



**Türkiye’de kullanılan elektriğin
%50’den fazlası yenilenebilir
kaynaklardan sağlanabilir:**

Sistem esnekliğini artırmak için
gerekten seçeneklerin maliyet ve
faydaları

SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi Hakkında

European Climate Foundation (ECF), Agora Energiewende ve Sabancı Üniversitesi İstanbul Politikalar Merkezi (IPM) tarafından kurulan SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, yenilikçi bir enerji dönüşüm platformu olarak enerji sektörünün karbonsuzlaştırılmasına katkıda bulunmayı hedefler. Aynı zamanda Türkiye'deki enerji sektörünün politik, teknolojik ve ekonomik yönleri üzerine yapılan tartışmalarda sürdürülebilir ve kabul görmüş bir ortak zemine olan ihtiyacı karşılamayı hedeflemektedir. SHURA gerçeklere dayalı analizler ve en güncel veriler ışığında, enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji üzerinden düşük karbonlu bir enerji sistemine geçişi desteklemeyi odağına alır. Farklı paydaşların bakış açılarını göz önünde bulundurarak bu geçişin ekonomik potansiyeli, teknik fizibilitesi ve ilgili politika araçlarına yönelik bir anlayışın oluşturulmasına yardımcı olur.

Yazarlar

Değer Saygın (SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi), Mahmut Erkut Cebeci, Osman Bülent Tör (EPRA Enerji) ve Philipp Godron (Agora Energiewende)

Teşekkürler

Değerli incelemeleri ve geri bildirimleri için Doug Arent (National Renewable Energy Laboratory), Asami Miketa ve Pablo Ralon (International Renewable Energy Agency), David Parra (Cenevre Üniversitesi), Alper Uğural (Energy Pool) ve Selahattin Hakman'a (SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi) teşekkür ederiz. Bu raporun taslak halindeki sonuçları 23 Ocak 2019 tarihinde Ankara'da Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nda yapılan uzman toplantısında gözden geçirilmiş, 1-3 Nisan 2019'da Ankara'da düzenlenen Kimya Enerji Depolama Projesi (KEDEP) toplantısında ve 5 Nisan 2019'da İstanbul'da düzenlenen Solarex 2019 Fuarı'nda sunulmuştur.

SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, ECF'in bu rapor için sağladığı cömert finansmana müteşekkirdir.

Bu rapor, www.shura.org.tr sitesinden indirilebilir.

Daha detaylı bilgi almak veya geri bildirimde bulunmak için lütfen shura@shura.org.tr adresinden SHURA ekibiyle iletişime geçiniz.

Design

Tasarımhane Tanıtım Ltd. Şti.

Print

Nar Baskı Merkezi

Telif Hakkı © 2019 Sabancı Üniversitesi

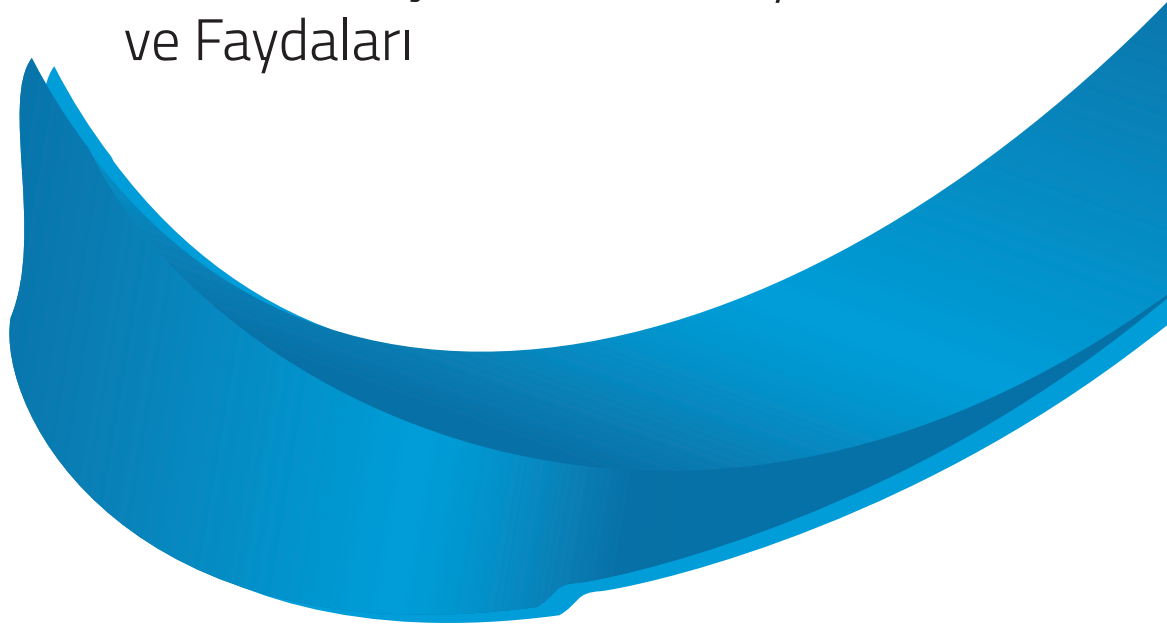
ISBN 978-605-2095-55-3

Feragatname

Bu raporda orataya koyulan yorumlar ve çıkarımlar yalnızca yazarlara aittir ve SHURA'nın resmi görüşünü yansıtmamaktadır.



