikalardan gelir elde eden projeleri ifade eder.

Dağıtılmış güneş enerjisi Avrupa'daki büyümeye öncülük etmektedir ve 2026 yılına kadar hidroelektrik ve kara rüzgarını geçerek en fazla kurulu yenilenebilir kapasiteye sahip teknoloji haline gelecektir. Bu genişlemenin temelinde, başta net ölçüm, öz tüketim sistemlerinde fazla elektriğin ücretlendirilmesi, tarife garantisi ve vergi iadeleri gibi cömert mali teşvikler olmak üzere çeşitli politika etmenleri yer almaktadır.

Bu politikaların bazıları 2022'den önce zaten yürürlükteyken, Rusya'nın Ukrayna'yı işgalinden sonra hükümetler yüksek elektrik fiyatlarının tüketiciler üzerindeki etkisini azaltmak için teşvikleri artırdı ve genişletti (ve yenilerini uygulamaya koydu). Bu eylemler, çoğu piyasadaki nispeten yüksek perakende fiyat ortamıyla birleştiğinde, 2023'te 41 GW'lık rekor bir kapasitenin kurulmasına yol açtı, bu da beklediğimizden %15 daha fazla.

Şebeke ölçeğindeki sistemler için rekabetçi ihaleler, genişlemenin %76'sını kapsayan ana büyüme faktörüdür. Bununla birlikte, tahminimiz büyük ölçüde gelecekteki ihale tasarımına ve önemli bir belirsizlik olan abonelik oranları üzerindeki etkiye bağlıdır. Bazı ülkelerde, bir dizi geliştirici, belirli ihale tasarımlarından kaynaklanan iş durumunun yüksek enflasyon ortamında cazip olmadığını tespit etmiştir. Örneğin, tavan fiyatlar bazen çok düşüktü veya teklif edilen sözleşmeler enflasyona endeksli değildi. Sonuç olarak, geliştiriciler teklif vermekten kaçınmış ve proje geliştirmek için başka yollar bulmuş, bu da ihaleye katılımın az olmasına yol açmıştır.

Bu nedenle, bazı ülkeler (örneğin Almanya ve Fransa) ihalelerinin tasarımını iyileştirmek için adımlar atmış ve özellikle şebeke ölçekli güneş PV'si için artan katılım yaşamıştır. Bununla birlikte, İspanya, İtalya ve Birleşik Krallık gibi diğerleri hala yenileme sürecindedir ve bunu göreceğiz

Yeni tasarımların daha yüksek abonelik oranlarıyla sonuçlanıp sonuçlanmayacağı. Açık artırmalı kapasiteye ilişkin tahminler, üye devletlerin Net Sıfır Endüstri Yasası'nın gerektirdiği fiyat dışı ön yeterliliği uygulamak için açık artırma tasarımlarını nasıl değiştirdiklerine ve bunun abonelik oranları üzerinde bir etkisi olup olmayacağına da bağlıdır (fiyat dışı kriterlerin ortaya çıkan rolüne ilişkin aşağıdaki bölüme bakınız).

Rekabetçi ihalelerden sonra, şebeke ölçeğindeki büyümenin ikinci en büyük itici gücü, çoğunlukla İspanya, İtalya, Polonya, İsveç, Almanya, Fransa, Birleşik Krallık ve Danimarka'daki büyümenin neredeyse beşte birini oluşturan kurumsal PPA'lardır. PPA'ların cazip olmasının başlıca nedeni, yüksek veya dalgalı perakende fiyatlarına karşı korunmak isteyen büyük endüstriyel tüketiciler veya değişken toptan satış fiyatlarından korunmak isteyen kamu hizmetleri için elektrik fiyatları üzerinde uzun vadeli görünürlük sunmalarıdır. Ayrıca, daha küçük tüketicilerin erişimini kolaylaştırmak için bir dizi önlem içeren Nisan 2024 Elektrik Piyasası Reformu da kurumsal PPA alımını kolaylaştırıyor.

Destek süresi dolmakta olan mevcut yenilenebilir enerji projelerinden kurumsal PPA'lara ek talep beklenmektedir, ancak bu projelerin yeni kapasite ilavelerini teşvik etme kabiliyeti, projelerin daha yüksek kapasite ile yeniden güçlendirilip güçlendirilmediğine bağlı olacaktır. Yeşil sertifikalardan elde edilen büyüme Belçika'da yoğunlaşırken, ticari gelirler çoğunlukla İspanya'da etkili olmaktadır, ancak fiyat yamyamlığı büyüme için giderek daha fazla risk oluşturmaktadır.

Genel olarak, Avrupa'daki toplam yenilenebilir kapasite tahmini geçen yıla aynı doğrultudadır, ancak ülke ve teknoloji düzeylerinde farklılıklar vardır. Dağıtılmış güneş enerjisi için, 2023'te ve 2024'ün ilk yarısında beklenenden daha yüksek genişleme, İtalya ve İsveç'teki daha güçlü büyüme beklentilerinin nedenidir. Hollanda için de tahminler daha yüksektir çünkü tam net ölçümün beklenen sonu 2024'ten 2027'ye ertelenmiştir. Fransa'da, tüketicileri yüksek faturalardan korumak için enerji krizi sırasında geçici olarak getirilen elektrik sübvansiyonlarının kaldırılmasının talebi sürdürmesi bekleniyor. Bununla birlikte, dağıtılmış PV tahmini, enflasyon, ekonomik belirsizlik ve daha az acil enerji güvenliği endişeleri nedeniyle tüketici iştahının zayıflamasıyla 2023'te büyümenin beklenmedik bir şekilde yavaşladığı Polonya ve İspanya için daha az iyimserdir. Ayrıca, dağıtım şebekesi düzeyinde sistem esnekliğine ilişkin artan endişeler nedeniyle Almanya'da daha az konut tipi güneş enerjisi büyümesi bekliyoruz.

Almanya'da izin reformları ve Fransa'da ihaleleri daha cazip hale getirmek için yapılan iyileştirmeler sayesinde daha yüksek ihale katılım oranları nedeniyle karasal rüzgar için tahminler daha iyimserdir. Birleşik Krallık'taki yeni 2030 kara rüzgarı hedefi de Avrupa için daha yüksek büyümeyi desteklemektedir.

Bununla birlikte, Avrupa'da açık deniz rüzgârının büyümesine ilişkin bu yılki tahmin, boru hattındaki sürekli gecikmeler nedeniyle geçen yıla göre daha kötümserdir.

Avrupa Birliği güneş enerjisi için 2030 hedeflerini gerçekleştirme yolunda ilerliyor, ancak rüzgar için daha fazla çaba gerekiyor

Avrupa'daki kapasite artışının neredeyse %80'i, 2030 yılına yönelik iklim ve enerji güvenliği hedeflerinin yenilenebilir kapasite dağıtımını hızlandırmak için bir dizi politika çerçevesiyle sonuçlandığı Avrupa Birliği'nde gerçekleşiyor.

Ana durumda toplam yenilenebilir kapasite 1 105 GW'a ulaşıyor³ 2030 yılına kadar REPowerEU'nun 1 236 GW'lık hedefinin %11 gerisinde kalacaktır.⁴ rüzgarın daha hızlı yayılmasının önündeki engellerin devam etmesi nedeniyle. Mayıs 2022'de Avrupa Komisyonu, 2030 yılına kadar 1 236 GW toplam yenilenebilir kapasiteye ulaşma hedefini belirlemiş ve 592 GW⁵ güneş enerjisi ve 510 GW⁶ rüzgar. Bu hedefler, Rusya'nın Ukrayna'yı işgalinin ardından ithal gaza olan bağımlılığı azaltmak için belirlenmiştir. Bu hedefler, üye devletlerin bireysel hedeflerinin toplamı ile uyumludur (1 235 GW⁷), 2030 yılına kadar sera gazı emisyonlarının %55 oranında azaltılması ve 2050 yılına kadar iklim nötrlüğünün sağlanması için kullanılan ana politika aracı olan güncellenmiş Ulusal Enerji ve İklim Planları (NECPs) taslaklarında belirtildiği gibi.

Buna paralel olarak, ülkeler daha hızlı yenilenebilir kapasite artışını desteklemek için politika değişikliklerini uygulamaya başlamışlardır. Bu politikalar güneş enerjisini bloğun 2030 hedefini gerçekleştirme yolunda ilerletirken, hem karada hem de denizde rüzgâr hedeflerine ulaşmak için daha fazla çaba sarf edilmesi gerekiyor.

Rüzgar için toplam kurulu kapasite ana durumda yaklaşık 370 GW'a ulaşırken, 510 GW'lık hedefin %28 gerisinde kalmaktadır, çünkü izin alma zorlukları ve şebeke tıkanıklığı dağıtımını engellemektedir. Hem kara hem de açık deniz projeleri için izin almak, sürecin karmaşıklığı; geliştirme için mevcut alan sınırlamaları; idari personel eksikliği ve sosyal muhalefet nedeniyle birçok ülkede uzun ve her zaman başarılı olmayan bir çaba olmuştur. Bu durum, geliştiricilerin ihalelere katılmasını engellemiş, proje iptallerine yol açmış ve inşaat ve işletmeye alma süreçlerini geciktirmiştir.

³ Bu toplam için, güneş PV'si DC yerine AC olarak hesaplanmıştır ve pompaj depolaması 1 236 GW [REPowerEU](#) hedefiyle karşılaştırılabilirlik için hariç tutulmuştur. DC'de hesaplanan güneş PV'li ana durum için 2030'daki toplam kapasite 1 232 GW'tır.

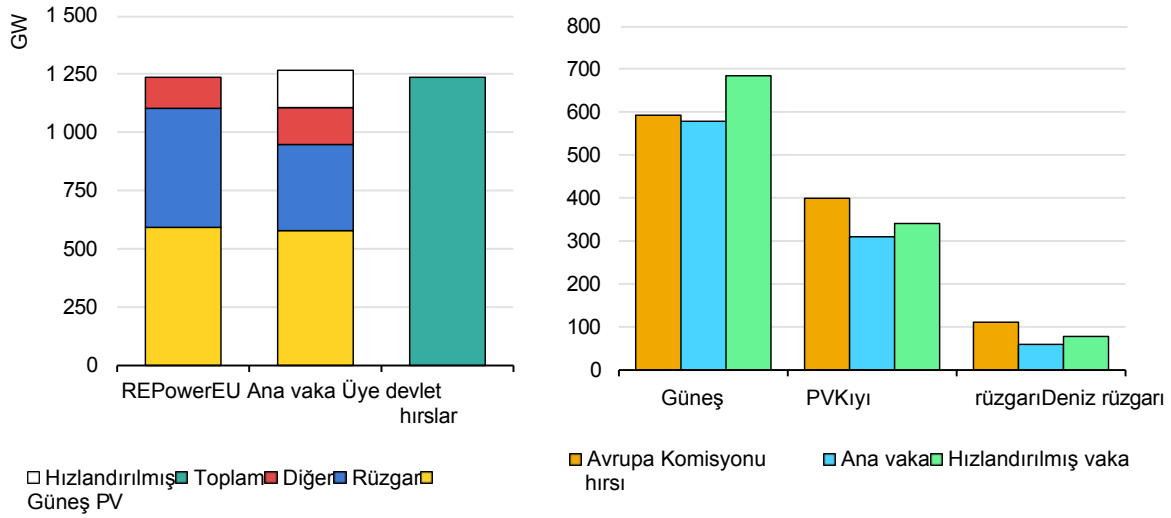
⁴ [REPowerEU Plan SWD\(2022\) 230 final](#)'de listelenen değere karşılık gelir, [REPowerEU Plan SWD](#)'nin [Uygulanmasında](#) gösterildiği gibi pompaj depolamayı hariç tuttuğu ve AB Güneş Enerjisi Stratejisinde atıfta bulunduğu gibi AC'de güneş PV'sini içerdiği varsayılmıştır.

⁵ [Komisyon Personel Çalışma Belgesi COM\(2022\) 2030 finalinde](#) güneş PV hedefi 592 GW'tır. Bu değer, [AB Güneş Enerjisi Stratejisi SWD\(2022\) 148 finalinde](#) belirlenen "2030'a kadar yaklaşık 600 MW" güneş PV hedefine benzer olduğu için AC'de olduğunu varsayıyoruz.

⁶ Rüzgar için 2030 hedefi, [REPowerEU Plan SWD](#)'nin [Uygulanmasına](#) atıfta bulunmaktadır.

⁷ Üye devletlerin Ulusal Enerji ve İklim Planı hedeflerinin toplamı, PV değerleri AC'ye dönüştürülmüştür.

REPowerEU, AB üye devleti ve 2030 için ana ve hızlandırılmış durum hedefleri (solda) ile Avrupa Komisyonu teknoloji hedefleri (sağda)



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: REPowerEU'nun toplam yenilenebilir kapasite hedefleri [REPowerEU Plan SWD\(2022\) 230 final](#)'den; rüzgar ve güneş PV'si [REpowerEU Eylem Planının Uygulanması](#)'ndan alınmıştır; [Yatırım İhtiyaçları, Hidrojen Hızlandırıcı ve Biyo-Metan Hedeflerine Ulaşmak](#). Güneş PV hedefi, [AB Güneş Enerjisi Stratejisi SWD\(2022\) 148 finalinde](#) tanımlanan "2030'a kadar yaklaşık 600 MW" hedefine benzer olduğu için AC'de yer almaktadır. 2030 AB açık deniz rüzgar hedefi, [Delivering on the EU Offshore Renewable Energy Ambitions](#)'dan alınmıştır ve kara rüzgar hedefi, 520 GW REPowerEU hedefi ile [Delivering on the EU Offshore Renewable Energy Ambitions](#)'daki 111 GW açık deniz rüzgar hedefi arasındaki farktır. Tüm güneş PV değerleri, ana ve hızlandırılmış durumlar da dahil olmak üzere AC cinsindedir ve tüm güneş PV toplamları AC cinsinden hesaplanmıştır. Üye devlet hedefi NECP'lerden tahmin edilmiştir.

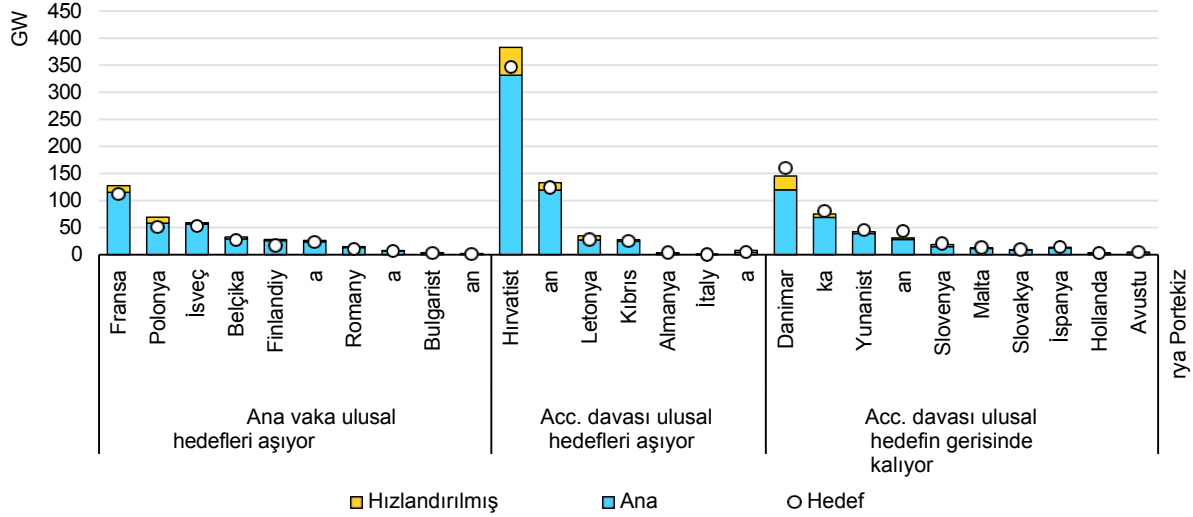
Bu arada, karmaşık başvuru süreçleri ve yetersiz şebeke kapasitesinden kaynaklanan uzun şebeke kuyrukları, birçok ülkede proje teslim sürelerini uzatmakta ve lisans almayı bekleyen geliştiriciler için maliyetleri artırmaktadır. Nispeten düşük fiyat tavanları, sınırsız negatif teklif, yüksek faiz oranları ve enflasyon endekslemesinin bulunmadığı ihale programları da verilen rüzgar kapasitesi miktarını azaltmıştır.

Bu sorunları ele almak için Avrupa Komisyonu bir [şebeke eylem planı](#), bir [rüzgar enerjisi eylem planı](#), [açık deniz rüzgar stratejisinin uygulanmasına ilişkin bir tebliğ](#) ve revize edilen Yenilenebilir Enerji Direktifinde [izinlerin kolaylaştırılmasına yönelik hükümler](#) gibi çeşitli hedefli kılavuzlar yayınlamıştır. Aynı zamanda, üye ülkeler izinlerin verilmesini hızlandırmak, şebeke kurulumunu iyileştirmek ve ihale tasarımlarını değiştirmek için reformları özenle uygulamaktadır. Ayrıca Aralık 2023'te Rüzgar Enerjisi Şartı'nı imzalayarak izinlerin verilmesi ve ihalelerin daha hızlı bir şekilde tasarlanması konusundaki taahhütlerini belirtmişlerdir.

Bu eylemler sayesinde, rüzgar enerjisinin yayılması iyileşti ve 2023 yılında birçok AB ülkesinde izin sayısı [tüm zamanların en yüksek seviyesine ulaştı](#). En dikkat çekici örnek, ülkenin koruma kanunlarında ve asgari mesafelerde değişiklikler de dahil olmak üzere önlemler almasının ve devlet zorunlulukları getirmesinin ardından izinlerin 2022'den 2023'e %70 arttığı Almanya'dır. Sonuç olarak, Nisan 2024

açık artırmada 2,4 GW'lık rekor bir kara rüzgarı ihalesi yapıldı - 2017'de hükümetin başlattığı ihalelerden bu yana en büyük miktar. Fransa'da, iyileştirilmiş ihale tasarımı ihale edilen kapasiteyi artırdı.

AB üye ülkelerinin toplam kurulu yenilenebilir kapasitesi: NECP hedefleri ile ana ve hızlandırılmış vakalar, 2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Hedefler taslak NECP'lere dayanmaktadır ve toplamlar, genel REPower AB güneş PV hedefi ile tutarlı olması için AC'deki güneş PV değerleri ile yeniden hesaplanmıştır. Açık deniz rüzgâr hedefleri, 510 GW REPowerEU hedefi ile en son açık deniz yenilenebilir enerji hedef stratejisinde açıklanan 111 GW açık deniz rüzgâr hedefi arasındaki farktır.

Kaynaklar: Offshore rüzgar değerleri [Delivering on the EU Offshore Renewable Energy Ambitions](#)'dan; REPowerEU toplam yenilenebilir kapasite, rüzgar ve güneş PV hedefleri [REpowerEU Eylem Planının Uygulanması](#)'ndan alınmıştır; [Yatırım İhtiyaçları, Hidrojen Hızlandırıcı ve Biyo-Metan Hedeflerine Ulaşılması](#).

Bununla birlikte, ana durum tahmini, bu çabalara rağmen 2030 hedeflerinin kara rüzgarı için %22, açık deniz için ise %46 oranında gerisinde kalmaktadır. Onshore 310 GW'a ulaşarak AB'nin 400 GW'lık tahmini hedefini gerçekleştiriyor⁸ Çünkü sürekli olarak yetersiz talep ve yetersiz şebeke bağlantısı söz konusudur. İtalya ve Hollanda'da ihalelere katılımın düşük olması bir sorun olmaya devam ederken, İspanya'da yeniden tasarım amacıyla ihaleler hala duraklatılmaktadır ve Almanya'da ihale edilen kapasite hala hedeflenen hacimlerin altındadır. Bu arada, Polonya'da şebeke bağlantısı reddedilen proje sayısı 2023'te artmıştır.

Açık deniz rüzgarının 2030 yılına kadar 60 GW'a ulaşacağı tahmin edilmektedir; bu rakam, üye devletlerin yakın zamanda revize [edilen Ten-E Yönetmeliğinde](#) kabul ettiği 111 GW'lık hedefin yarısından biraz fazladır. Ana vakamızda, uzun proje teslim süreleri, altyapı gecikmeleri ve tedarik zinciri kısıtlamaları, genişlemenin yılda sadece 6 GW artacağı anlamına gelmektedir - hedefleri gerçekleştirmek için gereken 13 GW/yıl'ın yarısı.

⁸ Rüzgar için 510 GW REPowerEU hedefi ile en son açık deniz yenilenebilir enerji hırs stratejisindeki 111 GW'lık açık deniz rüzgar hedefi arasındaki fark olarak hesaplanmıştır.

Hızlandırılmış durumumuzda, toplam yenilenebilir kapasite 2030 yılına kadar 1 265 GW'a ulaşarak REPowerEU hedefini biraz aşmaktadır, çünkü güneş PV hedefi aşarken rüzgar kapasitesi hala yetersiz kalmaktadır. Son dönemdeki politika iyileştirmelerine rağmen, rüzgâr enerjisinin daha hızlı kullanımı için hükümetlerin izin bekleme sürelerini daha da kısaltması, sistem esnekliğini artırması (kısa ve uzun vadeli depolamayı teşvik ederek), şebeke altyapısı için yeni yatırımları harekete geçirmesi ve elektrifikasyonu genişletmeye devam etmesi gerekecektir.

Ülke düzeyinde, hepsinin bu yıl nihai hale getirilecek olan bireysel ulusal NECP hedeflerini gerçekleştirmesi beklenmemektedir. Mevcut güncellenmiş NECP tasarımları, üye devletlerin nihai enerji tüketiminde %42,5 yenilenebilir enerjiye ulaşmaya yönelik katkılarını özetlemek için sunmaları gereken on yıllık planlardır ve enerji verimliliği hedefleriyle birlikte, 2030 yılına kadar 1990 seviyesine göre net sera gazı emisyonlarında %55'lik bir azalmaya karşılık gelmektedir. Ancak, sadece 10 ülkenin mevcut taslak hedeflerine ana durumda ulaşabileceği tahmin edilmektedir. Geriye kalan 17 ülke, izin verme zorlukları, şebeke tıkanıklığı, ekonomik açıdan cazip olmayan ihale tasarımı ve politika belirsizliği nedeniyle yetersiz kalmaktadır.

Ancak hızlandırılmış durumda, bu engeller ele alınırsa, özellikle de sistem esnekliği daha yüksek güneş ve rüzgar elektriği paylarını içerecek şekilde geliştirilirse, yedi ülke daha hedeflerine ulaşabilir. Bunun için depolama teknolojilerinin daha hızlı benimsenmesi, genişletilmiş ara bağlantı altyapısı, talep tarafı müdahale sistemleri ve elektrifikasyonun artırılması gerekecektir. Ancak, on ülke hızlandırılmış durum koşulları altında bile hedeflerinin gerisinde kalmaktadır. Bu ülkelerde pazar beklentilerini büyük ölçüde iyileştirmek için yeni politikalar ve destek programları gerekecektir.

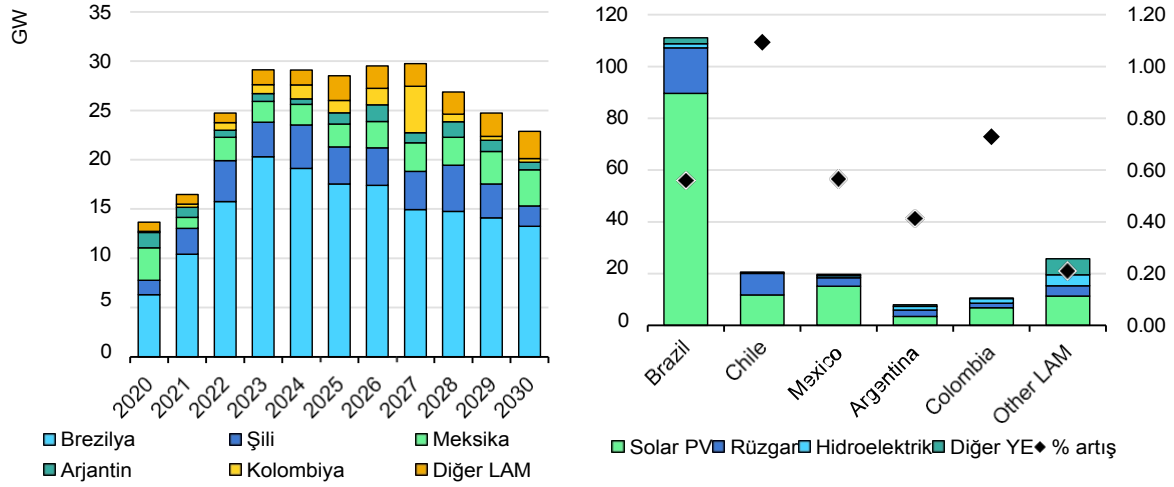
Latin Amerika ve Karayipler

Hızlı güneş enerjisi kapasite artışı 2030'a kadar hidroelektrikle eşleşiyor

Latin Amerika, güneş enerjisi (%72), rüzgar enerjisi (%19) ve hidroelektrik (%5) öncülüğünde 190 GW'ın üzerinde yenilenebilir enerji kapasitesi ekleyecektir. Dört ülke bölgesel ilavelerin %85'inden fazlasını oluştururken, bunların çoğunluğunu Brezilya (%58), ardından Şili (%14), Meksika (%10), Kolombiya (%6) ve Arjantin (%4) oluşturuyor.

Brezilya'da, dağıtılmış güneş enerjisine olan ilginin devam etmesi ve şebeke ölçeğinde güneş enerjisi ve rüzgar enerjisi için yapılan ikili anlaşmalar, ilaveleri teşvik etmektedir. Şili'de ihaleler, ticari santraller ve artan PPA'ların bir karışımı itici güç olurken, devlete ait kamu hizmeti tarafından geliştirilen ve toptan satış piyasası gelirlerine dayanan projeler Meksika'da daha fazla eklemeye yol açmaktadır. Arjantin'de KÖİ'ler başlıca büyüme katalizörüdür. Ancak, Brezilya'daki dağıtılmış güneş enerjisi hacimleri azalan teşvikler nedeniyle küçüldüğünden, bölgesel yıllık ilaveler 2027'den sonra azalmaktadır.

Ülkelere göre Latin Amerika ve Karayipler kapasite ilaveleri ve teknolojiye göre kapasite ilaveleri



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: LAM = Latin Amerika ve Karayipler; RE = yenilenebilir enerji; sağ grafikteki "Diğer" CSP ve jeotermal kapasite ile hidrojen üretimine ayrılmış kapasiteyi içermektedir.

Brezilya ve Arjantin'de beklenenden daha hızlı gerçekleşen kurumsal satın almaları, Şili'deki yüksek hacimli güneş enerjisi proje boru hattını, Meksika'daki dağıtık güneş enerjisi uygulamalarını ve Kolombiya'daki ihaleleri yansıtmak için güneş enerjisi ve rüzgar tahminlerini geçen yıla göre yukarı yönlü revize ettik. Daha yüksek güneş PV payları, genişleme tarihsel olarak hidroelektrik etrafında yoğunlaştığı için bölgede bir gelişme değişimine işaret ediyor. Bu nedenle hidroelektrik şu anda bölgedeki kümülatif yenilenebilir enerji kapasitesinin en büyük bölümünü oluşturmaktadır, ancak güneş PV 2030 yılına kadar en büyük kaynak olarak onunla eşleşecektir.

Bölgesel olarak, hidroelektrik için tahmin değişmemiştir, ancak bölgedeki birçok ülkede önemli bir role sahip olmaya devam etmektedir. Özellikle 2,8 GW'lık Ituango hidroelektrik projesinin tamamlanması sayesinde Latin Amerika ve Karayipler bölgesindeki en yüksek hidroelektrik eklemelerine sahip olan Kolombiya gibi bazı pazarlar hala kullanılmayan hidroelektrik potansiyeline sahiptir. Bununla birlikte, büyük ölçekli hidroelektrik enerji geliştirme zorlu olmaya devam etmektedir. Örneğin, Arjantin'in hidroelektrik enerji tahmini, finansman ve izin engellerinden kaynaklanan proje gecikmeleri nedeniyle %30 aşağı yönlü revize edilmiştir.

Latin Amerika'da şebekenin yavaş genişlemesi önemli bir sorun olmaya devam etmektedir. Brezilya'da, değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının artan cazibesi, uzun proje bağlantı kuyruklarına yol açmış ve geliştirme sürelerini uzatmıştır. Yeni iletim hatlarının ihale edilmesi, bu altyapı zorluklarını hafifletmeyi amaçlamaktadır. Kolombiya'da, birden fazla yenilenebilir enerji projesini bağlamak için yeni iletim hatları gerektiğinden, iletim kurulumundaki gecikmeler proje zaman çizelgelerini uzatmıştır.

Son olarak, Şili'de şebeke altyapısının yetersizliği ve arz-talep dengesizlikleri nedeniyle yenilenebilir üretim kesintileri artmaya devam etmektedir. Ancak,

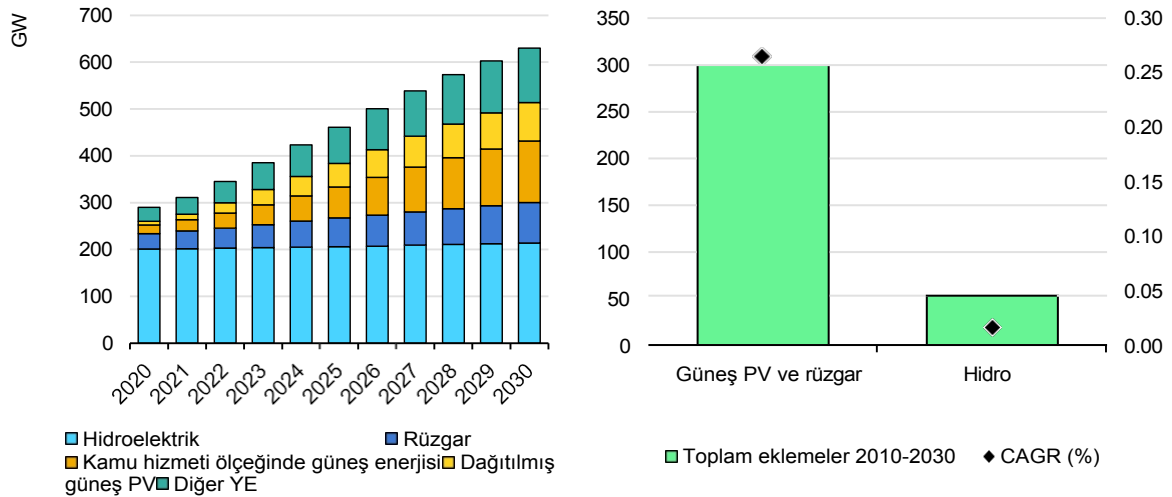
geliştiriciler

sistemleri batarya depolama ile eşleştirerek bu sorunu hafifletmeye çalışırken, bağımsız depolama sistemleri de giderek daha fazla yatırım çekmektedir. Bölgedeki diğer zorluklar arasında izin ve sosyal kabul engelleri yer almaktadır.

Değişken yenilenebilir enerji kapasitesi tahmin döneminin sonunda hidroelektrik enerjiyi geçecektir

Hidroelektrik, Latin Amerika'da uzun zamandır baskın yenilenebilir enerji teknolojisi olmuştur ve bölgenin yüksek kaynak potansiyeli sayesinde 2023 yılında toplam bölgesel üretimin %40'ından fazlasını sağlayacaktır. Brezilya, Şili, Arjantin, Ekvador ve Paraguay gibi ülkelerdeki başarılı hidroelektrik gelişimi, hidroelektrik kapasitesini 2020'de 200 GW'ın üzerine çıkarmıştır. Bununla birlikte, artan maliyetler ve artan sosyal kabul zorlukları nedeniyle yeni kapasite ilavelerinin hızı yavaşladı ve yenilenebilir enerji büyümesi güneş PV ve rüzgar enerjisine odaklanmaya başladı.

Teknolojiye göre Latin Amerika ve Karayipler kapasitesi ve VRE ve hidroelektrik CAGR ve ilaveleri, 2020-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: CAGR = yıllık bileşik büyüme oranı; RE = yenilenebilir enerji; soldaki grafikte yer alan "Diğer RE" CSP ve jeotermal kapasite ile hidrojen üretimine ayrılmış kapasiteyi içermektedir.

Rüzgar ve güneş enerjisi kapasite artışı bölge içinde farklı nedenlerle artmıştır. Rüzgar için, Brezilya, Meksika ve Arjantin'deki rekabetçi ihaleler tarihsel olarak büyümeyi yönlendirmiştir. Ancak, ihale hacimleri azaldı veya politika değişiklikleri bu pazarlarda hükümet öncülüğündeki alımları durdurdu. Bunun yerine, rüzgar enerjisinin genişlemesi için yeni katalizörler, özellikle Brezilya'da endüstriyel müşterilerin kurumsal karbonsuzlaştırma hedeflerini karşılamak için büyük miktarlarda yenilenebilir kapasite için rüzgar geliştiricileri ile sözleşme yaptığı ikili anlaşmaları içermektedir.

Kamu hizmeti ölçeğinde ve dağıtılmış güneş enerjisi farklı itici güçlere sahiptir. Kamu hizmeti ölçeğindeki güneş enerjisi, bölgedeki tüm eklemelerin neredeyse yarısını oluşturmaktadır. Kolombiya gibi pazarlarda ihaleler önemli bir itici güç olurken, Arjantin, Brezilya ve Meksika'da toptan satış piyasalarında veya ikili PPA'lar kapsamında faaliyet gösteren projeler artan miktarlarda kapasiteyi mümkün kılmaktadır. Tahmin dönemindeki hızlı solar PV genişlemesi, teknolojinin nispeten düşük maliyetini ve kısa inşaat sürelerini yansıtmaktadır; bu da gelişimin hidroelektrik veya rüzgar tesislerinden çok daha hızlı gerçekleşmesine olanak sağlamaktadır.

Teşvik programları, özellikle teknolojinin bölgedeki en büyük iki pazarı olan Brezilya ve Meksika'da dağıtılmış güneş PV'sini desteklemektedir. Brezilya'da, cömert net ölçüm avantajları bir kapasite patlamasına yol açmıştır ve teşvikler azalsa da tahmin dönemi boyunca ilavelerin yüksek kalması beklenmektedir. Meksika'da ticari ve konut müşterileri, işletmelere güç sağlamak ve elektrik faturalarını dengelemek için PV kapasitesi kurmaktadır. Dağıtılmış tesisler, şebeke ölçeğindeki projelere göre daha az idari gereklilikle karşı karşıyadır ve toplam tesislerin dörtte birinden fazlasını oluşturmaktadır.

Sahra Altı Afrika

Güney Afrika bölgedeki en yüksek ekleme oranına sahiptir, ancak genişleyen politika desteği ve kurumsal ve tüketici alımları diğer ülkelerde de ivme yaratmaktadır

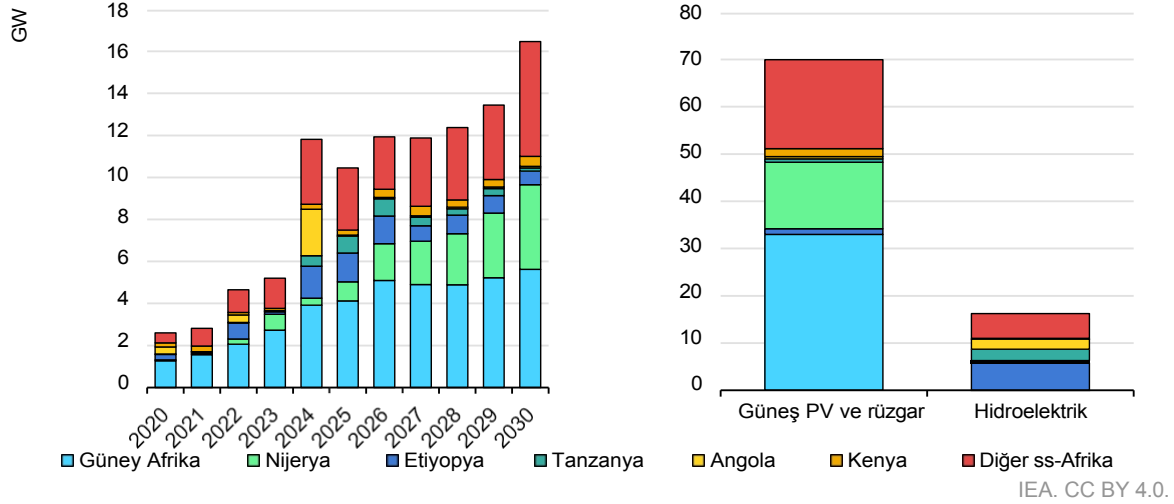
Sahra-altı Afrika'da 2024-2030 yılları arasında yaklaşık 90 GW'lık yeni yenilenebilir enerji kapasitesi öngörülmektedir ve bu da bölgenin mevcut kurulu kapasitesini 2,5 kattan fazla artıracaktır. Genişleme esas olarak, bölgedeki yeni kapasitenin yaklaşık %40'ının kurulumundan sorumlu olan Güney Afrika'da gerçekleşiyor. Güney Afrika dışında, Etiyopya (7,3 GW), Tanzanya (3,3 GW) ve Angola'da (2,6 GW) hidroelektrik toplam ilavelerin çoğunluğunu oluştururken, Nijerya (14,5 GW) ve Kenya'da (2,5 GW) güneş PV yenilenebilir enerji büyümesine öncülük ediyor.

Güneş PV ve rüzgâr ilaveleri, bölgedeki yeni kapasitenin yaklaşık %80'ini oluşturuyor ve bu oran çoğunlukla Güney Afrika'nın şebeke ölçeğindeki yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik ihale programı ve dağıtık güneş PV kurulumları kapsamında gerçekleşiyor. Bununla birlikte, ek pazarlar güneş PV ve rüzgar genişlemesinde daha büyük bir rol oynamaya başlıyor. Nijerya'da fosil yakıt sübvansiyonlarının kaldırılması ve sürekli elektrik kesintileri, 7,5 GW'lık yeni dağıtık güneş enerjisini tetikliyor. Kenya'da, ülkenin eski FIT programından devralınan projeler, dağıtık kurulumlarla birleştğinde 1,3 GW'ın üzerinde yeni kapasiteyi oluşturuyor. Bu iki pazarın toplamı, bölgedeki güneş enerjisi yatırımlarının %25'inden fazlasını oluşturuyor.

Rüzgar enerjisi ilavelerinin çoğu Güney Afrika'nın açık artırma programından kaynaklanmaktadır, ancak şebeke kullanılabilirliği eksikliği nedeniyle ödüllendirilen rüzgar hacimleri azalmıştır. Güney Afrika dışında

Güney Afrika'da politika belirsizliği ve rüzgâr gelişimi için uzun vadeli bir planın olmaması, birkaç kilit projeye dayalı gelişmelerin genellikle ulusal kamu hizmetleri, yardım kuruluşları veya kalkınma bankaları tarafından desteklediği anlamına gelmektedir. Örneğin, [Etiyopya'nın 100 MW'lık kısa vadeli ilaveleri](#), [Danimarka'nın finansal desteğiyle Etiyopya Elektrik Enerjisi](#) tarafından geliştirilen bir projenin parçasıdır.

Sahra Altı Afrika kapasite ilaveleri ve teknolojiye göre toplam ilaveler



Güneş enerjisi ve rüzgâr en fazla ilaveyi oluştururken, hidroelektrik birçok pazarda kalkınma için anahtar olmaya devam etmektedir. Örneğin, Angola'da yeni kapasitenin %82'sini ve Tanzania'da %72'sini temsil etmektedir. Buna ek olarak, büyük ölçekli hidroelektrik gelişimi bölgesel olarak öne çıkmaya devam etmektedir. Dört proje, Etiyopya'nın Büyük Etiyopya Rönesans Barajı (4,8 GW) ve Koysa Barajı (2,1 GW), Tanzania'nın Julius Nyerere Hidroelektrik Santrali (2,1 GW) ve Angola'nın Caculo Cabaca Hidroelektrik Santrali (2,1 GW) ulusal şebekelere önemli bir kapasite ekliyor ve Sahra altı Afrika'daki toplam hidroelektrik ilavelerinin yaklaşık %70'ini oluşturuyor. Hidroelektrik ilavelerinin büyük çoğunluğu büyük ölçekli projeler aracılığıyla yapılsa da, küçük hidroelektrik gelişimi elektrifikasyon için önemli bir itici güç olmaya devam etmektedir.

Hükümet veya kamu hizmeti odaklı gelişimin dışında, kurumsal kuruluşlar ya hükümet destekli bir program ya da ikili anlaşmalar veya kendi kendine tedarik sağlayan bir piyasa yapısı içinde kendi yenilenebilir enerjilerini tedarik etmeye ilgi duymaya başlıyor. Örneğin, Kenya'da [iki rüzgâr çiftliği](#) bir sanayi holdingi tarafından operasyonlara enerji sağlamak için geliştiriliyor, ancak [mevcut politika çerçevesi](#) dahilinde inşa edilecek. Nijerya'da sanayi ve işletmeler, sübvansiyonun kaldırılmasının ardından nispeten pahalı olan dizel üretiminin yerini almak ve şebeke güvenilirliği sorunlarının üstesinden gelmek için [kendi kullarımlarına yönelik güneş enerjisi kapasitesini](#) artırmaktadır. Güney Afrika'da hükümet, gömülü üretim için minimum kapasite eşliğini düşürerek sayısız şirketin yeni yenilenebilir kapasite kurmasına yol açtı.

Son olarak, şebeke dışı güneş enerjisi, özellikle şebekenin hizmet vermediği alanlarda elektrifikasyonun genişletilmesine yardımcı olmaktadır ve 2030 yılına kadar yaklaşık 1,5 GW yeni kapasite beklenmektedir. Ulusal planlara ve Ulusal Olarak Belirlenmiş Katkılara göre, birçok ülke şebeke dışı güneş enerjisi kapasitesi ekleme hedefine sahiptir. Federal kırsal elektrifikasyon ajansları elektrifikasyon için solar PV'yi vurgularken, Sahra-altı Afrika solar kitler için (örneğin aydınlatma, su pompalama ve soğutma için) önemli bir pazar olmaya devam etmektedir. Elektriğe erişimi olmayan insan sayısının en yüksek olduğu ülke olan Nijerya'da Kırsal Elektrifikasyon Ajansı, ülke genelinde mini şebekeler kurmak için özel geliştiriciler ve çok taraflı kalkınma bankaları ile ortaklık kurmuştur.

Bölgesel zorluklar arasında dur-kalk politikaları, yüksek offtaker riskleri ve düşük şebeke kullanılabilirliği ve güvenilirliği yer almaktadır. Politikaların uygulanmasındaki gecikmeler yenilenebilir enerji gelişimini sekteye uğratarak, bağımsız elektrik üreticilerine ödenmemiş ödemeler yatırımcı güvenini zayıflatabilir. Düşük sistem kullanılabilirliği ve güvenilirliği, uzun bağlantı bekleme sürelerine yol açarak proje zaman çizelgelerini etkileyebilir.

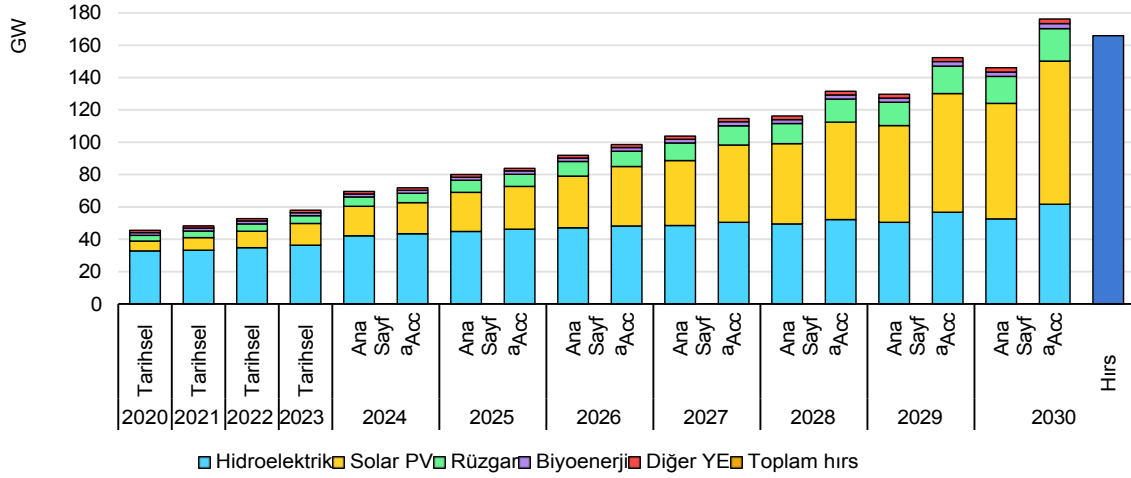
Hızlandırılmış senaryomuzdaki ilaveler, çoğunlukla güneş enerjisi ve rüzgardan olmak üzere %30'un üzerinde daha yüksektir. Zamanında uygulanan net politikalar ve düzenlemeler, iletim ve dağıtım altyapısına yapılan ek yatırımlar ve yenilikçi finansman mekanizmaları ile birlikte hızlandırılmış senaryoda daha yüksek kapasite artışını kolaylaştırmaktadır. Buna ek olarak, birçok ülkede enerji piyasalarının serbestleştirilmesi daha fazla yeni kapasiteyi çekebilir. Kenya, Nijerya ve Güney Afrika enerji piyasalarını serbestleştirmek için mevzuat çıkarmış ya da şirketler ve bağımsız enerji üreticileri arasında ikili anlaşmalar yapılmasına olanak tanıyan mevzuat askıya alınmıştır.

Yenilenebilir kapasite artışı çoğu Sahra-altı Afrika ülkesinde yenilenebilir enerji hedefleriyle uyumlu değil

Sahra altı Afrika ülkelerinin birleşik ulusal hedeflerine göre, yenilenebilir kapasite 2030 yılına kadar üç kattan fazla artarak 165 GW'ın üzerine çıkacaktır. Ana durumdaki ilaveler bunun altında kalırken, hızlandırılmış durum bölgenin kullanılmayan potansiyelini göz önünde bulundurarak bunu aşmaktadır.

Ana durumda, toplam güneş enerjisi kapasitesinin (71 GW) mevcut ülke hedeflerini (39 GW) çok aşması beklenirken, rüzgar için tahmin neredeyse eşittir (16,5 GW). Ancak hidroelektrik, hem ana durumda (53 GW) hem de hızlandırılmış durumda (62 GW) toplam bölgesel hedefin (75 GW) gerisinde kalmaktadır. Büyük ölçekli hidroelektrik projelerinin geliştirilmesi yıllar alabilir ve proje gecikmeleri, proje devreye alma zaman çizelgelerini ciddi şekilde etkileyebilir. Güneş PV, rüzgar ve hidroelektrik dışında, tahmini jeotermal ilaveler (1,1 GW) hedeflerle (1,8 GW) yakından uyumludur.

Sahra-altı Afrika ana ve hızlandırılmış durum toplam kapasitesi 2020-2030 ve 2030 hedefleri



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Acc = hızlandırılmış durum. RE = yenilenebilir enerji. Kapasite ilaveleri net ilaveleri ifade eder.

Ulusal düzeyde, 15 ülkenin 2030 hedeflerini tutturması veya aşması beklenirken, 22 ülke sadece hızlandırılmış durumda hedeflerini tutturacak veya aşacaktır. Güney Afrika'nın en son Entegre Kaynak Planında (IRP) belirtilen yaklaşık 30 GW'lık toplam yenilenebilir kapasiteyi aşacağı tahmin edilmektedir. Bazı ülkeler hedeflerine tek hidroelektrik projelerle ulaşabilir. Örneğin, Luachimo Hidroelektrik Santrali'nin 2023'te devreye girmesiyle Angola 2030 hedefini aşmıştır ve tahmin döneminde Caculo Cabaca santralinin devreye girmesiyle bu hedefi daha da aşacaktır.

Sahra altı Afrika'daki on sekiz ülkenin kurulu yenilenebilir enerji kapasitesi 1 GW'tan azdır. Potansiyellerine rağmen, bu ülkelerin çoğunda politika belirsizlikleri vardır, bu nedenle tahminimiz kalkınma bankalarından veya diğer dış yardımlardan finanse edilen tekil projelere dayanmaktadır.

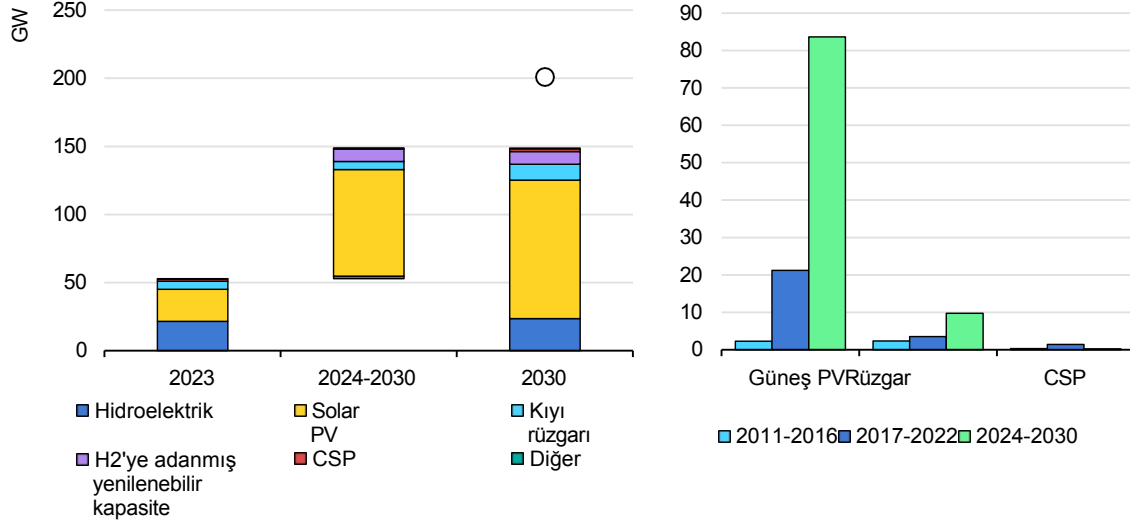
Orta Doğu ve Kuzey Afrika

Yenilenebilir enerji ve hidrojene yönelik artan talep güneş enerjisi ve kara rüzgârının yaygınlaşmasını sağlıyor, ancak yoğunlaştırılmış güneş enerjisinin (CSP) geleceği belirsiz

MENA bölgesindeki yenilenebilir enerji kapasitesinin 2023'te 53 GW iken 2030'da üç katına çıkarak yaklaşık 150 GW'a ulaşacağı tahmin edilmektedir. En büyük teknoloji genişlemesinin, bölgenin ekonomik açıdan cazip projeleri sayesinde %85'in üzerinde bir paya sahip olan solar PV'den gelmesi bekleniyor. İyi güneş enerjisi kaynakları, ölçek ekonomileri ve avantajlı arazi ve finansman maliyetleri sayesinde bölge, dünyada verilen teklif aralığının alt ucunda kazanan teklifler üretmeye devam etmektedir. Örneğin, 2023 yılında

[Suudi Arabistan'ın REPDO ihalelerinin 4'ünde 400 MW ila 1,1 GW arasındaki santraller için ortalama 16,8-17 ABD Doları/MWh ödül verilmiştir.](#)

Teknolojiye göre Orta Doğu ve Kuzey Afrika yenilenebilir kapasite ilaveleri



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: CSP = yoğunlaştırılmış güneş enerjisi. "Diğer" biyoenerjiyi ifade eder. H₂ = hidrojen.

Hidrojen üretimi, Suudi Arabistan, Umman ve Mısır'ın öncülüğünde 2030 yılına kadar rüzgârdaki genişlemenin %40'ını (4 GW) oluşturacak şekilde MENA bölgesindeki yeni kara rüzgâr kapasitesi için bir itici güç olarak ortaya çıkmaktadır. Toplam kara rüzgarı büyümesi, yeni pazarlardaki ihale faaliyetlerindeki artış nedeniyle geçen yıla göre %8 artışla yaklaşık 10 GW'a ulaştı. [Suudi Arabistan](#), 18 ay sonra [nihayet açık artırma programının 4. turunda 16-17 ABD Doları/MWh'den 1,1 GW'lık kara rüzgârını](#) ihale etti ve Umman 1 GW için rekabetçi bir açık artırma açtı. Bu nedenle, Suudi Arabistan ve Umman'da gelecekteki ihalelerin rüzgâr enerjisine verileceği konusunda daha iyimseriz.

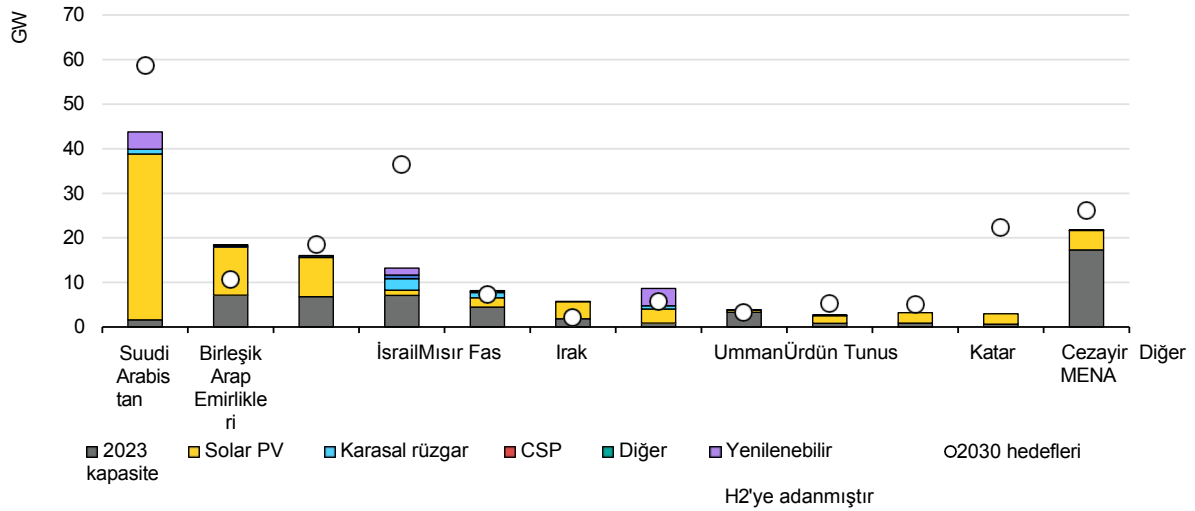
CSP büyümesinin önümüzdeki altı yıl içinde bir önceki altı yıllık döneme kıyasla yavaşlaması beklenmektedir. 2017 ve 2023 yılları arasında 1,4 GW'lık büyümenin ardından, geç aşamadaki geliştirme projelerinin eksikliği nedeniyle 2030 yılına kadar 300 MW'tan daha az bir büyüme beklenmektedir. Birleşik Arap Emirlikleri'nde 600 MW'lık bir proje 2023 yılında tamamlanmıştır ve bölgede başka CSP projesi inşa edilmemektedir.

CSP'deki sınırlı büyümenin ana nedeni, hükümetin bu teknolojiye yönelik planlarının uygulanıp uygulanmayacağına dair belirsizliktir. Fas, 2016'dan bu yana toplam 1 030 MW'lık hibrit CSP/PV projeleri için iki ihale açtı, ancak hiçbir inşaat başlatılmadı. İlk turda 2019'da CSP'ye 380 MW verildi, ancak geliştiricilerden [PV'ye geçmeleri veya termal depolama yerine pil kullanmaları](#) istendiği için proje ilerlemedi.

Ülkenin ilk CSP tesisinin (160 MW Noor I) erimiş tuz termal depolama tesisindeki sızıntı nedeniyle yakın zamanda devre dışı kalması, bu tesisle ilgili endişeleri artırmıştır.

teknolojisinin uygulanabilirliği. Bu arada hükümet hibrit PV ve bataryalar için yeni ihaleler açmıştır ve her ikisinde de ön yeterlilik alan teklif sahipleri hükümetin CSP planlarını ilerletme niyeti hakkında sorular sormaktadır. Kuveyt'in bir CSP ihalesi açma planları nihayet 2024 yılında gerçekleşmiş olsa da, Kuveyt'in uzayan planlama süreci göz önüne alındığında, ana vakamız 2030'dan önce finansal kapanışa ulaşacağını ve devreye alınacağını varsaymamaktadır.

Ülke ve teknolojiye göre 2030 Orta Doğu ve Kuzey Afrika kurulu kapasite tahmini ve mevcut yenilenebilir kapasite hedefleri



IEA. CC BY 4.0.

*İsrail'e ait istatistiki veriler ilgili İsrail makamları tarafından ve onların sorumluluğu altında sağlanmaktadır. Bu verilerin OECD tarafından kullanılması, Golan Tepeleri, Doğu Kudüs ve Batı Şeria'daki İsrail yerleşimlerinin uluslararası hukuk kapsamındaki statüsüne halel getirmez.

Notlar: CSP = yoğunlaştırılmış güneş enerjisi; "Diğer" biyoenerjiyi ifade eder; H₂ = hidrojen.

Suudi Arabistan, 2024 ve 2030 yılları arasında yenilenebilir kapasite artışının %40'ından fazlasını oluşturarak bölgedeki büyümeyi domine etmektedir. Birleşik Arap Emirlikleri, İsrail,⁹ Umman, Mısır, Irak ve Fas ise diğer %44'lük kısmı temsil etmektedir. Bölgenin iki ana tedarik yöntemi rekabetçi ihaleler ve kamu hizmetleriyle yapılan talep edilmemiş ikili sözleşmelerdir.

İklim hedeflerine ek olarak, bölgedeki yenilenebilir enerji büyümesinin iki ana itici gücü vardır. Bunlardan ilki, nüfus ve ekonomik büyümenin etkisiyle hızla artan iç elektrik talebidir. Bu yıl Kuveyt, Mısır, Cezayir, Umman ve Irak'ta yükselen sıcaklıkların klima kullanımını artırması nedeniyle en yüksek talep rekor seviyelere ulaştı. Bu durum Mısır'da yük atmayı artırdı ve Kuveyt'te ilk kez yük atmaya neden oldu. Suudi Arabistan'daki elektrik tüketimi de nüfus ve ekonomik büyüme nedeniyle 2023 yılında tüm zamanların en yüksek seviyesine ulaştı.

⁹ İsrail'e ilişkin istatistiki veriler ilgili İsrail makamları tarafından ve onların sorumluluğu altında sağlanmaktadır. Bu verilerin OECD tarafından kullanılması, Golan Tepeleri, Doğu Kudüs ve Batı Şeria'daki İsrail yerleşimlerinin uluslararası hukuk çerçevesindeki statüsüne halel getirmez.

Artan elektrik talebine yanıt olarak, birçok ülke elektrik ithalatını azaltmak ya da daha büyük ihracatlar için yerli fosil yakıtları serbest bırakmak amacıyla yenilenebilir kapasite kurulumunu hızlandırıyor. Geçtiğimiz yıl, özellikle daha küçük pazarlar (şu anda 1 GW'tan daha az yenilenebilir enerji kurulu gücüne sahip olanlar) yenilenebilir enerji duyuruları yaptı. Katar 2024 yılında ilk yenilenebilir enerji stratejisini açıkladı, Kuveyt 1 GW güneş enerjisi için iptal edilen bir ihaleyi yeniden açtı ve Cezayir 3 GW güneş enerjisi mühendislik, tedarik ve inşaat (EPC) projesi için kazananları ödüllendirdi.

İhracat (elektrik veya düşük karbonlu ürünler) MENA bölgesindeki ikinci yenilenebilir kapasite büyümesinin itici gücüdür. Fas ve Suudi Arabistan yenilenebilir elektrik ihraç etmek için yeni ara bağlantıların geliştirilmesini araştırıyor.

Düşük karbonlu ürünler için, endüstriler kendi yenilenebilir elektriklerini üreterek veya gerekli gücü PPA'lar yoluyla tedarik ederek üretimlerini karbonsuzlaştırma planlarını açıklıyorlar. Avrupa'da düşük emisyonlu ürünlere yönelik artan talep de yenilenebilir enerji kapasitesinin daha fazla kullanılmasını teşvik ediyor. İhracatı ülkenin GSYİH'sinin %6'sından sorumlu olan Fas'ın devlete ait madencilik şirketi OCP, bu nedenle gazdan güneş enerjisine geçmek için 200 MW PV kurmayı planladığını açıkladı. Mısır ve Birleşik Arap Emirlikleri'ndeki alüminyum şirketleri de gelecekteki küresel talep beklentilerini gerekçe göstererek yenilenebilir elektrik tesis etme veya satın alma planlarını açıkladılar.

Elektrik tüketimine ek olarak, hidrojenin sanayide ve hidrojen bazlı yakıtların hammadde olarak kullanımı da MENA bölgesindeki yenilenebilir kapasite artışını yönlendirmektedir. Aslında, hidrojen üretimi için yenilenebilir enerji kapasitesinin 2030 yılına kadar bölgedeki büyümenin %10'unu oluşturması bekleniyor. Mısır ve Suudi Arabistan'da amonyak için dünyanın ilk küresel offtake sözleşmelerinden ikisi duyurulurken, Umman'da yerel endüstriler için hidrojen ve ihracat için amonyak üreten projeler inşa etmek üzere geliştiricilere düşük maliyetli araziler verildi.

Toplamda, tüm MENA ülkeleri 2030 yılına kadar 201 GW yenilenebilir kapasiteye ulaşmayı hedeflemektedir. Ana durum tahmini bu hedefin %26 gerisinde kalsa da, tüm ülkeler ilan ettikleri hedefleri kaçırmayacak. Suudi Arabistan, Mısır ve Cezayir bölgenin toplam hedefinin yaklaşık %60'ından sorumlu ve bu pazarlarda görünüm geçen yıla göre daha iyimser olsa da, tahminimiz kurulu kapasitenin hala 2030 hedeflerinin altında kaldığını gösteriyor. Bununla birlikte, Birleşik Arap Emirlikleri, Umman ve Fas'ın 2030 hedeflerini aşmasını bekliyoruz ve

İsrail¹⁰ ulaşılabilir durumdadır. Bu arada Irak ve Ürdün, 2030 kapasite hedefleri yalnızca mevcut kurulumları yansıttığı için hedeflerini yükseltme potansiyeline sahiptir.

