

günesder

GÜNEŞ ENERJİSİ YATIRIMCILARI DERNEĞİ

YEKDEM SONRASI LİSANSSIZ ÜRETİM: ÜÇLÜ DÖNÜŞÜM MİMARİSİ

Hazırlayan: GÜNEŞDER Enerji Politikaları Çalışma Grubu

Ekim 2025

www.gunesder.org

YEKDEM SONRASI LİSANSSIZ ÜRETİM: ÜÇLÜ DÖNÜŞÜM MİMARİSİ

Ekim 2025

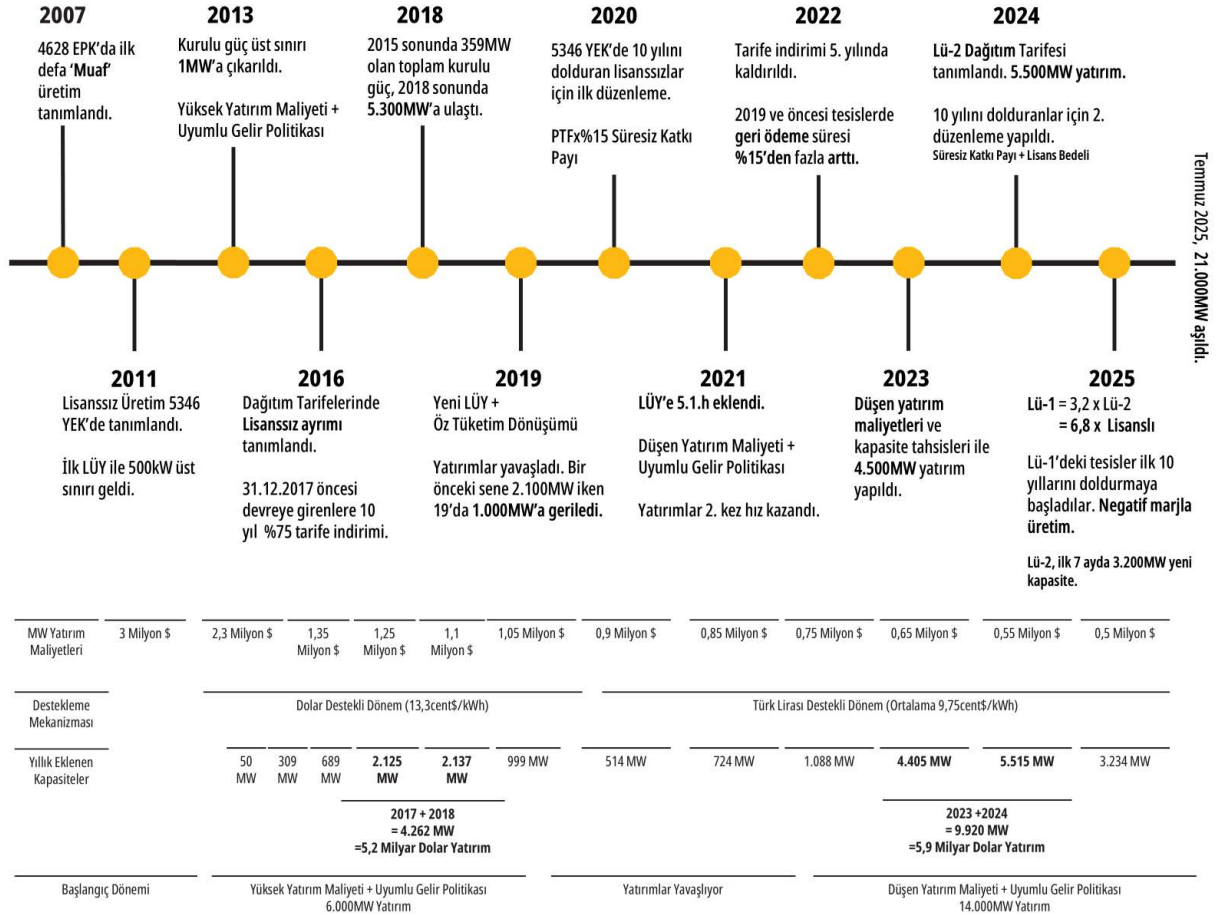
GÜNEŞ ENERJİSİ YATIRIMCILARI DERNEĞİ

Adres: Mustafa Kemal Mahallesi Dumlupınar Bulvarı 274/6 Mahall Ankara Sitesi E Blok Kat:3 No: 45 Çankaya / ANKARA
Telefon: +90 312 988 16 16 E-posta: info@gunesder.org

YÖNETİCİ ÖZETİ

Türkiye’de Lisanssız Elektrik Üretimini Yolculuğu (2011–2025)

Türkiye’de lisanssız elektrik üretimi kavramı, 2007’de 4628 sayılı Kanun’a eklenen hükümlerle ilk defa tanımlanmış, 2011’de yayımlanan ilk yönetmelik ve 500kW sınırı ile fiilen uygulanmaya başlamıştır. Bu dönem, küçük ölçekli üretimi test eden bir “öğrenme ve hazırlık süreci” niteliğindedir. Yüksek yatırım maliyetleri ve teknik belirsizlikler nedeniyle ekonomik fizibilite sınırlı olsa da, piyasa oyuncuları için önemli bir deneyim alanı yaratıldı.



2013 yönetmeliğiyle sistem olgunlaştı ve ülke geneline yayıldı. **1 MW sınırıyla** yatırım yapılabilen bu modelde, YEKDEM kapsamında **13,3 cent/kWh** düzeyinde dolar bazlı alım garantisi sunuldu. Bu teşvik, finansman güvenliği yaratarak özel sektör sermayesini sektöre çekti. 2013–2019 arası, Türkiye’nin güneş enerjisinde “kuruluş ve genişleme dönemi” oldu. Dolar destekli gelir yapısı ile **İlk Kuşak Lisanssız Üreticiler** olarak adlandırabileceğimiz binlerce küçük yatırımcı sisteme girdi, yerli panel, kablo ve mühendislik ekosistemi oluştu. Dolar destekli yapı hem enerji arzına hem de yerli sanayiye güçlü bir ivme kazandı. Bu başarı, politika yapıcının yenilenebilir kaynaklara dayalı lisanssız üretim kapasitesinin artırılması yönünde ortaya koyduğu kararlı iradeyi açıkça gösterdi ve entegrasyonu yüksek bir ekosistem oluşturdu.

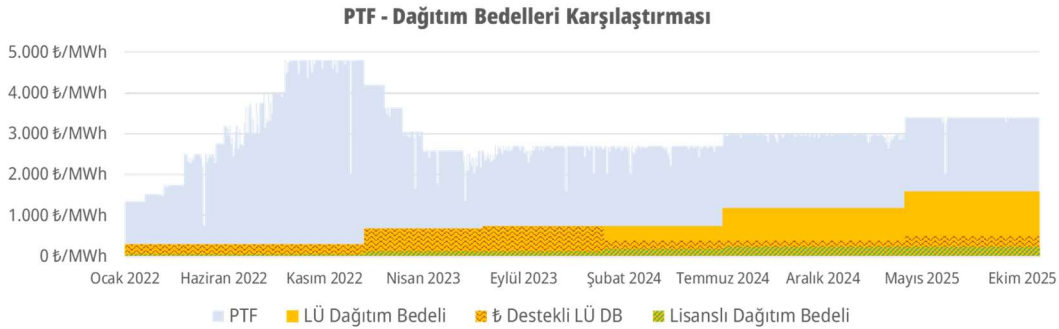
2019’da yürürlüğe giren yeni yönetmelik, dolar bazlı sistemden **TL bazlı, piyasa referanslı rejime** geçişin başlangıcıydı. **2021’de eklenen 5.1.h maddesiyle** öz tüketime dayalı üretim öne çıktı; **aylık mahsuplaşma** uygulamasıyla sanayi ve ticarethaneler enerji maliyetlerini optimize edebilen yeni bir yapıya kavuştu. **Türk**

Lirası ve aylık mahsuplaşma destekli döneminin yatırımcıları **İkinci Kuşak Lisanssız Üreticileri** oluşturdular.

Günümüze geldiğimizde 10 yılı aşkın süredir işletmede olan ilk kuşak tesisler YEKDEM süresini doldurmaya başlamış, yaklaşık 6 GW'lık portföy "serbestleşme evresi"ne geçmiştir. Lisanssız üretim ise 20.000MW'ı aşarak elektrik piyasasının ayrılmaz bir parçası haline gelmiştir.

Bu tarihsel süreçte uygulanan teşvik ve regülasyonların somut yatırım sonuçlarına baktığımızda, lisanssız elektrik üretiminin yoğun geliştiği Dolar ve Türk Lirası destekli dönemler olan 2017-18'de 5,2 milyar \$ yatırım ile 4.262MW, 2022-23'te ise 5,9 milyar \$ yatırım ile 9.920MW kapasite devreye alınmıştır. Sadeleştirecek olursak **2017-18'de 1 milyar \$'a 820 MW** inşa edilirken, **2022-2023 döneminde 1 Milyar \$'a 1680 MW** inşa edilmiştir.

Bu dönemlerdeki gelir seviyelerine baktığımızda Dolar desteklilerde 13,3cent\$/kWh, Türk Lirası desteklilerde (Sanayi ile Kamu ve Özel OG TTTZ 2023-24-25 ortalaması) 9,75 cent\$/kWh seviyeleri görülmektedir. Ana gider kalemi olan dağıtım bedelleri incelendiğinde, gelir ile yatırım maliyeti arasındaki uyumun gider kaleminde bozulduğu, dağıtım maliyetlerinin orantısız biçimde arttığı görülmektedir. 2025 Ekim ayı itibari ile Dolar destekli üreticilerin dağıtım bedelleri, Türk Lirası desteklilerin 3 katından fazla, Lisanslı üreticilerin neredeyse 7 katıdır. Aşağıdaki grafik de 2022'den bu yana dolar destekli üreticiler açısından dağıtım bedelindeki gider makasının nasıl açıldığı göstermektedir.



Lisanssız üretimin gelişimi 2013 yılı sonrasında politika yapıcının, yenilenebilir kaynaklara dayalı lisanssız üretim kapasitesinin artırılması yönünde ortaya koyduğu iradeyi açıkça göstermektedir. Böylece özellikle güneş enerjisine dayalı, entegrasyonu yüksek bir ekosistem oluşmuştur. **Politika yapıcının kararlı tutumu ve yatırım maliyetleriyle uyumlu gelir politikaları** bir araya geldiğinde büyük bir **sinerji ortaya çıkmıştır**.

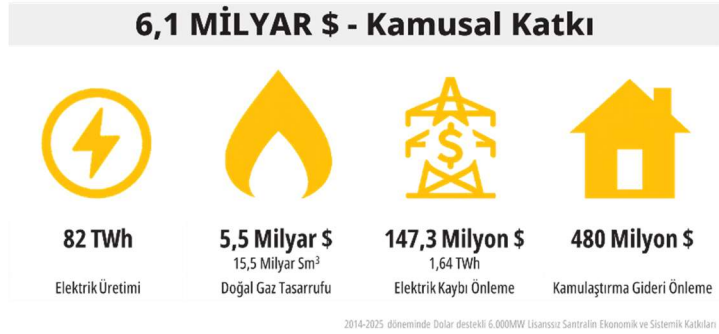
Ancak, analizde de görüldüğü gibi, işletmede 10 yılını doldurup Türk Lirası'na ve PTF'ye endeksli gelir mekanizmasına geçen tesislerin dağıtım bedelleri, gelir seviyeleriyle uyumlu değildir. Bu dengesizlik, arz güvenliği açısından ivedilikle ele alınmalıdır.

Ekonomik, Sistemik Katkıları ve Maliyetler

2013–2019 döneminde devreye alınan dolar destekli lisanssız güneş enerjisi santralleri, Türkiye'nin enerji dönüşümünün ekonomik temelini oluşturmuştur. Bu tesisler, yenilenebilir enerji kurulu gücünün %5'inden fazlasını temsil etmekte; yılda 9–10 TWh üretimle hem arz güvenliğine hem de cari açığın azalmasına doğrudan katkı sağlamaktadır. Bu üretim doğal gaz çevrim santralleri ile karşılaşıldı yılda yaklaşık

2 milyar m³ ek doğal gaz tüketimi meydana gelecek ve **2025 fiyatlarıyla yılda 635 milyon dolar** ek doğalgaz ithalat maliyeti oluşacaktır. Kümülatif etkisine baktığımızda ise ilk kuşak santrallerin 2014–2025 döneminde toplamda (15.5 milyar m³) **5,5 milyar dolar** döviz tasarrufu sağladığı gözükmektedir.

Lisanssız üreticilerin dağıtık yapısının iletim kayıplarında sağladığı düşüşle **1,64 TWh (147 milyon \$)** değerinde sistem faydası oluşmuş; yatırımcıların kendi arazilerini kullanmalarıyla **480 milyon \$** tutarında kamulaştırma maliyeti önlenmiştir. Böylece, dolar destekli lisanssız modelin (ilk kuşak lisanssız üreticilerin) ekonomiye toplam katkısı **6,1 milyar dolar** seviyesine ulaşmıştır.



Ancak bu katkının önemli bir kısmı yatırımcılar tarafından finanse edilmiştir. 2017–2025 arasında dolar destekli tesisler toplam **1,74 milyar dolar** dağıtım bedeli ödemiştir. Aynı dönemde lisanslı üreticilere kıyasla **1,41 milyar dolar** fazla ödeme yapılmış, bu fark her bir 1 MW tesis için ortalama **235 bin dolar** ek maliyet anlamına gelmiş; **yatırım maliyetlerinde** ve geri ödeme sürelerinde yaklaşık **%25'lik bir artışa** sebep olmuştur. Bu yatırımcılar, halen her sene lisanslı üreticilere göre yılda 300 milyon dolar daha fazla dağıtım bedeli ödemeye devam etmektedirler.



İlk kuşak (dolar bazlı YEKDEM döneminde kurulmuş) üreticilerin 1,1–1,3 milyon \$/MW olan yatırım maliyeti, 2019 sonrası TL bazlı ikinci kuşak tesislerde düşen teknoloji maliyetleriyle 500–700 bin \$/MW'a gerilemiştir. İlk kuşak üreticiler gelir yapıları nedeni ile daha kazançlı olarak algılanmaktadır. Ancak karşılaştırmalı olarak bakıldığında, **dolar destekli tesislerin geri ödeme süreleri, TL desteklilere göre yaklaşık %15 daha uzundur.** TL bazlı ikinci kuşak üreticiler yatırımlarını ortalama 7 yılda (kredi kullanımıyla 9,1 yılda) geri kazanabilirken, ilk kuşak üreticilerde bu süre 8 yılı (kredi kullanımıyla 10 yılı) aşmaktadır. Bu fark, dolar destekli tesislerin yüksek yatırım maliyetlerini, artan dağıtım bedelleri nedeniyle destek dönemi içinde dahi geri ödeyemediğini göstermektedir.



Buna rağmen dolar destekli model, gündüz saatlerinde **piyasa takas fiyatlarını (PTF) yumuşatmış**, tüketiciler için fiyat istikrarı yaratmıştır. Yerli panel, inverter, kablo ve mühendislik ekosisteminin oluşmasını sağlamıştır. Dolar destekli lisanssız GES'ler kamuya yük olmadan Türkiye'nin enerji güvenliğine, sanayi ekosistemine ve dış ticaret dengesine yapısal katkı sağlamış; ülkenin enerji dönüşümünde stratejik bir kaldıraç görevi üstlenmiştir.

Destek Süresini Tamamlayan Tesislerde Sürdürülebilirlik ve Arz Güvenliği Riski

YEKDEM desteğiyle 2013–2019 arasında devreye alınan yaklaşık 6 GW'lık ilk kuşak lisanssız GES portföyü 2024 itibarıyla destek süresini doldurmaya, serbest piyasa koşullarında işlemeye başlamışlardır. Ancak bu tesisler için gelir tarafındaki en büyük risk, saatlik Piyasa Takas Fiyatı (PTF) ile sabit Lisanssız Üretici-1 (LÜ-1) Dağıtım Bedeli arasındaki makasın hızla kapanmasıdır. 2025'in ilk 10 ayında PTF değeri 789 kez LÜ-1 tarife seviyesinin altında kalmış, bu saatlerin 747'si

(%95) güneş üretiminin yoğunlaştığı 11:00–15:00 aralığına denk gelmiştir. Bu da yılın %11'ine tekabül etmesine rağmen, üretim saatlerine göre simülasyon yapıldığında GES'lerin yıllık üretimlerinin yaklaşık %25'inde zarar ettikleri anlamına gelmektedir. İlerleyen yıllarda Türkiye'nin kurulu gücündeki artışlarla %25'lik zararın %45 seviyelerine göreceği tahmin edilmektedir.

Bu durum, arz güvenliği ve karbon dengesi açısından da risk yaratmaktadır. Yatırımcılar ise bu koşullarda **ya zararına üretim yapmakta ya da üretimlerini geçici olarak durdurmak** zorunda kalmaktadır. 6 GW'lık portföyün tamamının bu koşullar altında işletmede kalması durumunda her yıl yaklaşık **2,4 TWh'lik üretim negatif marjla** şebekeye verilmekte, üretimi durdurması halinde ise **215 milyon dolar civarında kamusal zarar** yaratmaktadır. Üretimde meydana gelecek bu kesinti yılda **450 milyon Sm³ doğalgaz ithalat** ihtiyacına denk gelir.

Dağıtım Bedeli_{LU1} > PTF = Zarar



215 Milyon \$
Yıllık Elektrik Kaybı Zararı



450 Milyon Sm³
Yıllık Doğalgaz İthalat Artışı



1,5 Milyon Ton CO₂
Yıllık Sera Gazı Artışı

İlk kuşak 6.000MW Lisanssız Üretici elektrik kaybı zararı:
- 2025 sonu itibarı ile yılda 37,6 Milyon \$,
- 2028 yılı itibarı ile yılda 215 Milyon \$ mertebesine erişecektir.

Dolayısıyla destek sonrası dönem sadece yatırımcıların finansal dengesini değil, **Türkiye'nin yenilenebilir arz stratejisinin devamlılığını da tehdit eden bir sürdürülebilirlik sınavıdır**. LÜ-1 tarifesinden LÜ-2'ye geçiş gibi bir reform, hem yatırımcının ekonomik devamlılığını hem de ülke enerji arz güvenliğini koruyacak en etkin yoldur.

YEKDEM Sonrası Dönemin Kırılma Noktası ve Üçlü Dönüşüm Mimarisinin İnşası

Türkiye'de 2013–2018 arasında devreye alınan ilk kuşak lisanssız üretim santrallerinin önemli bir bölümü, 2024–2026 aralığında YEKDEM destek süresini tamamlamaya başladığı yeni bir döneme girmiştir. Yaklaşık **6.000 MW** büyüklüğündeki bu portföy, ortalama 1 MW'lık binlerce yatırımcıdan oluşmakta ve ülkenin dağıtık enerji yapısının omurgasını temsil etmektedir. Bu tesisler bugüne kadar enerji arz güvenliğine, doğal gaz ithalatının azalmasına ve istihdama önemli katkılar sağlamış; ancak destek süresinin sona ermesiyle birlikte gelir-gider dengesi bozulmaya başlamıştır.

YEKDEM döneminde döviz bazlı sabit gelir mekanizmasıyla korunmuş olan yatırımcılar, artık **saatlik piyasa takas fiyatı (PTF)** dalgalanmalarına doğrudan maruz kalmakta; buna karşılık **Lisanssız Üretici-1 Dağıtım Bedeli** yüksek ve sabit kalmaktadır. 2025 yılı itibarıyla LÜ-1 kategorisinde uygulanan dağıtım bedeli **157,58 krş/kWh** seviyesindedir. Buna karşın güneş üretiminin yoğunlaştığı öğle saatlerinde PTF sıklıkla bu seviyenin altına düşmekte ve 2025_{Ocak-Ekim}'in dörtte birinde sisteme enerji veren üreticiler fiilen “negatif marj”la karşılaşmaktadır. YEKDEM süresini dolduran üreticilerin gelirlerinin piyasa fiyatlarına bağlı, en büyük gider kaleminin ise sabit bir bedel olması finansal sürdürülebilirlik açısından bir **kırılma noktası** yaratmıştır.

Bu tablo yalnızca ekonomik bir sorun değil, aynı zamanda stratejik bir risk doğurmuştur. On yıl boyunca ülkenin enerji dönüşümüne 6 milyar doların üzerinde katkı sağlamış bu altyapının devre dışı kalması, hem yatırımcılar hem de Türkiye'nin enerji güvenliği ve yeşil dönüşüm hedefleri açısından ciddi kayıplar anlamına gelir. Dolayısıyla çözüm, kamuya ek maliyet yaratmadan, hem sistem esnekliğini hem de yatırımcının işletmeye devam kabiliyetini koruyacak **yapısal bir dönüşüm mimarisi** gerektirmektedir. Rapor bu kapsamda birbirini tamamlayan üç çözüm önerisini entegre bir bütünlük içinde önermektedir:

Dağıtım Bedelinin LÜ-1'den LÜ-2'ye Düşürülmesi:

YEKDEM süresini doldurmuş tesislerde veriş yönlü dağıtım bedelinin LÜ-2 seviyesine (**49,67 krş/kWh**) indirilmesi, tesis başına 107kr/kWh düşüş sağlar. **PTF'nin 89,9\$/MWh, LÜ-1'in ise 38,2\$/MWh** mertebesinde olduğunu hatırlarsak, **LÜ-1'in yüksekliğinin sürdürülemeyeceği** daha net anlaşılacaktır.

LÜ-2 dönüşümü, sabit yüksek dağıtım bedeli ile saatlik değişen PTF arasındaki uyumsuzluğu ortadan kaldırarak yatırımcının mali dengesini korur ve ilgili kapasitenin işletmede kalmasını sağlayarak (ikame değil) yeni kapasite yatırımlarının önünü açar. Bu adım geçici bir teşvik değil, yapısal bir tarife reformudur.

Bununla birlikte, elektrik fiyatlarının düşmeye devam etmesi halinde LÜ-2 bedelinin de piyasa koşullarına göre güncellenmesi gerekebilir.

5.1.h ile Eşleştirme (Arz Fazlasını Önleyen Çözüm)

Bazı tesislerin sanayi veya ticarethane aboneleriyle eşleştirilerek aylık mahsuplaşma esasına dayalı **öz tüketime yönlendirilmesi**, hem arz fazlasını dengeleyen hem de üreticiye istikrarlı gelir sağlayan bir modeldir. Bu yaklaşım, üretimini yenilenebilir kaynaklardan sağlamak isteyen **sanayi işletmeleri** için proje geliştirme ve inşaa süreçlerini ortadan kaldıran **hızlandırılmış bir çözüm** olurken, **TEİAŞ'ın kapasite tahsis yükünü hafifletir** ve organize sanayi bölgelerinde, fabrikalarda “yeşil üretim-yeşil tüketim” eşleşmelerine zemin oluşturur. Aynı zamanda **toplayıcılık lisansı** modeliyle **uyumlu** bir yapı sunar ve sınırda karbon düzenlemeleriyle doğal olarak örtüşür.

Depolama Tesisi Kurularak Lisanslı Statüye Geçiş:

YEKDEM süresini doldurmuş lisanssız tesislere, kurulu güçleriyle eşdeğer kapasitede ve en az bir saatlik enerji depolama sistemi kurmaları halinde lisans alma hakkı tanınması öngörülmektedir. Böylece katkı payı veya lisans bedeli yerine doğrudan **sistem esnekliği sağlayan yatırım yükümlülüğü** getirilmiş olur. Batarya entegrasyonu sayesinde bu tesisler yan hizmet piyasalarına katılabilir, kısıntı (curtailment) ve dengesizlik

maliyetlerini azaltabilir. Bu model, lisanssız segmenti zamanla lisanslı üretim ekosistemine entegre ederken, yerli batarya teknolojilerinin gelişimini de teşvik eder.



Dağıtım Bedelinin LÜ-1'den LÜ-2'ye Düşürülmesi

- Yüksek ve sabit dağıtım bedelinin sebep olduğu negatif marjı giderir,
- Arz güvenliği sorununu çözer,
- İşletmede 10 yılını dolduran tesislerin üretime devam etmesi sağlanarak kamusal fayda korunur.
- Toplayıcılık lisansı ile uyumludur.



5.1.h ile Eşleştirme (Arz Fazlasını Önleyen Çözüm)

- TEİAŞ'ın kapasite tahsis yükünü azaltır,
- Tüketicie, üretime hızlı ve düşük maliyet ile erişim fırsatı verir,
- Toplayıcılık lisansı ile uyumludur,
- Sınırdaki karbon düzenlemeleri ile doğal olarak örtüşür.



Depolama Tesisi Kurularak Lisanslı Statüye Geçiş

- Kurulu güçleri ile eşdeğer en az 1 saatlik depolama,
- Katkı payı + lisans bedeli yerine sistem esnekliği sağlayan yatırım yükümlülüğü,
- Yan hizmet piyasalarına katılır, yerli batarya ekosisteminin gelişimini destekler.

Bu üç öneri birlikte değerlendirildiğinde, mali, teknik ve piyasa eksenlerinde tamamlayıcı bir sürdürülebilirlik mimarisi oluşturur. LÜ-2 tarife reformu mali dengeyi, 5.1.h modeli üretim-tüketim entegrasyonunu, depolama-lisans modeli ise piyasa ve teknoloji entegrasyonunu sağlar. Böylece binlerce tesisin sistemde kalması ve dağıtık üretim kapasitesinin kaybedilmeden geleceğe taşınması mümkün olur.

Bu dönüşümün stratejik önemi, yalnızca mevcut yatırımcıların korunmasında değil; Türkiye'nin **2053 Net Sıfır, Ulusal Enerji Planı** ve **İklim Kanunu** hedeflerine giden yolda mevcut altyapının sürdürülebilirliğinde yatmaktadır. Bugün **6 GW'lık** mevcut lisanssız portföyün **devre dışı kalması**, yıllık **3 GW'lık** yeni **kapasite hedeflerinin etkisini doğrudan gölgeleyecektir**. Bu nedenle, **mevcut kapasitenin sistemde tutulması** en az yeni yatırımlar kadar **stratejik bir gerekliliktir**.

Politika düzeyinde sürecin başarısı iki ilkeye dayanmaktadır:

- (i) Kalıcı üç eksenli mimarinin eşzamanlı işletilmesi (tarife-tüketim-depolama entegrasyonu),
- (ii) Depolama ve kontrol sistemlerinde yerli teknoloji önceliği,

Sonuç olarak, lisanssız üretim alanında gelinen nokta, yalnızca yatırımcıların ekonomik sürdürülebilirliği değil, Türkiye'nin enerji dönüşüm iradesinin devamlılığı açısından da kritik bir dönüm noktasına işaret etmektedir. **Üç adımlı çözüm paketi**; yatırımcı **emeğini** ve sermayesini **koruyan**, kamuya ek **mali yük getirmeden** piyasa rekabetini güçlendiren ve iklim hedefleriyle uyumlu bir yapısal dönüşüm perspektifi sunmaktadır. Bu yaklaşım, 2053 Net Sıfır vizyonu, Ulusal Enerji Planı ve arz güvenliği politikalarıyla tam uyum içinde, mevcut 6 GW'lık altyapının korunmasını; yeni kapasite yatırımlarının ikame değil, artan talebi karşılayan ilave üretim gücü olarak konumlanmasını mümkün kılacaktır. **GÜNEŞDER** olarak, bu dönüşümün yalnızca yatırımcılar için değil, **Türkiye'nin enerji bağımsızlığı**, sanayi rekabetçiliği ve iklim taahhütleri için de **stratejik bir zorunluluk** olduğunu vurguluyoruz.