**Türkiye’de Kullanılan Elektriğın
%50’den Fazlası Yenilenebilir
Kaynaklardan Sağlanabilir:**
Sistem Esnekliğini Artırmak için
Gereken Seçeneklerin Maliyet
ve Faydaları



Şekil listesi	3
Tablo listesi	4
Bilgi kutuları	4
Kısaltmalar	5
Yönetici özeti	7
1. Giriş	13
2. Metodoloji	17
2.1. İncelenen esneklik seçenekleri	20
2.2. Girdi veri setleri ve maliyet varsayımları	25
2.2.1. Var olan ve planlanan üretim/iletim bileşenleri	25
2.2.2. Senaryolardan bağımsız maliyet parametreleri	29
2.2.3. Esneklik seçenekleriyle ilişkili maliyetler	31
2.3. Ardışık piyasa ve şebeke simülasyonu	36
2.4. Fayda ve maliyetlerin seviyelendirilmesi	39
3. Esneklik seçeneklerinin maliyet ve faydalarının hesaplanması	41
3.1. Referans değerlerinin tanımlanması: Sistem odaklı ve esneklik seçeneklerini içermeyen Üç Kat senaryosu	41
3.2. Referans durumun kısa dönem marjinal maliyetlerinin tahmin edilmesi	44
3.3. Enerji depolama: Batarya depolama ve pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler	45
3.4. Eski kömür santrallerinin iyileştirilmesi	47
3.5. Talep tarafı katılımı	47
4. Esneklik seçeneklerinin karşılaştırması	49
4.1. Esneklik seçeneklerinin maliyet ve faydalarının karşılaştırılması	49
4.1.1. Ekonomik açıdan ölçülen maliyet ve faydalar	49
4.1.2. Teknik açıdan ölçülen faydalar	51
4.2. En cazip seçenekler	52
4.3. Hassasiyet analizi	55
4.3.1. Esneklik seçeneğinin maliyetinin azalmasına hassasiyet	55
4.3.2. Yenilenebilir enerji penetrasyon düzeyine hassasiyet	56
4.4. Farklı esneklik seçeneklerini bir araya getirmenin etkisi	57
5. Öneriler	59
Kaynaklar	61

Şekil 1: Toplam elektrik üretiminde rüzgâr ve güneş enerjisinin payı, 2016	15
Şekil 2: Metodolojinin genel akış şeması	17
Şekil 3: Rüzgâr ve güneş enerjisinin şebeke entegrasyon maliyetleri gösterimi	18
Şekil 4: Şebeke entegrasyon çalışması senaryolarına göre güneş, rüzgâr ve toplam yenilenebilir enerji payları, 2017-2026	21
Şekil 5: 2026 için 400 kV şebeke modeli	27
Şekil 6: 2026 için 154 kV şebeke modeli	27
Şekil 7: Üç Kat Senaryosu'nun sistem odaklı stratejisine göre ek yatırım gereksinimleri, 2026	28
Şekil 8: Üç Kat Senaryosu'nda toplam iletim şebekesi yatırım gereksinimleri, 2026	28
Şekil 9: Üç Kat Senaryosu'nun kısa dönem marjinal maliyetleri, 2026	29
Şekil 10: 600 MW'lık batarya depolama sisteminin varsayılan bölgesel dağılımı, 2026	32
Şekil 11: Termik santrallerin esnekliğini tanımlayan parametreler	34
Şekil 12: Ardışık piyasa ve şebeke simülasyonu yaklaşımı akış şeması	38
Şekil 13: Herhangi bir esneklik seçeneği içermeyen Üç Kat Senaryosu'na göre toplam kurulu elektrik üretim kapasitesi ve üretim bileşimi	41
Şekil 14: Sistem odaklı yaklaşıma dayanan Üç Kat Senaryosu'na göre iletim şebekesi yatırım gereksinimleri, 2026	42
Şekil 15: Sistem odaklı yaklaşıma dayalı Üç Kat Senaryosu için gereken yatırımların 2012 ve 2016'da gerçekleşen yatırımlarla karşılaştırılması	43
Şekil 16: Üç Kat Senaryosu'na göre 2026'da yatırım, yük alma/atma talimatları ve kesintilerin 2016 rakamları ve TEİAŞ'ın On Yıllık Şebeke Gelişim Planı'yla karşılaştırılması	43
Şekil 17: 2016'da ve Üç Kat Senaryosu'na göre 2026'da kısa dönem marjinal maliyetler	44
Şekil 18: Enerji depolama teknolojilerinin sistem LCOE'sine getireceği maliyet ve faydalar, 2026	46
Şekil 19: Eski kömür santrallerinin iyileştirilmesinin 2026'da sistem LCOE'sine getireceği maliyet ve faydalar	47
Şekil 20: Talep tarafı katılımının 2026'da sistem LCOE'sine getireceği maliyet ve faydalar	47
Şekil 21: Esneklik seçeneklerinin maliyet ve faydalarının sistem LCOE'si üzerindeki etkilerinin karşılaştırılması, 2026	50
Şekil 22: Esneklik seçeneği itibarıyla yük alma/atma hacimlerindeki düşüşlerin karşılaştırılması, 2026	51
Şekil 23: Esneklik seçenekleri maliyet ve faydalarının karşılaştırması	53
Şekil 24: Enerji depolama sistemi maliyetleri hassasiyet analizi	55
Şekil 25: Daha düşük rüzgâr ve güneş enerjisi paylarına ilişkin hassasiyet analizi	57

TABLO LİSTESİ

Tablo 1: Girdi verilerin ve kullanılan hesaplamaların genel özeti	19
Tablo 2: Esneklik kaynakları ve esneklik sorununu ele aldıkları değişlen yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyon aşaması	20
Tablo 3: Üç Kat Senaryosu için ele alınan esneklik seçenekleri	25
Tablo 4: Üç Kat Senaryosu'na göre öngörülen elektrik üretim kapasitesine genel bakış, 2016-2026 (GW)	26
Tablo 5: İncelenen depolama teknolojileri ve ilgili önemli parametreler	32
Tablo 6: Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerin kritik parametreleri	33
Tablo 7: Birim büyüklüğü temelinde uygulanan iyileştirmenin kurulu kapasite başına maliyeti	35
Tablo 8: Talep tarafı katılım maliyetinin hesaplanması	36

BİLGİ KUTULARI

Bilgi Kutusu 1: Yenilenebilir enerji entegrasyonunun farklı aşamalarında karşılaşılan zorluklar	14
Bilgi Kutusu 2: Esneklik kaynakları	20