Ülkeler üç temel zorluğun üstesinden gelirse, bölgedeki büyüme ana duruma göre %60 (152 GW) daha yüksek olabilir - 2030 hedefinin gerçekleştirilmesine yaklaşmak -. Bunlardan ilki daha hızlı ihale uygulamasıdır. İhalelerin açılması, kazananların seçilmesi ve PPA'ların imzalanması genellikle bir yıldan fazla sürmektedir, bu nedenle sürecin hızlandırılması daha fazla projenin daha erken devreye girmesini sağlayacaktır.

İkinci zorluk, öz tüketime izin verecek reformları uygulayarak ve fazla elektrik üretimi için ücretlendirme getirerek dağıtılmış güneş PV için düzenleyici ve politika ortamını iyileştirmektir. Bazı ülkeler öz tüketim ve net ölçüm için yasal çerçeveler oluşturmuş olsa da, Birleşik Arap Emirlikleri dışında ticari ve konut sektörlerinde önemli bir yayılımı gösteren kamuya açık bir veri mevcut değildir, bu da uygulamanın bir zorluk olmaya devam ettiğini göstermektedir. Buna ek olarak, reformlar yoluyla elektrik tarifelerinin maliyet yansıtıcı olmasının sağlanması, özellikle büyük sanayi için yenilenebilir enerjiyi ekonomik açıdan daha cazip hale getirecektir.

Son olarak, daha fazla endüstriyel elektrifikasyon ve kurumsal PPA'ların daha yaygın kullanımına izin vermek için piyasaya yeni girenlerin önündeki engellerin kaldırılmasıyla daha fazla büyüme gerçekleşecektir.

Politika, teknoloji ve pazar eğilimleri

Maliyetler

Güneş enerjisi üretim maliyetleri rekor düzeyde düşük modül fiyatları ile düşerken, rüzgar tedarik zinciri baskısı altında kalmaya devam ediyor

Solar PV sistemleri ve rüzgar türbini maliyetleri birincil hammadde ve lojistik maliyetlerinden etkilenmektedir. Çelik, PV ve kara rüzgarı kurulumları için toplam yatırım maliyetlerinin yaklaşık %6-8'ini, bakır %1-2'sini, navlun ve kara taşımacılığı PV için %1-2'sini ve kara rüzgarı için yaklaşık %6-8'ini ve alüminyum PV için yaklaşık %5-6'sını oluşturmaktadır.

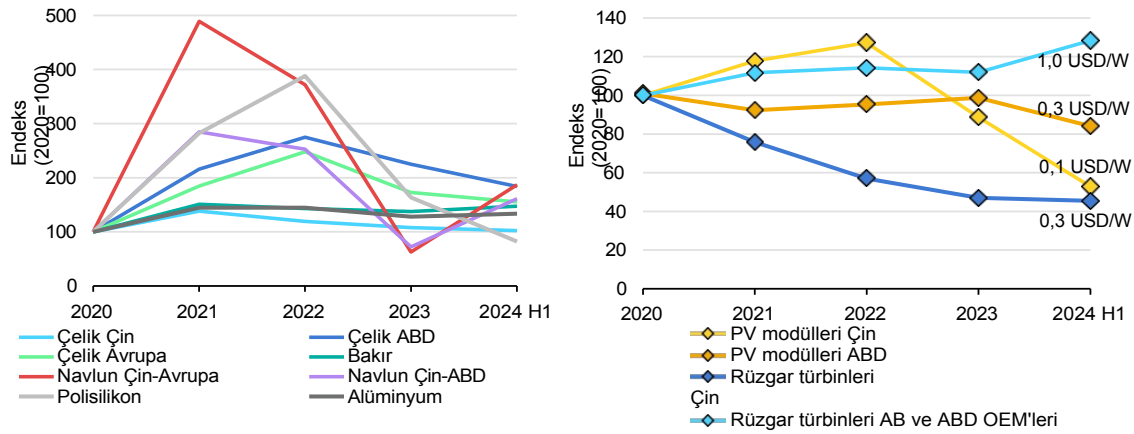
Tedarik zinciri zorlukları ve Covid-19 ekonomik krizinden sonra artan talep nedeniyle, tüm bu girdilerin fiyatları 2020'nin sonlarında ve 2021'de önemli ölçüde artmış ve 2022'nin ortalarında zirveye ulaşmıştır. Sonuç olarak, karşılaştırmalı şebeke ölçeğinde FV ve kara rüzgarı proje maliyetleri 2020 ve 2022 yılları arasında yaklaşık %20 artmıştır. Tedarik zinciri olarak

¹⁰ İsrail'e ilişkin istatistik veriler ilgili İsrail makamları tarafından ve onların sorumluluğu altında sağlanmaktadır. Bu verilerin OECD tarafından kullanılması, Golan Tepeleri, Doğu Kudüs ve Batı Şeria'daki İsrail yerleşimlerinin uluslararası hukuk çerçevesindeki statüsüne hâlel getirmez.

kısıtlamalar hafiflemiş, Kızıldeniz'deki nakliye karışıklıkları nedeniyle 2024 yılında tekrar artan navlun hariç girdi fiyatları düşmeye başlamıştır.

FV ve rüzgâr enerjisi üretim maliyetlerinin bir diğer önemli bileşeni de ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (AOSM) olarak ifade edilen finansman maliyetidir. Dünyanın çoğu ülkesinde faiz oranlarındaki artış nedeniyle 2023 yılında AOSM 1-2 puan artmıştır.

Hammadde ve navlun (solda) ve PV modülleri ve rüzgar türbinleri (sağda) için fiyat endeksleri, 2020-2024



IEA. CC BY 4.0.

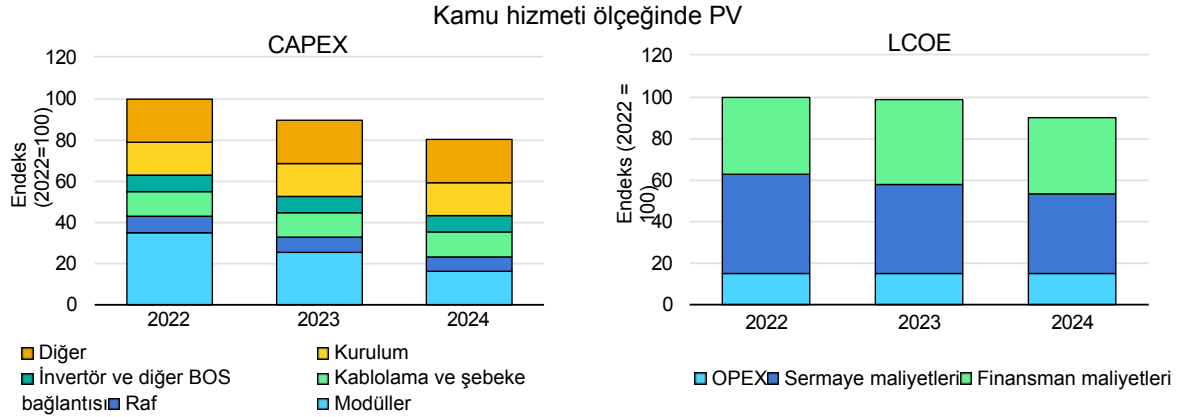
Notlar: OEM = orijinal ekipman üreticisi.

Kaynak: BNEF ve PV Infolink verilerine dayanan IEA analizi.

Polisilikon fiyatlarındaki düşüş ve artan kapasite fazlası nedeniyle, güneş PV modülleri için küresel spot fiyatlar 2022-2024 yılları arasında %60 oranında düşmüştür. Ancak bu düşüş tüm pazarlarda eşit oranda hissedilmedi: ABD'de çeşitli ticari önlemler nedeniyle fiyatlar 2022'den bu yana sadece %10 düştü ve Temmuz 2024 itibarıyla ABD modül fiyatları diğer ülkelerin çoğundan üç kat daha yüksek kaldı.

Modül maliyetleri, 2022 yılında şebeke ölçekli güneş PV sistemi CAPEX'inin %20-40'ını oluşturmuştur. Daha düşük küresel modül fiyatlarının yanı sıra alüminyum ve çelik gibi hammadde fiyatlarındaki düşüşün, 2024 yılında toplam yatırım maliyetlerinde 2022 yılına kıyasla yaklaşık %20'lik bir düşüşe yol açması beklenmektedir. Ancak, seviyelendirilmiş elektrik maliyetindeki (LCOE) tahmini düşüş, daha yüksek bir WACC nedeniyle yalnızca %10'dur.

Karşılaştırmalı şebeke ölçeğinde PV sistemi CAPEX (solda) ve LCOE (sağda) endeksi ve bileşen dağılımı, 2020-2024



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: CAPEX = sermaye giderleri; OPEX = işletme giderleri; LCOE = seviyelendirilmiş enerji maliyeti; BOS = sistem dengesi; 2022 için Benchmark PV yatırım varsayımları: 0,8 USD/W CAPEX; 1 200 tam yük saati; 0,01 USD/W/yıl sabit OPEX; %5 WACC; ve 25 yıllık proje ömrü.

Kaynak: BNEF ve PV Infolink verilerine dayanan IEA analizi.

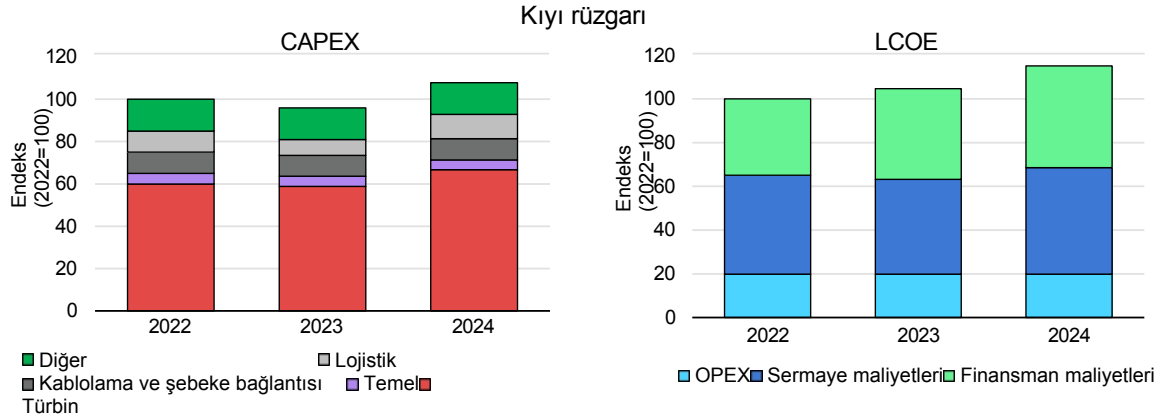
PV modüllerinin aksine, Avrupa ve Amerika Birleşik Devletleri'ndeki orijinal ekipman üreticileri (OEM) tarafından sunulan ortalama rüzgar türbini fiyatları 2020-2024 döneminde artmaya devam etmiştir. H1 2024'te ortalama fiyat, ana girdi maliyetlerindeki düşümlere rağmen 2022'ye kıyasla %10'un üzerindeydi. Bu durum, üreticilerin tedarik zincirindeki aksaklıklar döneminde oluşan zararlarını telafi etmek için fiyatlarını yükseltmelerinden kaynaklanmaktadır.

Ancak Çin'de türbin fiyatları, tedarik zincirinin yurt içinde yoğunlaşması, çelik ve navlun maliyetlerindeki değişikliklere daha az maruz kalınması ve yerel üreticiler arasındaki rekabetin artması nedeniyle 2022'den bu yana düşmektedir. Sonuç olarak, Çin'in MW başına ortalama rüzgar türbini fiyatı, H1 2024'te Avrupa ve ABD OEM'lerinin fiyatının üçte biri kadardı.

Türbin giderleri 2022 yılında kara rüzgâr santrali inşaat maliyetlerinin yaklaşık %60'ını oluşturarak en büyük bileşeni oluşturmuştur. Avrupa ve ABD'li OEM'lerin türbin fiyatlarını artırdığı ve 2023 ve 2024 yıllarında finansman maliyetlerinin yükseldiği varsayıldığında, karasal rüzgarın referans LCOE'si 2024 yılında 2022 yılına kıyasla yaklaşık %15 daha yüksek olabilir.

Bu maliyet dinamikleri, son yıllarda gerçekleştirilen yenilenebilir enerji ihalelerinde zaten gözlemlenebilir; keşfedilen güneş PV tarifeleri 2022'den sonra keskin bir şekilde düşerken, kara rüzgarı çoğu pazarda artmaya devam etmektedir. Bu değişikliklerden bağımsız olarak, şebeke ölçekli güneş PV ve kara rüzgârı dünyanın büyük bölümünde en ucuz elektrik üretim kaynakları olmaya devam etmektedir. Daha düşük finansman maliyetlerine yol açan olası faiz indirimleri, devam eden teknoloji gelişimi ve pazar genişlemesi, önümüzdeki yıllarda PV ve rüzgar üretim maliyetlerini azaltacaktır.

Kara rüzgarı CAPEX (solda) ve LCOE (sağda) endeksi ve bileşen dağılımı, 2020-2024



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: CAPEX = sermaye giderleri. OPEX = işletme giderleri. LCOE = seviyelendirilmiş enerji maliyeti. 2022 için kıyaslama kara rüzgarı yatırım varsayımları: 1,7 USD/W CAPEX; 2 600 tam yük saati; 0,03 USD/W/yıl sabit OPEX; %5 WACC; ve 25 yıllık proje ömrü.

Kaynak: BNEF ve PV Infolink verilerine dayanan IEA analizi.

Politika ve piyasalar

Politikalar, kapasite ilaveleri için temel itici güç olmaya devam ediyor, ancak pazar odaklı büyüme ortaya çıkıyor

Yenilenebilir enerji teknolojileri maliyet açısından giderek daha rekabetçi hale gelse de, politikalar yatırımı teşvik etmek ve yaygınlaştırmayı sağlamak için kilit rol oynamaya devam etmektedir. 2024-2030 yılları arasında küresel yenilenebilir şebeke ölçeğindeki kapasite artışının yaklaşık %84'ünün politika planları tarafından teşvik edilmesi beklenmektedir; bu oran geçen yılki tahmine benzerdir. Politika odaklı dağıtım, bir hükümet politikasının yatırım kararı için birincil itici güç olduğu kapasiteyi ifade eder; örneğin, elektrik için ücretlendirmeyi etkileyen veya vergi yükümlülüğünü azaltan veya hükümet hedeflerini karşılamak için bir satın alma yükümlülüğü getiren bir politika.

En öne çıkan iki politika planı, idari olarak belirlenen tarifeler ve primlerdir; bunlar tüm politika kaynaklı kapasite ilavelerinin neredeyse üçte ikisini ve rekabetçi ihaleler ise beşte birinden fazlasını oluşturmaktadır. Diğer politika seçenekleri arasında vergi kredileri (politikaya dayalı kapasitenin %13'ü) ve şebeke mülkiyetindeki projeler (%1) yer almaktadır.

Buna karşılık, piyasa odaklı kurulumun, büyük ölçüde Çin'deki yeşil sertifika kullanımının artan payına bağlı olarak, geçen yılki tahmine kıyasla biraz daha yüksek bir oranla, küresel şebeke ölçeğindeki yenilenebilir kapasite artışının %15'ini oluşturması beklenmektedir. IPP'ler ve kurumsal tüketiciler (kurumsal PPA'lar) arasında iki taraflı olarak müzakere edilen sözleşmeler, piyasa odaklı konuşlandırmanın %40'ından fazlasını oluşturmaktadır.

yeşil sertifikalar da benzer bir paya sahiptir. Kalan kapasite, kamu hizmetleriyle yapılan talep edilmemiş ikili sözleşmelerden (%16) ve ticari projelerden (%4) kaynaklanmaktadır.

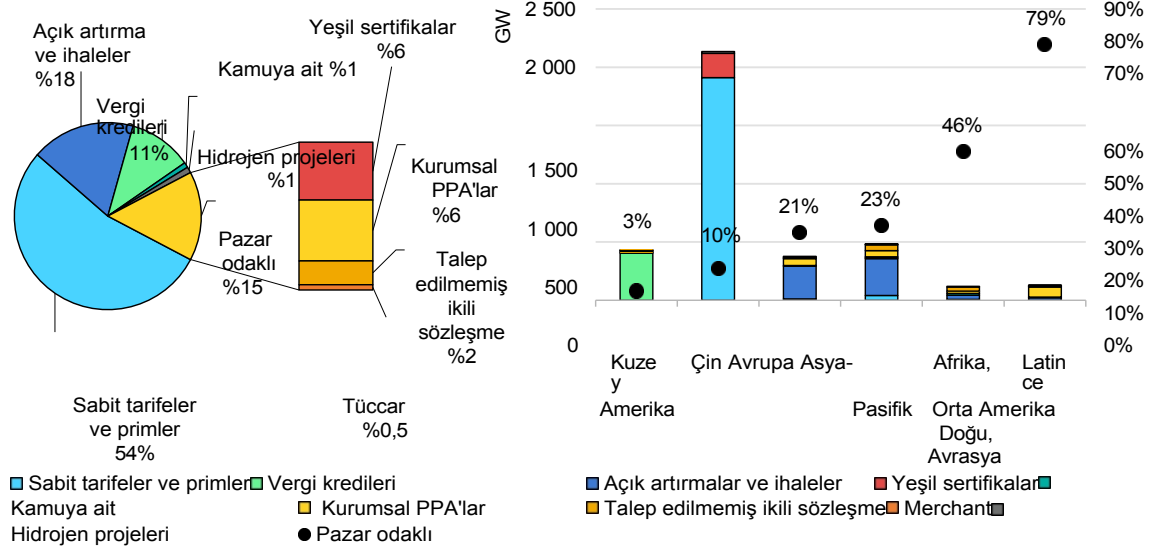
IEA Yenilenebilir enerji tedariki ve politika kategorileri

Tip	İsim	Birincil sürücü
Politika odaklı	Kamuya ait projeler	Maliyet geri kazanımı veya hedefleri karşılama yükümlülüğü için devlete ait kamu hizmeti yatırımları
	Sabit tarifeler ve primler	Geliştiricilere sunulan idari olarak belirlenmiş tarifeler
	Açık artırmalar ve ihaleler	Rekabetçi bir şekilde belirlenmiş tarifeler ile ihaleler kullanarak enerji için hükümet talepleri
	Vergi yükümlülüğü	kredileri Azaltılmış vergi
Pazar odaklı	Talep edilmemiş ikili sözleşmeler	Bir geliştirici ve kamu hizmeti arasında iki taraflı olarak müzakere edilen sözleşme
	TüccarToptan satış piyasasından elde edilen gelirler	
	Kurumsal PPA'lar	Bir geliştirici ve son kullanıcı arasında iki taraflı olarak müzakere edilen
Hidrojen güdümlü	Yeşil sertifikalar	Toptan ve yeşil satış gelirleri sertifika pazarı
	Hidrojen projeleri	Elektrolizörlerden yenilenebilir elektrik talebi

Politika odaklı konuşlandırmanın küresel ölçekteki yüksek payı büyük ölçüde, politikaların ülkedeki büyümenin %90'ını desteklemesi beklenen Çin'den gelmektedir. Örneğin, Çin'in yaklaşık 1 900 GW'lık kapasiteyi neredeyse tamamen idari olarak belirlenmiş sabit tarifelerden 15-20 yıl boyunca il bazındaki elektrik fiyatına dayalı olarak kullanacağı tahmin edilmektedir. Ancak, iller arası ticareti kolaylaştırmayı, il yenilenebilir enerji hedeflerine ulaşmadaki ilerlemeyi izlemeyi ve endüstri için yenilenebilir elektrik için bir sertifikasyon programı sağlamayı amaçlayan 2022 ve 2024 yılları arasında tanıtılan ve güncellenen yeni Yeşil Elektrik Sertifikası programı sayesinde, genişlemenin %10'unu oluşturan piyasa temelli dağıtımın artması bekleniyor.

Çin hariç tutulduğunda, piyasa odaklı dağıtım, küresel yenilenebilir kapasite artışında daha büyük bir rol oynamakta ve yaklaşık %23'lük bir paya sahip olmaktadır. Bu pay Latin Amerika'da (%79) ve Afrika, Avrasya ve Orta Doğu'da (%46) daha da büyüktür. Latin Amerika'daki yüksek pay, Brezilya ve Meksika'daki kurumsal PPA'lardan ve Şili'deki ticari projeler ile kurumsal PPA'lardan kaynaklanmaktadır. Afrika, Avrasya ve Orta Doğu'daki büyüme ise çoğunlukla Güney Afrika'nın kurumsal KÖİ piyasası ile Suudi Arabistan ve Nijerya'daki talep edilmemiş ikili sözleşmelere bağlanabilir.

Birincil itici güce göre şebeke ölçeğinde yenilenebilir elektrik kapasitesi, 2024-2030



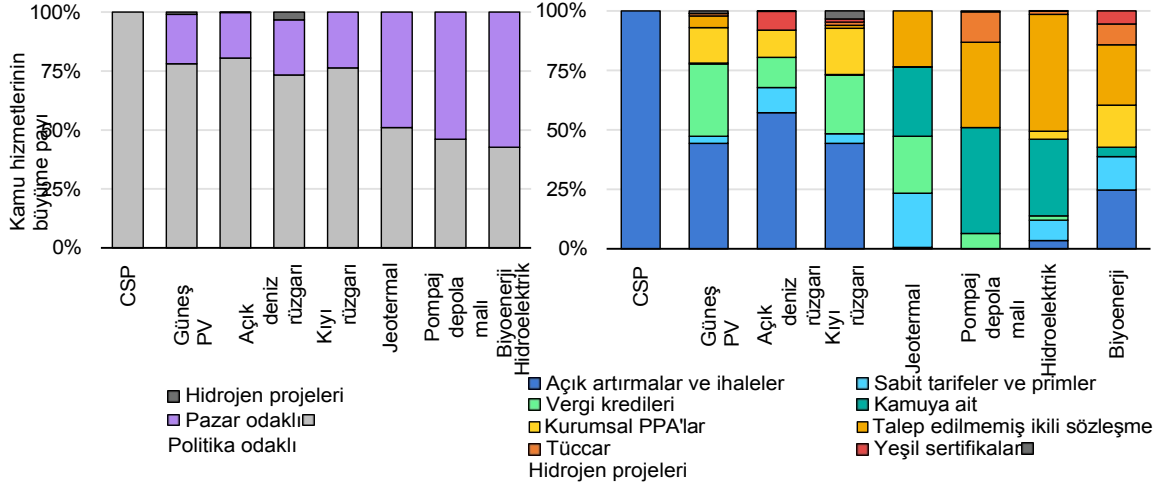
IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Birincil itici güçler, yatırım kararının verildiği mali teşvik veya gelir akışını ifade etmektedir. Bazı piyasalarda projeler birden fazla mali teşvikten yararlanabilir ve/veya farklı gelir akışlarını bir araya getirebilir, ancak bu analizdeki veriler, hangi teşvik veya gelir akışının yatırım için iş durumunu en çok etkilediğine dair varsayımlara göre sınıflandırılmıştır. Örneğin, bir proje devlet tarafından düzenlenen bir fark karşılığı sözleşme (CfD) ihalesi ile ödüllendirilmişse, kurumsal PPA'lar veya ticari kuyruk gibi diğer gelir akışlarına sahip olmasına bakılmaksızın tüm proje bu kategoriye atanır. Tahmin, küresel yenilenebilir elektrik kapasitesi artışının %95'ine denk gelen birincil piyasalar için şebeke ölçeğindeki projeleri ifade etmektedir. Paylar yuvarlama nedeniyle %100'e ulaşmayabilir.

Bununla birlikte, Kuzey Amerika (kapasite artışının %96'sı), Avrupa (%77) ve Asya Pasifik'te (%75), 2024-2030 yılları arasında yenilenebilir kapasite artışının çoğu hala politika temelli olacaktır. Geçen yılki tahminle karşılaştırıldığında, paylar nispeten sabit kalmaktadır. Kuzey Amerika'da, yatırım veya elektrik üretimi için vergi kredilerinin birincil katalizör olduğu Amerika Birleşik Devletleri'nde eklemeler çoğunluktadır. Diğer politikalar da (rekabetçi ihaleler veya şebeke mülkiyetindeki projeler gibi) iş durumunu güçlendirebilirken, vergi kredisinin yatırım için ana kolaylaştırıcı olması bekleniyor. Avrupa'da şebeke ölçeğindeki büyümenin yaklaşık dörtte üçü, çoğunlukla güneş PV ve rüzgar için rekabetçi ihalelerden kaynaklanmaktadır. Kurumsal PPA'ların Avrupa yenilenebilir kapasite büyümesindeki payı, Almanya, İsveç, Hollanda, İspanya, Birleşik Krallık ve İtalya'nın öncülüğünde geçen yılki tahminlere kıyasla aşağı yukarı aynı kalmaktadır.

Rekabetçi ihaleler aynı zamanda Hindistan, Vietnam, Kore ve Avustralya'nın başını çektiği Asya Pasifik'teki baskın tedarik yöntemidir (kapasite artışının %65'i); tarife garantileri de Japonya ve Çin Taipei'deki büyümeyi desteklemektedir. Asya Pasifik bölgesindeki piyasa odaklı büyümenin çoğu Hindistan ve Avustralya'daki güneş enerjisi ve kara rüzgâr projelerine yönelik kurumsal PPA'lardan gelirken, Hindistan'daki hidroelektrik projeleri ve Pakistan'daki güneş enerjisi ve kara rüzgâr projeleri için talep edilmemiş sözleşmeler de önemli bir rol oynamaktadır.

Teknoloji ve birincil itici güce göre yenilenebilir elektrik kapasitesi, Çin hariç, 2024-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: CSP = yoğunlaştırılmış güneş enerjisi. Hidroelektrik geleneksel hidroelektrik enerjiyi ifade eder. Veriler, Çin hariç tedarik türüne göre küresel pazar büyümesini temsil etmektedir.

Çin hariç tutulduğunda, rekabetçi ihaleler 2024 ve 2030 yılları arasında şebeke ölçeğindeki yenilenebilir kapasite ilavelerinin en büyük itici gücüdür ve öngörülen kapasite artışının neredeyse yarısını oluşturmaktadır. Ancak bu durum büyük ölçüde, şebeke ölçeğindeki tahminin %94'ünü oluşturan güneş ve rüzgâr enerjisi dağıtımındaki önemlerinden kaynaklanmaktadır. Diğer teknolojiler için farklı politika ve piyasa etkenleri daha önemlidir.

CSP, yüksek ön yatırımlar ve zorlu iş vakaları nedeniyle 2024-2030'da politika kaynaklı büyümede en yüksek paya sahiptir. CSP büyümesi tamamen Şili, Fas ve Güney Afrika'daki rekabetçi ihalelerden kaynaklanmaktadır.

Güneş PV ve rüzgârın büyümesi, her bir teknoloji için %80'e yakın paylarla büyük ölçüde politika odaklıdır. Rekabetçi ihaleler Çin dışındaki değişken yenilenebilir enerjiler için büyümenin ana katalizörü olsa da, açık deniz rüzgarı dağıtımında, esas olarak kurumsal PPA'lar yoluyla piyasa odaklı büyümenin biraz daha yüksek payına sahip olan kara rüzgarı ve güneş PV'sinden daha büyük bir rol oynamaktadır. Buna karşılık, 2030 yılına kadar devreye alınacak açık deniz rüzgâr projelerinden sadece birkaçının iş modelinin büyük kısmının kurumsal PPA'lara veya sertifika gelirlerine dayanması beklenmektedir - daha spesifik olarak Hollanda, Kore ve Çin Taipei'deki projeler. Bununla birlikte, artan sayıda ülke ücretlendirme olmaksızın rekabetçi ihalelere geçtikçe, kurumsal PPA'lar açık deniz rüzgâr piyasasında daha önemli hale gelebilir.

Jeotermal için, büyümenin dörtte üçü, çoğunlukla ABD'deki vergi kredileri ve Kenya'daki devlete ait kamu hizmetlerinin yatırımları yoluyla politika odaklı önlemlere bağlanabilir. Piyasa odaklı dağıtım çoğunlukla Endonezya'da talep edilmeyen sözleşmeler yoluyla tetiklenmiştir.

Pompaj depolamada, politikalar konuşlandırmanın yarısından biraz fazlasını yönlendirmektedir. Büyümenin çoğu Hindistan'daki devlete ait kamu hizmetleri aracılığıyla teşvik edilirken, Viet Nam, Endonezya ve Hindistan'daki talep edilmemiş ikili sözleşmeler de katkıda bulunmaktadır.

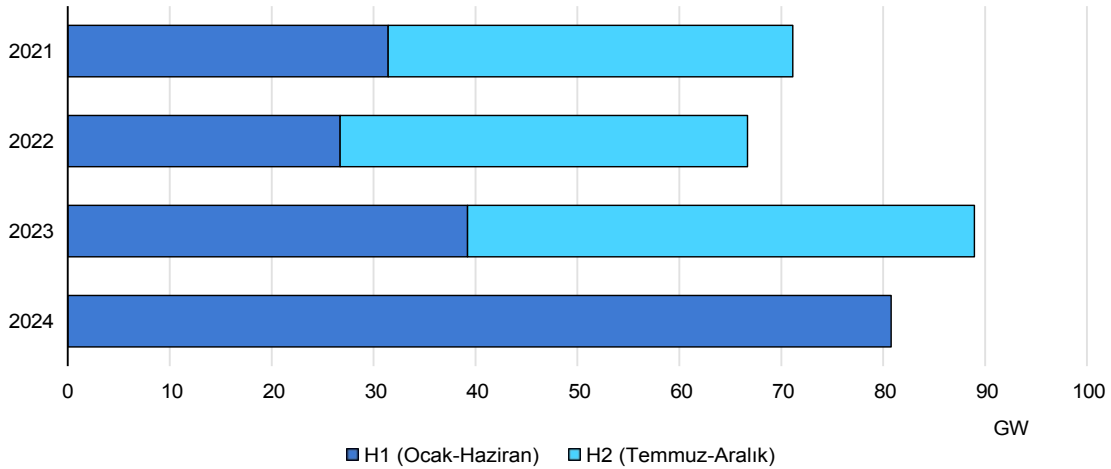
Konvansiyonel hidroelektrikteki büyümenin yarısından fazlasının piyasa kaynaklı olması beklenmektedir. Hindistan, Pakistan ve Endonezya'daki talep edilmemiş ikili sözleşmeler, konuşlandırmaya en büyük katkıyı sağlarken, bunu Hindistan, Etiyopya ve Kanada'daki devlete ait kamu hizmetlerinin yatırımları takip etmektedir. Bu arada, Türkiye'de idari olarak belirlenen tarife garantileri de önemli bir itici güçtür.

Bu arada, biyoenerji dağıtımının yarısından biraz fazlası, çoğunlukla Brezilya'daki kurumsal PPA'lar, Hindistan ve Endonezya'daki talep edilmemiş ikili sözleşmeler ve Birleşik Krallık ve İspanya'daki bazı ticari projeler olmak üzere piyasalar tarafından yönlendirilmektedir. Politika odaklı yayılımın çoğunlukla Almanya, Brezilya ve Hollanda'daki rekabetçi ihalelerden ve Japonya ve Türkiye'deki idari olarak belirlenmiş tarife garantilerinden kaynaklanması beklenmektedir.

Rekabetçi açık artırmalar

2024'ün ilk yarısında, 82 GW'lık yenilenebilir enerji kapasitesi rekabetçi ihalelerde küresel olarak verildi ve bunun yarısından fazlası sadece iki ülkede yoğunlaştı: Hindistan ve Almanya. Bu, son yıllardaki altı aylık dönemlerde verilen ortalama hacimlerin iki katından fazladır ve neredeyse 2023'ün tamamında ihalelerde verilen rekor düzeydeki kapasiteye ulaşmaktadır.

Küresel rekabetçi yenilenebilir enerji ihale sonuçları, 2021-2024

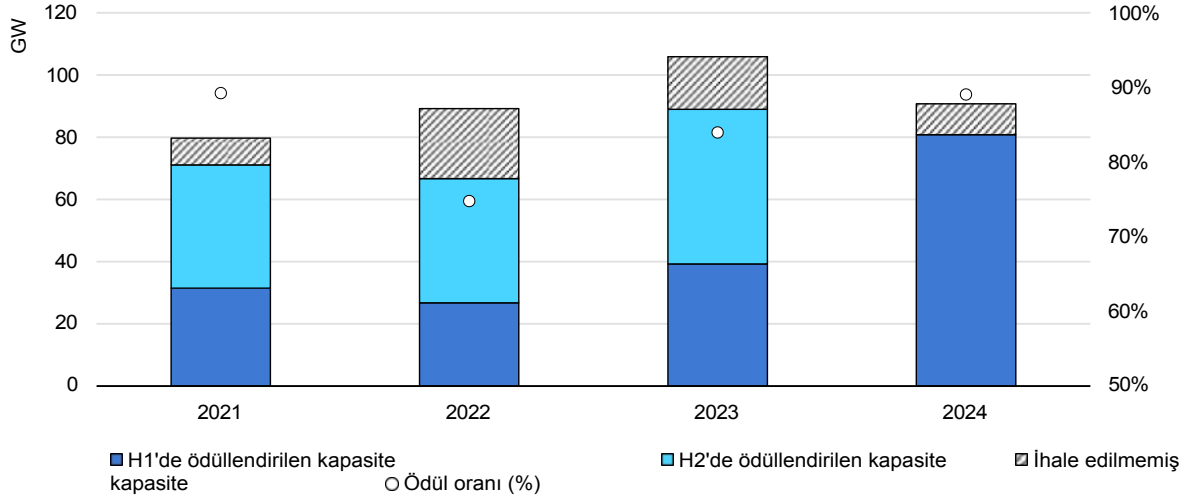


IEA. CC BY 4.0.

Son üç yılda, yılsonu kapasitesinin yaklaşık %40'ı Ocak-Haziran ayları arasında ortalama olarak ihaleye çıkarılmıştır. Bu eğilim göz önüne alındığında, küresel ihale kapasitesi 2024 yılı sonuna kadar 200 GW'ın biraz üzerinde, 2023'ün iki katından fazla olabilir.

İhale tasarımı, makroekonomik koşullar, izin verme hızı ve şebeke mevcudiyeti, geliştiricilerin ilgisini ve katılımını etkileyen temel faktörler olmaya devam etmektedir. İhaleye katılım oranları yıldan yıla değişmiş ve en düşük oran 2022 yılında görülmüştür. Yüksek emtia fiyatları, artan yatırım maliyetleri ve enflasyon, ihalelerdeki nispeten düşük tavan fiyatlarla birleştiğinde, ihale oranının 2022'de %75'e düşmesine neden oldu. Geçen yıl %84 olan ödüllendirme oranları hafif bir artışla 2024'ün ilk yarısında %89'a yükselmiş ve 92 GW'lık ihale kapasitesinin yaklaşık 82 GW'ı ödüllendirilmiştir.

Küresel rekabetçi yenilenebilir enerji ihale sonuçları ve ödül oranları



IEA. CC BY 4.0.

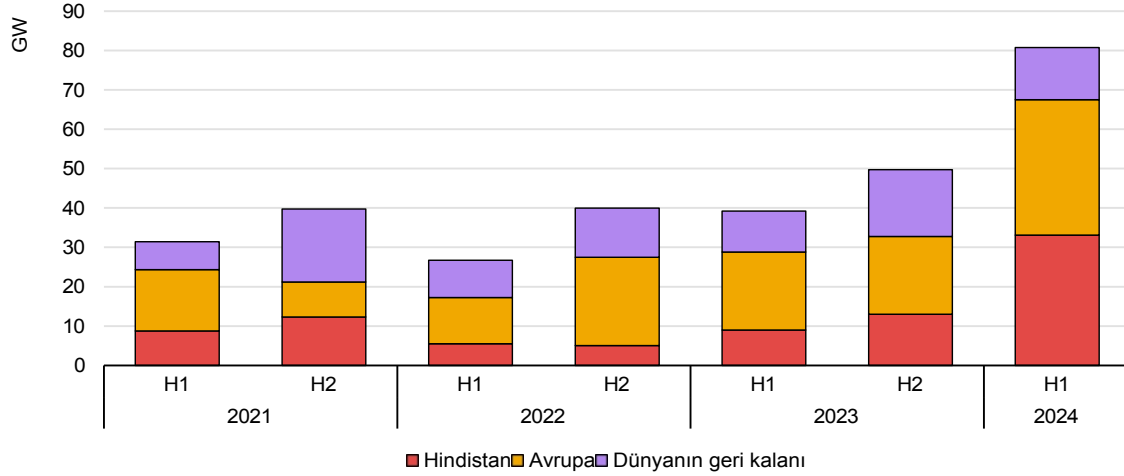
Hindistan ve Avrupa dünya genelinde en yüksek açık artırma hacimlerine sahip

2024'ün ilk yarısında, Avrupa ve Hindistan yenilenebilir enerji ihaleleri için başlıca bölgeler olarak ortaya çıktı ve her ikisi de benzer hacimlerde ihaleler verdi. Hindistan, 2024'ün ilk yarısında son iki yılın toplamından daha fazla kapasite (33 GW) ihale etti. İhale hacimlerindeki bu artış, hükümetin ülkenin yenilenebilir enerji hedefine ulaşmak için net bir ulusal ihale programı uygulamasını ve abonelik oranlarını artırmak için tasarımda yaptığı değişiklikleri yansıtmaktadır.

Bu arada, Avrupa 2024'ün ilk yarısında 2023'te ihale edilen tüm kapasitenin %87'sine eşit bir hacmi ihale etmiştir. [Almanya, 10,2 GW](#) ile Avrupa'nın toplam hacminin [neredeyse üçte birini ihale etti](#). Bu arada, [Birleşik Krallık 9,6 GW'lık ihale verirken](#), açık deniz rüzgarı bu kapasitenin yarısından fazlasını temsil etti; onu yaklaşık 7,5 GW ile Hollanda izledi; bunun yaklaşık [3,5 GW'ı güneş PV ve kara rüzgarına](#), 4 GW'ı ise açık deniz rüzgarına [verildi](#). [Fransa 3,4 GW'lık güneş enerjisi ve kara rüzgarı karışımını ihale etmiştir](#). Avrupa'da kalan kapasite [Norveç](#), [İtalya](#), [Avusturya](#) ve [Hırvatistan](#)'daki ihalelerde verildi. Diğer bölgelerde, Kolombiya yılın başında yaptığı son ihalede yeni güneş enerjisi santrallerine 4 GW'tan fazla ihale verdi.

Yıl içinde ABD'nin çeşitli eyaletleri toplam 4,6 GW'lık açık deniz rüzgâr kapasitesi ve [Çin Taipei](#) 2,7 GW'lık açık deniz rüzgâr kapasitesi ihalesi vermiştir.

Hindistan, Avrupa ve diğer ülkelerdeki ihalelerde küresel ödüllendirilmiş kapasite



IEA. CC BY 4.0.

Not: H1 Ocak-Haziran ve H2 Temmuz-Aralık dönemlerini kapsamaktadır.

Hindistan ve Avrupa'daki ihale sonuçlarındaki teknoloji eğilimleri önemli ölçüde farklılık göstermiştir. Küresel olarak, 2024'ün ilk yarısında rekabetçi ihalelerde verilen şebeke ölçekli güneş enerjisi kapasitesinin neredeyse %60'ı Hindistan'da yoğunlaşırken, verilen kara rüzgârı kapasitesinin yaklaşık %85'i Avrupa'daydı.

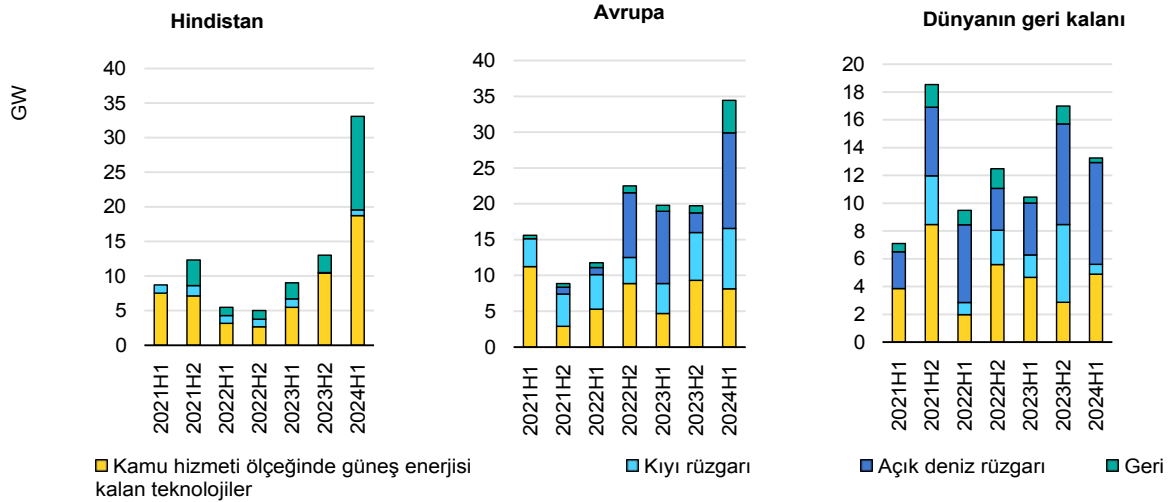
Avrupa'da ülkeler 2021'den bu yana her yıl ortalama 13-14 GW'lık şebeke ölçekli güneş enerjisi ihalesi gerçekleştirmektedir ve 2024'ün ilk yarısı da bu eğilim doğrultusunda geçmiştir. Karada rüzgâr ihaleleri artarak Ocak-Haziran 2024 döneminde 8,4 GW'lık rekor bir ihale ile geçen yılın aynı dönemine göre iki katına çıktı. Bu arada, 4 GW'ı deniz yatağı kiralama ihalelerinde olmak üzere 13 GW'tan fazla ihale ile açık deniz rüzgâr ihaleleri bir başka rekor kırdı. Hollanda, [toplam kapasitesi 4 GW olan iki açık deniz rüzgâr çiftliğinin](#) (IJmuiden Ver Rüzgâr Çiftliği Bölgesi Alpha ve Beta sahaları) ihalesini kazanarak bu büyümede önemli bir rol oynamıştır. Bu, 2022'de düzenlenen Hollandse Kust West ihalesinden bu yana Hollanda'nın ilk açık deniz rüzgâr ihalesi oldu.

Almanya, 2024 yılının ilk yarısında, toplam kapasitesi 2,5 GW olan ve [merkezi olarak önceden geliştirilmemiş iki saha](#) için deniz yatağı kiralama ve potansiyel destek ihalelerini başarıyla gerçekleştirmiştir. Yüksek rekabet seviyesi nedeniyle, her iki ihale de devlete ödemelerle sonuçlandı, ancak bu ödemeler geçen yılki ihale turlarından daha düşüktü. Açık deniz rüzgâr ihaleleri yılın ikinci yarısında da devam edecek olup, [5,5 GW gücünde üç merkezi ön-geliştirme sahası](#) kiralanacaktır.

[birleşik¹¹](#). Bu raporun Ekim 2024 başında yayınlandığı sırada, Almanya yıl içinde bu teknoloji için 8 GW ihale açmış ve neredeyse geçen yılki 8,8 GW'lık ihale kapasitesine ulaşmıştır. Bu arada Norveç, [ilk açık deniz rüzgâr](#) ihalesini başarıyla gerçekleştirerek deniz yatağı kiralama ve fark sözleşmesi şeklinde destek içeren 1,5 GW'lık bir rüzgâr çiftliğini ihale etti.

Birleşik Krallık, 400 MW'ı yüzen bir [açık deniz rüzgar](#) projesine olmak üzere 5 GW'tan fazla açık deniz rüzgar kapasitesine mali destek verdi. Ayrıca, iki sabit dipli açık deniz rüzgâr projesine 3,3 GW verilirken, kalan 1,6 GW 2022 ihale turunda başarılı olan projelere (bazı kısımlarına) verildi.¹² İlgili deniz yatağı kiralamaları önceki yıllarda özel ihalelerde rekabetçi bir şekilde tahsis edilmiştir.

Hindistan, Avrupa ve dünyanın geri kalanında teknoloji ile ödüllendirilmiş kapasite



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Hindistan için "Diğer teknolojiler" hibrit kara rüzgarı ve şebeke ölçekli güneş PV projeleri için yapılan ihaleleri içermektedir. "Açık deniz rüzgarı", deniz yatağı kiralamasını ve desteği birlikte tahsis eden ihalelerin yanı sıra deniz yatağı kiralama ihalelerini (ardından bir destek ihalesi gelmeyen) içerir. Destek ihalelerini takip eden deniz yatağı kiralama ihaleleri, ikinci ihalenin yapıldığı zamana kadar dahil edilir.

Bununla birlikte, Avrupa'da açık deniz rüzgârına yönelik birkaç ihale ertelenmiştir. Portekiz 2024 yılında 2 GW'lık bir ihale yapmayı planlıyordu, ancak şimdi 2025 için planlanıyor. Benzer şekilde Norveç, yüzen açık deniz rüzgar çiftliği Utsira Nord'un (1,5 GW) ihalesini, [ihale tasarımını ve sübvansiyon modelini netleştirmek ve sonuçlandırmak için](#) 2025'e erteledi.

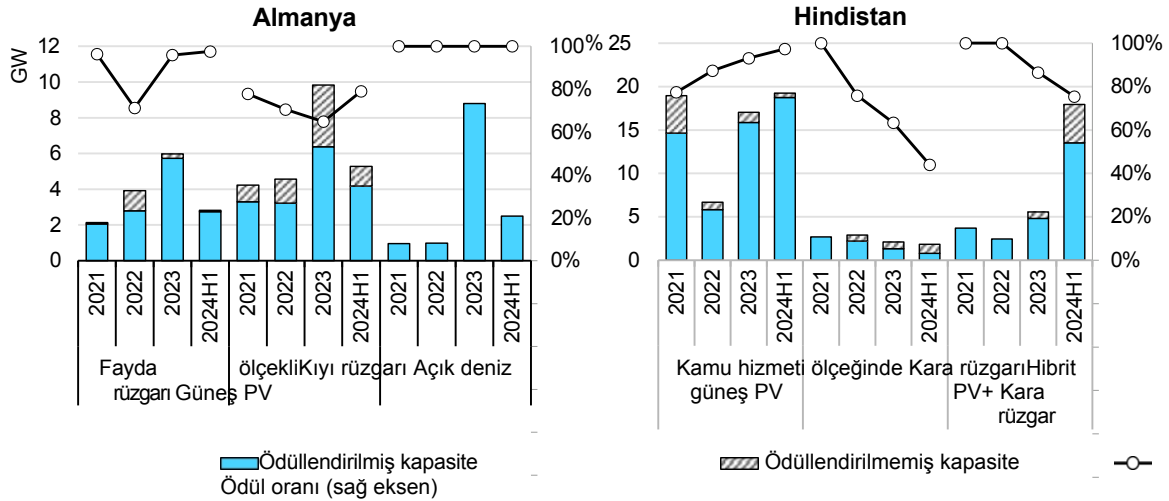
¹¹ Bu bölümdeki analiz sadece Haziran 2024'e kadar olan dönemi kapsamaktadır. Temmuz 2024'ten sonraki ihaleler tamamlayıcı bilgi olarak belirtilmiştir; ancak aksi belirtilmedikçe rakamlara yansıtılmamış, hesaplama ve analize dahil edilmemiştir.

¹² Bu "izin verilen azaltma" mekanizması, 2022'deki dördüncü tahsis turunda fark sözleşmesi kazanan başarılı açık deniz rüzgâr teklif sahiplerinin, kazandıkları kapasitenin %25'ine kadarını geri çekmelerine ve potansiyel olarak daha yüksek bir kullanım fiyatı elde etmek için mevcut ihale turunda tekrar teklif vermelerine izin verdi.

Almanya 2024'ün ilk yarısında neredeyse %89'luk bir toplam ödül oranına ulaştı. Ülkedeki karasal rüzgâr ihaleleri, saha satın alma ve izin süreçlerini iyileştiren ve ihale hacimlerini azaltan çeşitli politikalar sayesinde 2021-2023 yıllarında gözlemlenen düşüş eğilimini tersine çevirerek ihale oranını %79'a yükseltti.

Hindistan, 2024 yılında yaklaşık %85'lik bir toplam ödül oranına ulaşmış ve ihaleye çıkarılan güneş enerjisi kapasitesinin neredeyse tamamı ödüllendirilmiştir. Hibrit güneş enerjisi ve karasal rüzgâr projelerine yönelik ihalelerde ödüller 2023'te düşmeye başlamış olsa da, hacimler önemli ölçüde artmıştır. Onshore rüzgâr ihaleleri, geçmiş yıllardaki düşüş eğilimini takip ederek 2024 yılında %44'lük bir ödül oranına ulaşmıştır. Rüzgâr kaynaklarının zengin olduğu arazilerin satın alınmasıyla ilgili zorluklar, şebeke bağlantı zorlukları ve üretilen enerjinin ortalama fiyatının daha yüksek olması nedeniyle EDAŞ'ları enerji satın almaktan caydıran kara rüzgârı çoğunlukla hibrit projeler aracılığıyla geliştirilmektedir.

Almanya ve Hindistan'da teknolojiye göre ödüllendirilmiş ve ödüllendirilmemiş kapasite ve ödül oranı



IEA. CC BY 4.0.

2023'ün aksine, 2024'ün ilk yarısında Avrupa'daki birçok açık deniz rüzgâr ihalesi, sadece deniz yatağı kiralama ihalesi olduğu veya yüksek rekabet olduğu için negatif tekliflerle sonuçlanmıştır. Bu, başarılı teklif sahiplerinin elektriklerini piyasada ya da kurumsal PPA'lar aracılığıyla satmak zorunda oldukları ve herhangi bir destek ödemesi alamayacakları anlamına gelmektedir. Hükümete, "projeyi gerçekleştirme hakkı" veya deniz yatağının kiralanması olarak yorumlanabilecek kapasite bazlı bir ödeme sunmaları gerekiyor.

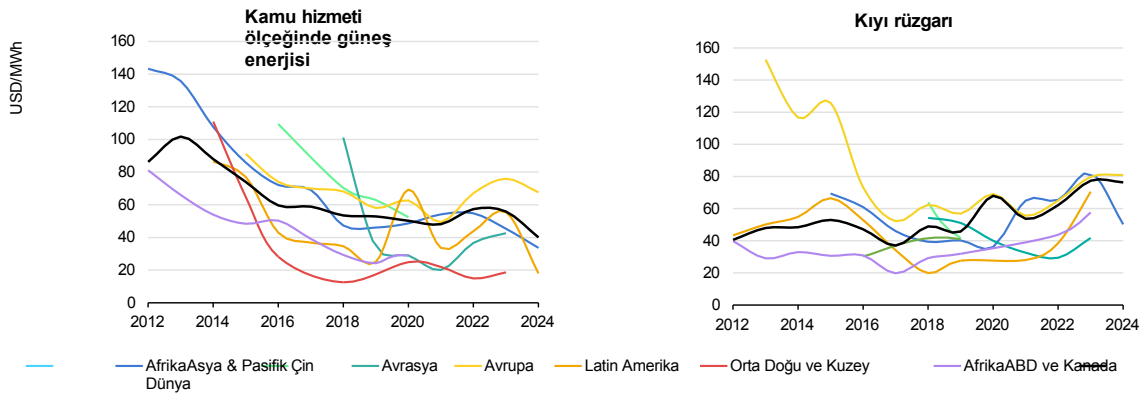
Bu ödemeler hükümetler tarafından enerji dönüşümünü desteklemek ve halkın kabulünü artırmak için kullanılabilirken, proje geliştiricileri için artan maliyetler nedeniyle gelecekte projelerin gerçekleşmesini engelleyebilir. En yüksek ödemeler, bir geliştiriciye 1,5 GW'lık bir projenin 1,4 milyon ABD Doları/MW'lık bir ödeme ile verildiği ve 1 GW'lık bir sahanın 1,1 milyon ABD Doları/MW'lık bir ücretle seçildiği Almanya'da gerçekleşmiştir.

Güneş enerjisi sözleşme fiyatları düşmeye devam ederken rüzgarda enflasyonist baskı sürüyor

Son on yılda, şebeke ölçekli güneş enerjisi projeleri için ortalama ihale fiyatları tüm bölgelerde sürekli olarak düşmüştür. Ancak karasal rüzgar için ortalama ihale fiyatları 2020'den bu yana artmaktadır.

FV güneş enerjisi maliyetleri tüm bölgelerde düşmüş ve 2024 yılının ilk yarısında ortalama 40 ABD Doları/MWh seviyesine gerilemiştir. Bu düşüş büyük ölçüde, ihalelerde verilen güneş PV kapasitesi hacmi açısından dünyaya liderlik eden ve 34 ABD Doları/MWh'lik bir ihale fiyatı elde eden Hindistan tarafından teşvik edildi. Gerçekten de, ülkedeki şebeke ölçekli güneş PV'sinin fiyatı %23 düşmüştür. Buna karşılık, Avrupa'daki düşüş %11 gibi daha mütevazı bir seviyede gerçekleşmiş ve 2024 yılında ihaleye çıkan projeler için ortalama fiyat 67 ABD Doları/MWh olmuştur.

Şebeke ölçekli güneş enerjisi ve kara rüzgarı için bölgelere göre ağırlıklı ortalama fiyatlar, 2012- 2024



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Asya ve Pasifik'e Çin dahil değildir. 2024 yalnızca Ocak ve Haziran ayları arasındaki ihaleleri kapsamaktadır.

2024'ün ilk yarısındaki karasal rüzgar teknolojisi fiyat modelleri, önemli bölgesel farklılıklar içeren karmaşık bir küresel tablo ortaya koymaktadır. Onshore rüzgâr için küresel ortalama fiyat sadece %2 oranında hafif bir düşüş gösterirken, bu rakam Avrupa ve Hindistan'daki iki farklı eğilimi maskeleymektedir.

İhaleler yoluyla verilen küresel onshore rüzgâr kapasitesinin çoğunluğunun yer aldığı Avrupa'da fiyatlar 2021'de başlayan yükselişini sürdürmüştür. Avrupa'da karasal rüzgâr fiyatları 2024 yılının ilk yarısında %2'lik bir artışla ortalama 81 ABD Doları/MWh seviyesine ulaşmıştır. Bu arada, Hindistan'daki onshore rüzgar projeleri için ortalama fiyat %12 artarak 39 ABD Doları/MWh'den 43 ABD Doları/MWh'ye yükselmiştir. Bununla birlikte, Asya Pasifik bölgesinin tamamında karasal rüzgâr fiyatlarında %36'lık bir düşüş görülmektedir; bu durum, 2023 yılında Japonya, Filipinler ve Tayland'daki yüksek fiyatların (90-102 ABD Doları/MWh) ve hacimlerin, bir sonraki yıl 40-83 ABD Doları/MWh aralığında daha düşük fiyatlarla karşılaştırılmasıyla açıklanmaktadır.

Daha yakından bir bakış: Yenilenebilir enerji ihalelerinde fiyat dışı kriterlerin ortaya çıkan rolü

Tarihsel olarak, Çin ve Güney Afrika da dahil olmak üzere sadece birkaç ülke rekabetçi yenilenebilir enerji ihalelerinde teklifleri seçmek için fiyat dışı kriterler kullanmıştır. Bu piyasaların dışında teklif seçimi, maliyetleri en aza indirmek ve devlet desteğini sınırlamak için çoğunlukla fiyata dayandırılmıştır.

Ancak, 2017 yılında Almanya'da yapılan ilk sıfır fiyatlı açık deniz rüzgâr ihalesi ve daha sonraki ihaleler, hükümetleri teklifler arasında ayırım yapabilmek için fiyat dışı kriterler getirmeye sevk etmiştir. O zamandan bu yana, artan tedarik zinciri, siber güvenlik ve sürdürülebilirlik endişeleri ve yerel üretimi genişletme politikaları, artan sayıda ülkede politika yapımcıların fiyat dışı kriterler (teklif fiyatına ek olarak) getirmesine yol açmıştır.

İhalelere fiyat dışı kriterlerin dahil edilmesi, hükümetlerin yenilenebilir enerji entegrasyonu, tedarik zincirinin çeşitlendirilmesi, yerel ekonomik kalkınma ve yenilenebilir enerji projelerinde kullanılan ithal veya yerli üretim ekipmanların sürdürülebilirliği gibi maliyet minimizasyonunun ötesinde birden fazla politika hedefini takip etmesine olanak tanır. Yerel topluluklar için faydalar, yenilenebilir enerji projelerinin kamuoyu tarafından kabulünü artıracak ve dağıtımlarının önündeki engelleri azaltabilecek bir başka potansiyel önceliktir.

Bununla birlikte, fiyat dışı kriterlerin getirilmesi daha yüksek fiyatların verilmesine (en azından kısa vadede), en düşük maliyetli projelerin verilmesine daha az önem verilmesine ve geliştiricilerin uyum için idari maliyetlerinin artmasına neden olabilir. Ayrıca, proje planlama ve geliştirme sırasındaki zorluklar artabilir ve tüm teklif sahiplerine adil davranılmasını ve proje gerekliliklerine uyulmasını sağlamak için ek yasal işlem ve izleme gerektirebilir.

Yenilenebilir enerji ihalelerinde uygulanan fiyat ve fiyat dışı kriterlere genel bakış

Ülke/Ekonomi	Kriterler
Kanada (Quebec'te kara rüzgarı)	Ödül kriterleri: <ul style="list-style-type: none">- fiyat (%60)- sürdürülebilir kalkınma (%18)- yerel içerik (%12)- deneyim (%2)- finansal yeterlilik (%2)- proje fizibilitesi (%6)
Estonya (teknolojiden bağımsız açık artırma)	Ön yeterlilik kriterleri: <ul style="list-style-type: none">- başarılı teklif sahiplerinin yılın ilk ve dördüncü çeyreğinde teklif edilen yıllık elektrik miktarının en az %50'sini üretmesi gerekmektedir

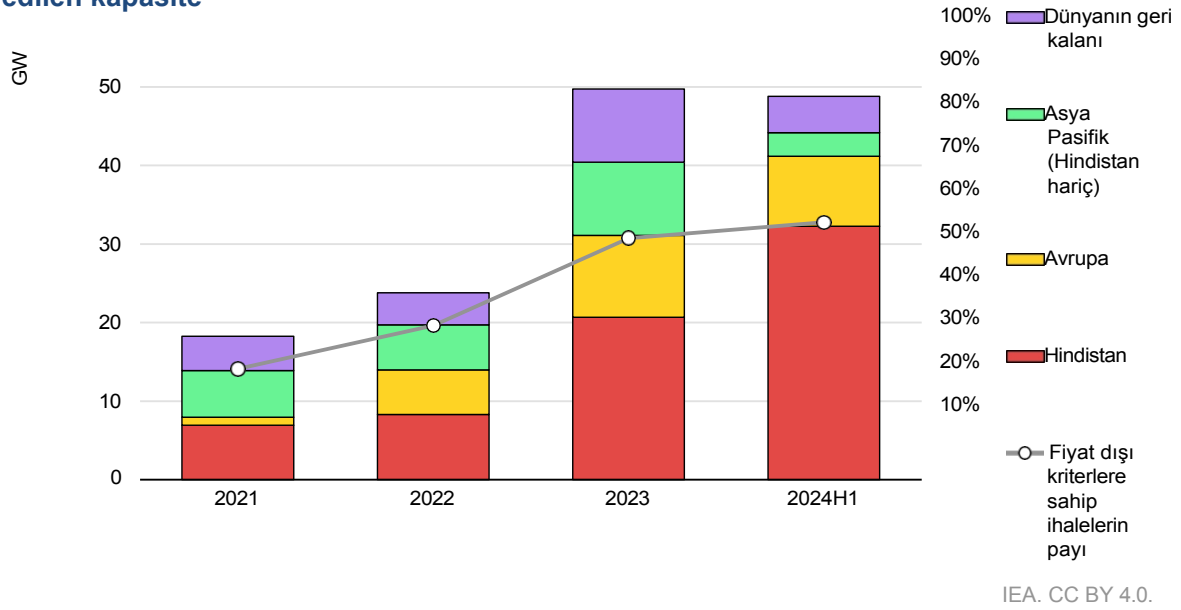
Ülke/Ekonomi	Kriterler
Avrupa Birliği (Net-Sıfır Sanayi Yasası)	<p>Ön yeterlilik kriterleri:</p> <ul style="list-style-type: none">- sorumlu iş davranışı- siber güvenlik ve veri güvenliği- projeyi teslim etme yeteneği <p>Ön yeterlilik veya ödül kriterleri (min. %5, toplamda %15-30):</p> <ul style="list-style-type: none">- esneklik- çevresel sürdürülebilirlik- YENİLİK- enerji sistem entegrasyonu
Fransa (açık deniz rüzgarı)	<p>Ödül kriterleri:</p> <ul style="list-style-type: none">- fiyat (%70)- sözleşmeye dayalı düzenlemenin ve finansmanın sağlamlığı (%5)- çevresel etki (%15)- sosyal ve yerel etki (%10) <p>Ön yeterlilik kriterleri:</p> <ul style="list-style-type: none">- projenin karbon ayak izi
Fransa (güneş PV)	<p>Ödül kriterleri:</p> <ul style="list-style-type: none">- fiyat (%70)- karbon ayak izi (%16)- çevresel uygunluk (%9)- paylaşılan yönetim (%5) veya kolektif finansman (%2)
Almanya (açık deniz rüzgarı - merkezi önceden geliştirilmiş alanlar)	<p>Ödül kriterleri:</p> <ul style="list-style-type: none">- fiyat (%60)- Rüzgar türbinlerinin üretiminde kullanılan yenilenebilir kaynaklardan elde edilen elektrik oranı (%10)- üçüncü taraflara uzun vadeli elektrik tedariki kapsamı (%10)- özellikle çevre dostu temel yöntemlerinin kullanılması (%10)- stajyerlerin payı (%10)
Hindistan (güneş PV)	<p>Ön yeterlilik kriterleri:</p> <ul style="list-style-type: none">- Kurulu modüller Onaylı Modeller ve Üreticiler Listesindeki üreticilerden temin edilmelidir (şu anda sadece Hindistan'da üretim yapan şirketler)
İrlanda	<p>Ön yeterlilik kriterleri:</p> <ul style="list-style-type: none">- Başarılı teklif sahiplerinin bir Toplum Yararı Fonu kurması ve bu fona 2 EUR/MWh aktarması gerekmektedir
Japonya (açık deniz rüzgarı)	<p>Ödül kriterleri:</p> <ul style="list-style-type: none">- fiyat (%50)- iş planı ve planı başarıyla uygulama kapasitesi (%33)- yerel paydaşlarla koordinasyon ve yerel ekonomiye olumlu etki/katkı (%17)

Ülke/Ekonomi	Kriterler
Kore (karada ve açık denizde rüzgar)	Ödül kriterleri: <ul style="list-style-type: none">- fiyat (%60)- yerel toplum kabulü (%8)- sanayi ve ekonomiye katkı (%16)- yurtiçi geçmiş performans (%4)- proje ilerlemesi (%4)- sistem kabul edilebilirliği (%8)
Kore (güneş PV)	Ödül kriterleri: <ul style="list-style-type: none">- fiyat (%70)- karbon ayak izi (%15)- proje geliştirme ilerlemesi (%3)- finansman yapısı (%3)- sigorta (%3)- çiftçiler, hayvancılar, balıkçılar vb. tarafından sahip olunan proje (%3)- proje operasyon süresi (%3)
Litvanya (açık deniz rüzgarı)	Ön yeterlilik kriterleri: <ul style="list-style-type: none">- İhaleyi kazanan teklif sahibi, deniz bölgesinde çevrenin korunması amacıyla en az 5 milyon Avro tahsis etmelidir- kazanan teklif sahibi yerel toplumu 1 EUR/MWh ile desteklemelidir- Yatırım ve işletme giderlerinin belirli bir kısmının KOBİ'lere harcanması gerekmektedir
	Her iki ihalede de kullanılan ödül kriterleri: <ul style="list-style-type: none">- fiyat/finansal teklif (%15)- Rüzgar çiftliğinin tamamlanma kesinliği (%10)- rüzgar çiftliğinin enerji arzına katkısı (%10)- Yenilenebilir Enerji Sektörü için Uluslararası Sorumlu İş Davranışı (IRBC) Anlaşması ilkelerine uygunluk (%10)- Rüzgar santralinin tasarımı, inşası, işletilmesi ve hizmetten çıkarılmasında hammadde tüketimi, çevresel etki ve değerlin korunmasına ilişkin içgörü derecesi (%10)
Hollanda (açık deniz rüzgarı - Ijmuiden Ver Wind Çiftlik Sitesi Alfa ve Site Beta 2024'te)	Ijmuiden Ver Rüzgar Çiftliği Sahası Alpha 'ya özel ödül kriterleri: <ul style="list-style-type: none">- Rüzgar çiftliğinin Hollanda Kuzey Denizi ekosistemine katkısı (%45) Ijmuiden Ver Rüzgar Çiftliği Sahası Beta 'ya özgü ödül kriterleri: <ul style="list-style-type: none">- Rüzgar santralinin Hollanda enerji sistemine entegrasyonuna katkı (%40)- Rüzgar santralinin inşaat aşamasında liman domuzlarının rahatsız olduğu günlerin azaltılmasına katkı (%5)

Ülke/Ekonomi	Kriterler
Norveç (açık deniz rüzgarı)	Ön yeterlilik kriterleri: <ul style="list-style-type: none">- yürütme yetenekleri- sürdürülebilirlik- yerel dalgalanma etkileri
Suudi Arabistan	Ön yeterlilik kriterleri: <ul style="list-style-type: none">- CAPEX'in %30'unun Suudi Arabistan'da harcanması gerekiyor
Güney Afrika	Ödül kriterleri: <ul style="list-style-type: none">- fiyat (%90)- ekonomik kalkınma (%10)
Amerika Birleşik Devletleri (çeşitli ülkelerde açık deniz rüzgarı Devletler)	Massachusetts, New Jersey ve New York'ta kullanılan ödül kriteri: <ul style="list-style-type: none">- fiyat (%70) <p>Massachusetts'e özgü ödül kriterleri:</p> <ul style="list-style-type: none">- ekonomik kalkınma ve proje etkisi (%15)- teklif sahibinin deneyimi ve projenin uygulanabilirliği (%15) <p>New Jersey'e özgü ödül kriterleri:</p> <ul style="list-style-type: none">- ekonomik etkiler ve ekonomik etkilere yönelik teminatların gücü; çevresel ve balıkçılık etkileri (%30) <p>New York'a özgü ödül kriterleri:</p> <ul style="list-style-type: none">- New York ekonomik faydaları (%20)- proje uygulanabilirliği (%10)

2024'ün ilk yarısında, 49 GW'lık yenilenebilir kapasite fiyat dışı kriterler kullanılarak ihale edildi ve neredeyse geçen yılın toplam kapasitesine ulaşıldı. Bu, ihale edilen tüm kapasitenin yaklaşık %60'ına karşılık gelmektedir. Aslında, dünya çapındaki tüm rekabetçi ihaleler arasında fiyat dışı kriterlerle ihale edilen kapasitenin payı 2021'den bu yana iki kattan fazla artmıştır. 15'ten fazla ülke bu kriterleri ihalelerinde en az bir kez kullanmıştır ve 2024'ün ilk yarısında yedi ülke fiyat dışı kriterleri uygulamıştır. Hindistan bu küresel ihale kapasitesinin %66'sını oluşturuyor. Kalan 17 GW'ın yarısından fazlası Hollanda, Fransa ve Norveç gibi Avrupa'daki ihalelerden kaynaklanırken, Amerika Birleşik Devletleri fiyat dışı kriterlerin uygulandığı ihalelerde 4 GW'tan fazla kapasite vermiştir.