İÇİNDEKİLER

Yönetici Özeti	1
Türkiye’de Lisanssız Elektrik Üretiminin Yolculuğu (2011–2025).....	1
Ekonomik, Sistemik Katkıları ve Maliyetler	2
Destek Süresini Tamamlayan Tesislerde Sürdürülebilirlik ve Arz Güvenliği Riski	4
YEKDEM Sonrası Dönemin Kırılma Noktası ve Üçlü Dönüşüm Mimarisinin İnşası	4
Dağıtım Bedelinin LÜ-1’den LÜ-2’ye Düşürülmesi:	5
5.1.h ile Eşleştirme (Arz Fazlasını Önleyen Çözüm).....	5
Depolama Tesisi Kurularak Lisanslı Statüye Geçiş:.....	5
1 Giriş	10
2 Lisanssız Mevzuatının gelişimi	12
2.1 Lisanssız Elektrik Fikrinin Doğuşu (2001–2011)	12
2.1.1 Muafiyetli üretimin ilk sinyali: 2007 değişikliği.....	12
2.1.2 Yenilenebilir enerjiye geçişin yasal zemini: 5346 sayılı Kanun	12
2.1.3 İlk yönetmelik: 2011 ve 500 kW dönemi	13
2.1.4 Dönemin önemi ve geleceğe etkisi.....	13
2.2 2013–2018: Büyüme, Olgunlaşma ve Sınırlama Dönemi.....	14
2.2.1 1 MW’a Geçiş: Küçük üreticiden yatırımcıya dönüşüm	14
2.2.2 Altın dönem: 2013–2016	14
2.2.3 2016–2018: Frenleme ve disiplin dönemi	15
2.2.4 Dönemin genel karakteri: hızlı büyümeden kontrollü dengeye	15
2.3 2019–2024: Dönüşüm, Mahsuplaşma ve Yeni Ekonomik Model	16
2.3.1 2019 – Öz tüketim merkezli yeni paradigma	16
2.3.2 2021 – 5.1.h dönemi ve aylık mahsuplaşmanın doğuşu.....	16
2.3.3 2022–2024 – Yönetmelik Değişiklikleri: Esneklik ve depolama	17
2.3.4 2020-2024 – Lisanslıya Geçiş Düzenlemeleri.....	17
2.3.5 Yeni Dönemin Ruhu	18
3 Türkiye’de Lisanssız GES Yatırım Maliyetlerinin Dönüşümü (2010–2025)	19
3.1 On Beş Yıllık Bir Dönüşümün Anatomisi	19
3.1.1 Dönemlere Göre Maliyet Gelişimi	19
3.1.2 Maliyet Düşüşünün Dinamikleri	19
3.1.3 Görsel Eğilim: Maliyetlerin Zaman İçindeki Düşüşü	20

3.1.4	Sonuç: Olgunlaşan Bir Pazarın İzleri	20
4	Tüketici ve Üretici Tarifelerine Bakış	22
4.1	OG Sanayi ve Ticarethane Tarifelerinin TL ve USD Bazında Gelişimi (2014–2025).....	22
4.1.1	2014–2016: Durağan dönem, rekabetçi fiyatlar.....	22
4.1.2	2017–2020: TL’de hızlı artış, dolar bazında düşüş	22
4.1.3	2021–2023: Küresel enerji krizi ve iki yönlü artış	22
4.1.4	2024–2025: Görece istikrar dönemi	23
4.1.5	Genel Değerlendirme	23
4.2	Üretici Dağıtım Bedellerinin Gelişimi (2014–2025)	24
4.2.1	2014–2016 Dönemi: Ortak Tarife, Teşvik Odaklı Başlangıç	24
4.2.2	2017–2021 Dönemi: Ayrışma ve İndirimli Tarife Dönemi	25
4.2.3	2022–2023 Dönemi: Tek Tip Lisanssız Tarife ve Yeni Denge Arayışı	25
4.2.4	2024–2025 Dönemi: Üçlü Ayrışma ve Gelir Modeline Göre Fiyatlandırma	26
4.2.5	Genel Değerlendirme: On Yılda Dört Farklı Paradigma	26
5	Lisanssız Elektrik Üretim Kapasitesi ve GES Ağırlığının Gelişimi (2013–2025).....	29
5.1	Kapasite Gelişiminin Kronolojisi	29
5.2	GES’in Lisanssız Üretim İçindeki Ağırlığı.....	30
5.3	Değerlendirme: Olgunlaşan Bir Pazar ve Geleceğin Yönü	31
6	Dönem karşılaştırması 2017-2018 / 2023-2024	32
6.1	Dönem Değerlendirmesi.....	34
7	Dolar Destekli 6000 MW’ın Ekonomik Katkıları ve Dağıtım Bedelleri Farkı	36
7.1	Tasarruflar	37
7.1.1	Doğalgaz Tasarrufu	37
7.1.2	Elektrik Kayıplarının Azaltılması.....	38
7.1.3	Kamulaştırma Tasarrufları	40
7.1.4	6.000 MW’ın Katkıları	40
7.2	Fazladan Ödenen Dağıtım Bedelleri (2017–2025)	41
7.2.1	Dönemsel Analiz	41
7.2.2	Toplam Etki ve Sektörel Yansımalar	42
7.3	Değerlendirme ve Düşünceler	43
8	On Yıllık Dolduran Tesisleri Bekleyen Tehlike ve Arz Güvenliği Riski	45
8.1	PTF’nin Dağıtım Bedelinin Altında Kaldığı Süreler	45

8.2	İki Temel Neden: Arz Artışı ve Dağıtım Bedeli Enflasyonu.....	46
8.3	Üretici Davranışı: Zarar veya Kapatma İkilemi.....	48
8.4	Potansiyel Üretim Kaybı ve Ekonomik Etki	48
8.5	Sistemsel Risk: Arz Güvenliği ve Karbon Dengesi	49
8.6	Stratejik Değerlendirme ve Politika Bağlantısı.....	49
9	Sonuç ve Politika Önerileri	50
9.1	Genel Değerlendirme ve Temel Sonuçlar	50
9.2	Politika Önerileri ve Etki Analizi	51
9.2.1	Yapısal Çözüm: LÜ-1'den LÜ-2'ye Geçiş.....	51
9.2.2	Kalıcı 5.1.h Eşleştirme Modeli: ile Öz Tüketime Dayalı Üretim.....	52
9.2.3	Depolama Kurarak Lisanslı Statüye Geçiş.....	52
9.2.4	Politika Bütünlüğü ve Etki Zinciri	52
9.3	Enerji Politikası Perspektifinden Yol Haritası	53
10	Kısaltmalar	55
11	Kaynaklar	56
12	Ekler	57
	Mevzuatsal Gelişim Tablosu.....	57
	Hesaplamalarda Kullanılan Tablolar.....	58

1 GİRİŞ

Türkiye’de enerji sektöründe yaşanan dönüşüm, yalnızca kurulu güç artışından ibaret bir büyüme değil, aynı zamanda sistemin yapısal olarak yeniden tanımlandığı bir süreçtir. Bu dönüşümün en dinamik ve yenilikçi unsurlarından biri, “**lisanssız elektrik üretimi**” modelidir. Küçük ölçekli, yatırımcı tabanlı ve yerli teknolojiyi önceleyen bu yapı, Türkiye’nin enerji arz güvenliğine, yerli sanayi gelişimine ve karbon azaltım hedeflerine doğrudan katkı sağlayan bir araç haline gelmiştir. Ancak, 2011 yılında yürürlüğe giren ilk yönetmelikle doğan bu modelin bugün ulaştığı noktada yeni bir kırılma evresi yaşanmaktadır. Raporun temel amacı, bu dönüşüm sürecini kronolojik, ekonomik ve politik boyutlarıyla ortaya koymak; dolar destekli dönemde yaratılan ekonomik katkıları analiz etmek ve YEKDEM sonrası dönemde sektörün sürdürülebilirliği için politika önerileri geliştirmektir. Lisanssız üretim kavramı, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu’na 2007 yılında eklenen bir fıkra ile ilk kez mevzuata girmiştir. Amaç, yalnızca kendi tüketimini karşılamak üzere üretim yapan küçük tesislerin lisans alma yükümlülüğünden muaf tutulmasıydı. Bu çerçevede, 2011 tarihli ilk “Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği” ile uygulamaya geçmiş, Türkiye enerji piyasasında yeni bir dönemin kapısını aralamıştır. Başlangıçta bir “öğrenme alanı” olarak kurgulanan sistem, kısa sürede hem yatırımcı davranışlarını hem de kamu kurumlarının yaklaşımını dönüştürmüştür. İlk yıllarda yatırım maliyetlerinin yüksekliği, kurulu güç ölçek büyüklüğü nedeniyle sınırlı sayıda tesis kurulabilmiştir. Buna rağmen 2011–2013 dönemi, dağıtık üretim kavramının ilk kez sahada test edildiği, teknik ve idari süreçlerin olgunlaştığı bir öğrenme dönemi olmuştur.

Gerçek büyüme ivmesi ise 2013 yılında yayımlanan yeni yönetmelikle **başlamıştır**. Bu düzenleme, **YEKDEM** (Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması) kapsamında dolar bazlı alım garantisi getirmiş, yatırımcı açısından öngörülebilir bir gelir modeli oluşturmuştur. 13,3 cent/kWh seviyesindeki destek fiyatı, özellikle finansmana erişimi kolaylaştırmış ve 1 MW büyüklüğündeki lisanssız güneş santrallerinin hızla yayılmasını sağlamıştır. **2013–2019 dönemi**, Türkiye’nin güneş enerjisinde “kuruluş ve genişleme” evresi olarak tanımlanabilir. Bu süreçte yalnızca 6 GW’tan fazla yeni kapasite devreye girmemiş, aynı zamanda yerli panel üretimi, kablo ve inverter sanayisi, mühendislik ve montaj sektörleri de hızla büyümüştür. Kısacası lisanssız üretim modeli, hem teknolojik öğrenme hem de sermaye birikimi açısından **yenilenebilir enerji piyasasının giriş kapısı** olmuştur.

2019 yılı itibarıyla sistemin ikinci fazına, yani serbestleşme ve öz tüketime yönelim dönemine girilmiştir. Yeni yönetmelikle birlikte destek fiyatları dolar bazından TL bazına dönmüş, 5.1.h tanımıyla öz tüketime dayalı tesisler ön plana çıkmıştır. Bu değişim, lisanssız modelin artık bir yatırım aracı değil, sanayicinin rekabet gücünü artıran bir **enerji maliyet yönetim aracı** haline gelmesini sağlamıştır. Mahsuplaşma ve üretim fazlası satışına ilişkin düzenlemelerle, sistem piyasa fiyatlarıyla daha entegre bir hale gelmiş; böylece Türkiye enerji piyasasının genel serbestleşme vizyonuna paralel bir yapı oluşmuştur. Ancak bu dönüşüm, aynı zamanda eski dönemde dolar bazlı destekle kurulmuş tesisler için yeni bir sınav anlamına gelmiştir. 2024–2028 arasında YEKDEM süresi sona erecek **6 GW’lık portföy**, bugünkü **yüksek dağıtım bedelleri** ve **düşük PTF fiyatları** arasında **sürdürülebilirlik sorunu** ile karşı karşıya kalmıştır.

Lisanssız elektrik üretimi, Türkiye’nin yenilenebilir enerji dönüşümünde ilk on yılı boyunca dinamik bir büyüme süreci yaşamıştır. Ancak sektör artık yeni bir dönüm noktasına gelmiştir: ilk kuşak tesislerin önemli bir bölümü destek süresini tamamlamaya ve piyasa koşullarında ayakta kalma mücadelesine başlamıştır. 2013–2019 arasında devreye alınan bu 6 GW’lık portföy, uzun yıllar boyunca dağıtım

şebekesine katkı sağlayan, arz güvenliğini destekleyen ve Türkiye'nin enerji ithalat faturasını azaltan bir rol üstlenmiştir.

Ne var ki 2025 itibarıyla piyasa yapısındaki değişim, bu tesisler için yeni bir sürdürülebilirlik sınavı doğurmuştur. Piyasa Takas Fiyatı (PTF), gün ortası saatlerinde sıklıkla Lisanssız Üretici-1 (LÜ-1) dağıtım bedelinin altına düşmekte; üreticiler, zararına üretim ile tesis kapatma arasında seçim yapmak zorunda kalmaktadır. Bu durum yalnızca yatırımcı kârlılığı değil, aynı zamanda ülke enerji arz güvenliği açısından da kritik bir risk teşkil etmektedir.

Bu nedenle raporun ilerleyen bölümlerinde, destek süresini tamamlayan tesislerin karşı karşıya olduğu ekonomik baskılar, bunun sistemik sonuçları ve sürdürülebilir bir geçiş için geliştirilen politika önerileri ayrıntılı biçimde ele alınmaktadır.

Bu durum, yalnızca yatırımcıların değil, enerji sisteminin bütününün sürdürülebilirliği açısından da bir kırılma noktası yaratmaktadır. Zira bu portföy, Türkiye'nin yenilenebilir üretim kapasitesinin önemli bir kısmını oluşturmaktadır, aynı zamanda binlerce yerli işletmenin enerji arz güvenliğine katkı sağlamaktadır. Dolayısıyla bu tesislerin sistemde tutulması, yalnızca özel sektör yatırımlarını korumak değil, ulusal enerji politikasının sürekliliğini temin etmek anlamına gelir. YEKDEM sonrası dönemde yaşanan bu finansal baskı, kamuya doğrudan yük getirmeden, sistem faydasını koruyacak yeni politika mekanizmalarının geliştirilmesini zorunlu kılmaktadır.

Bu rapor, işte tam bu noktada konumlanmaktadır. Çalışma, 2011–2025 döneminde lisanssız üretim mevzuatının evrimini, ekonomik etkilerini ve YEKDEM sonrası dönemin yapısal risklerini bütüncül bir bakışla incelemekte; çözüm olarak üç tamamlayıcı politika önerisini detaylandırmaktadır: **(1)** depolama yatırımıyla lisanslı statüye geçiş, **(2)** 5.1.h modeli kapsamında öz tüketime dönüşüm ve **(3)** dağıtım bedelinde LÜ-1'den LÜ-2'ye geçiş. Bu üç yaklaşım, kısa vadede tesislerin kapanmasını önlerken, orta vadede üretimin sanayile bütünleşmesini ve uzun vadede de lisanslı piyasaya entegrasyonu mümkün kılmaktadır. Dolayısıyla raporun odağı, geçmişe dönük bir değerlendirme kadar, geleceğe yönelik bir yol haritası ortaya koymaktır.

Metodolojik olarak rapor, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) ve Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) tarafından yayımlanan kamu verileri, yatırım maliyet serileri, dağıtım bedeli tarifeleri ve piyasa takas fiyatı (PTF) ortalamaları üzerinden yürütülmüştür. Ayrıca sektör paydaşlarının saha deneyimleri, yatırımcı geri bildirimleri ve önceki dönem yönetmelik revizyonları karşılaştırmalı biçimde değerlendirilmiştir. Analizler yalnızca ekonomik değil, aynı zamanda sistemik etkileri — örneğin iletim kayıplarındaki azalma, doğalgaz ikamesi, kamusal yatırım tasarrufu gibi — kapsayacak şekilde tasarlanmıştır.

Sonuç olarak bu rapor, lisanssız elektrik üretiminin Türkiye enerji piyasasında geçirdiği dönüşümü bütüncül biçimde analiz ederek, 2011'deki öğrenme döneminden 2025'teki yerli ekosistem evresine uzanan yolculuğun derslerini ortaya koymayı amaçlamaktadır. Bu yolculuk, bir yandan ülkenin enerji arz güvenliğini güçlendirmiş, diğer yandan yerli sanayinin doğuşuna zemin hazırlamıştır. Şimdi ise YEKDEM sonrası dönemde, bu kazanımların kalıcı hale gelmesi için yeni bir politika mimarisi gerekmektedir. Dolayısıyla bu çalışma, geçmişin deneyimini geleceğin stratejisine dönüştürmeyi hedefleyen bir yol haritasıdır.

2 LİSANSSIZ MEVZUATININ GELİŞİMİ

2.1 Lisanssız Elektrik Fikrinin Doğuşu (2001–2011)

Türkiye elektrik sektöründe “lisanssız üretim” kavramı bugün oldukça yerleşik görünse de, bu modelin arkasında neredeyse yirmi yıllık bir dönüşüm hikâyesi bulunur. Bu hikâyenin başlangıcı, 2001 yılında yürürlüğe giren **4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu** ile atılmıştır.

Bu kanun, Türkiye elektrik piyasasının “serbestleşme” sürecini başlatmış, üretim, iletim, dağıtım ve ticaret faaliyetlerini birbirinden ayırarak rekabete dayalı bir yapı kurulmasının önünü açmıştır. Ancak o dönemde her üretim faaliyeti için lisans alma ve şirket kurma zorunluluğu vardı. Bu durum, yalnızca kendi elektrik ihtiyacını karşılamak isteyen küçük işletmeler, belediyeler ya da bireyler için büyük bir engel oluşturuyordu. Elektrik üretmek istiyorsanız, tıpkı bir enerji şirketi gibi lisans almak ve anonim şirket kurmak zorundaydınız. Dolayısıyla “kendi elektriğini üretmek” fikri, yasal olarak mümkün olsa bile pratikte hayata geçirilemiyordu.

2.1.1 Muafiyetli üretimin ilk sinyali: 2007 değişikliği

Bu tablo 2007 yılında önemli bir kırılma yaşadı. 4628 sayılı Kanun’a, **18 Nisan 2007 tarihli 5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu** ile eklenen bir hüküm, enerji piyasasının yönünü değiştiren ilk adım oldu. Bu hükümlerle, **“yalnızca kendi ihtiyacını karşılamak amacıyla, Bakanlık tarafından belirlenecek verimlilik düzeyini aşan kojenerasyon tesislerinin lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaf tutulabileceği”** düzenlendi.

Bu küçük gibi görünen cümle, aslında devrim niteliğindedir. Çünkü Türkiye’de ilk kez bir üretim tesisinin **lisans almadan** elektrik üretebilmesinin önü açılmıştı. Bu düzenleme yalnızca kojenerasyon tesislerini kapsasa da, enerji politikasında “yerinde üretim” ve “öz tüketim” kavramlarının temelleri burada atıldı. Bugün bildiğimiz anlamda lisanssız elektrik üretiminin yasal atası işte bu 2007 değişikliğidir.

2.1.2 Yenilenebilir enerjiye geçişin yasal zemini: 5346 sayılı Kanun

2007 öncesinde piyasa yapısı tamamen fosil yakıtlara dayanırken, **5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kanunu** 2005 yılında yürürlüğe girerek yepyeni bir sayfa açtı. Bu kanun, rüzgâr, güneş, biyokütle ve hidroelektrik gibi yenilenebilir kaynakların elektrik üretiminde kullanılmasını teşvik ediyordu. Ancak ilk hâlinde “lisanssız üretim” ifadesi yer almıyordu. Yani yenilenebilir kaynaklardan üretim yapılabilirdi ama bu üretimin lisanssız şekilde gerçekleştirilmesi henüz yasal olarak mümkün değildi.

Bu eksiklik 2011 yılında giderildi. **8 Ocak 2011 tarihli değişiklikle 5346 sayılı Kanun’a eklenen 6/A maddesi**, lisanssız üretimi açıkça tanımlayarak enerji mevzuatında bir milat yarattı.

Yeni madde, **belirli kurulu güç sınırının altındaki yenilenebilir enerji kaynaklı üretim tesislerinin lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaf tutulabileceğini** hükme bağladı.

Ayrıca bu tesislerin ihtiyaç fazlası elektriği sisteme verebilmesi ve bunun **YEKDEM (Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması)** fiyatları üzerinden değerlendirilebileceği belirtildi. Böylece fazla enerji artık “bedelsiz katkı” değil, ekonomik değeri olan bir ürün haline geldi.

Bu düzenleme, yalnızca küçük yatırımcıların değil, aynı zamanda ülke genelinde dağıtık üretim fikrinin de önünü açtı. Elektrik üretildiği noktada tüketilmesi; iletim kayıplarını azaltacak, arz güvenliğini artıracak ve yenilenebilir enerji payını büyütecekti.

2.1.3 İlk yönetmelik: 2011 ve 500 kW dönemi

Bu yasal zeminin ardından, **21 Temmuz 2011 tarihinde** yayımlanan “Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik”, Türkiye’de lisanssız üretimin fiilen başlamasını sağladı.

Yönetmelik, 5346 sayılı Kanun’un 6/A maddesine dayanıyor ve **azami 500 kW kurulu güce sahip yenilenebilir enerji kaynaklı tesislerin** lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaf tutulacağını belirtiyordu.

Bu dönemde amaç basitti ama stratejikti: haneler, belediyeler, küçük işletmeler veya çiftlikler kendi elektrik ihtiyaçlarını karşılayabilecekti. Yani enerji üretimi artık sadece büyük santrallerin, holdinglerin veya kamu şirketlerinin işi olmaktan çıkıyor, tabana yayılan bir üretim anlayışına dönüşüyordu.

Ancak 2011 yönetmeliği hâlâ tam anlamıyla “ticari” bir model değildi. Çünkü kurulabilecek tesisin ölçeği küçük, yatırım maliyetleri ise henüz çok yüksekti. Gerek ölçeğin büyümesi gerekse yatırım maliyetlerinde ciddi düşüşler ile ilerleyen yıllarda sektör yatırım yapılabilir hale gelecekti.

Yine de bu dönemin en büyük kazanımı, bireylerin ve küçük ölçekli yatırımcıların “**kendi elektriğini üretme hakkı**”nı yasal güvenceye kavuşturmasıydı. Bu, hem enerji arz güvenliği açısından hem de toplumsal farkındalık bakımından tarihi bir adımdı.

2011–2013 arasındaki süreç, lisanssız üretim sisteminin “öğrenme ve hazırlık dönemi” olarak değerlendirilebilir. Başvuru süreçleri, teknik bağlantı kuralları ve dağıtım sistemine entegrasyon gibi konular ilk kez sahada test edildi.

Bu süreçte yatırımcılar, EPDK ve dağıtım şirketleri arasında yeni bir iş birliği modeli doğdu. Artık Türkiye’de enerji sektörü, yalnızca dev projelerle değil, **küçük ama yaygın üretim adalarıyla** büyümeye başlamıştı.

2.1.4 Dönemin önemi ve geleceğe etkisi

2011 öncesi on yıllık dönem, lisanssız üretimin “doğuş hikâyesi” olarak anılabilir. Bu dönemde atılan her adım – 4628 ile başlayan serbestleşme, 2007’deki muafiyetli üretim tanımı ve 2011’deki ilk yönetmelik – bugünkü lisanssız üretim sisteminin yapı taşlarını oluşturdu.

Bu yapı, küçük üreticilerin sahneye çıkmasını sağladı; yatırımcılara yeni bir alan açtı ve Türkiye’nin enerji arz güvenliği stratejisinde “dağıtık üretim” kavramını merkezî bir konuma taşıdı.

2011 itibarıyla lisanssız üretim hâlâ küçük bir kıvılcım gibiydi. Ancak bu kıvılcım, birkaç yıl içinde Türkiye’nin enerji dönüşümünde en dinamik unsurlardan biri haline gelecekti.

2.2 2013–2018: Büyüme, Olgunlaşma ve Sınırlama Dönemi

2011 yönetmeliğiyle ilk adımı atılan lisanssız üretim yapısı, kısa süre içinde önemli bir ivme kazandı. Ancak bu ivmenin gerçek anlamda piyasaya dönüşmesi, **2013 yılında yürürlüğe giren 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu** ile mümkün oldu.

Bu kanun, lisanssız üretimi ilk kez kapsamlı biçimde düzenleyerek EPDK'ya (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu) bu alanda ayrıntılı yönetmelikler çıkarma yetkisi verdi. Aynı yılın Ekim ayında yayımlanan **yeni Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği (LÜY)**, Türkiye enerji piyasasında yeni bir dönemin başlangıcıydı.

2.2.1 1 MW'a Geçiş: Küçük üreticiden yatırımcıya dönüşüm

2013 yönetmeliği, önceki 500 kW sınırını **1 MW'a** çıkararak sistemin ölçeğini genişletti. Düşen yatırım bedelleri ile bu değişiklik, yatırımcı profilini de kökten değiştirdi: Artık sadece bireyler ya da küçük işletmeler değil, orta ölçekli yatırımcılar da bu alana girebiliyordu.

Yönetmeliğin en önemli yeniliklerinden biri, **5. maddede yer alan farklı üretim tiplerinin tanımlanmasıydı:**

- **Madde 5.1.c:** Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı, 1 MW'a kadar kurulu güce sahip tesisler. Bu tesisler, fazla üretimlerini **YEKDEM fiyatları üzerinden** satabiliyordu. Üstelik bu fiyatlar **ABD doları bazında** belirlenmişti.
- **Madde 5.1.ç:** Ürettiği enerjinin tamamını aynı noktada tüketen, yani yalnızca öz tüketim amaçlı tesislerdi. Bu tipte satış hakkı yoktu.

Bu iki tip, lisanssız üretim sistemine hem çeşitlilik hem de yatırım mantığı kazandırdı.

5.1.c tipi tesisler, finansman bulma kolaylığı ve sabit döviz bazlı gelir garantisi sayesinde hızla yaygınlaştı. Özellikle bankalar ve finans kuruluşları bu dönemde lisanssız projelere kredi vermeye başladı. Artık lisanssız üretim sadece enerji politikası aracı değil, **gerçek bir yatırım enstrümanı** hâline gelmişti.

2.2.2 Altın dönem: 2013–2016

Bu dönem, dolar bazlı YEKDEM destekli ilk kuşak lisanssız üreticilerin olduğu fazdır; yüksek kurulum maliyetlerine rağmen sabit döviz bazlı alım garantisi, piyasaya hızlı girişleri mümkün kılmış ve Türkiye'nin güneş enerjisi portföyünün temelini oluşturmuştur.

Bu yıllar, Türkiye'de lisanssız üretimin "altın çağı" olarak anılır. 13,3 dolar/cent düzeyindeki YEKDEM alım fiyatları ve düşmeye başlayan ekipman maliyetleri, yatırımın geri ödeme süresini 5–6 yıl bandına kadar indirmişti.

Bu, hem bireysel yatırımcıyı hem de küçük sermaye gruplarını cezbedi. "Her 20 dönüme 1 MW" sloganı, adeta sektörün mottosu haline geldi.

Dağıtım şirketlerinin bağlantı süreçleri hızlandı, mühendislik ve EPC (mühendislik, tedarik, inşaat) şirketleri hızla çoğaldı, yerli panel üretimi artış gösterdi.

Ancak bu hızlı büyüme beraberinde **altyapısal baskı** getirdi. Bazı bölgelerde trafo merkezleri doldu, kapasite başvuruları birbiriyle çakışmaya başladı.

2015 sonuna doğru EPDK ve TEİAŞ, şebeke güvenliği açısından önlem alınması gerektiğini tespit etti. Lisanssız üretim artık bir “başarı hikâyesi” olmakla birlikte, kontrol edilmezse sistem dengesini zorlayabilecek bir hacme ulaşmıştı.

2.2.3 2016–2018: Frenleme ve disiplin dönemi

Bu farkındalıkla birlikte, **23 Mart 2016 tarihli yönetmelik değişikliği**, lisanssız üretim için ilk sınırlayıcı kuralları getirdi.

Bunlardan en önemlileri:

- 0,499 MW’a kadar olan tesislerin trafo merkezine uzaklığı **5 km** ile sınırlandı.
- 0,5–1 MW arasındaki tesislerde bu sınır **10 km (kuş uçuşu)** olarak belirlendi.
- Aynı kişi veya şirketin aynı trafo merkezinde birden fazla tesis kurabilmesi kısıtlandı.

Bu değişikliklerle birlikte “konsantrasyon riski” azaltılmak isteniyordu.

Yatırımcı açısından ise bu, proje alanı seçiminde ve teknik fizibilitelerde ciddi bir yeniden planlama anlamına geldi.

2018 yılı, bu kısıtlamaların en keskinleştiği dönem oldu.

17 Ocak 2018 tarihli düzenleme ile getirilen en çarpıcı kural, yatırımcılar arasında “**anlık aşım**” maddesi olarak bilinen uygulamaydı. Artık bir tesis, sözleşme gücünü bir saniyelikliğine bile aştığında, o ayın tüm fazla üretimi **bedelsiz katkı** sayılıyordu.

Bu kural, yatırımcıları teknik disipline zorladı; inverter ayarlarından üretim planlamasına kadar her detay daha hassas hâle geldi.

Aynı yıllarda, **lisanssız üreticiler için dağıtım bedeli indirimleri** de kademeli olarak kaldırılmaya başlandı. Başlangıçta lisanssız üreticiler, lisanslı santrallere göre daha düşük dağıtım bedeli ödüyordu. Ancak bu avantaj 2016 sonrası dönemde aşamalı olarak daraltıldı, 2022’ye gelindiğinde tamamen sona erdi.

2.2.4 Dönemin genel karakteri: hızlı büyümeden kontrollü dengeye

2013–2018 dönemi, lisanssız üretimin “serbest büyüme” döneminden “kontrollü olgunluk” dönemine geçişidir.

Bu beş yıl içinde binlerce küçük ölçekli güneş enerjisi santrali kurulmuş, yerli üretim kapasitesi güçlenmiş ve dağıtık enerji kavramı enerji politikasının merkezine yerleşmiştir.

Ancak büyümenin getirdiği teknik baskılar, mevzuatın disipline edilmesini zorunlu kılmıştır.

2018 sonu itibarıyla Türkiye, lisanssız üretimi bir teşvik modelinden çıkararak sistem güvenliğiyle dengeli bir piyasa aracı hâline getirmeye yönelmiştir. Artık öncelik, satıştan çok **tükettiğini üret** kavramına kaymaya başlamıştır — bu, 2019 sonrası dönemin en belirgin yönelimidir.

2.3 2019–2024: Dönüşüm, Mahsuplaşma ve Yeni Ekonomik Model

2018 sonrasında Türkiye’de enerji politikalarının yönü değişmeye başladı. Artık amaç yalnızca yenilenebilir kaynakları teşvik etmek değil, aynı zamanda bunlara dayalı lisanssız üretimin **şebeke üzerindeki etkilerini dengelemek** ve **tüketimle daha sıkı ilişkilendirmektir**.

Bu dönüşüm, lisanssız üretim rejiminin “ikinci evresi”nin başlangıcı oldu.

2.3.1 2019 – Öz tüketim merkezli yeni paradigma

12 Mayıs 2019 tarihli yönetmelik, lisanssız üretim sisteminde adeta yeni bir sayfa açtı.

Bu düzenlemeyle birlikte, 2013 döneminde uygulanan satış odaklı YEKDEM modeli yerini **öz tüketim merkezli bir yapıya** bıraktı. Artık lisanssız üretimin amacı, şebekeye enerji satmak değil, kendi tüketimini üretmekti, en azından güçlü bir temel atılmış, yön belli olmuştu.

Yönetmelikte “üretim tesisinin tüketim noktasıyla ilişkilendirilmesi” kavramı ilk kez açıkça tanımlandı. Bu, yatırımcı için büyük bir zihinsel dönüşüm anlamına geliyordu:

Artık başarı, ne kadar çok sattığınızla değil, **şebekeden ne kadar az enerji satın aldığınızla** ölçülüyordu.

Bu dönemde 5.1.c tipi tesislere yeni başvurular fiilen kapandı. Mevcut santraller YEKDEM’den yararlanmaya devam ederken, yeni projelerde satış yerine **mahsuplaşma (net metering)** ön plana çıktı. Böylece Türkiye, Avrupa’da hızla gelişen “prosumer” (üreten-tüketici) modeline benzer bir yapıya adım attı.

2.3.2 2021 – 5.1.h dönemi ve aylık mahsuplaşmanın doğuşu

Lisanssız üretim sistemindeki en önemli yapısal değişikliklerden biri, **9 Mayıs 2021 tarihli yönetmelik değişikliğiyle** geldi.

Bu değişiklikle birlikte **5.1.h tipi tesisler** tanımlandı.

Sanayi tesisleri, belediyeler ve tarımsal sulama aboneleri, artık kendi tüketimlerinin **sözleşme gücü kadar**, hatta sanayi için bu değer **iki katına kadar** kurulu güçte üretim tesisi kurabilecekti.

Bu modelde en çarpıcı yenilik, **aylık mahsuplaşma** kavramının getirilmesiydi.

Artık üretilen ve tüketilen enerji aylık bazda karşılaştırılıyor, fazla enerjiye ilişkin gelir veya katkı durumu bu net fark üzerinden belirleniyordu. Bu durum hem yatırımcıya öngörülebilirlik sağladı hem de şebekedeki dengesizliklerin azalmasına katkı sundu.

YEKDEM’in dolar bazlı sabit fiyat döneminden, **yerli para cinsinden tasarruf bazlı gelir modeline** geçilmişti.

Bu dönem, aynı zamanda lisanssız üretim yatırımcısının profilini de değiştirdi.