AK	Avrupa Komisyonu
CAES	sıkıştırılmış hava ile enerji depolama (compressed air energy storage)
DP	dengeleme piyasası
EPIAŞ	Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	Elektrik Üretim A.Ş.
GÖP	gün öncesi piyasası
GW	gigavat
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency)
IRENA	Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı (International Renewable Energy Agency)
İM	işletme maliyetleri
JICA	Japon Uluslararası İşbirliği Ajansı (Japan International Cooperation Agency)
kg	kilogram
KV	kilovolt
LCOE	seviyelendirilmiş enerji maliyeti
LFP	Lityum demir fosfat
Li-ion	Lityum-iyon
LTO	Lityum titanat oksit
MW	megavat
MWh	megavat saat
NCA	Nikel kobalt alüminyum oksit
NMC	Nikel mangan kobalt oksit
OECD	Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü (Organisation for Economic Co-operation and Development)
OYŞGP	On Yıllık Şebeke Gelişim Planı
PTF	piyasa takas fiyatı
PV	fotovoltaik
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TWh	teravat saat
VRB	Vanadyum redoks batarya
VRLA	Valf ayarlı kurşun asit batarya (Valve Regulated Lead Acid)
YAL/YAT	yük alma/yük atma
YİO	yıllık iskonto oranı



Türkiye’de kullanılan elektriğin %50’den fazlası yenilenebilir kaynaklardan sağlanabilir

2018 sonu itibarıyla Türkiye’de kurulu bulunan, toplamda 5 gigavattan (GW) fazla fotovoltaik (PV) ve yaklaşık 7 GW kara üstü (onshore) rüzgâr enerjisi kapasitesi ülkenin toplam kurulu elektrik üretim kapasitesinin yaklaşık %14’ünü oluşturmaktadır. Güneş ve kara üstü rüzgâr türbinlerinin toplam elektrik üretimi 2018 yılında Türkiye’nin toplam yıllık elektrik talebinin %10’undan biraz azını karşılamıştır.

SHURA’nın Mayıs 2018’de yayımlamış olduğu şebeke entegrasyon çalışmasına göre, yüksek gerilim iletim şebekelerinin (154 kilovolt (kV) ve üzeri) 2026’ya kadar, iletim sistemi işletmecisinin (Türkiye Elektrik İletim A.Ş., TEİAŞ) planladığı yatırımların ötesine geçen yatırımlara gerek duyulmaksızın ve işletimle ilgili güçlükler yaşanmaksızın toplam 40 GW’lık rüzgâr ve güneş enerjisini entegre edebileceğini göstermiştir (Godron vd., 2018). Söz konusu senaryoda 2026 yılı itibarıyla Türkiye’nin toplam yıllık elektrik talebinin %20’sinden fazlasının, mevcut planın iki katı kadarının (İki Kat Senaryosu) rüzgâr ve güneşten karşılanabileceği belirtilmektedir.

Yine SHURA’nın bu çalışmasında, planlanan rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin 2026’ya kadar üç katına, yani 60 GW’a çıkarılmasının da mümkün olduğu, ancak bu büyüklükteki bir kapasitenin entegre edilmesinin, örneğin daha esnek kömür santralleri, talep tarafı katılımı ya da enerji depolama gibi seçeneklerin devreye sokulmasıyla **daha esnek bir enerji sistemi gerektireceği belirtilmektedir**. Ayrıca yeni rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinin daha kolay entegre edilebilecekleri alanlara yönlendirilmesi de gerekecektir. Bu özellikle elektrik talebinin yüksek ve şebeke kapasitesinin güçlü olduğu yerler için geçerlidir (*sistem odaklı yaklaşım*). **Sistemin esnekliği artırılmaksızın yük alma ve yük atma (YAL/YAT) talimatı hacimlerinin Baz Senaryo’ya göre yaklaşık iki katına çıkartılması ve toplam yenilenebilir enerjinin bir kısmında kesinti yapılması gerekecek, bu da sistem maliyetlerini artıracaktır.**

Esneklik seçenekleri farklı seviyelerde faydaları beraberinde getirecektir. Bu faydalar hesap edilmiş ve Türkiye’nin enerji sistemi SHURA’nın EPRA Enerji tarafından geliştirilen enerji sistemi aracıyla modellenmiştir. Bu model Türkiye enerji piyasası ve iletim şebekesini 2026 yılına kadar enerji santralleri (arz), elektrik talebi ve 154 kV ve 400 kV şebekelerin hatları ile trafo merkezleri düzeyine varıncaya kadar saatlik olarak simüle edebilme kapasitesine sahiptir. **Eldeki en cazip seçenek olması itibarıyla, rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesine sistem odaklı yaklaşım sisteme önemli faydalar getirmektedir.** Bunlara 2026’ya kadar yapılacak ek şebeke yatırımlarından %20 tasarruf sağlanması (yıllık 100 milyon Euro’ya karşılık gelmektedir), YAL/YAT talimat hacimlerinin elektrik üretiminin %7,8’inden %6,6’sına düşürülmesi ve toplam yenilenebilir enerji kesintisinin toplam üretimin %2,8’inden %0,8’ine indirilmesi de dahildir. Sistem esnekliğinin çeşitli seçeneklerinden oluşan bir portföy aracılığıyla artırılması ise kesinti düzeyini %0,6’ya, YAL/YAT talimatı düzeylerini de %3,1’e düşürebilir.

SHURA bu kapasite hedefine ulaşılmasını sağlayacak bir yol göstermek amacıyla bir dizi rapor hazırlamıştır. Bu dizideki ilk rapor olan “Rüzgâr ve Güneş Enerjisi Yatırımlarının Sistem Odaklı Yerleştirilmesi” (Saygın vd., 2018) başlıklı çalışma Ekim 2018’de yayımlanmıştır. “Enerji Dönüşümünü Destekleyen Düzenleyici Çerçevenin Güçlendirilmesi için YEKA ihalelerini Daha Etkin Kılan Fırsatlar” başlığını taşıyan ikinci rapor, gelecekte yenilenebilir enerji ihalelerine dayanan bir düzenleyici

çerçeve oluşturulmasına yönelik bir perspektif sunmaktadır (Sarı vd., 2019). **Bu üçüncü ve son raporsa, SHURA'nın yukarıda bahsedilen şebeke entegrasyon çalışmasının sistemin esnekliğinin artırılmasının fayda ve maliyetlerine ilişkin değerlendirmelere dayanarak** şu seçenekleri ele almaktadır: (i) 600 megavat'lık (MW) **dağıtık batarya depolama** (elektrokimyasal ve elektromekanik tipte toplam 11 batarya depolama teknolojisi incelenmiştir), (ii) 1,4 GW'lık **pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler**, (iii) herhangi bir zamanda yükü %5 oranında kaydırabilen **talep tarafı katılım mekanizmaları** ve (iv) **eski kömür santrallerinin** minimum üretim seviyesini %25-%40 düzeyine çekerek ve yük alma-atma hızlarını (ramp rate) dakika başına maksimum üretimin %1,5-%4'üne çıkartarak esnekliğini artırmak amacıyla Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü (Organisation for Economic Co-operation and Development, OECD) üyesi ülkelerde geçerli olan standart düzeylere çıkarılacak şekilde **iyileştirilmesi (retrofit)**.