Bölgelere göre fiyat dışı kriterlere sahip ihalelerde küresel ihale edilen kapasite



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Hacimler ve paylar, fiyat dışı kriterlerin uygulandığı ihalelerde verilen kapasitelerin tamamını temsil etmektedir.

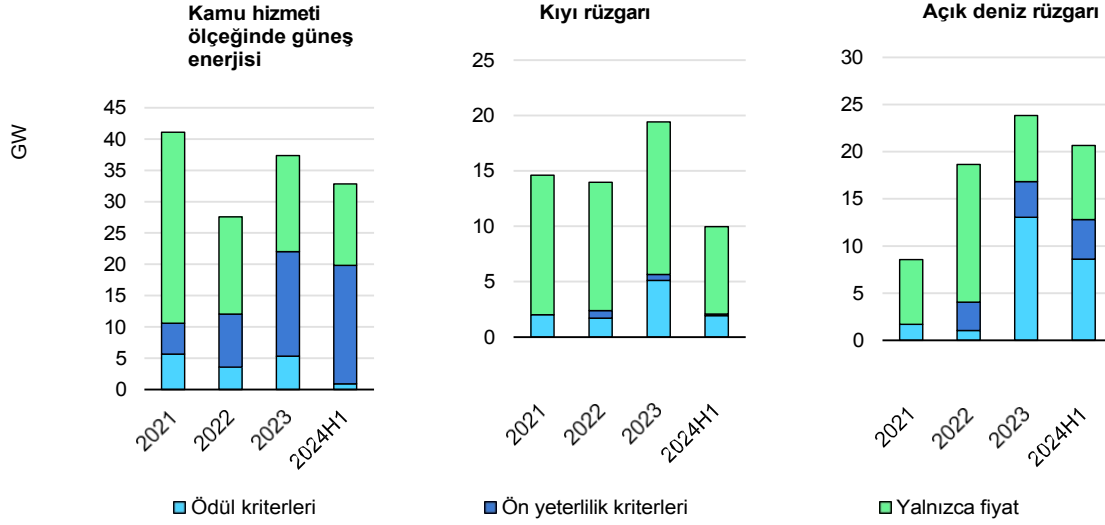
2024 yılında, fiyat dışı kriterler çoğunlukla şebeke ölçeğinde güneş enerjisi (ihale edilen tüm kapasitenin %60'ı için) ve açık deniz rüzgarı (%62) ihalelerinde kullanılmıştır.

Güneş enerjisi ihalelerinde fiyat dışı kriterlerin kullanılmasının en önemli itici gücü, Hindistan'ın 2024 yılında yeniden yürürlüğe giren Onaylı Modeller ve Üreticiler Listesi (ALMM) politikası olmuştur. ALMM programı, geliştiricilerin hükümetle ilgili PV projeleri için yalnızca listedeki modülleri kullanmasına izin veriyor. Bugün sadece Hindistan'da üretim yapan şirketler bu listeye dahildir. 2024 yılında Hindistan'da üretilen modüllerin ortalama fiyatı, %40 ithalat vergisi de dahil olmak üzere ithal Çin modül fiyatlarının %40 üzerinde olmuştur.

Modül tedarik maliyetinde beklenen artış, küresel modül fiyatlarının bu dönemde %60'tan fazla düşmesine rağmen Hindistan'daki PV ihale tarifelerinin 2023 ve 2024 yılları arasında sabitlenmesine yol açan faktörlerden biridir. Sanayi ve ticaret politikalarını dikkatli bir şekilde dengeleyerek yeterli miktarda yüksek kaliteli yerli modül tedariki sağlamak, gelecekteki PV ihalelerinin başarısı ve sözleşmeli projelerin zamanında devreye alınması için çok önemli olacaktır.

Avrupa ülkeleri (örneğin Fransa ve Hollanda), Asya Pasifik ülkeleri (örneğin Çin Taipei) ve Amerika Birleşik Devletleri ihalelerinde fiyat dışı kriterler uyguladığından, açık deniz rüzgar sektörü bölgesel olarak daha dengelidir. Örneğin Hollanda, seçim sürecinde rüzgar çiftliğinin Hollanda Kuzey Denizi ekosistemine katkısını dikkate almaktadır. Ancak Fransa, kara rüzgâr ihalelerinde fiyat dışı kriterleri uygulayan ve ilgili kapasitenin neredeyse tamamını veren başlıca ülke olmuştur.

Seçim kriterlerinin türüne göre (fiyat ve fiyat dışı) güneş enerjisi, kara rüzgarı ve açık deniz rüzgarı ihalelerinde ödüllendirilen kapasite



IEA. CC BY 4.0.

Fiyat dışı kriterler ön yeterlilik ya da ödül koşulları olarak uygulanabilir. Ön yeterlilik kriterleri, teklif sahiplerinin ihaleye katılmak için uymaları gereken bir eşik veya standart belirleyen asgari gerekliliklerdir.¹³ Daha sonra kazananın seçimi tamamen fiyat esasına göre yapılır.

Günümüzde ön yeterlilik kriterleri çoğunlukla güneş enerjisi ihalelerinde uygulanmakta olup, 2023 yılında fiyat dışı kriterler kapsamında ihale edilen kapasitenin %76'sını, 2024 yılının ilk yarısında ise %95'ini oluşturmaktadır ve bunun başlıca nedeni Hindistan'ın ALMM gerekliliğidir. Ön yeterlilik kriterleri uyum gereklilikleri olduğundan, hükümetlerin politika hedeflerine ulaşma olasılığı yüksektir. Bununla birlikte, kriterlerin veya eşiklerin çok katı olması halinde, ihaleye yeterli talep gelmeyebilir.

Buna karşılık, ödül kriterleri kazanan tekliflerin seçimi sırasında uygulanır ve böylece belirli proje özelliklerinde daha yüksek performans ödüllendirilir (örneğin, daha yüksek bir teklif fiyatıyla bile daha çevre dostu bileşenler veya ekipman kullanmak). Ödül kriterleri, Avrupa'daki rüzgar enerjisi ihalelerinde giderek daha yaygın hale gelmiştir. 2023 ve 2024 yıllarında, fiyat dışı kriterlerin kullanıldığı onshore rüzgâr ihalelerinde, büyük ölçüde Fransa'daki ihaleler nedeniyle, neredeyse tüm ihale edilen kapasitenin seçiminde ödül kriterleri uygulanmıştır.

Açık deniz rüzgâr ihaleleri daha dengeli bir yaklaşım sergilemekte, ancak yine de ödül kriterlerini tercih etmektedir. 2023 yılında, fiyat dışı unsurlara sahip açık deniz ihalelerinin %78'inde ödül kriterleri kullanılmıştır; bu oran 2024 yılındaki %67'lik orandan biraz daha yüksektir. Başlıca Avrupa açık deniz pazarları

¹³ "Standart" ön yeterlilik kriterleri yenilenebilir enerji ihalelerinde zaten yaygın olarak uygulanmaktadır. Ana hedefleri, ihaleyi kazanan teklif sahiplerinin projelerini gerçekleştirebilmelerini sağlamaktır ve diğer şeylerin yanı sıra inşaat izinleri, şebeke bağlantı anlaşmaları, teklif ve/veya performans teminatları veya proje geçmişini içerebilir. Burada ön yeterlilik kriterleri, projenin gerçekleştirilmesinin ötesine geçen ve belirli proje ve/veya teklif sahibi özelliklerini hedefleyen fiyat dışı koşullardır.

Hollanda, Almanya ve Fransa gibi ülkeler bu yaklaşımı benimsemiştir. Bu eğilim Avrupa'nın ötesine de uzanmakta, Japonya, Amerika Birleşik Devletleri ve Kore gibi ülkeler de açık deniz rüzgar ihalelerine ödül kriterlerini dahil etmektedir.

Ödül kriterleri, ön yeterlilik kriterlerine kıyasla teklif fiyatı ve proje özellikleri arasında daha fazla bir değiş tokuş sunar. İhaleyi düzenleyen teklif fiyatının yanı sıra proje özelliklerine de bir ağırlık vermesi ve bir puanlama ölçeği tasarlaması gerekir. Fiyat dışı değişkenlerin ağırlığı ne kadar yüksekse, bir kriter seçim sürecinde o kadar önemli hale gelir. Örneğin, ekipman üretiminin sürdürülebilirliğine önemli bir ağırlık verilmesi, daha yüksek bir teklif fiyatına sahip bir projenin (tipik olarak daha yüksek üretim maliyetleri nedeniyle), takip edilen politika hedefini sağlayabildiği için yine de ihale edilmesini sağlayabilir.

Güneş enerjisi ihalelerinde fiyat dışı ödül kriterlerinin ağırlıklandırılmasına ilişkin açıklayıcı bir örnek

Örneğin, iki teklif sahibi A ve B ülkelerinden PV modülleri kullanan projelerle bir açık artırmada yarışıyor olsun. Sunulan teklif fiyatları ve fiyat dışı kriter maksimum 100 puanlık bir puana dönüştürülür ve daha fazla puan alan proje (mümkün olan 100 puan üzerinden) seçilir.¹⁴ Ağırlıklandırma, fiyat dışı kriter için alınabilecek maksimum puanı tanımlar: örneğin, fiyat dışı kriter için %30'luk bir ağırlıklandırma, 30 puan elde edebileceği anlamına gelirken, fiyat kriteri için 70 puan (%70'lik bir ağırlıklandırmaya karşılık gelir) kazanılabilir.

Bu durumda, A Ülkesinde üretilen PV modüllerine sahip güneş enerjisi projesi 66 EUR/MWh'lik bir teklif fiyatı sunar ve örneğin yetersiz sürdürülebilirlik veya tedarik zinciri güvenliği nedeniyle fiyat dışı kriter için puan alamaz. Buna karşılık, B Ülkesi yapımı PV modüllerine sahip proje 72 EUR/MWh gibi daha yüksek bir teklif fiyatı sunmakta ancak fiyat dışı kriter için mümkün olan tüm puanları almaktadır.

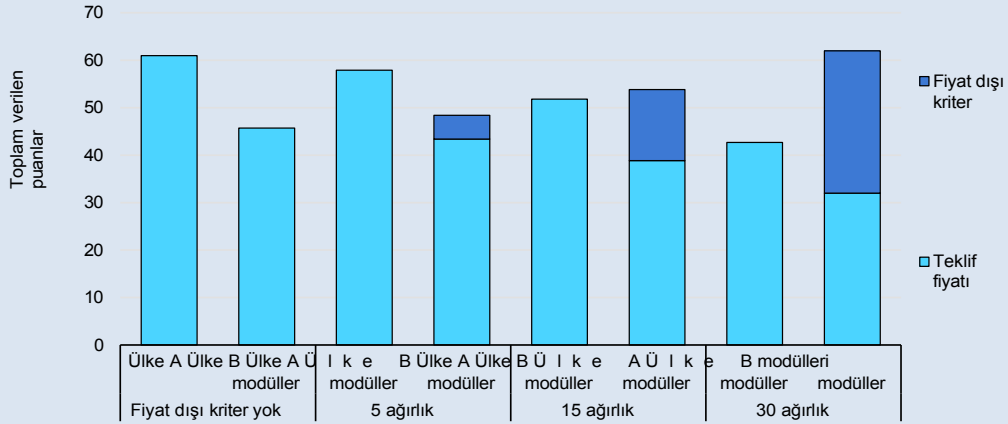
Durum 1 - Fiyat dışı kriter yok: A Ülkesi PV modül projesi daha düşük teklif fiyatına ve dolayısıyla 61 puanla daha yüksek puana sahip olduğu için kazanır.

Durum 2 - Fiyat dışı kriterin ağırlığı %5 olarak belirlenmiştir. Şimdi, A Ülkesi PV modüllerine sahip proje teklif fiyatı için sadece 58 puan alırken (teklif fiyatı için mevcut maksimum puan artık 95 olduğundan), B Ülkesi PV modüllerine sahip proje 48 puan alır - teklif fiyatı için 43 ve fiyat dışı kriter için 5 puan. Bu durumda, A Ülkesi modüllerine sahip proje seçilecektir.

¹⁴ Bu örnekte, teklif fiyatı için puanlama ölçeği şöyledir: en düşük 0 puan 90 EUR/MWh teklif fiyatına, en yüksek puan 50 EUR/MWh teklif fiyatına verilir ve aradaki diğer tüm fiyatlara doğrusal bir puan atanır. Fiyat dışı kriter tamamen karşılanabilir veya karşılanmayabilir. Teklif fiyatlarını hesaplamak için, A Ülkesinden PV modüllerinin 139 EUR/kW ve B Ülkesinden PV modüllerinin 234 EUR/kW olduğu varsayılmıştır.

Vaka 3 - Fiyat dışı kriterin ağırlığı %15 olarak belirlenir ve B Ülkesi PV modüllerine sahip projeye avantaj sağlar. Fiyat dışı değişkenler için 15 puan ve teklif fiyatı için 39 puan olarak rakibini 2 puan geride bırakır.

Vaka 4 - Fiyat dışı kriterin ağırlığı %30 olarak belirlenmiştir. Ülke B PV modüllerine sahip proje seçilecektir çünkü fiyat dışı kriter için 30 ek puan olarak rakibinden 19 puan daha fazla puan alacaktır.



IEA. CC BY 4.0.

Şeytan tasarım detaylarında gizlidir

Puanlama ölçeğinin proje farklılaşmasına izin vermesi gerekir: eğer tüm katılımcı projeler fiyat dışı bir kriter için puanların tamamını (veya hiçbirini) elde ederse, kazanan seçimi üzerinde hiçbir etkisi olmaz. Ayrıca, ölçek ne kadar büyük olursa, projeler arasındaki farklılıklar o kadar az etkili olur. Buna karşılık, puanlama ölçeği ne kadar kısa olursa, proje farklılıklarının etkisi o kadar güçlü olur.

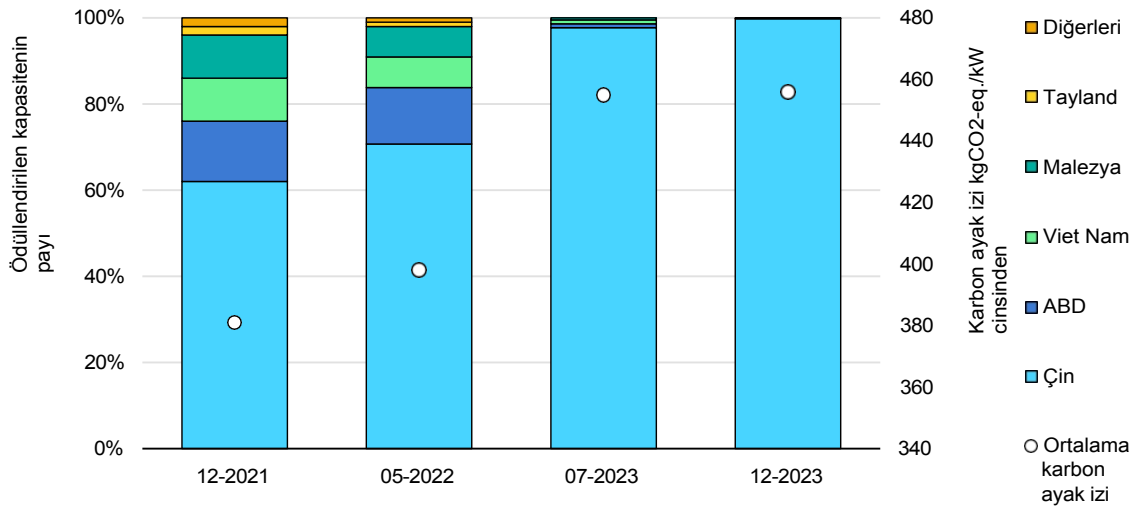
Ödül kriterlerini parametrelendirmenin önemi, Japonya'nın 2021'deki ilk açık deniz rüzgâr ihalesinde gözlemlenebilir. Teklif fiyatı ve fiyat dışı kriterler eşit ağırlıkta olmasına rağmen (her biri 120 puan), kazanan seçimi sırasında çoğunlukla fiyat belirleyici kriter olmuştur. Sunulan en düşük teklif fiyatı otomatik olarak maksimum 120 puanı alırken, fiyat dışı kriterlerde en iyi performans gösteren proje, değerlendirme komitesinin kararına bağlı olduğu için tam puan alamayabilir. Kazanan tüm projeler fiyat için maksimum puan [alırken](#), [katılan projelerden hiçbirini fiyat dışı kriterlerde 98 puandan fazla alamamıştır](#).

Parametrelendirmenin önemine örnek olarak, kazanan seçimi için diğer özelliklerin yanı sıra kurulu modüllerin karbon ayak izini de değerlendiren Fransa'nın güneş PV ihaleleri gösterilebilir (aşağıdaki kutuya bakınız). İlk iki ihale, hem nispeten küçük hem de büyük karbon ayak izlerine sahip oldukça çeşitli kurulu modül arzı ile sonuçlanmıştır. 2023 yılından bu yana, Çin menşeli modüllere sahip projeler

hatırı sayılır karbon ayak izleri onları fiyat dışı kriter açısından dezavantajlı konuma getirirse de, neredeyse tamamen ödüllendirilmiştir.

İhalelerin mevcut parametrelendirmesinde, Çin modüllerine sahip bir proje, teklif fiyatı sürdürülebilirlik kriterinde çok daha yüksek puan alan AB yapımı modüllere sahip bir projeden 4-8 EUR/MWh daha düşükse daha üst sıralarda yer almaktadır. Çin modüllerinin kullanılması, kabaca 6-8 EUR/MWh daha düşük bir LCOE'ye yol açmaktadır, bu nedenle çoğu proje geliştiricisi bunları tercih etmiştir.

Fransız güneş enerjisi ihalelerinde ödül alan projelerin modüllerinin menşei ve ortalama karbon ayak izi



Not: Üçüncü güneş PV ihalesinde (Aralık 2022) PV modüllerinin kökenleri ve karbon ayak izleri hakkında şu anda hiçbir bilgi mevcut değildir.

Kaynak: [Commission de régulation de l'énergie \(CRE\)](#), IEA tarafından değiştirilmiştir.

Fransız güneş enerjisi ihalelerinde fiyat dışı kriterler

Fransa'nın güneş enerjisi ihaleleri ("Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire Centrales au sol"), 2021'in sonlarından bu yana mevcut tasarım altında yürütülmekte olup, kazananları sunulan teklif fiyatına ve fiyat dışı üç kriterle seçmektedir. Teklif sahipleri, aşağıdaki şekilde dağıtılan toplam 100 puan alabilirler:

- Sunulan teklif fiyatı: 0-70 puan
 - 0 puan - fiyat (gizli) tavan fiyata eşitse; tavan fiyatı aşan teklifler diskalifiye edilir.
 - 70 puan - fiyat, tekliflerin en düşük %10'unun aritmetik ortalamasına eşitse eksi 5 EUR/MWh.
 - 0-70 puan - verilen teklif fiyatına göre doğrusal olarak atanır.

- Karbon ayak izi: 0-16 puan
 - 0 puan - kurulu PV modüllerinin karbon ayak izi 550 kgCO₂eq/kW ise; karbon ayak izi bunu aşan projeler diskalifiye edilir.
 - 16 puan - kurulu PV modülleri 200 kgCO₂eq/kW veya daha düşük karbon ayak izine sahipse.
 - 0-16 puan - karbon ayak izine göre doğrusal olarak atanır.
 - Proje sahasının çevresel uygunluğu: 0 veya 9 puan
 - 0 puan - proje sahası bozulmuş arazi olarak sınıflandırılmamışsa; veya
 - 9 puan - eğer proje bozulmuş arazi üzerine inşa edilecekse.
- Vatandaş katılımı: 2 veya 5 puan
 - 2 puan - proje bireyler veya yerel yönetimler tarafından toplu finansman içeriyorsa; veya
 - 5 puan - proje bireylerle paylaşılan yönetim içeriyorsa.

AB Net Sıfır Sanayi Yasası fiyat dışı kriterlerin kullanımını teşvik etmektedir

Avrupa Birliği'nin kısa süre önce kabul ettiği [Net Sıfır Endüstri Yasası \(NZIA\)](#), ülkelerin yenilenebilir enerji ihalelerinde fiyat dışı kriterleri uygulamaları için önemli bir itici güç olmaya hazırlanıyor. NZIA, 2030 yılına kadar Avrupa Birliği içinde net sıfır teknolojilerinin yerli üretimini artırmayı ve belirli temiz enerji teknolojileri için arzın %40'ını hedefliyor.

Özellikle, AB NZIA 2030 yılına kadar en az 30 GW güneş PV üretim kapasitesi öngörürken, rüzgar üretim kapasitesi en az 36 GW'a ulaşmalıdır. Ana vaka tahminine göre, bu üretim hedefleri 2030 yılında güneş PV kapasitesinin %51'ini ve rüzgar kapasitesinin %115'ini temsil etmektedir.

Diğer kriterlerin yanı sıra NZIA, AB yapımı modüllere olan talebi desteklemek için fiyat dışı bazı ön yeterlilik ve ödül kriterleri önermektedir:

- Diğerlerinin aksine dahil edilmesi gereken **esneklik**, belirli bir teknolojinin veya ana spesifik teknolojinin %50'sinden fazlasını halihazırda tedarik eden AB dışındaki üçüncü bir ülkeden bileşen tedarikini caydırmalıdır. Avrupa Birliği'ndeki bileşenler.
- **Mevcut mevzuatın asgari** gerekliliklerinin **ötesine** geçen **çevresel sürdürülebilirlik**, örneğin geri dönüşümün kolaylığı ve kalitesi, enerji, su ve diğer kaynakların tüketiminin ödüllendirilmesi yoluyla uygulanabilir. Ürünün bir veya daha fazla yaşam döngüsü aşamasındaki kaynaklar veya ürünün karbon ayak izi veya çevresel ayak izi.
- **İnovasyon**, tamamen yeni yaklaşımların geliştirilmesini ve kullanılmasını veya mevcut çözümlerin iyileştirilmesini teşvik edebilir.

- **Enerji sistemi entegrasyonu**, yenilenebilir enerji projelerine ısı olarak enerji depolama veya yenilenebilir hidrojen üretimi gibi sistem dostu eklentilere yatırım yapılmasını teşvik edebilir.

Bununla birlikte, özellikle solar PV söz konusu olduğunda, bu kriterler ihalelerde mutlaka AB yapımı modüllerin tercih edileceği anlamına gelmemektedir. Diğer bölgelerden gelen modüllerin daha uygun fiyatlı ve bazen eşit derecede sürdürülebilir olma eğiliminde olduğu göz önüne alındığında, her iki kriter de Kore, ASEAN bölgesi, Hindistan veya ABD'den gelen modüllere olan talebi artırabilir. Ayrıca AB üyesi olmayan şirketleri de Avrupa Birliği'ndeki üretim kapasitelerini artırmaya teşvik edebilirler.

Fiyat dışı kriterler yerel olarak üretilen modül ve türbinlere olan talebi destekleyebilirken, temiz enerji ekipmanlarının büyük ölçekli üretimi için yatırımları çekmek ek destek gerektirecektir. Güneş PV için, AB üretimini genişletmenin ekonomik faydaları, tüketicilerin mevcut ekonomik ortamda daha yüksek maliyetlerle karşılaşabileceğini kabul ederek daha geniş bir perspektiften değerlendirilmelidir. Tahminlerimize göre, 2030 yılında AB'nin %40 hedefine ulaşması, yatırım maliyetlerindeki farka bağlı olarak 2,2-3,0 milyar Avro ek maliyet getirecektir¹⁵ daha ucuz Çin güneş PV modüllerinin kullanımı ile karşılaştırıldığında.

Fiyat dışı kriterler yenilenebilir enerji ihalelerinde fark yaratabilir, ancak dikkatli seçilmeleri, tasarlanmaları ve uygulanmaları gerekir

Hükümetler, kamu desteğini en aza indirmenin yanı sıra, yenilenebilir enerji ihalelerinde fiyat dışı kriterler kullanarak birden fazla politika hedefini takip edebilir. Bununla birlikte, bazı politika hedefleri ihale tasarımı dışındaki yollarla daha yeterli ve kapsamlı bir şekilde ele alınabilir - özellikle de fiyat dışı kriterler hem ihaleyi düzenleyen hem de teklif verenler için daha yüksek işlem maliyetlerine neden olabileceğinden. Ancak, fiyat dışı kriterlerin tasarımının farklı ülkeler arasında, özellikle de Avrupa Birliği içinde uyumlaştırılması bu işlem maliyetlerini azaltabilir. Ayrıca, her teknoloji kendine özgü zorluklarla karşılaşabileceğinden, örneğin rüzgar türbinlerinin karbon ayak izini hesaplamak için metodoloji eksikliği gibi, ülkeler teknolojiye özgü bir tasarım yaklaşımını göz önünde bulundurmalıdır.

Fiyat dışı kriterler, ihale sonuçlarının yasal sağlamlığını artırmak için açık, şeffaf ve ölçülebilir olmalıdır. Buna ek olarak, stratejik teklif verme davranışını önlemek için ödül kriterlerinde atanan minimum ve maksimum puanlar açık artırmayı düzenleyen tarafından dışsal olarak tanımlanmalıdır (sunulan tekliflere dayalı olarak değil).

Son olarak, politika yapıcılar belirsizliği azaltmak için sürecin başlarında amaçlanan fiyat dışı kriterlerin ayrıntılı bir tanımını iletmeyi düşünmelidir. Bu yaklaşım aynı zamanda geliştiricilerin projelerini önceden planlamalarına yardımcı olacak ve

¹⁵ Burada, Çin yapımı modüllerin maliyetinin 139 EUR/kW, AB yapımı modüllerin maliyetinin ise 234 EUR/kW olduğunu varsayıyoruz. Aradaki 95 EUR/kW'lık farkı, 2030 yılında ana ve hızlandırılmış senaryolarda öngörülen AB güneş PV dağıtımının %40'ını temsil eden 23 GW ve 32 GW ile çarparak ek maliyete ulaşıyoruz.

tedarik zincirinin hazırlanması. Fiyat dışı kriterler tasarlanırken ve uygulanırken sektörle ve kilit paydaşlarla (akademisyenler ve belirli fiyat dışı kriterler konusunda uzmanlar gibi) istişareler ve geri bildirim döngüleri de dikkate alınmalıdır.

Rüzgar ve güneş PV üretimi

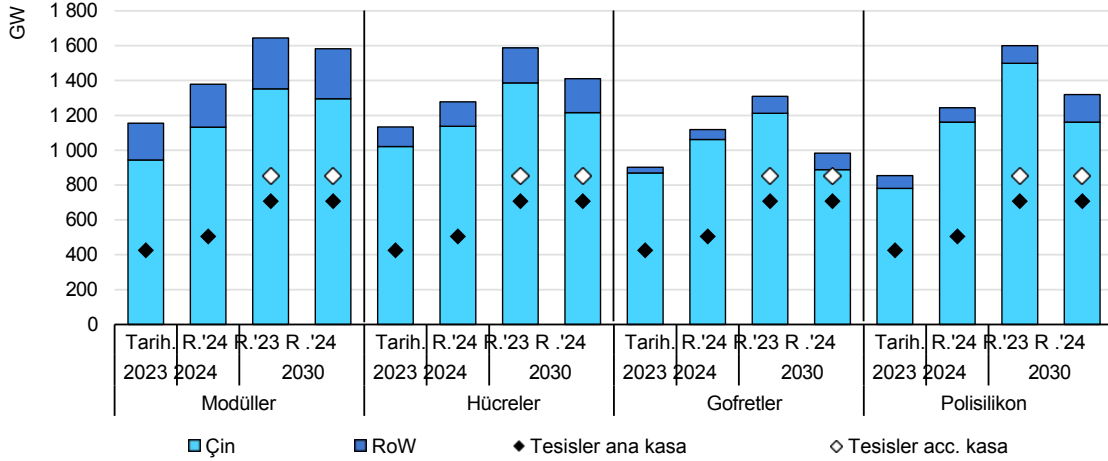
Solar PV üreticileri, derinleşen arz bolluğu ve rekor düşük fiyatlara tepki olarak yatırım planlarını küçültüyor

2023 yılında, güneş PV üretim kapasitesi polisilikon, ingot/wafer, hücre ve modüller de dahil olmak üzere tüm segmentlerde genişlemiştir. Küresel hücre kapasitesi neredeyse iki katına çıkarken, polisilikon üretimi %90'a yakın, modül %75 ve wafer %60 arttı. Yıl sonu itibarıyla, en düşük kapasiteli segment olan polisilikon üretimi 850 GW'a ulaştı.

2024'te 140-390 GW'lık yeni PV üretiminin daha eklenmesi bekleniyor. Gofretler en düşük kapasiteye sahip segment haline geliyor, ancak yine de o yıl küresel kurulumların iki katından fazla olan 1 100 GW'tan fazlasına ulaşıyor.

Dünya genelindeki yüksek kapasite fazlası nedeniyle küresel tedarik zinciri yatırımlarının 2030 yılına kadar, özellikle Çin'de ciddi ölçüde yavaşlaması beklenmektedir. Giderek zorlaşan piyasa koşulları, 2030 yılı için beklenen üretim kapasitesini geçen yıla göre aşağı yönlü revize etmemize yol açtı - modüller için yaklaşık %5, hücreler için %10, polisilikon için %20 ve gofretler için %25 oranında. Düşük fiyatlar ve sıkı marjlar, toplam değeri yaklaşık 25 milyar ABD doları olan yaklaşık 300 GW polisilikon ve 200 GW wafer projesinin iptal edilmesine yol açtı. Büyüme hızındaki yavaşlamaya rağmen, yonga plakası üretim kapasitesinin (2030'da en az gelişmiş segment) hala kurulumları neredeyse %40 oranında aşması beklenmektedir.

Güneş PV üretim kapasitesi ve kurulumları, 2023-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Geçmiş = tarihsel değer; R.'23 = Yenilenebilir Enerji 2023 tahmini; R.'24 = Yenilenebilir Enerji 2024 tahmini; RoW = dünyanın geri kalanı; acc. case = hızlandırılmış durum tahmini.

Kaynaklar: PV InfoLink, BNEF ve SPV verilerine dayanan IEA analizi.

2023-2024 yıllarındaki tedarik zinciri genişleme patlamasının %90'ından fazlası Çin'de gerçekleşmekte olup, ABD ve Hindistan'daki önemli yatırım hızlanmasına rağmen bu ülkeyi 2030 yılına kadar %80-90 pazar payını koruyacak şekilde konumlandırmaktadır. Örnek vermek gerekirse, Çin'in 2024'teki üretim kapasitesinin, hızlandırılmış durum senaryosunda 2030 için küresel PV kurulum tahmininden %25-40 daha yüksek (segmente bağlı olarak) olacağı öngörülmektedir.

Hindistan'da Üretime Bağlı Teşvik (PLI), Onaylı Modül Üreticileri Listesi ve modüller ve hücreler üzerindeki artan ithalat vergileri tedarik zinciri yatırımlarını teşvik etmektedir. Modül montaj kapasitesinin 2022 ve 2024 yılları arasında iki kattan fazla artarak 50 GW'a ulaşması ve PLI desteği kazanan projelerin kademeli olarak devreye girmesiyle ilerleyen yıllarda daha da büyümesi bekleniyor. Ancak, ithalatın yüksek rekabet gücü ve teknolojik zorluklar nedeniyle diğer segmentlerde gelişimde gecikmeler beklenmektedir.

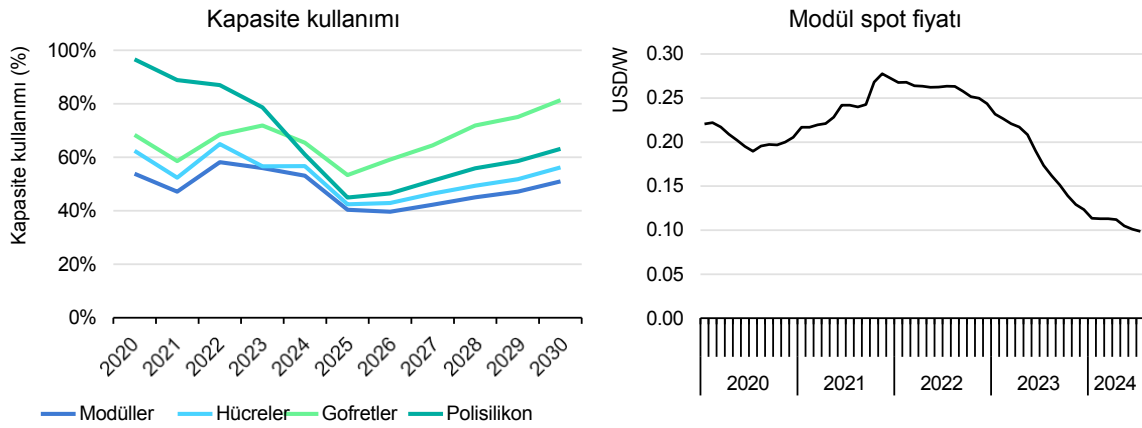
Amerika Birleşik Devletleri'nde IRA ve ithalat kısıtlamaları büyümeyi destekliyor. Sonuç olarak, modül montaj kapasitesi 2024 yılında 7 GW'ın üzerinde ince film PV teknolojisi de dahil olmak üzere 45 GW'a ulaşabilir. Diğer tedarik zinciri segmentlerinde büyümenin daha yavaş olması beklenirken, gofret, polisilikon ve hücrelerdeki bazı projeler ithalatın yüksek rekabet gücü nedeniyle ertelendi veya iptal edildi.

Avrupa Birliği'ndeki yatırımlar, yetersiz politika desteği ve yerleşik, büyük ölçekli küresel üreticilerle rekabet etmedeki zorluklar nedeniyle sınırlı kalmaktadır. Nitekim birçok üretici, ithalatla rekabet edemedikleri için AB'deki tesislerini kapatmış ya da faaliyetlerini Amerika Birleşik Devletleri'ne taşımıştır.

IRA'dan faydalanmak için. Genel olarak, bölgedeki modül üretim kapasitesinin 2024-2030 yılları arasında sadece 5 GW artması ve 20 GW'ın altında kalması beklenmektedir.

Hindistan hariç Asya Pasifik bölgesinde, Çinli üreticilerin bölgenin ana ihracat pazarı olan Amerika Birleşik Devletleri'nde değişen ticaret düzenlemelerine yanıt vermesi nedeniyle modül montaj kapasitesinin yaklaşık 25 GW (%20) azalması beklenmektedir. Viet Nam'da 10 GW'ın üzerinde yonga plakası üretimi geliştirilmektedir ve bu da bölgenin bu segmentteki kapasitesini 2024 yılında 40 GW'ın üzerine çıkararak Çin'den sonra ikinci en yüksek kapasiteye ulaştıracaktır.

Üretim kapasite kullanım oranı, 2020-2030 ve ortalama aylık güneş PV modülü spot fiyatları, 2020-2024



IEA. CC BY 4.0.

Not: Üretim kapasite kullanım oranları, ana durum elektrik üretim kapasitesi büyüme tahminine dayanmaktadır. 2024'teki modül spot fiyatı yalnızca Ocak-Temmuz verilerini içermektedir.

Kaynaklar: PV InfoLink, BNEF ve SPV verilerine dayanan IEA analizi.

PV üretimini etkileyen ana faktör, tüm tedarik zincirinde kapasite fazlasının adım adım artmasıdır ve bu durum 2024 yılında tam olarak gerçekleşmiştir. PV modüllerine yönelik talebin arzı yakalaması beklenmemektedir, bu da ortalama kullanım oranlarının 2023'te yaklaşık %55-80'den 2024'te %50-65'e düşmesine neden olacaktır.

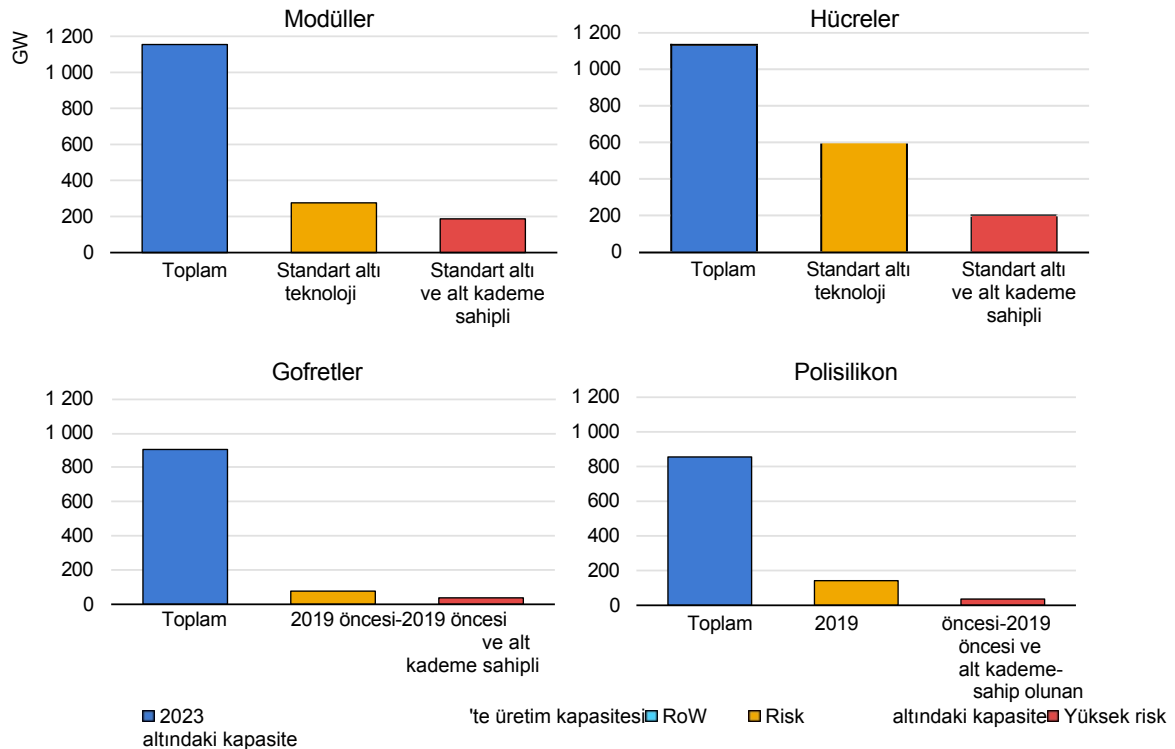
PV modül distribütörleri, geliştiricileri ve diğer talep tarafı piyasa katılımcıları 2024'ün ilk yarısında envanterlerini artırmaya devam etmiş, böylece üretici kullanım oranları yıllık PV sistem kurulumlarından kaynaklanan talepten daha fazlasını yansıtmıştır. Son ithalat eğilimi devam ederse, PV modül stokları Avrupa Birliği'nde 2024'te beklenen kurulumların üç katına ulaşabilir ve 2024'ün sonunda Amerika Birleşik Devletleri'ndekilerin iki katına çıkabilir. FV ekipman stoklamasının olmaması durumunda, 2024 yılında ortalama FV üretici kullanım oranları %40-50'ye düşecektir. Distribütörler depolama maliyetlerini sınırlamak için envanterlerinden çekildikçe yeni modüllere yönelik ekstra talebin önümüzdeki yıllarda düşmesi bekleniyor.

Mevcut arz bolluğu, üreticiler pazar payları için rekabet ederken PV modül fiyatlarını düşürüyor. Aralık 2022 ve 2023 arasında, güneş PV modüllerinin ortalama spot fiyatı %50 azaldı ve 2024'te de düşmeye devam ederek Temmuz 2024'te yaklaşık 0,10 ABD Doları/W seviyesine geriledi. Mevcut fiyatlar çoğu şirket için üretim maliyetlerinin altındadır ve mali durumlarını olumsuz etkilemektedir. Bu durum özellikle en yeni teknolojileri kullanmayan daha küçük ve daha az verimli firmalar için zorlayıcıdır.

Ana durum PV kurulum tahmini göz önüne alındığında, tedarik zinciri segmentlerinin ortalama kullanımının modüller ve hücreler için %60'ın altında kalması, polisilikon için bu seviyeyi biraz aşması ve 2030 yılına kadar waferlar için %80'e ulaşması ve PV modül fiyatları üzerinde aşağı yönlü baskı oluşturmaya devam etmesi beklenmektedir.

Aynı zamanda, mevcut kapasitenin kapatılmasına ilişkin beklentilerimiz de artmıştır. Bu, daha az verimli olan veya daha az teknolojik olarak gelişmiş ekipman üretmek için kullanılan üretim hatlarının hizmet dışı bırakılmasını ve rekabet dışı kalan şirketlerin kapatılmasını içermektedir.

Alt kademe şirketlere ait 2019 öncesi devreye alınan veya standart altı teknolojilerle ekipman üreten güneş enerjisi üretim kapasitesi, 2023



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: RoW = dünyanın geri kalanı. Standart altı hücre üretim tesisleri PERT, HJT, TOPCon ve BC dışında ve 210 mm'nin altındaki boyutlarda hücreler üretmektedir. Standart altı modül üretim tesisleri 210 mm'den küçük hücreler kullanarak modül üretmektedir. Tedarik zinciri genelinde toplam üretim kapasitesi açısından ilk 10 veya segment kapasitesi açısından ilk 5 dışındaki şirketlerin alt kademe olduğu varsayılmaktadır.

Kaynaklar: PV InfoLink, BNEF ve SPV verilerine dayanan IEA analizi.

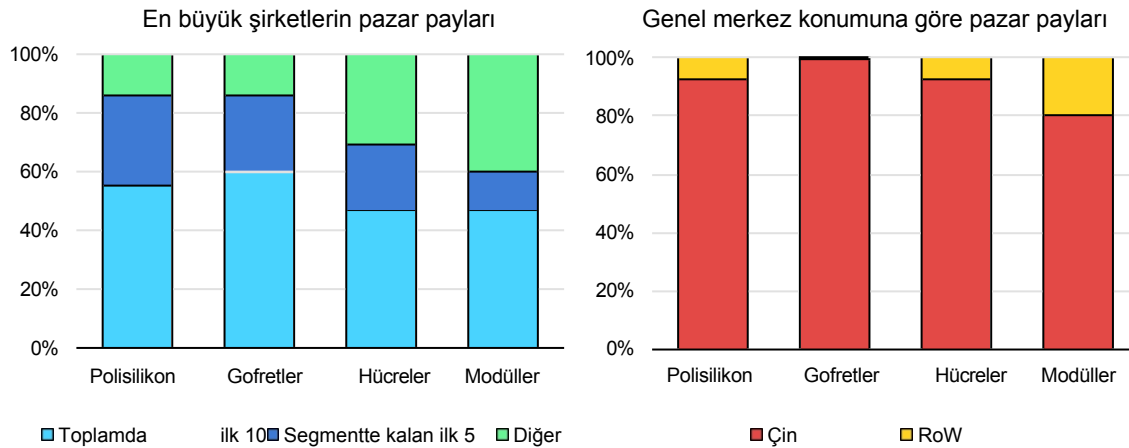
2023 yılı sonunda, polisilikon için küresel üretim kapasitesinin yaklaşık %15'i ve gofretler için %10'u en az beş yaşında olduğu ve potansiyel olarak optimal olmayan üretim süreçleri kullandığı için risk altında kabul edilebilir. Bununla birlikte, şirket açıklamaları, bu iki tedarik segmentindeki tesislerin kapanmasının, daha büyük teknik zorluklar ve üretim hatlarını en son standartlara yükseltmek için yüksek maliyetler nedeniyle en çok hızlanmasının beklendiğini göstermektedir.

Hücreler için, dünya çapındaki üretim kapasitesinin yaklaşık yarısı, daha yüksek verimlilikleri nedeniyle hızla TOPCon, heterojunction (HJT) ve back contact (BC) ile değiştirilen PERC teknolojisini kullanmaktadır. Pazara, pazar paylarının %80'in üzerine çıktığı 2020 yılından bu yana PERC hücreleri hakimdir. Şu anda üreticiler tesislerini yenilemek için büyük yatırımlar yapmakta ve çoğunlukla 2024 yılında %70'in üzerinde bir pazar payı elde etmesi beklenen TOPCon'a geçmektedir.

En son teknolojilere yapılan yatırımlar, arz fazlası olan bir pazarda rekabet gücünü korumayı ve mali açıdan kırılgan olan birçok üreticiyi faaliyetlerini sonlandırmaya zorlamayı amaçlamaktadır. Ancak bu durumda, yeni projeler ve tesis genişletmeleri beklenen kapasite kayıplarını telafi etmektedir.

Mevcut modül montaj kapasitesinin yaklaşık %25'i, en son standarttaki hücre boyutlarını kullanamadığı için küçük bir risk altındadır. Bununla birlikte, çoğu üretici muhtemelen tesislerini ayarlayabilecek ve beklenen duruşları sınırlandırabilecektir.

En büyük şirketlere ve şirket merkezlerine göre solar PV üretim kapasitesi payları



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: RoW = dünyanın geri kalanı. "Genel olarak ilk 10" tüm solar PV tedarik zincirinde sahip olunan üretim kapasitesi açısından ilk on şirketi ifade eder. "Segmentte kalan ilk 5" her bir segmentteki (genel olarak ilk on dışında) ilk beş şirketi göstermektedir.

Kaynaklar: PV InfoLink, BNEF ve SPV verilerine dayanan IEA analizi.

Genellikle uzun süreli düşük veya negatif marjlara dayanma kapasitesi daha düşük olan daha küçük solar PV üreticileri için finansal risk yüksek olmaya devam etmektedir.

Bununla birlikte, alt kademe şirketlerin sahip olduğu teknolojik olarak standart altı kapasite miktarı nispeten küçüktür ve PV bileşen tedarikinde önemli bir düşüşün kısa vadeli riskini sınırlamaktadır.

2023 yılında, tedarik zincirindeki toplam kapasite açısından ilk on şirket, pazarın %45-60'ından fazlasını kontrol ediyordu. Her segmentte kalan en büyük şirketler de eklendiğinde, en büyük üreticilerin pazar payı polisilikon ve wafer için %85'e, hücreler için %70'e ve modüller için %60'a ulaşmaktadır. Bu şirketlerin çoğu 2021-2022'de PV fiyatları yüksekken önemli finansal rezervler biriktirdi ve orta vadede pazar payları için kıyasıya rekabet etmeye devam etmeleri bekleniyor.

2030'a kadar tedarik zinciri darboğazlarından kaçınmak için daha fazla rüzgar türbini üretim yatırımına ihtiyaç var

Kıyı rüzgarı

2023 yılında küresel kara rüzgâr türbini üretim kapasitesi kuleler için 6 GW, kanatlar için 22 GW ve naseller için 23 GW artmıştır. Sonuç olarak, tedarik zincirinin en az gelişmiş aşamasındaki (kuleler) kapasite, dünya çapında 2023 kurulumlarının %30 üzerinde 134 GW'a ulaşmıştır. Eylül 2024 itibariyle, geliştirilmekte olan üretim projeleri yaklaşık 10 GW kule, 20 GW kanat ve 55 GW naselden oluşmaktadır. Bu projelerin devreye alınması, küresel karasal rüzgar üretim kapasitesini 145 GW'a (en az gelişmiş segmentte, yani kulelerde) çıkaracak, ana durum tahmininde 2030'da beklenen 140 GW türbin kurulumunu ancak aşacak ve hızlandırılmış durumda tahmin edilen 180 GW'ın önemli ölçüde altında kalacaktır. Sadece nacelle segmentinde planlanan tüm projelerin gerçekleştirilmesi kapasiteyi hızlandırılmış durum talebinin üzerine çıkaracaktır.

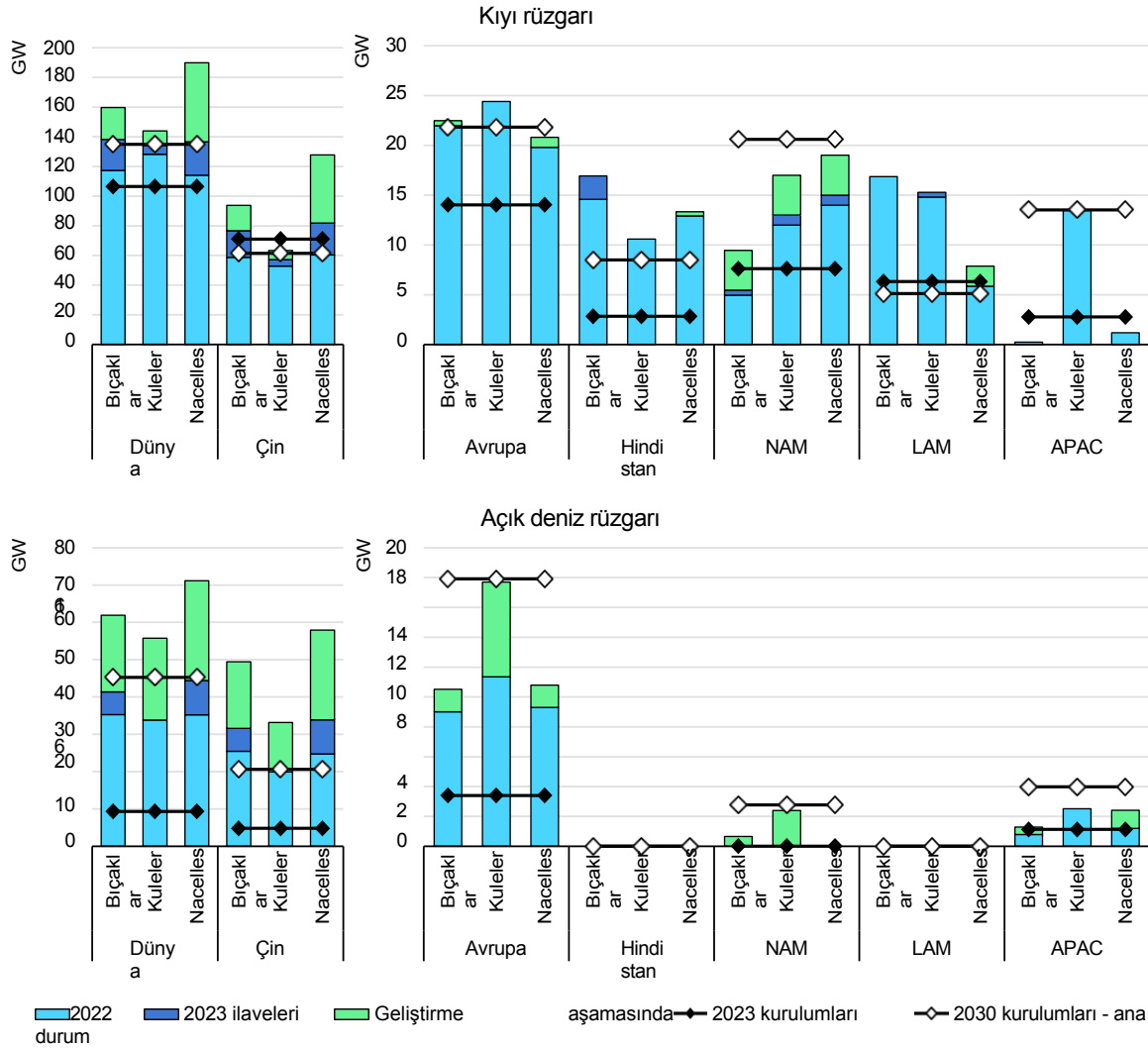
2023 yılında, küresel onshore rüzgâr üretim kapasitesindeki artışın yaklaşık %90'ı Çin'de gerçekleşmiş ve ülkenin küresel payı kuleler için %45'e, kanatlar için %55'e ve naseller için %60'a yükselmiştir. Çin'deki toplam tedarik zinciri kapasitesi, ülkenin talebine paralel olarak 2023 yılında yaklaşık 60-80 GW'a ulaşmış ve ihracat için sınırlı kapasite bırakmıştır. Bununla birlikte, geliştirilmekte olan tüm onshore rüzgar üretim projelerinin %80'i de Çin'de planlanmaktadır. İç pazardaki şiddetli rekabet, yeni üretim tesisleri gerektiren daha büyük türbinlerin piyasaya sürülmesi ve ihracat beklentilerine artan ilgi, Çin yatırımları için ana katalizörlerdir.

Diğer pazarlarda, IRA teşviklerinin etkisiyle Amerika Birleşik Devletleri'nde tedarik zinciri boyunca beklenen yaklaşık 4 GW'lık kapasite dışında, karada rüzgar üretimine yönelik yatırımlar sınırlı kalmaktadır. Yine de ülkedeki üretim kapasitesinin, özellikle kanatlar için 2030 yılında beklenen yıllık talebin altında kalması beklenmektedir. Avrupa'da mevcut 20-25 GW'lık kapasite, 2030'da beklenen yıllık talebin önemli ölçüde üzerindedir.

Mevcut kurulumlar, 2026-2027'den itibaren beklenen talebi karşılamak için yeterli olmayacak ve özellikle nacelle segmentinde ek yatırımlar gerekecektir.

Hindistan ve Latin Amerika'nın üretim kapasitesi fazlalığını 2030 yılına kadar sürdürmesi beklenirken (açıklanan yatırımlar sınırlı olsa da), Asya Pasifik bölgesinin (Çin ve Hindistan hariç) 2030 yılına kadar nacelle ve kanatçıklar için ithalata bağımlı kalması muhtemeldir.

Bölgelere göre rüzgar ekipmanı isim plakası üretim kapasitesi, bileşen ve rüzgar türbini kurulumları, 2022-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: NAM = Kuzey Amerika; LAM = Latin Amerika; APAC = Asya Pasifik (Çin ve Hindistan hariç).

Kaynaklar: S&P, BNEF, Wood Mackenzie, Wind Europe ve GWEC verilerine dayanan IEA analizi.

Açık deniz rüzgarı

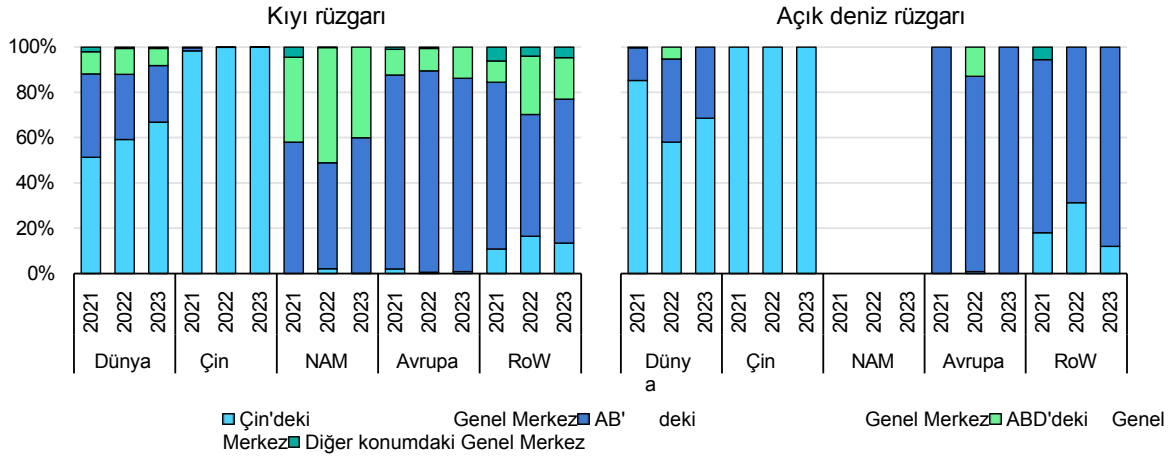
Offshore rüzgâr küresel üretim kapasitesi 2023 yılında kanatlar için 6 GW ve naseller için 9 GW artarken, tüm yeni üretim tesisleri Çin'de faaliyete geçmiştir. Küresel olarak, tedarik zinciri potansiyeli kuleler için neredeyse 35 GW'a, kanatlar için 400 GW'ın üzerine ve naseller için neredeyse 45 GW'a ulaşarak o yılki 9 GW'lık kurulumların önemli ölçüde üzerine çıktı. Yaklaşık 21-27 GW üretim kapasitesi geliştirilme aşamasındadır ve 2030'dan önce devreye girmesi beklenmektedir, bu da toplam üretim kapasitesini en az gelişmiş segment olan kuleler için 56 GW'a çıkarmaktadır. Bu rakam, ana senaryo tahmininde 2030 yılında beklenen 45 GW'lık açık deniz rüzgar türbini kurulumunun üzerinde, ancak hızlandırılmış senaryodaki 68 GW'ın altındadır.

Çin'in küresel offshore tedarik zincirindeki payı 2023'te %60-75'e ulaştı ve geliştirilmekte olan projelerin devreye girmesiyle 2030'a kadar %60-80'e çıkması bekleniyor. Çin'de offshore rüzgâr üretimindeki mevcut kapasite fazlası, 17 GW kapasitenin eklendiği 2021'deki yatırım patlaması sırasında tedarik zincirinin genişlemesinden kaynaklanıyor. Çin'deki kurulumların 2024'te 15 GW'a ve 2030'a kadar 20 GW'ın üzerine çıkarak mevcut yerel tedarik zinciri potansiyeline yaklaşması bekleniyor. Bununla birlikte, Çinli üreticilerin geliştirilmekte olan küresel yatırımların %80'ini kapsayan genişleme planlarının, özellikle kanat ve nasellerde iç pazarda önemli bir kapasite fazlasına yol açması ve ihracata daha fazla odaklanması bekleniyor.