Artık tipik yatırımcı bir “mini enerji üreticisi” değil, **enerji maliyetini yönetmek isteyen sanayici veya işletme** haline gelmişti.

2.3.3 2022–2024 – Yönetmelik Değişiklikleri: Esneklik ve depolama

2022 yılıyla birlikte mevzuat, hem teknolojik hem coğrafi esneklik kazandı.

11 Ağustos 2022 tarihli düzenleme, üretim tesislerinin artık tüketim tesisinden farklı bir dağıtım bölgesinde de kurulabilmesine izin verdi.

Bu, özellikle büyük sanayi gruplarının farklı bölgelerde enerji yatırımı yapabilmelerini kolaylaştırdı.

Ancak aynı düzenleme, **satışa konu fazla üretimin tüketimi geçemeyeceği kuralını getirdi**. Bu da tüketim kapasitesinin altındaki santrallerde ekonomik verimliliği sınırlandırdı.

4 Nisan 2023 tarihli değişiklikle, lisanssız üretim dünyasında bir ilk yaşandı:

“**Pompaj depolamalı üretim tesisi**” kavramı yönetmeliğe girdi. Böylece Türkiye, lisanssız üretimle **enerji depolama teknolojilerini aynı çerçevede** buluşturan sayılı ülkelerden biri oldu.

Bu adım, lisanssız üretimi artık sadece bir üretim modeli olmaktan çıkarıp, **enerji yönetimi ve şebeke dengeleme aracı** haline getirdi.

2.3.4 2020-2024 – Lisanslıya Geçiş Düzenlemeleri

Lisanssız tesislere dair yönetmelik değişimleri devam ederken, 10 yılını dolduran tesislerin geleceğini belirleyen **2 Aralık 2020** ve **2 Mayıs 2024** tarihli düzenlemeler geldi.

Bu düzenlemelere göre, YEKDEM süresi dolan tesisler iki yoldan birini seçebilecekti:

- **Lisanslı rejime geçmek:**
 - 2020’de destek süresi dolan tesislerin, piyasa takas fiyatının (PTF’nin) **%15’ini lisans süresi boyunca katkı payı** ödemeleri koşulu ile lisanslanmaları kanunlaştı.
 - 2024’teki değişiklikte üreticiler, piyasa takas fiyatı (PTF) ile YEKDEM fiyatı arasındaki farkı **lisans süresi boyunca YEK’e katkı payı** olarak ödeyecek, **ayrıca lisans bedeli** verecekti.
 - 2020’den 2024’e gelindiğinde sektörün geri kalanından farklı olarak **lisans süresi boyunca katkı** kavramının değişmediğini ve buna bir de **tavan fiyat** uygulaması getirildiğini görüldü.
- **Lisanssız kalmak:** Fazla enerjiye uygulanacak fiyat, **piyasa takas fiyatını aşamayacaktı**. Lisanssız tesislere uygulanana **yüksek dağıtım bedeli** ile boğuşan üreticilerin satış bedelleri **saatlik bazda tavan fiyat** ile sınırlandırılmıştı.

Bu yeni çerçeve, on yılını dolduran lisanssız tesislerin ekonomik yükünü artırdı ve sürdürülebilirliğini tartışılmalı hale getirdi. Üretici hangi yolu seçerse seçsin ya yüksek gider maliyeti ya da yüksek katkı payı ödemeye zorunlu hale gelmişti.

Tamamına yakını güneş enerjisi santrallerinden (GES’lerden) oluşan lisanssız üreticiler için piyasa entegrasyonunun önü açılırken, mali kısıtlamalar bu eskiyen tesislerin devamını belirsizliğe itebiliyordu.

2.3.5 Yeni Dönemin Ruhü

2019–2024 dönemi, lisanssız üretimin “kendi elektriğini üret” anlayışından “ürettiğini dengele ve yönet” vizyonuna evrildiği dönemdir.

Bu yıllar boyunca sistemin odağı satıştan tüketim yönetimine, bireysel üreticiden kurumsal enerji yöneticisine, üretimden depolamaya kaydı. Depolamaya kayışın temelleri atıldı.

Bugün lisanssız üretim; yalnızca bir teşvik mekanizması değil, Türkiye’nin **enerji arz güvenliği, karbon azaltımı ve şebeke verimliliği stratejisinin** kilit bir unsuru hâline gelmiştir.

Bu dönüşüm, önümüzdeki yıllarda depolama, hibrit üretim ve toplayıcı modellerle daha da derinleşmeye aday görünmektedir. Ancak işletmede 10 yılını dolduran tesislerin arza katılımını destekleyecek, serbest piyasa ile uyumlu politika değişimleri üreticiler merak konusu olmaya devam edecek.

Aşağıdaki tabloda 2007–2024 yılları arasında lisanssız üretim’in doğuşu ve gelişimine dair önemli politika değişimleri paylaşılmıştır.

3 TÜRKİYE’DE LİSANSSIZ GES YATIRIM MALİYETLERİNİN DÖNÜŞÜMÜ (2010–2025)

3.1 On Beş Yıllık Bir Dönüşümün Anatomisi

Türkiye’nin güneş enerjisi serüveni, yalnızca kurulu güç artışıyla değil, maliyetlerin dramatik şekilde düşmesiyle de tanımlanabilir. 2010 yılında henüz birkaç pilot proje düzeyinde olan güneş enerjisi sektörü, bugün on binlerce küçük ve orta ölçekli lisanssız tesisin bulunduğu olgun bir pazar haline gelmiştir. Bu dönüşümün ardında yatan en önemli unsurlardan biri, birim yatırım maliyetlerindeki olağanüstü düşüştür.

2010’da 1 MW’lık bir güneş santrali kurmanın maliyeti ortalama 3,0 – 3,5 milyon USD seviyesindeydi. Aradan geçen 15 yılda, bu maliyet yaklaşık %80 oranında azalarak 2025 itibarıyla 0,5 – 0,6 milyon USD/MW aralığına inmiştir. Bu ölçek, yalnızca teknolojik ilerlemeyi değil; aynı zamanda üretim zincirindeki olgunlaşmayı, EPC firmalarının uzmanlaşmasını ve yerli üretim ekosisteminin güçlenmesini de göstermektedir.

3.1.1 Dönemlere Göre Maliyet Gelişimi

2010–2013 döneminde güneş paneli teknolojisi pahalıydı ve Türkiye’de üretim kapasitesi yok denecek kadar azdı. Modül fiyatları 1,8–2,0 USD/W, inverter ve montaj ekipmanları ise ithalat vergileriyle birlikte oldukça yüksek maliyetliydi. Lisanssız üretim kavramı yeni tanımlandığından, yatırımcı sayısı sınırlıydı. Finansman kaynakları kısıtlı, kredi faizleri yüksekti. Bu koşullar altında yatırımın geri ödeme süresi genellikle 10–12 yıl aralığındaydı.

2013–2018 arasında EPC firmaları kurumsallaştı, mühendislik ve tedarik süreçlerinde standardizasyon başladı. 2016–2018 arasında, sahada kurulan 1 MW’lık tesislerin ortalama maliyeti 1,1–1,35 milyon USD seviyelerine kadar geriledi. Bu dönem, Türkiye’de “1 MW’lık lisanssız santral furyası” olarak anılır hale geldi.

2019–2022 yıllarında pandeminin yarattığı tedarik zinciri sorunları, navlun artışları ve ham madde fiyatlarındaki dalgalanmalar maliyetleri bir süre için dengeledi. MW başına yatırım maliyeti 0,75–0,85 milyon USD civarına oturdu.

2023–2025 döneminde küresel güneş modülü arzı hızla artmış, Türkiye’de 1 MW’lık lisanssız GES projesi ortalama 500.000–650.000 USD bandında tamamlanabilir hale gelmiştir.

Böylece ilk kuşak tesisler ile ikinci kuşak tesisler arasındaki yatırım maliyeti farkı 2 ila 2,5 kat seviyesine kadar çıkmıştır. Bu nedenle kuşak sınıflandırması yalnızca tarihsel değil, aynı zamanda ekonomi-politik açıdan da gerekli ve anlamlı bir ayrıma işaret etmektedir.

3.1.2 Maliyet Düşüşünün Dinamikleri

Bu maliyet düşüşünü yalnız panel fiyatı indirimi olarak görmek doğru olmaz. Aşağıdaki faktörler düşüşün çok boyutlu yapısını açıklamaktadır:

- Teknoloji verimliliği: Hücre verimlilikleri 2010’da %14–15 iken bugün %23 seviyelerine ulaşmıştır.

- EPC ve BOS optimizasyonu: Kablolama, montaj sistemleri, işçilik ve proje yönetimi süreçlerinde dijitalleşme sayesinde işçilik süreleri %40'a kadar azalmıştır.
- Finansman koşulları: Yatırım kredilerinde vadeler uzamış, faiz oranları proje finansmanı için rekabetçi hale gelmiştir.
- Yerli üretim ve kur etkisi: Türkiye'de modül, inverter, konstrüksiyon ve kablo üretimi artmıştır.
- Rekabet: EPC firmalarının sayısındaki artış ve ölçek ekonomisi, fiyatları aşağı çeken en önemli piyasa dinamiği haline gelmiştir.

3.1.3 Görsel Eğilim: Maliyetlerin Zaman İçindeki Düşüşü

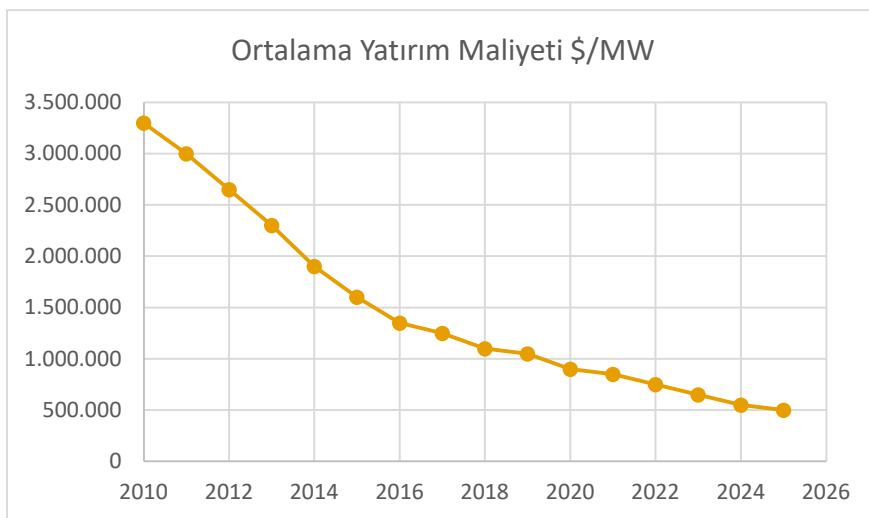
Aşağıdaki grafik, Türkiye'de lisanssız GES yatırım maliyetlerinin 2010–2025 arasında gösterdiği değişimi özetlemektedir. Tablodan da görüleceği üzere, 2013 sonrasında keskin bir düşüş eğilimi başlamış ve 2020'li yılların ortasında maliyetler 0,5 M USD/MW seviyelerine kadar gerilemiştir.

Yıl	Ortalama Yatırım Maliyeti (USD/MW)	Yıl	Ortalama Yatırım Maliyeti (USD/MW)
2010	3.300.000\$	2018	1.100.000\$
2011	3.000.000\$	2019	1.050.000\$
2012	2.650.000\$	2020	900.000\$
2013	2.300.000\$	2021	850.000\$
2014	1.900.000\$	2022	750.000\$
2015	1.600.000\$	2023	650.000\$
2016	1.350.000\$	2024	550.000\$
2017	1.250.000\$	2025*	500.000\$

* 2025 değeri, 2024'ün devamı olarak Ocak-Temmuz 2025 dönemi dikkate alınmıştır.

3.1.4 Sonuç: Olgunlaşan Bir Pazarın İzleri

Türkiye'nin lisanssız güneş enerjisi hikayesi, aslında bir "öğrenme ekonomisi" hikyesidir. On beş yıl önce 3 milyon dolar harcayarak kurulabilen bir tesis, bugün aynı enerji üretim kapasitesini 500 bin dolara sağlayabiliyor. Grafikten de görüleceği üzere maliyetlerdeki düşük dramatiktir.



Bu dönüşüm sadece maliyet avantajı yaratmakla kalmamış; aynı zamanda yatırımcı tabanını da genişletmiştir. Artık sanayici, belediye, kooperatif ya da bireysel tüketici fark etmeksizin herkes güneş enerjisinden faydalanabilecek düzeyde yatırım yapılabilir bir ortamla karşı karşıyadır.

Yatırım maliyetlerinin düşmesi, Türkiye'nin dağıtık üretim vizyonunu destekleyen en önemli parametrelerden biri olmuştur. Bundan sonraki dönemde maliyet düşüşü hızının yavaşlaması beklenmekle birlikte, verimlilik artışları ve depolama sistemleriyle desteklenen hibrit projeler, yeni maliyet optimizasyonu alanlarını oluşturacaktır.

4 TÜKETİCİ VE ÜRETİCİ TARİFELERİNE BAKIŞ

4.1 OG Sanayi ve Ticarethane Tarifelerinin TL ve USD Bazında Gelişimi (2014–2025)

Türkiye’de orta gerilim (OG) seviyesinden bağlı sanayi ve ticarethane aboneleri için uygulanan **tek terim–tek zamanlı (TTTZ)** tarifeler, son on bir yılda yalnızca enerji maliyetlerinin değil, aynı zamanda kur, enflasyon ve piyasa politikalarının da bir yansıması haline geldi.

Bu dönemi TL bazında incelerken nominal artışlar çarpıcı görünse de dolar bazında yapılan değerlendirme, fiyatlardaki reel eğilimi çok daha net gösteriyor.

4.1.1 2014–2016: Durağan dönem, rekabetçi fiyatlar

2014 yılı, Türkiye’de elektrik tarifelerinde görece öngörülebilirliğin hâkim olduğu bir dönemdi.

Sanayi tarifesi ortalama **17,6 kr/kWh**, ticarethane tarifesi ise **20,8 kr/kWh** seviyesindeydi.

Dolar/TL kuru 2,2 civarındaydı, bu da sanayi tarifesini **yaklaşık 8 cent/kWh**, ticarethane tarifesini **9,5 cent/kWh** seviyesine denk getiriyordu.

Bu oranlar, Türkiye’nin Avrupa enerji fiyatlarıyla kıyaslanabilir düzeyde olduğu, sanayici açısından rekabet gücünün korunduğu bir tabloyu yansıtıyordu. 2015–2016 boyunca TL bazında küçük artışlar yaşandı, ancak dolar bazında fiyatlar 7,5–8 cent bandında sabit kaldı. Bu dönemde enerji piyasası hem maliyet hem fiyat istikrarı açısından “denge” deydi.

4.1.2 2017–2020: TL’de hızlı artış, dolar bazında düşüş

2017’den itibaren TL’nin değer kaybı hızlanmaya başlayınca, enerji tarifeleri nominal olarak yükseldi.

Sanayi tarifesi 2018 sonunda **35 kr/kWh**, ticarethane tarifesi ise **40 kr/kWh** civarına çıktı.

Bu dönemde kur 5 TL seviyelerine yükseldiği için, dolar bazında fiyatlar **yaklaşık 6–7 cent/kWh** bandına geriledi.

Yani sanayi tüketicisi TL bazında iki kat daha fazla ödeme yaparken, dolar bazında aslında daha ucuz enerji kullanıyordu. Bu fark, Türkiye’nin enerji fiyat politikasında “dövizden koruma” refleksinin güçlendiğini gösteriyordu.

2020 yılı pandemi etkisiyle talebin düştüğü, ancak maliyetlerin durağan seyrettiği bir geçiş yılı oldu.

Tarifeler TL bazında sabit kaldı, fakat dolar bazında 6 cent seviyesinde denge sağlandı.

4.1.3 2021–2023: Küresel enerji krizi ve iki yönlü artış

2021 sonrasında enerji piyasalarında küresel fiyat şoku yaşandı. Türkiye’de OG tarifeleri de bu yükselişten doğrudan etkilendi. Sanayi tarifesi 2021 başında 75–80 kr/kWh iken, 2022 ortasında **150 kr/kWh’yi**, 2023 sonunda ise **200 kr/kWh’yi** aştı. Ticarethane tarifeleri ise **250 kr/kWh** civarına kadar yükseldi.

Bu kez artış sadece TL bazında değil, dolar bazında da belirgindi:

Kur artışı ve küresel enerji fiyatlarının etkisiyle, sanayi tarifesi 2022’de **9–10 cent/kWh**, ticarethane tarifesi **11–12 cent/kWh** seviyelerine ulaştı.

Böylece Türkiye, uzun süre sonra ilk kez Avrupa ortalamasına yakın veya yer yer üzerinde fiyatlarla karşı karşıya kaldı.

4.1.4 2024–2025: Görece istikrar dönemi

2024 itibarıyla döviz kurlarındaki artış sürse de, EPDK tarifeleri makroekonomik istikrar programı çerçevesinde daha kontrollü biçimde güncellendi. Sanayi tarifesi **215–220 kr/kWh**, ticarethane tarifesi **260 kr/kWh** seviyesindeydi.

Bu da sanayi için **yaklaşık 9,5–10 cent/kWh**, ticarethane için **11–12 cent/kWh** anlamına geliyordu.

2025’in ilk çeyreğinde ise tarifelerdeki artış hızı belirgin şekilde azaldı.

EPDK’nın yeni dönem tarifelerine göre:

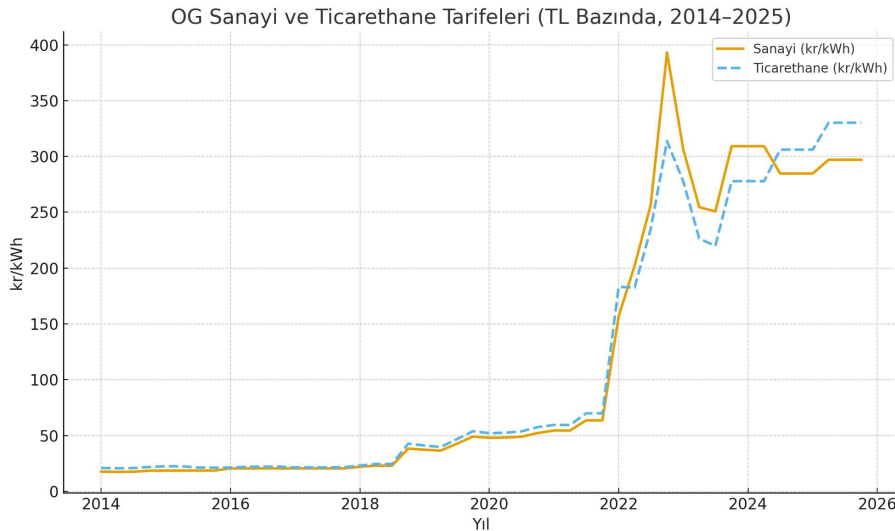
- **Sanayi tarifesi 230–240 kr/kWh,**
- **Ticarethane tarifesi 270–280 kr/kWh** düzeyinde.

Kur ortalamasının 33–34 TL seviyelerinde seyrettiği düşünüldüğünde, dolar bazında fiyatlar **7–8 cent/kWh** bandına gerilemiş durumda. Yani TL bazında hâlâ nominal artış devam ederken, dolar bazında Türkiye yeniden **rekabetçi fiyat bölgesine** dönmüş durumda.

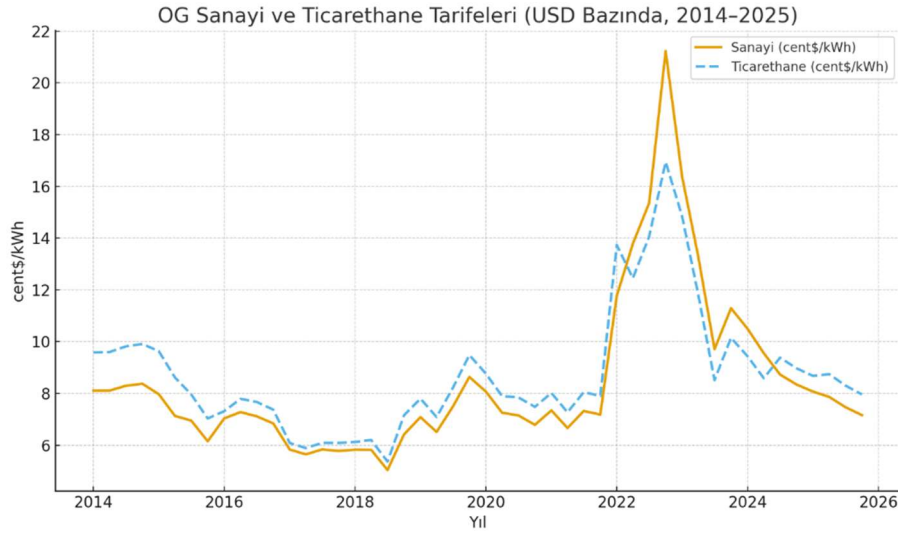
4.1.5 Genel Değerlendirme

2014–2025 dönemine ait grafikler, Türkiye’de orta gerilim (OG) sanayi ve ticarethane tarifelerinin **iki farklı gerçekliğini** açık biçimde **gösteriyor**.

İlk grafikte, TL bazında enerji fiyatlarının on yılda yaklaşık on üç kat arttığı, özellikle 2021–2023 arasında küresel enerji krizinin etkisiyle keskin bir sıçrama yaşandığı görülüyor. 2024 sonrasında artış hızı yavaşlamış olsa da, TL bazlı maliyetler hâlâ tarihsel olarak yüksek seviyelerde seyrediyor.



İkinci grafik ise **dolar bazında** bakıldığında, **çok daha dengeli bir seyir** ortaya koyuyor.



- 2014'te 8–10 cent/kWh seviyesinden başlayan fiyatlar,
- 2018'de 6–7 cent'e gerilemiş,
- 2022'de küresel krizle birlikte tekrar 10–12 cent'e yükselmiş,
- 2025 itibarıyla ise 7–8 cent bandında istikrar kazanmıştır.

Bu tablo, Türkiye'nin enerji maliyet yapısında görülen dalgalanmaların büyük ölçüde kur etkisinden kaynaklandığını, reel enerji fiyatlarının ise uzun vadede rekabetçi seviyelerde kaldığını göstermektedir. Dolayısıyla 2025 itibarıyla Türkiye, TL bazında maliyet baskısı altında olsa da, dolar bazında yeniden uluslararası rekabet gücünü yakalamış bir piyasa görünümündedir.

4.2 Üretici Dağıtım Bedellerinin Gelişimi (2014–2025)

Türkiye'de elektrik üreticilerinden alınan dağıtım bedelleri, son on yılda hem yapısal hem de ekonomik açıdan önemli değişimlerden geçti. Zaman içinde sadece teknik bir "taşıma ücreti" olmaktan çıkarak, **enerji piyasası politikasını yönlendiren bir araç** haline gelmiştir.

Aşağıda, 2014'ten 2025'e uzanan dönemde üretici dağıtım bedellerinin Türk lirası (kr/kWh) ve dolar (cent\$/kWh) cinsinden gelişimi dört temel aşamada incelenmiştir.

4.2.1 2014–2016 Dönemi: Ortak Tarife, Teşvik Odaklı Başlangıç

Lisanssız üretimin yeni geliştiği bu dönemde, tüm üreticiler —lisanslı veya lisanssız ayrımı yapılmaksızın— aynı dağıtım tarifesine tabiydi.

2014 yılında tarife **1,58 kr/kWh** düzeyindeydi ve üç yıl boyunca 0,75–2,6 kr/kWh bandında, **ortalama 1,65 kr/kWh** bandında seyretti.

Dolar cinsinden bakıldığında bu değerler **0,25–0,9 cent\$/kWh** aralığında, **ortalamada ise 0,66 cent/kWh** mertebesinde idi.

Yani yatırımcı açısından bu bedel, gelir kalemleri içinde neredeyse görünmezdi. Türkiye'nin hem lisanslı hem de lisanssız üretim modelini yeni yatırımcıya cazip hale getirmek ve piyasa gelişiminin önünü açacak bir fırsattı.

Bu dönemde uygulanan sade yapı, sektörün ilk yatırımcıları için "öğrenme ve büyüme" ortamı sağladı.

4.2.2 2017–2021 Dönemi: Ayrışma ve İndirimli Tarife Dönemi

2017 yılıyla birlikte sistemde önemli bir değişim yaşandı. Lisanslı ve Lisanssız üreticiler için dağıtım bedeli ayrıştırıldı. **EPDK'nın 29 Aralık 2016 tarihli 6838 sayılı kararıyla**, 31 Aralık 2017 tarihine kadar devreye alınacak lisanssız tesislere özel bir avantaj tanımlandı.

Bu karara göre:

- **Lisanslı üreticiler için dağıtım bedeli 0,9 kr/kWh,**
- **31.12.2017 öncesinde devreye giren lisanssız üreticiler için indirimli 2,56 kr/kWh,**
- **31.12.2017 sonrasında devreye giren lisanssız üreticiler için ise indirimsiz 10,25 kr/kWh olarak uygulanmaya başlandı.**

Bu fark yatırımcı açısından oldukça belirgindi. 1 MW gücünde bir tesisin yılda 1,5 milyon kWh üretim yaptığı varsayıldığında, **erken devreye giren yatırımcı** yılda yaklaşık **100 bin TL**, yani **30 bin dolar** civarında tasarruf sağlıyordu.

Dolar bazında bedeller, **lisanslı üreticiler için 0,25–0,45 cent/kWh, indirimli lisanssızlar için 0,5–0,85 cent/kWh, indirimsiz lisanssızlar için ise 2–3,5 cent/kWh** aralığında gerçekleşti.

Bu dönemde ortalamalar ise, sırasıyla, **0,3 cent/kWh, 0,7 cent/kWh ve 2,73 cent/kWh** idi. Başka bir deyiş ile **indirimsiz lisanssızlar**, lisanslı bir tesisin **9 katı**, **indirimli** ise **2,2 katı** fazla dağıtım bedeli ile karşı karşıya kalmışlardı.

İndirim düzenlemesi, yüksek yatırım bedeli ile yapılan lisanssız tesislere öngörülebilirlik sağladı. Ancak 2022 başında teşvik süresi dolmadan kaldırıldı.

Böylece 2014–2017 arası kurulan tesisler, öngörülen **10 yıllık indirimden sadece 5 yıl yararlanabildi.**

4.2.3 2022–2023 Dönemi: Tek Tip Lisanssız Tarife ve Yeni Denge Arayışı

2022 yılı itibarıyla lisanssız üretim yapısı yeniden düzenlendi ve tarifelerde sadeleştirmeye gidildi.

Lisanslı, lisanssız ayrımı devam ediyor ve artık tüm lisanssız tesisler için **tek bir dağıtım bedeli** uygulanıyordu.

Bu dönemde:

- **Lisanslı üretici tarifesi: 3,82 kr/kWh,**
- **Lisanssız üretici tarifesi: 28,28 kr/kWh** olarak belirlendi.

Lisanssız üretici, TL bazında lisanslı üreticinin yaklaşık **7 katı** bedel ödemeye başladı.

Bu fark, sistemin artık satış odaklı değil, **öz-tüketim tasarrufuna dayalı** bir yapıya evrildiğini açıkça ortaya koyuyordu.

2023 sonuna gelindiğinde bu bedeller daha da arttı; lisanssız üretici için **73,7 kr/kWh**, lisanslı için **12,5 kr/kWh** seviyelerine ulaştı. Dolar bazında karşılıklar ise sırasıyla **2,73 cent\$/kWh** ve **0,41 cent\$/kWh** civarındaydı. Bu dönemde lisanssız tesisler ortalama 6 kat fazla dağıtım bedeli ödemişlerdi.

Şebeke kullanım bedelleri artık yatırım teşviki değil, yeni lisanssız yatırımlarını sınırlama aracı vazifesi görüyordu.

4.2.4 2024–2025 Dönemi: Üçlü Ayrışma ve Gelir Modeline Göre Fiyatlama

2024 yılında üretici tarifeleri önemli bir yapısal değişim geçirdi. EPDK, üreticileri artık yalnızca lisans durumuna göre değil, **gelir modeline göre** sınıflandırmaya başladı. Bu yeni sistemle birlikte dağıtım bedelleri, üreticinin gelir türüne göre **farklılaştı**. Bu farklılaşma yapılırken tesislerin ilk kurulum maliyetleri ve borç ödeme becerilerinin sakatlanması gözden kaçmıştı.

Lisanslı üreticiler, 2024 başında yaklaşık **17,5 kr/kWh**, 2025'te ise **23 kr/kWh** seviyelerinde bedel öderken, dolar bazında bu oran **ortalama 0,6 cent\$/kWh** bandında kaldı. Toplam üretim kapasitesi içindeki en büyük grup olan lisanslılar için bedeller düşük tutulmaya devam edildi.

Lisanssız üreticiler ise ikiye ayrıldı. Dolar bazlı desteklerden yararlanan tesisler için bedeller oldukça yüksekti: 2024'te **73,7 kr/kWh**, 2025'te **157 kr/kWh** düzeyine çıkmış, bu da **ortalama 3,5 cent\$/kWh'a** karşılık gelmişti. Türk lirası bazlı çalışan tesislerde ise oranlar çok daha düşüktü; **36–50 kr/kWh** aralığı, dolar bazında **ortalama 1,2 cent\$/kWh** seviyesine denk geliyordu.

Gelir modeli ve lisans yapısına göre yeniden düzenlenen dağıtım bedeli tarifelerinin son dönem ortalamalarına bakıldığında dolar bazlı geliri olanlar ve bunlardan destek süresi dolup PTF üzerinden gelir elde edenler (**2019 öncesi lisanssızlar**) lisanslı bir tesisin **6 katı**, TL geliri olan **2019 sonrası tesisler** lisanslı bir tesisin **2 katı** dağıtım bedeli öder duruma gelmişlerdi.

Bu ayrışma, enerji sektöründe yeni bir döneme işaret etti. Artık dağıtım bedelleri yalnızca teknik maliyete değil, lisanssız tesisler açısından **gelir yapısına göre düzenlenmeye çalışılmıştı**. Ancak 2019 öncesi kurulup dolar bazlı gelir desteği son bulan tesisler, 2019 sonrası tesislerden çok daha düşük bir gelir yapısına mecbur; aynı zamanda da çok daha yüksek bir dağıtım bedeline maruz kalmaya başlamışlardı.