SHURA'nın esneklik seçeneklerinin maliyet ve faydalarının tahmin edilmesine yönelik kapsamlı enerji sistemi yaklaşımı

Maliyet ve faydaların tahmin edilmesinde SHURA'nın şebeke entegrasyon çalışmasında varsayılan kapasite bileşimine dayalı enerji sistemi aracı kullanılmıştır. **Esneklik seçeneklerinin değerlendirilmesinde bütünüyle her bir seçeneğin Üç Kat Senaryosundaki üretim bileşiminin kısa dönem marjinal maliyetinin (ya da sistemin seviyelendirilmiş enerji maliyetinin, LCOE) ağırlıklı ortalaması üzerindeki etkisine odaklanılmıştır.** Türkiye ekonomisinin daha az fosil yakıt ithalatına dayanan daha avantajlı bir ticaret dengesi, yeni istihdam olanakları ve iktisadi faaliyetlerin çeşitlendirilmesi gibi, daha yüksek bir yenilenebilir enerji payına sahip daha esnek bir enerji sisteminden ek faydalar elde edebileceği açıktır. Bununla birlikte bu tür makroekonomik faydalar bu çalışmada yapılan analizin kapsamı dışında bırakılmıştır.

Üç Kat Senaryosu'ndaki üretim bileşiminin sistem LCOE'sinin 2026 için 37,85 Euro/megawat saat (MWh) olarak hesaplanmıştır. 2016 rakamıysa 43,36 Euro/MWh'tir. Yaklaşık 5 Euro/MWh'lik düşüş, 2016-2026 döneminde sıfır marjinal maliyetli rüzgâr, güneş ve hidroelektrik kaynaklı yenilenebilir enerji payının toplam talebin %25'i civarından %45'ine çıkmasından kaynaklanmaktadır. Her bir esneklik seçeneğinin sisteme getireceği, 2026'daki sistem LCOE'sine kıyasla tahmin edilen ekonomik fayda ve maliyet farklıdır. **Başlangıç olarak rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin konumlandırılmasına ilişkin stratejinin sistem odaklı yaklaşıma dayandırıldığı kabul edilmiştir.** Ardından her bir esneklik teknolojisi bu stratejiye ek birer adım olarak devreye sokulmuştur.

Maliyetleri çok fazla yükseltmeksizin sistem esnekliğini artırmaya yönelik farklı seçenekler bulunmaktadır

Her bir esneklik seçeneğinin devreye sokulması, gereken YAL/YAT talimatı hacmini, seçeneğe bağlı olarak 2026 itibarıyla yılda 2 terawat saat (TWh) ile 10 TWh arasında azaltmıştır. Bu miktar, kapasitenin sisteme uyumlu bir şekilde tahsis edileceğini varsayan ancak herhangi bir esneklik seçeneğini hesaba katmayan Üç Kat Senaryosu'nda öngörülen 60 GW rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin entegre edilmesi için gereken toplam YAL/YAT talimatı hacminin %8-%35'ine eşdeğerdir. Rüzgâr ve güneş enerjisinin entegre edilmesinin maliyeti, yenilenebilir enerji penetrasyon düzeylerinin bir fonksiyonu olarak artan profil, şebeke ve dengeleme maliyetleri olmak üzere çeşitli bileşenleri kapsamaktadır. Bu maliyetlerin toplamı güneş ve rüzgâr enerjisinin şebeke entegrasyon maliyetlerini temsil etmektedir. Her ne kadar dengeleme maliyetleri bu çalışmanın kapsamı dışında bırakılmışsa da bu

maliyetlerin payı genellikle profil ve şebeke maliyetlerinin çok altındadır. Sistemin esnekliğini artırarak güneş ve rüzgâr enerjisi entegrasyon maliyetlerini düşürmek mümkündür. Bu çalışmada sunulan analiz esas olarak bu tür esneklik seçeneklerinin maliyet ve faydaları üzerinde durmaktadır. **Seçilen esneklik seçenekleri portföyünün toplam ek maliyeti MWh başına 1,7 Euro ile 3,4 Euro gibi yüksek bir düzey, yani 2026 sistem LCOE'sinin %4,5'i ile %8,9'u arasında değişmektedir. Maliyetlere kıyasla, her bir seçeneğin kendi faydasının üst üste eklenerek bir toplam değere varılması mümkün değildir. Eğer bu mümkün olsaydı elde edilecek toplam fayda, MWh başına 1,3 Euro ile 1,5 Euro, yani sistem LCOE'sinin %3,5'i ile %4,0'ü arasında değişirdi. Fakat bu değer gerçekte elde edilecek farklı seçeneklerin bileşik faydasından daha fazla olduğu düşüncesiyle değerlendirilmelidir. Burada sunulan esneklik seçeneklerinin maliyet ve faydaları şu nedenlerden dolayı $\pm\%20$ gibi bir belirsizlik aralığı içerisinde değerlendirilmesi tavsiye edilmektedir:** Umut vaat eden gelişmelere rağmen batarya depolama maliyetlerinin gelecekte ne şekilde seyredeceği, söz konusu maliyetler toplam küresel kapasitenin nasıl gelişeceğine ve malzeme teknoloji ve maliyetlerindeki muhtemel gelişmeler sebebiyle bir hayli belirsizdir. Bu çalışmada talep tarafı katılımı konusunda imalat sanayisinden, ekonominin hızlı dijitalleşmesinden ve yakın gelecekte akıllı binaların gelişmesinden kaynaklanacak sıfır maliyetli hazır bir potansiyel olduğu varsayılmıştır; pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerin maliyeti arazi ayrıntıları önceden biliniyor olsa bile, seçilen arazinin özelliklerine bağlıdır; iyileştirilecek santrallerin teknoloji tipi, esneklik düzeyi ve yaşı ile önerilen esneklik önlemlerinin ne düzeyde uygulanabileceği hakkında belirsizlikler vardır.