Kalan küresel açık deniz rüzgâr üretim kapasitesi Avrupa Birliği ve Birleşik Krallık'ta olup, Amerika Birleşik Devletleri'nde ilk tesisler geliştirilme aşamasındadır. Avrupa'da üretim kapasitesi geçen yıl yıllık talebin üç katını karşılayabilmiştir, ancak yıllık kurulumların on yılın sonuna doğru önemli ölçüde hızlanarak arzı geride bırakması beklenmektedir. Avrupa'daki talebi karşılamak için tedarik zinciri boyunca yeni yatırımlar yapılması gerekecek, özellikle de kanatlar ve naseller için. Yeni üretim projeleri olmadan, tedarik zincirindeki darboğazlar, 2030 açık deniz rüzgâr hedeflerinin peşinde koşan AB üye ülkelerinde açık deniz rüzgârının yaygınlaşmasını geciktirebilir. Ancak Avrupa'daki rüzgâr üreticileri yatırım kararlarını erteleyerek, politikalar ve rüzgâr santrali projeleri konusunda daha fazla netlik bekliyor, mevcut siparişleri yerine getirmeye ve kârlılığı yeniden kazanmaya odaklanıyor.

Küresel rüzgar türbini pazarı son yıllarda bölünmüş durumda; Çin'deki talebin neredeyse tamamı Çinli OEM'ler tarafından karşılanırken, dünyanın geri kalanı çoğunlukla Avrupalı ve ABD'li şirketler tarafından tedarik ediliyor. Çin'deki ortalama türbin fiyatları 2020'nin ikinci yarısında Avrupa veya ABD fiyatının %80'inden 2024'ün ilk yarısında üçte birine düşmesine rağmen Çin'in ihracatı sınırlı kalmıştır. Çin türbinlerinin Çin dışındaki pazarlarda uzun bir geçmişi olmadığından, Çinli şirketler yabancı pazarlara katılmak için finansman sağlamakta zorlanıyor.

Orijinal ekipman üreticilerinin genel merkezlerine göre rüzgar türbini pazar payları, 2021-2023



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: HQ = genel merkez; NAM = Kuzey Amerika; RoW = dünyanın geri kalanı.

Kaynaklar: S&P, BNEF, Wood Mackenzie, Wind Europe ve GWEC verilerine dayanan IEA analizi.

Ancak Çinli ve Avrupalı/ABD'li OEM'ler arasındaki türbin fiyat farkları arttıkça ve Çin'deki kapasite fazlası üretim büyüdükçe, daha fazla Çinli OEM denizaşırı satışları güvence altına alma çabalarını artırabilir. Nitekim Temmuz 2024'te Çinli bir OEM ilk kez Almanya'daki bir açık deniz rüzgâr projesi için tercih edilen türbin tedarikçisi olarak seçilmiştir. Bazı Çinli OEM'ler halihazırda 18 MW'ın üzerindeki isim plakası kapasiteleriyle dünyanın en büyük açık deniz rüzgar türbinlerini sunarken, çoğu Avrupalı ve Amerikalı şirket 15-16 MW'tan daha büyük modellerin geliştirilmesini ertelemeye karar verdi. Daha büyük modeller, daha yüksek kapasite kullanım faktörleri ve inşaat aşamasındaki tasarruflar sayesinde üretim maliyetlerini düşürme potansiyeline sahiptir ve bu nedenle bazı geliştiriciler tarafından tercih edilebilir.

Finansal performans

Halka açık rüzgar ekipmanı üreticilerinin mali durumu yavaş yavaş iyileşirken, güneş enerjisi sektörü zorlanıyor

Yenilenebilir enerji sektörünün mali durumu 2024'ün ilk yarısında karışık bir görünüm sergiliyor. Rüzgâr ekipmanı üreticilerinin mali tabloları son dört çeyrekte art arda pozitif net marjlarla iyileşme işaretleri gösterirken, güneş enerjisi şirketleri öz sermaye değerlerinde büyük bir düşüşle birlikte mali zorluklarla karşı karşıya.

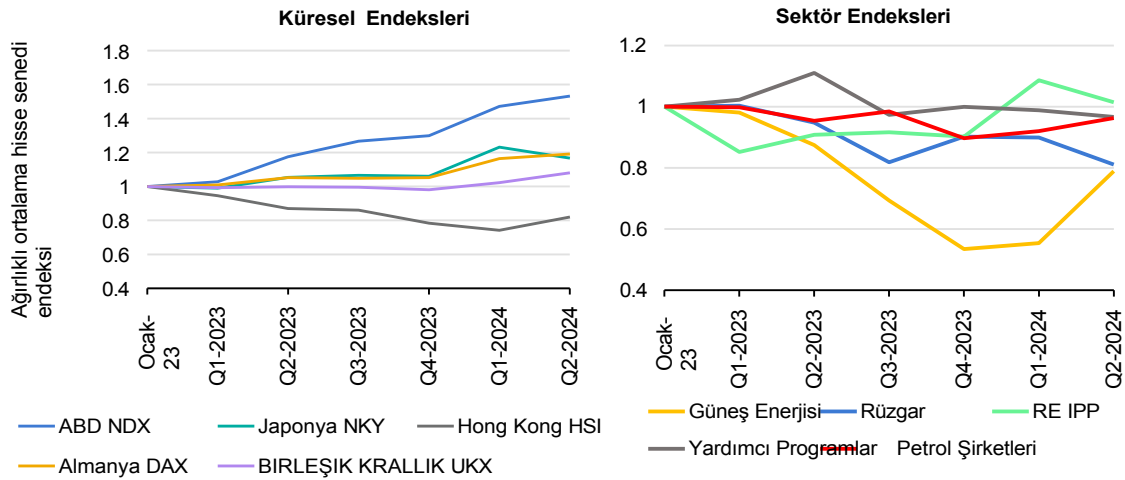
Tarihsel olarak, yenilenebilir enerji sektörü, sermaye yoğun genişlemeler için gerekli olan düşük maliyetli sermayeyi elde etmek için çok önemli olan esnek bir finansal performans sergilemiştir. Covid-19 pandemisinden önce, yenilenebilir enerji şirketleri büyük borsa endekslerinde daha iyi performans göstermiş, rüzgar türbini

üreticileri, güneş PV ekipmanı üreticileri ve yenilenebilir bağımsız enerji üreticileri (IPP'ler) [%30-70 oranında öz sermaye artışı](#) yaşayarak enerji sektörünün genel performansını geride bıraktı.

Yenilenebilir enerji sektörü, özellikle büyük rüzgar ve güneş enerjisi üretim şirketleri için güçlü talep ve sağlam sipariş birikimleriyle desteklenen ilk pandemi döneminin ardından hızla toparlandı. Bu toparlanma, geleneksel kamu hizmetleri gelir kayıplarından ve daha yavaş ekonomik toparlanmadan muzdaripken, piyasa değerlerini pandemi öncesi seviyelerin altında tutarak kârlılıklarını korumalarını sağladı.

Ancak 2021'de yükselen emtia fiyatları, 2022'de Rusya'nın Ukrayna'ya açtığı savaşın tetiklediği tedarik zinciri aksaklıkları ve enerji kriziyle birleşince manzara yeniden değişti. Bu zorluklar, daha yüksek faiz oranları ve süregelen tedarik zinciri sorunlarının yanı sıra güneş PV modülleri ve rüzgar türbinleri için üretim maliyetlerinin artmasına neden oldu. Bu baskılara rağmen, yenilenebilir enerji sektörü [2022 sonuna kadar hisse senedi piyasalarında iyi bir performans sergilemiştir](#).

Küresel endeksler ve işlem gören enerji şirketleri için endekslenmiş borsa fiyatları, 2023-2024 (Ç1 ve Ç2)



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: RE IPP = yenilenebilir enerji bağımsız elektrik üreticisi.

Güneş enerjisi şirketleri (17): Jinko Solar Holding Co Ltd; SunPower; First Solar Inc; Canadian Solar Inc; Xinyi Solar; Trina Solar; JA Solar; LONGi Green Energy Technology; GCLSI; Risen Energy; Enphase Energy; Solaria Energia y Medio Ambiente; Daqo New Energy Corp; SolarEdge Technologies; Sunrun Inc; Vivint Solar; SMA Solar Technology.

Rüzgar (10): Siemens Gamesa Renewable Energy; Acciona; Vestas Wind Systems; Xinjiang Goldwind Science & Technology Co Ltd; Suzlon Energy Ltd; China Longyuan Power Group Corp Ltd; Boralex; TransAlta Renewables Inc; Nordex SE; TPI Composites.

RE IPP'ler (15): NextEra Energy Inc; Orsted; MVV Energie; Innergex Renewable Energy; Brookfield Renewable Energy Partners LP; Adani Green Energy Ltd; Neoen SA; CPFL Energia; Algonquin Power & Utilities Corp; ERG SpA; Falck Renewables; Terna Energy SA; BCPG PCL; Infigen Energy; Enlight Renewable Energy Ltd.

Kamu Hizmetleri (16): Enel SpA; Iberdrola SA; Electricite de France SA; E.ON SE; EDP; Engie; SSE PLC; Drax Group PLC; ACS Actividades de Construcción y Servicios; Tata Power; RWE AG; AES Corporation; Duke Energy Corporation; Sempra Energy; National Grid PLC; Xcel Energy Inc.

Kaynak: Bloomberg LP (2024), [Piyasalar](#)'a dayanan IEA analizi; [Hisse Senetleri](#) (veritabanı).

2023 yılında, küresel hisse senedi piyasaları toparlanırken yenilenebilir enerji sektörü bir gerileme yaşadı. Solar PV üreticilerinin piyasa değerleri 2023 yılında yarı yarıya düşerken, rüzgar ve yenilenebilir enerji IPP stokları Kasım ayında kısmen toparlansa da %25'ten fazla düştü. 2024 yılına gelindiğinde, sektör yeniden mali sıkıntılarla karşı karşıya kaldı ve büyük Çinli rüzgâr ve güneş PV ekipmanı üreticileri ilk iki çeyrekte ortalama negatif net marjlar bildirdi.

Yenilenebilir IPP'ler bir zamanlar uzun vadeli sabit fiyatlı sözleşmelerden elde edilen istikrarlı gelir akışlarından yararlanmış ve bu da onları 2022'deki dalgalanma sırasında korumuştur. Ancak, 2023'te başlayıp 2024'te de devam edecek olan yüksek borç maliyetleri, şebeke altyapısı sorunları ve şebeke entegrasyonu zorlukları yatırımcıları daha temkinli hale getirmektedir. Bu faktörler, yüksek maliyetler ve muhafazakâr yatırımcı duyarlılığı ile birlikte yenilenebilir enerji sektörü endekslerini aşağı çekmiş ve yenilenebilir ekipman imalat sektörü ile yenilenebilir enerji IPP'lerinin finansal sağlığını önemli ölçüde etkilemiştir.

Güneş enerjisi sektörü, şiddetli rekabet, arz bolluğu ve teknolojik gelişmelerin ortasında finansal zorluklarla karşı karşıya

Küresel solar PV endüstrisi şu anda arz fazlası, yoğun fiyat rekabeti, teknolojik yenilik ve değişen pazar dinamikleri nedeniyle önemli bir finansal türbülans yaşamaktadır. Geçtiğimiz yıl, temel PV bileşenlerinin (örneğin polisilikon, wafer, hücre ve modüller) fiyatları neredeyse %50 düşerek değer zinciri boyunca kar marjlarını ciddi şekilde etkiledi. Bu düşüş, kârlılığı sürdürmenin giderek zorlaşması nedeniyle üreticilerin faaliyetlerini küçültmesine veya duraklatmasına ya da tamamen pazar dışına itilmesine neden oluyor.

Güneş enerjisi ekipmanı üreticilerinin mali performansı özellikle arz fazlası durumundan etkilenmiştir. Daha iyi maliyet kontrolüne sahip olmalarına rağmen, değer zinciri boyunca dikey olarak entegre olmuş şirketler baskı hissediyor. Daha yüksek rekabet gücü, minimum marjlarla çalışan sektör liderlerini bile etkiliyor. Bazı şirketler pazar paylarını korumak için ürünlerini üretim maliyetlerinin altında satarken, diğerleri üretimi çoktan azalttı.

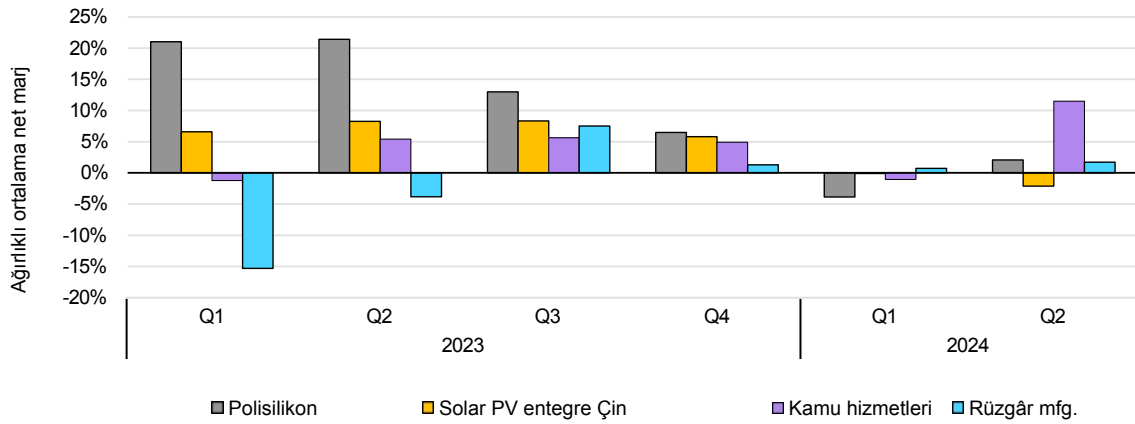
2024'ün ikinci çeyreğinde, entegre solar PV üretim şirketleri negatif net marjlarla çalışıyordu. Birçok önemli üretici nakit akışı sorunlarıyla boğuşuyor ve kısa vadeli yükümlülüklerini karşılamakta zorlanıyordu. Başta güçlü nakit pozisyonları, etkili maliyet yönetimi stratejileri ve ince film dahil niş teknolojileri olanlar olmak üzere, yalnızca birkaçı sağlıklı finansal performansını sürdürmeyi başardı.

Polisilikon sektöründe, dünya çapındaki üretim kapasitesi iki katına çıktığı için 2024 yılının 2. çeyreğine kadar küresel polisilikon fiyatı [4-5 ABD Doları/kg'a](#) kadar düşmüştür,

[2023 yılında 800 GW'a](#) ulaşacaktır. Bu keskin düşüş, Kasım 2022'de güneş PV modüllerine yönelik artan talep ve yetersiz polisilikon üretim kapasitesinin fiyatları [40 USD/kg'a](#) kadar yükselttiği bir dönemi takip etti.

Bu zirve sırasında, imalatçılar ve üreticiler maliyetleri orantılı olarak artmadığı için daha yüksek net marjlardan yararlanmışlardır. Ancak, kapasitedeki hızlı artış arz fazlasına yol açarak fiyatların düşmesine ve 2024 yılının ilk çeyreğinde ortalama negatif marjlara neden olmuştur. Tarihsel olarak, geçmişte bu tür arz ve talep dengesizlikleri benzer finansal zorluklar yaratmıştır.

Yenilenebilir enerji şirketleri ve büyük kamu hizmetlerinin ağırlıklı ortalama net marjları, 2023 ve 2024 (Ç1 ve Ç2)



IEA. CC BY 4.0.

Not: "Rüzgâr fabrikası" rüzgâr ekipmanı üreten şirketleri ifade etmektedir.

Kaynak: Şirketlerin üç aylık ve yıllık mali raporlarına dayanan IEA analizi.

Ticaret politikaları ve yeni pazar dinamikleri solar PV üreticilerini zorluyor

Dünya genelinde tedarik zinciri çeşitlendirmesi ve sanayi politikaları, ticaret önlemleriyle birleşerek solar PV ihracat ve ithalat dinamiklerini değiştiriyor. Haziran 2024'te, on önemli solar PV pazarı, ithalat tarifeleri ve antidamping vergileri de dahil olmak üzere ticaret politikaları uyguladı. Çinli üreticiler için ihracat pazarının, sıkı ticaret politikalarının yürürlükte olduğu Amerika Birleşik Devletleri, Hindistan ve Türkiye ile sınırlı kalması bekleniyor. Ancak Avrupa ve Brezilya'ya ihracatın kısa vadede güçlü olması bekleniyor. Avrupa Birliği'nde fiyat dışı kriterlerin uygulanma hızı ve etkinliği, orta vadede Çin'in Avrupa'ya gönderdiği ihracat hacmini etkileyebilir.

Yürürlükteki seçilmiş ticari eylemler, 2024

Ülke	Ticaret eylemi	Görev
Birleşik Devletler	Vergi teşvikleri ve sübvansiyonlar için yerel içerik gerekliliği (LCR)	
	Çin'de üretilen kristal silikon PV ürünlerine uygulanan antidamping ve telafi edici vergiler (2015-2025) (ABD Uluslararası Ticaret Komisyonu, 2019) ve Çin Taipei (2015-2026) (ABD Uluslararası Ticaret Komisyonu, 2020)	Antidamping: 18,32-249,96 Telafi Edici: 14.78-49.79%
	Anti-sirkülasyon tarifeleri, 2022 (Malezya, Vietnam, Tayland ve Kamboçya'dan yapılan ithalatlar için)	Polisilikon ithalat yasağı
	Uygurların Zorla Çalıştırılmasını Önleme Yasası (Çin'in Sincan eyaletinden)	
	Antidamping ve telafi edici vergiler, 2024 (işlemde veya soruşturma altında) (Kamboçya, Malezya, Tayland ve Vietnam'dan ithalat için)	70-271%
	Kamu ihaleleri için %100 LCR	
	Hücre ve tüpler için %25 temel gümrük vergisi	
Hindistan	Nisan 2022'den itibaren modüllerde %40, MNRE	Gümrük vergisi ülkeye göre değişmekle birlikte, EVA için 537-1 559 USD/Mt ve cam için 52-136,21 USD/Mt aralığındadır.
	Çin menşeli güneş camı ve etilen vinil asetat (EVA) ürünlerine uygulanan antidamping ve telafi edici vergiler, Malezya, Suudi Arabistan ve Tayland.	
Avrupa Birliği	Antidamping ve telafi edici vergiler (Çin, Malezya ve Çin Taipei'den güneş camı ithalatı için) (AB 2023)	Antidamping: 17.5-75.4% Telafi edici: 3.2-17.1%
Çin	Amerika Birleşik Devletleri ve Kore'den gelen güneş enerjisi sınıfı polisilikon için 2014 yılında başlayan ve 2025 yılına kadar uzatılan antidamping vergisi (Federal Register, 2015)	Antidamping oranları Kore için %4,4 ila %113,8 ve Amerika Birleşik Devletleri için %30 ila %57 arasında değişmektedir
	KDV muafiyeti için %100 yerel modül	
Türkiye	Çin'den yapılan <u>tüm ithalata ithalat vergisi ve güneş enerjisi modüllerine antidamping vergisi</u> 2017'de başladı; bitiş tarihi belirtilmedi (Ekonomi Bakanlığı, 2017)	İthalat vergisi: 25 USD/kg Antidamping vergisi: 25 ABD Doları/m2

60 Finansal destek için LCR

Brezilya	Brezilya hükümeti, 2024'ten 2027'ye kadar, güneş paneli ithalatını belirlenen miktar sınırları dahilinde sınır tarifelerinden muaf tutan bir tarife oranı kotası (TRQ) uyguluyor	Kota limitlerinin üzerindeki ithalatlar %9,6 ithalat tarifesine tabidir
Malezya	Büyük ölçekli güneş enerjisi ihaleleri için %100 yerel sahiplik	
Güney Afrika	Kamu ihaleleri için %30 yerel modüller	
Endonezya	Tüm güneş enerjisi projeleri için %40 LCR	
Kanada	Antidamping ve telafi edici vergiler (Çin'den ithalat)	165'e kadar

Rüzgar ekipmanı üreticileri, devam eden zorluklara rağmen toparlanma işaretleri gösteriyor

Rüzgâr endüstrisi nihayet kapsamlı finansal engellerden kurtulmaya başlıyor. Batılı rüzgâr ekipmanı üreticileri, 2022 ve 2023'ün ilk yarısında ortaya çıkan finansal zorlukların üstesinden gelmek için önemli adımlar attı. Son iki çeyrekte yaklaşık %1'lik pozitif net marj elde etmeyi başardılar; bu [da art arda yedi çeyrek negatif marjın](#) ardından yavaş bir toparlanmanın işareti.

Tarihsel olarak, Çinli ve Batılı rüzgar ekipmanı üreticilerinin finansal performansları arasında bir zıtlık olmuştur. Çinli firmalar, ülkenin istikrarlı makroekonomik ortamı, rekabetçi yerel rüzgar tedarik zinciri, güçlü yerel talep ve Çin dışında yavaş yavaş büyüyen pazar payları sayesinde güçlü finansal performanslarını korumuşlardır. Buna karşılık Batılı üreticiler tedarik zinciri zorlukları, yükselen enflasyon ve yüksek faiz oranları nedeniyle önemli finansal zorluklarla karşılaşmıştır.

Bu zorluklara yanıt olarak Avrupa Komisyonu, Ekim 2023'te, eşit bir oyun alanı yaratmak için yüksek çevresel ve inovasyon standartlarını vurgulayan temel eylem ve önlem önerileri ile Rüzgar Enerjisi Eylem Planını başlattı. Aralık 2023'te 26 AB üye ülkesinin enerji bakanlıkları, Rüzgar Enerjisi Paketi'nin önerilerini hayata geçirmek için [Avrupa Rüzgar Şartı](#)'nı onayladı. Bu son ortak deklarasyon, Avrupa'nın rüzgâr endüstrisini haksız ticari uygulamalardan koruyarak ve yerli üretimi artırarak desteklemeyi amaçlamaktadır.

Şebeke bağlantı kuyrukları

Şebeke bağlantısı için bekleyen ileri aşama projelerin sayısı hala yüksek, ancak şebeke kuyruk kuralı reformları şimdiden sonuç vermeye başladı

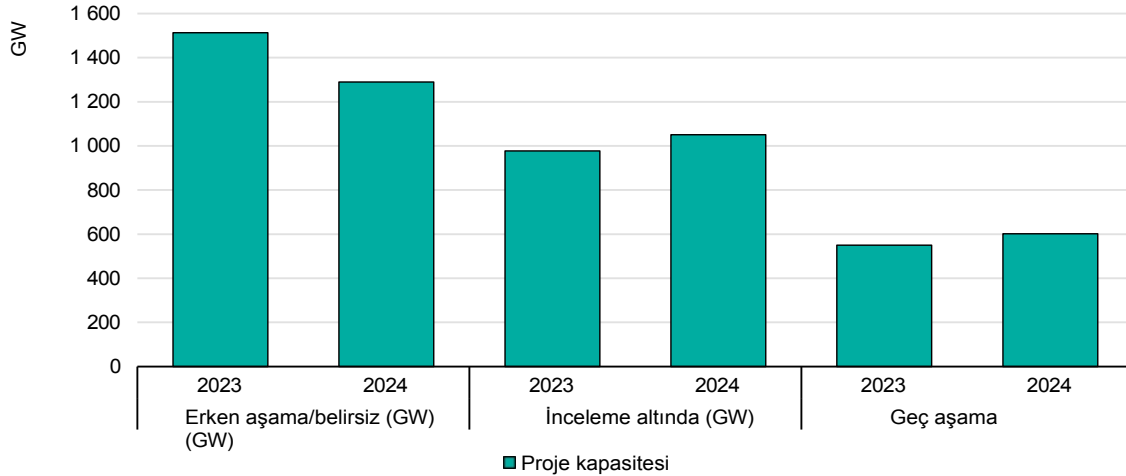
Şebeke bağlantısı bekleyen ileri geliştirme aşamasındaki toplam rüzgar, güneş ve hidroelektrik kapasitesi 2023 yılında yaklaşık 1 500 GW iken Temmuz 2024 itibarıyla 1650 GW'a yükselmiştir. Ancak, bu projelerin kapasitesi biraz artarken, erken aşamadaki projelerdeki düşüşler nedeniyle şebeke bağlantısı bekleyen toplam projeler %3 azalmıştır.

Küresel olarak, ülkeler şebeke reformları yoluyla bağlantı kuyruğu darboğazlarını ele almakta ve bağlantı zaman çizelgelerini hızlandırmak için yeni önlemler getirmektedir. Bu kurallar temel olarak spekülasyon projelerinin sayısını azaltmayı veya projelerin cezasız olarak bağlantı kuyruklarından çıkmasına izin vermeyi amaçlamaktadır. Bu reformlar henüz ilk aşamalarında olmakla birlikte, bazı etkileri şimdiden görülebilmektedir. Şebeke bağlantı incelemesinde olan ve gelişimin geç aşamalarında olan projeler için kapasite neredeyse %8 artarken, erken aşamalarda olanlar için kapasite yaklaşık %15 azalmıştır; en büyük düşüşler Amerika Birleşik Devletleri (-%38), Brezilya (-%31) ve Meksika'da (-%2) yaşanmıştır.

Hem Amerika Birleşik Devletleri hem de Birleşik Krallık 2023 yılında şebeke kuyruklarını azaltmak için önlemler ve düzenlemeler uygulamaya başladı. Amerika Birleşik Devletleri'nde Federal Enerji Düzenleme Komitesi, 2023 yılında bölgeler arasında bağlantı sürecini yeniden kurmak için hem sistem operatörlerini hem de geliştiricileri etkileyen [yeni bir kural](#) yayınladı.

Kurallar, mevcut kapasiteye sahip alanları belirlemeyi, proje spekülasyonlarını azaltmayı, çoklu proje bağlantı taleplerine izin vermeyi, şebeke yükseltmeleriyle ilgili maliyetleri paylaşmayı ve "ilk hazır olana ilk hizmet" modelini uygulamayı amaçlamaktadır. PJM ara bağlantısı şu anda bu yeni kuralların bir versiyonunu uyguluyor ve şimdiden bir etkisi oldu: ilk geçiş döngüsünde 18,5 GW'ın üzerinde yenilenebilir kapasite incelendi, [306 enerji projesi](#) hızlandırılmış incelemelere sahip olacak ve bağlantı anlaşmaları 2024'te yapılacak.

Şebeke bağlantı kuyrukları, 2023 vs 2024



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Kapasite toplamları, kamuya açık ülke düzeyinde bağlantı kuyruğu bilgilerine dayanmaktadır. ABD verileri CAISO; ERCOT; MISO; PJM; NYISO; ISO-NE ve SPP ara bağlantıları; Appalachian Electric Cooperative; Arizona Public Service; Black Hills Colorado Electric; Bonneville Power District; Cheyenne Light, Fuel & Power; City of Los Angeles Department of Water and Power; Duke Carolinas; Duke Florida; Duke Progress; El Paso Electric; Florida Light and Power; Georgia Transmission Company; Imperial Irrigation District; Idaho Power; Jacksonville Electric Department; Louisville Gas and Electric Company and Kentucky Utilities Company; NV Energy; Portland General Electric; Public Service Company of New Mexico; Platte River Power Authority; Santee Cooper; Southern Electric Corporation of Mississippi; Southern Company; Salt River Project; Tucson Electric Power; Tri-State Generation and Transmission; Tennessee Valley Authority; and Western Power Administration. İspanya verileri Red Eléctrica de España'dan alınmıştır. Japonya verileri Hokkaido Elektrik Güç Şebekesi, yenilenebilir enerji projelerinin şebeke bağlantı durumu; Tohoku Elektrik Güç Şebekesi, yenilenebilir enerji projelerinin şebeke bağlantı durumu; TEPCO Güç Şebekesi, yenilenebilir enerji projelerinin şebeke bağlantı durumu; Chubu Elektrik Güç Şebekesi, yenilenebilir enerji projelerinin şebeke bağlantı durumu; Hokuriku Elektrik Güç İletim ve Dağıtım, yenilenebilir enerji projelerinin şebeke bağlantı durumu; Kansai İletim ve Dağıtım, yenilenebilir enerji projelerinin şebeke bağlantı durumu; Chugoku Elektrik Enerjisi İletim ve Dağıtım, yenilenebilir enerji projelerinin şebeke bağlantı durumu; Shikoku Elektrik Enerjisi İletim ve Dağıtım, yenilenebilir enerji projelerinin şebeke bağlantı durumu; Kyushu Elektrik Enerjisi İletim ve Dağıtım, yenilenebilir enerji projelerinin şebeke bağlantı durumu; Okinawa Elektrik Enerjisi, yenilenebilir enerji projelerinin şebeke bağlantı durumu. Brezilya verileri ANEEL'den alınmıştır. İtalya verileri TERNA'dan alınmıştır. Birleşik Krallık verileri Ofgem'den alınmıştır. Almanya verileri Bundesnetzagentur'dan alınmıştır. Avustralya verileri AEMO'dan. Meksika verileri CENACE'den. Fransa verileri Service des données et études statistiques (SDES). Şili verileri CEN'den alınmıştır. Kolombiya verileri UPME'den alınmıştır. Hindistan verileri CEA iletim inşaa planlamasına dayalı olarak tahmin edilmiştir. Güneş PV değerleri, kaynağa bağlı olarak AC ve DC'nin bir karışımıdır.

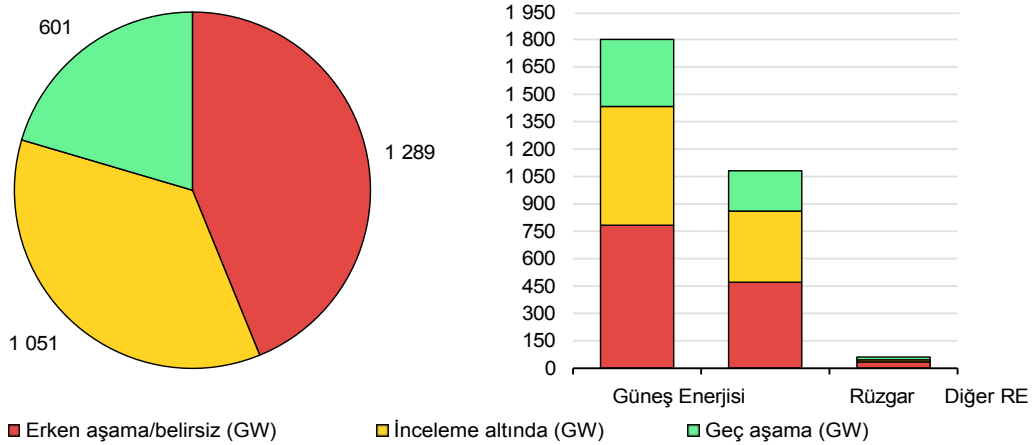
Birleşik Krallık'ta Ofgem, diğer eylemlerin yanı sıra kuyruğa giriş gerekliliklerini artırarak ve enerji projeleri için inşaat kilometre taşları uygulayarak bağlantı sürecini hızlandırmak için bir Bağlantı Eylem Planı yayınladı. Projelerin bu kilometre taşlarına ulaşmaması durumunda, şebeke operatörü geliştirici ile olan bağlantı anlaşmasını feshedebilir ve bu da diğer projelerin kuyrukta ilerlemesine olanak tanıyacaktır.

Bir geçiş adımı olarak Ofgem, projelerin bağlantı kuyruğundan çıkmasına izin veriyor ve bu [da 8 GW değerinde](#) projenin bağlantı taleplerini geri çekmesine neden olabilir. ABD ve Birleşik Krallık'taki reformlar şu anda erken aşamalarda olsa da, kuyrukta yer açarak ve proje geliştirmeyi hızlandırarak şimdiden bir etki yarattılar.

İleri aşamalardaki yenilenebilir kapasitenin çoğunluğunu (%60'ın üzerinde) temsil eden güneş enerjisi, şebeke bağlantısı için bekleyen baskın teknoloji olmaya devam ederken onu rüzgar (%35'in üzerinde) takip etmektedir; hidroelektrik ise %1'in biraz üzerindedir. 2023'ten

2024 yılında, ileri aşamalarda kapasite için (ya inceleme altında ya da incelemenin son aşamasında), güneş PV neredeyse %15 artarken rüzgar değişmemiştir. Bu eğilimler, yeni güneş PV kapasitesinin hem rüzgâr hem de hidroelektrik enerjiyi geride bıraktığı küresel ekleme eğilimlerini yansıtmaktadır.

Proje aşamasına göre bağlantı sıralarındaki yenilenebilir enerji kapasitesi



IEA. CC BY 4.0.

Not: RE = yenilenebilir enerji.

Geç aşama proje geliştirmede ülke kapasitesi nispeten sabit kalmış veya artmıştır

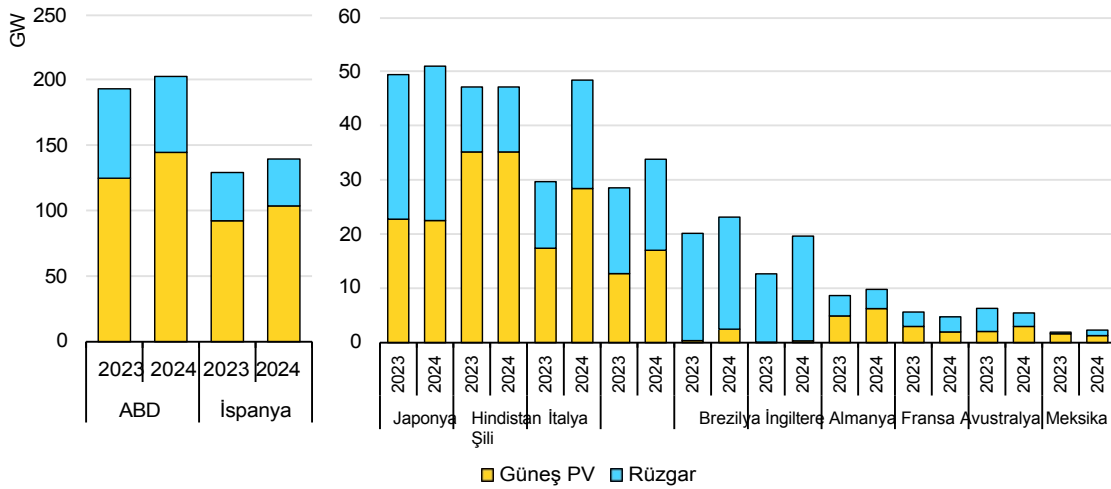
Politika desteği ve piyasa yapıları, büyük pazarlarda sürekli olarak yüksek hacimli gelişmelere olanak sağlamıştır. Amerika Birleşik Devletleri, Brezilya, Hindistan, Japonya, İspanya ve İtalya, 2023 yılında Çin dışındaki yenilenebilir kapasite ilavelerinin neredeyse %50'sini oluşturmaktadır. Ankete katılan ekonomiler arasında bu ülkelerin toplamı, şebeke bağlantısının ileri aşamalarındaki kapasitenin neredeyse %90'ına sahiptir ve birçoğunda 2023'ten bu yana geç aşama projelerde artış olmuştur.

Geç aşama projelerde en büyük artış İtalya'da (2023'e göre +%63) görülürken, onu Brezilya, Şili, Birleşik Krallık ve Fransa takip ediyor. İtalyan şebeke operatörü TERN'A'daki [daha büyük iş gücü](#), daha yüksek miktarda projenin gelişimin sonraki aşamalarına ilerlemesine yardımcı oldu. Birleşik Krallık'ta Ofgem'in bağlantı kuyruğu reformları 7,8 GW'lık proje için [bağlantı sürecini hızlandırdı](#).

Brezilya ve Şili'de yüksek kaynak mevcudiyeti ve ikili elektrik alım anlaşmalarına artan ilgi kapasite gelişimini teşvik etmiştir. Brezilya, uzun bağlantı kuyruklarıyla mücadele etmek için kısa süre önce projelerin bağlantı kuyruğundan cezasız olarak ayrılmasına olanak tanıyan bir "dia do perdão" düzenledi; [yaklaşık 10 GW](#) değerinde proje bu fırsattan yararlandı.

Bu arada, Amerika Birleşik Devletleri'nde IRA teşvikleri sayesinde şebeke ölçeğindeki kapasiteye olan geliştirici ilgisinin artmasıyla 2023'e kadar güneş PV'si %15'in üzerinde artarken, geç aşama kapasitede %5'lik bir artış yaşandı. Ancak, tedarik zincirindeki gecikmeler ve proje hattının yavaş yenilenmesi yeni proje geliştirmeyi etkilediği için geç aşama rüzgâr projesi kapasitesi yaklaşık %15 düştü. Amerika Birleşik Devletleri'ndeki bağlantı kuyrukları, Federal Enerji Düzenleme Komitesi'nin kuyruk uzunluklarını kısaltmak için yeni kurallar yayınlamasıyla şu anda dönüşüm geçiriyor.

Pazara göre son aşama geliştirme aşamasındaki güneş enerjisi ve rüzgar enerjisi projeleri, 2023 ve 2024

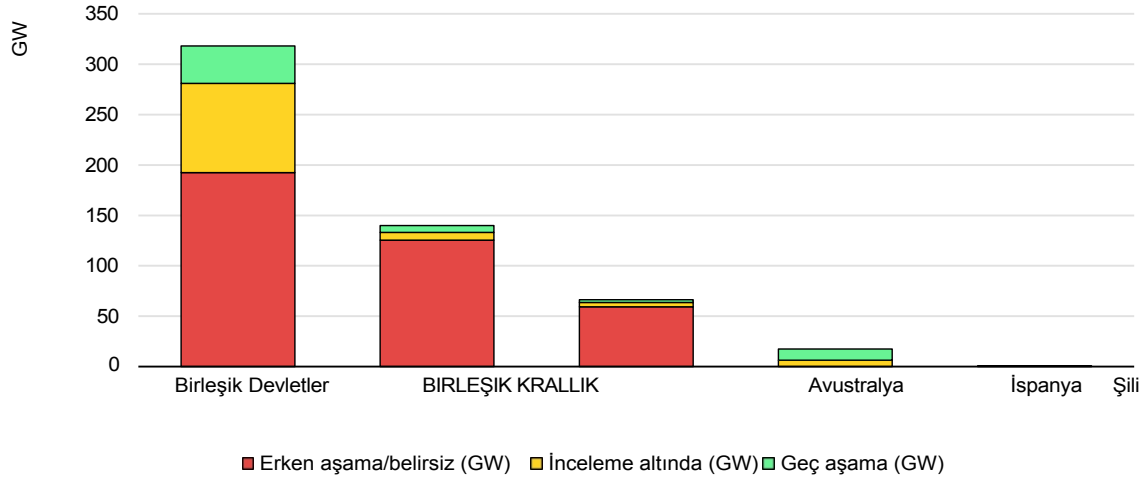


IEA. CC BY 4.0.

Yüksek hacimli enerji depolama şebekeye bağlanmayı bekliyor

Yüksek VRE hacimleri, sistemi dengelemek, yardımcı hizmetler sağlamak ve ekonomik ve teknik kesintileri azaltmak için potansiyel enerji depolama ihtiyacına yol açmıştır. Şu anda Amerika Birleşik Devletleri, Birleşik Krallık, Avustralya, İspanya ve Şili'de 540 GW'ın üzerinde bağımsız batarya depolama projesinin şebeke bağlantı sıralarında olduğunu tahmin ediyoruz. Bu kapasitenin 55 GW'tan fazlası geç aşama geliştirme aşamasındadır ve ABD en yüksek miktara (%64) sahipken, onu İspanya (%19), Birleşik Krallık (%12), Avustralya (%5) ve Şili (%1'den az) takip etmektedir. Bağımsız batarya depolama sistemlerine ek olarak, ABD ve Birleşik Krallık projelerinin 360 GW'tan fazlası, yenilenebilir bir kaynağı bir depolama sistemiyle eşleştiren hibrit sistemlerdir. Buna ek olarak, bu iki ülkede yaklaşık 14 GW'lık pompaj depolamalı hidroelektrik projesi bağlantı beklemektedir.

Geliştirme aşamasına göre bağlantı kuyruklarında bağımsız batarya enerji depolama



IEA. CC BY 4.0.

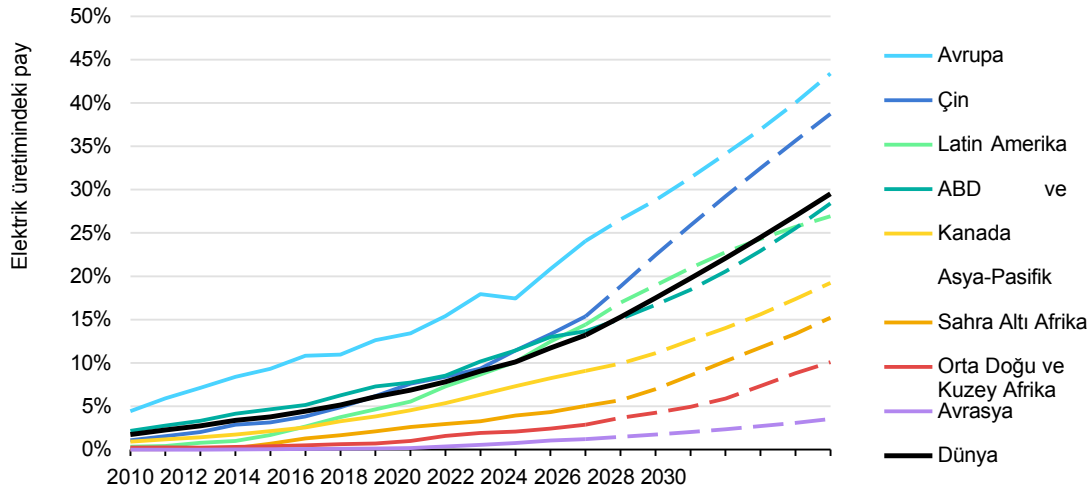
Solar PV ve rüzgar entegrasyonu

Rüzgar ve güneş enerjisinin küresel elektrik üretimindeki payı 2030 yılına kadar iki kattan fazla artarak %30'a ulaşacak ve güç sistemlerini dönüştürecek

VRE kapasitesinin 2030 yılına kadar küresel olarak 5 000 GW'tan fazla artması beklenmektedir; bu da 2023 yılına göre üç kat artış anlamına gelmektedir. Güneş PV ve rüzgar enerjisindeki bu önemli büyüme, elektrik üretimindeki paylarının 2023'te %13'ten 2030'da %30'a yükselmesine neden olacaktır.

Çin'de rüzgar ve güneş PV sistemlerinin 2023 yılına göre 2,5 kat büyüyerek 2030 yılına kadar elektriğin neredeyse %40'ını sağlaması beklenmektedir. Aslında, VRE üretimi 2023 yılında ilk kez hidroelektrik enerjiyi geçerek Çin'in enerji manzarasında önemli bir kilometre taşı oluşturmuştur. 2024-2030 döneminde güneş enerjisi rüzgârı geride bırakarak tahmin döneminin ikinci yarısında lider yenilenebilir enerji kaynağı olarak ortaya çıkacak ve bu on yılın sonunda ülkenin elektriğinin %20'sinden fazlasını sağlaması beklenmektedir.

Bölgelere göre elektrik üretiminde yıllık VRE payları, 2010-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: 2024-2030 değerleri ana durum kapasite tahminine dayanmaktadır. Rüzgar ve güneş enerjisinden elektrik üretimi, mevcut kesinti oranları altında potansiyel üretimi göstermektedir, ancak 2030 yılına kadar bazı ülkelerde önemli ölçüde değişebilecek olan gelecekteki kesintileri öngörmemektedir. Aşağıdaki kesinti bölümünde (Artan VRE Penetrasyonu Artan Kesintiye Yol Açıyor) birkaç ülke için kesinti eğilimleri tartışılmaktadır.

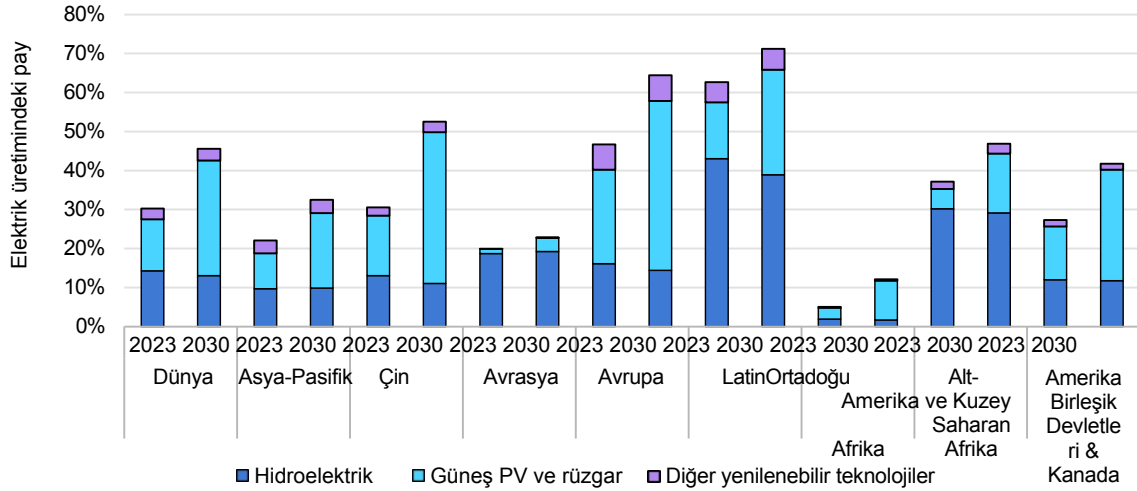
Elektrik üretiminde VRE'nin en yüksek paya sahip olduğu bölge olan Avrupa'da, rüzgar ve PV penetrasyonunun 2030 yılına kadar neredeyse %45'e ulaşması beklenmektedir - mevcut seviyesinin neredeyse iki katı. Almanya şu anda bölgedeki VRE üretiminin yaklaşık beşte birinden sorumludur ve 2030 yılına kadar da böyle kalacaktır. On yılın sonunda rüzgar enerjisinin, üretimin yaklaşık dörtte biri ile kıtadaki lider elektrik kaynağı olması ve 2027'den itibaren nükleer payını geçmesi beklenmektedir. Güneş PV, tahmin dönemi boyunca hidroelektrik enerjiyi geçerek Avrupa elektrik karışımının %20'sini sağlayacaktır.

Bu arada, Latin Amerika ve Karayipler'in elektrik karışımındaki VRE penetrasyonunun, özellikle Brezilya'daki güneş PV genişlemesi nedeniyle 2023'ten 2030'a kadar neredeyse iki katına çıkması beklenmektedir. Hidroelektrik şu anda bölgedeki baskın enerji kaynağıdır ve yıllık üretim payı %40 ile 2030 yılında da öyle kalacaktır.

Sahra-altı Afrika'da güneş enerjisi üretim payı mevcut %2'den %8'e çıkmaktadır. Rüzgara dayalı üretimin de artacağı tahmin edilmektedir, ancak hidroelektrik, bölgedeki elektriğin yaklaşık üçte birini üreterek önde gelen yenilenebilir enerji kaynağı olmaya devam edecektir.

Orta Doğu ve Kuzey Afrika'daki güneş enerjisi kapasitesinin 2030 yılına kadar 84 GW artması ve bunun yarısından fazlasının Suudi Arabistan ve Birleşik Arap Emirlikleri'nden gelmesi beklenmektedir. Genel olarak, bölgedeki kurulu güneş PV kapasitesinin 2024 ve 2030 yılları arasında dört kattan fazla artması ve enerji karışımındaki payını %2'den %8'in üzerine çıkarması bekleniyor.

Teknoloji ve bölgelere göre elektrik üretiminde yenilenebilir enerji payları, 2023 ve 2030



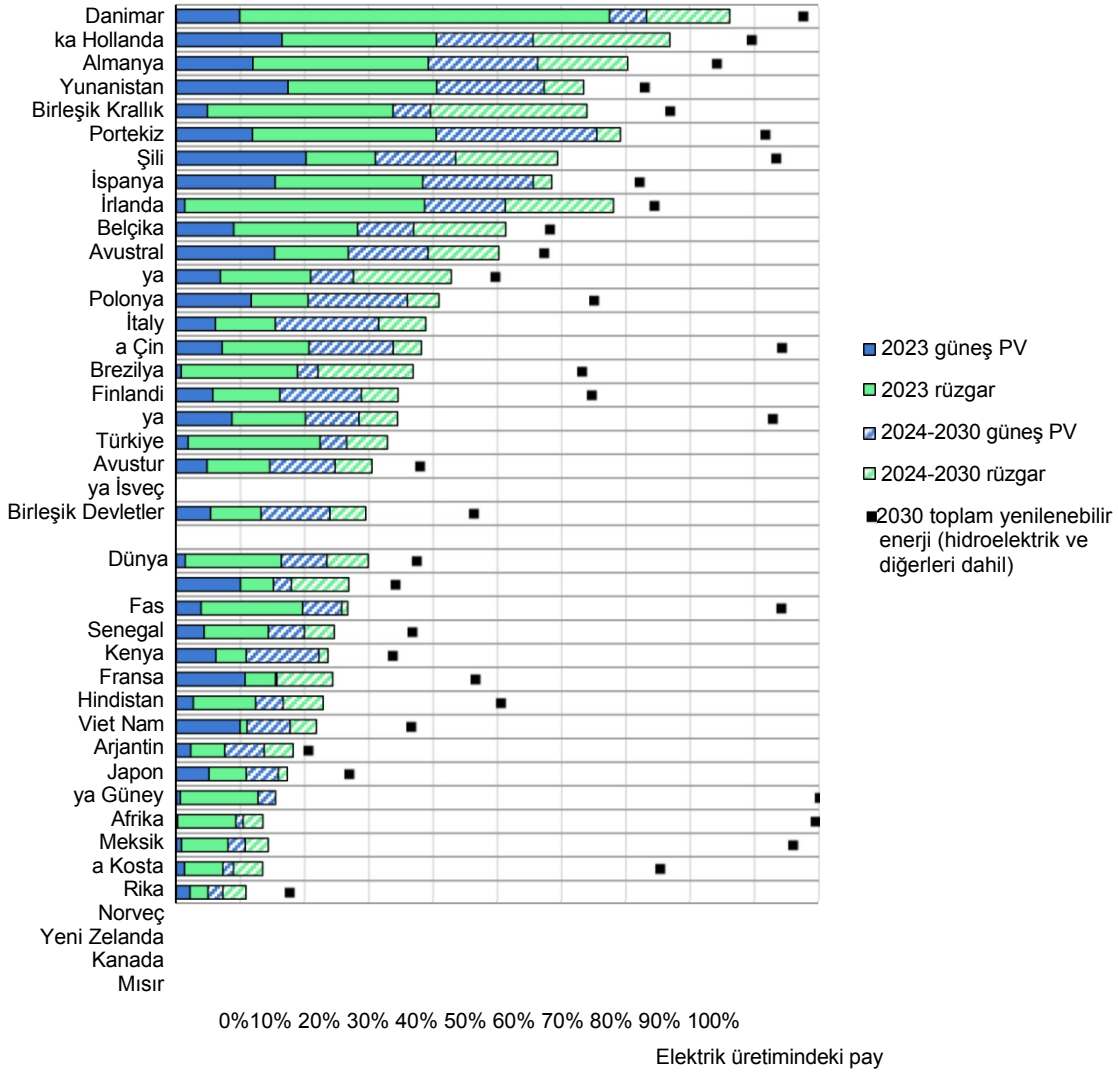
IEA. CC BY 4.0.

Notlar: "Diğer yenilenebilir teknolojiler" biyoenerji, yoğunlaştırılmış güneş enerjisi ve jeotermal ve okyanus enerjisini içermektedir. 2024-2030 değerleri ana durum kapasite tahminine dayanmaktadır. Rüzgar ve güneş enerjisinden elektrik üretimi, mevcut kesinti oranları altında potansiyel üretimi gösterir, ancak 2030 yılına kadar bazı ülkelerde önemli ölçüde değişebilecek olan gelecekteki kesintileri öngörmez. Aşağıdaki kesinti bölümünde (Artan VRE Penetrasyonu Artan Kesintiye Yol Açıyor) birkaç ülke için kesinti eğilimleri tartışılmaktadır.

Asya Pasifik bölgesinde, yenilenebilir enerjinin enerji karışımına katılımının 2030 yılında yüzde 11 puan artarak %33'e ulaşması beklenmektedir. Bu yenilenebilir enerji artışının %70'inden fazlasını güneş enerjisi oluşturmaktadır. 2030 yılına kadar üretim payı ikiye katlanarak hidroelektriği geçecek ve en büyük yenilenebilir enerji üretim teknolojisi haline gelecektir. Bölgenin 2024-2030 yılları arasındaki büyümesinin yarısından fazlasının Hindistan'da yoğunlaşması, bölgenin dinamiklerini belirlemektedir.

Bu rapor için analiz edilen 150 ülke ve bölge arasında, 2023 yılında VRE'nin maksimum payı Danimarka'da %66 olmuştur. 2030 yılına kadar 10 ülkenin bu değere ulaşması veya bu değeri aşması, 19 ülkenin ise elektrik üretiminin yarısından fazlasını güneş ve rüzgardan elde etmesi beklenmektedir.

Seçilmiş ülkelerin değişken ve sevk edilebilir yenilenebilir elektrik üretim payları, 2023-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: 2024-2030 değerleri ana durum kapasite tahminine dayanmaktadır. "Diğerleri" biyoenerji, yoğunlaştırılmış güneş enerjisi ve jeotermal ve okyanus enerjisini içermektedir. Rüzgar ve güneş enerjisinden elektrik üretimi, mevcut kesinti oranları altında potansiyel üretimi göstermektedir, ancak 2030 yılına kadar bazı ülkelerde önemli ölçüde değişebilecek olan gelecekteki kesintileri öngörmemektedir. Aşağıdaki kesinti bölümünde (Artan VRE Penetrasyonu Artan Kesintiye Yol Açıyor) birkaç ülke için kesinti eğilimleri tartışılmaktadır.

Ana durum tahmininde, 77 ülke 2030 yılına kadar kendi enerji sistemlerindeki VRE payını iki katından fazla artıracaktır. Hidroelektrik, 2030 yılında 28 ülkede elektrik üretiminin yarısından fazlasını sağlayarak birçok ülkede önemli bir rol oynamaya devam edecektir. Jeotermal ve biyoenerji gibi diğer teknolojiler de birçok ülkenin enerji karışımında önemli paylara sahiptir ve 2030 yılına kadar bu ekonomilerde önemli olmaya devam etmesi beklenmektedir.

Daha yüksek VRE payları, giderek artan sayıda ülkede güç sistemi etkilerine sahiptir

Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), VRE entegrasyonunu, artan güneş PV ve rüzgar üretiminden kaynaklanan artan sistem etkilerine dayalı olarak, her biri ilgili zorluklara ve çözümlere sahip [altı aşamaya](#) ayırmaktadır.

Aşama 1 ila 3, VRE entegrasyonunun erken aşamaları olarak kabul edilir. Bu aşamalarda, güneş enerjisi ve rüzgarın güç sistemi üzerindeki etkisi nispeten düşüktür ve ortaya çıkardıkları zorluklar mevcut varlıklarda yapılacak değişiklikler veya operasyonel iyileştirmelerle ele alınabilir. Ancak Aşama 4 ila 6'da, yüksek VRE üretimi, düşük konvansiyonel güç dönemleri, düşük talep sırasında arz fazlası ve tüm zaman dilimlerinde daha fazla esneklik ihtiyacı ile karakterize edilen ve güç sistemlerinin nasıl planlandığı, işletildiği, planlandığı ve finanse edildiği konusunda bir dönüşüm gerektiren yeni zorluklar getirmektedir.

IEA'nın VRE entegrasyon çerçevesinin aşamaları



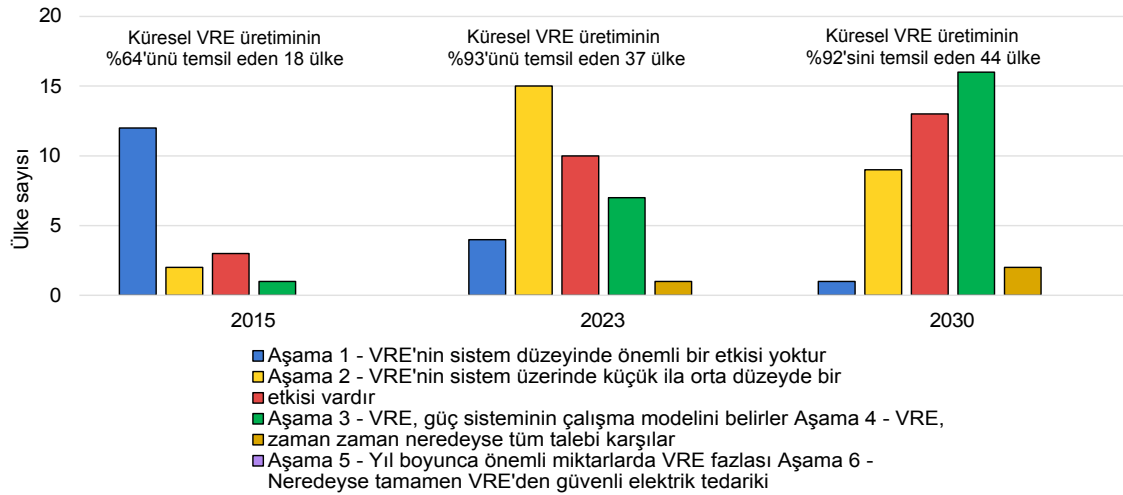
IEA. CC BY 4.0.

Kaynak: IEA (2024), [Güneş ve Rüzgar Entegrasyonu: Küresel deneyim ve ortaya çıkan zorluklar](#).

2015 yılında sadece bir ülke elektriğinin üçte birinden fazlasını güneş PV ve rüzgârdan ürettiyordu; bu sayı 2023 yılına kadar 12'ye yükseldi ve 2030 yılına kadar 36'ya ulaşması bekleniyor. VRE'nin gelişimi, geçmiş yıllarda yapılan faz değerlendirmelerinin sonuçlarına da yansımıştır. Çoğu ülke 2015 yılında 1. Aşamada (önemli bir etki yok) iken, 2023 yılına kadar VRE'nin güç sistemleri üzerindeki etkileri

daha belirgin hale gelecek, hatta bazı durumlarda sistem operasyonlarını belirleyecektir. 2030 yılı için tahminler, birçok ülkenin düşük VRE entegrasyon aşamalarından yüksek VRE entegrasyon aşamalarına geçiş yapacağını ve bunun da bu güç sistemlerinin nasıl işletildiği ve planlandığı konusunda bir dönüşüm gerektireceğini öngörmektedir.

2015, 2023 ve 2030 yıllarında her bir VRE entegrasyon aşamasındaki ülke sayısı



IEA. CC BY 4.0.

Kaynak: IEA (2024), [Güneş ve Rüzgar Entegrasyonu: Küresel deneyim ve ortaya çıkan zorluklar](#).

Bugün, küresel güneş PV ve rüzgar üretiminin %93'ünü oluşturan 37 ülkenin VRE aşama değerlendirmesi, çoğunun 2023'te zaten Aşama 2 veya 3'te olduğunu göstermektedir. Güney Afrika, Hindistan ve Fransa gibi Aşama 2'deki ülkeler için net yük eğrisi (yük eğrisi eksi VRE üretimi) yükten farklılaşmaya başlıyor, ancak sistem üzerindeki etkisi küçük. Bu arada, 3. Aşamada olanlar için (örneğin İtalya, Avustralya ve Şili), net yük "ördek" eğrisine benzemeye başlamıştır¹⁶ ek esneklik gerektirir.

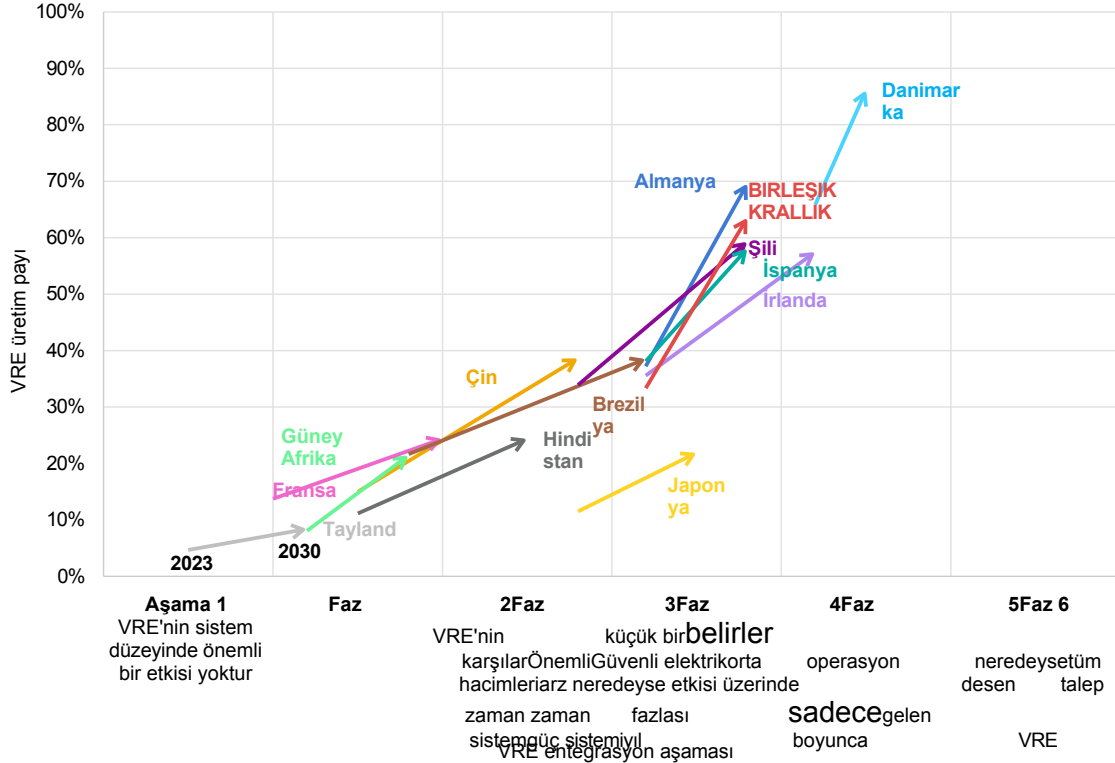
2030 yılına kadar analiz edilen ülkelerin çoğu 3. veya 4. Aşamada olacaktır. VRE üretimi arttıkça, rüzgar ve güneş PV üretimi yıl boyunca artan sayıda saat için toplam elektrik talebini aşacaktır (Aşama 4). Bu durum 2030 yılında Almanya, İspanya, Birleşik Krallık ve Şili dahil olmak üzere 16 ülke için geçerli olacaktır. VRE üretimi birden fazla saat boyunca talebi aştığında, ülke Aşama 5'e ulaşır. Bugün sadece Danimarka bu aşamadır, ancak İrlanda'nın da 2030 yılına kadar bu aşamaya ulaşması beklenmektedir.