4.2.5 Genel Değerlendirme: On Yılda Dört Farklı Paradigma

Son on yılda üretici dağıtım bedellerinin geçirdiği dönüşüm, yalnızca fiyat seviyelerinde değil, enerji sektörünün genel bakış açısında da köklü bir değişimi temsil etmektedir. **2014'te**, üretim faaliyetinin kamu kurumları tarafından baskın şekilde gerçekleştiği dönemde, **yatırım teşviki amacıyla sembolik seviyelerde** başlayan bedeller, **2025'e gelindiğinde üretim tipi, gelir modeli ve hatta döviz bazlı gelir durumuna göre farklılaşan karmaşık bir yapıya dönüşmüştür**.

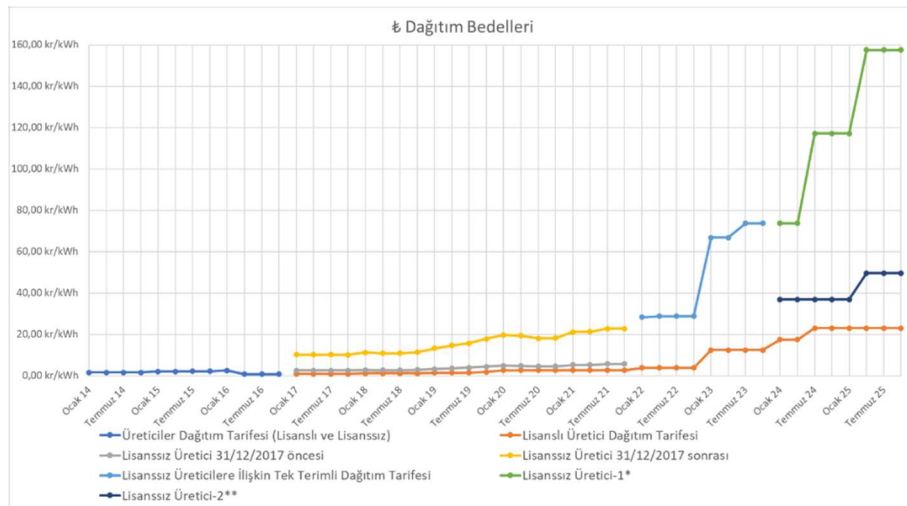
İlk dönem olan **2014–2016** aralığı, adeta sektörün “çocukluk evresi” olarak nitelendirilebilir. Lisanslı ve lisanssız üretim arasında fark yoktu, tarife ise **0,7–2,6 kr/kWh** bandında seyrediyordu. Dağıtım bedeli o kadar düşüktü ki, yatırım kararlarını etkileyen bir unsur olmaktan uzaktı. Bu sade sistem, Türkiye’de yenilenebilir enerji yatırımcısına güven veren bir başlangıç ortamı yarattı.

2017–2021 döneminde sistem olgunlaştı, ancak ayrışmaya başladı. EPDK’nın 6838 sayılı kararıyla lisanslı üreticiler düşük, lisanssız üreticiler ise yüksek dağıtım bedellerine tabi oldu. **31 Aralık 2017** öncesi devreye giren tesisler indirimli statüyle korunurken, **sonrasında** devreye giren tesisler **9 kata** yakın farkla daha yüksek bedel ödemeye başladılar. Bu yaklaşım, erken yatırımcıyı ödüllendirirken geç gelenleri caydırmayı amaçladı. Ancak **teşvik süresinin erken sonlanması**, birçok yatırımcı için **finansal sürdürülebilirliği zora soktu**.

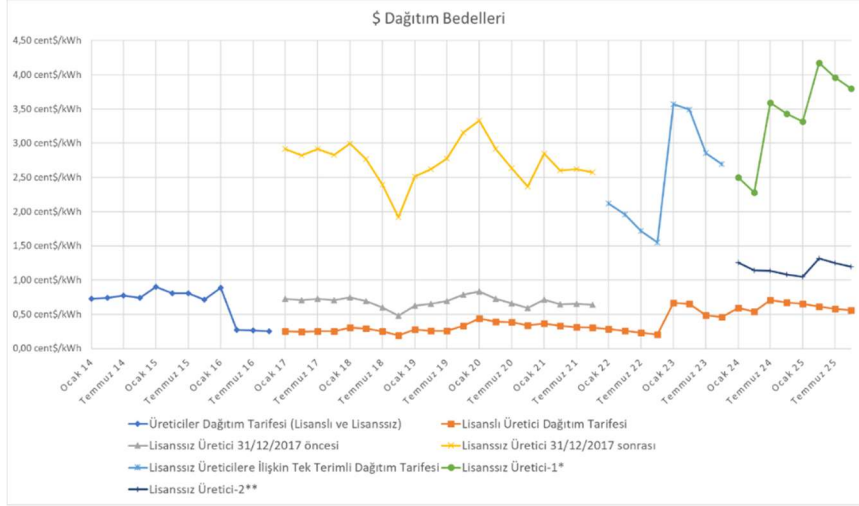
2022–2023 döneminde ise sistem sadeleştirildi ama katılaştı. **Lisanssız üreticiler** için tek bir tarife tanımlandı ve bedeller, lisanslı üreticilerin yaklaşık yedi katına çıktı. Artık amaç yeni yatırımı hızlandırmak değil, sistemi dengelemektir. Lisanssız üretim, öz tüketim modeline yönlendirildi; fakat bu düzenleme aynı zamanda piyasadaki gelir eşitsizliğini büyüttü. 2019 öncesi üreticiler yüksek yatırım maliyetini dengelemek için getirilen dağıtım bedeli indiriminden mahrum kalırken, 2019 sonrası TL gelirli/tasarruflu üreticiler gelirlerine oranlar daha fazla dağıtım bedeli ödüyor. Bu dönemde lisanslı lisanssız üretici arasındaki **dağıtım bedeli makası 7 kat’a** çıkmıştı.

Son olarak **2024–2025** döneminde EPDK gelir modeline dayalı yeni bir fiyatlandırma sistemine geçti. Lisanssız üreticiler, dolar bazlı ve TL bazlı gelir elde edenler olarak ikiye ayrıldı. Dolar bazlı çalışan tesisler, yüksek gelir varsayımıyla daha fazla dağıtım bedeli ödemeye başladı. Ancak bu model, geçmişte dolar bazlı destekten yararlanmış ama artık PTF üzerinden satış yapan tesislerin gerçek gelir seviyelerini dikkate almadı. Bu tesisler, gelirleri düşmesine rağmen hâlâ yüksek bedeller ödedikleri için zarar eden üretici konumuna gerilediler. 2024-25 sürecinde **lisanssız üreticiler, lisanslılara göre 6 ile 2 kat** fazla dağıtım bedeli öder durumdadır.

Dört dönemi inceledikten sonra yıllar içindeki değişimlere Türk Lirası bazında baktığımızda 2019 öncesi üreticiler için dağıtım bedellerinin 2022’den itibaren çok hızlı artan bir trend izlediğini görüyoruz. 2019 sonrası üreticiler için ise 2024 yılı başında yapılan düzenleme ile dağıtım bedellerinde diğer lisanssız üreticilere göre ciddi bir indirim söz konusu.



Dağıtım bedeli fiyatlarının dolar bazlı baktığımızda, zaman zaman kur'daki değişime bağlı düşüşler tüm üreticilere kısa dönemli soluklanma şansı verdiğini görüyoruz. 2022'deki kriz ile yükselen maliyetler sonrası dağıtım bedelleri **lisanslı ve 2019 sonrası lisanssız üreticiler için dengelenme eğiliminde iken 2019 öncesi üreticiler için artış eğilimi** devam ediyor.



Bugün gelinen noktada dağıtım bedelleri artık yalnızca teknik bir maliyet unsuru değil, enerji piyasasının yönünü belirleyen bir politika aracıdır. Ancak modelin uzun vadede sürdürülebilir olması, özellikle destek süresi dolan eski tesislerin gelir yapısına göre yeniden düzenleme yapılmasına bağlıdır. Gerçek anlamda **adil ve istikrarlı bir piyasa yapısı**, bu üreticilerin sisteme katkılarını sürdürebilmelerini garanti altına alacak **esnek bir tarife mekanizmasıyla mümkün** olacaktır.

5 LİSANSIZ ELEKTRİK ÜRETİM KAPASİTESİ VE GES AĞIRLIĞININ GELİŞİMİ (2013–2025)

Türkiye’de lisanssız elektrik üretimi, 2011 yılında yürürlüğe giren ilk düzenlemeyi takip eden 2013 yönetmeliği ile birlikte enerji sektöründe yeni bir dönemin kapısını araladı.

Geçen on iki yılda bu yapı, yalnızca küçük ölçekli bir model olmaktan çıkıp, **ülke genelinde 20 GW’ı aşan kurulu güce sahip dev bir piyasa** haline geldi.

5.1 Kapasite Gelişiminin Kronolojisi

Verilere göre 2013’te neredeyse sıfır seviyesinde olan lisanssız üretim kapasitesi, 2014’te **50 MW**, 2016’da **1.000 MW**, 2019’da **6.300 MW**, 2020’de **6.800 MW**, 2023 sonunda ise **13.000 MW** seviyesine ulaştı. 2025 Temmuz itibarıyla toplam lisanssız üretim kapasitesi **21.789 MW**’a erişmiş durumda.

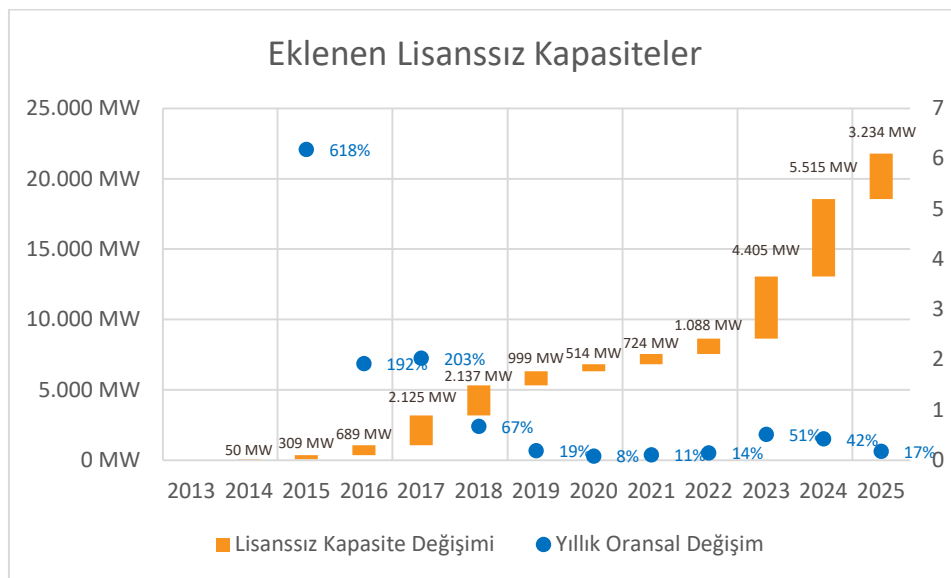
Grafikte de görüldüğü üzere, 2016–2018 arası dönem adeta bir “kapasite patlaması” dönemidir. **Yüksek ilk yatırım bedellerine** karşın **politika yapıcının** belirlediği USD bazlı fiyat ile 2022 yılına kadar sağladığı dağıtım bedeli indirimi bu **kapasite patlaması için uygun ortamın oluşmasını** sağlamıştır.

Kurulan tesislerin ağırlığının GES olduğu düşünülecek olursa, bu dönemin GES ekosisteminin yeşermesi ve güçlü köklere sahip olmasının önü açılmıştır.

2017 yılı bu ivmenin zirvesidir: yalnızca o yıl devreye giren lisanssız üretim kapasitesi **2.125 MW**’tır.

2019 yılındaki yönetmelik değişikliği ve aynı tarihlerde başlayan pandemi ve onu takip eden fiyat dalgalanmaları sebebiyle 2019–2021 döneminde ise artış oranları ciddi biçimde yavaşladı.

2020 yılında sadece **514 MW**, 2021’de ise **724 MW** kapasite eklendi. Ancak, 2021 yılında 5.1.h tipi tesislerin tanımlanması mahsuplaşma, gelir, gider mekanizmalarının olgunlaşması ile 2022 sonrası dönemde tablo tamamen değişti.



2025* Verileri Temmuz ayı sonu itibarı ile verilmiştir.

Küresel enerji krizi, sanayi ve ticarethanelerde artan elektrik maliyetleri ve yatırım maliyetlerindeki düşüş, lisanssız yatırımların tekrar hız kazanmasını sağladı.

2023'te **4.405 MW**, 2024'te **5.515 MW** yeni kapasite devreye girdi; 2025'in ilk yarısında ise şimdiden **3.234 MW** eklenmiş durumda.

2022 sonrası dönem, Türkiye'nin **ikinci büyük büyüme dalgasını** temsil ediyor.

5.2 GES'in Lisanssız Üretim İçindeki Ağırlığı

Lisanssız elektrik üretimi içinde **Güneş Enerjisi Santralleri (GES)** neredeyse tek belirleyici teknoloji haline gelmiştir. Aşağıdaki grafik ve tablo, bu gerçeği net biçimde göstermektedir.

2015 yılında lisanssız üretim portföyünde GES'in payı **%82** seviyesindeydi. Bu oran 2017'de **%90**, 2018–2019 döneminde **%94**, 2020–2023 aralığında ise **%92–95** bandında seyretti.

2024 itibarıyla GES'in lisanssız üretim içindeki payı **%96**, 2025 Temmuz itibarıyla ise **%97** seviyesine ulaşmıştır. Aşağıdaki tabloya göre 2025 yılı itibarıyla toplam **21.789 MW** lisanssız üretim kapasitesinin **21.032 MW'ı** doğrudan güneş enerjisinden sağlanmaktadır.

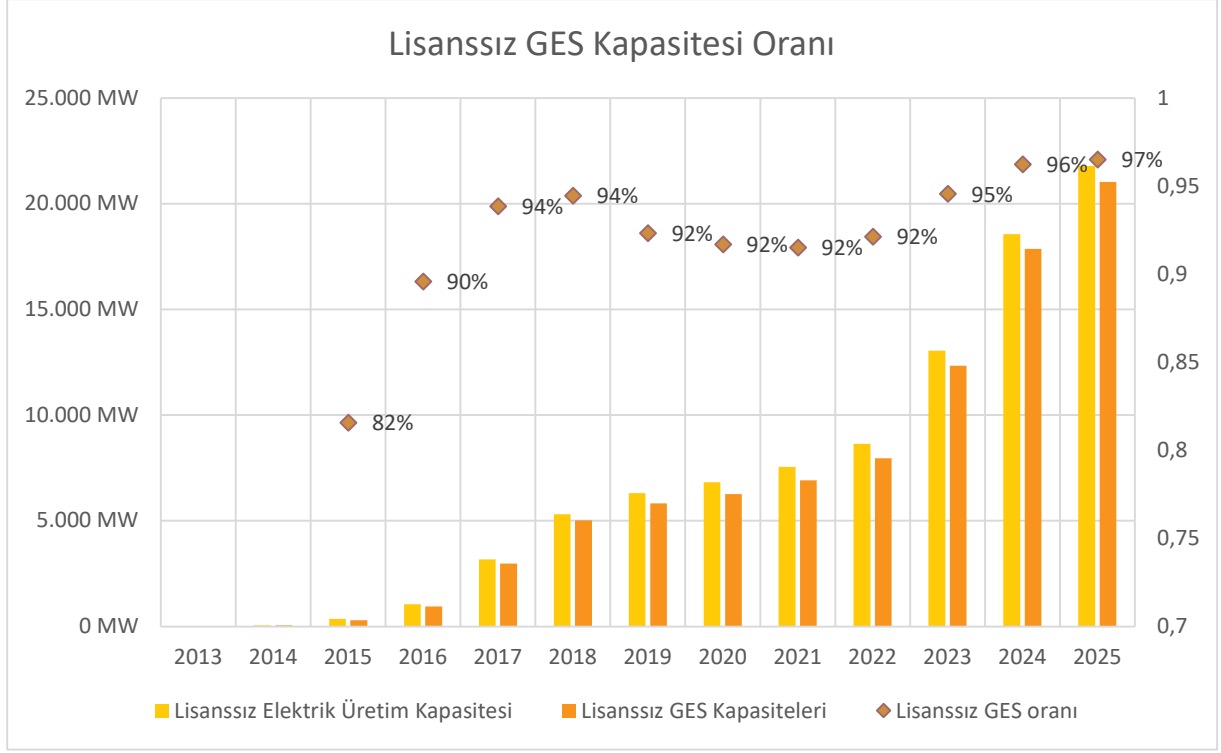
Yıllar	Lisanssız Elektrik Üretim Kapasitesi	Lisanssız GES Kapasiteleri
2013	0 MW	0 MW
2014	50 MW	50 MW
2015	359 MW	293 MW
2016	1.048 MW	939 MW
2017	3.173 MW	2.979 MW
2018	5.311 MW	5.017 MW
2019	6.309 MW	5.825 MW
2020	6.823 MW	6.258 MW
2021	7.547 MW	6.908 MW
2022	8.635 MW	7.957 MW
2023	13.041 MW	12.334 MW
2024	18.555 MW	17.857 MW
2025 ^{Temmuz}	21.789 MW	21.032 MW

Bu, Türkiye'de lisanssız üretim modelinin artık neredeyse **tamamıyla fotovoltaik tabanlı** hale geldiğini gösterir.

GES'in bu baskın konumu, hem yatırım maliyetlerindeki dramatik düşüşten hem de teknolojinin hızlı olgunlaşmasından kaynaklanıyor.

2014 yılında 1 MW'lık bir tesis yaklaşık **1,9 milyon USD**'a mal olurken, 2025 itibarıyla bu maliyet **500 bin USD/MW** seviyesine kadar gerilemiştir.

Aynı dönemde sanayi ve ticarethane elektrik fiyatlarının yükselmesi, ardından da dağıtım bedellerinin farklılaştırılarak indirim sağlanması öz tüketim modelinin finansal cazibesini güçlendirmiştir.



5.3 Değerlendirme: Olgunlaşan Bir Pazar ve Geleceğin Yönü

2013–2025 dönemine bakıldığında, lisanssız üretim sektörü iki büyük büyüme dalgası yaşamıştır: ilki 2015–2017 arasında **YEKDEM dolar destekli**, ikincisi 2022–2025 arasında **öz tüketim ve maliyet düşüşü kaynaklı (TL destekli)** bir dalgadır.

Bugün gelinen noktada Türkiye, lisanssız üretim kapasitesi açısından Avrupa'nın en hızlı büyüyen pazarlarından biridir.

Ancak bu hızlı büyüme aynı zamanda **iki katmanlı bir yatırım yapısı** yaratmıştır:

2019 öncesinde dolar bazlı gelir elde eden ama artık destek süresi sonlanmaya başlayan tesisler; ve 2020 sonrası TL bazlı, düşük maliyetli ama düşük gelirli yeni tesisler.

Bu durum, sektörün sürdürülebilirliği açısından dikkatle yönetilmesi gereken yeni bir dönemi başlatmıştır.

Türkiye'nin 2025 sonrası hedefi artık yalnızca kapasite artırmak değil, mevcut portföyü **verimlilik, gelir dengesi ve sistem esnekliği** açısından optimize etmek olmalıdır.

GES ağırlığının bu kadar yüksek olduğu bir yapıda, **depolama sistemlerinin** entegrasyonu, dağıtım sisteminde esnekliğin artırılması ve gelir dengesinin korunması, önümüzdeki on yılın temel politika alanlarını oluşturacaktır.

6 DÖNEM KARŞILAŞTIRMASI 2017-2018 / 2023-2024

Piyasa gelişimini incelediğimizde 2017-2018 ve 2023-2024 dönemindeki kapasite artışları dikkat çekicidir. Bu dönemlerde piyasa gelişimini teşvik eden faktörler nelerdi? Dolar bazlı ve Türk Lirası bazlı santrallerin yatırım maliyetleri ile gelir-gider dengelerini irdeleyerek kapasite artış dinamiklerini daha iyi anlayabiliriz.

Karşılaştırma dönemindeki MW başına yatırım maliyetleri sırası ile 1.250.000\$/MW, 1.100.000\$/MW, 650.000\$/MW ve 550.000\$/MW'tir. USD destekli santraller için gelir ilk 10 yıl 13,3¢/kWh'tir. Ancak TL destekli santraller için durum değişkendir.

TL destekli santrallerin gelirleri YEK'te belirtildiği üzere "kendi abone grubuna ait perakende tek zamanlı aktif enerji bedeli"dir. 2023-2024 dönemi yatırımcılarının çoğu Sanayi ile Ticarethane (Kamu ve Özel Hizmetler Sektörü ile Diğer) abone grubunda yer alıyorlardı. Yöntem olarak 3 aylık dönemlerdeki Kamu ve Ticarethane OG TTTZ aktif enerji bedelleri dikkate alınmıştır; dağıtım bedeli hariçtir. Akabinde bu bedeller karşılık gelen TCMB Döviz alış kurları ile USD'ye çevrilmiştir ve senelik ortalamaları çıkarılmıştır.

Giderlere gelince; her yıl için, o yılda kurulan bir santralin yıllara sair tabi olduğu lisanssız üretici dağıtım bedelleri 3 aylık dönemlerde saptanarak yukarıdaki yöntem ile USD'ye çevrilmiştir. Gider hesaplarının bir kalemi dağıtım bedelleri iken, diğer kalemi de işletme giderleridir. Bu giderler sektör deneyimine dayanarak 1,5¢/kWh olarak kabul edilmiştir.

2025 yılı sonrası gelir ve giderleri belirlenirken 2025 verilerinin sabit kalacağı kabul edilmiştir. 2025 yılı gelir gider değerleri de Ekim ayı başına kadar olan verilere dayanılarak çıkarılmıştır. Yıllık üretim değerleri de 1MW bir tesisin %18 kapasite faktörü ile çalışacağı varsayılarak hesaplanmıştır.

Hesaplamalarda gösterge olması amacı ile Brüt Kâr üzerinden Basit Geri Ödeme Süreleri hesaplanmıştır. Kur farkı zararları, kredi faiz ödemeleri, kur farkı kaynaklı oluşacak kurumlar vergisi ödemeleri dikkate alınmamıştır. Böylece karşılaştırması kolay, tartışmaya mahal vermeyecek şekilde %100 özkaynak ile yapılmış tesisler karşılaştırılmıştır. Genel kural olarak kredi faiz ödemeleri gibi kalemlerin geri ödeme sürelerini %25-30 artırdığı söylenebilir.

$$\text{Brüt Kâr} = \text{Destek Fiyatı} - \text{Yıllık Ort. Lisanssız Ür. Dağıtım Bedeli} - \text{İşletme Giderleri}$$

$$\text{Basit Geri Ödeme Süresi} = \text{Yatırım Bedeli} / \text{Yıllık Ortalama Brüt Kâr}$$

Yukarıdaki formüle göre yapılan hesaplamalar kolaylık olması için tablolaştırılmış ve aşağıda sunulmuştur.

2017 Yılında Kurulan USD Destekli GES

Yıl	GES'ler için USD Destek Fiyatı	Yıllık Ortalama Dağıtım Bedeli	İşletme Giderleri	Brüt Kâr	Yıllık Brüt Kâr
2017	13,30 ¢/kWh	0,72 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	11,08 ¢/kWh	\$174.755
2018	13,30 ¢/kWh	0,63 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	11,17 ¢/kWh	\$176.132
2019	13,30 ¢/kWh	0,69 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	11,11 ¢/kWh	\$175.155
2020	13,30 ¢/kWh	0,70 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	11,10 ¢/kWh	\$174.971
2021	13,30 ¢/kWh	0,67 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	11,13 ¢/kWh	\$175.573
2022	13,30 ¢/kWh	1,84 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	9,96 ¢/kWh	\$157.058
2023	13,30 ¢/kWh	3,15 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	8,65 ¢/kWh	\$136.347
2024	13,30 ¢/kWh	2,95 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	8,85 ¢/kWh	\$139.520

2025	13,30 ¢/kWh	3,81 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	7,99 ¢/kWh	\$125.931
2026	13,30 ¢/kWh	3,81 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	7,99 ¢/kWh	\$125.931
				Yıllık Ortalama Brüt Kâr	\$156.137
2017 Yılı İlk Yatırım Maliyeti: 1.250.000\$				Basit Geri Ödeme Süresi	8,0 Yıl

2018 Yılında Kurulan USD Destekli GES

Yıl	GES'ler için USD Destek Fiyatı	Yıllık Ortalama Dağıtım Bedeli	İşletme Giderleri	Brüt Kâr	Yıllık Brüt Kâr
2018	13,30 ¢/kWh	2,52 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	9,28 ¢/kWh	\$146.339
2019	13,30 ¢/kWh	2,77 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	9,03 ¢/kWh	\$142.435
2020	13,30 ¢/kWh	2,81 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	8,99 ¢/kWh	\$141.699
2021	13,30 ¢/kWh	2,66 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	9,14 ¢/kWh	\$144.106
2022	13,30 ¢/kWh	1,84 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	9,96 ¢/kWh	\$157.058
2023	13,30 ¢/kWh	3,15 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	8,65 ¢/kWh	\$136.347
2024	13,30 ¢/kWh	2,95 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	8,85 ¢/kWh	\$139.520
2025	13,30 ¢/kWh	3,81 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	7,99 ¢/kWh	\$125.931
2026	13,30 ¢/kWh	3,81 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	7,99 ¢/kWh	\$125.931
2027	13,30 ¢/kWh	3,81 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	7,99 ¢/kWh	\$125.931
				Yıllık Ortalama Brüt Kâr	\$138.530
2018 Yılı İlk Yatırım Maliyeti: 1.100.000\$				Basit Geri Ödeme Süresi	7,9 Yıl

2023 Yılında Kurulan USD Destekli GES

Yıl	Sanayi ve Ticarethane Ortalama Aktif Enerji Bedeli (Dağıtım Bedeli Hariç)	Yıllık Ortalama Dağıtım Bedeli (Sanayi + Ticarethane ort.)	İşletme Giderleri	Brüt Kâr	Yıllık Brüt Kâr
2023	12,00 ¢/kWh	3,15 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	7,35 ¢/kWh	\$115.828
2024	9,19 ¢/kWh	1,15 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	6,54 ¢/kWh	\$103.049
2025	8,03 ¢/kWh	1,20 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	5,33 ¢/kWh	\$84.019
2026	8,03 ¢/kWh	1,20 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	5,33 ¢/kWh	\$84.019
2027	8,03 ¢/kWh	1,20 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	5,33 ¢/kWh	\$84.019
2028	8,03 ¢/kWh	1,20 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	5,33 ¢/kWh	\$84.019
2029	8,03 ¢/kWh	1,20 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	5,33 ¢/kWh	\$84.019
2030	8,03 ¢/kWh	1,20 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	5,33 ¢/kWh	\$84.019
2031	8,03 ¢/kWh	1,20 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	5,33 ¢/kWh	\$84.019
2032	8,03 ¢/kWh	1,20 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	5,33 ¢/kWh	\$84.019
				Yıllık Ortalama Brüt Kâr	\$89.103
2023 Yılı İlk Yatırım Maliyeti: 650.000\$				Basit Geri Ödeme Süresi	7,3 Yıl

2024 Yılında Kurulan USD Destekli GES

Yıl	Sanayi ve Ticarethane Ortalama Aktif Enerji Bedeli (Dağıtım Bedeli Hariç)	Yıllık Ortalama Dağıtım Bedeli (Sanayi + Ticarethane ort.)	İşletme Giderleri	Brüt Kâr	Yıllık Brüt Kâr
2024	9,19 ¢/kWh	1,15 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	6,54 ¢/kWh	\$103.048,51
2025	8,03 ¢/kWh	1,20 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	5,33 ¢/kWh	\$84.019,06
2026	8,03 ¢/kWh	1,20 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	5,33 ¢/kWh	\$84.019,06
2027	8,03 ¢/kWh	1,20 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	5,33 ¢/kWh	\$84.019,06
2028	8,03 ¢/kWh	1,20 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	5,33 ¢/kWh	\$84.019,06
2029	8,03 ¢/kWh	1,20 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	5,33 ¢/kWh	\$84.019,06
2030	8,03 ¢/kWh	1,20 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	5,33 ¢/kWh	\$84.019,06
2031	8,03 ¢/kWh	1,20 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	5,33 ¢/kWh	\$84.019,06
2032	8,03 ¢/kWh	1,20 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	5,33 ¢/kWh	\$84.019,06
2033	8,03 ¢/kWh	1,20 ¢/kWh	1,50 ¢/kWh	5,33 ¢/kWh	\$84.019,06
				Yıllık Ortalama Brüt Kâr	\$85.922,00
2023 Yılı İlk Yatırım Maliyeti: 550.000\$				Basit Geri Ödeme Süresi	6,4 Yıl

6.1 Dönem Değerlendirmesi

2017–2018 ve 2023–2024 dönemlerinin karşılaştırılması, Türkiye’de lisanssız güneş enerjisi yatırımlarının yalnızca kapasite açısından değil, **ekonomik mantık** açısından da köklü bir dönüşüm geçirdiğini göstermektedir.

2017–2018 yıllarında kurulan tesisler, dolar bazlı **13,3 cent/kWh** gelir garantisiyle yüksek kârlılığa sahipmiş gibi görünmektedir. Ancak bu gelir yapısı, aynı zamanda **yüksek yatırım maliyetleri** (1,1–1,25 milyon USD/MW) ve artan dağıtım bedelleriyle dengelenmişti. Ayrıca bu tesisler, dağıtım indiriminin 10 yıl yerine 5 yılda kaldırılmasıyla beklenen gelir sürekliliğini tam olarak yakalayamamışlardır. Ortalama brüt kârları **140–150 bin USD/MW/yıl** seviyesindeyken, **basit geri ödeme süreleri** yaklaşık **8 yıl** civarında gerçekleşmiştir.

2023–2024 döneminde ise tablo tamamen değişmiştir. Yeni tesisler, TL bazlı destek mekanizması altında **8–9 cent/kWh** gelir elde etmekte, buna karşılık yatırım maliyetleri **550–650 bin USD/MW** seviyesine gerilemiştir. Bu düşüş, fotovoltaik ekipman fiyatlarındaki global gerileme, yerli üretim artışı ve finansman erişiminin kolaylaşmasıyla mümkün olmuştur.