Her bir esneklik seçeneğinin fayda ve maliyetleri aşağıda tartışılmıştır:

- **Eski kömür santrallerinin esnekliğini artırmak üzere iyileştirilmesi** 0,71 Euro/MWh ek maliyet gerektirmektedir; değerlendirilen bütün seçenekler arasında en büyük faydaya sahip bu seçeneğin faydasının 0,50 Euro/MWh düzeyinde olduğu göz önünde bulundurulursa bu, sistem LCOE'sinin %0,55 oranında bir net maliyet anlamına gelmektedir. Bu yüksek faydanın başlıca nedeni söz konusu santrallerin sistemdeki işletimsel değişikliklere daha hızlı yanıt vermesi ve sekonder kontrol rezerv kapasitelerinin artmış olmasıdır. Sekonder kontrol rezerv kapasitesinin artması kömür santrallerinin rezerv kapasiteye yönelik olarak doğal gaz santrallerinin yerini almasına, böylece rezerv kapasite maliyetlerini düşürmesine olanak sağlamaktadır.
- **Talep tarafı katılımın** 0,15 Euro/MWh olarak hesaplanan fayda ve sıfır ek yatırım maliyetiyle %0,4'lük net fayda getirmesi öngörülmektedir. Ancak diğer teknolojilere kıyasla talep tarafı katılım, 0,15 Euro/MWh olarak hesaplanan faydayla birlikte en düşük seviyeye sahip seçenektir. Talep tarafı katılımın kullanılmasının, Belçika, Fransa ve Güney Kore'deki örneklerde de gözlemlenen yüksek maliyeti, bu seçeneğin etkinleştirilmesinin yalnızca tüm esneklik seçenekleri devreye sokulduktan sonra YAL/YAT talimatlarının halen çözilememiş olması halinde başvurulacak bir son çare olduğunu ortaya koymaktadır. Ayrıca talep tarafı katılım miktarının her trafo merkezindeki yükün %5'iyle sınırlı kalacağı varsayılmıştır. Bu varsayım, saatlik yükün %5'i, önemli bir kapasiteyle sonuçlanacak olsa da talep tarafı katılımın etkinliğini fiili olarak görece düşük bir düzeyde kalmasına neden olan yüksek maliyeti dolayısıyla, modelde bu seçeneğin uygulanma düzeyi nispeten düşüktür.
- Diğer yandan **enerji depolama** hem frekans kontrolü hem de enerji kaydırma amacıyla kullanılmıştır: Toplam 600 MW'lık batarya depolama kapasitesinin yarısının frekans kontrol rezervi olarak, diğer yarısının enerji kaydırma amacıyla kullanılacağı varsayılmıştır. Bu iki planın yatırım ve yıllık işletim maliyetleri hesaplamalarda ayrı ayrı göz önünde bulundurulmuştur. Toplam 1,4 GW kapasiteye sahip dört eşit pompaj depolamalı hidroelektrik sistemin 100'er MW'ı

frekans kontrol rezervi olarak tahsis edilmiş, kalan 1 GW'lık kapasiteninse enerji kaydırma için kullanılacağı varsayılmıştır. Kullanılan teknolojiye bağlı olarak batarya depolama, sistem LCOE'sinin MWh başına 0,7 Euro ile 2,1 Euro arasında artırmaktadır. YAL/YAT talimatlarında, kesintide ve konvansiyonel santrallerin kapasite gereksinimlerindeki azalmadan kaynaklanan faydalarsa MWh başına 0,27 Euro ile 0,45 Euro arasındadır. Bu, eski kömür santrallerinin iyileştirilmesinin getireceği faydaların ardından en yüksek ikinci fayda düzeyidir. Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler özelinde yapılan hesaplama, 0,4 Euro/MWh düzeyindeki maliyetin faydaya eşit olması nedeniyle sıfır net maliyete işaret etmiştir.

Esneklik seçeneklerinin farklı gereksinimlerinin yanı sıra optimum maliyetli sistem esnekliğine ulaşılmasını mümkün kılan bir piyasa tasarımı da göz önünde bulunduran politika mekanizmaları

Türkiye'de batarya depolamanın rolü birkaç yıldır tartışılmaktadır. Ocak 2019 sonunda kamuoyunun görüşünün alınması amacıyla enerji depolama hakkında bir mevzuat taslağı yayımlanmıştır. Enerji şirketleri de batarya depolama teknolojilerine yatırım yapma ve bu teknolojilerin işletilmesine ilişkin iş modelleri geliştirilmesi konusundaki seçenekleri incelemektedir. Konu bu denli ilgi çekse de yatırımların hangi alanlara yönlendirileceğinin, hangi düzeyde depolama kapasitesi geliştirilmesi gerektiğinin, hangi amaçla hangi teknolojinin kullanılması gerektiğinin ve batarya depolamanın hangi koşullarda ekonomik açıdan daha anlamlı olduğunun daha iyi kavranmasına ihtiyaç vardır. **Bu çalışmanın sonuçları toplam 600 MW'lık dağıtık batarya depolama kapasitesinin %30'luk rüzgâr ve güneş enerjisi payının sisteme entegre edilmesi için önemli bir esneklik kaynağı olacağını ortaya koymaktadır. Bununla birlikte söz konusu kapasite %20'lik bir rüzgâr ve güneş enerjisi payının entegre edilmesi için gerekli olmayabilir; zira TEİAŞ'ın mevcut şebeke planlaması bu düzeydeki bir rüzgâr ve güneş enerjisi entegrasyonu için zaten yeterli olacağı SHURA'nın şebeke entegrasyonu çalışmasında gösterilmiştir.** Bu durum faydaların, güneş ve rüzgâr enerjisi payının doğrusal olmayan bir fonksiyonu olmasının bir sonucudur: Yenilenebilir enerji payı arttıkça bu seçeneklerden elde edilecek faydalar da esnekliğin olmadığı duruma kıyasla artmaktadır.