Hem 2023 hem de 2030 için analiz edilen 34 ülkeden 15'inin bir sonraki aşamaya geçmesi beklenmektedir. Bununla birlikte, VRE üretiminin hızlandırılması da bazı

¹⁶ "Ördek eğrisi", gün boyunca şebekedeki elektrik talebinin grafiksel bir temsildir ve talebin tepe noktaları ile güneş enerjisi üretimi arasındaki uyumsuzluğu vurgular. Güneş enerjisi üretimi yüksek ve talep düşük olduğunda, eğri bir ördek şeklini andırır. Örnek: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/the-california-duck-curve>

Brezilya ve Finlandiya gibi kısa sürede iki aşama atlayan ülkelerin 2030 yılında 4. aşamaya ulaşması bekleniyor.

Seçilmiş ülkeler için VRE entegrasyon aşaması ve VRE elektrik üretim payları, 2023 ve 2030



IEA. CC BY 4.0.

Not: Okun başlangıcı 2023'ü (VRE payı ve fazı), ok başı ise 2030'u (VRE payı ve fazı) temsil etmektedir.

Kaynak: IEA (2024), [Integrating Solar and Wind: Global experience and emerging challenges](#)'tan alınan faz değerlendirilmesi. Yenilenebilir Enerji 2024'ten VRE üretim payı.

Ancak, artan bir VRE payı, bir ülkenin otomatik olarak daha yüksek bir faza geçtiği anlamına gelmez. Faz değerlendirilmesi, VRE penetrasyonunun ötesinde, ülkeye özgü üretim karışımı (açık deniz/kıyı ötesi rüzgar, şebeke ölçeği ve dağıtılmış güneş PV) ve yük profillerinin rüzgar ve PV üretimi ile uyumu dahil olmak üzere çeşitli faktörleri dikkate alır. Ayrıca, farklı zaman ölçeklerinde sistem esnekliğini ve sistemin özellikle frekans kontrolü ve sistem ataleti açısından bozuklukları yönetme kabiliyetini de değerlendirir. Daha yüksek fazlar için değerlendirme, VRE üretim fazlalıklarının veya açıklarının, yani üretimin talebi aştığı veya yetersiz kaldığı dönemlerin kapsamını ve zamanlamasını da içerir. Ek olarak, rampalar, yük veya üretim çıktısındaki değişiklikler, sayaç arkası depolama, talebe yanıt ve ara bağlantı gibi faktörler de bir sistemin faz değerlendirilmesini etkiler.

Genel olarak, düşük VRE penetrasyonunda, VRE üretimindeki küçük bir artış bir faz değişikliğini tetikleyebilir. Ancak daha yüksek VRE paylarında, diğer faktörler daha kritik hale geldiğinden, faz değişimleri için üretimde daha büyük artışlar gerekmektedir.

Bununla birlikte, aynı VRE penetrasyon seviyesinde bile, ülkeler diğer faktörler nedeniyle iki farklı entegrasyon aşamasında olabilir. Örneğin, Fransa, Hindistan ve Japonya 2030 yılına kadar benzer VRE üretim paylarına sahip olacak olsalar da, hepsi farklı aşamalarda sona ermektedir. Daha fazla güneş PV üretimine sahip sistemler, gündüz ve akşam saatleri arasında daha büyük rampalar gerektirme eğilimindedir.

Aşama 4 ve 5, operasyonların modernleştirilmesine, stratejik planlamanın iyileştirilmesine ve düzenleyici çerçevelerin gözden geçirilmesine odaklanarak, güç sistemlerinin nasıl işletildiği, planlandığı ve finanse edildiği konusunda temel bir dönüşüm talep etmektedir. Piyasa tasarımları, güneş ve rüzgarın hakim olduğu güç sistemlerini destekleyecek şekilde gelişmeli ve enerjinin ötesinde sistem hizmetlerinin tedariki ve ücretlendirilmesini vurgulamalıdır. Önde gelen sistemler kayda değer bir ilerleme kaydetmiş olsa da, gelecekteki güneş ve rüzgar enerjisi büyümesi mevsimsel değişkenliği yönetmek, yüksek düzeyde dönüştürücü tabanlı kaynaklara sahip sistemleri işletmek, değişken piyasalarda karlılığı sağlamak ve esnek varlıkları uygun şekilde telafi etmek gibi zorlukları beraberinde getirecektir.

Artan VRE penetrasyonu, artan kesintilere yol açarak esnekliğe olan ihtiyacın arttığını vurgulamaktadır

Birçok pazarda artan VRE kesintileri yaşanmaktadır. Bu eğilim özellikle rüzgâr ve güneş enerjisinin çok hızlı yayıldığı, enerji karışımında VRE üretiminin payının yüksek olduğu ve bu hızlı büyümeye ayak uyduramayan altyapı ve sistem entegrasyon önlemlerinin alındığı ülke ve bölgelerde dikkat çekmektedir.

2010'ların başında Çin, VRE üretiminin yaklaşık %15'ini kısmaktaydı. Hükümetin kesinti oranlarını azaltma taahhüdü yoğunlaştı ve çok sayıda ulusal ve il tedbiri uygulamaya konuldu. Hükümet ayrıca talep merkezlerine daha yakın yeni rüzgar ve PV gelişimini teşvik etti ve 2020'den itibaren hem rüzgar hem de güneş PV için %5 maksimum kesinti il hedefleri belirledi; o zamandan beri, genel ulusal kesinti oranları %3'ün altında kaldı.

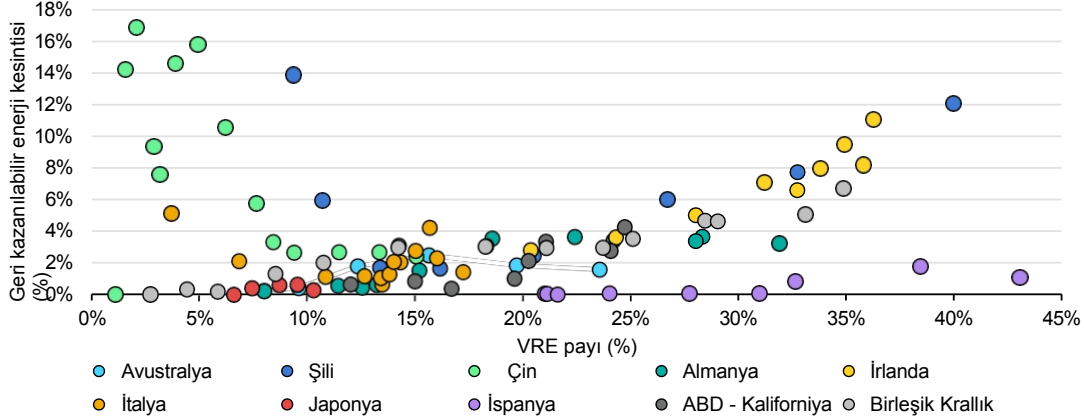
Ülke, şebeke altyapısına önemli yatırımlar yapmış (yılda ortalama 75 milyar ABD doları) ve bu yatırımlar, tarife garantisi programında yapılan düzenlemelerle birlikte (sistem entegrasyonu konusunda sınırlı zorlukları olan illerde yeni proje geliştirme için daha güçlü teşvikler sağlamak üzere) yenilenebilir enerji kaynaklarının sistem entegrasyonunu iyileştirmiştir. Buna ek olarak, bazı illerdeki piyasa reformları, talep tarafı yönetimi önlemleri ile birlikte bölgeler arasında maliyet etkin elektrik alışverişine olanak sağlamıştır.

2023 yılında Çin'deki kesinti oranları güneş enerjisi için %2,0, rüzgar için %2,7 ve her ikisi için birlikte %2,4'tür. Tüm zaman serileri boyunca, en çok kesintiye

uğrayan enerji

kaynağı, hem mutlak hem de göreceli değer olarak rüzgâr olmuştur. Ancak, 2023'teki eşi benzeri görülmemiş rüzgar ve güneş PV genişlemelerinden bu yana, entegrasyon zorlukları bazı bölgelerde kesinti oranlarının artmasına neden oldu.

Seçilen ülkeler ve bölgeler için üretim ve teknik kesintilerdeki yıllık VRE payları



IEA. CC BY 4.0.

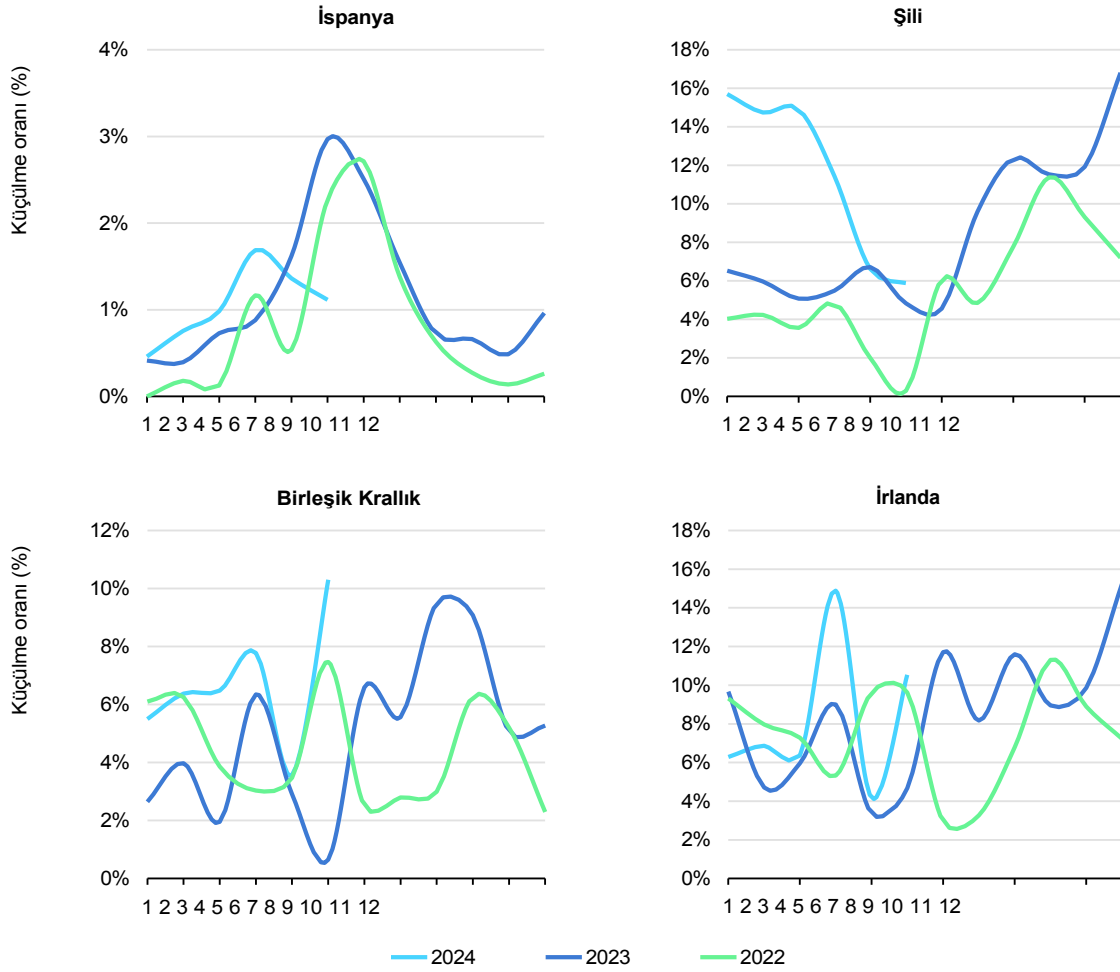
Notlar: Her nokta bir yılı temsil etmektedir. Veri noktaları resmi olarak bildirilen kısıtlı veya kısıtlı enerji üretimini gösterir ve ülkeye bağlı olarak çeşitli şemaları birleştirir. VRE, aksi belirtilmedikçe güneş PV ve rüzgar anlamına gelir. Birleşik Krallık sadece rüzgarı içermektedir. Teknik kesinti, şebeke veya sistem nedenleriyle yenilenebilir enerjinin kesilmesidir; ekonomik veya piyasa koşulları nedeniyle kesilen enerji dahil değildir. Grafik 2010-2024 yıllarını kapsamaktadır, ancak aralık veri mevcudiyetine bağlı olarak ülkeler arasında değişmektedir. Dahil edildiğinde 2024 değerleri, Haziran ayına kadar olan günlük, aylık veya üç aylık verilere dayanmaktadır.

Kaynaklar: Avustralya Enerji Piyasası Operatörü (AEMO), Üç Aylık Enerji Dinamikleri (çoklu yayınlar); Coordinador Eléctrico Nacional de Chile (CEN), Reducciones de energía eólica y solar en el SEN (çoklu yayınlar); Çin Ulusal İstatistik Bürosu (NBS), Çin Enerji Veri Sayfası 2000-2021; Bundesnetzagentur, İzleme Raporu 2022; Gestore Servizi Energetici (GSE), Rapporto attività 2021; EirGrid, Renewable Dispatch-Down (Constraint and Curtailment) raporları (çoklu yayınlar); Hokkaido Electric Power Network, alan arz ve talep verileri (çoklu yayınlar); Tohoku Electric Power Network, alan arz ve talep verileri (çoklu yayınlar); TEPCO Power Grid, alan arz ve talep verileri (çoklu yayınlar); Chubu Elektrik Şebekesi, alan arz ve talep verileri (birden fazla yayın); Hokuriku Elektrik Enerjisi İletim ve Dağıtım, alan arz ve talep verileri (birden fazla yayın); Kansai İletim ve Dağıtım, alan arz ve talep verileri (birden fazla yayın); Chugoku Elektrik Enerjisi İletim ve Dağıtım, alan arz ve talep verileri (birden fazla yayın); Shikoku Elektrik Enerjisi İletim ve Dağıtım, alan arz ve talep verileri (birden fazla sürüm); Kyushu Elektrik Enerjisi İletim ve Dağıtım, alan arz ve talep verileri (birden fazla sürüm); Okinawa Elektrik Enerjisi, alan arz ve talep verileri (birden fazla sürüm); Red Eléctrica de España (REE), I3DIA (birden fazla sürüm); Yenilenebilir Enerji Vakfı (REF), Dengeleme Mekanizması Rüzgar Çiftliği Kısıtlama Ödemeleri.

Şili de son yıllarda enerji sisteminin henüz tam olarak adapte olmadığı hızlı bir VRE genişlemesi yaşamıştır. 2023 yılında rüzgar ve güneş enerjisi üretiminin %7,7'si kesintiye uğramıştır. 2024 yılı ise ilk üç aylık dönemde %14,5'lik bir kesinti oranıyla başlamıştır - bu oran Şili'nin iki ana enerji sistemi birleştirilmeden önce 2017 yılında ulaşılan değerdir.

Şili'de artan kesintilerin birkaç nedeni var. İlk olarak, iletim şebekesi değişken güç kapasitesiyle aynı hızda genişlemiyor ve bu da kuzeydeki yenilenebilir enerji santralleri ile ülkenin merkezindeki talep kaynakları arasındaki enerji akışını sınırlıyor. İkinci olarak, sunulan enerji miktarı, özellikle güneş enerjisi üretiminin zirve yaptığı öğle saatlerinde olmak üzere, giderek artan sayıda durumda talebi aşıyor. Ülke bu durumu daha fazla iletim kapasitesi inşa ederek ve sistem esnekliğini artırmak için depolama kullanarak ele almayı planlıyor.

Seçilen ülkeler ve yıllar için VRE'nin aylık teknik kesinti oranları



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Veri noktaları resmi olarak bildirilen kısıtlı veya kısıtlı enerji üretimini temsil eder ve ülkeye bağlı olarak çeşitli şemaları birleştirir. VRE, aksi belirtilmedikçe güneş PV ve rüzgar anlamına gelir. Birleşik Krallık sadece rüzgarı içermektedir. Teknik kesinti, şebeke veya sistem nedenleriyle yenilenebilir enerjinin kesilmesidir; ekonomik veya piyasa koşulları nedeniyle kesilen enerji dahil değildir.

Kaynaklar: Coordinador Eléctrico Nacional de Chile (CEN), Reducciones de energía eólica y solar en el SEN (birden fazla yayın); EirGrid, Renewable Dispatch-Down (Kısıtlama ve Kesinti) raporları (birden fazla yayın); Red Eléctrica de España (REE), I3DIA (birden fazla yayın); Renewable Energy Foundation (REF), Balancing Mechanism Wind Farm Constraint Payments.

2023 yılında Birleşik Krallık, hem karadaki rüzgar sistemlerini (özellikle İskoçya'da) hem de açık deniz rüzgarını kullanarak elektriğinin yaklaşık üçte birini rüzgardan üretmiştir. Bununla birlikte, elektrik talebinin çoğu ülkenin güneydoğusunda olduğundan, İskoçya ve İngiltere arasındaki iletim kapasitesi sınırlamaları, kuzeyden güneye güç göndermede önemli darboğazlar yaratarak yenilenebilir enerji kesintilerine katkıda bulunmaktadır.

Ulusal enerji düzenleyicisi, ara bağlantıları geliştirmek ve elektrik iletimini iyileştirmek için doğu kıyısında bir yüksek voltajlı doğru akım (HVDC) bağlantısı geliştirmeyi planlamaktadır. 2023 yılında rüzgar üretiminin %5,1'i kısıldı ve 2024 yılı verileri

trendin artmaya devam ettiğini göstermektedir. 2023'ün ilk altı ayı ile 2024'ün ilk altı ayı karşılaştırıldığında, toplam rüzgar kesintisi 2023'te %3,1'den 2024'te %6,7'ye yükselmiştir.

Tarihsel olarak, kara rüzgârı hem mutlak hem de göreceli olarak en çok kesintiye uğrayan yenilenebilir enerji kaynağı olmuştur. Ancak, 2024 yılının ilk yarısında, açık deniz rüzgâr kesintisi kara rüzgârını geçmiştir. Onshore rüzgâr kesintisi %34 artarken, offshore neredeyse beş kat artmıştır. Sadece 2024 yılının ilk altı ayında, kesintiye uğrayan açık deniz rüzgar enerjisi miktarı, bu teknoloji için 2023 yılının tamamındaki toplam kesinti miktarına eşittir.

İrlanda 2023 yılında elektriğinin üçte birinden fazlasını rüzgar enerjisinden elde etmiştir. Güvenli sistem operasyonlarını sağlamak için ülke, 2020'den bu yana rüzgar üretiminin bir kısmını (tipik olarak %7-11) azaltıyor ve 2023'te %9,5'e ulaşıyor. Ayrıca son yıllarda, özellikle kuzeybatı ve güneybatı bölgelerinde iletim altyapısı iyileştirmelerine yatırım yapmıştır.

İspanya, 2023 yılında elektriğinin neredeyse %40'ını rüzgar ve güneş enerjisinden elde ederek en yüksek VRE paylarından birine sahiptir. Genel olarak, yenilenebilir enerji kaynakları geçen yıl ülkenin elektrik üretiminin %50'sinden fazlasını oluşturdu. Bu yüksek yenilenebilir penetrasyon seviyesine rağmen İspanya, 2022'den bu yana artmasına rağmen teknik kesintileri diğer pazarlara kıyasla nispeten düşük tutmayı başarmıştır.

İspanya'nın VRE kapasitesini geliştirmesinden bu yana, rüzgar en çok kesintiye uğrayan yenilenebilir enerji kaynağı olmuştur ve hacimler yıllar boyunca nispeten sabit kalırken, güneş PV kesintisi son zamanlarda bu teknolojinin hızlı bir şekilde genişlemesiyle hızla artmaktadır. 2023'te kesintiye uğrayan VRE'nin yaklaşık %60'ı rüzgârdır. Bu kaynak tipik olarak coğrafi olarak daha yoğundur ve bağlantı noktalarında, genellikle ülke topraklarına daha eşit bir şekilde dağılmış olan güneş PV'den daha fazla tıkanıklıkla karşılaşma eğilimindedir. Bununla birlikte, aylık profiller güneş enerjisi kesintilerinin yaz aylarında önemli ölçüde arttığını ve rüzgarı geçtiğini göstermektedir.

Genel olarak, teknik kesintinin bu oranlarda tutulması, TSO tarafından güç sistemi genelinde birimlerin gözlemlenebilirliği (>1 MW) ve kontrol edilebilirliğindeki (>5 MW) yüksek ayrıntı düzeyinin yanı sıra güçlü tahmin ve gerçek zamanlı veriler sayesinde mümkün olmuştur. 2022 yılında İspanya TSO'su, iletim şebekesinde kısıtlar tespit ettiğinde ünitelere otomatik olarak sinyal gönderen otomatik güç azaltma sistemini (SRAP) uygulamaya koymuştur, böylece kesinti klasik yaklaşımda olduğu gibi önleyici olarak değil, yalnızca bir olay meydana geldiğinde gerçekleşmektedir. Bu sisteme katılım lansmanından bu yana artmaktadır ve 2024 yılı ortalarında yaklaşık 50 GW'ı kapsamıştır.

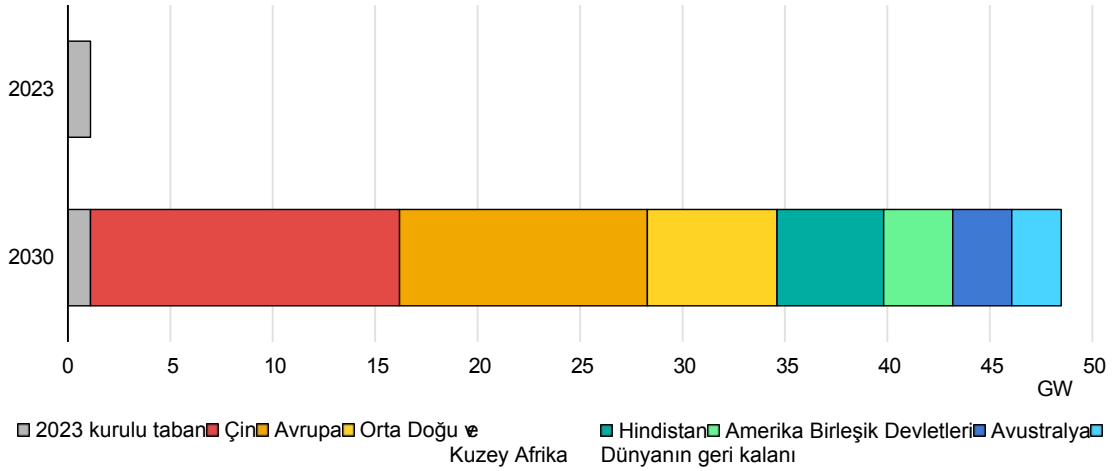
Birçok piyasada, teknik kesinti oranlarına bakılmaksızın, dengeleme piyasalarında teklif edilen veya sevk edilen hacimlere atıfta bulunarak, yenilenebilir enerjinin ekonomik kesintisi artmaktadır.

Yenilenebilir hidrojen

Politika desteği elektrolizörlerin yaygınlaşmasını hızlandırıyor, ancak mevzuat belirsizlikleri ve talep için yetersiz alım nedeniyle genişleme sınırlı kalıyor

Yenilenebilir Enerji 2024 ilk kez ülke düzeyinde bir tahmin içermektedir¹⁷ Hidrojen üretiminin yeni yenilenebilir kapasiteyi ne ölçüde desteklediğini değerlendirmek için elektrolizörlerin 2030 yılına kadar yaygınlaştırılması öngörülmektedir. Küresel kurulu elektrolizör kapasitesinin 2024-2030 yılları arasında 47 GW artacağı ve on yılın sonunda neredeyse 50 GW'a ulaşacağı tahmin edilmektedir. Bu, kabaca İsveç'in toplam kurulu elektrik kapasitesine eşittir. Çin ve Avrupa, beklenen küresel elektrolizör kurulumlarının yarısından fazlasını (%59) oluştururken, Orta Doğu ve Kuzey Afrika, Hindistan, Amerika Birleşik Devletleri ve Avustralya'da %40'a yakın bir artış öngörülmektedir. Kanada, Yeni Zelanda ve Asya Pasifik, Latin Amerika ve Sahra altı Afrika'daki birkaç ülkede de yeni projeler beklenmektedir.

2023 ve 2030'da kurulu elektrolizör kapasitesi ve hidrojen üretimi



IEA. CC BY 4.0.

Kaynaklar: 2030 elektrolizör tahmini, aşağıdan yukarıya proje değerlendirmelerine ve yukarıdan aşağıya politika ve pazar değerlendirmelerine dayanmaktadır. Ana kaynak [IEA'nın Küresel Hidrojen Veritabanıdır](#). Bu veritabanından seçilen projeler, durumlarına ve 2030'dan önce devreye alınma kabiliyetlerine ilişkin bir değerlendirmeye dayalı olarak tahmine dahil edilmiştir. Proje hattı ayrıca geliştirici duyuruları, açık artırma kazananları ve elektrolizör siparişlerine ilişkin veri tabanları gibi diğer kaynaklardan gelen ek projeleri de içermektedir. Yukarıdan aşağıya tahminler, belirli projelere bağlı olmayan, politikalar ve düzenlemeler tarafından yönlendirilen beklenen talebi yansıtmaktadır.

¹⁷ Elektrolizör tahmini için metodoloji hem aşağıdan yukarıya hem de yukarıdan aşağıya yaklaşımdan oluşmaktadır. Aşağıdan yukarıya yaklaşım, her bir projenin durumunun tek tek değerlendirildiği ve devreye alma tarihlerine ilişkin tahminlerin son duyurulara dayanarak yapıldığı proje boru hatlarından kapasite ilavelerini kullanır. Belirli bir projeye karşılık gelmeyen ek kapasite, mevcut politika ve düzenleyici ortamdan kaynaklanan gelecek talebi hesaba katmak için belirli pazarlara eklenir.

Çin'in 2024 ve 2030 yılları arasında, ulusal emisyon hedeflerini ve eyalet hidrojen üretim hedeflerini karşılamak için çoğunlukla devlete ait şirketler tarafından yönlendirilen 15 GW'tan fazla elektrolizör kurması bekleniyor. 2021 yılında ulusal hükümet, 2030 yılına kadar emisyonları zirveye çıkarma ve 2060 yılına kadar net sıfıra ulaşma hedeflerini açıkladı. Aynı zamanda kamu iktisadi teşebbüslerinin (KİT'ler) de aynı şeyi yapmak için planlar geliştirmelerini istedi. 2022 yılında Çin, dekarbonizasyon hedeflerine ulaşmaya yardımcı olmak için 2025 yılına kadar yılda 0,1-0,2 Mt yenilenebilir hidrojen üretme hedefi belirledi. O zamandan bu yana, birçok eyalet yenilenebilir hidrojen ve yakıt hücreli araçlar için mali desteğin yanı sıra daha da iddialı hidrojen hedefleri ortaya koydu. Bu birleşik çabaların, özellikle 2024 yılında Devlet Konseyi tarafından belirlenen yeni emisyon azaltma hedefleriyle karşı karşıya olan rafinaj, amonyak ve çelik gibi enerji yoğun sektörlerdeki KİT'ler tarafından elektrolizör yatırımını teşvik etmesi beklenmektedir. Ancak büyümenin hızı, yenilenebilir hidrojenin fosil ve yan ürün hidrojene karşı maliyet rekabetçiliğinin yanı sıra arzı talep merkezlerine taşıyacak altyapıya sahip olmasına bağlı olacaktır.

Avrupa'nın kurulu elektrolizör kapasitesinin, çoğunlukla AB üye ülkeleri ve Avrupa Komisyonu'nun politika desteği sayesinde 2030 yılına kadar 13 GW artması bekleniyor. Blok, fosil yakıt ithalatına bağımlılığı azaltmak ve 2050 yılına kadar iklim nötr olma hedefine ulaşmak için 2030 yılına kadar 40 GW elektrolizör kurma hedefi belirlemiştir. Havacılıkta biyolojik kökenli olmayan yenilenebilir enerji kaynaklarına (RFNBO) yönelik tüketim zorunluluklarının (ReFuelEU Havacılık mevzuatından) ve sanayi ve taşımacılığa yönelik hedeflerin (Yenilenebilir Enerji Direktifi'nden (RED III)) de gelecekteki talebi artırması bekleniyor.

Avrupa'nın elektrolizör büyümesini destekleyen ana etmenler hibeler, tedarik için hükümet tarafından düzenlenen rekabetçi ihaleler ve düşük emisyonlu hidrojen için kendi kendine empoze edilen endüstri hedefleridir. Yakın vadedeki büyüme büyük ölçüde AB'nin Ortak Avrupa Çıkarına Yönelik Önemli Projeler (IPCEI) ve İnovasyon Fonu tarafından finanse edilen projelerden kaynaklanmaktadır. 2027 yılına kadar, Danimarka, Hollanda, Birleşik Krallık ve AB Hidrojen Bankası (EHB) tarafından düzenlenenler gibi rekabetçi ihaleler yoluyla verilen kapasite, dağıtımı daha da artıracaktır. Bu ihalelerde 2023'ün sonlarından bu yana 2 GW'ın üzerinde proje ödüllendirilmiştir ve bu ülkelerin yanı sıra Portekiz, Fransa ve İspanya'da planlanan ihalelerde daha fazla tur beklenmektedir. Kapasitenin, ihaleler yoluyla yenilenebilir hidrojen üretme veya tedarik etme hedeflerini açıklayan çelik üreticileri ve petrol rafinerilerinden gelen talep tarafından da yönlendirilmesi bekleniyor.

Bu büyümeye rağmen, kurulu elektrolizör kapasitesinin, yenilenebilir hidrojene yönelik yetersiz talep ve AB yetkilerinin aktarılmasındaki düzenleyici belirsizlik nedeniyle AB'nin 40 GW'lık hedefinin altında kalması beklenmektedir. Fosil yakıtlardan üretilen hidrojenle arasındaki büyük maliyet farkı nedeniyle, finansal kapanışa ulaşmak için alıcı bulmak önemli bir tahmin belirsizliğidir. Bazı ülkeler, endüstrilerin maliyet açığını kapatmasına yardımcı olmak için mali destek sunmaktadır. Örneğin Almanya

Enerji yoğun sanayilerin düşük emisyonlu proseslere geçmesini desteklemek için ilk tur [karbon sözleşmelerine](#) 4 milyar Avro [ayırmıştır](#) ve bunun talep yaratması beklenmektedir. Ancak gelecekteki endüstriyel talep, hükümetlerin RED III'ün endüstriyel hidrojenin %42'sinin biyolojik kökenli olmayan yenilenebilir yakıtlardan elde edilmesi zorunluluğunu nasıl uygulayacağına da bağlıdır ve bu durum bazı ülkelerde bir tahmin belirsizliği olmaya devam etmektedir. Sübvansiyon ödemelerindeki gecikmeler ve ulaştırma altyapısının inşa hızı da tahminler için aşağı yönlü bir risk oluşturmaktadır.

Hindistan'daki elektrolizör genişlemesinin, hidrojen üretimine yönelik ulusal ihaleler ve eyalet düzeyindeki teşvikler sayesinde 2030 yılına kadar 5 GW'a ulaşacağı tahmin edilmektedir. Hükümetin 410 kt/yıl yenilenebilir hidrojen üretimi için destek tahsis etmek üzere açtığı ilk ihaleye %30 fazla talep gelmiştir ve gübre ve rafineri için açılan ek ihaleler de çeşitli geliştirme aşamalarında. Ancak, destek seviyelerinin finansal yatırım kararına (FID) ulaşmak için yeterli olup olmadığına ilişkin endişeler bir tahmin belirsizliğidir. Şebeke muafiyet ücretleri ve eyalet düzeyinde vergi indirimleri yoluyla diğer destek biçimleri iş durumunu iyileştirebilir, ancak endüstri yetkileri konusunda devam eden belirsizlik ve arazi edinimindeki zorluklar gelişmeyi yavaşlatabilir.

Yenilenebilir amonyak ihraç etme ihtimali, **Orta Doğu ve Kuzey Afrika**'daki elektrolizör büyümesinin ana itici gücüdür. Bölgede Suudi Arabistan, Umman ve Mısır'da geliştirilmekte olan projelerin öncülüğünde 6,3 GW'lık kurulum öngörülmektedir. Mükemmel güneş ve rüzgar kaynakları, uluslararası ticaret yollarına erişim ve arazi mevcudiyeti, geliştirme için iddialı boru hatları açıklayan geliştiricileri cezbetmiştir. Destekleyici düzenleyici çerçeveler de yatırımcıların işini kolaylaştırıyor. Umman, devlet tarafından düzenlenen ihaleler yoluyla geliştiricilere avantajlı arazi kiralama sunarken, Mısır hidrojen projeleri için vergi muafiyetleri açıkladı ve Suudi Arabistan'ın yerel finansmanı ve kısmi devlet sahipliği, 2,2 GW Neom projesinin finansal kapanışa ulaşmasına yardımcı oldu. Tahmin, sınırlı sayıda kesin alım anlaşması nedeniyle proje duyuruları konusunda muhafazakârdır. Ancak tahminler, politika desteğinin Avrupa'da talebi artırmaya ve projeleri finansal kapanışa getirmeye yardımcı olmasını bekliyor. Örneğin, Almanya'nın yenilenebilir amonyak ithalatına yönelik H2Global programı kapsamındaki ilk ihalesi Mısır'daki 100 MW'lık bir projeye verildi.

Enflasyon Azaltma Yasası vergi kredilerinden sağlanan federal destek, bölgesel hidrojen merkezleri finansmanı ve düşük emisyonlu taşımacılık için eyalet düzeyinde teşvikler sayesinde **ABD**'de elektrolizör dağıtımının 3,4 GW'ı aşması bekleniyor. Bununla birlikte, tahminin ana aşağı yönlü riski, yatırımcılar için belirsizlik yaratan IRA vergi kredisi (45V) için uygunluk kriterleri konusunda netlik olmamasıdır. Bazı geliştiriciler, yeni yenilenebilir enerji kullanımı ve zaman ve yer açısından eşleşen güç kaynağı ile ilgili temel kriterler hakkında nihai kararları bekleyerek projelerini beklemeye aldılar. Bu faktörler, Amerika Birleşik Devletleri'nde gelecekteki elektrolizör projelerinin finansal uygulanabilirliğini etkileyecektir.

Avustralya'nın elektrolizör üssü, ihracata yönelik projelerden ve hem yerel hem de uluslararası mali teşviklerden kaynaklanan ulaşım uygulamalarını hedefleyen bazı projelerden 2,9 GW artmaktadır. Projelerin, hükümetin planladığı hidrojen merkezleri tarafından sunulan hibelerden ve Hidrojen Başlangıcı açık artırma programı kapsamındaki rekabetçi açık artırmalardan elde edilen üretim primlerinden faydalanması bekleniyor. İlk turda, tahmini 1 GW finansman için toplam 3,6 GW'lık birkaç proje kısa listeye alındı ve ikinci bir tur planlanıyor. Birçok projeyi cezbetmesi beklenen planlanan vergi kredileri ile iş durumu desteklenmelidir. Projelerin hayata geçirilmesi ayrıca düşük maliyetli elektrik, su ve şebekeye ek yük bağlamak için yeterli kapasiteye erişime bağlıdır.

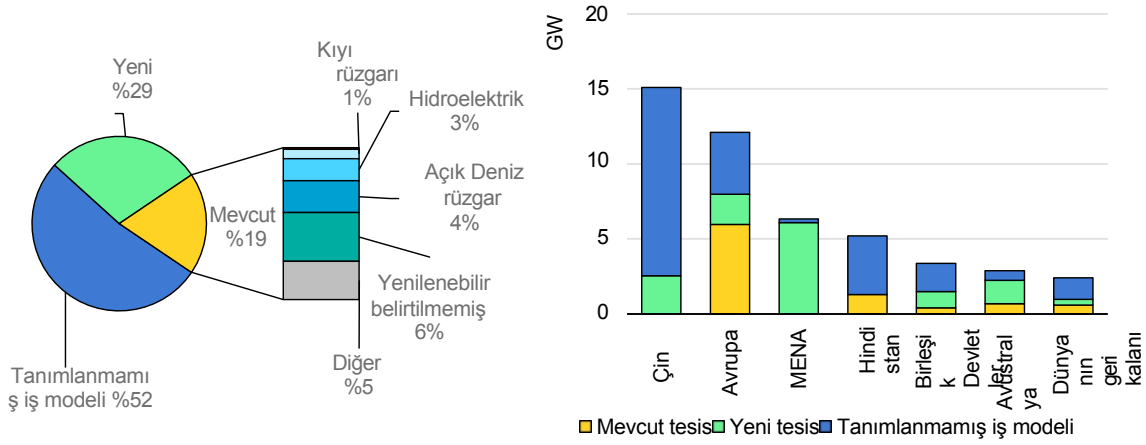
Ancak, Avrupa ve Japonya'daki ithalat talebi Avustralya'daki elektrolizör dağıtımı için bir tahmin belirsizliğidir. Her iki pazarda da tüketicilerle taahhüt edilmiş bir alım anlaşması tespit edilmemiş olsa da, 2030'dan önce bazılarının ortaya çıkacağı tahmin edilmektedir. Avustralya ve Almanya'nın yakın zamanda ortak bir H2Global ihalesi duyurması ve Japonya'nın ithal hidrojenin yeni fark sözleşmelerinde (CfD) sübvansiyon almasına izin verme kararı, planlanan projelerin finansal olarak tamamlanmasına yardımcı olabilir.

Dünyanın geri kalanındaki proje yayılımı büyük ölçüde düşük maliyetli yenilenebilir elektriğe erişime ve ihracat pazarlarına olan talebe bağlıdır. **Kanada'nın** düşük maliyetli hidroelektrik ve rüzgâr enerjisinin Kuzey Amerika'da ilave dağıtımı teşvik etmesi beklenmektedir. Latin Amerika'da açıklanan büyük boru hatlarına rağmen, sınırlı sayıda proje ileri aşamadır. **Paraguay** ve **Brezilya**'da mevcut hidroelektrik enerjiyi kullanan projelerde marjinal bir büyüme beklenmektedir.

Hidrojen projeleri, 2030 yılına kadar ilave yenilenebilir kapasite artışı için sınırlı bir itici güç olmaya devam ediyor

2024 ve 2030 yılları arasında, yenilenebilir hidrojen üretiminin, toplam küresel yenilenebilir kapasite artışının %1'inden daha az olan 45 GW'lık ek yenilenebilir kapasiteye olan talebi artırması beklenmektedir. Genişleme, güneş PV ve kara rüzgârı arasında eşit olarak bölünürken, yeni açık deniz rüzgâr santralleri %1'den daha az bir paya sahip. Yeni yenilenebilir kapasiteye yönelik talep, piyasa koşullarına ve düzenleyici ortama bağlıdır.

Elektrik kaynağına göre elektrolizör kurulumları, küresel olarak (solda) ve bölgelere göre (sağda), 2024-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Mevcut tesis = mevcut enerji santrallerinden elde edilen elektriği kullanan elektrolizörler. Yeni = yeni yenilenebilir kapasiteli santrallerden elde edilen elektriği kullanan elektrolizör projeleri. Bilinmeyen iş modeli = henüz elektrik kaynağı belirlenmemiş elektrolizör projeleri. MENA = Orta Doğu ve Kuzey Afrika.

2030'dan önce devreye girmesi beklenen elektrolizör projelerinin neredeyse %20'si mevcut enerji santrallerinden elektrik sağlamayı planladığını açıklamıştır ve bunların %14'ü yenilenebilir kaynaklıdır. Avrupa'da açık deniz rüzgar projeleri için büyük bir kurumsal PPA pazarı ve Kuzey Amerika ve Latin Amerika'da düşük maliyetli hidroelektriğe erişim bu eğilimi yönlendiriyor. Elektrolizör tahminlerinin neredeyse %30'u, planlanan büyük ihracat odaklı projeler için gereken güç talebi nedeniyle Orta Doğu ve Kuzey Afrika'da önemli miktarda yeni yenilenebilir enerji santrallerinin kullanılacağını gösteren projelerden geliyor.

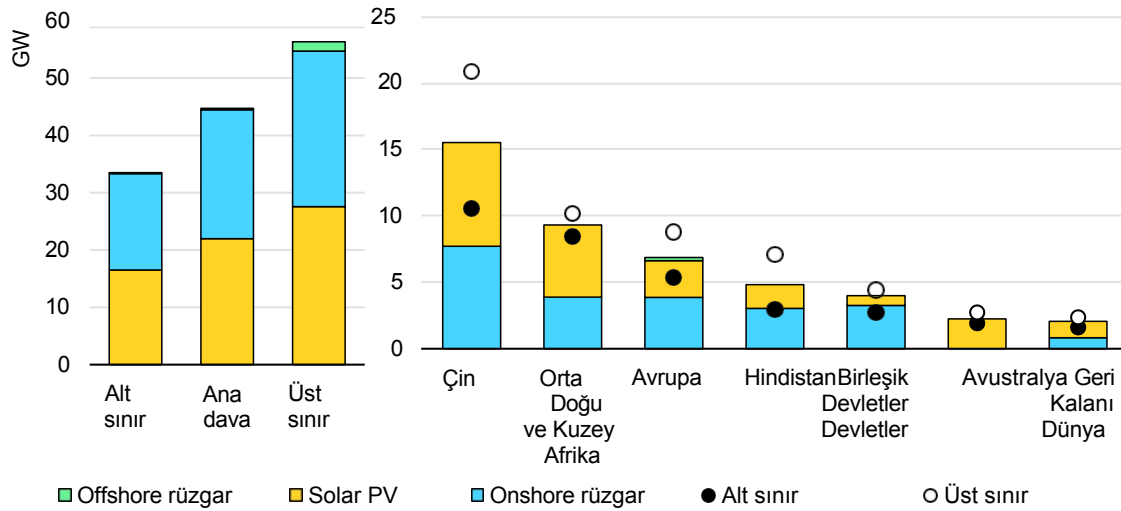
Bununla birlikte, tahminin yarısından biraz fazlası, yenilenebilir enerjinin kaynağının henüz iş modelinde tanımlanmadığı elektrolizörlere karşılık gelmektedir. Bu, yeni yenilenebilir kapasite ihtiyaçlarının tahmin edilmesinde önemli bir belirsizliktir. Yüksek yük faktörleri elde edilebiliyorsa mevcut santrallerden enerji tedarik etmek ekonomik olabilirken, yeni santraller boyutlandırma ve depolama avantajları sunabilir. Yeni santraller inşa edilirken arazi ücretleri, izinler ve proje geliştirme zaman çizelgeleri de dikkate alınmalıdır. Tahminler, elektrolizörlerin Çin'deki yüksek kesintili alanları ve başka yerlerdeki mevcut düşük maliyetli yenilenebilir enerji tesislerini kullanması halinde hidrojen üretimine tahsis edilen yenilenebilir kapasitenin %25 daha düşük olabileceğini göstermektedir. Ancak, düzenlemeler Avrupa, Amerika Birleşik Devletleri ve Çin'de yeni tesis bağlantıları gerektirirse küresel kapasite ihtiyacı 50 GW'ı aşabilir.

Hidrojen için yeni yenilenebilir kapasite ihtiyaçları piyasa ve düzenleyici koşullara bağlıdır

Çin, hidrojen üretimi için yeni yenilenebilir kapasitede başı çekmekte olup, öncelikle PV ve kara rüzgârından 15 GW ilave etmiştir. Ancak bu tahmin, elektrolizörlerin mevcut planlara göre konumuna bağlıdır. Birçok optimum yenilenebilir kaynak talep merkezlerinden uzaktadır ve bu da yüksek güneş PV ve rüzgar kesintilerine yol açmaktadır. Bu alanlarda elektrolizörlerin kurulması, fazla elektriği emerek yeni kapasite ihtiyacını azaltabilir. Buna ek olarak, bazı elektrolizör projeleri, hidrojen üretiminden başka elektrik amaçları için tasarlanmış büyük güneş PV ve rüzgar parklarının bir parçasıdır.

Tahminler, elektrolizörlerin yarısının yeni kapasiteye ihtiyaç duyacağını, geri kalanının ise büyük güneş PV ve rüzgar kapasitesine sahip önceden planlanmış endüstriyel parklarda inşa edileceğini varsaymaktadır. Kapasite ihtiyacı, elektrolizör yerleşimine bağlı olarak 11 GW ila 21 GW arasında değişebilir.

Hidrojen üretimine ayrılmış yenilenebilir kapasite, 2023-2030



IEA. CC BY 4.0.

Özel yenilenebilir kapasite için ikinci en büyük talep, amonyak ihraç etmeyi planlayan elektrolizör projelerinin önemli miktarda yeni enerji üretimine ihtiyaç duyacağı **Orta Doğu ve Kuzey Afrika**'dadır. Açıklanan elektrolizör projelerinin büyüklüğü (bazı durumlarda 1 GW'a kadar) ile karşılaştırıldığında, sırasıyla 16 GW ve 6 GW olan mevcut güneş PV ve rüzgarın nispeten küçük tabanı göz önüne alındığında, geliştiriciler muhtemelen ek güç talebini karşılamak için yeni kapasite inşa etmek zorunda kalacaklardır. Hidrojen üretimi için en az 5 GW'lık yeni PV ve rüzgar santrali ayrılmıştır ve tahminlere göre gelecekteki elektrolizör ihtiyaçlarını karşılamak için toplam 9,3 GW'a ihtiyaç duyulacaktır.

Avrupa'da, mevcut yenilenebilir enerji santralleriyle yapılan PPA'ların ve hidroelektrik açısından zengin şebekelerden elektrik tedarikinin, 2030 yılına kadar elektrolizör kapasitesindeki artışın en az %47'sini oluşturması beklenmektedir. İsveç ve Norveç'teki düşük maliyetli hidroelektrik ve Almanya ve Hollanda'daki açık deniz rüzgârı, hidrojen projeleri için potansiyel güç kaynakları olarak gösterilmektedir. Mevcut yenilenebilir enerji santralleriyle yapılan PPA'lar, yeni elektrolizörler için cazibesini korumakta ve artan yenilenebilir enerji arzının entegre edilmesine yardımcı olmaktadır. Avrupa'da 2030 yılına kadar yaklaşık 700 GW yenilenebilir kapasite beklenirken, elektrolizörler beklenenden daha yavaş elektrik talebi artışı nedeniyle potansiyel kesinti risklerini hafifletmeye yardımcı olabilir. Avrupa'daki özel yenilenebilir kapasite tahmini, AB'nin 2028'deki Yetkilendirilmiş Yasa revizyonuna bağlıdır. Şu anda, yenilenebilir hidrojen projeleri, yenilenebilir olarak nitelendirilmek ve destek almak için yeni kapasite tesislerinden elektrik sağlamalıdır. Avrupa'da tahsis edilmiş yenilenebilir enerji, düşük maliyetli elektrik mevcudiyetine ve gelecekteki düzenleyici revizyonların yeni kapasite tesisleri üzerindeki etkilerine bağlı olarak 5 GW ila 9 GW arasında değişebilir.

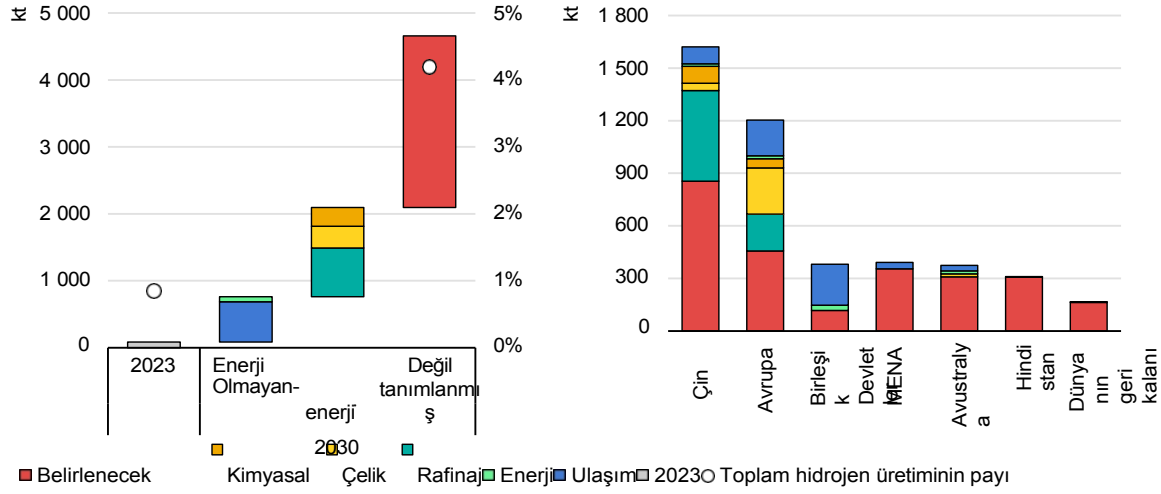
Amerika Birleşik Devletleri'nde, 45V üretim vergi kredisi için emisyon kriterlerine bağlı olarak elektrolizör talebi için 4 GW yenilenebilir kapasite beklenmektedir. Destek için yeni kapasite gerekiyorsa, ek yenilenebilir kapasiteye ihtiyaç duyulabilirken, mevcut tesisler kısmen kullanılabilirse daha az gerekli olacaktır.

Hindistan ve Avustralya'da yeni yenilenebilir kapasite ihtiyaçları, projenin ihracat yönelimine bağlı olacaktır. Avrupa'ya ihracat odaklı projelerin AB emisyon kriterlerini karşılamak için yeni kapasite inşa etmesi gerekecektir. Yurtiçi projeler, şebeke kısıtlamaları ve izinlerin potansiyel zorluklar oluşturmasıyla birlikte, şebeke tedariki ve yeni proje inşası arasındaki maliyet farkını dikkate alacaktır.

Belirlenen hidrojen arzının çoğu enerji dışı amaçlar içindir

Bu elektrolizör genişlemesinin, 2023'te 0,1 Mt'den daha az olan yenilenebilir hidrojeni 2030'a kadar neredeyse 5 Mt üretmesi beklenmektedir. Bu genişlemeye rağmen, yenilenebilir hidrojenin küresel hidrojen üretiminin yaklaşık %4'ünden daha azını oluşturması beklenmektedir. Yenilenebilir hidrojen için belirlenen en büyük son kullanım alanı (yenilenebilir hidrojen üretiminin yaklaşık %30'u) rafinaj, çelik ve kimya sektöründe enerji dışı amaçlar için hammadde olarak kullanılmaktadır. Buna karşılık, ulaşım ve enerji olarak tanımlanan enerji son kullanımları, yenilenebilir hidrojen üretiminin %15'inden daha azdır.

Yenilenebilir hidrojen üretimi, küresel (solda) ve bölgelere göre büyüme (sağda), 2024-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Enerji dışı kullanım (endüstri), rafinaj, kimya ve çelik endüstrilerinde hammadde olarak kullanıldığı tespit edilen hidrojen ve hidrojen türevlerinin kullanımını ifade eder. Tanımlanmamış son kullanım, enerji veya enerji dışı amaçlarla hidrojen ve hidrojen türevlerinin üretimini ifade eder, ancak son kullanım belirtilmediği için bilinmemektedir. İhracat için ayrılan üretimi, dağıtım şebekesine doğal gazla karıştırmayı, belirtilmeyen ve bu nedenle bir hammadde veya bazı durumlarda ısı olarak kullanılabilen veya bununla ilişkili bir kullanımı olmayan endüstriyel işlemleri içerir. MENA = Orta Doğu ve Kuzey Afrika.

Bununla birlikte, hidrojen arzının %55'inin nihai kullanımı henüz belirlenmemiştir ve ulaşım veya enerji alanındaki enerji uygulamaları için, enerji dışı uygulamalar için hammadde olarak ya da daha sonra enerji veya hammadde olarak kullanılacak hidrojen bazlı yakıtlara (amonyak veya sentetik hidrokarbonlar gibi) dönüştürülerek kullanılabilir. Hidrojenin nasıl kullanılacağına ilişkin karar, bu potansiyel uygulamaların her birindeki maliyet rekabetçiliğine bağlıdır. Henüz belirlenmemiş olan üretimin neredeyse üçte biri hidrojen ya da amonyak olarak ihraç edilmek üzere ayrılmış olup, bunun büyük bir kısmının gübre sektöründe kullanılması, küçük bir kısmının gemi yakıtı olarak kullanılması ve %6'sının da dağıtım boru hatlarına aktarılması öngörülmektedir.

Bölüm 3. Yenilenebilir yakıtlar

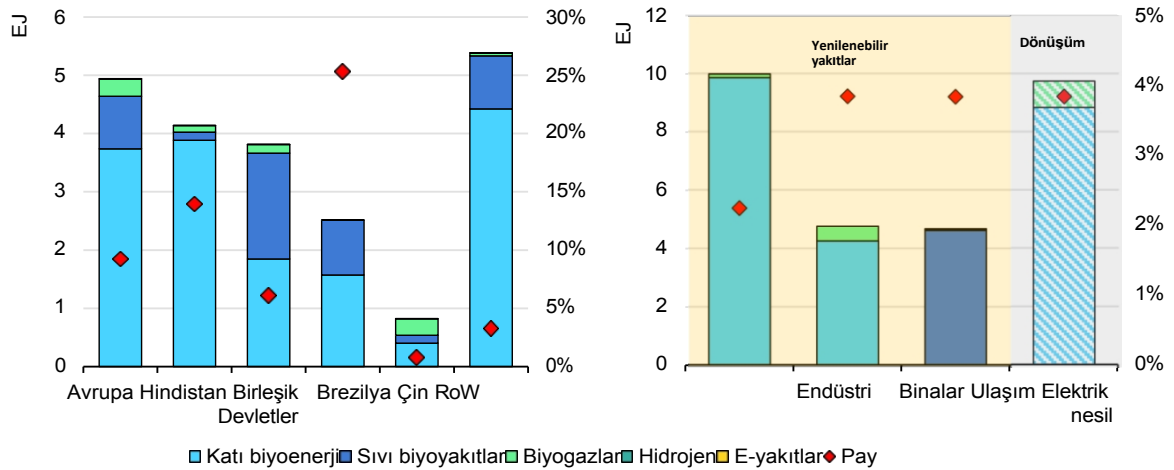
Özet

Giriş

IEA yenilenebilir piyasa raporu serisinde ilk defa yenilenebilir yakıtlara özel bir bölüm ayırıyoruz. Bu yakıtlar arasında katı biyokütle (geleneksel kullanımlar hariç), sıvı biyoyakıtlar, biyogazlar (biyogaz ve biyometan), yenilenebilir elektrikten elde edilen elektrolitik hidrojen (yenilenebilir hidrojen) ve e-yakıtlar (e-kerosen, amonyak ve metanol dahil olmak üzere yenilenebilir hidrojenden elde edilen yakıtlar) ulaşım, sanayi ve binalarda kullanılmaktadır. Yenilenebilir yakıtlar, elektrifikasyonun zor olduğu sektörlerde sera gazı emisyonlarını azaltmaya yönelik bir seçenek olarak giderek artan bir ilgi görmekte ve aynı zamanda enerji güvenliği ve ekonomik kalkınma fırsatları sağlamaktadır.

Sanayi, binalar ve ulaşım sektörlerindeki yenilenebilir yakıt talebi 22 EJ (bu sektörlerdeki küresel enerji talebinin %5'i) olup, 2023 yılında toplam rüzgar ve güneş enerjisi üretimini aşacaktır. Modern katı biyoenerji kullanımı yenilenebilir yakıt talebinin çoğunluğunu (%75) oluştururken, bunu ulaşım sektöründe sıvı biyoyakıtlar (%20) ve özellikle bina sektöründe biyogazlar (%5) takip etmektedir. Hidrojen ve e-yakıtlar, başta ulaşım sektörü olmak üzere günümüzde yalnızca küçük miktarlarda kullanılmaktadır.

Ülke ve sektör bazında yenilenebilir yakıt talebi, 2023



IEA. CC BY 4.0.

Not: RoW = dünyanın geri kalanı. Ulaşım, sanayi ve binalar için toplam nihai tüketime dayalı paylar.

Kaynak: Hidrojen tahminleri IEA (2024), [Global Hydrogen Review 2024](#), IEA (2023), [World Energy Outlook 2023](#)'ten alınmıştır.

Yenilenebilir yakıt kullanımında uzun vadeli büyüme potansiyeli önemlidir. IEA 2050'ye kadar Net Sıfır Emisyon Senaryosunda, yenilenebilir yakıt kullanımının 2023 seviyesinden 2030'a kadar iki katından fazla artması ve 2050'ye kadar tekrar iki katına çıkması gerekmektedir. Ancak, göreceli önemlerine ve artan politika ilgisine rağmen, yenilenebilir yakıtların hiçbiri 2050'ye kadar Net Sıfır Senaryosu ile uyumlu değildir.

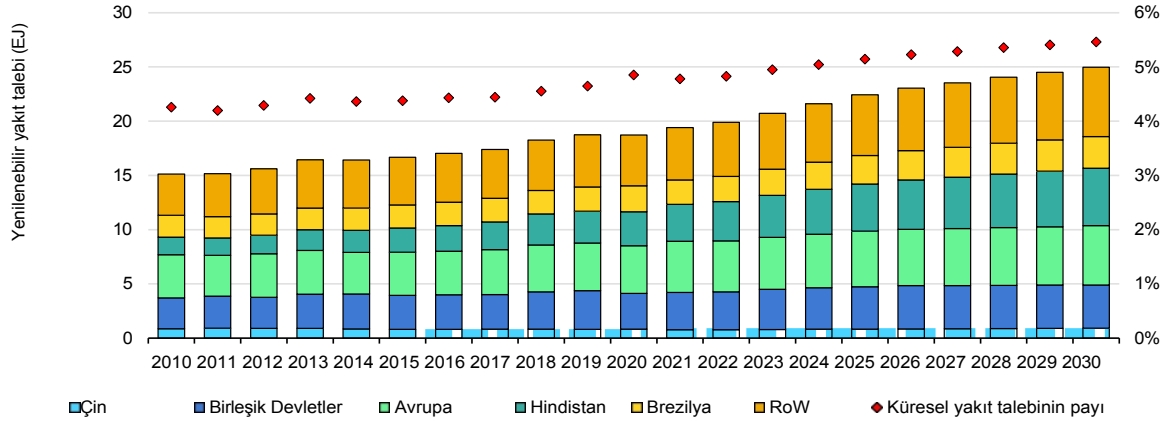
Aşağıdaki özet ve odak bölümleri, yenilenebilir yakıt büyümesi beklentileri ve zorlukları ile büyümeyi genişletmeye yardımcı olacak politikalara genel bir bakış sunmaktadır.

Yenilenebilir yakıtlar küresel sanayi, bina ve ulaşım enerjisi talebinin yaklaşık %6'sına ulaşacak

Yenilenebilir yakıt kullanımının 2023 seviyesinden 2030 yılına kadar 4 EJ artarak küresel sanayi, bina ve ulaşım enerji tüketiminin %5,5'ine ulaşması öngörülmektedir. Talep tüm bölgelerde artmakla birlikte, bu büyümenin üçte ikisinden fazlasını destekleyen Hindistan, Çin, Brezilya, Amerika Birleşik Devletleri ve Avrupa'da yoğunlaşmaktadır. Beş bölgenin tamamında çeşitli -ve bazı durumlarda tüm- yenilenebilir yakıtlar için özel destek politikaları bulunmaktadır. Destek politikaları yakıt, sektöre ve ülkeye göre değişmekle birlikte, genellikle zorunluluklar, sera gazı performans kriterleri ve doğrudan üretim ve CAPEX yatırım teşviklerinin bir kombinasyonunu içermektedir.

Örneğin **Hindistan** sıvı biyoyakıtlar, biyogazlar, katı biyokütle ve hidrojen için yatırım ve üretim teşviklerinin yanı sıra biyoyakıtlar ve biyogazlar için harmanlama hedefleri sağlayarak yenilenebilir yakıt kullanımını 2023 seviyelerinden 2030'a kadar yaklaşık %40 artırmıştır. Büyümenin %12'sinden sorumlu olan **Brezilya**'da, biyoyakıt harmanlama hedeflerinde planlanan artışlar nedeniyle sıvı biyoyakıtlara yönelik yeni bir talep söz konusudur. Brezilya ayrıca 3,2 milyar ABD doları tutarında yeşil hidrojen teşvik programı açıklamıştır. Bu arada, **Çin**'de yenilenebilir yakıt kullanımı, sanayide ve bina ısısında biyogaz ve katı biyokütle kullanımı; biyodizel harmanlamaya olan ilginin yenilenmesi; ulaşım ve sanayi sektörlerinde hidrojen kullanımı ile tüm sektörlerde genişlemektedir (küresel büyümenin %3'ü).

Yenilenebilir yakıt talebi, ana ve hızlandırılmış durumlar, 2023-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: RoW = dünyanın geri kalanı. Paylar, nihai enerji tüketimindeki küresel yakıt talebine dayanmaktadır. Kaynak: Toplam nihai enerji tüketimi IEA (yakında çıkacak), [World Energy Outlook 2024](#)'ten alınmıştır.

Avrupa'da (küresel büyümenin %16'sı), Yenilenebilir Enerji Direktifi III, ReFuelEU Aviation ve ReFuelEU Maritime'ı içeren bir mevzuat paketi, karayolu, havacılık ve denizcilik sektörlerinde sıvı biyoyakıt kullanımında ve özellikle AB üye ülkelerinde biyogaz ve hidrojen kullanımında büyümeyi teşvik etmektedir. Avrupa Birliği ve Birleşik Krallık aynı zamanda e-yakıt zorunluluğu olan tek yetki alanlarıdır ve bu da mütevazı bir artışa yardımcı olmaktadır.

Amerika Birleşik Devletleri'nde (küresel büyümenin %6'sı), örtüşen politikalar (Enflasyon Azaltma Yasası [IRA] teşvikleri, ulusal Yenilenebilir Yakıt Standardı ve eyalet düzeyinde düşük karbonlu yakıt standartları dahil) ulaşım sektöründe sıvı biyoyakıt ve biyometan kullanımını ve ulaşım ve sanayide bir miktar hidrojen alımını desteklemektedir.