Dağıtım bedellerinin **1,1–1,2 cent/kWh** düzeyine çekilmesi, düşük gelirli yeni dönemi sürdürülebilir kılmıştır. Bu tesislerde ortalama brüt kâr **85–90 bin USD/MW/yıl**, basit geri ödeme süresi ise **6,4–7,3 yıl** aralığındadır.

2017–2018 ve 2023–2024 dönemlerinde kurulan kapasiteler ile yatırım maliyetleri arasındaki ilişkiyi de incelediğimiz yatırım maliyeti ile uyumlu bir gelir politikasının, kapasite tahsisinde gösterilen kararlılık ile birleştiğinde çok benzer sonuçlar doğurduğunu görüyoruz. Bunu anlamak için yıllara sair devreye alınan kapasite toplamları ile bu dönemlerdeki tesis yatırımlarını içeren bir tablo hazırladık.

Yıllar	Yıllık Lisanssız Elektrik Üretim Kapasite Artışı	Birim Yatırım Maliyeti	Yıllara Sair Yatırım Harcamaları
2014	50 MW	\$1.900.000,00	\$95.000.000,00
2015	309 MW	\$1.600.000,00	\$494.400.000,00
2016	689 MW	\$1.300.000,00	\$895.700.000,00
2017	2.125 MW	\$1.250.000,00	\$2.656.250.000,00
2018	2.137 MW	\$1.200.000,00	\$2.564.400.000,00
2019	999 MW	\$1.050.000,00	\$1.048.950.000,00
2020	514 MW	\$900.000,00	\$462.600.000,00
2021	724 MW	\$850.000,00	\$615.400.000,00
2022	1.088 MW	\$750.000,00	\$816.000.000,00
2023	4.405 MW	\$650.000,00	\$2.863.250.000,00
2024	5.515 MW	\$550.000,00	\$3.033.250.000,00
2025 ^{Ocak-Temmuz}	3.234 MW	\$500.000,00	\$1.617.000.000,00

Politika yapıcının kararlılığı ve zamanın yatırım maliyetleriyle uyumlu gelir yapısının benimsenmesi kapasite artışlarının çok hızlanmasını sağlamaktadır. 2017-19 ve 23-24 yıllarında sırası ile 5,2 milyar \$ maliyet ile 4.262 MW ve 5,9 Milyar \$ maliyet ile 9.920 MW kapasite kurulmuştur. Bu da erken dönemde 1 Milyar \$’a 820 MW, TL destekli (5.1.h yoğun) dönemde ise 1 Milyar \$’a 1680 MW kurulduğuna işaret etmektedir. Başka bir deyiş ile eskiden 1 birim kapasite kurulan maliyet ile yeni dönemde 2 birim

kapasite kurulabilmektedir. Tesislerin gelir seviyelerine baktığımızda yatırım maliyeti ile uyumlu bir düşüş görülüyor. Dolar destekliler 13,3 cent\$/kWh gelir elde ederken, TL destekli tesisler (2023-24-25 yılları ortalama Sanayi ve Kamu, Özel Sektör OG TTTZ tarifesi) 9,75 cent\$/kWh gelir elde etmişlerdir. Yatırım maliyeti ve gelir seviyeleri tutarlı gözükse de, giderler açısından iki grup arasında bir uçurum mevcuttur. Dolar destekli tesisler, Türk Lirası destekli (5.1.h) tesislere göre 3 kattan fazla bir dağıtım bedeli ödemektedirler. Bu da tesislerin geri ödeme sürelerini etkilemektedir.

Sonuç olarak, teknoloji ve piyasa ekosisteminin erken olgunlaşma döneminde hayata geçirilen, yüksek yatırım bedelli ve **dolar bazlı gelir desteğine dayalı tesislerin**, zamanla artan işletme ve dağıtım maliyetlerine karşı daha hassas olduğu görülmektedir. Bu tesisler, kurulduğu dönemde **yüksek gelir avantajına sahip görünse de, gider tarafındaki artışlar ve destek süresinin kısılması nedeniyle kârlılıklarını korumakta zorlanmışlardır.**

TESİS TİPİ	ORT. YATIRIM MALİYETİ	YILLIK BRÜT KÂR	BASİT GERİ ÖDEME SÜRESİ
DOLAR \$ DESTEKLİ	\$1.175.000	\$147.000	7,95 YIL
TÜRK LİRASI ₺ DESTEKLİ	\$600.000	\$87.500	6,85 YIL

Buna karşın, **olgunlaşmış teknolojinin maliyet avantajlarından yararlanan ve Türk lirası bazlı gelir elde eden yeni dönem tesisler**, daha düşük yatırım tutarlarıyla kurulmuş, aynı zamanda **indirimli dağıtım bedelleri** (LÜ-2) sayesinde gelir düşüşünü dengeleyebilmektedirler.

Bu sayede TL bazlı yeni tesisler, mutlak gelir bakımından daha düşük seviyelerde olsalar da, **yatırımın geri dönüş hızı ve sermaye verimliliği açısından daha avantajlı** hale gelmiştir.

Düşük yatırım maliyetlerinin yanı sıra, **politika yapıcıların iradesi** ve dağıtım/iletim sistemi işletmecilerinin yenilenebilir üretimi dengelemedeki başarısı, **2023'ten itibaren sisteme 13.000MW** kapasitenin **eklenmesinin yolunu açmıştır.**

Kısacası, 2023–2024 döneminde kurulan TL destekli tesisler, hem düşük yatırım maliyetleri hem de düşük dağıtım bedellerinin oluşturduğu denge sayesinde, (%100 özkaynak kullanıldığı varsayımı ile) **yüksek yatırım maliyetli**, dolar bazlı **yüksek gelirli tesislere kıyasla ortalama %16 (1 yıl) daha kısa geri ödeme süresi** sunmaktadır.

7 DOLAR DESTEKLİ 6000 MW'IN EKONOMİK KATKILARI VE DAĞITIM BEDELLERİ FARKI

2013 yılında yürürlüğe giren ikinci *Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği* ile Türkiye enerji piyasasında yeni bir dönem başladı. Kısa süre içinde bu yapı, yalnızca bir “tüketici modeli” olmaktan çıkarak, ülkenin enerji arz güvenliğine ve cari dengeye anlamlı katkılar sunan bir **dağıtık üretim ekosistemine** dönüştü.

2019 ortasına kadar devreye alınan yaklaşık **6.000 MW**'lık lisanssız güneş enerjisi santrali (GES) bu dönüşümün bel kemiğini oluşturdu.

Bu tesislerin ortak özelliği, *dolar bazlı gelir destek mekanizması* altında faaliyet göstermeleri ve **YEKDEM** kapsamındaki 13,3 cent/kWh alım fiyatından yararlanmalarıydı.

Yüksek yatırım maliyetlerine (1,1–1,3 milyon USD/MW) rağmen bu mekanizma sayesinde yatırımcı açısından öngörülebilir ve cazip bir dönem yaşandı. Ancak bu tesislerin etkisi sadece yatırımcı ölçeğinde değil, **makroekonomik düzeyde** de ölçülebilir sonuçlar doğurdu.

Yaklaşık %18 kapasite faktörüyle çalışan bu 6 GW'lık portföy yılda ortalama **9,46 TWh** elektrik üretimi gerçekleştirdi. Bu üretim, Türkiye'nin yıllık toplam elektrik tüketiminin yaklaşık %2,5'ine denk gelirken, aynı miktarda enerjinin doğalgaz çevrim santrallerinden üretilmesi halinde ithal gaz ihtiyacını ciddi ölçüde azalttı.

Bu raporun bu bölümü, söz konusu 6 GW portföyün **2014–2025** arasında Türkiye ekonomisine ve enerji sistemine sağladığı doğrudan faydaları analiz etmektedir.

Analiz şu başlıklar altında yürütülmüştür:

1. Doğalgaz ithalatının azaltılmasıyla sağlanan **cari açık etkisi**,
2. Dağıtık üretim yapısının iletim/dağıtım sisteminde yarattığı **kayıp azaltım katkısı**,
3. Yatırımcı eliyle yapılan arazi edinimleri sayesinde kamu tarafında oluşan **kamulaştırma tasarrufu**,
4. 2017–2025 döneminde dolar bazlı lisanssız tesislerin, lisanslı ve TL destekli üreticilere kıyasla **fazladan ödedikleri dağıtım bedelleri**,
5. Bu dört kalemin toplam makroekonomik etkisinin parasal karşılığı.

Bu değerlendirmeler, 2014–2025 döneminde lisanssız üretim modelinin **yalnızca enerji arzına değil, aynı zamanda ekonomik verimliliğe** de nasıl katkı sağladığını ortaya koymaktadır. Bölüm boyunca kullanılan tüm hesaplamalar, EPDK kapasite ve tarife raporları, EPİAŞ ağırlıklı ortalama PTF fiyatları, TCMB USD/TRY ortalamaları ve 2025 yılı itibarıyla uluslararası doğalgaz fiyatları temel alınarak yapılmıştır.

7.1 Tasarruflar

7.1.1 Doğalgaz Tasarrufu

Lisanssız güneş enerjisi santrallerinin ekonomik katkısını hesaplayabilmek için öncelikle, aynı miktardaki elektriğin doğalgaz çevrim santrallerinde üretilmesi hâlinde ne kadar doğalgaz tüketileceğini belirlemek gerekir. Bu, doğrudan **ikame edilen enerji miktarının parasal karşılığını** ortaya koyar.

Kombine çevrim doğalgaz santrallerinin ortalama verimi **%55** civarındadır. Bu durumda 1 MWh elektrik üretmek için gereken doğalgaz enerjisi:

$$\frac{1}{0,55} = 1,818 \text{ MWh (gaz)}$$

Enerji–hacim dönüşüm oranı **1 Sm³ = 9,59 kWh = 0,00959 MWh** olduğuna göre, 1 MWh elektrik üretimi için gerekli doğalgaz miktarı: $\frac{1,818}{0,00959} = 189,57 \text{ Sm}^3$

Yani 1 MWh elektrik enerjisi üretmek için yaklaşık **190 Sm³ doğalgaz** yakılması gerekir. Bu değer, uluslararası enerji istatistiklerinde yer alan **180–200 Sm³/MWh** aralığıyla tamamen uyumludur ve Türkiye'nin mevcut doğalgaz santral verimlerine de denk düşmektedir.

Referans fiyat olarak **Dutch TTF Natural Gas Futures** değeri esas alınmıştır. 15 Ekim 2025 itibarıyla TTF fiyatı **31,85 €/MWh** seviyesindedir ([Investing.com](https://www.investing.com)). Güncel **Euro/Dolar paritesi 1 € = 1,16 \$** olup, bu durumda doğalgazın enerji bazında maliyeti: $31,85 \times 1,16 = 36,95\$/\text{MWh}$ 'dir.

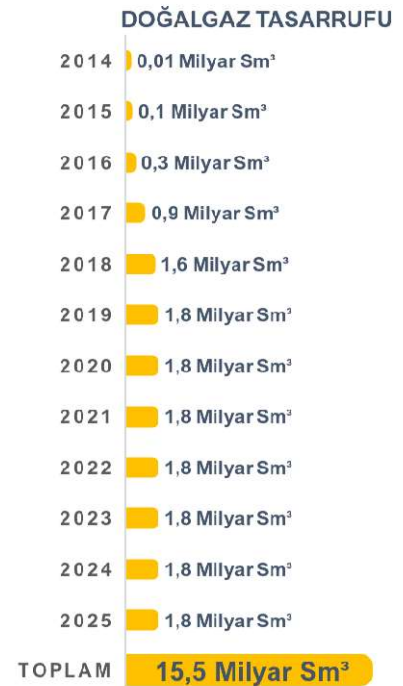
Dolayısıyla, 1 MWh elektrik üretimi için gereken 1,818 MWh doğalgazın bugünkü piyasa değeri **66,9 \$/MWh (elektrik eşdeğeri)** düzeyindedir.

7.1.1.1 Doğalgaz İkame Hesabı

Lisanssız güneş enerjisi portföyünün ekonomik etkisini değerlendirebilmek için, yıllara göre üretilen elektrik miktarının hangi oranda doğalgaz tüketimini ikame ettiğini incelemek gerekir. 2014'te yalnızca **50 MW** olan lisanssız kurulu güç, 2018 sonunda **5,3 GW**, 2019 ortasında ise **6 GW**'a ulaşmıştır. Bu kapasite, %18 kapasite faktörüyle çalıştığında yıllık ortalama **1 MWh elektrik için 190 Sm³ doğalgaz** tüketimini engellemiştir.

Bu varsayım, 2014–2025 döneminde yıllık ve kümülatif doğalgaz tasarrufu aşağıdaki gibidir:

2014–2016 döneminde portföyün küçük olması nedeniyle etkiler sınırlı kalmıştır; ancak 2017 ve 2018'de kurulu gücün hızla artmasıyla tasarruf miktarı **1,5 milyar Sm³/yıl** seviyelerine ulaşmıştır. 2019'dan itibaren kapasitenin doyumluğa ulaşmasıyla, her yıl ortalama **1,79 milyar Sm³** doğalgaz ikamesi sağlanmıştır.



Bu 12 yıllık dönemin sonunda, dolar bazlı destek mekanizmasıyla devreye alınmış 6 GW'lık lisanssız güneş portföyü, Türkiye'nin enerji ithalat dengesine **toplam 15,5 milyar Sm³ doğalgaz tasarrufu** katkısı sağlamıştır.

Grafik'te görüldüğü üzere, 2017'den sonra etkiler istikrarlı biçimde artmış; 2020 sonrası yıllarda ise yıllık tasarruf miktarı sabit bir plato çizerek enerji arz güvenliğinde kalıcı bir iyileşme yaratmıştır.

7.1.1.2 Piyasa Fiyatı ve Parasal Karşılık



Lisanssız güneş enerjisi portföyünün yarattığı ekonomik değeri ölçmenin en doğrudan yolu, üretilen elektriğin doğalgaz çevrim santrallerinden sağlanması durumunda ödenmesi gereken maliyeti hesaplamaktır. Bu karşılaştırma, yenilenebilir üretimin cari açık üzerindeki etkisini somutlaştırır.

15 Ekim 2025 itibarıyla **Dutch TTF Natural Gas Futures** fiyatı **31,85 €/MWh** düzeyindedir. Güncel **1 € = 1,16 \$** paritesi dikkate alındığında bu, **36,95 \$/MWh** gaz fiyatına karşılık gelir. 1 MWh elektrik üretimi için 1,818 MWh'lik gaz gerektiğinden, 1 MWh elektriğin yakıt karşılığı **66,9 \$**'dir. Bu referansla hesaplanan yıllık doğalgaz tasarrufunun parasal karşılığı grafikteki gibidir.

2014–2016 döneminde üretim kapasitesi sınırlı olduğundan parasal etki düşüktür; ancak 2017–2018'le birlikte kapasite artışıyla tasarruf **yarım milyar dolar/yıl** seviyesine ulaşmıştır. 2019'dan itibaren portföy her yıl ortalama **635 milyon \$** doğalgaz ikamesi sağlamıştır. Toplamda 2014–2025 arasında elde edilen tasarruf **5,5 milyar \$** düzeyindedir. Bu tutar, Türkiye'nin yıllık enerji ithalat

faturasında **yaklaşık %1'lik kalıcı bir azalma** anlamına gelir.

Sonuç olarak, 6 GW'lık lisanssız güneş enerjisi portföyü, hem üretim güvenliğine hem de döviz dengesine önemli bir katkı sağlamış; elektrik sektörünün karbon ve ithalat bağımlılığını azaltan, sürdürülebilir bir finansal fayda yaratmıştır.

7.1.2 Elektrik Kayıplarının Azaltılması

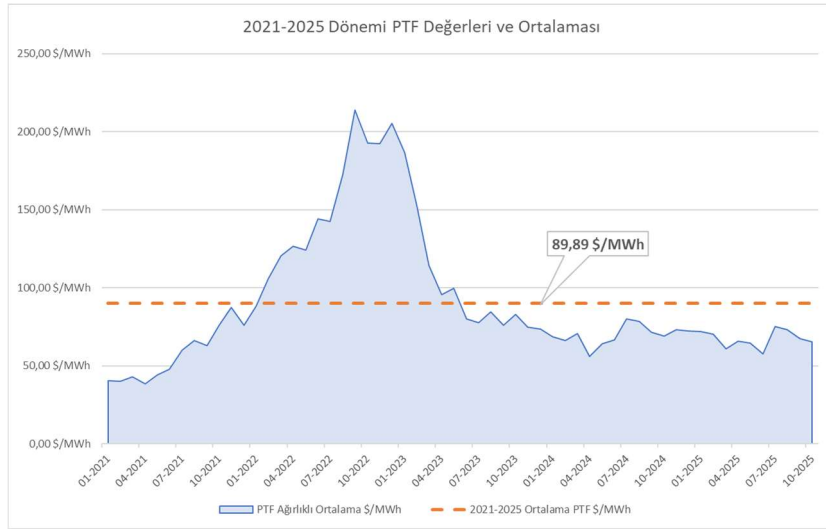
Dağıtık üretim modeli, yalnızca yenilenebilir enerji kapasitesini artırmakla kalmaz; aynı zamanda iletim ve dağıtım hatlarında taşınan enerji miktarını azaltarak şebeke kayıplarını da düşürür. Türkiye'de ortalama teknik kayıplar yıllık %10–12 seviyesinde gerçekleşmektedir. Lisanssız güneş santralleri ise elektriği tüketim noktasına yakın ürettiğinden, bu kayıplarda **yaklaşık %2'lik bir azalma** sağladığı kabul edilmiştir.

Analizde, 2019 ortasına kadar devreye alınan **6 GW'lık lisanssız GES portföyü** dikkate alınmıştır. Bu portföyün yıllık ortalama üretimi **9,46 TWh/yıl**'dir.

Şebeke kayıplarında %2'lik iyileşme varsayımıyla yıllık enerji tasarrufu:

$$9,46\text{TWh/yıl} \times 0,02 = 0,19\text{TWh/yıl}$$

EPIAŞ tarafından 2021–2025 döneminde oluşan **PTF (Piyasa Takas Fiyatı)** ağırlıklı ortalaması ise **89,9 \$/MWh** seviyesindedir. (2022 ortasında 200 \$/MWh seviyelerine çıkan kısa süreli fiyatlar, ortalama üzerinde etkili olmuştur.)

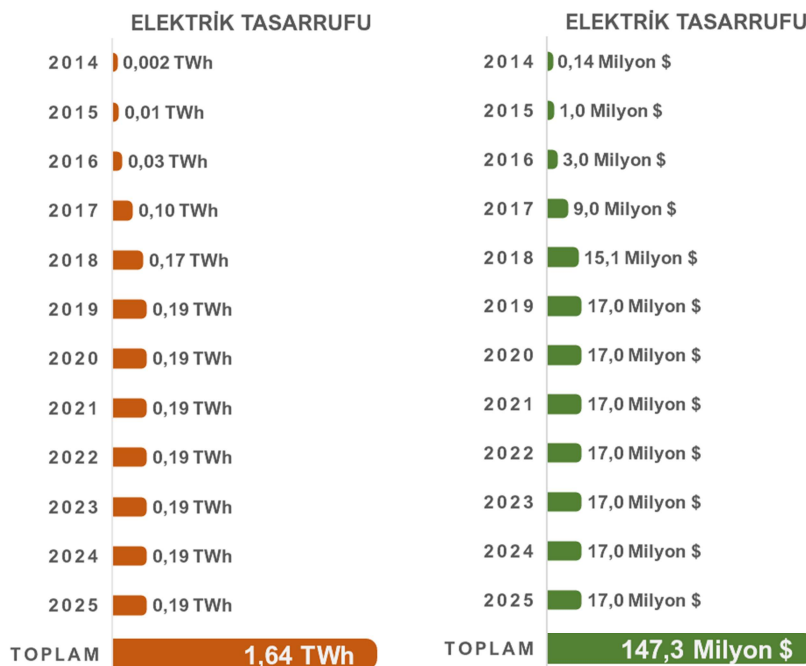


2014–2025 döneminde kademeli kapasite artışı dikkate alındığında, bu değer yıllık bazda artarak toplamda **1,64 TWh**'lik bir enerji kaybının önlenmesi anlamına gelmektedir. Buna karşılık gelen ekonomik kazanç ise **≈147,3 milyon \$** olmuştur.

Dağıtık üretimin yarattığı bu fayda, doğrudan doğalgaz tasarrufuna ek olarak **şebeke verimliliğini artırarak dolaylı bir cari açık azaltımı** yaratmaktadır.

Grafiklerde de görüldüğü üzere, bu etki özellikle 2017 sonrası kurulu gücün hızla artmasıyla belirginleşmiş; 2019 sonrası dönemde her yıl **17 milyon \$** civarında istikrarlı bir kazanç sağlanmıştır.

Lisanssız üretim tesisleri yalnızca yenilenebilir üretim kapasitesi açısından değil; **şebeke etkinliği ve enerji ekonomisinin optimizasyonu** açısından da **stratejik bir bileşen** haline gelmiştir.



7.1.3 Kamulaştırma Tasarrufları

Lisanssız güneş enerjisi yatırımlarının bir diğer ekonomik katkısı, kamu tarafında ortaya çıkan **kamulaştırma giderlerinin azalmasıdır**. Lisanslı büyük ölçekli enerji santralleri genellikle kamu arazilerinde ya da kamulaştırma gerektiren özel mülkiyetlerde kurulurken, lisanssız tesisler çoğunlukla yatırımcıya ait veya kiralanmış özel alanlarda, dağıtım sistemine entegre noktalarda konumlanır. Bu fark, kamunun yatırım sürecinde üstlendiği arazi maliyetlerinin büyük oranda ortadan kalkmasını sağlar.

Analizde, 2019 ortasına kadar devreye alınan **6 GW**'lık dolar bazlı lisanssız güneş portföyü dikkate alınmıştır. Bu portföyün arazi bazlı projelerden oluştuğu varsayılmıştır. Ortalama tesis büyüklüğü 1 MW kabul edilirse, yaklaşık **6.000 adet tesis** ve her bir tesis için ortalama **20.000 m² (2 hektar)** arazi gereksinimi öngörülmektedir.

Toplam arazi ihtiyacı: $6.000 \text{ MW} \times 20.000 \text{ m}^2/\text{MW} = 120.000.000 \text{ m}^2 = 120 \text{ km}^2$

Bu alan, kamu tarafından lisanslı bir modelde kamulaştırılsaydı, m² başına **4 \$**'lık bedel üzerinden hesaplandığında: $120.000.000 \times 4 = 480.000.000 \text{ \$}$

Dolayısıyla, 6 GW'lık lisanssız güneş enerjisi kapasitesinin arazi temini yatırımcı tarafından karşılanarak, **yaklaşık 480 milyon dolarlık potansiyel kamulaştırma gideri kamu bütçesinden düşülmüştür**.

Bu tasarruf, yalnızca bütçesel bir rahatlama değil, aynı zamanda **yatırım süreçlerinin hızlanmasını** ve **idari yükün azalmasını** da beraberinde **getirmiştir**. Kamu otoritesinin, lisanssız model sayesinde 6 GW'lık kapasiteyi kamulaştırma ve mülkiyet devri süreci olmaksızın gerçekleştirmesi **hem zaman hem kaynak** açısından önemli bir **verimlilik** yaratmıştır.

Arazi kullanımının özel sektör tarafından üstlenilmesi, devletin sermaye yükünü azaltırken, enerji arz güvenliğinin sağlanmasına yönelik politikaları da desteklemiştir. Bu durum, yenilenebilir enerji yatırımlarında **"kamunun kolaylaştırıcı, yatırımcının uygulayıcı"** rol paylaşımının başarılı bir örneği olarak değerlendirilebilir.

7.1.4 6.000 MW'ın Katkıları

Kamulaştırma giderlerinden sağlanan **480 milyon dolarlık dolaylı tasarruf**, doğrudan doğalgaz ve şebeke kaybı tasarruflarına eklenerek lisanssız güneş portföyünün toplam ekonomik katkısını artırmaktadır.

2014–2025 döneminde lisanssız model sayesinde:

- **5,5 milyar \$** doğalgaz tasarrufu,
- **145 milyon \$** elektrik kaybı önlenmesi,
- **480 milyon \$** kamulaştırma tasarrufu

ile toplamda **yaklaşık 6,1 milyar dolar** düzeyinde bir ekonomik etki yaratılmıştır. Başka bir deyiş ile **MW başına 1 Milyon \$ katkı** sağlamışlardır.



Bu büyüklük, lisanssız üretim modelinin yalnızca enerji arzına değil, **kamu maliyesine ve yatırım ekonomisine de doğrudan değer kazandırdığını** göstermektedir. Böylelikle, modelin sürdürülebilir enerji politikaları içindeki stratejik önemi bir kez daha teyit edilmektedir.

7.2 Fazladan Ödenen Dağıtım Bedelleri (2017–2025)

Lisanssız elektrik üretim modelinin en çok tartışılan boyutlarından biri, **üreticilerin dağıtım sistemine ödedikleri bedellerin** lisanslı üreticilere göre çok daha yüksek olmasıdır. Bu fark, 2017 itibarıyla EPDK'nın 29.12.2016 tarihli 6838 sayılı Kurul Kararı'yla, "31 Aralık 2017 öncesi ve sonrası" devreye giren tesisler arasında ayırım yapılmasıyla belirginleşmiştir.

2017–2025 döneminde bu farklılaştırma, özellikle dolar bazlı destek mekanizmasından yararlanan 6 GW'lık portföy için ciddi bir mali yük yaratmıştır. Söz konusu portföy, bugüne kadar (2017–Ekim 2025) **yaklaşık 79,6 TWh — yani 80 TWh** elektrik üretmiştir.

Bu üretim karşılığında toplam **1,74 milyar \$** dağıtım bedeli ödemesi yapılmıştır. Oysa bu tesisler lisanslı statüde olsaydı, aynı miktardaki enerji için yalnızca **322 milyon \$** ödeyeceklerdi.

Dolayısıyla **fazladan ödenen toplam tutar 1,41 milyar \$** seviyesindedir. Bu fark, yalnızca gelir-gider dengesi açısından değil, aynı zamanda yatırımın geri ödeme süreleri ve nakit akışı üzerinde de belirleyici bir etki yaratmıştır.

2017-2025 Dolar destekli 6 GW lisanssız GES portföyü – dağıtım bedeli özeti			
Üretilen Enerji  80 TWh (2017-2025 toplam)	Ödenen Dağıtım Bedeli  1,74 milyar \$ (dolar destekli lisanssız)	Lisanslı Olsaydı  322 milyon \$ (eşdeğer enerji iç)	Fazladan Ödeme  1,41 milyar \$ (2017-2025 birikimli)

Rakamlar yuvarlatılmıştır. Dönem: 2017–2025.

7.2.1 Dönemsel Analiz

Yıllık Ortalama Dağıtım Bedelleri:

Analizin en önemli kısımlarından biri de dağıtım bedelleri değişimlerinin fotoğrafını çekmektir. Bu amaçla 3 aylık dönemlerle dağıtım bedellerinin TCMB USD karşılıkları hesaplanarak yıllık ortalama dağıtım bedellerine ulaşılmıştır. Aşağıdaki tablo da verilmektedir.

Yıl	Yıllık Ortalama \$ Bazlı Dağıtım Bedelleri					
	31.12.2017 Öncesi Yıllık Ort.	31.12.2017 Sonrası Ortalaması	Lisanssız Tek Terimli	LÜ-1	LÜ-2	Lisanslı Tesis
2017	7,17 \$/MWh	28,68 \$/MWh				2,52 \$/MWh
2018	6,30 \$/MWh	25,19 \$/MWh				2,59 \$/MWh
2019	6,92 \$/MWh	27,67 \$/MWh				2,82 \$/MWh
2020	7,03 \$/MWh	28,14 \$/MWh				3,90 \$/MWh
2021	6,65 \$/MWh	26,61 \$/MWh				3,30 \$/MWh
2022			18,39 \$/MWh			2,45 \$/MWh
2023			31,53 \$/MWh			5,65 \$/MWh
2024				29,52 \$/MWh	11,53 \$/MWh	6,30 \$/MWh
2025				38,14 \$/MWh	12,02 \$/MWh	6,01 \$/MWh

2017–2021 Dönemi:

Bu dönemde dolar destekli lisanssız tesislerin dağıtım bedelleri lisanslılara göre ortalama **2–9 kat** daha yüksektir. Lisanssız üreticiler, dolar bazında yıllık ortalama **7–27 \$/MWh** seviyelerinde bedel öderken, lisanslı tesisler **3 \$/MWh** civarında kalmıştır.

Bu farkın nedeni, lisanssız üreticilere uygulanan “veriş yönlü” bedellerin, dağıtım sisteminin işletme maliyetlerinin tamamını üstlenmeleridir. 2017–2021 döneminde dolar destekli tesislerin kümülatif ek maliyeti yaklaşık **495 milyon \$** seviyesine ulaşmıştır.

2017–2021 Dönemi Tarifeleri		
Lisanslı	31.12.2017 Öncesi	31.12.2017 Sonrası
3\$/MWh	7\$/MWh	27\$/MWh
	2 Kat	9 Kat

2022–2023 Dönemi:

1 Ocak 2022 itibarıyla lisanssız üreticiler için indirimli tarife uygulaması sona erdirilmiştir. Bu tarihten itibaren tüm lisanssız üreticiler tek bir tarife altında toplanmış, ancak bedel seviyesi **dramatik biçimde yükselmiştir**.

Bu dönemde tüm lisanssız üreticiler ortalama **25\$/MWh**, lisanslı tesisler ise ortalama **4 \$/MWh** seviyesinde dağıtım bedeli ödemiştir. Sonuç olarak, dolar destekli üreticilerin 2022–2023 dönemi yıllık fazladan ödemesi yaklaşık **395 milyon \$** olmuştur.

2022–2023 Dönemi Tarifeleri	
Lisanslı	Lisanssız Tek Terimli
4\$/MWh	25\$/MWh
	6 Kat

2024–2025 Dönemi:

2024 başında üreticiler üçlü yapıya ayrılmıştır: Lisanslı, TL bazlı lisanssız (LÜ-2) ve dolar bazlı lisanssız (LÜ-1). Bu dönemde dolar destekli üreticiler **34 \$/MWh** civarında, TL destekli üreticiler **12 \$/MWh**, lisanslı üreticiler ise yalnızca **6 \$/MWh** civarında bedel ödemektedir.