Bu çalışmanın bulgularına dayanarak aşağıdaki sonuçlara çıkarılmıştır:

- **Talep tarafı katılım büyük yatırımlar yapılmasını gerektirmediğinden önemli bir esneklik seçeneğidir.** Ancak bu seçeneğin devreye sokulmasının MWh başına maliyeti yüksektir; bu da talep tarafı katılımın modelde yalnızca diğer seçenekler tüketildikten sonra kullanılmasına neden olmaktadır. Daha da önemlisi tüketicilerin talep tarafı katılıma dahil olmalarını sağlamak için, imalat sanayi ve binalarda elektrik talebinin yönetimine, akıllı sayaçlar, sensörler, kontrol sistemleri gibi destekleyici altyapının kurulmasına, işletilmesine ve planlanmasına ihtiyaç vardır. Bu nedenle **enerji sektörünün son tüketici sektörlerle entegre edilmesine yönelik bütüncül bir politika yaklaşımına gerek bulunmaktadır. Elektrik ark ocakları ve çimento öğütme faaliyetlerine bağlı yüksek elektriksel yük, bu tür işletmelerdeki yükün daha kolay kaydırılabilmesi ve kontrol edilebilmesi, talep tarafı katılım için bir başlangıç noktası teşkil edebilir.**
- **Pompaj depolamalı hidroelektrik kapasite, kurulu kapasitenin uzun bir işletme süresi olması nedeniyle ekonomik açıdan en cazip esneklik seçeneklerinden bir tanesidir.** Rüzgâr ve güneş enerjisi payının zamanla artacağı varsayımına dayanan uzun dönemli bir bakış açısı göz önünde bulundurulursa pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerin kullanılması enerji sistemi açısından stratejik bir fayda sağlayacaktır. Bu uzun dönemli bakış açısı aynı zamanda uzun vadede yenilenebilir kaynakların şebekeye entegrasyonunun sağlanması için sistemin maliyet etkinliğinin artırılmasına da imkân tanıyacaktır.

- **Batarya depolama sistemleri esneklik sağlayabilir, ancak çoğu teknolojinin yatırım maliyetleri halen sisteme sağlayabilecekleri faydaya kıyasla yüksektir.** Dolayısıyla ihtiyaç duyulan depolama kapasitesi, ek sistem maliyetlerini minimize etmek ve ihtiyaç duyulan yerlerde en büyük faydayı sağlamak üzere büyük rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesiyle birlikte planlanmalıdır. **Bu sistemlerin kullanıma sokulmasının bir yolu da daha küçük ölçekli sistemlerle başlanması, niş hizmetler sunulması ve diğer esneklik seçeneklerinin tamamlanmasıdır.**
- **Eski kömür santrallerinin iyileştirilmesinin en yüksek fayda sağlayacak seçenek olacağı hesaplanmıştır.** Yüksek rüzgâr ve güneş enerjisi payına sahip bir enerji sisteminde kömür santrallerinin kapasite kullanım oranları önemli ölçüde düşmekte, bu da kârlılıklarını etkilemektedir. Esneklik gereksinimleri (kısa dönemli) piyasalarda yeterince yansıtıldığı takdirde artan esneklik, kömür santrallerinin, yüksek yük alma (ramp up) dönemlerinde ve geriye kalan düşük talebin ithal doğal gazla çalışan santraller tarafından karşılanacağı aksi durumlarda, elektrik üretmesini sağlayacaktır. **Ancak genel ülke politikası perspektifinden bakıldığında böyle bir gelişmenin iklim üzerindeki etkileri de göz önünde bulundurulmalıdır. Türkiye'nin düşük enerji içerikli linyit kaynaklarının esnek üreticiler açısından kısıtlı olanak sunuyor olması da aynı ölçüde önemlidir.** Dolayısıyla teknik olarak esnekliğin artırılmasını mümkün kılan elektrik üretim kapasitesi sınırlı kalacaktır (2026 itibarıyla yaklaşık 9 GW).

Güvenlik ve güvenilirliğe ilişkin çalışmanın ana konusu olan enerji sisteminin olağan işleyişinin ötesinde enerji sistemlerinin, dayanıklılık olarak adlandırılan, olağanüstü şartlar altında işleyiş becerilerini koruyabilmeleri beklenmektedir. Enerji sistemlerinin dayanıklılığı esas olarak çeşitli sistem faydalarının beraberinde getirdiği daha yüksek esneklik oranlarıyla artmaktadır. Söz konusu faydalar bu çalışmada değerlendirilememiş olsa da sistem operatörleri acil durumlarda voltaj düşmeleri ve elektrik kesintilerinin önlenmesine yardımcı olacak hızlı yanıt veren üretim, depolama ve talep yapılarından fayda sağlayacaktır. **Daha çok yenilenebilir ve esnek enerji sistemlerinin, burada niceliği belirlenmemiş olan ithal fosil yakıtlara daha az bağımlılık, yeni iktisadi faaliyetler ve istihdam yaratılması gibi makroekonomik faydaları da bulunmaktadır. Türkiye'de düşük karbonlu bir enerji sistemine geçişe yönelik strateji ve politikalar tasarlarırken bu tür faydaların da hesaba katılması önem taşımaktadır.**

Bu çalışmanın sonuçlarından hareketle Türkiye'deki enerji planlamacılarına, şebeke operatörlerine, piyasa düzenleyecilerine ve enerji sektörünün değerlendirmesine sunulmak üzere şu beş tavsiye belirlenmiştir:

1. Arz-talep dengesini sağlamak ve sistemin esnekliğini artırmak üzere, coğrafi açıdan ayrıntılı bir strateji temelinde rüzgâr ve güneş enerjisine yönelik **kapsamlı bir şebeke entegrasyon planı** hazırlanması,
2. Mevcut esneklik seçeneklerinin kullanılmasını ve yeni seçeneklere yatırım yapılmasını yeterli düzeyde teşvik etmek üzere **düzenleyici bir çerçeve** oluşturulması ve **esnekliğin değerini yansıtan destekleyici politika mekanizmaları** geliştirilmesi,
3. Artan sistem esnekliği gereksinimlerine hızlı yanıt verilmesini sağlayabilecek **düşük maliyetli erken fırsatlar** değerlendirilmesi,
4. Sahip olduğu avantajlar göz önünde bulundurularak, **talep tarafı katılım ile ilişkili engellerin** belirlenmesi ve aşılması,
5. **Batarya depolamanın, daha yüksek rüzgâr ve güneş enerjisi paylarına ulaşılmasında farklı teknolojiler için** oynayabileceği rolü ve değerini ayrıntılı bir şekilde analiz ederek, bu esneklik seçeneğine ilişkin bir plan hazırlanması.