Biyoenerji yenilenebilir yakıt büyümesine öncülük ediyor

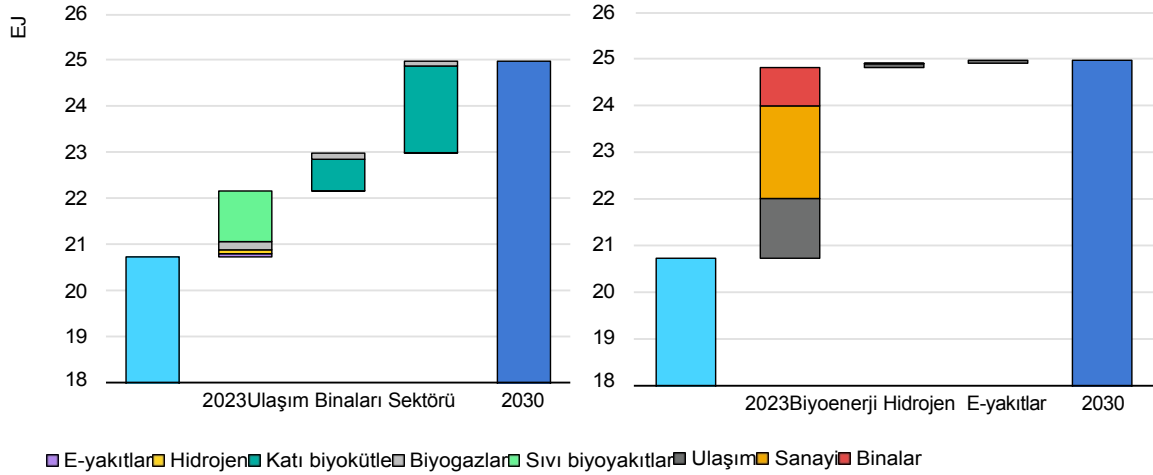
Sıvı, gaz ve katı yakıtları içeren biyoenerji, tahmin dönemi boyunca yenilenebilir yakıt büyümesinin büyük çoğunluğunu (%95) oluşturmaktadır. Biyoenerji türü sektöre göre farklılık gösterse de, biyoenerjiye yönelik yeni talep en çok sanayi sektöründe, ardından ulaşım ve binalarda artmaktadır. Hidrojen ve e-yakıtlarla karşılaştırıldığında, biyoenerjinin modern kullanımı daha ucuzdur, üretim teknolojileri ticarileştirilmiştir ve halihazırda geniş politika desteğinden yararlanmaktadır. Örneğin, 80'den fazla ülkenin sıvı biyoyakıt politikası varken, sadece Avrupa Birliği ve Birleşik Krallık'ın e-yakıt zorunluluğu vardır.

Katı biyoenerji (2030'a kadar +2,6 EJ) tek başına 2024-2030 döneminde küresel yenilenebilir yakıt büyümesinin yarısından fazlasını sağlarken, yeni talebin çoğu sanayi sektöründen geliyor ve bu da sahadaki atık ve kalıntı mevcudiyeti sayesinde zaten biyoenerji kullanan kağıt hamuru ve kağıt, şeker ve etanol ve çimento endüstrilerindeki artan faaliyeti yansıtıyor. Bina sektöründe, katı biyoenerji birincil enerji kaynağı olmaya devam etmektedir.

Yenilenebilir ısı için enerji kaynağı, ısınma ve pişirme için geliştirilmiş biyokütle sobalarının geleneksel biyokütle kullanımının yerini aldığı Sahra altı Afrika, Çin ve Hindistan'da en fazla genişlemektedir.

Sıvı biyoyakıtlar (+1,1 EJ), mevcut araç filosuyla uyumlu oldukları için (minimum değişiklik) ulaştırma sektöründeki en büyük büyümeyi oluşturmaktadır. Karayolu taşımacılığına yönelik biyoyakıtlar genişlemeye hakim olsa da, havacılık ve denizcilik biyoyakıtlarına yönelik yeni politikalar, genel olarak ulaştırma sektöründeki yeni talebin yaklaşık %30'unu teşvik etmektedir. Havacılık ve denizcilik politikaları gelişmiş ekonomilerde yoğunlaşmış olsa da Brezilya, Hindistan ve Çin harmanlama programları önermiştir. Ticari biyoyakıt teknolojileri, tahmin dönemi boyunca mevcut biyoyakıt üretim kapasitesinin neredeyse tamamını oluşturmaktadır.

Yakıt türüne göre yenilenebilir yakıt büyümesi, ana durum, 2023-2030



IEA. CC BY 4.0.

Kaynak: Hidrojen ve katı biyoeenerji miktarları IEA (2024), [Global Hydrogen Review 2024](#), IEA (yakında çıkacak), [World Energy Outlook 2024](#)'ten alınmıştır.

Biyogaz talebi tüm sektörlerde artmakta (+0,4 EJ) ve hükümetlerin ulaşım, inşaat ve sanayi hedeflerine ulaşmasına yardımcı olmaktadır. Büyümenin çoğu, yerleşik biyogaz üretimi ve destek altyapısı, politikaları ve deneyimi sayesinde Avrupa ve Amerika Birleşik Devletleri'nde gerçekleşmektedir. Doğal gaz ile değiştirilebilen saflaştırılmış bir biyogaz olan biyometan, **Amerika Birleşik Devletleri**'nde (Yenilenebilir Yakıt Standardı ve bazı eyaletlerin düşük karbonlu yakıt standartları kapsamında) ve biyometan üreticilerinin bazen yenilenebilir yakıt kotaları için gelişmiş yakıt sertifikalarından yararlandığı **Avrupa**'da ulaşım yükümlülüklerini karşılamak için giderek daha fazla kullanılmaktadır.

Tüm bölgelerdeki bir diğer önemli cazibe ise biyogazın doğrudan doğal gaz şebekelerine enjekte edilerek şebekeye bağlı herhangi bir bina veya endüstriye enerji sağlama seçeneğidir. Hem **Çin** hem de **Hindistan**'ın biyogaz kullanımını içeren iddialı genişleme planları bulunmaktadır.

Biyogaz sadece ev ve topluluk düzeyindeki çürütücüler için değil, aynı zamanda nakliye yakıtı ve boru hattı sistemine doğrudan enjeksiyon için de kullanılabilir.

Biyoenerjinin yenilenebilir yakıt büyümesindeki baskın rolüne rağmen, hammadde tedariki, sürdürülebilirlik ve inovasyon zorlukları devam etmektedir. Hammadde tedarikindeki engeller en çok sıvı biyoyakıtlar için geçerlidir; atık ve artık yağlar, sıvı ve katı yağlar ve bitkisel yağlar 2030 yılına kadar sürdürülebilir tedarik sınırlarına yaklaşmış olacaktır. Biyogaz için büyüme, Hindistan ve Çin'in tarım, hayvancılık ve şehir atıkları sektörlerinde hammadde tedarik zincirlerini genişletmelerine bağlıdır.

Sürdürülebilirlik alanında, biyoenerji kullanımının sera gazı emisyonlarını azaltmasını (örneğin sera gazı performans kriterlerine göre uyarlanmış) ve diğer etkileri hafifletmesini sağlamaya yönelik önlemler, destek politikalarına sahip tüm yargı bölgelerinde uygulanmamaktadır ve bunları uygulayan bölgeler arasında tutarsızlık vardır. İnovasyonla ilgili olarak, yeni teknoloji ve süreçlerin yaygınlaştırılması da yavaş olmuştur ve bu da daha kolay bulunabilen odunsu biyokütle kaynaklarına erişimi sınırlamaktadır.

Biyoenerji kullanımı birçok sektörde ve ülkede artarken, hidrojen (+0,09 EJ) ve e-yakıt (+0,07 EJ) talebi, yürürlükte politikaları olan birkaç ülkeyle sınırlı kalmaktadır. E-yakıt büyümesi, 2030 yılına kadar havacılıkta biyolojik kökenli olmayan yenilenebilir yakıtların (hidrojen ve e-yakıtlar dahil) %1,2'sinin (yaklaşık 0,03 EJ) ve karayolu taşımacılığında %1'inin kullanılmasını zorunlu kılan Avrupa Birliği ile sınırlıdır. Bu arada, hidrojen talebi öncelikle Avrupa'da (endüstriyel uygulamalarda hidrojen kullanımına yönelik AB fonları sayesinde), Çin'de (ağır hizmet araçlarında yakıt hücrelerine yönelik fonlarla) ve Amerika Birleşik Devletleri'nde (IRA kredileri sayesinde) artmaktadır.

Yenilenebilir yakıtlar fosil yakıtlardan daha pahalı olmaya devam etmektedir, ancak hidrojen, e-yakıtlar ve bazı biyoyakıtlar için maliyet düşüşleri beklenmektedir

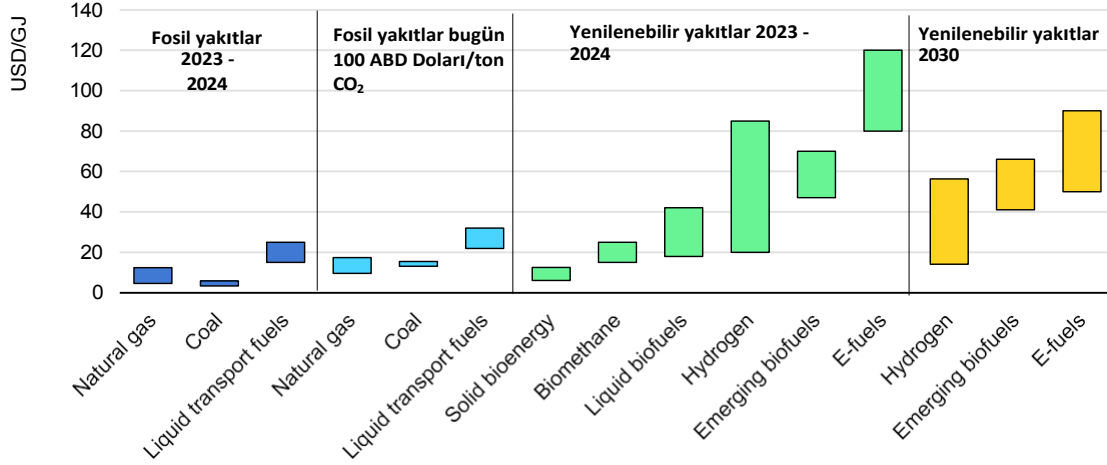
Yenilenebilir yakıtlar fosil muadillerine göre daha pahalı olmaya devam etmektedir. Biyoenerji genellikle fosil yakıt kaynaklarıyla en rekabetçi olanıdır ve bazı bölgelerde etanol için neredeyse eşitlikten biyometan ve biyojet yakıtı için iki kattan daha pahalıya kadar değişmektedir. Günümüz biyoenerji teknolojileri maliyet düşüşü için çok az alana sahiptir çünkü üretim maliyetleri temel olarak hammadde fiyatlarına bağlıdır ve bu fiyatların tahmin dönemi boyunca önemli ölçüde değişmesi beklenmemektedir. Hidrojen, gelişmekte olan biyoyakıtlar ve e-yakıtlar, ortalama fosil yakıt fiyatlarına göre beş kattan fazla prim gerektirecektir.

Elektrolizör maliyetleri de malzeme ve işçilik maliyetlerini etkileyen enflasyon ve yüksek faiz oranları nedeniyle 2023 yılında yaklaşık %20 artmıştır. Bununla birlikte, hidrojen ve e-yakıt üretim maliyetleri 2030 yılına kadar neredeyse %30, gelişmekte olan biyoyakıtlar ise %9 oranında düşerek en düşük maliyetli seçenekleri ticari yenilenebilir yakıt teknolojileriyle rekabet edebilir hale getirebilir. Bu maliyet düşüşleri, [elektrolizörlerin seri üretiminden](#); devam eden yenilenebilir

elektrik maliyet düşüşlerinden; hidrojenin optimizasyonundan

üretim; ve [gelişmekte olan biyoyakıt](#) ve [e-yakıt üretim teknolojilerinden](#) türünün ilk örneği projelerden ticari ölçekli projelere geçiş. Hidrojen söz konusu olduğunda, ek altyapı, depolama ve ekipman maliyetleri de söz konusudur.

Yenilenebilir yakıt ve fosil yakıt maliyetleri, 2023 ve 2030



IEA. CC BY 4.0.

Kaynaklar: Doğal gaz, kömür, sıvı taşıma yakıtı, katı biyoenerji, biyometan ve sıvı biyoyakıt miktarları 2023 ve 2024 yıllarında Kuzey Amerika, Avrupa ve Güneydoğu Asya'daki ortalama Argus, S&P ve Bloomberg piyasa fiyatlarına dayanmaktadır. Hidrojen, gelişmekte olan biyoyakıtlar (selülozik etanol ve Fischer-Tropsch yenilenebilir dizel dahil) ve e-yakıtlar için fiyatlar üretim maliyeti modellerine dayanmaktadır. Maliyetler IEA (2023), [Global Hydrogen Review 2023](#) ve IEA (2023), [The Role of E-fuels in Decarbonising Transport](#) kaynaklıdır. Karbon maliyetleri, ton CO₂ başına 100 ABD dolarına ve IPCC (2018), [Ek I'deki CO₂ yanma faktörlerine dayanmaktadır: CO₂ ve Karbon Bazlı Yakıtların Özellikleri](#).

Yenilenebilir yakıtların daha yüksek maliyetine rağmen, bugünkü harmanlama oranlarında ve 2030 harmanlama hedeflerinde tüketiciler üzerindeki etkisi mütevazı kalmaktadır. Örneğin, ReFuelEU Havacılık hedeflerine ulaşılması halinde, Frankfurt'tan New York'a uçmak, %5,3'lük sürdürülebilir havacılık yakıtı (SAF) ve %0,7'lik e-kerosen harmanlama oranı ile müşterilere ek %2'lik bir maliyet getirecektir.¹⁸ Bu maliyet artışı seviyesi, son iki yıldaki jet yakıtı fiyatlarının aylık değişkenliği dahilindedir.

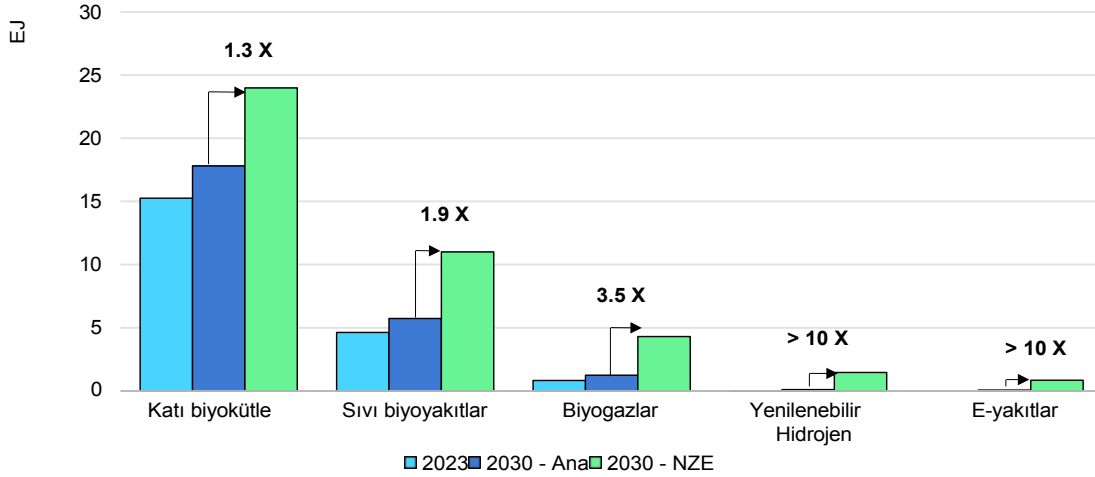
Büyüme net sıfır yörüngesinin oldukça altında kalmaya devam ediyor

Net sıfır yörüngesine ulaşabilmek için yenilenebilir yakıt alımının 2030 yılına kadar neredeyse iki katına çıkması gerekirken, mevcut piyasa koşullarında bu oran sadece %20'ye yakın bir artış gösterecektir. Aradaki farklar teknolojiye göre önemli ölçüde değişmektedir. IEA 2050'de Net Sıfır Senaryosu ile uyumlu olması için 2030 yılına kadar e-yakıt kullanımının on kattan fazla, hidrojenin on kattan fazla ve biyogazların dört kata yakın artması gerekmektedir.

¹⁸ Jet yakıtının toplam maliyetinin %30'unu oluşturduğu varsayıldığında; bir ekonomi biletinin maliyeti 460 ABD dolarıdır ve jet yakıtı GJ başına 30,05 ABD doları (ton CO_{2eq} başına 50 ABD doları karbon maliyeti dahil) ve SAF GJ başına 58 ABD doları ve e-yakıt GJ başına 70 ABD dolarıdır (Ağustos 2023 ve Ağustos 2024 arasındaki ortalama fiyatlardan hesaplanmıştır).

Sıvı biyoyakıt kullanımının neredeyse iki katına çıkması gerekirken, katı biyoenerji sadece %30'luk bir artış gerektirerek buna en yakın olanıdır. Daha yüksek maliyetler daha hızlı yayılmanın önündeki başlıca engellerden biri olmaya devam etmektedir, ancak inovasyonu desteklemek ve sağlam tedarik zincirleri ve sürdürülebilirlik önlemleri geliştirmek için de çaba sarf edilmesi gerekmektedir.

Yakıt bazında yenilenebilir yakıt tüketimi, ana durum ve Net Sıfır Senaryosu, 2023-2030



IEA. CC BY 4.0.

Not: NZE = 2050 Senaryosuna Göre Net Sıfır Emisyon.

Kaynak: Net sıfır değerleri IEA (2023), [World Energy Outlook 2023](#)'ten alınmıştır.

Hükümetlerin fosil yakıtlarla maliyet farkını kapatmak için arz ve talep politikaları oluşturması; inovasyonu desteklemesi; sağlam tedarik zincirleri geliştirmesi; sürdürülebilirlik gerekliliklerini uygulaması ve fosil yakıt sübvansiyonlarını ve yenilenebilir yakıt alımının önündeki diğer engelleri kaldırması durumunda dağıtımın hızlandırılması mümkün olacaktır. Maliyet farkını kapatmak için dünya çapında yaygın olarak kullanılan politikalar arasında emirler, mali teşvikler, performansa dayalı standartlar ve karbon fiyatlandırması yer almaktadır.

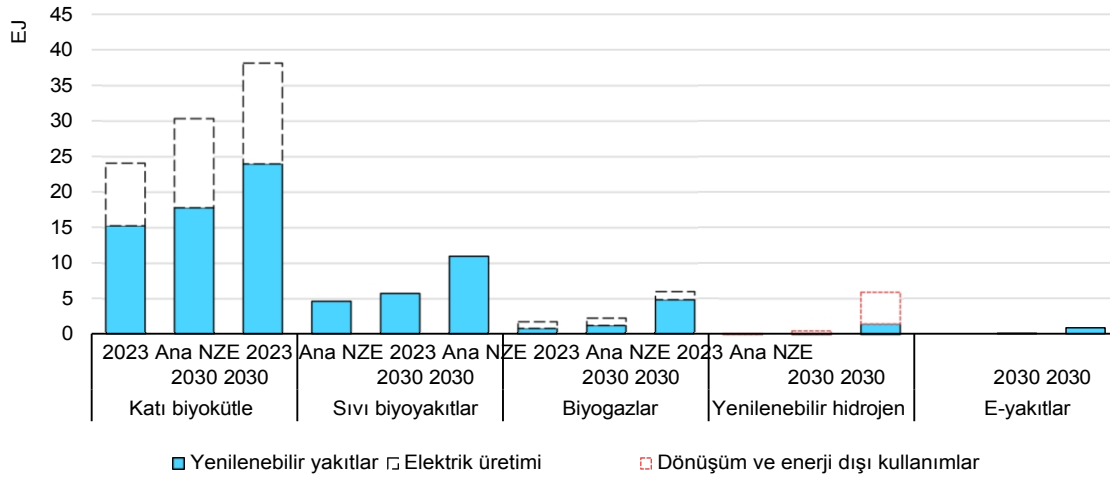
Ancak, özellikle hidrojen ve e-yakıtlar için talep yönlü politikaların kullanımı gecikmektedir. Şu anda sadece Avrupa Birliği ve Birleşik Krallık havacılıkta e-yakıtları zorunlu kılmakta, Avrupa Birliği ayrıca 2030 sonrası karayolu taşımacılığı ve denizcilik uygulamaları için hidrojen ve e-yakıtları da dahil etmektedir. IEA 2050'ye kadar Net Sıfır Senaryosunda bile bu yakıtların toplam kullanımı 2030 ile sınırlı kalmaktadır. Bununla birlikte, bu ilk büyüme 2030'dan sonra daha hızlı bir genişleme için zemin hazırlamaktadır. Örneğin havacılık ve denizcilik sektörlerinde, e-yakıtlar 2050 yılına kadar toplam enerji kullanımının %40'ından fazlasını oluşturacaktır.

Pazar rekabetini sağlamak için, tüm yenilenebilir yakıtlara yönelik talep tarafı politikaları tutarlı sürdürülebilirlik gerekliliklerini içermeli ve özellikle uluslararası havacılık, denizcilik ve hidrojen sektörleri gibi ticaretin çok önemli olduğu alanlarda uluslararası düzeyde uyumlaştırılmalıdır.

Birçok ticari yenilenebilir yakıt teknolojisi halihazırda mevcut olsa da, 2050'ye kadar Net Sıfır Senaryosunda gösterilen yenilenebilir yakıt kullanım hızına ve ölçeğine ulaşmak için inovasyon şarttır. Türünün ilk örneği olan projeler için devlet desteği risklerin azaltılmasına yardımcı olabilir ve uluslararası işbirliği en iyi uygulamaların yaygın bir şekilde paylaşılmasını sağlayabilir. Ayrıca, sürdürülebilir biyoenerji hammaddelerinin yaygınlaştırılması için tedarik zincirlerinde inovasyon hayati önem taşımaktadır. Hükümetler ayrıca yenilenebilir yakıt alımının önündeki finansal olmayan engelleri (örneğin güvenlik ve kalite standartları oluşturarak) ele alabilir, yan faydaları (örneğin biyogazdan gübre üretimi) mümkün kılabilir ve altyapı dağıtımını destekleyebilir.

Katı biyokütle, sıvı biyoyakıtlar, biyogazlar, yenilenebilir hidrojen ve e-yakıtlar endüstri, ulaşım ve binaların ötesinde uygulamalara sahiptir. 2030 yılına kadar, katı biyoenerjinin yaklaşık %40'ı ve biyogazların %20'si elektrik üretimi için kullanılırken, 2050 yılına kadar Net Sıfır Emisyon Senaryosu kapsamında yenilenebilir hidrojen talebinin %75'inden fazlası temiz malzemeler, kimyasallar ve enerji üretimi için kullanılmaktadır.

Yenilenebilir yakıt tüketimi, elektrik, dönüşüm ve enerji dışı kullanımlar, ana durum ve Net Sıfır Senaryosu, 2023-2030



IEA. CC BY 4.0.

Not: NZE = 2050 Senaryosuna Göre Net Sıfır Emisyon.

Kaynak: IEA (yakında çıkacak), [Dünya Enerji Görünümü 2023](#).

Katı biyoenerji

Küresel özet

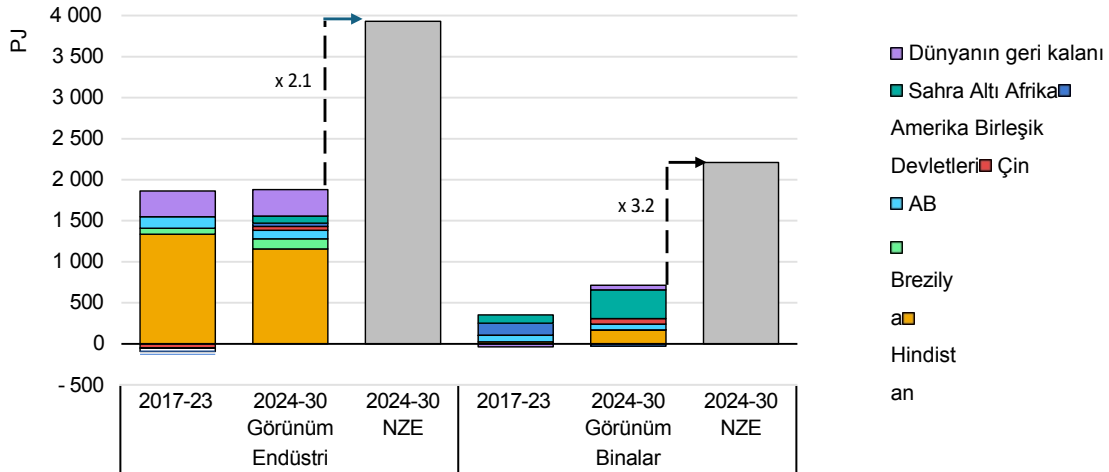
Modern katı biyoenerji tüketiminin 2030 yılına kadar yaklaşık beşte bir oranında (+ 2,6 EJ) artarak 18 EJ'ye ulaşacağı tahmin edilmektedir. Büyümenin %70'inden fazlası sanayi sektöründen gelmektedir ve bu da Hindistan'da çoğunlukla genişleyen şeker ve etanol üretimini yansıtmaktadır. Geriye kalan büyüme ise temel olarak geleneksel kullanım alanlarının ikame edilmesinden kaynaklanmaktadır.

Sahra altı Afrika, Hindistan ve Çin'de gelişmiş biyokütle pişirme ve ısıtma sobaları ile biyokütle ve daha az ölçüde Avrupa'da modern biyokütle sobaları ve kazanlarının yaygınlaştırılması. Genel olarak, gelişmekte olan ve yükselen ekonomilerde biyokütle kullanımının modernleştirilmesinden elde edilen verimlilik kazanımları, toplam yıllık katı biyoenerji tüketiminin görünüm dönemi boyunca küresel olarak %5 oranında azalmasını sağlamaktadır.

2023 yılında katı biyoenerji, toplam nihai enerji tüketiminin %3,5'ini (16 EJ) oluşturarak küresel olarak en çok kullanılan modern yenilenebilir yakıt olmuştur. Diğer 19 EJ ise verimsiz (geleneksel) yakıtlara karşılık gelmektedir.¹⁹⁾ biyokütlenin pişirme ve ısınma amaçlı kullanımı. Biyokütlenin bu geleneksel kullanımları gelişmekte olan dünyada yaygındır ve Sahra-altı Afrika, Hindistan ve Çin toplamın dörtte üçünü oluşturmaktadır. Bunlar dışında, modern katı biyoenerjinin doğrudan kullanımı ağırlıklı olarak endüstriyel proses ısısına, daha sonra binalarda alan ve su ısıtmasına, bölgesel ısıtmaya ve marjinal olarak tarıma ayrılmıştır.

IEA 2050'de Net Sıfır Senaryosunda, modern katı biyoenerji tüketimi, başta çimento sektörü olmak üzere sanayide biyokütle kalıntılarına ve kentsel katı atıklara daha fazla güvenilmesi ve biyokütlenin geleneksel kullanımlarının daha hızlı ikame edilmesi nedeniyle bizim görünümümüze göre 2,4 kat daha hızlı artmaktadır.

Bina ve sanayi sektörlerinde modern katı biyoenerji tüketim değişiklikleri, görünüm ve Net Sıfır Senaryosu, 2017-2030



Not: NZE = 2050 Senaryosuna Göre Net Sıfır Emisyon.

Kaynaklar: IEA (yakında çıkacak), [Dünya Enerji](#)

[Görünümü 2024](#).

IEA. CC BY 4.0.

¹⁹ "Geleneksel biyokütle kullanımı" terimi, açık ocaklar ve çamurlar gibi temel teknolojiler kullanılarak yakılan yerel katı

biyoyakıtların (odun, odun kömürü, tarımsal kalıntılar ve hayvan gübresi) kullanımını ifade etmektedir. Bu tür çözümlerin düşük dönüşüm verimliliği çevreyi olumsuz etkileyebilir ve iç mekan hava kirliliği yaratarak sağlık açısından tehlike oluşturabilir.

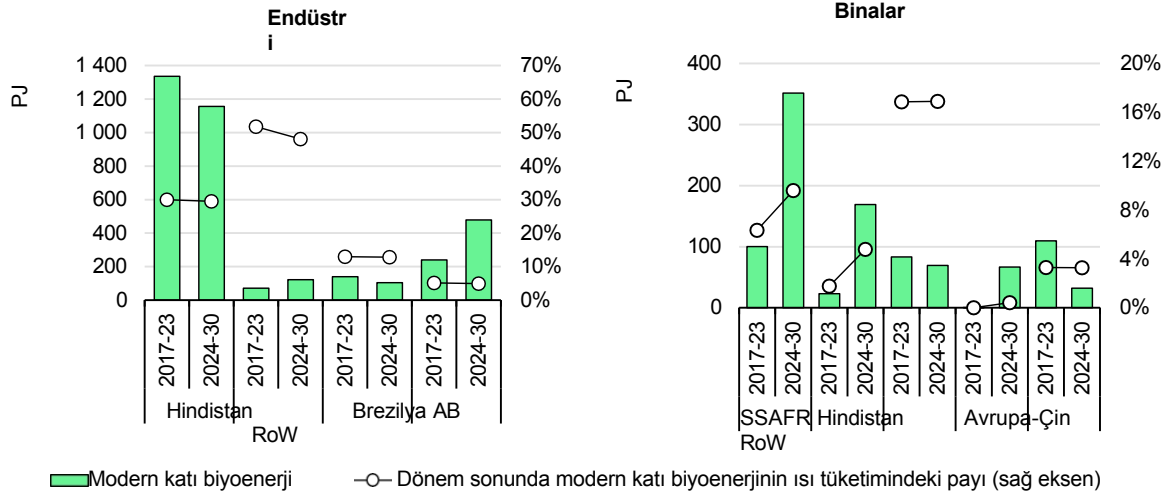
Binalar

Bina sektöründe modern katı biyoenerji kullanımı, 2023'e göre %16'lık bir artışla, görünüm döneminde 0,7 EJ genişlemektedir. Bu büyümenin dörtte üçü, modern enerji erişimi sağlama çabalarının ardından Sahra altı Afrika ve Hindistan'da gerçekleşmektedir. Örneğin, 2028 yılına kadar evrensel erişime ulaşma hedefiyle Kenya, 2024 yılında [Ulusal Pişirmeye Geçiş Stratejisini](#) başlatmıştır ve bu stratejide geliştirilmiş biyokütle ocakları özellikle kırsal alanlarda uygun bir geçiş çözümü olarak görülmektedir. Buna karşın, ısı pompalarının yenilenebilir ısı için birincil büyüme alanı olduğu gelişmiş ekonomilerde modern biyoenerji talebi sabit kalmaktadır. Gelişmekte olan ekonomiler, 2023 yılında %30 olan binalarda modern katı biyoenerji kullanımının 2030 yılına kadar yaklaşık %40'ını oluşturmaktadır.

Büyüme tahmin dönemi boyunca da hızlanmaktadır. Bina sektöründeki yıllık modern katı biyoenerji tüketimi son altı yıllık dönemde küresel olarak %8 (+0,3 EJ) artmıştır - önümüzdeki altı yılda beklenen büyümenin yarısından daha az. Amerika Birleşik Devletleri 2017-2023 yılları arasındaki büyümenin neredeyse yarısını, özellikle de ana ikincil ısıtma yakıtları olan odun ve peletlerin maliyetinin doğal gaz ve elektrikle rekabet edebildiği Kuzeydoğu Eyaletleri'ni oluşturmuştur. Geri kalan kısım ise çoğunlukla Avrupa'da artan odun ve pelet cihaz kullanımından ve özellikle güçlü nüfus artışının ısı talebini de artırdığı Sahra altı Afrika'da gelişmiş biyokütle sobalarının (tahmin dönemi boyunca beklenenden daha yavaş bir oranda olsa da) yaygınlaşmasından kaynaklanmıştır.

Avrupa biyokütle piyasalarının önümüzdeki yıllarda birçok yeni politika güncellemesinden faydalanması beklenmektedir. RED III güncellenmiş yenilenebilir enerji hedeflerine ek olarak, [Binalarda Enerji Performansı Direktifi](#) (2024 yılında revize [edilmiştir](#)), 2025 yılına kadar sübvansiyonların kaldırılması yoluyla fosil yakıtla çalışan kazanların kademeli olarak kullanımdan kaldırılması da dahil olmak üzere çeşitli olumlu hedefler ve önlemler içermektedir. Buna ek olarak, AB Emisyon Ticaret Sistemi (ETS) Direktifi'nin 2023 revizyonunun bir parçası olarak oluşturulan ve 2027'den itibaren faaliyete geçecek olan [yeni ETS2](#)'nin binalarda ve enerji yoğun olmayan endüstrilerde biyoenerji kullanımını desteklemesi beklenmektedir. Ancak, [revize edilen Arazi Kullanımı, Arazi Kullanım Değişikliği ve Ormanlık Yönetmeliği](#)'nin (LULUCF) ormancılık hasadı ve dolayısıyla pelet üretimi için mevcut kalıntılar üzerindeki etkileri [konusunda](#) belirsizlik devam etmektedir.

Modern katı biyoenerji tüketimindeki değişiklikler ve bina ve sanayi ısı talebindeki payları, seçilmiş bölgeler, 2017-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: RoW = dünyanın geri kalanı. SSAFR = Sahra-altı

Afrika. Kaynaklar: IEA (yakında çıkacak), [Dünya Enerji](#)

[Görünümü 2024.](#)

Peletlerin yeniden daha uygun fiyatlı hale gelmesiyle konut tipi pelet cihaz satışları 2023'teki düşük seviyelerden toparlanıyor

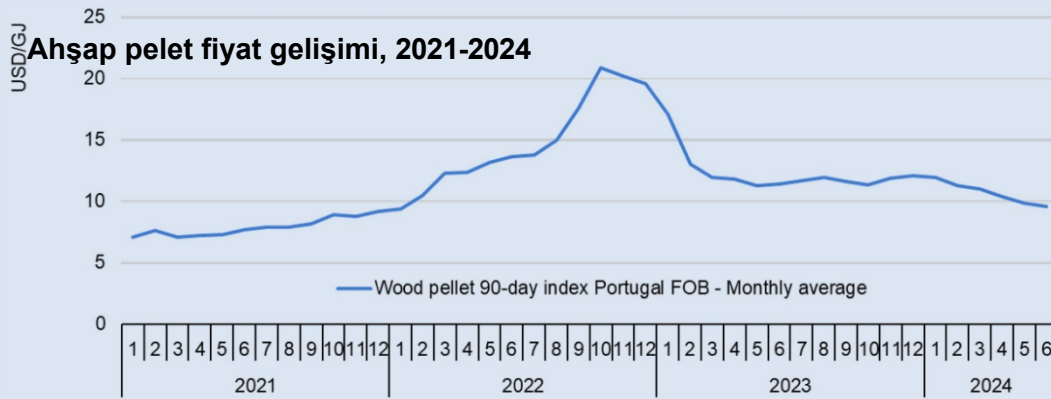
Avrupa, modern katı biyoenerjinin en büyük konut ve ticari tüketicisidir ve küresel bina sektörü tüketiminin yarısından fazlasını oluşturmaktadır. Binalarda tüketilen katı biyoenerjinin çoğunu kütükler ve odun yongaları oluşturmaktadır, ancak ısıtma için odun peletlerinin kullanımı son on yılda özellikle konut sektöründe hızla artmaktadır. Avrupa Birliği, 2023 yılında [üretimin %44'ünü ve tüketimin %50'sini](#) oluşturarak dünyanın en önde gelen pelet pazarıdır - özellikle konutlarda kullanım için. Yirmi yıl boyunca pelet pazarının sürekli genişlemesinin ve pelet bazlı cihazların iki yıllık rekor satışlarının ardından, küresel pelet üretimi 2023'te durdu ve pelet cihazları pazarı rüzgarlarla karşı karşıya.

AB'nin Belarus ve Rusya'dan gelen orman ürünlerine 2022 yılında uygulamaya koyduğu ambargo ve enerji krizi sırasında tüketicilerin pelet stoklama telaşı, Avrupa Birliği'nde arz sıkıntısına ve 2022 yılında pelet fiyatlarında keskin bir artışa yol açmış, bu da 2023 yılına kadar tüketici güvenini ve tercihlerini etkilemiştir. Ayrıca, pelet sobaları için sübvansiyonların azaltıldığı Fransa ve hükümetin "superbonus" vergi kredisini %110'dan %90'a düşürdüğü ve kamu maliyesi üzerindeki etkisine ilişkin endişeler nedeniyle kredi ticareti planını durdurduğu İtalya gibi birkaç önemli pazarda politika değişiklikleri yaşandı.

Azalan inşaat faaliyetleri ve özellikle ılıman bir kış (yani daha kısa bir ısıtma sezonu ve daha az ısıtma sistemi arızası) da daha az ısıtma sistemine katkıda bulunmuştur.

cihaz satışları azalırken, tüketicilerin yüksek faiz oranları ve enflasyon nedeniyle büyük tutarlı alımlardan kaçınması, hanhalklarının büyük yatırımları ve güçlendirme projelerini ertelemesine veya daha ucuz alternatifleri tercih etmesine yol açtı. Sonuç olarak, 2023 yılında Avrupa'da konut tipi pelet cihazlarının satışları keskin bir şekilde - yarıdan fazla - azalırken, odun sobalarının satışları artmıştır. Polonya, özellikle Temiz Hava Programı kapsamında eski kömür kazanlarının değiştirilmesine yönelik cazip yatırım desteği sayesinde pelet soba ve kazan satışlarının istikrarlı seyrettiği önemli bir istisna olmuştur. Konut segmentinin aksine, büyük ölçekli cihazların (>30-50 kW) satışları pelet fiyatlarındaki dalgalanmalardan daha az etkilenmiş ve yıl boyunca güçlü kalmıştır.

Ancak, konut aletlerindeki düşüş eğilimi geçici olmuştur. Bazı Avrupa ülkelerinde (özellikle Fransa, Polonya, Almanya ve [İspanya](#)) artan pelet üretimi ve Amerika Birleşik Devletleri, Vietnam ve [Brezilya](#)'dan yapılan ek ithalat, Rusya ve Belarus'tan yapılan ithalat kaybını telafi ederken, pelet talebi ılıman kış koşulları ve ticari ısı ve enerji sektöründeki düşük tüketim nedeniyle biraz azaldı. Sonuç olarak, pelet fiyatları 2023'ün ilk yarısında geriledi ve konut aletleri piyasaları o zamandan beri büyük ölçüde toparlandı. Yine de, üretim maliyetleri yüksek elektrik fiyatlarından etkilenmeye devam ettiği için pelet fiyatları 2022 öncesi seviyelerine ulaşamamıştır.



Not: FOB = gemide serbest.

Kaynak: Argus (2024), [Argus Biomass Markets](#), IEA tarafından değiştirilmiştir.

Endüstri

Modern biyoenerji tüketimi 2030 yılında %17 (+1,9 EJ) artarak 13 EJ'ye yükselmiştir. Hindistan bu artışın %60'ını oluşturmaktadır, bunun başlıca nedeni biyokütle kalıntılarını (şeker kamışı küspesi ve saman) ısı için kullanan şeker ve etanol endüstrisinin genişlemesidir. Hindistan 2021 yılında briket üretimini desteklemek için bir [Biyokütle Programı başlatarak](#) diğer endüstrilerde biyoenerji kullanımını destekleyen saatte yaklaşık 11.000 USD/metrik ton üretim kapasitesi sağlamıştır. Aynı zamanda

Bu yıl, ülke ayrıca termik santraller için iddialı bir ortak yakma talimatı yayınladı; 2026'dan önce aşamalı olarak yürürlüğe girmesi ve potansiyel olarak yerel pelet endüstrisini de canlandırması bekleniyor. Sonraki en büyük artışlar, esas olarak çimento endüstrisinde belediye atıklarının ve enerji yoğun olmayan alt sektörlerde biyokütlenin daha fazla kullanılması nedeniyle Avrupa Birliği'nde gerçekleşmiştir. Diğer bölgelerdeki büyüme, kağıt hamuru ve kağıt endüstrisi gibi halihazırda modern biyoenerji kullanan endüstrilerdeki küçük genişlemelerle sınırlı kalmıştır.

Katı biyoenerji, çeşitli endüstriyel proseslerin gerektirdiği sıcaklık ve basınçta ısı talebini karşılamak için çok uygun olsa da, ters potansiyel sektöre göre önemli ölçüde değişmektedir. Örneğin, kağıt hamuru ve kağıt endüstrisi halihazırda enerji üretimi için biyokütle kaynaklarını yoğun bir şekilde kullanırken, çimento endüstrisinde kentsel katı atıkların kullanılmasına yönelik henüz kullanılmamış potansiyel oldukça yüksektir. Ancak biyokütle atık ve artıklarını yerinde üretmeyen diğer sektörlerde biyoenerji kullanımının yaygınlaştırılması, biyokütle yakıt tedarik zincirlerinin kurulmasını ve yakıt özellikleri ile homojenliğinin mevcut ekipman ve süreçlerle uyumlu olmasını gerektirdiğinden daha zordur.

Bölgesel Isıtma

Katı biyoenerji aynı zamanda bölgesel ısıtmada kullanılan en büyük yenilenebilir yakıttır ve esas olarak kentsel katı atık ve kojenerasyon için kullanılan biyokütle şeklindedir. Bölgesel ısıtmada biyoenerji kullanımının 2030'a kadar yaklaşık üçte bir oranında artması beklenmektedir ve bu gelişme esas olarak RED III'ün yenilenebilir enerji kaynaklarının payını artırmak için bağlayıcı hedefler yoluyla benimsenmesini desteklediği Avrupa Birliği'ndeki gelişmelerden kaynaklanmaktadır. Katı biyoenerjinin bölgesel ısı arzındaki payı, 2023 yılında %30'un üzerinde olmak üzere bu bölgedeki en yüksek orandır ve Danimarka, Estonya, İsveç, Litvanya, Letonya, Avusturya ve Finlandiya gibi ülkelerde bu oran %50'yi aşmaktadır.

Avrupa'da, üç yıllık art arda büyümenin ardından, kentsel katı atıklardan ısı üretimi [2022 yılında bir önceki yıla göre %4 azalmıştır](#). Bu düşüşün bir kısmı ekonomik yavaşlama sırasında daha düşük tüketimden (dolayısıyla daha az atık bazlı üretimden) kaynaklanırken, önerilen [revize edilmiş Avrupa Atık Çerçeve Direktifi](#) ile desteklenen iyileştirilmiş atık ayrıştırma ve geri dönüşüm ve kompostlamanın geliştirilmesi gibi daha yapısal eğilimlerin önümüzdeki yıllarda enerji üretimi için atık kullanılabilirliğini azaltması beklenmektedir.

Biyoyakıtlar

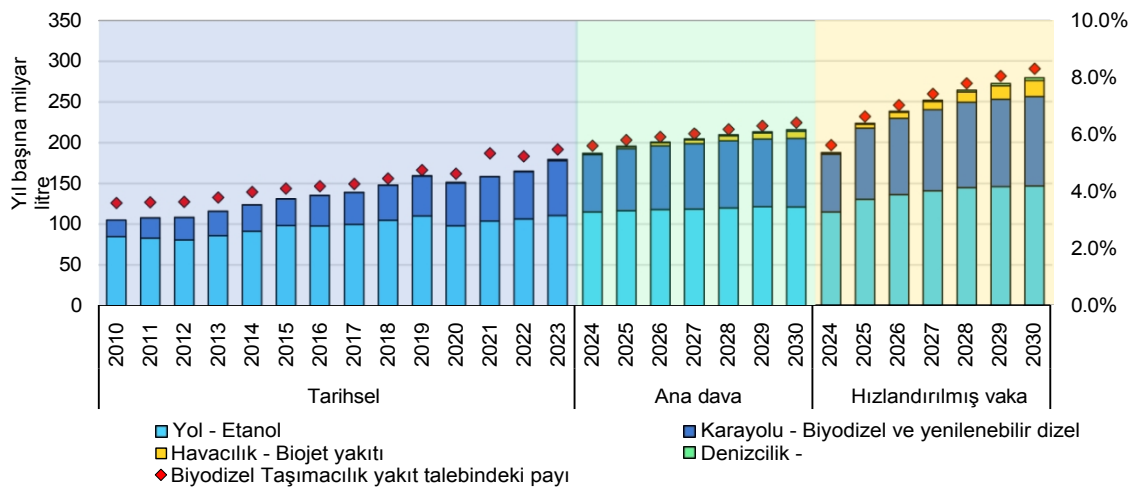
Küresel özet

Tüm ulaştırma sektörlerinde biyoyakıt kullanımı artıyor

Biyoyakıtların toplam sıvı yakıt taşıma talebindeki payı 2023'te %5,6'dan 2030'da %6,4'e (hacim bazında) yükselerek ana durumda 2030'da yılda 215 milyar litreye (5,7 EJ) ulaşmaktadır. Bu büyüme, birlikte %85'ini oluşturan Amerika Birleşik Devletleri, Avrupa, Brezilya, Endonezya ve Hindistan'da yoğunlaşmaktadır. Bu bölgeler, biyoyakıtın benimsenmesini desteklemek için sadece zorunluluklarını, sera gazı yoğunluğu hedeflerini ve mali teşviklerini sürdürmekle kalmıyor, çoğu durumda güçlendiriyor. Küresel olarak, karayolu biyoyakıt talebi 27 milyar litre (0,8 EJ), havacılık ve denizcilik yakıt kullanımı ise yaklaşık 9 milyar litre (0,3 EJ) artmaktadır.

Hızlandırılmış durumda, biyoyakıt talebi %70 daha artarak 2030 yılında 275 milyar litreye (7,5 EJ) ulaşmaktadır. Bu hızlandırılmış büyüme büyük ölçüde Amerika Birleşik Devletleri'nin daha sıkı uzun vadeli politikalar uygulamasından (ana vakaya 19 milyar litre daha ekler), Hindistan ve Endonezya'nın planlanan politika hedeflerini karşılamak için zorlukları ele almasından (+11 milyar litre/yıl), Çin'in mütevazı karayolu, havacılık ve denizcilik hedeflerini uygulamasından (+11 milyar litre/yıl) ve Uluslararası Denizcilik Örgütü'nün (IMO) 2030 denizcilik yakıt harmanlama hedeflerini karşılamak için orta vadeli önlemler almasından (+1,6 milyar litre) kaynaklanmaktadır.

Ülke ve yakıt türüne göre karayolu biyoyakıt tüketimi, ana ve hızlandırılmış durumlar, 2010-2030



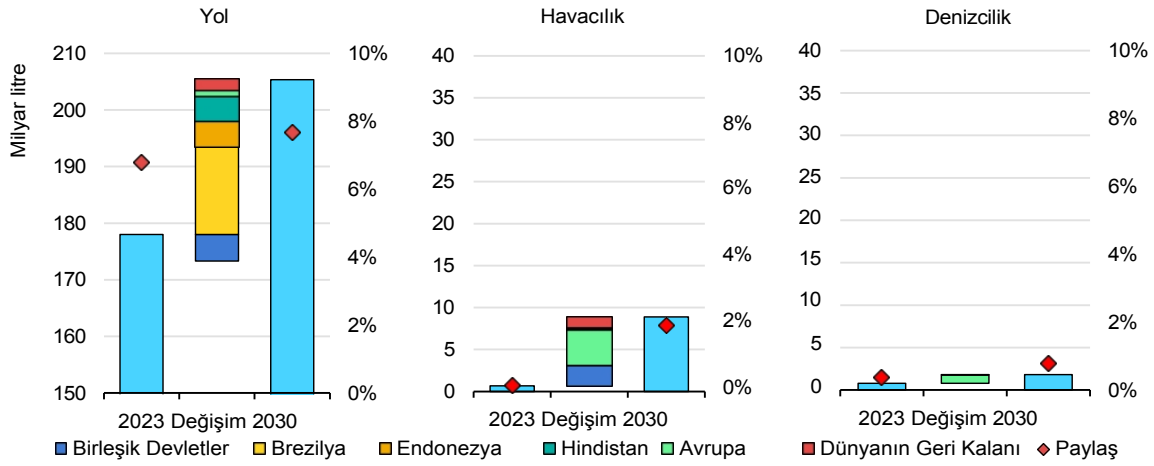
IEA. CC BY 4.0.

Kaynak: Ulaşım talebi IEA (2024), [Petrol 2024](#)'ten alınmıştır.

Ana durumda, bölgesel biyoyakıt büyümesi sektörel hatlar boyunca ayrıışmaktadır. Karayolu segmentinde, Brezilya, Hindistan ve Endonezya, zorunluluklar nedeniyle yeni talebin çoğunu oluşturmaktadır

daha katı hale gelir ve talep artar. Bu bölgelerde, ekonomik faaliyet ve elektrikli araçların nispeten daha yavaş benimsenmesi nedeniyle ulaşım yakıtı talebi artmaktadır. Bu ülkelerin yaklaşık 27 milyar litre (0,8 EJ) ekleyerek küresel karayolu biyoyakıt talebini 205 milyar litreye (5,3 EJ) çıkarması beklenmektedir. Buna karşılık, her üç ülkede de bu sektörleri desteklemek için planlar yapılmasına rağmen, ana durumda havacılık ve denizcilik biyoyakıt tüketiminde çok az bir büyüme söz konusudur.

Sektöre ve ülkeye göre biyoyakıt büyümesi, ana durum, 2023-2030



IEA. CC BY 4.0.

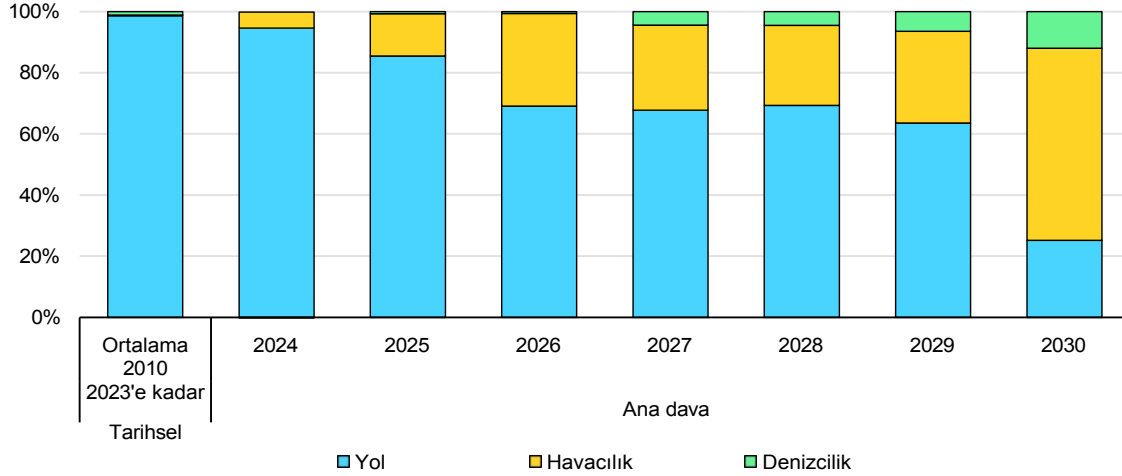
Kaynak: Ulaştırma sıvı yakıt talebi IEA (2024), [Petrol 2024](#)'ten alınmıştır.

Amerika Birleşik Devletleri ve Avrupa'da, havacılık ve denizcilik biyoyakıtları, yeni zorunluluklar ve teşviklerle desteklenen yeni büyümenin neredeyse tamamını oluşturmaktadır. Biyojet yakıt talebi yaklaşık 9 milyar litreye (0,3 EJ) yükselerek küresel havacılık yakıt talebinin %2,0'sini oluştururken, denizcilik biyoyakıtları uluslararası deniz taşımacılığının %0,8'ini oluşturmaktadır. Ancak karayolu sektöründe, ABD ve AB'nin toplam biyoyakıt talebi 2030 yılına kadar artmamaktadır. Her iki bölgede de ulaşım politikaları yürürlükte kalmaya devam ederken - ve Avrupa Birliği'nde daha sıkı hale gelirken - elektrikli araçlar ve daha yüksek araç verimliliği ulaşım enerji talebini azaltmaktadır. Elektrikli araç kullanımı, AB ulaşım hedeflerine ve ABD eyalet düzeyindeki düşük karbonlu yakıt standartlarına ulaşmada da kullanılabilir.

Biyoyakıt talebindeki büyüme 2030 yılına kadar havacılık ve denizcilik yakıtlarına kayıyor

2030 yılına kadar havacılık ve denizcilik, yeni biyoyakıt talebinin %75'inden fazlasından sorumlu olacaktır. Bu sektörlerdeki ortalama yıllık tüketim, Kuzey Amerika, Avrupa ve Japonya'daki hedefleri karşılamak için 2023 ve 2030 yılları arasında %30 artmaktadır. Genel havacılık ve denizcilik yakıt talebi de 2030 yılına kadar artarak büyümeyi daha da desteklemektedir.

Sektöre göre yıllık sıvı biyoyakıt talebi büyüme payları, ana durum, 2023-2030



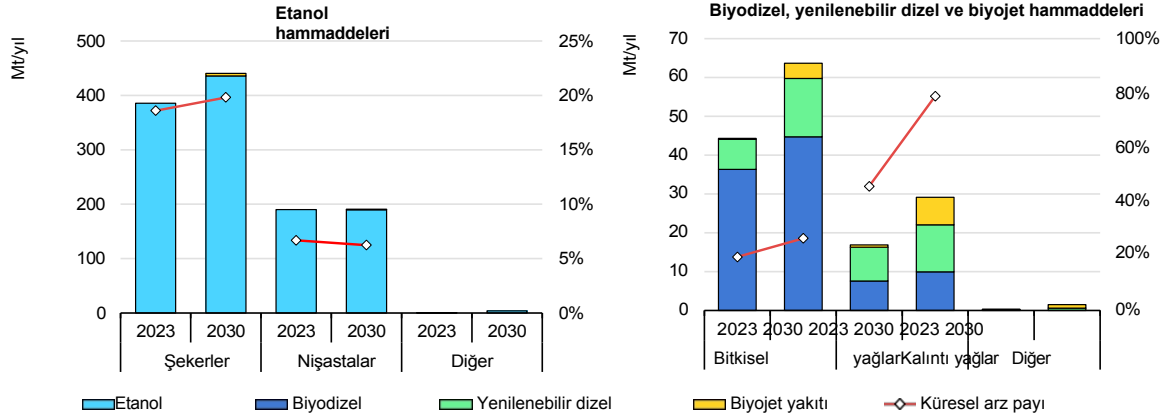
IEA. CC BY 4.0.

Buna karşılık, karayolu biyoyakıtları için yıllık talep artışı 2030 yılına kadar önemli ölçüde yavaşlayarak sadece %0,3'e düşmektedir. Hükümetler tahmin dönemi boyunca biyoyakıt zorunlulukları, teşvikleri ve sera gazı yoğunluğu standartlarını uygulamaya devam ederken, toplam küresel karayolu [taşımacılığı yakıt talebinin](#) 2028'de zirve yapması ve ABD ve Avrupa'da daha erken zirve yaparak büyümeyi sınırlaması beklenmektedir. Hindistan, Endonezya ve Brezilya gibi hızlı büyüyen pazarlarda bile, toplam taşımacılık yakıt talebi büyümesi 2030 yılına kadar önemli ölçüde yavaşlamaktadır (2024'te beklenen %10'dan %3'e). Yakıt talebi, elektrikli araçların benimsenmesi ve araç verimliliğindeki gelişmelerin bir araya gelmesiyle küresel olarak azalmaktadır.

Havacılık ve denizcilik biyoyakıt talebi, kalıntı petrol için rekabeti artıracak

2030 yılına gelindiğinde, kullanılmış yemeklik yağ, donyağı ve palm yağı deşirmeni atığı dahil olmak üzere artık yağlara olan talep %70 artarak 30 Mt/yıl'a ulaşacak ve tahmini arz potansiyelinin yaklaşık %80'ini talep edecektir. Biyojet yakıtı, biyodizel ve yenilenebilir dizel üreticileri bu sınırlı arz için yarışıyor, çünkü bu yağlar AB ve Birleşik Krallık hammadde kriterlerine uyarken düşük karbon yoğunluklu biyoyakıt üretmek için kullanılabilir. Artan talep, kalıntı yağların ya da bunlardan üretilen yakıtların ithal edilmesinin yurt içinde toplanmasından daha ekonomik olması nedeniyle ticaretin genişlemesine yol açıyor. Bu ticaret büyümesi, tedariklerin gerçek olduğundan emin olmak için incelemelerin artmasına ve bitkisel yağlar gibi diğer hammaddelerin yerli üreticileriyle daha fazla rekabete yol açmıştır.

Biyoyakıt ve hammaddeye göre biyoyakıt hammadde talebi, ana durum, 2023-2030



Notlar: "Şekerler" şeker kamışı ve şeker pancarını; "niştastalar" mısır, buğday, pirinç ve diğer iri taneli tahılları; "bitkisel yağlar" soya fasulyesi yağı, kolza yağı, palm yağı ve diğer bitkisel yağları; "artık yağlar" kullanılmış yemeklik yağ, hayvansal yağlar, palm yağı, fabrikası atıkları ve diğer artık yağları; "diğer" ise tarımsal artıklar, ormancılık artıkları ve belediye katı atıkları gibi bitkisel olmayan hammaddeleri kapsamaktadır. Şekerler, niştastalar ve bitkisel yağlar için paylar, bu tahmindeki biyoyakıt hammadde talebinin OECD/FAO (2023), [Agricultural Outlook 2023- 2032](#)'deki küresel üretim tahminlerine bölünmesine dayanmaktadır. Kalıntı yağ payı, Dünya Ekonomik Forumu (2020), [Clean Skies for Tomorrow](#) tahminlerinden elde edilen 37 Mt/yıl toplam toplanabilir tedarik miktarına dayanmaktadır. [Net Sıfır Havacılığa Giden Yol Olarak Sürdürülebilir Havacılık Yakıtları](#).

Kısa vadede, bitkisel yağ bazlı üretim ve diğer teknolojilerin kullanımı (örneğin alkolden jete ve Fischer-Tropsch süreçleri) gibi alternatif yollar çok az rahatlama sağlamaktadır. Bitkisel yağların çoğu, AB RED III ve ReFuelEU Havacılık ve Denizcilik girişimleri kapsamında gıda ve yem bitkileri olarak değerlendirilmekte, bu da onları ya uygunsuz ya da kısıtlı hale getirmektedir. Ayrıca, bu biyoyakıt üretim seçeneklerinin çoğunun sera gazı yoğunlukları, kalıntı yağ kullanımından daha yüksektir ve sera gazı yoğunluğu düzenlemeleri altındaki etkinliklerini azaltır. Yeni teknolojiler kullanan biyoyakıt tesisleri planlanmaktadır, ancak çok azı yakın vadede biyoyakıt üretecektir.

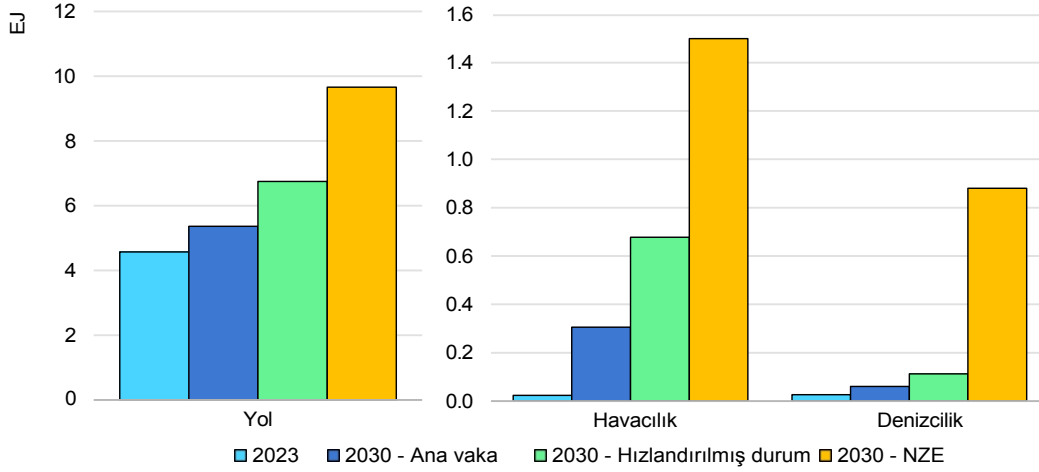
Ancak orta vadede, yeni düşük emisyonlu hammadde yolları daha umut verici görünmektedir. Hem Avrupa Birliği hem de Amerika Birleşik Devletleri, RED III'te ana hatlarıyla belirtildiği gibi, marjinal arazilerde mahsul yetiştirme ve ara ekim gibi yenilikçi tarım uygulamalarını destekleyen politikalar ortaya koymuştur. Amerika Birleşik Devletleri de IRA kredilerini desteklemek amacıyla daha düşük emisyonlu tarımı teşvik etmeye yardımcı olmak için iklim-akıllı tarım konusunda bir kılavuz yayınlamıştır. Ayrıca, 2030 yılına kadar birkaç yeni selülozik etanol ve Fischer-Tropsch (FT) yenilenebilir dizel projesinin devreye alınması planlanmaktadır. Bu projeler, gelişmekte olan teknolojilerden biyoyakıt üretimini yaklaşık on kat artıracaktır.

Biyoyakıt kullanımı tüm sektörlerde IEA senaryosunun gerisinde kalmaktadır

Ana vakamızda, karayolu, havacılık ve denizcilik sektörlerinde biyoyakıt kullanımı, segmente bağlı olarak, 2050 yılına kadar IEA Net Sıfır Senaryosu yörüngesinin 1,6 ila 14 kat gerisinde kalmaktadır. Denizcilik sektörü, temel olarak biyoyakıt kullanımının yetersizliği nedeniyle

Avrupa Birliği'nin ReFuelEU Denizcilik mevzuatının ötesinde önemli yeni talep etkenleri. Öngörülen politikaların küresel olarak uygulanması ve planlanan projelerin tamamlanması halinde, bu açık, özellikle karayolu ve havacılık sektörleri için hızlandırılmış senaryomuzda önemli ölçüde azalabilir. Bununla birlikte, 2050'ye kadar Net Sıfır Senaryosuna kıyasla %40'lık bir eksiklik devam etmektedir.

Biyoyakıt tüketimi, ana durum, hızlandırılmış durum ve Net Sıfır Senaryosu, 2023-2030



IEA. CC BY 4.0.

Not: NZE = 2050 Senaryosuna Göre Net Sıfır Emisyon.

Kaynak: IEA (2023), [Dünya Enerji Görünümü 2023](#).