Yani dolar destekli tesisler, lisanslılara göre yaklaşık **6 kat**, TL bazlı lisanssızlara göre ise **3 kat** daha fazla dağıtım bedeli ödemeye devam etmektedir. 2024 ve 2025 yıllarında sadece bu fark nedeniyle oluşan ek maliyet **523 milyon \$**'i aşmıştır.

2025 Yılı Tarifeleri		
Lisanslı	Lü-1	Lü-2
6\$/MWh	38\$/MWh	12\$/MWh
	6,3 Kat	2 Kat

7.2.2 Toplam Etki ve Sektörel Yansımalar

2025 yılında **Lü-1 tarifesindeki** tesisler lisanslı bir tesise göre **300milyon dolar fazla** ödeme yapmış olacaklar.

2017–2025 arasındaki tüm dönem dikkate alındığında, 6 GW'lık dolar destekli lisanssız güneş portföyü, lisanslı tesislere kıyasla toplamda **1,41 milyar \$** fazladan dağıtım bedeli ödemiştir.

Ekstra Ödeme	
Lü-1, Lisanslı Tarifesi farkı	
Yılda 300 milyon\$	
2025 yılı ortalama dağıtım bedeli tarifeleri ile hesaplanmıştır.	

Bu tutar, söz konusu tesislerin toplam yatırım maliyetinin yaklaşık %20'sine, yani ortalama MW başına **235.000 \$** ek maliyete karşılık gelmektedir.

Her yılın ortalama yükü incelendiğinde:

- **Dolar destekli lisanssız üreticiler:** 360 milyon \$/yıl
- **TL destekli lisanssız üreticiler:** 113 milyon \$/yıl
- **Lisanslı üreticiler:** 57 milyon \$/yıl

Bu fark, piyasada eşitsiz bir maliyet yapısı yaratmaktadır.

Dolar destekli tesisler yüksek bedeller nedeniyle üretimden kazandıkları avantajı kaybetmiş, **gelirlerinin** önemli bir bölümü **dağıtım giderlerine gitmiştir**.

Diğer yandan TL bazlı yeni tesisler, düşük maliyetli yatırım ortamı ve daha dengeli dağıtım bedelleri sayesinde **daha sürdürülebilir bir finansal yapıya** kavuşmuştur.

Sonuç olarak, **1,4 milyar \$'lık fazladan ödeme**, lisanssız üretimin erken döneminde tesis edilen gelir-gider dengesinin zaman içinde bozulduğunu, mali yükün yatırımcı lehine yeniden yapılandırılması gerektiğini göstermektedir.



7.3 Değerlendirme ve Düşünceler

2014–2019 döneminde dolar bazlı destek mekanizmasıyla hayata geçirilen yaklaşık **6.000 MW lisanssız güneş enerjisi portföyü**, Türkiye'nin enerji arz güvenliği, dışa bağımlılığın azaltılması ve karbon emisyonlarının düşürülmesi hedeflerine doğrudan katkı sağlamıştır. Bu tesisler sayesinde 2014–2025 aralığında **yaklaşık 15,5 milyar Sm³ doğalgaz ithalatı ikame edilmiş**, bu da **yaklaşık 5,5 milyar \$** seviyesinde cari açık azaltıcı etki yaratmıştır. Ayrıca dağıtık üretim yapısı ile **1,6 TWh elektrik kaybı önlenmiş** ve **145 milyon \$** tutarında ekonomik fayda sağlanmıştır. Arazi temininde kamu kamulaştırma maliyetlerinden **480 milyon \$** tasarruf edilmesi, bu modelin ülke ekonomisi açısından ne denli stratejik bir araç olduğunu göstermektedir.

Bununla birlikte, aynı tesisler 2017'den bu yana uygulanan dağıtım tarifeleri nedeniyle **lisanslı üreticilere kıyasla 1,41 milyar \$ fazladan bedel** ödemiştir. Dolar destekli tesislerin 2025 tarifeleriyle her yıl **300 milyon \$ seviyesinde ekstra dağıtım bedeli** ödemesi, sektörün rekabet gücünü ve yatırım sürdürülebilirliğini olumsuz etkilemektedir. Her 1 MW tesis için ortalama **235.000 \$ fazla ödeme**, ilk yatırım maliyetinin beşte birine denk gelmektedir.

Düşünceler

1. **Dağıtım Bedellerinin Gelir Modeline Göre Gözden Geçirilmesi:** Dolar bazlı desteği sona ermiş tesisler için TL bazlı gelir sistemine uygun indirimli bir dağıtım bedeli kademesi oluşturulmalıdır.
2. **Yeni Yatırımlar İçin Öngörülebilirlik:** 2026 sonrası yatırımlar için dağıtım bedelleri ve gelir mekanizmaları, uzun vadeli sabit oranlı veya endeksli yapıda düzenlenmelidir.

3. **Depolama Entegrasyonu Teşviki:** Mevcut 6 GW portföyün bir kısmının batarya sistemleri ve yan hizmet gelirleriyle desteklenmesi, hem sistem esnekliğini artıracak hem de yüksek dağıtım bedellerinin bir kısmını dengeleyecektir.

Sonuç olarak, **dolar destekli lisanssız GES'ler Türkiye ekonomisine net katkı sağlayan bir model olmuş**, ancak tarifelenme politikalarındaki dengesizlikler bu katkının sürdürülebilirliğini tehdit etmeye başlamıştır. Politika yapıcılarının bu tabloyu dikkate alarak yeni dönemi daha adil ve sürdürülebilir bir mali yapı üzerine inşa etmeleri büyük önem taşımaktadır.

8 ON YILINI DOLDURAN TESİSLERİ BEKLEYEN TEHLİKE VE ARZ GÜVENLİĞİ RİSKİ

YEKDEM desteğiyle 2013–2019 döneminde devreye alınan yaklaşık 6 GW’lık lisanssız güneş portföyü, 2024 itibarıyla on yılını doldurmaya başlamış ve serbest piyasa koşullarında faaliyet gösteren ilk “destek sonrası kuşak” konumuna gelmiştir. Ancak bu kuşağı, gelirlerinin azalmasından da öte, giderek artan bir yapısal sürdürülemezlik riski beklemektedir.

Sorunun temelinde, piyasa takas fiyatı (PTF) ile Lisanssız Üretici Dağıtım Bedeli (LÜ Dağıtım Bedeli) arasındaki açılan makas ve bu makasın güneş üretim saatlerinde yoğunlaşması yatmaktadır. Karışıklık olmaması adına bahsi geçen Lisanssız Üretim Dağıtım Bedeli olarak 6 GW’lık portföyün 2022-2025 yılları arasında tabi olduğu Lisanssız Üreticilere İlişkin Tek Terimli Dağıtım Tarifesi ve Lisanssız Üretici-1 tarifeleri dikkate alınmıştır.

8.1 PTF’nin Dağıtım Bedelinin Altında Kaldığı Süreler

EPIAŞ verilerine göre 2022–2025 döneminde PTF’nin LÜ-1 Dağıtım Bedelinin altında kaldığı saatlerin sayısı ve yıl içindeki payı çarpıcı bir biçimde artmıştır. Durumu analiz etmek için tek başına PTF< LÜ Dağıtım Bedeli ilişkisine bakmak yeterli değildir. Aynı zamanda Lisanssız üretim tesisinin bu saatlerde üretim yapmadığını da araştırmak, irdelemek doğru olacaktır. Lisanssız üreticilerin %95’inden fazlasının GES olduğu dikkate alınarak 1MW’lık bir GES’in üretimi simüle edilmiş ve bu üretimin hangi saatler ve sıklıkta PTF’nin LÜ Dağıtım Bedelinin altında kaldığı hesaplanmıştır:

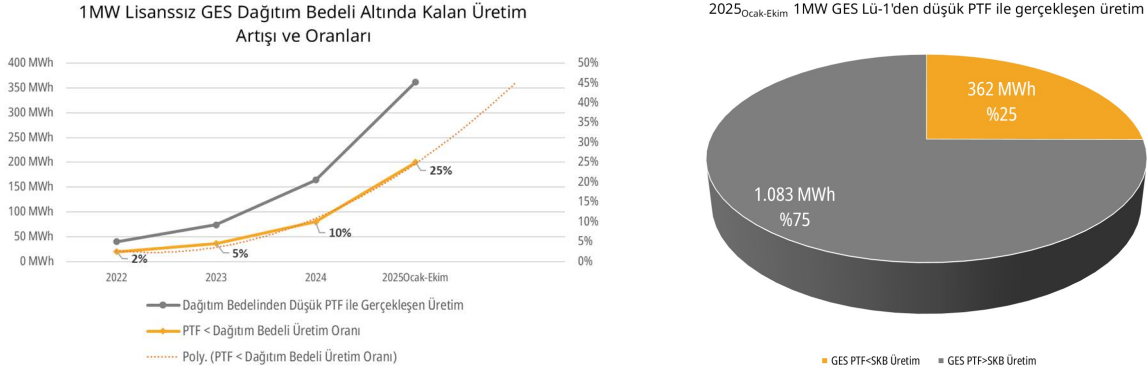
Yıllar	Kurulu Güç	Lisanssız Kurulu Güç	PTF<LÜ-DB Görülme Frekansı	PTF<LÜ-DB Görülme Oranı	GES Üretim PTF<LÜ-DB
2022	103.809 MW	8.635 MW	150 kez	1,7%	102 kez
2023	109.349 MW	13.041 MW	183 kez	2,0%	154 kez
2024	115.975 MW	18.585 MW	389 kez	4,4%	345 kez
2025 Ocak-Ağustos	120.784 MW	22.170 MW	646 kez	11,1%	606 kez
2025 Ocak-Ekim			789 kez	11,0%	747 kez

2025’in ilk 10 ayında (1 Ocak -25 Ekim arası), 7176 saatin 789’unda (her 9 saatten birinde) piyasa fiyatı LÜ-1 dağıtım bedelinin altında kalmıştır. Bu saatlerin % 95’i, güneş santrallerinin aktif üretim yaptığı dönemlere denk gelmiştir. 2022’de bu oran % 68, 2023’te % 84, 2024’te % 89 iken 2025’te % 95’e ulaşmıştır.

GES’lerin üretim yaptığı saatler ile PTF’nin LÜ-DB’nin altında kaldığı saatler arasındaki ilişkiye bir de bu olayın gerçekleştiği saatler açısından bakmak yerinde olacaktır. 2025_{Ocak-Ekim} verisini incelediğimizde GES’lerin yoğun üretim yaptığı saatler olan 12:00, 13:00, 11:00, 14:00’da PTF’nin Lisanssız Üretim Dağıtım Bedeli’nin altına düştüğü görülmektedir.

Saatler	GES PTF<LÜ-DB Frekans	Saatler	GES PTF<LÜ-DB Saatler
05:00	3	12:00	142
06:00	12	13:00	102
07:00	51	14:00	71
08:00	38	15:00	75
09:00	46	16:00	38
10:00	77	17:00	12
11:00	78	18:00	2
	Toplam		747 kez

Bu bölümün ilk tablosunda zamanın %11'inde PTF'nin LÜ-DB altında kaldığı görünümü doğmaktadır. Ancak böyle bir sonuç çıkarmak hatalıdır. Çünkü GES'lerin üretim yaptığı miktarlar incelendiğinde çok daha vahim bir durum ortaya çıkmakta. 1MW'lık bir tesis için yaptığımız simülasyonda, 2025_{Ocak-Ekim} döneminde toplam üretim 1.446MWh iken bunun%25'inde (362MWh'inde) PTF, LÜ Dağıtım Bedelinin altında kalmaktadır.



Bu tablo, PTF < LÜ-DB sorununun artık rastlantısal değil, **sistematik** hale geldiğini göstermektedir. Güneş üretimi arttıkça, gündüz saatlerinde enerji arzı fazlalaşmakta; buna karşılık dağıtım bedelleri sabit kalmakta ve üretici marjı negatife dönmektedir.

8.2 İki Temel Neden: Arz Artışı ve Dağıtım Bedeli Enflasyonu

PTF'nin dağıtım bedelinin altına düşmesinin iki yapısal nedeni bulunmaktadır:

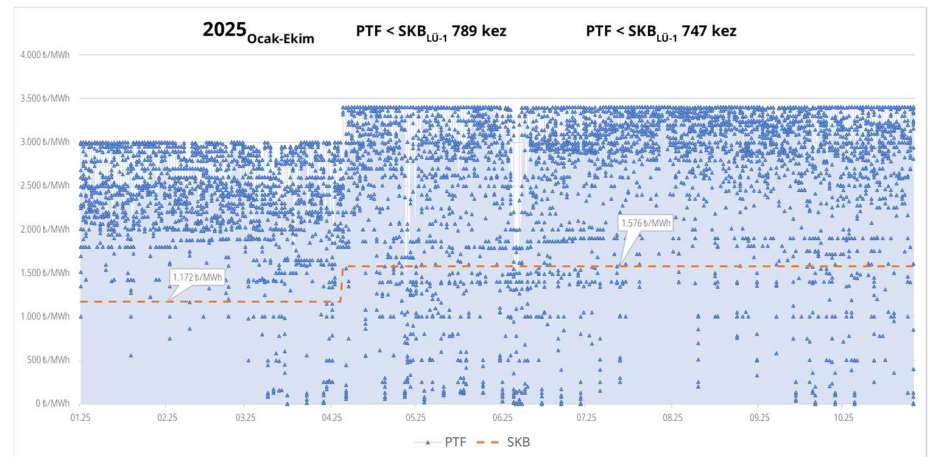
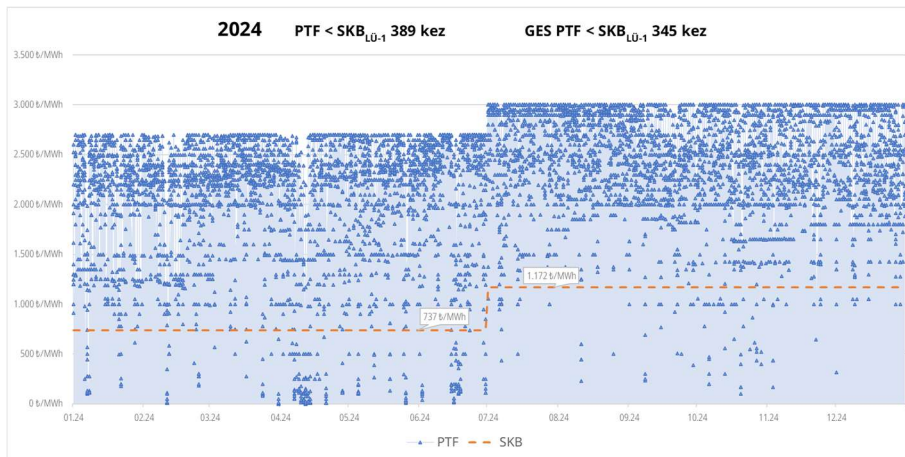
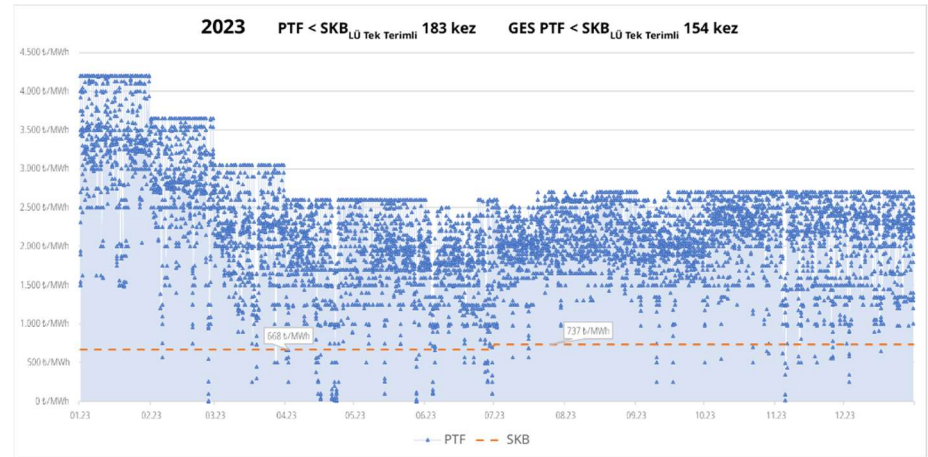
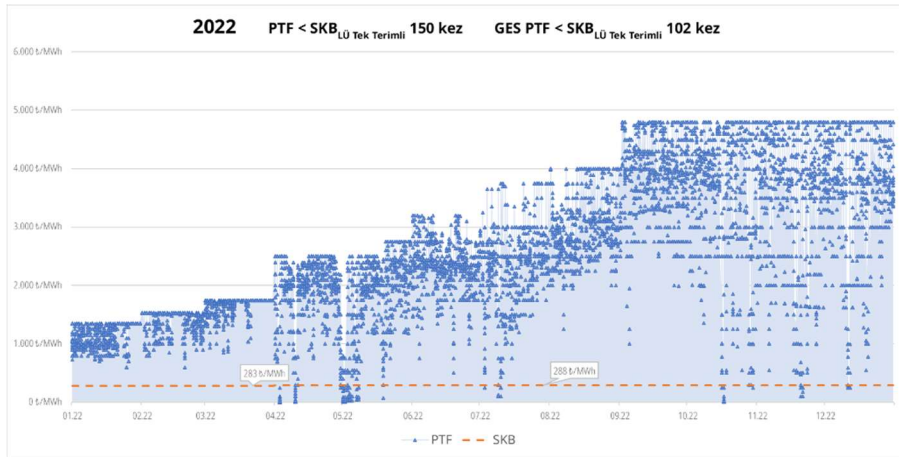
1. Yenilenebilir Payındaki Hızlı Artış.

2022–2025_{Ocak-Ekim} arasında GES üretiminin toplam elektrik arzı içindeki payı % 4,76'dan % 7,46'ya çıkmıştır. Analiz sonuçlarına göre GES üretimi ile PTF'nin LÜ Dağıtım Bedelinin altında kalma sıklığı arasındaki korelasyon % 89'dur. Yani her artı MW'lık güneş kapasitesi, öğle saatlerindeki piyasa fiyatlarını doğrudan aşağı çekmektedir.

2. Lisanssız Üretici Dağıtım Bedellerindeki Keskin Yükseliş.

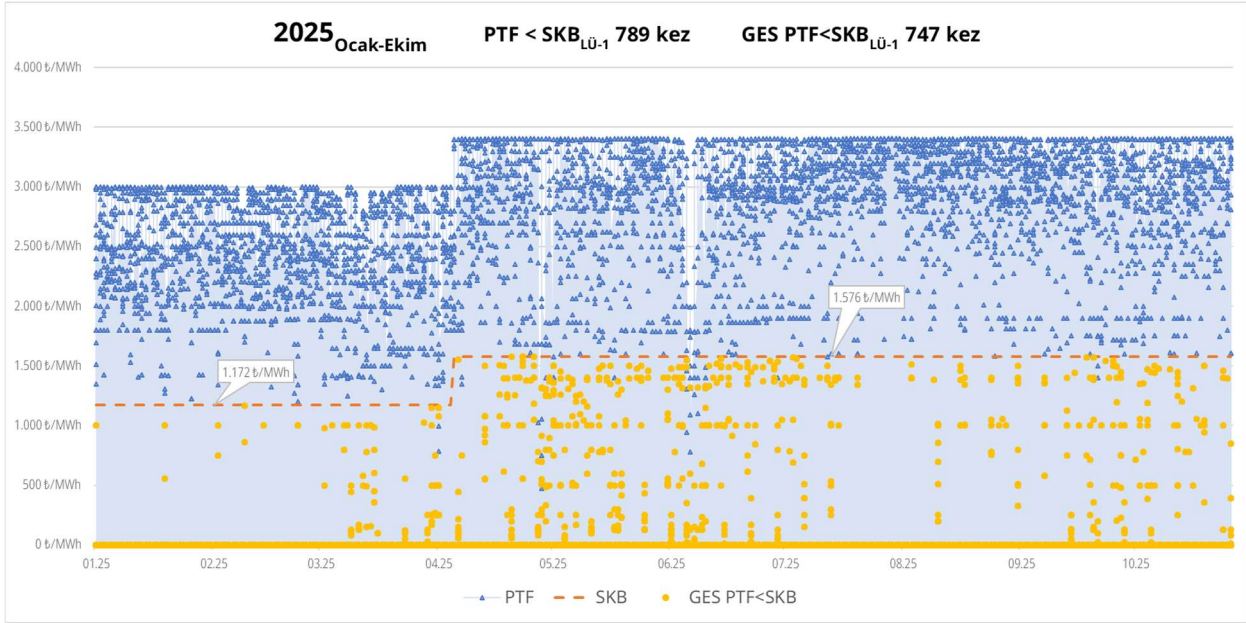
2022–2024 arası 3 yıllık dönemin ortalamala LÜ Dağıtım Bedeli yaklaşık 26,5 \$/MWh iken 2025'te 38 \$/MWh seviyesine yükselmiştir (+% 43). PTF'nin saatlik dalgalanan bir veri olmasına karşın, LÜ-DB'nin sabit olması, grafikte sürekli yukarı kaymış bir eşik çizgisi etkisi yaratmakta ve fiyatın altına düşen saat sayısını katlayarak artırmaktadır.

Bu iki etki birleştiğinde, yenilenebilir kapasite artışının getirdiği fiyat baskısı ile yüksek sabit dağıtım maliyeti bir araya gelmekte; özellikle YEKDEM sonrası lisanssız GES'ler için "negatif marj dönemleri" giderek uzamaktadır.



8.3 Üretici Davranışı: Zarar veya Kapatma İkilemi

On yılını doldurmuş bir tesis artık PTF fiyatlarından satış yapmakta ve yüksek LÜ-1 tarifesi ödemektedir. 2025 başından 26 Ekim'e kadar PTF değerinin LÜ-1'in altında kaldığı 789 saatin 747'sinde GES'ler üretim yapmıştır. Bu dönemde her 1 MW tesisin **zarar ederek** şebekeye verdiği enerji miktarı 362 MWh'tir — toplam üretiminin % 25,07'sine denk gelir. Aşağıdaki grafikte GES üretiminin PTF altında kaldığı değerler gösterilmiştir.



Bu koşullarda üretici, iki olası yoldan birini seçmek zorunda kalmaktadır:

- Üretime devam etmek ve zarar etmek, veya
- Zarar oluşan saatlerde tesisini kapatmak.

İlk seçenek yatırımcının nakit akışını bozar, ikincisi ise sistemin arz güvenliğini zayıflatır. Her iki durum da Türkiye'nin yenilenebilir kapasite stratejisi açısından ciddi risk oluşturur.

8.4 Potansiyel Üretim Kaybı ve Ekonomik Etki

Yıllık üretimin %25'ine den gelecek kayıp sadece bir tesisin değil, yaklaşık 6 GW'lık ilk kuşağın tamamı için ölçeklendiğinde yılda yaklaşık **2,4 TWh**'lik bir enerji kayıp potansiyeli anlamına gelmektedir. 2021–2025 ortalama PTF'si (89,9 \$/MWh) esas alındığında bu üretimin piyasa değeri yaklaşık **215 milyon \$**'dir. Bu büyüklük, yaklaşık **1.500 MW'lık bir santralin şebekeden çıkmasına** eşdeğer bir kapasite açığı yaratır.

Yıllar	10. Yılı Dolduran Lisanssız Kapasite	Yıllık Elektrik Kaybı Zararı	Doğalgaz İthalat Artışı	Sera Gazı Emisyon Artışı
2025	1.048 MW	37,6 Milyon \$	78,6 Milyon Sm ³	262.000 Ton CO ₂
2026	3.173 MW	113,7 Milyon \$	238,0 Milyon Sm ³	793.250 Ton CO ₂
2027	5.311 MW	190,3 Milyon \$	398,3 Milyon Sm ³	1.327.750 Ton CO ₂
2028	6.000 MW	215,0 Milyon \$	450,0 Milyon Sm ³	1.500.000 Ton CO ₂

Kapasite kaybı takvime yayılmış şekilde ilerleyecektir: 2025 sonunda 6 GW'lık portföyün % 17,5'i (1.048 MW) on yılını doldurmuş olacaktır; 2026 sonunda bu oran % 53'e (3.173 MW), 2027'de % 89'a (5.311 MW), 2028'de tamamına ulaşacaktır. Yani 2028 itibarıyla tam 6 GW'lık dağıtık üretim kapasitesi finansal olarak kritik eşikte olacaktır.

Bu portföyün devre dışı kalması, yalnızca yatırımcı kaybı değil, ülke enerji dengesinde yıllık 450 milyon Sm³ doğalgaz ithalat ihtiyacı demektir. Yıllık 160 milyon \$'ı aşan yakıt ithalat maliyeti ve yaklaşık 1,4 milyon ton CO₂ emisyon artışı söz konusu olacaktır.

8.5 Sistemsel Risk: Arz Güvenliği ve Karbon Dengesi

Türkiye'nin enerji planlaması, 2035'e kadar yenilenebilir oranını % 55'in üzerine çıkarmayı hedeflemektedir. Ancak mevcut 6 GW'lık eski lisanssız portföyün ekonomik nedenlerle üretimden çekilmesi halinde, bu hedefe doğrudan geri adım atılmış olur. Dağıtık üretim yapısının kaybı, TEİAŞ'ın gerilim ve frekans dengeleme yükünü arttıracak; doğalgaz santrallerinin yük takibinde daha fazla çalışmasına neden olarak ithalat bağımlılığını yükseltecektir.

Yani bu risk, yalnızca yatırımcı kaybı değil, ulusal enerji politikası için bir **arz güvenliği ve karbon dengesi sorunu**dur. Kapanan her 1 MW dağıtık güneş santrali, yaklaşık 300 bin Sm³ doğalgaz eşdeğeri artış anlamına gelmektedir. Böyle bir trend, Türkiye'nin Net Sıfır 2053 hedefiyle de çelişir.

8.6 Stratejik Değerlendirme ve Politika Bağlantısı

PTF'nin dağıtım bedelinin altında kaldığı saat sayısı, GES üretim payı arttıkça geometrik olarak artmaktadır. Bu gidiş, YEKDEM sonrası dönemin "fiyat yumuşatma başarısı"nın paradoksal şekilde yatırımcıyı sistem dışına itme riski yarattığını gösterir. Sorunun çözümü için raporun son bölümünde çözüm önerilerine irdelenecektir. Bu noktada ilk olarak akla gelen orta vadeli çözüm 10 yılını dolduran lisanssız üreticiler için dağıtım bedellerinin LÜ-2'ye indirilmesinin uygun olacağı görüşüdür. Bu bir can suyu etkisi yapacaktır.

LÜ-1'den LÜ-2'ye geçiş adımı, marjı negatife dönen bu tesislerin kapatılmasını önleyecek en etkin ve hızlı çözümdür. Bu sayede 2028'e kadar tamamı işletmede 10 yılını dolduracak 6 GW'lık dağıtık portföyün sistemden kopmadan devam etmesi sağlanabilir.

On yılını dolduran tesislerin karşılaştığı risk artık geçici bir gelir sorunu değil, Türkiye enerji piyasasının sürdürülebilirliği açısından **yapısal bir tehdittir**. Artan dağıtım bedelleri ve düşen PTF, binlerce yatırımcıyı zarar-kapatma ikilemine sürüklerken, ülkenin yenilenebilir kapasitesinde 215 milyon \$'lık yıllık ekonomik kayıp ve arz güvenliği riski doğurmaktadır.

Bu nedenle kamu otoriteleri, LÜ-1 tarifesinde kalan ve YEKDEM desteği sona eren tesisler için **ivedilikle yeni bir geçiş mekanizması** tanımlamalıdır. Bu adım, yalnızca yatırımcının devamlılığını değil, Türkiye'nin yeşil dönüşüm hedeflerinin de sürdürülebilirliğini temin edecektir. Aksi takdirde, önümüzdeki üç yıl içinde mevcut yenilenebilir portföyün üçte birinden fazlası ekonomik nedenlerle üretim dışı kalabilir ve bu durum ülkenin enerji denge tablosunda yeni bir kriz dalgasının fitilini ateşleyebilir.

9 SONUÇ VE POLİTİKA ÖNERİLERİ

9.1 Genel Değerlendirme ve Temel Sonuçlar

2011 yılında yürürlüğe giren ilk Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği, Türkiye enerji sektöründe yeni bir dönemin başlangıcını temsil etmiştir. Bu model, yalnızca küçük ölçekli enerji üretimini teşvik eden bir düzenleme olarak değil, aynı zamanda piyasa serbestleşmesine ve dağıtık üretim kültürünün oluşmasına yönelik stratejik bir adım olarak değerlendirilmelidir. On dört yılın ardından, lisanssız üretim modeli artık Türkiye'nin enerji portföyünün vazgeçilmez bir parçası haline gelmiştir. Toplam yenilenebilir kurulu gücünün yaklaşık üçte birini oluşturan bu yapı, ülkenin karbon emisyonlarını azaltma, enerji arz güvenliği güçlendirme ve yerli teknolojiyi geliştirme hedeflerine doğrudan katkı sağlamaktadır.

Bu raporda ortaya konan analizler göstermektedir ki, lisanssız üretim sektörü yalnızca enerji arzına değil, aynı zamanda **ekonomiye, istihdama ve teknoloji tabanına** da önemli ölçüde değer kazandırmıştır. Dolar destekli ilk kuşak üreticilerin 2013–2019 döneminde yarattığı ekonomik katkı, doğalgaz ithalatının azaltılmasından kamulaştırma tasarruflarına kadar toplamda **6,1 milyar dolar** düzeyine ulaşmıştır. Dağıtık yapının sayesinde 1,64 TWh'lık iletim kaybı azaltımı sağlanmış, yüzlerce yerli üretici firma ve binlerce mühendislik personeli sektörde istihdam edilmiştir. Bu yönüyle lisanssız üretim, yalnızca bir enerji politikası aracı değil, aynı zamanda **yerli sanayileşmenin katalizörü** olmuştur.