1. Giriş

Daha yüksek rüzgâr ve güneş enerjisi payına sahip enerji sistemlerinin dönüşümü, bu teknolojilerle elektrik üretiminin değişken ve kararsız olmasından ötürü bazı işletim ile ilgili güçlüklerle karşı karşıya kalmaktadır. Bütün dünyada sistem operatörleri daha yüksek rüzgâr ve güneş enerjisi payına sahip enerji sistemlerinin değişken şartlarına ayak uydurmaya çalışmaktadır. Bu uyum, sistemin, rüzgâr ve güneş gibi değişken yenilenebilir enerji kaynaklarını entegre edebilecek şekilde esnek olmasını gerektirmektedir. Sistem esnekliğini artırma seçenekleri güçlü iletim şebekelerini, esnek üreticileri, komşu ülkelerle elektrik ticareti yapılmasına olanak sağlayan enterkonneksiyon kapasitesini, talep taraflı yönetim sistemlerini, enerji depolamayı ve enerji planlama ve tahminine yönelik iyileştirilmiş teknikleri kapsamaktadır. Ancak bu seçeneklerin uygulanışı, SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi'nin kısa süre önce yayımladığı ülke deneyimleri raporunda da özetlendiği üzere (IEA,2018a; Saygın ve Godron, 2018) ülke koşullarına özgüdür.

Türkiye'nin elektrik sistemi, ülkenin güneydoğu bölgesindeki mevsimsel zirai talebine ilaveten, batı bölgelerinde bulunan büyük sanayi ve ekonomik faaliyetlerin olduğu devasa talep merkezleriyle karakterizedir (Godron vd., 2018). Elektrik arzıysa doğuda hidroelektriğe, batıda doğal gazla dayalı üretime ve ülkenin bütününe dağılan çeşitli alanlarda da kömüre dayanmaktadır. Bölgesel arzla talep arasındaki bu kısmi dengesizlik ülkenin doğusundan batısına iletim şebekelerinin tıkanmasına neden olmaktadır. Söz konusu dengesizlik kaynak ve arazi mevcudiyeti ülke çapında eşit dağılmadığından, rüzgâr ve güneş enerjisi payının artmasıyla daha da büyüyebilir. Güneş enerjisi kaynaklarının en fazla olduğu bölge güney olduğu için şebeke kısıtları özellikle güney-batı koridorunda artacaktır. Bu durum özellikle toplam kurulu rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin 60 gigavata (GW) ulaştığı, yani SHURA şebeke entegrasyon çalışmasında (Godron et al., 2018) belirtildiği gibi iletim sistemi operatörünün 2026 için hazırladığı plandaki kapasitenin üç katına çıktığı takdirde geçerli olacaktır. Söz konusu kapasite, diğer yenilenebilir kaynaklarla birlikte, aynı yıl içinde Türkiye'nin elektrik talebinin yarısını karşılayacaktır; ancak bu durumda iletim şebekesi operatörü kısıtları azaltmak ve elektrik şebekesinin güvenli ve güvenilir bir şekilde işlemlerini sağlamak için yenilenebilir enerji kesintisi yapmak, yük alma/yük atma (YAL/YAT) talimat miktarlarını artırmak ve sistemin esnekliğini artıracak seçeneklere başvurmak gibi mevcut bazı seçenekleri devreye sokmak zorunda kalacaktır. Bu seçeneklerden hiçbirisi bedelsiz değildir. Örneğin SHURA'nın bahsedilen çalışması, rüzgâr ve güneşten elde edilen elektrikte yapılan toplam kesintinin, toplam üretimin %3'üne ulaşacağını, yani üretimin kayda değer bir bölümünün kaybedileceğini ortaya koymaktadır. Bu kapasiteyi daha güçlü şebekelere ve yüksek talebe sahip bölgelerde konumlandırmak üzere sistem odaklı bir yaklaşımın benimsenmesi, kesinti nedeniyle kaybedilecek elektriğin %1'e indirilmesinin yanı sıra 2026'ya kadar yapılacak ek şebeke yatırımlarından %20 oranında tasarruf edilmesini de sağlayacak, ancak yeri değiştirilen enerji santrallerinin elektrik üretiminin seviyelendirilmiş maliyetinin yaklaşık %10 artmasına neden olacaktır (Saygın vd., 2018). Sistem güvenliği ve güvenilirliğinin sağlanması için gerekli diğer seçenekler dağıtık batarya depolama, pompaj depolamalı hidroelektrik sistemleri, talep tarafı katılım ve eski kömür santrallerinin esnekliğini artırmak üzere iyileştirilmesidir (Godron vd., 2018).

Enerji planlamacıları ve sistem operatörleri esneklik seçenekleriyle ilişkili maliyetler ve seçeneklerin getirebileceği ekonomik ve teknik faydalar konusunda net bir fikre sahip olmalıdır.

Enerji planlamacıları ve sistem operatörleri esneklik seçenekleriyle ilişkili maliyetler ve seçeneklerin getirebileceği ekonomik ve teknik faydalar konusunda net bir fikre sahip olmalıdır. SHURA tarafından 2016-2026 dönemi için geliştirilen şebeke entegrasyon çalışmasına (Godron vd., 2018) dayanan bu çalışma, sistem esnekliğini artırmayı hedefleyen bu seçeneklerden her biriyle ilişkili maliyet ve faydaların nicel büyüklüğünü

belirlemekte ve bunları karşılaştırmaktadır. Bu analiz, 60 GW rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin devreye sokulduğu durumda (bu toplam rüzgâr ve güneş enerjisi arasında eşit olarak dağıtılmıştır; dolayısıyla her birinin 30 GW kapasiteye sahip olacağı varsayılmıştır), yani Üç Kat Senaryosu’nda, söz konusu seçeneklerin maliyet ve faydalarını incelemektedir.