Bu boşluğu doldurmak için, 2050'ye kadar Net Sıfır Senaryosu ile uyumlu arz ve talep politikalarının uygulanması, zorunluluklar, teşvikler ve sera gazı yoğunluğu gerekliliklerinin dahil edilmesi çok önemli olacaktır. Havacılık ve denizcilik sektörleri, politikaların henüz yeni uygulanmaya başlaması ve denizcilik ve havacılık yakıtlarının uluslararası niteliği göz önüne alındığında küresel koordinasyonun elzem olması nedeniyle en çok dikkat gerektiren sektörlerdir. Ayrıca, 2050 yılına kadar Net Sıfır Senaryo büyümesine ulaşılması, yeni teknolojilerin ve yenilikçi tarım uygulamalarının yaygınlaştırılmasına bağlı olacaktır. Dolayısıyla, sürdürülebilirlik gereklilikleri ve yeni teknolojiler ile yeni tarım yöntemlerinin desteklenmesi, bu yeni politikalar için gerekli tamamlayıcı unsurlardır.

Yol

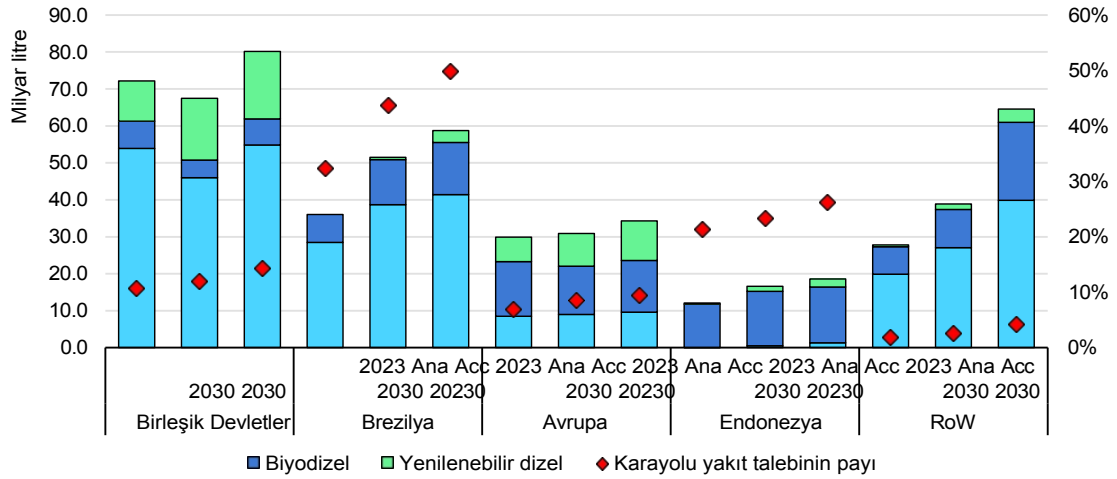
Tahmin

Karayolu biyoyakıt talebinin 2030 yılına kadar 27 milyar litre (0,80 EJ) artarak 205 milyar litreye (5,4 EJ) ulaşacağı tahmin edilmektedir. Bu büyümenin çoğu, artan sıvı yakıt talebi, nispeten yavaş elektrikli araç alımı ve biyoyakıt harmanlama gerekliliklerinde planlanan artışlar nedeniyle Hindistan, Endonezya ve Brezilya'da gerçekleşecektir. Amerika Birleşik Devletleri ve Avrupa'da politika desteği devam etmektedir, ancak dizel ve benzin kullanımı %10 azalmaktadır.

elektrikli araçların hızla benimsenmesi ve araç verimliliğindeki iyileşmeler nedeniyle -20% 'ye düşecektir. Her iki pazarda da yenilenebilir dizel tüketimi, yüksek konsantrasyonlarda harmanlanabildiği ve artık yağlardan üretilebildiği ve ülkelerin politika hedeflerine ulaşmalarına yardımcı olan düşük sera gazı yoğunlukları sunduğu için en fazla artmaktadır.

Tahmin edilen büyüme geçen yıla göre 13% oranında artırılmıştır. Amerika Birleşik Devletleri ve Avrupa'da benzin talebinin biraz daha yavaş düşmesi bu artışın büyük bir kısmını oluşturmaktadır, çünkü daha fazla ulaşım yakıtı talebi, harmanlama gereksinimlerini karşılamak için daha büyük miktarlarda biyoyakıt gerektirmektedir.

Ülke ve yakıtı göre karayolu biyoyakıt tüketimi, ana ve hızlandırılmış durumlar, 2023-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Acc = hızlandırılmış vaka. RoW = dünyanın geri kalanı. Kaynak: Karayolu taşımacılığı talebi IEA (2024), [Petrol 2024](#).

Amerika Birleşik Devletleri'nde karayolu biyoyakıt kullanımının 5 milyar litre (0,05 EJ) düşeceği, harmanlama paylarının ise artacağı tahmin edilmektedir. Yenilenebilir Yakıt Standardı, eyalet düzeyinde düşük karbonlu yakıt standartları ve IRA kapsamındaki vergi kredileri biyoyakıt harmanlamasını desteklemeye devam etmektedir. Ancak, elektrikli araçların yaygınlaşması, araç verimliliğindeki gelişmeler ve daha yüksek etanol karışımları için sınırlı altyapı nedeniyle benzin talebindeki düşüş, etanol talebinde 8 milyar litrelik (0,17 EJ) bir azalmaya yol açmaktadır. Biyodizel tüketimi de, daha iyi harmanlama özelliklerine sahip yenilenebilir dizel tarafından geride bırakıldığı için yaklaşık 3 milyar litre (0,09 EJ) düşmektedir.

Buna karşılık, yenilenebilir dizel kullanımı 6 milyar litre (0,2 EJ) artmaktadır, çünkü dizel ile daha yüksek oranlarda harmanlanabilmektedir. Bu artışın çoğu, planlanan yenilenebilir dizel projelerinin devreye girmesiyle tahmin döneminin başlarında gerçekleşmektedir. Daha hızlı bir büyüme elde etmek için daha güçlü yenilenebilir yakıt standardı hedefleri ve eyalet düzeyinde güçlendirilmiş düşük karbonlu yakıt standartları gerekecektir. Örneğin, düşük karbonlu yakıt standardı

kredileri ve Yenilenebilir Kimlik Numarası (RIN) fiyatları 2023'ten bu yana %25 ila -60 oranında düşerek yeni biyoyakıt üretimi için teşvikleri azaltmıştır.

Avrupa'da RED III'ün yürürlüğe girmesine rağmen biyoyakıt talebi tahmin dönemi boyunca sabit kalırken, harmanlama payları artmaktadır. Yenilenebilir enerji hedefi yükseltilmiş olsa da, genel [ulaşım yakıtı](#) talebinin tahmin dönemi boyunca %16 azalması ve RED III çifte sayım hükümleri nedeniyle biyoyakıt talebinde sadece küçük bir artış bekliyoruz.

RED III kapsamında, belirli hammaddelerden elde edilen biyoyakıtlar yasal hedeflere iki kez sayılabilir, bu da yenilenebilir enerji hedefini karşılamak için daha az litre biyoyakıt gerektiği anlamına gelir. Buna ek olarak, elektrikli araçlarda kullanılan yenilenebilir elektrik de hedefe dahil edilerek biyoyakıt talebi sınırlandırılmaktadır. **İsveç'in** 2023 ulaştırma sera gazı yoğunluğu hedefini yüzde 34 puan azaltma kararı da büyümeyi yavaşlatıyor. Bugüne kadar, ülkedeki yenilenebilir dizel talebi yaklaşık %90 azaldı ve Avrupa genelinde %20'lik bir düşüşe katkıda bulundu. Talepteki bu ani düşüş, Avrupa'dan biyodizel ihracatının artmasına ve biyodizel ve yenilenebilir dizel fiyatlarının düşmesine katkıda bulunmuştur.

Bu arada, **Brezilya'nın** biyoyakıt talebi 2030 yılında 15 milyar litrenin (0,4 EJ) üzerinde bir artışla 51 milyar litreye (1,2 EJ) ulaşarak, hacim bazında neredeyse %45'lik bir biyoyakıt harmanlama oranına ulaşan en büyük ülke olmuştur. Bu büyüme, artan benzin ve dizel talebinin yanı sıra, 2030 yılına kadar maksimum etanol harmanlamasını %35'e ve biyodizeli %20'ye çıkarma hükümlerini içeren Geleceğin Yakıtı Programının uygulamaya konmasından kaynaklanmaktadır. Brezilya ayrıca, sürücülerin fiyata bağlı olarak yüksek veya düşük etanol karışımını benzin seçmesine olanak tanıyan ve zorunlu miktarın üzerinde etanol karışımlarına izin veren geniş bir esnek yakıtlı araç filosuna sahiptir.

Endonezya'da biyodizel harmanlama oranı 2024 yılında %34'e ulaşmıştır ve fosil dizel ile maliyet farkını kapatmak için palm yağı ihracat gelirlerini kullanan bir finansman mekanizması ile desteklenerek 2030 yılına kadar %35'e çıkarılması planlanmaktadır. Benzer şekilde, **Hindistan'da** hükümet, hammadde türüne bağlı olarak etanol için garantili fiyatlandırma ile desteklenen 2025/26 yılına kadar %20'lik etanol harmanlama hedefini sürdürmeye devam etmektedir.

Hızlandırılmış durumda, karayolu biyoyakıt talebi 2030 yılına kadar ana duruma göre 51 milyar litre (1,4 EJ) artarak 255 milyar litreye (6,8 EJ) ulaşmaktadır. Bu ek büyüme, Amerika Birleşik Devletleri'ndeki daha iddialı yenilenebilir yakıt standardı hedeflerinden, daha yüksek etanol harmanlama altyapısının daha hızlı genişletilmesinden, Brezilya'da yenilenebilir dizel için açık destekten, Avrupa Birliği'nde daha iddialı yol hedeflerinden ve Endonezya'nın etanol harmanlama hedeflerine ve Hindistan'ın biyodizel harmanlama hedefine ulaşma politikalarından kaynaklanmaktadır.

Fiyatlar

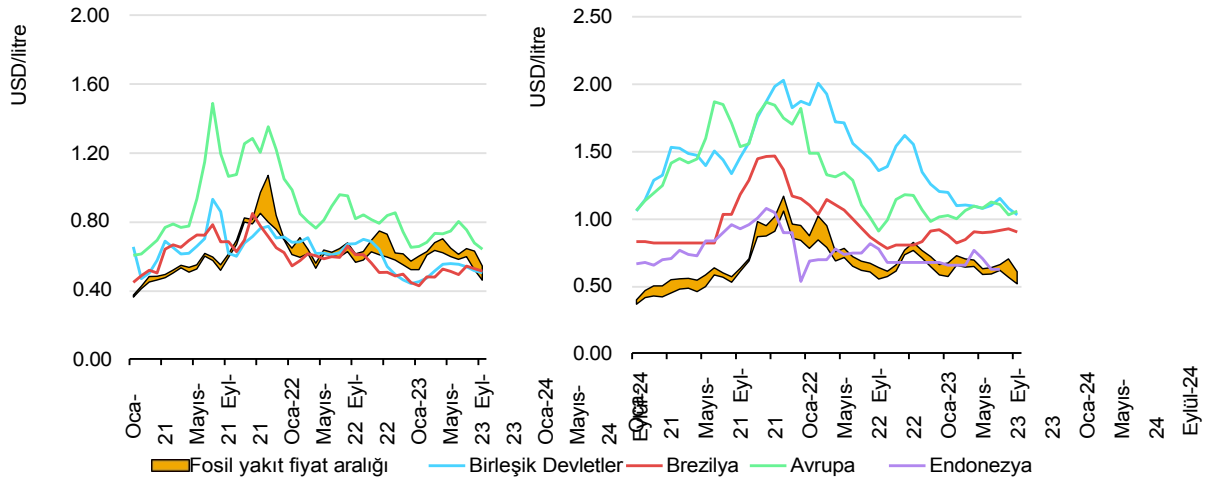
Karayolu biyoyakıt fiyatları düşmüş ve ticaret kesintileri, yüksek enerji ve gübre fiyatları ve hava koşullarına bağlı arz kesintilerinin hammadde fiyatlarını rekor seviyelere çıkardığı 2022 yılında ulaşılan zirvelerin altında kalmıştır. Eylül 2024 itibarıyla etanol fiyatları ortalama %25'e yakın düşerken, biyodizel ve yenilenebilir

dizel fiyatları ortalama 2022 fiyatlarına göre %35'in üzerinde düşmüştür. Her iki düşüş de temel olarak 2022 ile 2024'ün ilk yarısı arasında şeker (-%10), mısır (-%35) ve bitkisel yağlar (-%30) için fiyat düşüşleri ile daha fazla hammadde satın alınabilirliğinden kaynaklanmaktadır. Buna ek olarak, biyodizel ve yenilenebilir dizel sektörlerindeki arz fazlası ve Çin'den gelen düşük maliyetli kullanılmış yemeklik yağ akışı, 2024 yılında fiyatlar üzerinde baskı oluşturmaktadır.

Bununla birlikte, piyasa fiyatları biyodizel ve yenilenebilir dizel için 2010-2019 ortalamasına kıyasla %15 daha yüksek kalırken, etanol fiyatları bu ortalamaya yakın seyretmektedir.

Avrupa'da, ucuz Çin ithalatı ve düşük talep, daha kazançlı bir pazar arayan Avrupalı üreticileri ABD'ye [biyodizel ihracatını artırmaya](#) sevk etti. Bu ithalatlar 2023 yılında Amerika Birleşik Devletleri'nde biyodizel kullanımındaki düşüş eğiliminin tersine dönmesine yardımcı olmuştur. Ancak, AB'nin antidamping soruşturması ve Çin ithalatına gümrük vergisi koyma planları nedeniyle Çin'in Avrupa'ya ihracatı azaldığı için bu eğilimin 2024 yılında devam etmesini beklemiyoruz.

Biyoyakıt ve fosil yakıt fiyatları: Etanol ve benzin (solda) ve biyodizel ve dizel (sağda), 2021-2024



Kaynaklar: Fiyatlar Argus ve S&P Global ortalamalarına dayanmaktadır. Fosil yakıt fiyat aralığı Avrupa, Kuzey Amerika ve Güneydoğu Asya için başlıca endekslerin ortalamalarına dayanmaktadır.

Orta vadede, biyodizel ve yenilenebilir dizel fiyatlarının tarihsel ortalamaların üzerinde kalmasını bekliyoruz, çünkü bunlardan yapılan hammaddeler karayolu, havacılık ve denizcilik yakıtları için yüksek talep görmeye devam ediyor. Biyodizel ve yenilenebilir dizel aynı zamanda küresel hammadde üretimi ve arzında giderek daha büyük paylara sahip olmaktadır. Buna karşılık, hammadde üretim paylarının tahmin dönemi boyunca sabit kalması ve bazı pazarlarda etanol talebinin azalması nedeniyle etanol fiyatlarının daha az baskıyla karşılaşması muhtemeldir.

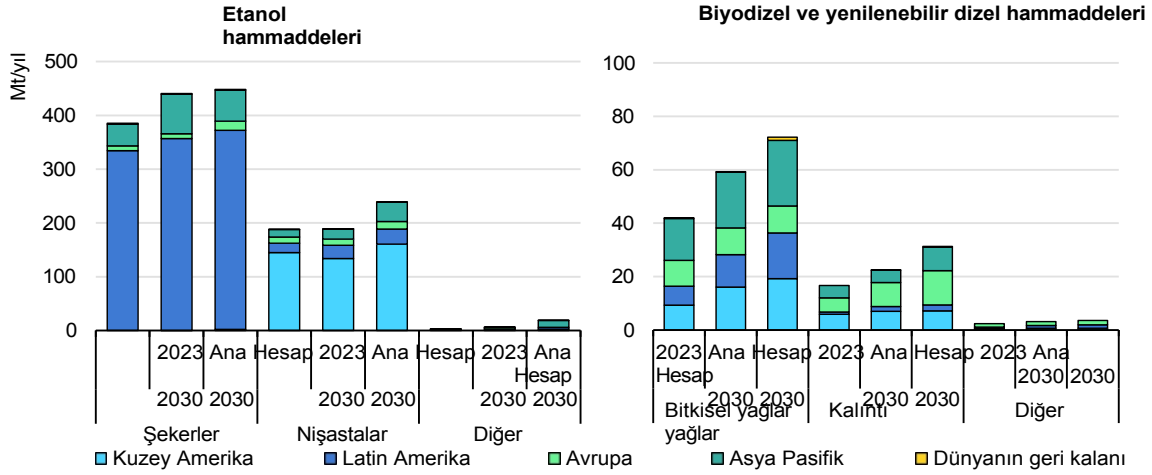
Hammaddeler

Toplam karayolu hammadde talebi 2030 yılına kadar %13 artarak 700 Mt'un üzerine çıkacak ve küresel biyoyakıt hammadde talep artışının yaklaşık %90'ını oluşturacaktır. Bitkisel yağlar ve kalıntı yağlar, biyodizel ve yenilenebilir dizel üretimindeki genişlemenin çoğunu desteklemekte ve talep Amerika Birleşik Devletleri, Endonezya, Brezilya ve Avrupa'da yoğunlaşmaktadır. Brezilya ve Hindistan'daki yeni etanol üretiminin çoğu nişasta (öncelikle mısır) ve şekerlere (öncelikle şeker kamışı) dayanmaktadır. Selülozik etanol ve FT yenilenebilir dizel için odunsu atıklar ve kalıntılar gibi diğer hammaddelere yönelik talep 2023 seviyelerini beş kattan fazla aşmaktadır, ancak bunlar genel hammadde talebinin küçük bir bileşeni (%1'den az) olarak kalmaktadır.

Yurtiçinde bulunabilirlik, farklı bölgelerde kullanılan hammadde türlerinin temel belirleyicisi olsa da, sürdürülebilirlik gereklilikleri (sera gazı yoğunluğu gibi) bazı hammadde kullanımını sınırlamakta ve ithalatı teşvik etmektedir. 2023'te küresel şeker üretiminin %60'ından sorumlu olan Brezilya ve Hindistan'da, etanol üretimi için şeker talebi 2023'te 375 Mt iken 2030'a kadar %15 artmıştır. Bu arada, biyoyakıt üreticilerinin başta mısır olmak üzere nişastalara olan talebi, Brezilya'da artarak ve yerel üretimdeki tahmin değişikliklerini takiben Amerika Birleşik Devletleri'nde düşerek toplamda %0,5 artmaktadır.

Bitkisel yağ talebi ana durumda %40'tan fazla artmaktadır. Malezya ve Endonezya artan palm yağı talebinin çoğunu oluştururken, soya fasulyesi yağı ve kanola yağı ABD'deki yeni büyümenin çoğunu desteklemektedir. Amerika Birleşik Devletleri'nde, biyoyakıt üreticileri hammadde fiyatları ve daha iyi sera gazı performansını ödüllendiren IRA ve eyalet düzeyindeki düşük karbonlu yakıt standartlarının kredi faydaları açısından farklı üretim yollarının göreceli faydalarını değerlendireceğinden, tüm hammadde tedarik zincirleri daha düşük sera gazı yoğunluklu yakıtlar üretmek için baskı altında olacaktır. Avrupa'da bitkisel yağ talebindeki artış, ciddi şekilde bozulmuş arazilerde üretim için [RED III gerekliliklerini](#) karşılayan mahsullerle veya spesifikasyonları karşılayan ara mahsullerle sınırlıdır.

Karayolu biyoyakıt hammadde talebi, ana ve hızlandırılmış durumlar, 2023-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Acc = hızlandırılmış durum; "Şekerler" şeker kamışı ve şeker pancarını; "niştastalar" mısır, buğday, pirinç ve diğer kaba tahılları; "bitkisel yağlar" soya fasulyesi yağı, kolza yağı, palm yağı ve diğer bitkisel yağları; "artık yağlar" kullanılmış yemeklik yağ, hayvansal yağlar, palm yağı değirmeni atığı ve diğer artık yağları; ve "diğer" tarımsal artıklar, ormancılık artıkları ve belediye katı atıkları gibi bitkisel olmayan hammaddeleri kapsamaktadır.

Kullanılmış yemeklik yağ, donyağı ve palm yağı fabrikası atığı dahil olmak üzere artık yağlara olan talep, başta Amerika Birleşik Devletleri ve Avrupa olmak üzere bu pazarlara ihracat yapan ülkelerde %35 artarak 22 Mt/yıla ulaşmıştır. Talepteki bu artış, son iki yılda Çin'den yapılan ithalatta bir artışa yol açarak ticari endişeleri artırdı. Avrupa Komisyonu, Aralık 2023'te Çin'den biyodizel ithalatı için [anti-damping işlemleri](#) başlatmasının ardından Temmuz 2024'te %36,4'e varan [geçici vergiler](#) yayınladı. [Birleşik Krallık](#) da Temmuz 2024'te aynı kararı almıştır. Bu faaliyetler Çin'den yapılan ithalatı yavaşlatmış olsa da daha geniş çaplı etkileri belirsizliğini korumaktadır.

Hızlandırılmış durum tahmininde, 2030 yılına kadar hammadde talebi ana duruma göre 90 Mt/yıl daha artacak ve tüm hammadde türleri için talep artacaktır. Büyüme genel olarak Hindistan ve Brezilya'da artan şeker talebi, Brezilya ve ABD'de genişleyen mısır, ABD, Brezilya, Endonezya ve Malezya'da daha fazla bitkisel yağ kullanımı ve Avrupa'da en fazla genişleyen kalıntı yağ talebi ile mevcut eğilimleri takip etmektedir. Amerika Birleşik Devletleri ve Avrupa için bitkisel yağ ve kalıntı yağ talebindeki artış artan ithalata bağlıdır.

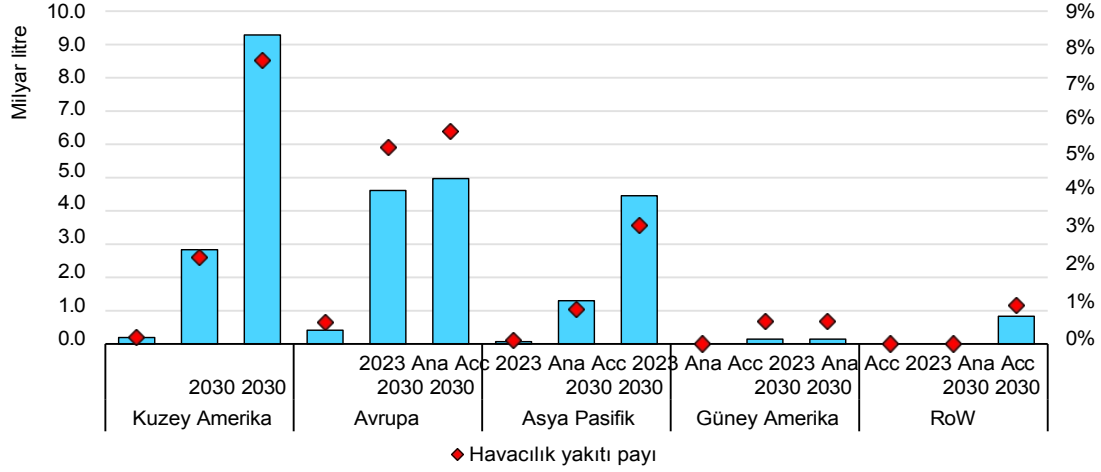
Havacılık

Tahmin

Biyojet yakıt talebinin 2030 yılına kadar yaklaşık 9 milyar litreye (0,3 EJ) çıkacağı ve küresel jet yakıtı talebinin yaklaşık %2,0'sini oluşturacağı tahmin edilmektedir. Bu yılki

tahmini, yeni politika duyurularını ve daha az ölçüde, daha yüksek beklenen küresel jet yakıtı talebini yansıtacak şekilde %20 oranında yukarı yönlü revize edilmiştir.

Bölgelere göre havacılık biyoyakıt tüketimi, ana ve hızlandırılmış durumlar, 2023-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Acc = hızlandırılmış vaka. RoW = dünyanın geri kalanı. Kaynak: IEA (2024), [Oil 2024](#)'ten havacılık yakıt talebi.

Avrupa Birliği'nde ReFuelEU Havacılık mevzuatı biyojet yakıt harmanlama yükümlülüklerini 2025 yılı için %2 ve 2030 yılı için %6 olarak belirlemiştir. Ana vakamızda, biyojet yakıtın 2030 yılına kadar jet yakıtı talebinin %5'ini oluşturmasıyla bu gerekliliğin büyük bir kısmı karşılanacaktır. Bununla birlikte mevzuat, hidrojen ve e-yakıtlar gibi biyolojik kökenli olmayan yenilenebilir yakıtlar (RFNBO'lar) için de %1,2'lik bir hedef içermektedir. Birleşik Krallık [da](#) Temmuz 2024'te RFNBO'lar için %0,5'lik bir alt hedefle birlikte 2030'a kadar %10 SAF zorunluluğunu [yayınlamıştır](#).

Avrupa'nın biyojet yakıt talebinin büyük bir kısmı 2030 yılına kadar yerli üretimle karşılanacaktır, zira yaklaşık 4 milyar litrelik biyojet kapasitesi geliştirme aşamasındadır. Birleşik Krallık'ta 1 milyar litreden fazla kapasite proje aşamasındadır, ancak Eylül 2024 itibariyle henüz nihai yatırım kararı alınmamıştır.

Kuzey Amerika'da biyojet yakıt talebi 2,8 milyar litreye (0,1 EJ) ulaşarak 2030 yılına kadar jet yakıtı talebinin %2'sinden fazlasını oluşturacaktır. IRA kredileri (2027'ye kadar mevcut), Yenilenebilir Yakıt Standardı ve yeni üretimi destekleyen eyalet düzeyindeki düşük karbonlu yakıt standartları ile bu talebin çoğundan **Amerika Birleşik Devletleri** sorumludur. **Kanada**'da, British Columbia'nın 2030 yılına kadar %10 daha düşük sera gazı yoğunluğu hedefleyen havacılık yakıtı standardının, 2030 yılına kadar 0,2 milyar litre (0,01 EJ) yeni talebi teşvik etmesi beklenmektedir. Kuzey Amerika genelinde, mevcut biyojet yakıt üretimi ve ileri geliştirme aşamalarındaki projeler 2030 yılına kadar 3,3 milyar litre kapasite oluşturmaktadır.

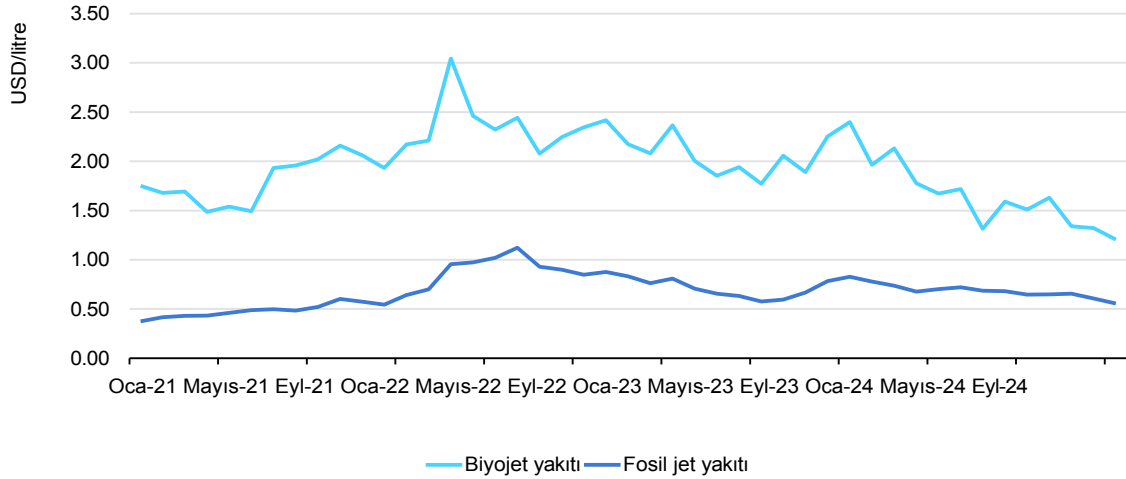
Dünyanın geri kalanında, Japonya (%10) ve Singapur (2026'ya kadar %1) için önerilen SAF zorunlulukları 1,4 milyar litre (0,05 EJ) ek taleple sonuçlanmaktadır.

Hızlandırılmış durumda, biyojet yakıt talebi 2030 yılına kadar ana duruma göre 11 milyar litre (0,37 EJ) daha artarak biyojet yakıtı toplam küresel talebin %4,4'üne çıkarmaktadır. Amerika Birleşik Devletleri en önemli yukarı yönlü potansiyele sahiptir. Daha sıkı bir Yenilenebilir Yakıt Standardı, daha yüksek eyalet düzeyinde düşük karbonlu yakıt standartları ve genişletilmiş IRA kredileri altında, biyojet yakıt üretimi 2030 yılına kadar 9 milyar litreye yükselir - SAF Grand Challenge hedefinin %80'i. Diğer büyüme Brezilya, Hindistan, Malezya, Endonezya, Tayland ve Birleşik Arap Emirlikleri'nin SAF hedeflerini takip etmelerine bağlıdır.

Fiyatlar

Biyojet (hidro-işlenmiş esterler ve yağ asitleri [HEFA]) yakıt fiyatları 2023 yılına kıyasla 2024 yılında ortalama %30 düşmüştür, ancak biyojet yakıtı hala fosil jet yakıtının iki katından fazladır veya 0,7 ABD Doları/litre daha pahalıdır. Fiyat düşüşü temel olarak bitkisel yağ ve kalıntı yağ fiyatlarındaki düşüşten kaynaklanmaktadır. Yeni üretim kapasitesinin 2024 yılı sonuna kadar yaklaşık 2,5 milyar litreye ulaşacak olması da fiyatların düşmesine yardımcı olmuştur.

Biyojet ve fosil jet yakıtı fiyatları, 2021-2024



Not: Fosil yakıt fiyat aralığı Avrupa, Kuzey Amerika ve Güneydoğu Asya için başlıca endekslerin ortalamalarına dayanmaktadır. Kaynaklar: Biyojet fiyatları Argus ve S&P Global ortalamalarına dayanmaktadır ve IEA tarafından değiştirilmiştir.

ABD ve AB politikaları maliyet farkını kapatmak ve biyojet yakıt talebini artırmak için yeterlidir. Amerika Birleşik Devletleri'nde, yenilenebilir yakıt standardı kredileri, IRA kredileri (önerildiği gibi) ve düşük karbonlu yakıt standardı kredileri, düşük sera gazı yoğunluklu SAF'ler için bugün tahmini 0,9 ABD Doları/litre değerindedir. Ancak, politika başarısı

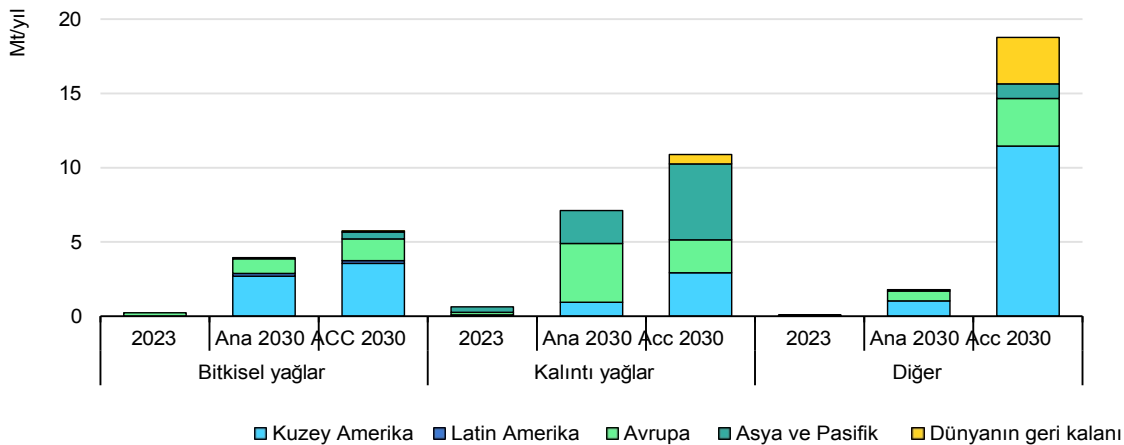
son iki yılda değeri düşen yenilenebilir yakıt standardı ve düşük karbonlu yakıt standardı kredilerinin piyasa fiyatına bağlıdır.

ReFuelEU Aviation girişimi kapsamında cezalar, ortalama yıllık biyojet ve fosil jet yakıtı fiyatları arasındaki farkın iki katı olarak belirlenecektir ki bu da şu anda 1,6 ABD Doları/litre anlamına gelmektedir. Avrupa Birliği ayrıca ETS kapsamında havacılık için ücretsiz tahsisatları aşamalı olarak kaldırmayı planlamaktadır, ancak bunun herhangi bir ek biyojet yakıt talebini teşvik etmesi olası değildir. 2030 yılına kadar havacılık ve denizcilik yakıtları için mevcut fiyat üst sınırı olan 45 EURO/ton CO_{2eq}'de ve ücretsiz tahsisatlar olmadığında, bu, fosil jet yakıtı için 0,11 USD/litre ek ücret anlamına gelir ve bu da fiyat farkını sadece %15 oranında kapatır.

Hammaddeler

Biyojet yakıtı için hammadde talebinin bugün neredeyse sıfırdan 2030'a kadar 13 Mt/yıla çıkacağı tahmin edilmektedir. Karayolu yakıtlarının aksine, yeni hammadde talebinin büyük çoğunluğu (yaklaşık %70'i) kalıntı yağlar veya diğer hammaddeler içindir, bitkisel yağlar ise geri kalanı oluşturmaktadır. 2030 yılına gelindiğinde, biyojet yakıtı üretmek için artık yağlara olan talep, küresel biyoyakıt kullanımının yaklaşık %25'ine ulaşmaktadır. Diğer hammaddeler arasında etanol (alkolden jet üretimi) ve odunsu atıklar ve kalıntılar (Fischer-Tropsch işlemiyle biyojet yakıtı yapmak için) bulunmaktadır.

Biyojet yakıt hammadde talebi, ana ve hızlandırılmış durumlar, 2023-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Acc = hızlandırılmış vaka. "Bitkisel yağlar" soya fasulyesi yağı, kolza yağı, palm yağı ve diğer bitkisel yağları; "kalıntı yağlar" kullanılmış yemeklik yağ, hayvansal yağlar, palm yağı değirmeni atığı ve diğer kalıntı yağları; "diğer" ise tarımsal kalıntılar, ormancılık kalıntıları ve belediye katı atıkları gibi bitkisel olmayan hammaddeleri ve alkolden jete tesislerinde kullanılan etanolü kapsamaktadır.

Avrupa için, kalıntı yağlara ve bazı bitkisel yağlara yönelik yeni talebin neredeyse tamamının ReFuelEU hammadde gereksinimlerini karşıladığını tahmin ediyoruz (yani, ara ürünlerden elde ediliyor veya marjinal arazide yetiştiriliyor). Birleşik Krallık, yetkisi kapsamında gıda mahsullerinden tedariki yasaklamakta ve toplam HEFA üretimini sınırlamaktadır

2030 yılına kadar hedefin %70'ine ulaşacaktır. Amerika Birleşik Devletleri'nde, bitkisel yağlar (%60), kalıntı yağlar (%20) ve etanol ve odunsu kalıntılar (%20) gibi diğer hammaddelerin bir karışımından gelecekteki üretimi tahmin ediyoruz.

Hızlandırılmış durum hedeflerine ulaşmak için, atık ve kalıntı toplamanın genişletilmesine, yeni tarımsal uygulamalara ve alkolden jete ve FT'den jete teknoloji yollarının daha geniş kullanımına bağlı olarak hammadde tedarikinde neredeyse üç katına çıkılması gerekecektir. Örneğin, artık yağ kullanımı 11 Mt/yıl'a çıkmaktadır ki bu da küresel toplama potansiyelinin üst sınırının yaklaşık %25'ine denk gelmektedir.

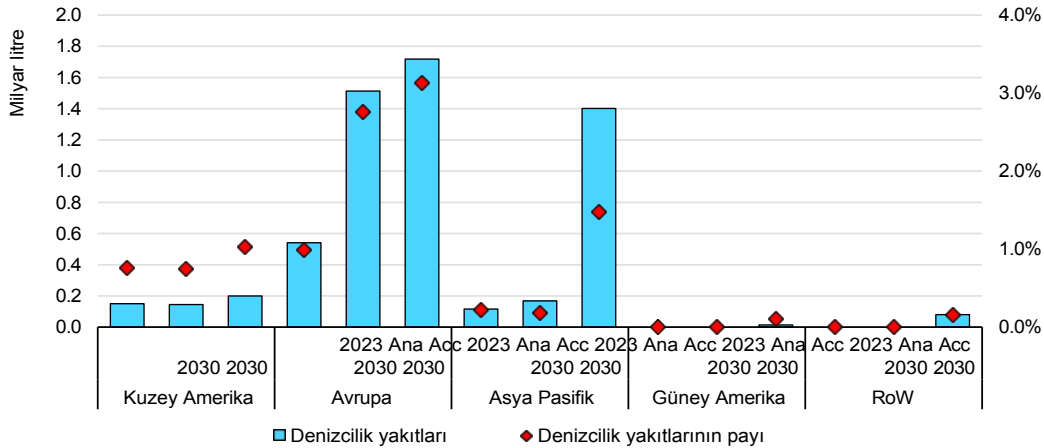
Hızlandırılmış durumda, kalıntı yağ toplama potansiyelinin ana durumda 40 Mt/yıl'dan 50 Mt/yıl'a (mevcut tahminlerin üst sınırı) yükseleceği varsayılmaktadır. Alkolden jete ve odunsu atık ve kalıntılardan biyojet yakıtı üretimi gibi yeni teknolojiler, 2030 yılına kadar toplam talebin yaklaşık %40'ını talep etmektedir. Üretimin %20'sini oluşturan ilave bitkisel yağ kullanımının çoğu, marjinal arazilerde ekim yoluyla yetiştirilen mahsullerden gelecektir ve yağ üreten mahsullerin sera gazı yoğunluğunu azaltma çabalarını içermektedir.

Denizcilik

Tahmin

Denizcilikte biyodizel kullanımının, büyük ölçüde ReFuelEU Denizcilik mevzuatının etkisiyle 2030 yılına kadar 1,8 milyar litre (0,06 EJ) artacağı tahmin edilmektedir. Bu mevzuat, AB limanlarına uğrayan denizcilik gemileri için belirli hedefler ve cezalar belirlemektedir. Bazı denizcilik şirketleri de iç hedefleri karşılamak için isteğe bağlı harmanlama yapmaktadır, ancak bu hacimler nispeten küçüktür.

Bölgelere göre denizcilik biyoyakıt tüketimi, ana ve hızlandırılmış durumlar, 2023-2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: Acc = hızlandırılmış vaka. RoW = dünyanın geri kalanı. Kaynak: IEA (2024), [Oil 2024](#)'ten denizcilik bunker talebi.

Gemicilik için biyodizel talebi, sera gazı yoğunluğunun 2025 yılına kadar %2 ve 2030 yılına kadar %6 azaltılmasını gerektiren ReFuelEU Denizcilik mevzuatına uymak için Avrupa'da yaklaşık 1 milyar litre artmaktadır. Gemicilikte ve kıyı enerjisinde planlanan LNG kullanımı sera gazı hedeflerine sayıldığından, politikayı karşılamak için biyoyakıt artışı mütevazıdır. Bununla birlikte, biyodizel diğer alternatif yakıtlara kıyasla uygun maliyetli olmaya devam etmektedir, mevcut denizcilik filosuyla uyumludur ve mevzuata uygun olarak sera gazı azaltma potansiyeli sunmaktadır. Güneydoğu Asya'da talebin 2030 yılına kadar iki katına çıkacağı tahmin edilmektedir, çünkü Singapur Limanı, hedefleri olan şirketlere ait olan veya AB limanlarına yanaşan gemilere hizmet vermektedir.

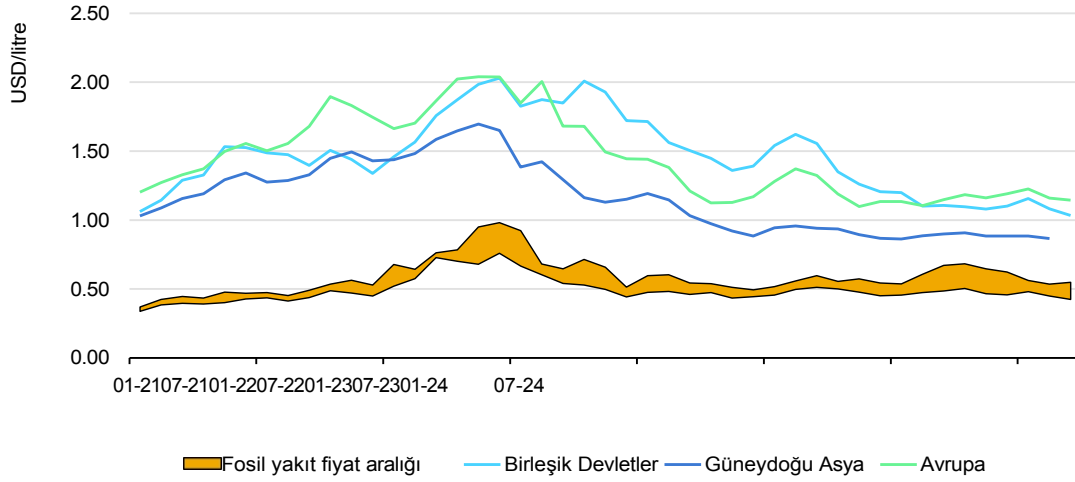
Deniz dizeli üretmek için hammadde talebi 0,9 milyon/yıla ulaşarak toplam kalıntı yakıt talebinin %3'ünü oluşturmaktadır. Avrupa Birliği'nde, mevzuat gıda ve yem bazlı yakıtların kullanımını yasakladığından, bu hammaddenin büyük bir kısmını kalıntı yağlar oluşturacaktır.

Hızlandırılmış vakada, biyodizel 2030 yılında toplam denizcilik enerjisinin %1,4'ünü oluşturmaktadır - bu oran ana vakanın neredeyse iki katıdır. Hızlandırılmış durum, IMO'nun 2030 yılına kadar denizcilik enerjisinin en az %5'inin sıfır veya sıfıra yakın sera gazı emisyonu teknolojilerinden elde edilmesi hedefine doğru ilerlemek için politikalar uyguladığını varsaymaktadır. IMO, 2025 yılına kadar bu azaltma hedeflerine ulaşmak için tedbirleri onaylamayı planlamaktadır. Potansiyel tedbirler arasında bir denizcilik yakıt standardı ve bir denizcilik sera gazı emisyon fiyatlandırma mekanizması bulunmaktadır. Biyo-metanol ve biyo-LNG diğer yakın vadeli seçenekler olmakla birlikte, veri eksikliği nedeniyle bu tahmine dahil edilmemiştir, ancak gelecekte dikkate alınacaktır.

Fiyatlar

Denizcilik biyodizel fiyatları 2022 ve 2024 yılları arasında önemli ölçüde düşerek Eylül 2024'te 0,76 ABD Doları ile 1,14 ABD Doları/litre arasında değişmiştir - Kuzey Amerika, Avrupa ve Güneydoğu Asya'daki limanlarda çok düşük kükürtlü fuel oil (VLSFO) maliyetinden ortalama 0,5 ABD Doları/litre daha yüksektir. Biyodizel içeren yakıtların çoğu %20-30'luk karışımlar halinde satılmaktadır; %30'luk bir karışım 2024 fiyatlarıyla VLSFO'ya göre 0,15 ABD Doları/litre prim taşımaktadır. Havacılık ve karayolu biyodizelinde olduğu gibi, son iki yıldaki fiyat düşüşleri temel olarak hammadde fiyatlarındaki benzer düşüşlerden kaynaklanmıştır.

Denizcilik fosil yakıt ve biyoyakıt (biyodizel ve VLSFO) fiyatları, 2021-2024



Kaynaklar: Biyojet yakıt fiyatları Argus ve S&P Global ortalamalarına dayanmaktadır. Fosil yakıt fiyat aralığı Avrupa, Kuzey Amerika ve Güneydoğu Asya için başlıca endekslerin ortalamalarına dayanmaktadır.

Avrupa Birliği için, 2030 yılına kadar denizcilik yakıtları için planlanan 45 EURO/ton CO₂ fiyat üst sınırı varsayıldığında, denizcilik yakıt emisyonlarının AB ETS'ye entegre edilmesiyle bu fiyat farkının 2030 yılına kadar yaklaşık 0,15 USD/litre azalması muhtemeldir. Bununla birlikte, denizcilik biyodizel fiyatlarının, hammaddelere yönelik güçlü talep ve biyo-metanol gibi alternatiflerin yüksek maliyeti nedeniyle tahmin dönemi boyunca daha fazla düşmesi olası değildir. Örneğin, biyo-metanol fiyatları 2024 yılında ortalama 2,05 ABD Doları/litre VLSFO_{eq} olup, denizcilik biyodizel fiyatlarının neredeyse iki katıdır.

Politikalar ve varsayımlar, ana ve hızlandırılmış vakalar

Ülke veya bölge	Ana ve hızlandırılmış vaka politikaları, varsayımlar ve harmanlama seviyeleri
Birleşik Devletler	<p>Ana dava: Mevcut Yenilenebilir Yakıt Standardı taahhütleri yürürlükte kalır. IRA hükümleri yasada sunulduğu gibi uygulanır. Etanol harmanlama oranı 2030'a kadar %10,9'a ulaşır. Yenilenebilir dizel, ileri geliştirme aşamalarındaki projelerden planlanan kapasite ilavelerine göre genişlemektedir. Yenilenebilir dizel harmanlama oranı 2030'da %9,5'e ulaşır. Biyodizel harmanlama oranı %2,5'e düşerken, biyojet yakıt arz ve talebi tüm jet kullanımında %2,5 harmanlama oranını karşılayacak şekilde genişler. Ekim 2024 itibarıyla Kaliforniya'nın LCFS'sinde yapılması önerilen değişiklikler doğrudan dahil edilmemiştir, ancak ulusal ve eyalet düzeyindeki politikaların planlanan kapasite ilavelerini karşıladığını varsayıyoruz.</p> <p>Hızlandırılmış durum: Yenilenebilir Yakıt Standardının güçlendirilmiş bir versiyonu, genişletilmiş IRA kredileri, E15 harmanlama pompalarının konuşlandırılması ve daha güçlü eyalet düzeyinde düşük karbonlu yakıt standartları yerel biyoyakıt talebini artırır. Bu politikalar bir araya geldiğinde, etanol için %13 ve biyodizel için %7 harmanlama oranlarına ulaşılmasına yardımcı olur. Yenilenebilir dizel harmanlama oranı %10,4'e yükselerek planlanan projeler için yerli üretim kapasitesiyle eşleşiyor. Biyojet yakıt harmanlama oranı %8,6'ya yükselerek SAF Grand Challenge hedefine ulaşma yolunda %80'lik bir yol kat edilmiştir. Etanol Mevcut etanol üretim kapasitesini kullanarak hem yurtiçi hem de net ihracat talebini karşılamak için üretim artışları.</p>

Ülke veya bölge	Ana ve hızlandırılmış vaka politikaları, varsayımlar ve harmanlama seviyeleri
Brezilya	<p>Ana vaka: Brezilya zorunlu etanol harmanlamasını %30'a çıkarır ve sulu etanol alımları genişler, böylece toplam harmanlama 2030'a kadar %61'e ulaşır. Biyodizel harmanlaması 2024'te B13'e ulaşır, 2026'da B15'e ve 2030'a kadar B17'ye yükselir. Planlanan proje ilavelerine dayalı olarak 2030 yılına kadar az miktarda yenilenebilir dizel harmanlaması (%0,8) olacaktır. Yeni etanol üretiminin üçte ikisi mısırdan ve geri kalanının çoğu şeker kamışından gelmektedir. Önerilen havacılık sera gazı emisyonlarını azaltma hedefi, iç hat uçuşları için 2030 yılına kadar %3,4 biyojet yakıt harmanlaması gerektirecek şekilde uygulanmaktadır.</p> <p>Hızlandırılmış durum: Brezilya 2030'a kadar B20 harmanlamasını gerçekleştirir, ancak yenilenebilir dizel ve birlikte işlemeyi de kabul eder, böylece ek yenilenebilir dizel büyümesi 2030'da %4,5 harmanlama ile sonuçlanır. Etanol harmanlaması benzer kalır. Toplam etanol harmanlamasının bir kısmı, %30'luk harmanlama gerekliliklerinin devamı niteliğindedir. Sulu etanol satışları (%100 etanol) etanol talebinin geri kalanını oluşturmaktadır. Önerilen havacılık sera gazı emisyonlarını azaltma hedefi, 2030 yılına kadar %3,4 biyojet yakıt harmanlaması gerektirecek şekilde uygulanmaktadır. İç tüketime yetecek kadar etanol, biyodizel, yenilenebilir dizel ve biyojet yakıtı üretilmektedir ve etanol ihracat talebini karşılamak için üretim daha da artar.</p>
Hindistan	<p>Ana durum: Hindistan 2030 yılına kadar ülke genelinde ortalama %14 etanol harmanlamasına ulaşır ve tüm yakıt etanolü yurt içinde üretilir. Araç uyumsuzluğu ve yetersiz üretim kapasitesinin etanol alımını sınırladığı varsayılsa da, E20 yakıtı 2023 yılında kullanıma sunulmuştur. Biyodizel harmanlama oranı %0,25 civarında kalmaktadır.</p> <p>Hızlandırılmış durum: Hindistan, araç uyumluluğu sorunlarını çözdüğü ve biyoyakıt üretimi için hammadde toplama sistemini kurduğu varsayımıyla 2026 yılında %20 etanol harmanlama yetkisine ulaşır ve 2030 yılında %5 biyodizel harmanlama hedefine ulaşır. Yerli üretimi desteklemeye devam etmekte ve talebin %20'sine kadar yakıt etanolü ithalatına izin vermektedir. Hindistan ayrıca biyojet yakıt harmanlama hedeflerini de takip ederek 2028 yılına kadar uluslararası uçuşlar için %2'ye ulaşmıştır. Bu, özel politika desteği ve yeni hammadde yollarının geliştirilmesini gerektirecektir kalıntı katı, sıvı ve gres yağları; marjinal arazilerde/örtü bitkilerinde yetiştirilen bitkisel yağlar ve alkol-jet kapasitesi için.</p>
Çin	<p>Ana vaka: Etanol veya biyodizel politikalarını etkileyen önemli bir değişiklik yok. Etanol harmanlama oranı %2'ye yakın ve biyodizel %0,5'te kalır.</p> <p>Hızlandırılmış durum: Çin, 2030 yılına kadar yerli havacılıkta etanol için %4,5, biyodizel ve yenilenebilir dizel için %3,5 ve SAF'ler için %1,5 harmanlama hedefleri de dahil olmak üzere biyoekonomi planıyla uyumlu politikalar uygulamaktadır. Amerika Birleşik Devletleri ve diğer ülkelerden talebin %10'una kadar etanol ithalatına izin vermeye devam etmektedir. Biyodizel için ihracat devam etmekte ancak yenilenebilir dizel ve biyojet yakıt için sifıra düşmektedir. Her iki yakıtın üretimi de iç talebi karşılamak için kullanılmaktadır.</p>
Endonezya	<p>Ana vaka: Biyodizel harmanlaması ulaşım ve ulaşım dışı kullanımlar için %35'e çıkar. Yenilenebilir dizel harmanlaması 2030'a kadar %2'ye çıkar. Etanol talebi, yakıt dağıtıcı hedeflerini ve Endonezya'nın daha fazla etanol harmanlama niyetini yansıtacak şekilde %1,2 harmanlamaya izin verecek şekilde artar. Biyojet yakıt üretimi ve kullanımı planlanan projelere bağlı olarak artar ve 2030 yılına kadar jet yakıtı talebinin %2'sine ulaşır.</p> <p>Hızlandırılmış durum: Endonezya, ulaşım ve ulaşım dışı yakıt tüketimi için B40 zorunluluğunu karşılar ve ek yenilenebilir dizel üretim kapasitesi gerektirecek olan B45'i hedefler. Ayrıca 2030 yılına kadar %4 SAF harmanlamasını zorunlu kılar ve 2030 yılına kadar %3 etanol harmanlamasına ulaşır.</p>

Ülke veya
bölge

Ana ve hızlandırılmış vaka politikaları, varsayımlar ve harmanlama seviyeleri

Avrupa

Ana durum: AB üyesi ülkeler RED III, ReFuelEU Aviation ve ReFuelEU Maritime (veya daha katı ise kendi yerel hedeflerini) uygular ve AB üyesi olmayan ülkeler yerel hedeflere ulaşır. Biyojet yakıt kullanımı, 2025'e kadar %2 ve 2030'a kadar %6 olan ReFuelEU hedeflerini karşılayacak şekilde genişler ve 2030'a kadar %5 biyojet yakıtı ve %1 e-yakıtı ulaşır. ReFuelEU önerisine göre, yem/gıda mahsulü bazlı yakıtlar uygun değildir ve yakıtların RED II, Ek IX, Kısım A veya Kısım B gerekliliklerini karşılaması gerekmektedir.

- Almanya'nın sera gazı emisyonlarını azaltma hedefi 2024'te %8'den 2030'a kadar %25'e yükseliyor. Biyodizel ve etanol harmanlama oranı sabit kalırken, yenilenebilir dizel %3,5'e yükseliyor.
- Fransa %9 etanol ve %9,9 biyodizel harmanlama hedeflerine (enerji bazında) ulaşmaktadır. E85 için devam eden destek varsayıldığında etanol harmanlama oranı %16'ya yükselir; biyodizel harmanlama oranı sabit kalır; yenilenebilir dizel harmanlama oranı %3,5'e çıkar; ve biyojet yakıtı 2030'a kadar %5'e ulaşır.
- İspanya'da etanol harmanlama oranı %8'e yükselirken biyodizel harmanlama oranı sabit kalıyor, ancak yenilenebilir dizel harmanlama oranı %6'ya ve biyojet yakıtı harmanlama oranı %5'e yükseliyor.
- Finlandiya, Hollanda ve Birleşik Krallık %10'a yakın etanol harmanlama oranına ulaşmıştır. İsveç, harmanlama yükümlülüklerini 2030 yılına kadar biyodizel için %58'den %6'ya ve etanol için %24'ten %6'ya düşürmüştür; ayrıca %3 biyojet yakıt harmanlamasına ulaşmıştır. [Finlandiya](#), dağıtım yükümlülüğünü 2027 yılına kadar %30'luk orijinal hedefinden %22,5'e düşürüyor. İtalya'da yenilenebilir dizel harmanlama oranı %5'e yükseliyor.
- Birleşik Krallık, 2025 yılında başlayan yetki ile 2030 yılına kadar %10 SAF harmanlaması uygulamaktadır.

Hızlandırılmış vaka: İsveç ve Finlandiya sera gazı yoğunluğu ve harmanlama gerekliliklerini eski haline getirir. Avrupa Komisyonu RED'i ulaştırma için %32 yenilenebilir enerji payı ile güçlendirir. Avrupa Birliği, bazı ithalatları sınırlayan biyoyakıtlar için sürdürülebilirlik gerekliliklerini sürdürür ve güçlendirir.

Diğer
ülkeler

Ana vaka: Kanada 2024 yılında Temiz Yakıt Düzenlemelerine devam eder ve Malezya'nın B20 zorunluluğu uygulanır. Tayland E20 hedefinde ilerleme kaydederek 2030'a kadar %16 harmanlamaya ulaşırken, biyodizel kullanımı hükümet destek planlarına göre %8,5'e çıkar. Singapur'un yenilenebilir dizel ve biyojet yakıt üretimi, dünyanın geri kalanındaki yerel açıkları kapatmak için genişler ve biyojet üretimi 2030 için %3 tüketim hedefini karşılamak üzere artar. Arjantin'in biyodizel harmanlama oranı %8'e, etanol harmanlama oranı ise %12'ye yükseliyor. Kolombiya 2030'a kadar %10 etanol harmanlamasına ulaşırken, biyodizel harmanlaması tahmin dönemi boyunca %12'ye yükselir. Japonya 2030 yılına kadar %10 SAF kullanımı hedefliyor.

Hızlandırılmış vaka: Kanada, SAF'ları destekleme konusunda Amerika Birleşik Devletleri'ni takip etmektedir. Malezya, sanayi sektörü için biyodizel harmanlamasını %20'ye çıkarır ve bir HVO/SAF rafinerisini ve yerel biyojet yakıt kullanımını destekler. Singapur 2030'a kadar %5 SAF'a ulaşır ve Birleşik Arap Emirlikleri 0,4 milyar biyojet yakıtından gelen 0,7 milyar litrelik SAF hedefine ulaşır. Brezilya, havacılık için sera gazı emisyon yoğunluğu hedefini uygulayarak 2028 yılına kadar %2 biyojet yakıt harmanlamasına ulaşırken, Kolombiya %13 biyodizel harmanlamasını sürdürmektedir. Tayland 2026 yılına kadar %20 etanol harmanlamasına ulaşacak ve %10 etanol ithalatına izin verecektir. Mısır, Gana, Kenya, Nijerya, Mozambik, Güney Afrika, Uganda, Zambiya ve Zimbabve biyoyakıt konusunda ilerleme kaydetmiştir. 2030'a kadar %10'a kadar etanol ve %5'e kadar biyodizel harmanlama zorunluluğu.

Biyogazlar

Küresel özet

Biyogazlara (hem biyogaz hem de biyometan dahil) yönelik küresel talebin hızlanması ve 2024-2030 döneminde tahmini %30 artışla yaklaşık 2 270 PJ'ye (yaklaşık 59 bcme) ulaşması beklenmektedir.²⁰ 2030 yılında her yıl.

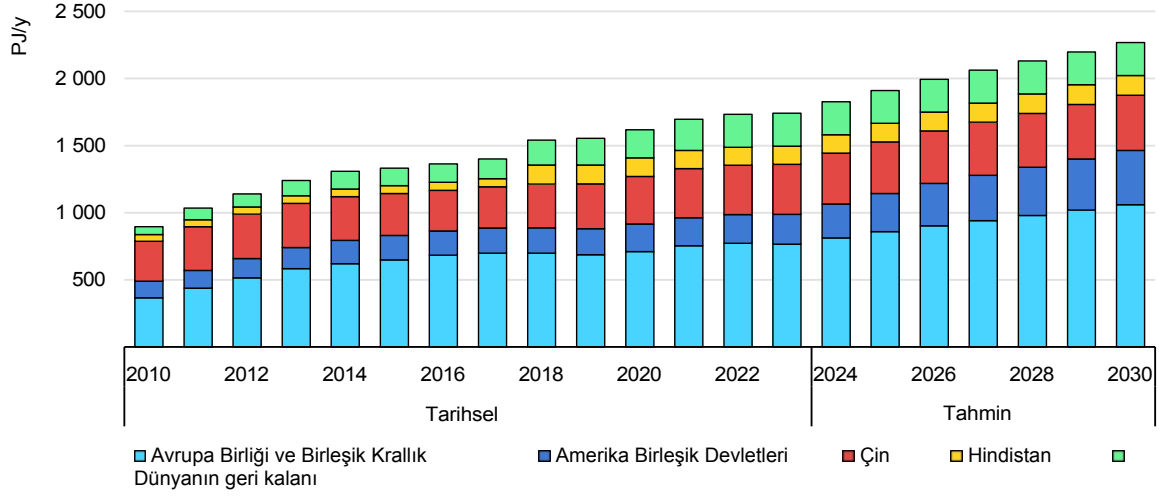
Biyogazların politika hedefleri ve yayılımı, farklı üretim ve talep politikası araçları ve teşviklerini yansıtacak şekilde ülkeden ülkeye önemli farklılıklar göstermektedir. Avrupa gibi olgun pazarlar, on yıldan uzun bir süredir tutarlı politika desteğinden ve endüstriyel sektör gelişiminden faydalanmaktadır. Bu arada, gelişmekte olan pazarlar biyogaz üretimlerini aşağıdaki amaçlarla artırmaya çalışmaktadır 1) enerji sektörünün karbonsuzlaştırılmasını hızlandırmak; 2) metan emisyonu azaltma taahhütlerini yerine getirmek; ve 3) özellikle doğal gaz ithalatına bağımlı iseler, enerji güvenliklerini iyileştirmek.

Günümüzde elektrik üretimi biyogazın küresel olarak birincil kullanım alanıdır, ancak sanayi ve ulaşım gibi karbondan arındırılması zor sektörlerde biyometan şeklinde yenilenebilir bir yakıt olarak kullanılmasına yönelik artan bir eğilim vardır.

2024-2030 yılları arasında Hindistan, Avrupa Birliği ve Amerika Birleşik Devletleri gibi bölgelerdeki önemli destek sayesinde ulaştırma sektörü biyogaz talebindeki büyümeye öncülük edecektir. Bu ülkelerde, atık ve artıklardan elde edilen biyometanın (diğer biyoyakıtlara kıyasla) daha düşük karbon yoğunluğu ve hayvan gübresinin işlenmesi sırasında çiftlik hayvanlarından kaynaklanan metan emisyonlarının azaltılması, biyogazların kullanımı için temel itici güçler olmaya devam etmektedir.

²⁰ Milyar metreküp eşdeğeri (bcme), 38 200 TJ/bcme dönüşüm faktörü kullanılarak hesaplanmıştır.

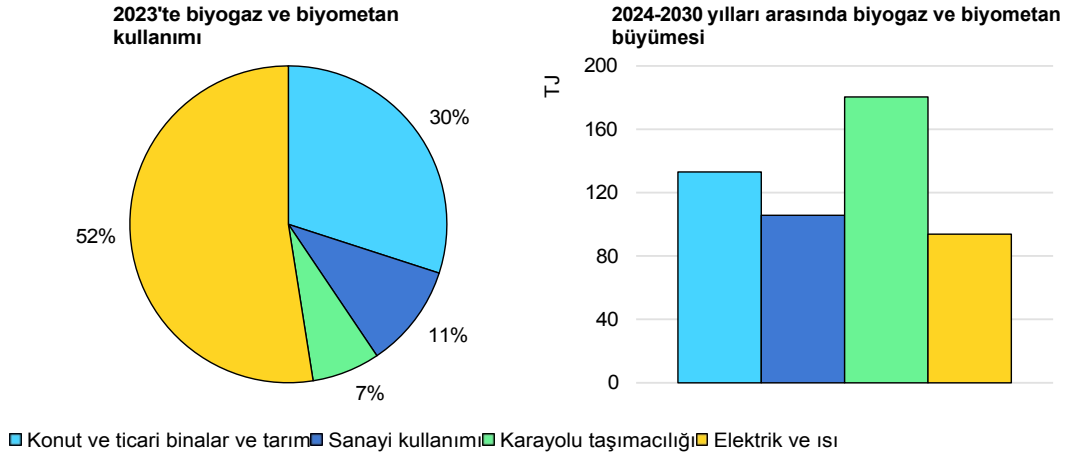
Biyogazlar için küresel tarihsel ve tahmini talep, 2010-2030



IEA. CC BY 4.0.