Ancak 2024 itibarıyla sektör, yeni bir dönüm noktasına ulaşmıştır. İlk kuşak lisanssız üreticiler için YEKDEM sürelerinin sonlanmaya başlamasıyla birlikte, gelir yapısında ciddi bir bozulma ortaya çıkmıştır. Özellikle **LÜ-1 kategorisinde** uygulanan yüksek dağıtım sistemi kullanım bedelleri (157,58 krş/kWh) ve gün ortası saatlerinde düşen piyasa takas fiyatları (PTF), bu tesislerin faaliyet kârlılığını büyük ölçüde zayıflatmış hatta zarar edilmemesi için üretime ara verilen süreçler yaşanmıştır. Bu durum, yatırımcı açısından “destek süresi sonrası sürdürülebilirlik” sorununu gündeme taşımıştır. Analizler, dolar destekli tesislerin TL destekli tesislere göre yaklaşık **%15 daha uzun geri ödeme süresine** sahip olduğunu göstermektedir. Özkaynak finansmanı ile kurulan tesislerde 8 yıl, kredi kullanılan senaryolarda ise 10 yılı aşan geri ödeme süreleri, yatırımın destek dönemi içinde tam olarak geri kazanılamadığını ortaya koymaktadır.

Bu tablo, lisanssız üretimin başarı hikâyesine gölge düşürmekle birlikte, aynı zamanda politika yapımcılar için yeni bir fırsat alanı da yaratmaktadır. Zira sektörün geldiği bu olgunluk aşaması, artık “teşvik odaklı büyüme”den “rekabet ve sürdürülebilirlik odaklı işletme” aşamasına geçişi zorunlu kılmaktadır. Başka bir ifadeyle, kamu desteğiyle doğan bu yapı, **bugün kamusal mali yük yaratmadan** kendi içinde **dönüşüm kapasitesine sahiptir**. YEKDEM sonrası dönemin doğru politikalarla yönetilmesi, yalnızca mevcut tesislerin korunmasını değil, aynı zamanda yeni yatırımların daha istikrarlı bir zeminde gelişmesini de mümkün kılacaktır. Bu çerçevede, lisanssız üretim modeli artık Türkiye'nin enerji geleceğinde bir **tamamlayıcı oyuncudan sistemin kalıcı bileşenine** evrilme sürecindedir.

Yeni Dönemin Kırılgan Dengesi: Arz Güvenliği ve Kamusal Kayıp Riski

Lisanssız üretim modeli, Türkiye'nin enerji dönüşüm hikâyesinde en tabana yayılmış, en kapsayıcı katılım modelini oluşturmuştur. Ancak bugün bu yapının sürekliliği yalnızca yatırımcı dengesine değil, ülke ölçeğinde arz güvenliğine de doğrudan bağlı hale gelmiştir. 2013–2019 arasında devreye alınan 6 GW'lık ilk kuşak GES portföyü, destek süresinin sona ermesiyle başlamasıyla birlikte PTF üzerinden satışa

geçmektedir. Fakat Piyasa Takas Fiyatı'nın (PTF) özellikle güneş üretim saatlerinde sıklıkla Lisanssız Üretici-1 (LÜ-1) dağıtım bedelinin altına düşmesi, bu tesislerin ekonomik sürdürülebilirliğini ortadan kaldırmaktadır.

2025'in ilk 10 ayında bu durum 789 kez yaşanmış, bunların 747'si (%95) güneş üretim saatlerine denk gelmiştir. Zaman bazında bu oran %11 görünse de, üretim saatlerine göre simülasyon yapıldığında tesislerin yıllık üretimlerinin yaklaşık %25'inde zarar ettiği tespit edilmiştir. Bu, yatırımcıları "**zararına üretim**" ya da "**üretimi durdurma**" ikilemine itmektedir. İkinci senaryonun gerçekleşmesi, yılda 2,4 TWh'lik üretim kaybı ve yaklaşık 215 milyon \$'lık kamusal zarar anlamına gelir. Bu kayıp, aynı zamanda 450 milyon Sm³ doğalgaz ithalatına eşdeğer bir arz açığı oluşturur.

Dolayısıyla artık konu sadece yatırımcı gelirlerinin korunması değil, kamusal faydanın ve arz güvenliğinin sürdürülebilmesidir. Bu noktada LÜ-1'den LÜ-2'ye geçiş gibi bir yapısal düzenleme, yatırımcının rekabet gücünü korurken arzın kesintisizliğini de garanti altına alacak tek sürdürülebilir politika seçeneği olarak öne çıkmaktadır. Böyle bir geçiş, kamuya ilave maliyet yaratmadan enerji arz güvenliğini destekleyen, yeşil kapasitenin sistemde tutulmasını sağlayan bir "koruyucu şemsiye" işlevi görecektir.

9.2 Politika Önerileri ve Etki Analizi

YEKDEM sonrası dönemde **lisanssız üretim sektörünün sürdürülebilirliğini sağlamak**, yalnızca yatırımcıyı **koruma meselesi değildir**; aynı zamanda **ulusal enerji arz güvenliği, piyasa istikrarı** ve yeşil dönüşüm hedeflerinin korunması **açısından da stratejik bir zorunluluktur**. Bu nedenle geliştirilen politika önerilerinin merkezinde, kamusal **maliyet yaratmadan kamusal fayda üretme** ilkesi yer almaktadır.

Rapor kapsamındaki analizler, lisanssız portföyün üç kalıcı politika eksenini üzerinden yeniden yapılandırılmasının hem teknik hem ekonomik olarak mümkün olduğunu göstermektedir:

- (1) dağıtım bedeli yapısının kalıcı olarak revizyonu,
- (2) gönüllü ve uzun vadeli öz tüketime dayalı 5.1.h modeli,
- (3) depolama yatırımıyla lisanslı üretime geçiş.

9.2.1 Yapısal Çözüm: LÜ-1'den LÜ-2'ye Geçiş

Lisanssız üreticiler hâlen LÜ-1 tarifesi üzerinden dağıtım sistemi kullanım bedeli ödemektedir. 2025 Ekim ayında bu bedel 157,58 krş/kWh iken LÜ-2 tarifesi yalnızca 49,67 krş/kWh'tir. Aradaki yaklaşık 107 krş/kWh fark, 1 MW'lık bir tesis için yılda ortalama 1 milyon TL ek maliyet anlamına gelmektedir.

Bu farkın, YEKDEM süresini tamamlamış tüm tesislerde kalıcı olarak LÜ-2 seviyesine indirilmesi, yüzlerce tesisin kapanmasını önleyecek; aynı zamanda gelecekte benzer maliyet krizlerinin yaşanmasının da önüne geçecektir.

LÜ-2'ye geçiş, geçici bir teşvik değil, yapısal bir tarife reformu olmalıdır. Böylece lisanssız üretim, sistemin dağıtım altyapısına katkı sağlayan bir unsur olarak konumlanır; yatırımcı üzerindeki mali baskı ortadan kalkar, ülke genelinde arz güvenliği korunur.

9.2.2 Kalıcı 5.1.h Eşleştirme Modeli: ile Öz Tüketime Dayalı Üretim

2019 sonrası dönemde getirilen 5.1.h modeli, lisanssız üreticilerin sanayi veya ticari tüketim noktalarıyla eşleştirilmesine olanak sağlamıştır. Bu yapı, hem kamu hem yatırımcı açısından uzun vadeli bir denge sunmaktadır.

Tüketim ile üretimi eşleştirmeye dayalı bu model, yalnızca geçici bir çözüm değil, kalıcı bir alternatif politika aracı olarak ele alınmalıdır. 5.1.h kapsamına geçen yatırımcılar (ilk kuşak lisanssız üreticiler) lisanslamanın getireceği yükümlülüklerle tabi olmadan, kendi üretimleri ile sanayi tüketimini eşleştirerek varlıklarını sürdürebileceklerdir.

Bu modelin en güçlü yanı, yatırımcıya piyasa fiyatı dalgalanmalarından bağımsız, istikrarlı bir gelir akışı sağlamasıdır. Tüketicieye, **sanayiciye** de herhangi bir ek yatırım maliyeti getirmeden **sınırdaki karbon** uygulamaları ile **uyumlu** hale gelme **olanağı sağlar**. Ayrıca organize sanayi bölgelerinde ve grup şirket yapılarında enerji tüketimi ile üretimin birleştirilmesi, ölçek ekonomisi ve verimlilik yaratmaktadır.

5.1.h eşleştirme modeli aynı zamanda, **TEİAŞ'ın** kapasite tahsis süreçlerindeki **yükü hafifleten** ve yeni lisanslı üretim yatırımlarına alan açan bir çözümdür. Mevcut iletim altyapısında **kapasite bulmakta zorlanan** tüketiciler, sanayi tesislerini **eşleşme** yoluyla **üretim imkanına kavuşturabileceklerdir**. Böylece hem yeni lisanssız yatırımlar için **şebeke üzerindeki baskı azalmakta**, hem de ülke genelinde dağıtık üretim kapasitesi tüketici/sanayici ile dengeli bir biçimde eşleşmektedir.

Üretici ile tüketicieyi eşleştiren bu yapı, lisanssız statüsünü korumak isteyen, ancak uzun vadeli mali denge ve enerji maliyeti öngörülebilirliği arayan üreticiler için gönüllü ve kalıcı bir yol olarak değerlendirilmelidir.

9.2.3 Depolama Kurarak Lisanslı Statüye Geçiş

Lisanssız üretim portföyünün daha gelişmiş kısmı için önerilen üçüncü adım, depolama yatırımı karşılığında lisanslı statüye geçiş modelidir.

Bu model, yatırımcıya yeni bir gelir alanı kazandırmakla birlikte, sistemi teknik açıdan da güçlendirir. Üretim kapasitesiyle eşdeğer MW düzeyinde ve en az bir saatlik enerji depolama tesisi kuran yatırımcılara lisans hakkı tanınması, sistem esnekliğini artırır, arz-talep dengesizliğini azaltır ve yan hizmet piyasalarına katılım olanağı sağlar.

Bu yaklaşım aynı zamanda Türkiye'nin yerli batarya sanayisi ve enerji depolama teknolojilerinde kapasite oluşturması açısından stratejik bir kaldıraçtır.

Kamu tarafında bu lisans geçişlerinin bedel veya katkı payı yerine teknolojik yatırım yükümlülüğü olarak tanımlanması, kamu maliyesi açısından da sürdürülebilir bir model oluşturur. Uzun vadede, depolama-lisans modeli lisanssız segmentin lisanslı üretim ekosistemine entegrasyonunu sağlayarak dönüşümü tamamlar.

9.2.4 Politika Bütünlüğü ve Etki Zinciri

Bu üç kalıcı politika eksenini birlikte değerlendirildiğinde, Türkiye enerji dönüşümünde "teşvikten rekabete geçiş" evresine denk düşer:

LÜ-2 geçişi mali sürdürülebilirliği garanti eder, sistemde üretim devamlılığını sağlar.

5.1.h modeli lisans almamayı tercih eden yatırımcılar için uzun vadeli ve güvenli bir alternatif yaratır. Toplayıcılık lisansı faaliyetleri ile de uyumludur.

Depolama-lisans modeli piyasa entegrasyonunu ve teknolojik ilerlemeyi güçlendirir.

Bu politika paketi, kamu bütçesine ek yük getirmeden yatırımcılara öngörülebilirlik kazandırır, piyasa dengesini korur ve Türkiye'nin 2053 Net Sıfır hedefleriyle tam uyum sağlar. Lisanssız üretim, böylece geçici bir destek mekanizmasından çıkarak, enerji piyasasının kalıcı, rekabetçi ve yenilikçi bileşeni haline gelir.

9.3 Enerji Politikası Perspektifinden Yol Haritası

Türkiye'nin enerji politikası son on beş yılda önemli bir evrim geçirmiştir. 2000'li yılların başında serbestleşme hedefiyle başlayan süreç, 2011'de LÜY ile tabana yayılmış, 2013 sonrasında YEKDEM destekleriyle ivme kazanmış, 2020 sonrası dönemde ise karbon azaltımı, arz güvenliği ve piyasa istikrarını birlikte gözetilen bir yapıya dönüşmüştür. Bugün lisanssız üretim modeli, bu dönüşümün merkezinde yer alan stratejik bir araçtır. Ancak bu aracın sürdürülebilirliği, yalnızca mevzuat değişikliğiyle değil, bütüncül bir enerji politikası çerçevesiyle güvence altına alınabilir.

Bu bağlamda, raporda önerilen üç kalıcı politika eksenini — **LÜ-2 tarifesine geçiş, 5.1.h'a dönüşüm ile eşleştirme ve depolama-lisans modeli** — Türkiye'nin enerji stratejisiyle doğrudan uyumludur. Bu model, hem arz güvenliğini hem de yatırımcı sürdürülebilirliğini birlikte sağlayan yeni bir "enerji politikası üçgeni" oluşturur. Her bir eksen, ulusal enerji hedeflerinin farklı bir boyutuna hizmet etmektedir:

- **LÜ-2 geçişi**, ekonomik sürdürülebilirlik ve yatırımcı güvenliği eksenidir. Tarife yapısındaki bu kalıcı reform, sistemde üretim devamlılığını sağlayarak mevcut 6 GW'lık portföyün korunmasını garanti altına alır.
- **5.1.h eşleştirme modeli**, sanayi politikası ve rekabetçilik eksenidir. Sanayi tüketimiyle üretimin gönüllü olarak eşleştirilmesi, enerji maliyetlerinde öngörülebilirlik sağlar, **yeni kapasite tahsisi ihtiyacı olmadan, sanayici ile lisanssız üretimi buluşturur, toplayıcılık faaliyetleri ile uyumludur** ve yeşil dönüşümü destekler.
- **Depolama-lisans modeli** ise teknoloji ve piyasa entegrasyonu eksenidir. Türkiye'nin batarya sanayisini geliştirir, enerji sistemine esneklik kazandırır ve piyasa temelli bir rekabet zemini yaratır.

Bu üç eksenin etkin şekilde uygulanabilmesi için **kurumsal koordinasyon** ve **politik süreklilik** esastır. EPDK'nın tarife düzenlemelerini, ETKB'nin yeşil dönüşüm stratejilerini ve TEİAŞ'ın sistem dengeleme hedeflerini ortak bir yol haritası içinde birleştirmesi gerekmektedir.

Bu doğrultuda oluşturulacak "**Lisanssız Enerji Dönüşüm Programı (LED-P)**", her üç modeli de kapsayacak şekilde ulusal ölçekte yönetim çerçevesi sağlayabilir. Bu program kapsamında:

1. **EPDK**, LÜ-2 tarifelerini kalıcı hale getirerek lisanssız üretimin tarifesel altyapısını güçlendirir. İlk kuşak lisanssız üreticilerin 5.1.h'a dönüşerek tüketici ile eşleşmesini sağlayacak mevzuatsal değişiklikleri düzenler.

2. **ETKB**, 5.1.h modelini yeşil sanayi politikasıyla bütünleştirir ve OSB'lerde uygulanmasını teşvik eder.
3. **TEİAŞ**, depolama yatırımlarını yan hizmet piyasalarına entegre eder, sistem esnekliğini artırır.
4. **EPIAŞ**, depolamalı tesislerin piyasa katılımını destekleyen yeni dengeleme ürünleri geliştirir.
5. **Yatırımcı birlikleri ve sektör dernekleri**, sektör-özel diyalog mekanizmalarıyla uygulamayı izler.

Bu kurumsal eşgüdüm, yalnızca mevcut lisanssız üreticilerin sürdürülebilirliğini değil, aynı zamanda Türkiye'nin 2053 Net Sıfır vizyonu kapsamındaki yeni yatırımların da istikrarlı biçimde hayata geçmesini sağlayacaktır. Politika perspektifinden bakıldığında, **önerilen yapı "teşvik temelli büyümeden rekabet temelli sürdürülebilirliğe geçişin"** pratik çerçevesini sunmaktadır. Kamu desteğiyle doğan lisanssız üretim ekosistemi artık kendi iç dinamikleriyle yaşamını sürdürebilecek olgunluğa erişmiştir. Bu aşamada politika önceliği, yeni teşvikler tanımlamak değil, var olan kapasitenin sistem içinde kalıcılığını sağlamaktır.

Sonuç olarak, lisanssız üretim sektörünün geleceği, yalnızca teknik bir düzenleme meselesi değil, Türkiye'nin enerji dönüşüm vizyonunun da aynasıdır. Kalıcı LÜ-2 tarifesiyle mali denge, 5.1.h modeliyle üretim-tüketim entegrasyonu ve depolama-lisans yapısıyla teknolojik ilerleme sağlandığında, Türkiye'nin enerji piyasası daha adil, rekabetçi ve dayanıklı bir yapıya kavuşacaktır. Bu yol haritası, ülkeyi yalnızca bugünün sorunlarından çıkarmakla kalmaz; aynı zamanda 2030'lar ve ötesi için **kendi kendine yetebilen, düşük karbonlu ve esnek bir enerji ekosistemi** inşa etmenin temelini oluşturur.

10 KISALTMALAR

Kurumsal ve Düzenleyici Yapılar

- OSB** – Organize Sanayi Bölgesi
GÜNEŞDER – Güneş Enerjisi Yatırımcıları Derneği
EPDK – Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPIAŞ – Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.
ETKB – Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
TEİAŞ – Türkiye Elektrik İletim A.Ş.

Enerji Üretim ve Sistem Terimleri

- BESS** – Battery Energy Storage System (Batarya Enerji Depolama Sistemi)
DB – Dağıtım Bedeli
GES – Güneş Enerjisi Santrali
HES – Hidroelektrik Santral
LÜ – Lisanssız Üretici
LÜY – Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimi Yönetmeliği
LÜ-1 / LÜ-2 – Lisanssız Üretici Tarife Tipi-1 / Tipi-2
OG – Orta Gerilim
OG TTTZ – Orta Gerilim Tek Terim Tek Zamanlı tarife
PPA – Power Purchase Agreement (Elektrik Satış Sözleşmesi)
PTF – Piyasa Takas Fiyatı
PV – Fotovoltaik
RES – Rüzgâr Enerjisi Santrali
SKB – Sistem Kullanım Bedeli (Lisanssız Üretici Dağıtım bedeli anlamında kullanılmıştır.)
TTTZ – Tek Terimli Tek Zamanlı
TTF – Title Transfer Facility (Avrupa doğal gaz referans fiyatı)
YEK Kanunu (5346) – Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun
YEKDEM – Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması
Lisanssız 5.1.c / 5.1.h – LÜY’de tanımlı tesis tipleri

Uluslararası Kurumlar ve Çalışmalar

- ABD** – Amerika Birleşik Devletleri
IRENA – International Renewable Energy Agency
IEA – International Energy Agency
NREL – National Renewable Energy Laboratory
IEEFA – Institute for Energy Economics and Financial Analysis

Finansal, Ekonomik ve Teknik Birimler

- GW** – Gigawatt
GWh – Gigawattsaat
kWh – Kilovatsaat
MW – Megawatt
MWh – Megavatsaat
Sm³ – Standart metreküp (doğalgaz hacim birimi)
TÜFE – Tüketici Fiyat Endeksi
TL, TRY – Türk Lirası
TW – Terawatt
TWh – Terawattsaat
USD – Amerikan Doları
ÜFE – Üretici Fiyat Endeksi

11 KAYNAKLAR

Resmî Mevzuat ve Kurumsal Belgeler

- Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK). Mevzuat. <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/23-2-3/mevzuat>
- EPDK. Elektrik Tarifeleri. <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-1-3/elektriktarifeler>
- EPDK. Yıllık Elektrik Sektör Raporları. <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-24-3/elektrikyillik-sektor-raporu>
- EPDK. Aylık Elektrik Sektör Raporları. <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-23-3/elektrikaylik-sektor-raporlar>
- Resmî Gazete. 21 Temmuz 2011 tarihli Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği. <https://resmigazete.gov.tr/eskiler/2011/07/20110721-7.htm>
- Mevzuat Bilgi Sistemi. Kanunlar ve Yönetmelikler. <https://www.mevzuat.gov.tr/#kanunlar>
- T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. Ulusal Enerji Planı (2023 revizyonu).
- TEİAŞ. Elektrik Üretim-Tüketim İstatistikleri ve Kapasite Raporları.
- EPIAŞ. Şeffaflık Platformu Aylık PTF Verileri (2024–2025).

Ulusal ve Sektörel Veri Kaynakları

- EPDK (2018–2024). Yenilenebilir Enerji Raporları ve Piyasa Gözlem Serileri.
- Sektörel piyasa gözlemleri (2016–2024). Türkiye GES yatırımcı analizleri ve saha verileri.
- Kerem Cilli (2024). 1 MW GES Maliyeti Nedir? <https://keremcilli.com/1-mw-ges-maliyeti>
- SolarFirmalari.com (2024). GES Kurulumu Fiyatları. <https://www.solarfirmalari.com/ges-kurulumu-fiyatları>

Uluslararası Kuruluş Raporları ve Veri Setleri

- IRENA (2023). Renewable Power Generation Costs in 2022 – Solar PV Chapter.
- NREL (2024). Solar Industry Update – Q3 2024.
- IEEFA (2019). Turkey’s Solar Market Dynamics and Investment Trends.
- World Bank (2020). Distributed Solar PV Market Assessment for Turkey.
- IEA (2024). World Energy Outlook 2024.
- BloombergNEF (2025). Solar Market Outlook – Q2 2025.

Finansal Piyasa ve Enerji Fiyat Göstergeleri

- Investing.com. Henry Hub Natural Gas Futures. <https://tr.investing.com/commodities/micro-henry-hub-natural-gas-c1-futures>
- Investing.com. Dutch TTF Gas Futures. <https://tr.investing.com/commodities/dutch-ttf-gas-c1-futures>

12 EKLER

Mevzuatsal Gelişim Tablosu

Dönem	Maksimum Kurulu Güç	Tesis Tipleri ve Maddeler	Satış / Mahsuplaşma Mekanizması	Dağıtım – Bağlantı Düzeni	Bedelsiz Katkı ve Kısıtlamalar	Yatırımcıya Pratik Etki
2007 (4628’de yapılan değişiklik)		Kojenerasyon	Kendi ihtiyacını karşılamak için	Tüketim – Üretim aynı noktada	Şebekeye veriş yok.	İlk defa “muaf” tanımı geldi
2011 (5346’da tanımlama)		Yenilenebilir enerjiye dayalı, muafiyetli üretim	Fazla enerji YEK cetvel I kapsamında satın alınır	AG/OG bağlantı, aynı bölge zorunlu	Kısıt yok, tüm fazla enerji satılabilir	“Muafiyetli Üretim” olarak başladı. Lisanssız Üretim’e evrildi.
2011 (İlk Yönetmelik)	500 kW	Yenilenebilir enerjiye dayalı, muafiyetli üretim	Fazla enerji YEK cetvel I kapsamında satın alınır	AG/OG bağlantı, aynı bölge zorunlu	Kısıt yok, tüm fazla enerji satılabilir	“Kendi elektriğini üretme” hakkı tanımlandı
2013 (Yeni Kanun ve Yönetmelik)	1 MW	5.1.c (YEKDEM satışı), 5.1.ç (öz tüketim)	Fazla üretim YEKDEM fiyatıyla satılabilir (dolar bazlı)	Dağıtım sistemi bağlantısı, aynı ölçüm noktası	Kısıt yok, tüm fazla enerji satılabilir	Döviz bazlı gelir, yatırım patlaması
2016 (Tarife Değişikliği)		31.12.2017’den önce kurulan tesisler		YEKDEM süresi boyunca %75 indirimli tarife		Yüksek maliyetler ile yatırım üreticiler öngörülebilirlik sağlanmıştı.
2016–2018 (Değişiklikler ve Son Hali)	1 MW	5.1.c ve 5.1.ç devam	Satış devam, ancak teknik sınırlamalar getirildi	Mesafe kısıtları, trafo yoğunluğu sınırı	Anlık güç aşımında üretim bedelsiz katkı sayıldı	Sistem güvenliği arttı, gelir riski oluştu
2019 (Yeni Yönetmelik)	1 MW (fiilen son 5.1.c’ler)	Tüketim bağlantılı tesisler	Satıştan çok öz tüketim, mahsuplaşma öncelikli	Aynı dağıtım bölgesi zorunlu	YEK Cetvel I’den satış. 5.1.ç için bedelsiz katkı	Öz tüketim odaklı dönüşüm başladı
2020 (5346 değişiklik)		İşletmede 10 yılını dolduran tesisler	Lisanssız kal, PTF’den sat, Lisans al PTF x %15 katkı öde		Lisanssız: yüksek dağıtım bedeli, Lisans: süresi boyunca katkı payı ödemesi	10 yılı tamamlayanların çerçevesi çizildi.
2021 (5.1.h Ekleme)	Sözleşme gücü kadar (Sanayi’de 2 x)	5.1.h tipi	Aylık mahsuplaşma,	Tüketim-Üretim aynı Dağıtım Bölgesi	Fazla enerjinin Kendi abone grubundan satışı	Öz tüketimle tasarruf, fazla ile gelir
2022 (yönetmelik)	Sözleşme gücü kadar (Sanayi’de 2 x)	5.1.h tipi	Aylık mahsuplaşma, Fazla üretim, tüketimi geçemez	Aynı ve/veya Farklı Dağıtım Bölgesinde üretim	Fazla enerji satış tavanı (kendi abone grubundan)	Tükettiği kadar satış, Tavan ile Öz Tüketim pekiyor
2022 (Tarife Değişikliği)		Lisanssız Üreticiler için tek tip dağıtım tarifesine geçildi			31.12.2017’den önce kurulanlar için %75 indirim kararı 5 yıl sonra kaldırılmış oldu.	2018 öncesi üreticilerin

Dönem	Maksimum Kurulu Güç	Tesis Tipleri ve Maddeler	Satış / Mahsuplaşma Mekanizması	Dağıtım – Bağlantı Düzeni	Bedelsiz Katkı ve Kısıtlamalar	Yatırımcıya Pratik Etki
2024 (Tarife Değişikliği)		YEKDEM destek fiyatına göre (₺-₺) dağıtım tarifesi farklılaştırıldı				YEKDEM'den ₺ bazında faydalananlar için dağıtım bedelinde %50'ye yakın indirim tanımlanmış oldu.
2024 (5346 değişikliği)		İşletmede 10 yılını dolduran tesisler	Lisanssız kal, PTF'den sat, Lisans alan PTF-YEKDEM farkını katkı olarak öde, Lisans bedeli öde		Lisanssız: yüksek dağıtım bedeli, Tek seferlik lisans bedeli, lisans süresi boyunca tavan + katkı payı	10 yıl sonrası ikinci kez belirlendi. Mali açıdan zorlayıcı bir yapı oluştu.