Binalarda ve sanayide biyogaz ve biyometan kullanımı da Avrupa ve Amerika Birleşik Devletleri'ndeki politikalar ve gönüllü karbon piyasaları tarafından desteklenerek ilgi görmektedir. Şirketler, endüstriler, şehirler ve kamu hizmetleri, gönüllü karbon azaltma hedeflerini karşılamak için yeşil gazları kullanmak üzere uzun vadeli sözleşmeler yapmakta ve önemli pazar fırsatları yaratmaktadır.

Sektörlere göre küresel biyogaz kullanımı ve 2024-2030'da büyüme



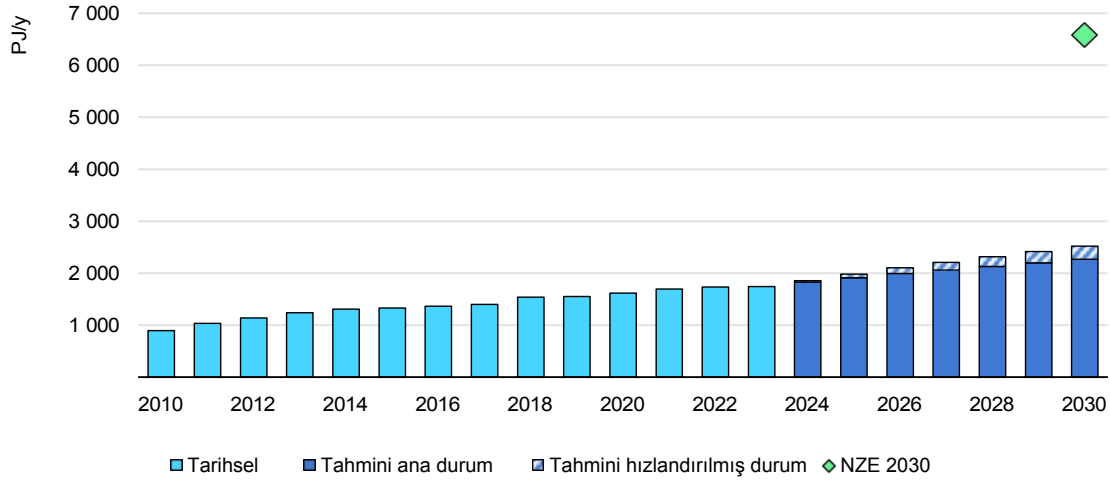
IEA. CC BY 4.0.

Olgunlaşmış piyasalarda hükümetler kamu sübvansiyonlarından sertifika ve karbon kredileri gibi piyasa temelli teşviklere geçiş yapmaktadır. Son iki yıldır, sektördeki büyümenin cazibesine kapılan başta enerji devleri ve kamu hizmetleri olmak üzere yatırımcıların ilgisi artmaktadır.

Bununla birlikte, mevcut küresel üretim artışı, biyogaz üretiminin 2030 yılına kadar 3,7 kat artmasını gerektiren IEA Net Zero by 2050 Senaryosu ile uyumlu değildir. Ana durum tahminindeki hızlandırılmış büyümeye rağmen, 2 750 PJ/yıllık 2030 talebi, 2050'ye kadar Net Sıfır Senaryosunda ihtiyaç duyulanın %64 gerisinde kalmaktadır.

Bu küresel hedefe ulaşmak için tüm ülkelerin hedeflerini artırmaları ve uygulama zorluklarını çözmeleri gerekecektir. Latin Amerika ve Güneydoğu Asya gibi güçlü biyogaz potansiyeline sahip birçok bölge, ülkelerinin biyogaz sektörünü destekleyecek yeni politikalar uygulamaya koymasına halinde küresel büyümeye önemli katkılar sağlayabilir.

Biyogazların küresel tarihsel ve tahmini üretimi ve Net Sıfır Senaryosu hedefi



IEA. CC BY 4.0.

Not: NZE = 2050 Senaryosuna Göre Net Sıfır Emisyon.

Kaynaklar: NZE, IEA (2023), [Dünya Enerji Görünümü](#)
2023'ten alınmıştır.

Avrupa

Avrupa, dünya biyogaz üretiminin neredeyse %50'sini gerçekleştirmekte olup, Almanya tek başına yaklaşık %20'lik bir katkı sağlamaktadır.

Rusya'nın Ukrayna'yı işgalinden bu yana **Avrupa Birliği**, Rus gaz ithalatına olan bağımlılığını azaltmak için biyogaz ve biyometan kullanımının çok önemli olduğunu düşünmektedir. Bu nedenle Mayıs 2022'de, [2030 yılına kadar 35 bcm](#)'lik bağlayıcı olmayan bir hedef belirleyen REPowerEU planını kabul etti. Üye devletlerden ayrıca Haziran 2024'e kadar biyogaz veya biyometan bileşeni ve 2030 ve 2050 hedeflerine ulaşmak için yörüngeler içeren güncellenmiş Ulusal Enerji ve İklim Planları (NECP'ler) taslaklarını göndermeleri istenmiştir.

Orijinal REPowerEU hedefi biyometan üretimine dayalı olsa da, son [REPowerEU iki yıllık ilerleme raporu](#) (Mayıs 2024'te yayınlandı)

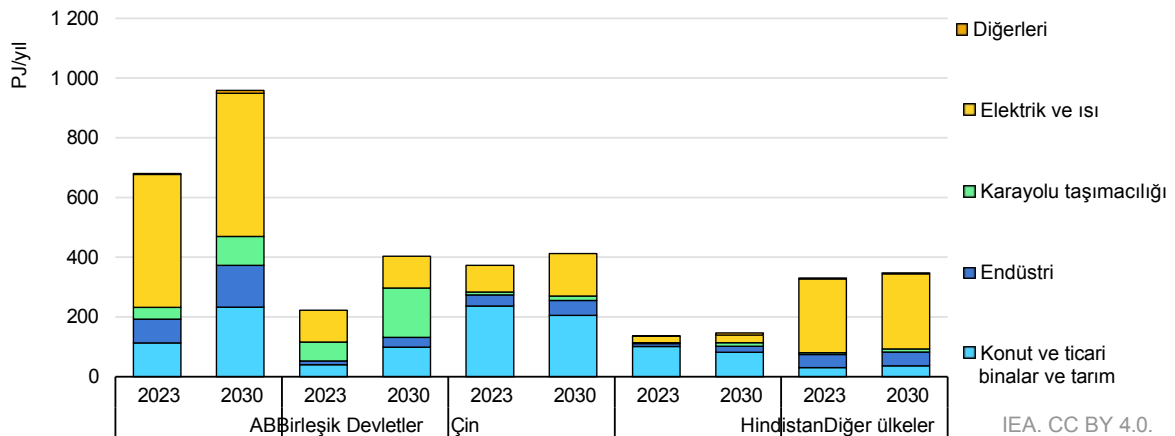
hem biyogaz hem de biyometan. Değerlendirmeye göre, güncellenmiş taslak NECP hedefleri ve projeksiyonları, biyogaz ve biyometan üretiminin 2030 yılına kadar kümülatif olarak 30-32 bcm'ye ulaşacağını göstermektedir. Ancak diğer paydaşlar ulusal hedefler için daha düşük toplamlar belirlemektedir ([Cedigaz](#) ve [Avrupa Biyogaz Birliği](#)'ne göre yaklaşık 20 bcm biyometan).

Mevcut politikalar ve piyasa koşullarına dayanan birleşik biyogaz ve biyometan için ana durum tahminimiz, 2030 için gerekli AB hedefinin yalnızca %72'sini karşılamaktadır. Bununla birlikte, politika desteğinin iyileştirildiğini varsayan hızlandırılmış bir durumda, biyogaz ve biyometan üretimi 1 053 PJ/yıl'a (yaklaşık 28 bcme) ulaşabilir ve Avrupa Birliği'ni hedefine ulaştırmaya yaklaştırabilir.

AB biyogaz/biyometan sektöründeki temel politikalar ve düzenlemeler

Politika	Yıl	Anahtar bilgiler
Atık Çerçeve Direktifi (WFD) (EC/2009/98)	2009 DEĞİŞİKLİK	2024'ten itibaren organik atıkların ayrı toplanması zorunluluğunun getirilmesi.
Yenilenebilir Enerji Direktifi II (RED II) (AB/2018/2001)	2018	Yakıt tedarikçilerinin taşımacılıkta asgari yenilenebilir enerji payına yer vermesi zorunluluğu. Biyometan uyumluluk için uygundur. Gelişmiş yakıtlar iki kat sayılır. Minimum sera gazı azaltımları için eşik değerler belirlenmiştir.
REPowerEU planı (COM/2022/230)	2022	Fosil yakıt ithalatına bağımlılığın azaltılması amaçlanmıştır. 2030 yılına kadar 35 milyar metreküp biyometan hedeflenmiştir.
Yenilenebilir Enerji Direktifi III (RED III) (AB/2023/2413)	2023	Biyometan kapsamı tüm nihai kullanımları kapsayacak şekilde genişletildi. Geliştirilmiş izinler.

Ülke/bölge ve sektöre göre biyogaz talebi, ana durum, 2023 ve 2030



Not: 2023 biyogaz talebi, Amerika Birleşik Devletleri ve Avrupa Birliği dışındaki ülkeler için tahmin edilmektedir.

Biyogaz ve biyometan gelişimi, bunların NECP'lerde dikkate alınması ve destek ve teşvikler ülkeler arasında farklılık göstermektedir.

Almanya, 2023 yılında yaklaşık 323 PJ ile dünyanın en büyük biyogaz ve biyometan (evsel üretim hariç) üreticisi olmaya devam etmekte olup, bu gaz ağırlıklı olarak elektrik ve ısı üretimi (%74) için kullanılmaktadır. Sektörün olgunluğuna rağmen, 2018'den bu yana büyüme sadece %1,5 olmuştur. Son dönemde 2023 ve Nisan 2024 arasında 1.200 MW için yapılan ihalelere yeterli talep gelmemiş, bu da ekonomik cazibe ve sözleşme koşullarına ilişkin endişelerin altını çizmiştir. 2010'lu yıllardan kalma 15 yıllık tarife garantili birçok tesisin sözleşmesi sona ermektedir, bu nedenle AB hedeflerini karşılamak için bu tesislerin biyometan üretimine dönüştürülmesi kritik hale gelecektir.

Almanya ayrıca hammadde karışımını enerji bitkilerinden ([biyometan üretimi için 2022'de %78](#)) tarımsal kalıntılar ve belediye atıkları gibi daha sürdürülebilir kaynaklara kaydırmayı hedeflemektedir. Bu geçiş, sektör için önemli bir zorluk teşkil etmektedir. Taşımacılıkta kullanılan biyometanın sürdürülebilirlik standartlarını karşılaması ve RED kotalarına iki kat eklenmesi, kalıntıların ve özellikle de hayvan gübresinin hammadde olarak kullanımını artırmaktadır.

Ulaşım sektörü, son yıllarda yıllık %18-21'lik artışlarla en fazla biyometan tüketim artışını teşvik etmektedir. Taşımacılıkta biyometan, Federal Kirillik Kontrol Yasası kapsamındaki ulusal sera gazı azaltma kotaları tarafından desteklenirken, taşımacılık ve ısıtmada CO₂ emisyonlarını vergilendiren 2021 Alman ETS sistemi biyometan için bir muafiyet sunmaktadır. Bu elverişli koşullar, yakın zamanda oluşturulan Yenilenebilir Enerji Menşeye Garantileri sisteminin yardımıyla yabancı biyometan sertifikalarının satın alınmasına yol açmıştır.

Bu arada, Almanya'nın Binalar Enerji Yasası'nda (GEG) Ocak 2024'te yapılan bir değişiklik, biyogaz ve biyometanın merkezi olmayan ısıtmada yenilenebilir pay yükümlülüklerine sayılmasına izin vererek yenilenebilir gazlar için yeni fırsatlar yaratıyor.

Almanya'nın biyogaz/biyometan sektöründeki temel politikalar ve düzenlemeler

Politika	Yıl	Anahtar bilgileri
Yenilenebilir Enerji Kaynakları Yasası (EEG)	2000	Yenilenebilir elektrik üretimi için sunulan tarife garantileri
	2017 DEĞİŞİKLİK	100 kW üzeri tesisler için açık artırma sistemine geçildi. Esnek operasyonlar gerektirdi.
	2021 DEĞİŞİKLİK	Biyogazlar için belirlenmiş özel ihaleler. Güney Almanya ile sınırlıdır.
Federal Yakıt Emisyon Ticareti Yasası (BEHG)	2019	2021'den itibaren ısıtma ve taşımacılıkta bir emisyon ticaret sistemi kurdu.
Bina Enerji Yasası (GEG)	Ocak 2024 DEĞİŞİKLİK	Biyometan, binalarda yenilenebilir ısıtma hedeflerini karşılamak için uygun hale getirildi (2019'da %15, 2019'da %100 2045).
Federal Kirillik Kontrol Yasası (BImSchG)	Temmuz 2024 DEĞİŞİKLİK	Ulaşım da biyometan kullanımının desteklenmesi ve sera gazı azaltım kotalarının belirlenmesi (2010 seviyesine göre 2023'te %8 ve 2030'da %25 azaltım).

Fransa, Avrupa Birliği'nin ikinci en büyük biyometan üreticisidir ve son beş yılda neredeyse 13 kat artışla hızlı bir büyüme yaşamaktadır. Bu büyümenin enerji bitkileri içermeyen (kanunla yasaklanmış) bir hammadde karışımıyla sağlandığını vurgulamakta fayda var. Elektrik şebekesi nükleer üretim sayesinde zaten düşük karbonlu bir ayak izi sunduğundan, hükümet önlemleri tarihsel olarak şebeke enjeksiyonunu desteklemiştir. Uzun Vadeli Enerji Programında (PPE) şebeke enjeksiyonu için 2023 hedefi aşılmış ve planlanan 6 TWh yerine 8,2 TWh'ye ulaşılmıştır. Ayrıca, Temmuz 2024'te güncellenen nihai UEKP'de 2030 hedefleri yükseltilmiş ve biyometan hedefi 44 TWh'ye çıkarılarak ulusal gaz tüketiminde %15'lik bir pay elde edilmiştir.

Fransa'da biyometan gelişiminin başarısı kısmen, özellikle kırsal alanlarda gaz şebekesine bağlantıyı kolaylaştıran 2019 Enjeksiyon Hakkı Yasası'ndan kaynaklanmaktadır. TSO'lar ve DSO'lar, biyometanın dağıtım şebekesinden iletim şebekesine geçmesini sağlamak için ters akış tesisleri inşa ederek planlama sürecine dahil olmaktadır. Bağlantı maliyetleri üreticiler (%40) ve TSO'lar/DSO'lar (%60) arasında paylaşılmakta ve tüm biyometan tesisleri doğal gaz şebekesine bağlanmaktadır.

Şebekeye enjeksiyon için tarife garantisi sözleşmeleri 2020 yılında aşağı yönlü revize edilmiş, artan enflasyon ve üretim maliyetleri nedeniyle yeni projelerde düşüşe neden olmuştur. Haziran 2023'te 25 GWh'in altındaki tesisler için tarifeler artırılmış ve bu da yılın ikinci yarısında kayıtlı projelerde önemli bir artışa yol açmıştır. Daha büyük tesisler (>25 GWh) 2021 yılında açık artırma sistemine geçmiştir. 2024 yılında ihalelerin açılması ve yeni koşulların cazibesinin test edilmesi beklenmektedir.

Bu arada Fransa, birçok AB ülkesinde olduğu gibi kısmen piyasa temelli teşviklere geçmeyi planlamaktadır. Temmuz 2024'te doğal gaz tedarikçilerine 2026, 2027 ve 2028 yılları için [biyogaz üretim sertifikaları](#) (CBP) satın alma zorunluluğu getirerek yatırım istikrarı yaratmayı ve kamu sübvansiyonlarına olan bağımlılığı azaltmayı amaçlamıştır. Bu sertifikalar, Avrupa Enerji Borsası (EEX) tarafından yönetilen ve son müşterilerin gönüllü dekarbonizasyon hedeflerini karşılamak için kullanabilecekleri [Fransız Biyogaz Menşe Garantilerinden](#) (GO'lar) ayırır.

Fransa'nın biyogaz/biyometan sektöründeki temel politikalar ve düzenlemeler

Politika	Yıl	Anahtar bilgiler
Yeşil Büyüme için Enerji Dönüşümü Yasası (LTECV)	2016	2030'a kadar şebekede %10 biyometan hedefini ortaya koymuştur.
Çok Yıllı Enerji Programı (PPE)	2019'dan itibaren	2028 yılı için 24-32 TWh'lik hedefler belirlenmiş olup, bunun 14-22 TWh'lik kısmı enjekte edilecektir.
Fransız İklim ve Dayanıklılık Yasası	2021	Doğal gaz şebekesine biyometan enjekte etme hakkı güçlendirildi. Biyogaz üretimi oluşturuldu Sertifikalar.

[2020-2023](#) Kararnameleri

2020-2023 Biyometan şebeke enjeksiyonu için bir açık artırma planı ve satın alma tarifeleri için koşullar oluşturuldu.

Politika	Yıl	Anahtar bilgiler
Güncellenmiş son NECP	Temmuz 2024	Yalnızca 25 GW/y'nin altındaki projeler için tarife garantisi sürdürüldü.
Biyogaz Üretim Sertifikaları (CPB'ler) için Yetki. 2024-718 sayılı Kararname .	Temmuz 2024	Hedef, 2030 yılına kadar 44 TWh'si enjekte edilmek üzere 50 TWh biyogaza yükseltildi. Doğal gaz tedarikçilerinin 2026 (0,8 TWh), 2027 (3,1 TWh) ve 2028 (6,5 TWh) yıllarında ilave üretim hedefleri ile CPB sunmaları zorunlu kılınmıştır.

Almanya'dan sonra Avrupa Birliği'nin ikinci en büyük biyogaz üreticisi olan **İtalya** da etkili teşvikler sayesinde hızlı bir büyüme göstermiştir. Ülke, [ağırlıklı olarak tarımsal kalıntıları kullanarak](#) kombine ısı ve güç (CHP) tesislerinde biyogaz bazlı elektrik üretimini tarife garantisi sistemiyle desteklemektedir. İtalyan biyogaz sektörü ayrıca, toprak karbon stoklarını optimize etmek için sürdürülebilir tarımı biyogaz ve sindirim suyu üretimiyle entegre eden [Biogas Done Right®](#) kılavuzlarını geliştirmiştir.

İtalyan biyometan üretimi yakın zamanda (2017'de) başlamış ancak 2022'de yaklaşık 17.000 TJ'e ulaşmıştır. Biyometan desteği 2018 yılında ulaşım amaçlı kullanım için başlamış ve 2022 yılında 2026 yılına kadar tüm biyometan kullanımlarını kapsayacak şekilde genişletilmiştir. Finansman, ihaleler yoluyla mali yardım ve tarife garantisi sağlayan AB Kurtarma ve Dayanıklılık Planından gelmektedir. İhalelere katılım oranları 2022 ve 2023 yıllarında %24-44 arasında gerçekleşmiş ve sektörün büyümeye devam etmesine olanak sağlamıştır. Kurtarma ve Dayanıklılık için orijinal Ulusal Plan'ın 2030 yılına kadar 4 milyar metreküp olan biyometan hedefi daha sonra İtalya'nın güncellenmiş NECP taslağında 5,7 milyar metreküpe çıkarılmıştır. Mevcut görünüm, üretim seviyelerinin 2030 hedefinin %70-81'ine ulaşabileceğini göstermektedir.

İtalya'nın biyogaz/biyometan sektöründeki temel politikalar ve düzenlemeler

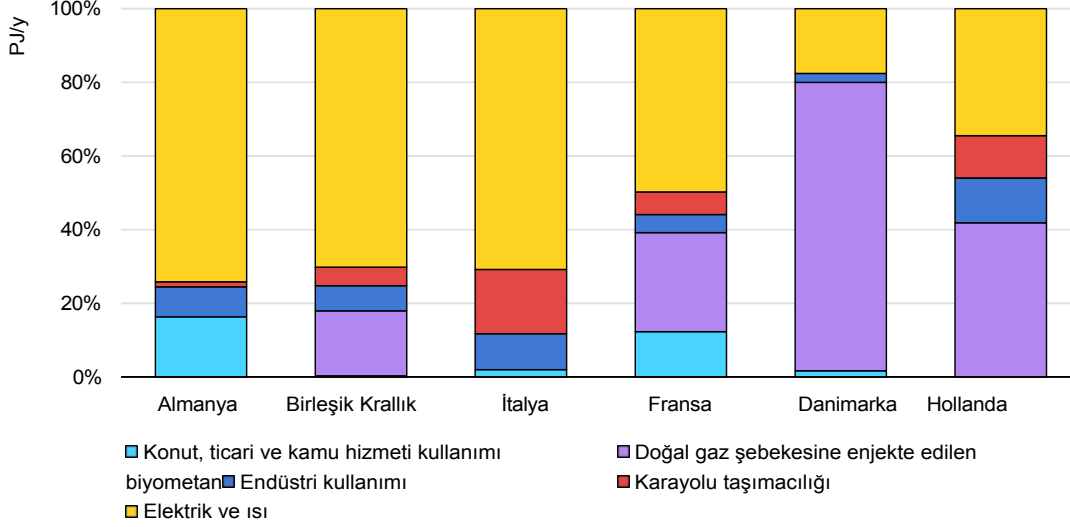
Politika	Yıl	Anahtar bilgiler
Bakanlık Kararnamesi 2/3/2018	2018	Ulaşımında biyometan için destek sağlandı.
Ulusal Kurtarma ve Dayanıklılık Planı (NRRP), 15/9/2022 sayılı Bakanlık Kararnamesi	2022	Biyometan desteğinin tüm nihai kullanımları kapsayacak şekilde genişletilmesi.

Tahmin

Avrupa ülkeleri için tahminler çok çeşitlidir. Yakın zamanda güncellenen politikalar ve destek araçları sayesinde bazı olgun ülkelerde (Fransa, İtalya, Danimarka ve Hollanda) hızlandırılmış büyümenin devam etmesini bekliyoruz. Birleşik Krallık daha ılımlı bir büyüme patikası izlerken, bazı yeni gelişen pazarlarda (İspanya, Çek Cumhuriyeti, Slovak Cumhuriyeti ve Avusturya) gelişme başlıyor.

Genel olarak, AB kombine biyogaz ve biyometan pazarında 2023-2030 yılları için ana durumda %41, hızlandırılmış durumda ise %55 oranında artış öngörüyoruz.

Seçilmiş Avrupa pazarlarında kombine biyogaz ve biyometan nihai kullanım payları, 2022



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: "Doğal gaz şebekesine enjekte edilen biyometan" ayrı bir kategoride raporlanan taşımacılık kullanımını içermemektedir. Almanya için, şebekeye enjekte edilen biyometan, ağırlıklı olarak elektrik üretimi için tüketildiğinden nihai kullanımlara tahsis edilmiştir.

Seçilmiş diğer Avrupa ülkelerinin biyogaz/biyometan sektörlerindeki temel politika ve yönetmelikler

Politika	Yıl	Anahtar bilgiler
BİRLEŞİK KRALLIK		
Yenilenebilir Nakliye Yakıtı	2012	Yakıt tedarikçileri için belirlenmiş yenilenebilir enerji payları ulaştırma sektöründe.
Yükümlülük (RTFO) Kaynaklar ve Atıklar İngiltere için Strateji	2018	Belediye geri dönüşüm oranlarının 65 ve %10'dan daha az biyolojik olarak parçalanabilir atık 2035'e kadar çöp sahası.
Yeşil Gaz Destek Programı (GGSS)	2021	Finansal teşvikler ve tarife garantileri getirildi şebekeye biyometan enjekte eden yeni tesisler için 2021-2025'te.
Yeşil Gaz Harcı (GGL)	2021	Fosil yakıt gazı tedarikçilerine fon sağlamak için vergi uygulanması GGSS.
Evsel Yenilenebilir Isı Teşvik (DRHI)	2014-2022	Yenilenebilir enerji için 7 yıllık tarife garantisi verildi evlerde ısıtma tesisatları
DANİMARKA		
Yeşil Gaz Stratejisi	2021	2035 yılına kadar şebekede %100 yeşil gaz hedeflenmiştir.

Birleşik Devletler

ABD biyometan pazarı faaliyetlerinin hızlanması, 2022'de %20 ve 2023'te %18'lik yıllık büyüme ile son iki yılda teyit edilmiştir. Amerika Birleşik Devletleri, küresel üretimin %38'inden sorumlu olan en büyük biyometan (yenilenebilir doğal gaz [RNG] olarak da adlandırılır) üreticisidir. Biyometanın ana büyüme faktörü ve mevcut birincil kullanıcısı ulaşımdır (ABD üretiminin %56'sı).

Ulaşım

Ağır hizmet araçları ve filoları, Kaliforniya'nın Düşük Karbonlu Yakıt Standardı (LCFS) kapsamındaki diğer yenilenebilir yakıtlara kıyasla daha düşük karbon yoğunluğuna sahip olduğu ve federal Yenilenebilir Yakıt Standardı (RFS) Yenilenebilir Kimlik Numaralarının (RIN'ler) D3 kategorisi yükümlülüklerine uyum için selülozik bir biyoyakıt olarak kabul edildiği için RNG kullanmaktadır. Çevre Koruma Ajansı'nın (EPA) üç yıl içinde üretimin iki katına çıkarılmasını gerektiren 2023-2025 RFS Yenilenebilir Hacim Yükümlülükleri (RVO'lar) yatırımcılar için daha fazla kesinlik sağlamıştır.

Karbon kredisi fiyatları piyasa tarafından belirlenir. 2023 yılında D3 RIN fiyatları artarken, Kaliforniya'daki piyasa arz fazlası nedeniyle LCFS kredi fiyatları düşmüştür. Bu arada, yeni RNG Teşvik Yasası, on yıl boyunca ağır hizmet taşımacılığında kullanılan RNG için 1/galon ABD doları vergi kredisi getirerek pazar büyümesini daha da teşvik etmektedir.

Ayrıca IRA, 2024 yılında sona erecek olan ve yıl içinde yeni tesislerin inşasını hızlandırması beklenen %50'ye varan bir yatırım vergisi kredisi sunmaktadır. Bu programlar şu anda revizyon aşamasındadır ve gelecekteki ayarlamalar piyasa dinamiklerini etkileyebilir.

Kaliforniya'nın taşımacılık pazarı, gazla çalışan filosunun %97'sinin RNG kullanmasıyla doyumluğa yakındır. Bununla birlikte, gazla çalışan filo büyümeye devam ediyor ve bu da RNG kullanımında ek artışlara olanak sağlıyor. Bu arada, Oregon ve Washington gibi diğer eyaletler yakın zamanda temiz yakıt düzenlemeleri getirmiş ve New York ve New Mexico gibi diğerleri de bunları uygulamaya başlamıştır, bu da diğer eyaletlerde RNG için büyüyen bir pazar olduğunu göstermektedir.

e-RIN'ler (biyogaz/biyometandan üretilen ve elektrikli araçları şarj etmek için kullanılan elektrik için RIN kredileri) 2023'teki son EPA politika güncellemesine dahil edilmemiş olsa da, tartışılmaya devam etmektedir ve gelecekte dahil edilebilir. Elektrik üretimi ve elektrikli araç şarjı için kullanılan RNG, Kaliforniya'da LCFS kredileri için zaten uygundur. eRIN'lerin dahil edilmesi, elektrik üretimi için biyogaz/biyometan kullanımını artıracaktır ve hızlandırılmış durum tahminimizde dikkate alınmıştır.

Gelişmekte olan sektörler ve uzun vadeli sözleşmeler

Ulaşım sektörünün ötesinde, RNG kullanımını diğer uygulamalara da genişleten, şirketler ve kamu hizmetleri için yeni bir gönüllü pazar ortaya çıkmaktadır. [Cedigaz'a göre](#), 2023 yılında şirketler, sanayi ve kurumlardan gönüllü müşterilerle bir dizi uzun vadeli büyük ölçekli sözleşme imzalandı. Bu sözleşmeler kapsamındaki fiyatlar taşımacılık sektöründe ödenenden daha düşük olsa da, finansal istikrar sağlamaktadır. Gönüllü pazarların büyümesi biyometanın yaygınlaşması için büyük bir fırsat yaratıyor.

Bazı yeni politika gelişmeleri (örneğin Kaliforniya'nın Yenilenebilir Gaz Standardı tedarik zorunlulukları) de ticari ve konut sektörlerinde ısıtma için RNG kullanımını teşvik etmektedir.

Görünüm ve stratejik değişimler

Kaliforniya'nın 2022 Kapsam Belirleme Planı Güncellemesi, RNG kullanımının ulaşımdan diğer sektörler (örneğin endüstriyel, ticari ve konut) ve ulaşım sektörü elektrifikasyonu ilerledikçe hidrojen ve elektrik üretimine geçişini öngören bir dekarbonizasyon stratejisinin ana hatlarını çizmektedir.

Bu stratejiye uyum sağlamak için Kaliforniya Hava Kaynakları Kurulu (CARB), Kasım 2024'te onaylanması beklenen bir [LCSF değişikliği](#) hazırlamaktadır. Kaliforniya, taşımacılık için RNG kullanımını sınırlamayı ve şebekeye enjeksiyonunu desteklemeyi ve taşımacılıkta önlenen metan emisyonları için RNG kredilerini aşamalı olarak kaldırmayı amaçladığından (tarım sektöründe hesaba katılacak), önerilen değişiklikler 2040 sonrası RNG piyasalarını etkileyecektir.

Tahmin

Tahminimiz, RFS'ye potansiyel eRIN dahil edilmesine ve gönüllü piyasalar aracılığıyla ticari, konut ve sanayi kullanımı için daha yüksek RNG alımına dayalı olarak, 2024-2030'da ana durumda %82 ve hızlandırılmış durumda %129 birleşik biyogaz ve biyometan büyümesi beklemektedir.

ABD biyogaz/biyometan sektöründeki temel politikalar ve düzenlemeler

Politika	Yıl	Anahtar bilgiler
<i>Federal yönetmelikler</i>		
Yenilenebilir Yakıt Standardı (RFS) programı	2005	ABD'de satılan ulaşım yakıtlarında asgari bir yenilenebilir yakıt hacmi zorunlu kılındı.
Kural Uygulama Seti (RFS)	Haziran 2023	2023, 2024 ve 2025 yılları için taşımacılık için yenilenebilir hacim yükümlülükleri (RIN'ler) getirilmiştir.
Enflasyon Azaltma Yasası (IRA)	2022	Yenilenebilir enerji için yatırım vergi kredileri (ITC'ler) ve üretim vergi kredileri (PTC'ler) oluşturuldu

Politika	Yıl	Anahtar bilgiler
Yenilenebilir Doğal Gaz Teşvik Yasası	2023	ve alternatif yakıt projeleri için 2025'ten önce başlayan inşaatlar için 10 yıl. Ağır hizmet araçları için 1/GGE ABD Doları vergi kredisi getirildi.
<i>Eyalet düzenlemeleri</i>		
Kaliforniya Düşük Karbonlu Yakıt Standardı (LCFS)		2012-2030 yılına kadar ulaştırma karbon yoğunluğunun %20 azaltılması hedeflenmiştir. Yıllık karbon yoğunluğu (CI) standartları ve karbon kredileri için bir ticaret sistemi oluşturuldu.
Kaliforniya Süt Ürünleri Çürütücü Araştırma ve Geliştirme Programı	2014'ten itibaren	Gıda ve Tarım Bakanlığı tarafından süt ürünleri çürütücüleri için hibeler sunmak üzere tanıtıldı. Toplam nihai maliyetin %50'si. Başvurular sadece Ekim 2024'e kadar kabul edilmektedir.
Kaliforniya Yenilenebilir Gaz Standardı (RGS) tedarik programı. D.22-25-025	2022	Çöp sahalarından uzaklaştırılan organik atıklardan (2025'e kadar yılda 0,5 milyar metreküp) ve tüm hammaddelerden (2030'a kadar yaklaşık %12,2 veya 2,06 milyar metreküp) üretilen gaz için gaz idareleri için zorunlu tedarik hedefleri.
Kaliforniya 2022 Kapsam Belirleme Plani Güncellemesi	2022	2045 yılına kadar karbon nötrlüğüne ulaşmak için yol haritası. Daha iddialı sera gazı azaltım hedefleri belirlenmiştir.
Kaliforniya LCFS değişikliği	Beklenen Kasım 2024	Onaylanması halinde, CI yıllık azaltım hedefini 2025 yılında %5'ten %9'a çıkaracaktır. 2029'dan sonra başlayan biyometan projeleri, biyometan yanmasından ve kaçınılan metandan elde edilen karbon kredileri için yalnızca RNG ulaşımında kullanılıyorsa 2040'a kadar ve hidrojen üretimi için kullanılıyorsa 2045'e kadar uygun olacaktır. 2029'dan sonra faaliyete geçen projelere 2041'den (nakliye için RNG) veya 2046'dan (hidrojen üretimi için RNG) itibaren Kaliforniya'nın içine veya Kaliforniya'ya akan fiziksel bir gaz boru hattı bağlantısı gerektiren ek teslim edilebilirlik gerekliliği eklenecektir.
Oregon Temiz Yakıtlar Programı	2016	Yıllık bir CI standart hedefi belirlenmiştir. Standarttan farklılıklar kredi oluşturur veya gerektirir.
Washington Temiz Yakıt Standardı	Ocak 2023	Yıllık bir CI standart hedefi belirlendi. Standarttan farklılıklar kredi oluşturur veya gerektirir.

Çin

Çin biyogaz üretimi konusunda uzun bir geçmişe sahiptir. 2000'li ve 2010'lu yıllarda, cömert hükümet mali desteği sayesinde, çiftlik haneleri etkileyici sayıda küçük çürütücü kurmaya başladı ve 2015 yılında 42 milyona ulaşarak zirveye ulaştı. Ancak o zamandan bu yana, kamu desteğinin 2014'ten sonra kademeli olarak büyük ölçekli endüstriyel projelere kayması nedeniyle ev tipi çürütücülerin sayısı sürekli olarak düştü. 2019 yılında hükümet, 2025 yılına kadar 10 bcm ve 2030 yılına kadar 20 bcm üretim hedefleri belirleyen Biyometan Endüstrisinin (veya Çin'de bilinen adıyla biyo-doğal gazın [BNG]) Gelişimini Teşvik Etme

Kılavuzunu yayınladı.

O zamandan beri üretim beklenenden daha yavaş artıyor, ancak hızı değiştirmek amacıyla yeni destek ve düzenlemeler yürürlüğe girdi. Örneğin, Çin'in 14. Beş Yıllık Kalkınma Planı (2021-2025), iyi tarımsal ve hayvansal hammadde potansiyeline sahip bölgelerde bazı büyük ölçekli demonstrasyon projelerinin inşasını içeriyordu. Ayrıca, 2022 yılında tesis inşası için yeni bir ulusal standart yayınlanmış ve biyogaz üretimi ile diğer sektörler arasındaki sinerjiyi geliştirmek için başka adımlar da atılmıştır (aşağıdaki tabloya bakınız). Çin'in biyogaz politikaları aynı zamanda kırsalın yeniden canlandırılmasını ve organik gübre üretimini ve kullanımını teşvik etmeyi amaçlamaktadır.

Düzenleme ve teşvikler

Ülkenin biyogaz/BNG gelişimine yönelik ana teşvikleri, gelişmekte olan şirketler için CAPEX mali desteği ve vergi muafiyetlerini içermektedir. Destek, elektrik ve birleşik ısı ve güç üretiminden ulaşım, sanayi, binalar ve tarım sektörlerinde nihai tüketim için şebekeye enjeksiyona kadar tüm nihai kullanımları kapsamaktadır.

Çin'in önemli biyogaz potansiyeline rağmen büyüme yavaş olmuştur. Sektörün tespit ettiği engellerden bazıları karışık hammaddelerin kullanımındaki teknik zorluklar; elektrik ve gaz şebekelerine bağlanmadaki güçlükler; yüksek hammadde maliyetleri ve sürekli üretim için teşviklerin olmamasıdır (şu anda sadece yatırım desteklenmektedir). Diğer erken aşama piyasalarda, üretim sübvansiyonları (yani uzun vadeli sözleşmelerdeki tarife garantileri veya alım primleri) yatırımların riskini azaltmaya yardımcı olmuş ve yeni tesislerin sürekli çalışmasını teşvik ederek daha sağlam bir sektör yaratmıştır.

Ocak 2024'te Çin gönüllü bir sera gazı emisyon azaltım ticaret sistemi yayınladı. Biyometan henüz program kapsamında değildir, ancak dahil edilmesi ek kamu dışı gelirler sağlayarak sektörün gelişimini artıracaktır.

Yeni projeler ve gelişmekte olan pazarlar

Bu zorluklara rağmen iyimserlik sinyalleri de var. Hem ulusal hem de uluslararası enerji şirketleri Çin'de bazıları oldukça büyük (yılda yaklaşık 7 mcm üretim yapan) biyogaz/BNG tesislerine yatırım yapacaklarını açıklamışlardır. Ulusal petrol şirketleri ve kamu hizmetleri arasında China Power Construction, China Three Gorges, PetroChina ve China General Nuclear Power Group; uluslararası şirketler arasında Air Liquide ve EnviTec Biogas AG bulunmaktadır. Büyük ölçekli kalkınma için bir başka seçenek de birkaç BNG üretim tesisi, entegre organik atık toplama ve biyometanı doğrudan evlere götürmek için boru hattı altyapısından oluşan ilçe düzeyinde kümeler oluşturmaktır.

Bazı bölgelerde şebeke bağlantılarının olmaması nedeniyle BNG'nin sanayi arzı şu anda sınırlıdır. Bununla birlikte, enjeksiyon kapasitesi arttıkça, endüstriler aşağıdakilerden faydalanacaktır

BNG'ye olan talebi artıracak olan operasyonlarını karbonsuzlaştırmak için. BNG üreticileri ve endüstriler arasında bazı özel sözleşmeler halihazırda başlatılmıştır.

Çin ayrıca BNG'nin ya doğrudan ya da metanole dönüştürülerek nakliye için kullanılmasını öngörmektedir. Biyogaz reformasyonundan düşük emisyonlu hidrojen üretimi de potansiyel yeni bir pazar olarak tanımlanmıştır.

Tahmin

Çin'de biyogaz ve BNG'nin önümüzdeki yıllarda istikrarlı bir şekilde büyümeye devam etmesini ve şebeke enjeksiyonu ve tedarik zinciri geliştirme zorlukları çözüldükten sonra 2030'dan sonra hızlanmasını bekliyoruz.

Ana durum tahminimiz, biyogaz ve biyometan için 2023'ten 2030'a kadar sadece %11'lik bir büyüme beklemektedir. Ancak bu artış yanıltıcı olabilir, çünkü toplam üretim yavaş yavaş terk edilen küçük ev tipi çürütücüleri de içermektedir. Aslında, sadece orta ve büyük ölçekli tesisler dikkate alındığında, büyüme %52'ye ulaşmaktadır. Hızlandırılmış durumumuzda, son kullanıcılar kısa vadede taleplerini artırır, büyüme %74 ile çok daha yüksek olabilir (ev tipi çürütücüler hariç).

Bu artışa rağmen, 2030 yılına kadar 20 milyar m³ (yaklaşık 760.000 TJ) üretim hedefine ulaşmak zor olacaktır. Tahminimiz üretimin sadece 10.8-11.6 milyar m³ olmasını bekliyor 2030'da.

Çin'in biyogaz/biyometan sektöründeki temel politikalar ve düzenlemeler

Politika	Yıl	Anahtar bilgiler
Çin Kırsal Hane Biyogaz Devlet Borç Projesi	2003	Aşağıdakilerden kaynaklanan kirliliği azaltmayı amaçlamaktadır tarımsal atıklar ve kırsal alanlardaki enerji sıkıntısını çözmek.
Kırsal Biyogaz Projelerinin İyileştirilmesi ve Dönüştürülmesi Çalışma Planı	2015	Merkezi hükümet tarafından ilk kez BNG pilot projeleri teşvik edildi.
BNG'nin Geliştirilmesi ve Kullanımına İlişkin İlçe Planlama Taslağı	2017	Ulusal Enerji İdaresi tarafından yayınlanan raporda, projelerin ilçe enerji planlamasına entegre edilmesi talep edildi.
Biyometan Endüstrisinin Gelişimini Teşvik Etmeye Yönelik Kılavuz İlkeler	2019	2025'e kadar hedeflenen 10 milyar m ³ ve 20 milyar m ³ 2030 yılına kadar.
Yenilenebilir Enerjinin Geliştirilmesi için 14. Beş Yıllık Plan	2021-2025	Büyük ölçekli demo projeleri ve çeşitlendirilmiş hammadde için destek ve alanların planlanması.
Metan Emisyonu Kontrolü için Eylem Planı	2023	Hayvan gübresi kullanımı teşvik edildi.
Tarım ve Kırsal Alanda Kirliliğin Önlenmesi ve Kontrolü Eylem Planı Alanlar	2021-2025	Kırsal evsel atık ve atık suların arıtılmasını hızlandırmayı amaçlamaktadır.
Kırsal Enerji Devrimi Pilot İlçe İnşaat Planına İlişkin Duyuru	2023	İl gelişimi için talimatlar sağladı.

Politika	Yıl	Anahtar bilgiler
<i>Teşvikler</i>		
Yatırımlar için finansal destek		35 yatırım limiti ile 1 500 ^{RMB} /m ³ çürütücü hacmi sağlar.
Vergi kredisi		Şirketleri ilk üç yıl için kurumlar vergisinin tamamından, sonraki üç yıl için ise yarısından muaf tutmaktadır.

Hindistan

Hindistan'da kırsal bölgelerdeki evsel tesislerden yemek pişirme ve aydınlatma için temiz enerji sağlayan önemli miktarda biyogaz üretimi yapılmaktadır. Ancak hükümet daha büyük ve daha verimli tesislerle büyümeyi hedeflediği için bu küçük tesislerden elde edilen üretim azalmaktadır.

Karbonsuzlaştırma çabalarının bir parçası olarak Hindistan, enerji sektörünü kömürden gaza kaydırmayı ve [2023'te %6,7 olan gaz payını 2030'a kadar %15'e çıkarmayı](#) hedefliyor. Tek Ulus Tek Gaz Şebekesi programı aracılığıyla gerekli gaz şebekesi altyapı genişletmelerini finanse etmeyi planlamaktadır. Gaza dayalı bir ekonomiye geçişte, %90 metan içeriğine sahip sıkıştırılmış biyogaz (CBG), CO₂ ve metan emisyonu azaltımı sağlarken enerji güvenliğini güçlendirerek (LNG ithalatını ikame ederek) önemli bir rol oynayabilir.

Teşvikler ve düzenlemeler

Hindistan yakın zamanda endüstriyel biyogaz ve CBG tesislerinin geliştirilmesi için güçlü bir politika desteği sunmuştur. 2018'de başlatılan Uygun Fiyatlı Ulaşımaya Yönelik Sürdürülebilir Alternatif (SATAT) girişimi, ulaşım ve şehir şebekelerinde kullanılmak üzere 2023/2024 mali yılına kadar 5.000 yeni tesis ve 15.000 Mt/y üretim hedefliyor. Petrol pazarlama şirketleri, CBG üreticileri ile SATAT programı tarafından belirlenen fiyat ve koşullarda alım anlaşmaları imzalamaktadır.

Ancak, SATAT uygulaması beklenenden çok daha yavaş [gerçekleşmiş](#) (Eylül 2024 itibariyle [72 tesis](#) devreye alınmış ve 11 883 ton/yıl üretim yapılmıştır) ve hedeflenen genel üretime ulaşılması Organik Biyo-Tarım Kaynaklarının Geliştirilmesi (GOBARdhan) programı şemsiyesi altında 2025/2026 mali yılına ertelenmiştir. Belediyeler ve kırsal alanlarda organik atık toplamanın yanı sıra CBG tesisi projelerini de içeren bakanlıklar arası bir girişim olan GOBARdhan, Haziran 2023'te CBG tesisleri için birleşik bir kayıt portalı başlatmıştır.

Biyogaz gelişimini destekleyen diğer ulusal programlar, merkezi mali yardım sağlayan Atıktan Enerji Programı ve kentsel ve yarı kentsel alanlar için Ulusal Biyogaz Programıdır. Bazı eyaletler de biyogaz büyümesi için destek sunmaktadır. Yeni GOBARdhan şemsiyesi şunları amaçlamaktadır

Şu anda çeşitli bakanlıklara ve departmanlara dağılmış olan bu yardımların bazılarını koordine etmek.

Sektöre göre, [CBG gelişiminin önündeki engeller](#) arasında büyük tesislerin finansal olarak uygulanabilir hale getirilmesindeki zorluklar; tutarsız hammadde kalitesi ve endüstriyel evrimine yeni başlayan bir tedarik zincirinde politikalar ile gerçeklik arasındaki uyumsuzluklar yer almaktadır.

Hindistan Hükümeti diğer potansiyel gelir kaynaklarının geliştirilmesini de teşvik etmeye çalışmaktadır. Örneğin, gönüllü denkleştirme piyasası için karbon kredi sertifikaları Temmuz 2023'te başlatılmıştır. Organik gübre olarak kullanılan fermente organik madde (FOM), biyokütle toplama ve satışı için mali destek almaktadır.

Ayrıca, Kasım 2023'te Hindistan, 2025-2026 mali yılında %1'den başlayıp 2028-2029 mali yılında %5'e yükselecek şekilde taşımacılıkta ve evsel borulu doğal gazda [CBG kullanımı için harmanlama zorunlulukları](#) ilan etmiştir. Gaz pazarlama şirketlerine yönelik bu CBG harmanlama yükümlülükleri arzı önemli ölçüde teşvik edecektir.

Yeni projeler

Geçen yılki yavaş büyümeye rağmen, yeni projeler için boru hattı hızla genişliyor. Ekim 2024'ün başında [GODBARdhan kayıtlarında](#) 871 tesis faaliyetteydi ve 357'si tamamlanmış veya yapım aşamasındaydı. Kayıtlı tesislerin çoğu küçük ölçekli topluluk tesisleridir, ancak bazı büyük ve çok büyük tesisler de planlanmaktadır. Büyük biyogaz şirketleri Hindistan'da yatırım yapmaya başlamıştır (örneğin Verbio ve Adani TotalEnergies).

Tahmin

Biyogaz ve CBG için ana durumda beklenen büyüme, evsel tesislerden elde edilen üretimdeki düşüş de dahil olmak üzere 2023 ve 2030 yılları arasında %8'dir. Ancak bu küçük tesisler dikkate alınmazsa, toplam büyüme ana durumda %88, hızlandırılmış durumda ise %151 olacaktır ve bu da Hindistan pazarındaki faaliyetlerde güçlü bir artışı yansıtmaktadır.

Taşımacılık Hindistan'da büyüyen bir son kullanım sektörüdür ve [sıkıştırılmış doğal gaz filosu hızla artmaktadır](#). SATAT programı şu anda taşımacılığı desteklemektedir ve CBG, şebeke bağlantısının mümkün olmadığı durumlarda sıkıştırılmış silindirler veya kaskadlar halinde teslim edilmektedir. Taşımacılık CBG tüketiminin 2023-2030 döneminde ana durumda 4 kat, hızlandırılmış durumda ise 6,8 kat artması beklenmektedir.

Hindistan'ın biyogaz/biyometan sektöründeki temel politikalar ve düzenlemeler

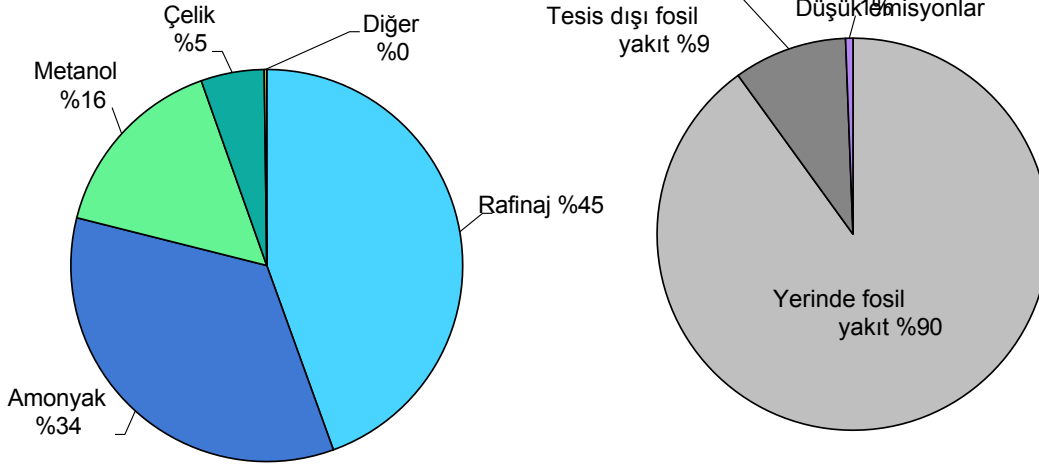
Politika	Yıl	Anahtar bilgiler
Uygun Fiyatlı Ulaşımın Doğru Sürdürülebilir Alternatif (SATAT) programı	2018	Petrol ve Doğal Gaz Bakanlığı tarafından çıkarılan ve 2023-24 mali yılına kadar 5.000 büyük ölçekli biyogaz tesisi ve 15 Mt/y üretim; petrol ve doğal gaz şirketleri ile alım anlaşmaları ve 2029 yılına kadar sabit alım tarifeleri; bazı mal ve hizmetlerde vergi muafiyetleri; mali yardım.
Atıktan Enerji Programı	2020, 2022'de güncellendi	Yeni ve Yenilenebilir Enerji Bakanlığı tarafından başlatılmıştır. Kentsel, endüstriyel ve tarımsal atık ve artıklardan enerji üretiminin artırılması amaçlanmıştır.
Ulusal Biyogaz Programı (NBP)	2022	Kırsal ve yarı kırsal alanlarda daha küçük tesislerin (1-1 000 m ³) inşasını teşvik etmek için tasarlanmıştır.
Organik Biyo- Tarımsal Kaynakların Galvanizlenmesi (GOBARdhan) programı	2018	Başlangıçta, küme ve topluluk tesisleri aracılığıyla gübre ve süt atıklarının yeniden değerlendirilmesini yönetmek için tasarlanmıştır. Ekipman için mali destek ve vergi muafiyetleri sunuldu. 2024 yılında, SATAT tesisleri de dahil olmak üzere ulusal bir biyogaz tesisleri sicili oluşturulmuştur.
Harmanlama zorunluluğu	Kasım 2023	Sıkıştırılmış biyogazın, 2025-26 mali yılında %1'den başlayarak ve 2028-29 mali yılında %5'e yükselerek, nakliye yakıtı ve evsel boru gazına harmanlanması zorunluluğu.

Hidrojen ve e-yakıtlar

Günümüzde hidrojen talebi ve 2030'a kadar düşük emisyonlu hidrojen büyümesi

2023'teki hidrojen talebi 12 EJ (97 Mt) olup, neredeyse tamamen fosil yakıtlardan üretilmiştir. CCUS ile fosil yakıtlardan, biyoenerjiden veya elektroliz yoluyla üretilen düşük emisyonlu hidrojen, küresel arzın %1'inden azını oluşturmaktadır. CCUS'li doğal gaz, 2024 yılında üretilen düşük emisyonlu hidrojenin çoğunun kaynağı olurken, elektrolitik hidrojen %0,1'den daha azını oluşturmuştur.

Endüstriye göre hidrojen talebi (solda) ve kaynağa göre üretim (sağda), 2023



IEA. CC BY 4.0.

Kaynaklar: IEA (2024) [Global Hydrogen Review 2024](#); IEA (2023), [World Energy Outlook 2023](#).

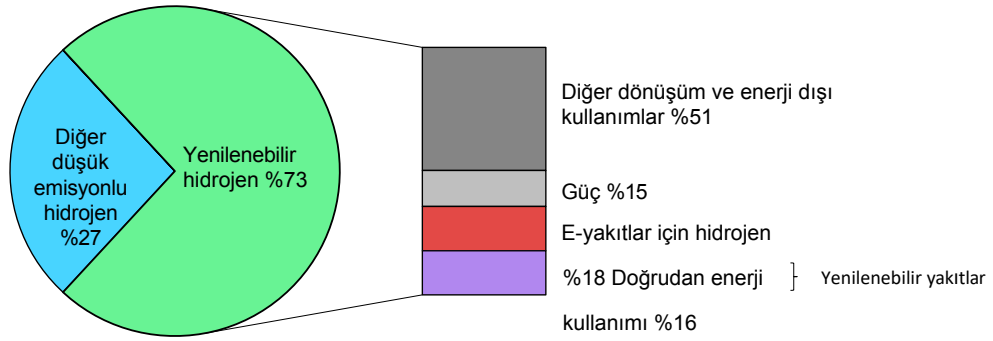
Hidrojen talebi temel olarak rafineri, amonyak ve metanol üretimi için hammadde olarak kullanılmasından kaynaklanmaktadır. 2023 yılında, hidrojenin yenilenebilir bir yakıt olarak veya e-yakıtlar gibi yenilenebilir yakıt üretiminin bir bileşeni olarak kullanımı, hidrojenli araçlar ve gösteri amaçlı e-yakıt tesisleri ile sınırlı olup ihmal edilebilir düzeydedir.

Isı ve ulaşım, beklenen yenilenebilir hidrojen talebinin üçte birini oluşturuyor

Düşük emisyonlu hidrojen üretimi, 2030 yılına kadar yaklaşık 11 kat artarak 0,8 EJ'ye ulaşır ve bugünkü toplam hidrojen talebinin %7'sini temsil eder ve yaklaşık %75'i yenilenebilir elektrikten üretilir. Üretilen 0,6 EJ yenilenebilir hidrojenin sadece 0,1 EJ'ü, başta ulaştırma sektörü olmak üzere doğrudan enerji kullanımı içindir ve bu analizde yenilenebilir bir yakıt olarak kabul edilmektedir.

Yenilenebilir hidrojen, 2030 yılına kadar üretilen tüm yenilenebilir hidrojenin %18'ini tüketen e-yakıt üretiminin de önemli bir bileşenidir. Geri kalanı ise rafineri sektöründe hammadde olarak ya da biyoyakıt üretiminde ve gübre olarak temiz amonyak üretiminde kullanılmaktadır. Ayrıca, yenilenebilir hidrojenin yaklaşık %15'i enerji sektöründe kullanılmaktadır.

Türüne göre düşük emisyonlu hidrojen üretimi ve yenilenebilir hidrojen talebi, 2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: "Yenilenebilir hidrojen" yalnızca yenilenebilir elektrik kullanılarak üretilen elektrolitik hidrojeni ifade etmektedir. Hidrojen talebi WEO 2024'teki STEPS ile uyumludur. "Doğrudan enerji kullanımı" elektrik üretimi dışında ısı veya taşıma amaçlıdır. "Enerji" elektrik üretimini kapsar. "E-yakıtlar için hidrojen", öncelikle ulaştırma sektöründe kullanılan e-yakıtları üretmek için kullanılan hidrojeni içerir. "Diğer dönüşüm ve enerji dışı kullanımlar" rafineriler, kimya endüstrisi ve çelik üretimi için hammaddeleri kapsar.

Kaynaklar: IEA (2024) [Global Hydrogen Review 2024](#); IEA (2023), [World Energy Outlook 2023](#).

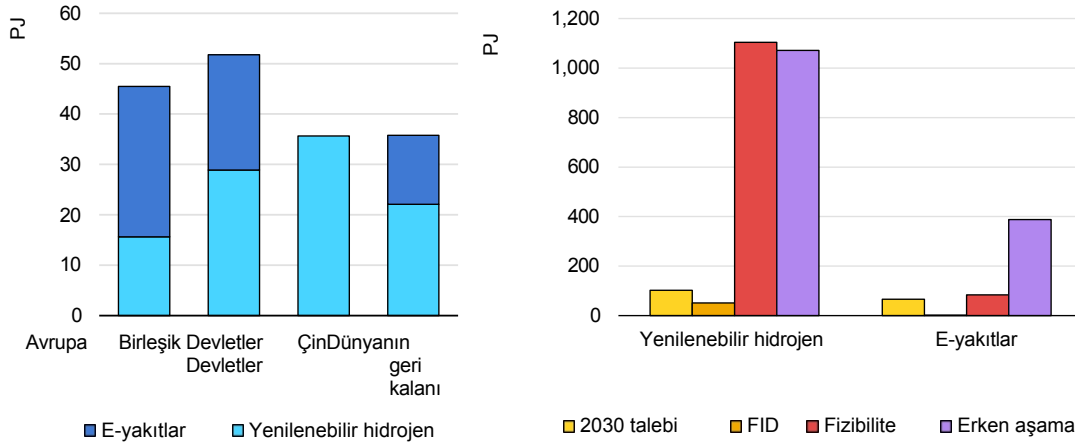
Yenilenebilir hidrojen ve e-yakıt büyümesi

Enerji için yenilenebilir hidrojen ve e-yakıt kullanımı (özellikle ulaşımda) bugün neredeyse sıfır iken 2030'a kadar 0,17 EJ'ye çıkacaktır. Avrupa, Amerika Birleşik Devletleri ve Çin'deki birkaç kilit politika bu artışın neredeyse tamamını teşvik etmektedir. Hidrojen ve e-yakıt talebinin çoğu ulaştırma pazarından kaynaklanmaktadır; e-yakıtlar havacılık ve denizcilik uygulamaları için, hidrojen ise ağır hizmet taşımacılığı için talep edilmektedir.

Bununla birlikte, yüksek maliyetler ve alımı teşvik eden sınırlı politikalar, karlı bir iş vakası oluşturmayı zorlaştırmakta ve her iki yakıt için de büyüme beklentilerini kısıtlamaktadır. Mevcut politikalar, hedefleri gerçekleştirmek için gereken yatırımları henüz katalize etmemiştir, ancak şu anda fizibilite aşamasında olan projelerin nihai yatırım kararlarını alması ve 2030 yılına kadar inşa edilmesi halinde, bu yayında öngörülen talebi karşılayacak yeterli üretim elde edilebilir.

Avrupa'da yenilenebilir hidrojen ve e-yakıt talebi RED III, ReFuelEU Havacılık ve Birleşik Krallık SAF zorunluluklarını karşılamak için 45PJ'ye genişlemektedir. Bu yasal önlemler, hidrojen ve e-yakıtları içeren RFNBO'lar için minimum gereklilikleri belirlemektedir. Avrupa Birliği'nde RED III, 2030 yılına kadar %1 RFNBO hedeflemektedir ve bu hedefin öncelikle rafinerilerde veya biyoyakıt üretiminde kullanılan yenilenebilir hidrojen ile karşılanmasını bekliyoruz. Havacılık sektöründe, ReFuelEU Aviation 2030/31 itibariyle %1,2'yi hedeflemektedir ve Birleşik Krallık SAF yetkisi 2030 itibariyle %0,5 RFNBO harmanlamasını gerektirmektedir. Avrupa Birliği de 2034 yılı için bir denizcilik RFNBO hedefi belirlemiştir, ancak bu hedef bu tahminin kapsamı dışındadır.

Yenilenebilir hidrojen ve e-yakıt talebi (solda) ve ulaşırmaya ayrılmış kapasite (sağda), ana durum, 2030



IEA. CC BY 4.0.

Notlar: FID = nihai yatırım kararı. E-yakıtlar, ulaşırmada kullanılan e-metanol, e-amonyak ve e-keroseni içerir.

Kaynaklar: IEA (2024) [Global Hydrogen Review 2024](#); IEA (2023), [World Energy Outlook 2023](#).

Amerika Birleşik Devletleri'nde toplam yenilenebilir hidrojen ve e-yakıt talebi, yol uygulamaları için hidrojen, bir miktar e-kerosen ve nakliye endüstrisinde kullanılmak üzere amonyak ve metanolü kapsayacak şekilde 50 PJ'ye çıkmaktadır. Hidrojen ve e-yakıtların her ikisi de IRA ve düşük karbonlu yakıt standartları kapsamındaki kredilerden yararlanmaktadır ve e-kerosen de yenilenebilir yakıt standardı kredileri için uygundur. Ortalama 2024 kredi fiyatlarında, taşımacılıkta kullanılan yenilenebilir hidrojen 11 ABD Doları/GJ ve e-kerosen 80 ABD Doları/GJ alacak ve bazı durumlarda fosil yakıtlarla maliyet farkını kapatacaktır.

Çin'de hidrojene olan talep, özellikle ağır hizmet tipi yakıt hücreli araçlara güç sağlamak için karayolu taşımacılığı sektöründen gelmektedir, çünkü ülke yollarında 50.000 yakıt hücreli araç bulundurmaya hedeflemektedir.

Avrupa, Amerika Birleşik Devletleri ve Çin'de, denizcilik sektörünün amonyak ve metanole olan talebi, öncelikle iç hedefleri olan uluslararası nakliye şirketleriyle yapılan alım anlaşmalarından kaynaklanmaktadır. Amonyak ve metanol için yapılan alım anlaşmaları şu anda 40 PJ civarındadır.

Uluslararası Enerji Ajansı (IEA)

Bu çalışma IEA Sekretaryasının görüşlerini yansıtmaktadır, ancak IEA'nın bireysel üye ülkelerinin veya herhangi bir fon sağlayıcı veya işbirlikçisinin görüşlerini yansıtmak zorunda değildir. Bu çalışma, herhangi bir özel konu veya durum hakkında profesyonel tavsiye niteliği taşımamaktadır. IEA, çalışmanın içeriği (eksiksizliği veya doğruluğu dahil) ile ilgili olarak açık veya zımni hiçbir beyan veya garanti vermez ve çalışmanın herhangi bir şekilde kullanılmasından veya çalışmaya güvenilmesinden sorumlu olmayacaktır.



Konu için ve IEA'nın [CC lisanslı içeriği için bildiri](#), Bu çalışma a [Creative Commons Attribution 4.0 Uluslararası Lisansı](#) ile lisanslanmıştır.

Aksi belirtilmedikçe, şekil ve tablolarda sunulan tüm materyaller IEA verilerinden ve analizlerinden elde edilmiştir.

IEA Yayınları Uluslararası Enerji Ajansı Web Sitesi:

www.iea.org

İletişim bilgileri: www.iea.org/contact

Fransa'da IEA tarafından dizildi - Ekim 2024

Kapak tasarımı: IEA

Fotoğraf kredileri: © Unsplash