Hesaplamalarda Kullanılan Tablolar

TARİFELER							
Tarihler	Üreticiler Dağıtım Tarifesi (Lisanslı ve Lisanssız)	Lisanslı Üretici Dağıtım Tarifesi	Lisanssız Üretici 31/12/2017 öncesi	Lisanssız Üretici 31/12/2017 sonrası	Lisanssız Üreticilere İlişkin Tek Terimli Dağıtım Tarifesi	Lisanssız Üretici-1*	Lisanssız Üretici-2**
1.01.2014	1,58 kr/kWh						
1.04.2015	1,58 kr/kWh						
1.07.2014	1,63 kr/kWh						
1.10.2014	1,63 kr/kWh						
1.01.2015	2,10 kr/kWh						
1.07.2015	2,15 kr/kWh						
1.10.2015	2,16 kr/kWh						
1.01.2016	2,59 kr/kWh						
1.04.2016	0,77 kr/kWh						
1.07.2016	0,76 kr/kWh						
1.10.2016	0,76 kr/kWh						
1.01.2017		0,90 kr/kWh	2,56 kr/kWh	10,25 kr/kWh			
1.04.2017		0,90 kr/kWh	2,56 kr/kWh	10,25 kr/kWh			
1.07.2017		0,90 kr/kWh	2,56 kr/kWh	10,25 kr/kWh			
1.10.2017		0,90 kr/kWh	2,51 kr/kWh	10,04 kr/kWh			
1.01.2018		1,15 kr/kWh	2,83 kr/kWh	11,31 kr/kWh			
1.04.2018		1,15 kr/kWh	2,73 kr/kWh	10,93 kr/kWh			
1.08.2018		1,15 kr/kWh	2,95 kr/kWh	11,78 kr/kWh			
1.09.2018		1,15 kr/kWh	2,95 kr/kWh	11,79 kr/kWh			
1.10.2018		1,15 kr/kWh	2,86 kr/kWh	11,43 kr/kWh			
1.01.2019		1,46 kr/kWh	3,31 kr/kWh	13,22 kr/kWh			
1.04.2019		1,46 kr/kWh	3,67 kr/kWh	14,69 kr/kWh			
1.07.2019		1,46 kr/kWh	3,94 kr/kWh	15,77 kr/kWh			
1.10.2019		1,87 kr/kWh	4,47 kr/kWh	17,90 kr/kWh			
1.01.2020		2,62 kr/kWh	4,95 kr/kWh	19,79 kr/kWh			
1.04.2020		2,62 kr/kWh	4,85 kr/kWh	19,38 kr/kWh			
1.07.2020		2,62 kr/kWh	4,51 kr/kWh	18,04 kr/kWh			
1.10.2020		2,62 kr/kWh	4,56 kr/kWh	18,23 kr/kWh			
1.01.2021		2,72 kr/kWh	5,29 kr/kWh	21,15 kr/kWh			
1.04.2021		2,72 kr/kWh	5,31 kr/kWh	21,23 kr/kWh			
1.07.2021		2,72 kr/kWh	5,69 kr/kWh	22,75 kr/kWh			
1.01.2022		3,82 kr/kWh			28,28 kr/kWh		
1.02.2022		3,82 kr/kWh			28,28 kr/kWh		
1.03.2022		3,82 kr/kWh			28,28 kr/kWh		
1.04.2022		3,82 kr/kWh			28,77 kr/kWh		
1.06.2022		3,82 kr/kWh			28,77 kr/kWh		
1.07.2022		3,82 kr/kWh			28,77 kr/kWh		
1.09.2022		3,82 kr/kWh			28,77 kr/kWh		
1.10.2022		3,82 kr/kWh			28,77 kr/kWh		
1.01.2023		12,50 kr/kWh			66,84 kr/kWh		
1.04.2023		12,50 kr/kWh			66,84 kr/kWh		
1.07.2023		12,50 kr/kWh			73,71 kr/kWh		
1.10.2023		12,50 kr/kWh			73,71 kr/kWh		

1.01.2024		17,51 kr/kWh				73,71 kr/kWh	36,93 kr/kWh
1.07.2024		23,09 kr/kWh				117,16 kr/kWh	36,93 kr/kWh
5.04.2025		23,09 kr/kWh				157,58 kr/kWh	49,67 kr/kWh

3 AYLIK DÖNEMLERE DÖNÜŞTÜRÜLMÜŞ TARİFELER							
Dağıtım Tarifeleri	Üreticiler Dağıtım Tarifesi (Lisanslı ve Lisanssız)	Lisanslı Üretici Dağıtım Tarifesi	Lisanssız Üretici 31/12/2017 öncesi	Lisanssız Üretici 31/12/2017 sonrası	Lisanssız Üreticilere İlişkin Tek Terimli Dağıtım Tarifesi	Lisanssız Üretici-1*	Lisanssız Üretici-2**
Ocak 14	1,58 kr/kWh						
Nisan 14	1,58 kr/kWh						
Temmuz 14	1,63 kr/kWh						
Ekim 14	1,63 kr/kWh						
Ocak 15	2,10 kr/kWh						
Nisan 15	2,10 kr/kWh						
Temmuz 15	2,15 kr/kWh						
Ekim 15	2,16 kr/kWh						
Ocak 16	2,59 kr/kWh						
Nisan 16	0,77 kr/kWh						
Temmuz 16	0,76 kr/kWh						
Ekim 16	0,76 kr/kWh						
Ocak 17		0,90 kr/kWh	2,56 kr/kWh	10,25 kr/kWh			
Nisan 17		0,90 kr/kWh	2,56 kr/kWh	10,25 kr/kWh			
Temmuz 17		0,90 kr/kWh	2,56 kr/kWh	10,25 kr/kWh			
Ekim 17		0,90 kr/kWh	2,51 kr/kWh	10,04 kr/kWh			
Ocak 18		1,15 kr/kWh	2,83 kr/kWh	11,31 kr/kWh			
Nisan 18		1,15 kr/kWh	2,73 kr/kWh	10,93 kr/kWh			
Temmuz 18		1,15 kr/kWh	2,73 kr/kWh	10,93 kr/kWh			
Ekim 18		1,15 kr/kWh	2,86 kr/kWh	11,43 kr/kWh			
Ocak 19		1,46 kr/kWh	3,31 kr/kWh	13,22 kr/kWh			
Nisan 19		1,46 kr/kWh	3,67 kr/kWh	14,69 kr/kWh			
Temmuz 19		1,46 kr/kWh	3,94 kr/kWh	15,77 kr/kWh			
Ekim 19		1,87 kr/kWh	4,47 kr/kWh	17,90 kr/kWh			
Ocak 20		2,62 kr/kWh	4,95 kr/kWh	19,79 kr/kWh			
Nisan 20		2,62 kr/kWh	4,85 kr/kWh	19,38 kr/kWh			
Temmuz 20		2,62 kr/kWh	4,51 kr/kWh	18,04 kr/kWh			
Ekim 20		2,62 kr/kWh	4,56 kr/kWh	18,23 kr/kWh			
Ocak 21		2,72 kr/kWh	5,29 kr/kWh	21,15 kr/kWh			
Nisan 21		2,72 kr/kWh	5,31 kr/kWh	21,23 kr/kWh			
Temmuz 21		2,72 kr/kWh	5,69 kr/kWh	22,75 kr/kWh			
Ekim 21		2,72 kr/kWh	5,69 kr/kWh	22,75 kr/kWh			
Ocak 22		3,82 kr/kWh			28,28 kr/kWh		
Nisan 22		3,82 kr/kWh			28,77 kr/kWh		
Temmuz 22		3,82 kr/kWh			28,77 kr/kWh		
Ekim 22		3,82 kr/kWh			28,77 kr/kWh		
Ocak 23		12,50 kr/kWh			66,84 kr/kWh		
Nisan 23		12,50 kr/kWh			66,84 kr/kWh		
Temmuz 23		12,50 kr/kWh			73,71 kr/kWh		
Ekim 23		12,50 kr/kWh			73,71 kr/kWh		
Ocak 24		17,51 kr/kWh				73,71 kr/kWh	36,93 kr/kWh
Nisan 24		17,51 kr/kWh				73,71 kr/kWh	36,93 kr/kWh
Temmuz 24		23,09 kr/kWh				117,16 kr/kWh	36,93 kr/kWh
Ekim 24		23,09 kr/kWh				117,16 kr/kWh	36,93 kr/kWh
Ocak 25		23,09 kr/kWh				117,16 kr/kWh	36,93 kr/kWh
Nisan 25		23,09 kr/kWh				157,58 kr/kWh	49,67 kr/kWh
Temmuz 25		23,09 kr/kWh				157,58 kr/kWh	49,67 kr/kWh
Ekim 25		23,09 kr/kWh				157,58 kr/kWh	49,67 kr/kWh

DÖVİZ BAZLI 3 AYLIK DÖNEMLERLE TARİFELER								
TCMB USD/TRY	Tarih	Üreticiler Dağıtım Tarifesi (Lisanslı ve Lisanssız)	Lisanslı Üretici Dağıtım Tarifesi	Lisanssız Üretici 31/12/2017 öncesi	Lisanssız Üretici 31/12/2017 sonrası	Lisanssız Üreticilere İlişkin Tek Terimli Dağıtım Tarifesi	Lisanssız Üretici-1*	Lisanssız Üretici-2**
₺2,17	Ocak 14	0,73 cent\$/kWh						
₺2,15	Nisan 14	0,74 cent\$/kWh						
₺2,12	Temmuz 14	0,77 cent\$/kWh						
₺2,20	Ekim 14	0,74 cent\$/kWh						
₺2,33	Ocak 15	0,90 cent\$/kWh						
₺2,60	Nisan 15	0,81 cent\$/kWh						
₺2,68	Temmuz 15	0,80 cent\$/kWh						
₺3,02	Ekim 15	0,72 cent\$/kWh						
₺2,92	Ocak 16	0,89 cent\$/kWh						
₺2,82	Nisan 16	0,27 cent\$/kWh						

₺2,88	Temmuz 16	0,26 cent\$/kWh						
₺3,00	Ekim 16	0,25 cent\$/kWh						
₺3,52	Ocak 17		0,25 cent\$/kWh	0,73 cent\$/kWh	2,91 cent\$/kWh			
₺3,64	Nisan 17		0,25 cent\$/kWh	0,70 cent\$/kWh	2,82 cent\$/kWh			
₺3,52	Temmuz 17		0,26 cent\$/kWh	0,73 cent\$/kWh	2,91 cent\$/kWh			
₺3,55	Ekim 17		0,25 cent\$/kWh	0,71 cent\$/kWh	2,83 cent\$/kWh			
₺3,77	Ocak 18		0,30 cent\$/kWh	0,75 cent\$/kWh	3,00 cent\$/kWh			
₺3,95	Nisan 18		0,29 cent\$/kWh	0,69 cent\$/kWh	2,77 cent\$/kWh			
₺4,56	Temmuz 18		0,25 cent\$/kWh	0,60 cent\$/kWh	2,40 cent\$/kWh			
₺5,97	Ekim 18		0,19 cent\$/kWh	0,48 cent\$/kWh	1,92 cent\$/kWh			
₺5,26	Ocak 19		0,28 cent\$/kWh	0,63 cent\$/kWh	2,51 cent\$/kWh			
₺5,60	Nisan 19		0,26 cent\$/kWh	0,66 cent\$/kWh	2,62 cent\$/kWh			
₺5,68	Temmuz 19		0,26 cent\$/kWh	0,69 cent\$/kWh	2,78 cent\$/kWh			
₺5,68	Ekim 19		0,33 cent\$/kWh	0,79 cent\$/kWh	3,15 cent\$/kWh			
₺5,94	Ocak 20		0,44 cent\$/kWh	0,83 cent\$/kWh	3,33 cent\$/kWh			
₺6,64	Nisan 20		0,39 cent\$/kWh	0,73 cent\$/kWh	2,92 cent\$/kWh			
₺6,84	Temmuz 20		0,38 cent\$/kWh	0,66 cent\$/kWh	2,64 cent\$/kWh			
₺7,69	Ekim 20		0,34 cent\$/kWh	0,59 cent\$/kWh	2,37 cent\$/kWh			
₺7,42	Ocak 21		0,37 cent\$/kWh	0,71 cent\$/kWh	2,85 cent\$/kWh			
₺8,17	Nisan 21		0,33 cent\$/kWh	0,65 cent\$/kWh	2,60 cent\$/kWh			
₺8,68	Temmuz 21		0,31 cent\$/kWh	0,66 cent\$/kWh	2,62 cent\$/kWh			
₺8,85	Ekim 21		0,31 cent\$/kWh	0,64 cent\$/kWh	2,57 cent\$/kWh			
₺13,33	Ocak 22		0,29 cent\$/kWh			2,12 cent\$/kWh		
₺14,66	Nisan 22		0,26 cent\$/kWh			1,96 cent\$/kWh		
₺16,72	Temmuz 22		0,23 cent\$/kWh			1,72 cent\$/kWh		
₺18,52	Ekim 22		0,21 cent\$/kWh			1,55 cent\$/kWh		
₺18,70	Ocak 23		0,67 cent\$/kWh			3,57 cent\$/kWh		
₺19,15	Nisan 23		0,65 cent\$/kWh			3,49 cent\$/kWh		
₺25,82	Temmuz 23		0,48 cent\$/kWh			2,85 cent\$/kWh		
₺27,38	Ekim 23		0,46 cent\$/kWh			2,69 cent\$/kWh		
₺29,44	Ocak 24		0,59 cent\$/kWh				2,50 cent\$/kWh	1,25 cent\$/kWh
₺32,36	Nisan 24		0,54 cent\$/kWh				2,28 cent\$/kWh	1,14 cent\$/kWh
₺32,62	Temmuz 24		0,71 cent\$/kWh				3,59 cent\$/kWh	1,13 cent\$/kWh
₺34,12	Ekim 24		0,68 cent\$/kWh				3,43 cent\$/kWh	1,08 cent\$/kWh
₺35,28	Ocak 25		0,65 cent\$/kWh				3,32 cent\$/kWh	1,05 cent\$/kWh
₺37,77	Nisan 25		0,61 cent\$/kWh				4,17 cent\$/kWh	1,32 cent\$/kWh
₺39,77	Temmuz 25		0,58 cent\$/kWh				3,96 cent\$/kWh	1,25 cent\$/kWh
₺41,48	Ekim 25		0,56 cent\$/kWh				3,80 cent\$/kWh	1,20 cent\$/kWh

Yıllık Ortalama \$ Bazlı Dağıtım Bedelleri						
Yıl	31.12.2017 Öncesi Yıllık Ort.	31.12.2017 Sonrası Yıllık Ort.	Lisanssız Tek Terimli	Lü-1	Lü-2	Lisanslı Tesis
2017	7,17 \$/MWh	28,68 \$/MWh				2,52 \$/MWh
2018	6,30 \$/MWh	25,19 \$/MWh				2,59 \$/MWh
2019	6,92 \$/MWh	27,67 \$/MWh				2,82 \$/MWh
2020	7,03 \$/MWh	28,14 \$/MWh				3,90 \$/MWh
2021	6,65 \$/MWh	26,61 \$/MWh				3,30 \$/MWh
2022			18,39 \$/MWh			2,45 \$/MWh
2023			31,53 \$/MWh			5,65 \$/MWh
2024				29,52 \$/MWh	11,53 \$/MWh	6,30 \$/MWh
2025				38,14 \$/MWh	12,02 \$/MWh	6,01 \$/MWh

LİSANSLI TESİS - DOLAR DESTEKLİ TESİS DAĞITIM BEDELİ KARŞILAŞTIRMASI						
Yıl	Açıklama	Lisanssız Kapasitesi	Yıllık Üretim	Dolar Destekli 6000MW'in Dağıtım Bedeli Gideri	Lisanslı Olmaları Durumunda Ödeyecekleri Tutar	6000 MW'in Fazladan Ödediği Tutar
2017		3.173 MW	5.003.691 MWh	\$35.882.756	\$12.622.426	\$23.260.330
2018	31.12.2017 öncesi kapasite	3.173 MW	5.003.691 MWh	\$31.513.784	\$12.975.965	\$18.537.819
2018	31.12.2017 sonrası kapasite	2.137 MW	3.370.016 MWh	\$84.899.003	\$8.739.390	\$76.159.613
2019	31.12.2017 öncesi kapasite	3.173 MW	5.003.691 MWh	\$34.611.127	\$14.100.873	\$20.510.254
2019	31.12.2017 sonrası kapasite	2.827 MW	4.457.109 MWh	\$123.320.827	\$12.560.554	\$110.760.273
2020	31.12.2017 öncesi kapasite	3.173 MW	5.003.691 MWh	\$35.195.061	\$19.492.564	\$15.702.498
2020	31.12.2017 sonrası kapasite	2.827 MW	4.457.109 MWh	\$125.400.991	\$17.363.279	\$108.037.713
2021	31.12.2017 öncesi kapasite	3.173 MW	5.003.691 MWh	\$33.285.412	\$16.529.770	\$16.755.642

31.12.2017 sonrası						
2021	kapasite	2.827 MW	4.457.109 MWh	\$118.597.715	\$14.724.128	\$103.873.587
2022		6.000 MW	9.460.800 MWh	\$174.026.286	\$23.221.027	\$150.805.259
2023		6.000 MW	9.460.800 MWh	\$298.292.065	\$53.487.482	\$244.804.582
2024		6.000 MW	9.460.800 MWh	\$279.255.170	\$59.618.093	\$219.637.076
2025		6.000 MW	9.460.800 MWh	\$360.788.625	\$56.838.879	\$303.949.746
Toplam:			79.602.998 MWh	\$1.735.068.822	\$322.274.430	\$1.412.794.392

DOĞALGAZ TASARRUFLARI					
Yıl	Lisanssız Kapasitesi	Yıllık Üretim	Doğalgaz Tasarrufu	Doğalgaz Tasarrufu	
2014	50 MW	78.840 MWh	0,01 Milyar Sm ³	\$5.297.174	
2015	359 MW	566.134 MWh	0,1 Milyar Sm ³	\$38.026.009	
2016	1.048 MW	1.652.818 MWh	0,3 Milyar Sm ³	\$111.016.163	
2017	3.173 MW	5.003.691 MWh	0,9 Milyar Sm ³	\$336.087.055	
2018	5.311 MW	8.373.707 MWh	1,6 Milyar Sm ³	\$562.443.696	
2019	6.000 MW	9.460.800 MWh	1,8 Milyar Sm ³	\$635.461.387	
2020	6.000 MW	9.460.800 MWh	1,8 Milyar Sm ³	\$635.461.387	
2021	6.000 MW	9.460.800 MWh	1,8 Milyar Sm ³	\$635.461.387	
2022	6.000 MW	9.460.800 MWh	1,8 Milyar Sm ³	\$635.461.387	
2023	6.000 MW	9.460.800 MWh	1,8 Milyar Sm ³	\$635.461.387	
2024	6.000 MW	9.460.800 MWh	1,8 Milyar Sm ³	\$635.461.387	
2025	6.000 MW	9.460.800 MWh	1,8 Milyar Sm ³	\$635.461.387	
Toplam		81.900.790 MWh	15,5 Milyar Sm³	\$5.501.099.808	

ELEKTRİK KAYBI TASARRUFLARI				
Yıl	Lisanssız Kapasitesi	Yıllık Üretim	Önlenen Elektrik Kaybı	Önlenen Elk. Kaybı Değeri
2014	50 MW	78.840 MWh	1.577 MWh	0,14 Milyon \$
2015	359 MW	566.134 MWh	11.323 MWh	1,0 Milyon \$
2016	1.048 MW	1.652.818 MWh	33.056 MWh	3,0 Milyon \$
2017	3.173 MW	5.003.691 MWh	100.074 MWh	9,0 Milyon \$
2018	5.311 MW	8.373.707 MWh	167.474 MWh	15,1 Milyon \$
2019	6.000 MW	9.460.800 MWh	189.216 MWh	17,0 Milyon \$
2020	6.000 MW	9.460.800 MWh	189.216 MWh	17,0 Milyon \$
2021	6.000 MW	9.460.800 MWh	189.216 MWh	17,0 Milyon \$
2022	6.000 MW	9.460.800 MWh	189.216 MWh	17,0 Milyon \$
2023	6.000 MW	9.460.800 MWh	189.216 MWh	17,0 Milyon \$
2024	6.000 MW	9.460.800 MWh	189.216 MWh	17,0 Milyon \$
2025	6.000 MW	9.460.800 MWh	189.216 MWh	17,0 Milyon \$
Toplam		81.900.790 MWh	1.638.016 MWh	147,3 Milyon \$

2021-2025 PTF ORTALAMALARI			
Dönem	USD/TRY	PTF Ağırlıklı Ortalama (TL/MWh)	PTF Ağırlıklı Ortalama \$/MWh
01-2021	7,42	299,84	40,41 \$/MWh
02-2021	7,22	288,37	39,95 \$/MWh
03-2021	7,30	312,90	42,85 \$/MWh
04-2021	8,17	313,91	38,42 \$/MWh
05-2021	8,23	362,81	44,08 \$/MWh
06-2021	8,50	406,53	47,81 \$/MWh
07-2021	8,68	520,89	60,03 \$/MWh
08-2021	8,41	555,38	66,01 \$/MWh
09-2021	8,29	522,39	63,03 \$/MWh
10-2021	8,85	671,07	75,85 \$/MWh
11-2021	9,53	833,40	87,46 \$/MWh
12-2021	13,34	1.014,90	76,10 \$/MWh
01-2022	13,33	1.176,18	88,24 \$/MWh
02-2022	13,37	1.410,89	105,55 \$/MWh
03-2022	13,89	1.673,05	120,49 \$/MWh
04-2022	14,66	1.853,56	126,43 \$/MWh

05-2022	14,79	1.835,38	124,14 \$/MWh
06-2022	16,41	2.364,39	144,06 \$/MWh
07-2022	16,72	2.379,36	142,34 \$/MWh
08-2022	17,93	3.093,71	172,59 \$/MWh
09-2022	18,18	3.892,30	214,09 \$/MWh
10-2022	18,52	3.566,42	192,58 \$/MWh
11-2022	18,60	3.573,75	192,18 \$/MWh
12-2022	18,61	3.817,84	205,12 \$/MWh
01-2023	18,70	3.484,81	186,37 \$/MWh
02-2023	18,79	2.870,10	152,75 \$/MWh
03-2023	18,87	2.156,41	114,31 \$/MWh
04-2023	19,15	1.825,80	95,33 \$/MWh
05-2023	19,43	1.937,78	99,75 \$/MWh
06-2023	20,75	1.657,67	79,88 \$/MWh
07-2023	25,82	2.003,32	77,58 \$/MWh
08-2023	26,93	2.279,96	84,65 \$/MWh
09-2023	26,68	2.030,79	76,12 \$/MWh
10-2023	27,38	2.266,17	82,78 \$/MWh
11-2023	28,28	2.114,25	74,76 \$/MWh
12-2023	28,86	2.121,17	73,51 \$/MWh
01-2024	29,44	2.013,15	68,39 \$/MWh
02-2024	30,31	1.998,71	65,95 \$/MWh
03-2024	31,24	2.202,65	70,51 \$/MWh
04-2024	32,36	1.813,71	56,05 \$/MWh
05-2024	32,31	2.067,34	63,99 \$/MWh
06-2024	32,13	2.139,02	66,57 \$/MWh
07-2024	32,62	2.609,11	79,98 \$/MWh
08-2024	33,08	2.595,64	78,47 \$/MWh
09-2024	33,92	2.416,77	71,24 \$/MWh
10-2024	34,12	2.353,54	68,97 \$/MWh
11-2024	34,22	2.502,03	73,11 \$/MWh
12-2024	34,58	2.492,97	72,09 \$/MWh
01-2025	35,28	2.537,99	71,94 \$/MWh
02-2025	35,76	2.506,77	70,09 \$/MWh
03-2025	36,38	2.207,18	60,67 \$/MWh
04-2025	37,77	2.489,25	65,91 \$/MWh
05-2025	38,37	2.474,98	64,51 \$/MWh
06-2025	39,06	2.240,61	57,36 \$/MWh
07-2025	39,77	2.981,73	74,97 \$/MWh
08-2025	40,52	2.952,26	72,86 \$/MWh
09-2025	41,04	2.765,58	67,39 \$/MWh
10-2025	41,48	2.701,43	65,12 \$/MWh
Ortalama		2.009,48	89,89 \$/MWh

2024 – PTF'nin Lisanssız Dağıtım Bedelinin Altında Kaldığı Üretim Simülasyonu Özet Tablo				
Aylar	Ortalama PTF	Ortalama Lisanssız Dağıtım Bedeli	1 MW GES Üretim	PTF < Lisanssız DB Üretim
Oca	1.177,99 ₺/MWh	282,77 ₺/MWh	115 MWh	0 MWh
Şub	1.404,50 ₺/MWh	282,77 ₺/MWh	121 MWh	0 MWh
Mar	1.670,85 ₺/MWh	282,77 ₺/MWh	116 MWh	0 MWh
Nis	1.830,55 ₺/MWh	287,66 ₺/MWh	138 MWh	8 MWh
May	1.763,03 ₺/MWh	287,66 ₺/MWh	140 MWh	19 MWh
Haz	2.340,13 ₺/MWh	287,66 ₺/MWh	163 MWh	0 MWh
Tem	2.330,37 ₺/MWh	287,66 ₺/MWh	190 MWh	10 MWh
Ağu	3.066,55 ₺/MWh	287,66 ₺/MWh	179 MWh	0 MWh
Eyl	3.850,59 ₺/MWh	287,66 ₺/MWh	165 MWh	0 MWh
Eki	3.470,02 ₺/MWh	287,66 ₺/MWh	138 MWh	2 MWh
Kas	3.438,31 ₺/MWh	287,66 ₺/MWh	90 MWh	1 MWh
Ara	3.724,41 ₺/MWh	287,66 ₺/MWh	85 MWh	0 MWh
Genel Toplam			1.639 MWh	40 MWh

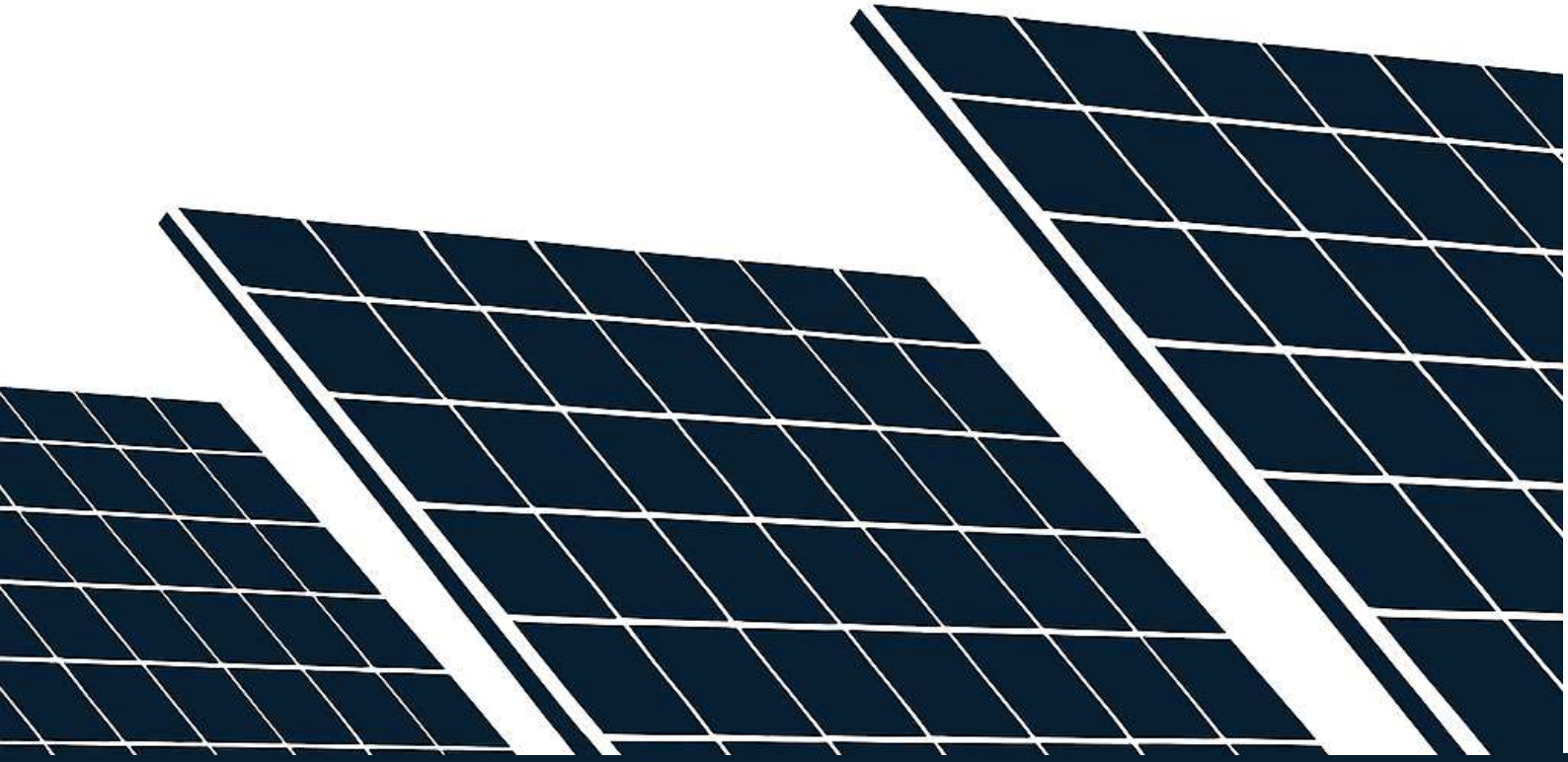
2023 - PTF'nin Lisanssız Dağıtım Bedelinin Altında Kaldığı Üretim Simülasyonu Özet Tablo				
Aylar	Ortalama PTF	Ortalama Lisanssız Dağıtım Bedeli	1 MW GES Üretim	PTF < Lisanssız DB Üretim
Oca	3.431,49 ₺/MWh	668,44 ₺/MWh	115 MWh	0 MWh
Şub	2.802,71 ₺/MWh	668,44 ₺/MWh	121 MWh	4 MWh
Mar	2.126,22 ₺/MWh	668,44 ₺/MWh	116 MWh	0 MWh
Nis	1.770,82 ₺/MWh	668,44 ₺/MWh	138 MWh	27 MWh
May	1.907,28 ₺/MWh	668,44 ₺/MWh	140 MWh	7 MWh
Haz	1.623,92 ₺/MWh	668,44 ₺/MWh	163 MWh	18 MWh
Tem	1.977,40 ₺/MWh	737,10 ₺/MWh	190 MWh	3 MWh
Ağu	2.251,01 ₺/MWh	737,10 ₺/MWh	179 MWh	0 MWh
Eyl	2.006,84 ₺/MWh	737,10 ₺/MWh	165 MWh	6 MWh
Eki	2.249,84 ₺/MWh	737,10 ₺/MWh	138 MWh	4 MWh
Kas	2.066,91 ₺/MWh	737,10 ₺/MWh	90 MWh	4 MWh
Ara	2.075,00 ₺/MWh	737,10 ₺/MWh	85 MWh	1 MWh
Genel Toplam			1.639 MWh	74 MWh

2024 - PTF'nin Lisanssız Dağıtım Bedelinin Altında Kaldığı Üretim Simülasyonu Özet Tablo				
Aylar	Ortalama PTF	Ortalama LÜ-1 Dağıtım Bedeli	1 MW GES Üretim	PTF < Lisanssız DB Üretim
Oca	1.943 ₺/MWh	737 ₺/MWh	115 MWh	4 MWh
Şub	1.958 ₺/MWh	737 ₺/MWh	126 MWh	9 MWh
Mar	2.190 ₺/MWh	737 ₺/MWh	116 MWh	11 MWh
Nis	1.764 ₺/MWh	737 ₺/MWh	138 MWh	46 MWh
May	2.047 ₺/MWh	737 ₺/MWh	140 MWh	13 MWh
Haz	2.095 ₺/MWh	737 ₺/MWh	163 MWh	26 MWh
Tem	2.589 ₺/MWh	1.172 ₺/MWh	190 MWh	10 MWh
Ağu	2.574 ₺/MWh	1.172 ₺/MWh	179 MWh	4 MWh
Eyl	2.396 ₺/MWh	1.172 ₺/MWh	165 MWh	13 MWh
Eki	2.336 ₺/MWh	1.172 ₺/MWh	138 MWh	22 MWh
Kas	2.463 ₺/MWh	1.172 ₺/MWh	90 MWh	4 MWh
Ara	2.446 ₺/MWh	1.172 ₺/MWh	85 MWh	2 MWh
Genel Toplam			1.643 MWh	164 MWh

2025 _{Ocak-Ekim} - PTF'nin Lisanssız Dağıtım Bedelinin Altında Kaldığı Üretim Simülasyonu Özet Tablo				
Aylar	Ortalama PTF	Ortalama Lisanssız Dağıtım Bedeli	1 MW GES Üretim	PTF < Lisanssız DB Üretim
Oca	2.509 ₺/MWh	1.172 ₺/MWh	115 MWh	2 MWh
Şub	2.478 ₺/MWh	1.172 ₺/MWh	121 MWh	5 MWh
Mar	2.184 ₺/MWh	1.172 ₺/MWh	114 MWh	25 MWh
Nis	2.453 ₺/MWh	1.522 ₺/MWh	137 MWh	50 MWh
May	2.458 ₺/MWh	1.576 ₺/MWh	142 MWh	66 MWh
Haz	2.202 ₺/MWh	1.576 ₺/MWh	161 MWh	85 MWh
Tem	2.965 ₺/MWh	1.576 ₺/MWh	192 MWh	22 MWh
Ağu	2.939 ₺/MWh	1.576 ₺/MWh	177 MWh	26 MWh
Eyl	2.729 ₺/MWh	1.576 ₺/MWh	168 MWh	47 MWh
Eki	2.749 ₺/MWh	1.576 ₺/MWh	118 MWh	35 MWh
Genel Toplam			1.446 MWh	362 MWh

günesder

GÜNEŞ ENERJİSİ YATIRIMCILARI DERNEĞİ



Adres: Mustafa Kemal Mahallesi Dumlupınar Bulvarı 274/6 Mahall Ankara Sitesi E Blok Kat:3 No: 45 Çankaya / ANKARA

Telefon: +90 312 988 16 16 E-posta: info@gunesder.org