Raporun geri kalanı şu şekilde düzenlenmiştir: 2. bölüm metodolojiyle ilgili bilgi vermektedir. 3. bölümde her bir esneklik seçeneğinin maliyet ve faydası sunulmuştur. Bu maliyet ve faydalar 4. bölümde birbirleriyle karşılaştırılmıştır. Raporun son bölümünde ise enerji planlamacılara, iletim sistemi operatörüne ve enerji şirketlerinin değerlendirmeleri için sunulmuştur.

Bilgi Kutusu 1: Yenilenebilir enerji entegrasyonunun farklı aşamalarında karşılaşılan zorluklar

Şebeke entegrasyonunun zorluklarını, hangi aşamada değişken yenilenebilir enerji penetrasyonunun enerji sistemine tehdit oluşturabileceğini ve bu zorlukları aşmak için ne tür önlemler alınması gerektiğini kavramak önem taşımaktadır. Bu, Türkiye’nin enerji sistemi dönüşümünün planlanması açısından elzemdir. Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency, IEA) (IEA, 2018a; 2017) enerji sisteminin, yenilenebilir enerjinin şebeke entegrasyonu ile ilişkili zorlukların kapsamını belirleyen başlıca üç özelliğinden söz etmektedir: Yapısal ve teknik faktörler, sistem işleyişi, piyasa tasarımı ve piyasanın düzenlenmesi ve arz-talep esasları.

Yapısal ve teknik faktörler çok önemli bir rol oynamaktadır. Üreticilerin daha geniş bir alana yayılması zorlukları azalttığı için değişken yenilenebilir enerji kaynakların kapasitesinin coğrafi yayılımı önem taşımaktadır. Talep büyüklüğü de önemlidir, çünkü daha büyük sistemler daha dayanıklıdır. Elektrik talebiyle yenilenebilir enerji sistemleri çıktısının iyi bir şekilde eşleştirilmesi zorlukların daha az olması anlamına gelmektedir. Depolama, enterkonnektör kapasitesi, talep tarafı katılımı ve termik santrallerin olanaklı kıldığı daha esnek bir sistem, yenilenebilir enerjinin şebeke entegrasyonunu daha yönetilebilir hale getirmektedir. Enerji santralleri ve enterkonnektörlerin gerçek zamanlı işletimi, kısa dönemli elektrik ticareti ve şebeke kodlarının uygulanması da şebeke entegrasyonunun neden olduğu zorlukları azaltmak üzere ele alınması gereken, eşit ölçüde önemli piyasa, mevzuat ve işletimle ilişkili boyutlardır.

IEA’nın aynı raporunda bu güçlükler, yenilenebilir enerjinin şebeke entegrasyonunun 6 aşamasına göre kategorize edilmektedir:

- 1. aşama: Değişken yenilenebilir enerji kaynakların sistem işleyişi üzerinde belirgin bir etkisi yoktur.
- 2. aşama: Değişken yenilenebilir enerji kaynakların sistem işleyişi üzerinde çok az ya da az bir etkisi vardır (zorluk: işleyiş yapılarında çok küçük değişiklikler).
- 3. aşama: Değişken yenilenebilir enerji kaynaklar üretimi sisteminin işleyiş yapısını belirler (zorluk: net yükte daha fazla değişkenlik ve yeni enerji akış paternleri).
- 4. aşama: Sistem değişken yenilenebilir enerji kaynakların, üretimin neredeyse tamamını teşkil ettiği dönemlerden geçmektedir (zorluk: yüksek değişken yenilenebilir enerji üretimi kapsamında enerji tedarikinin sağlamlığı).
- 5. aşama: Artan değişken yenilenebilir enerji kaynakların üretim fazlası miktarları olmaktadır (günler-haftalar arasında) (zorluk: daha uzun enerji fazlası ya da açığı dönemleri).
- 6. aşama: Aylık ya da mevsimlik değişken yenilenebilir enerji kaynakların arz fazlası veya açığı olmaktadır (zorluk: mevsimsel depolama gereksinimi).

Enerji sisteminde değişken yenilenebilir enerji kaynakların payı arttıkça bu teknik, işletimle ilgili, piyasa ve düzenlemeye ilişkin zorlukların üstesinden gelinmesi gerekecektir. Bu çalışmada sistemin esnekliğinin artırılmasına ve rüzgâr ve güneş enerjisinin şebeke entegrasyonunun maliyetinin azaltılmasına yardımcı olabilecek teknik seçeneklerin maliyet ve faydaları incelenmektedir.

2018 sonunda Türkiye’de değişken yenilenebilir enerji kaynaklarından gelen üretimin payı toplam üretimin yaklaşık %9’u civarındadır. Bu pay, Türkiye yeni güneş ve rüzgâr enerjisi kapasitesi ekledikçe, her yıl 1-2 puan artmaktadır. Mevcut değişken yenilenebilir enerji payına dayanılarak Türkiye’nin karşı karşıya olduğu entegrasyon zorluğunun, başka birçok ülkenin de olduğu gibi, 2. aşamada olduğu söylenebilir. Yalnızca Danimarka, İrlanda ve İspanya gibi az sayıda ülke, sistem güvenilirliğini sağlamak için ileri teknolojilere ihtiyaç duyulan 4. aşamadaki zorluklarla karşı karşıya bulunmaktadır. Almanya, Birleşik Krallık ve İtalya ise, esneklik yatırımlarının gerekli olduğu 3. aşamada oldukları söylenebilir. 2026’ya kadar rüzgâr ve güneş enerjisinin payının SHURA’nın şebeke entegrasyon çalışmasında tahmin edildiği gibi %30’a çıkması durumunda Türkiye 3. ve 4. aşamalar arasında yer alacaktır.

Şekil 1: Toplam elektrik üretiminde rüzgâr ve güneş enerjisinin payı, 2016

Rüzgâr ve güneşin toplam üretimdeki payı (%)



Kaynak: IEA (2018b) ve yazarların hesaplamaları. Not: Türkiye verileri 2018 yılına aittir.



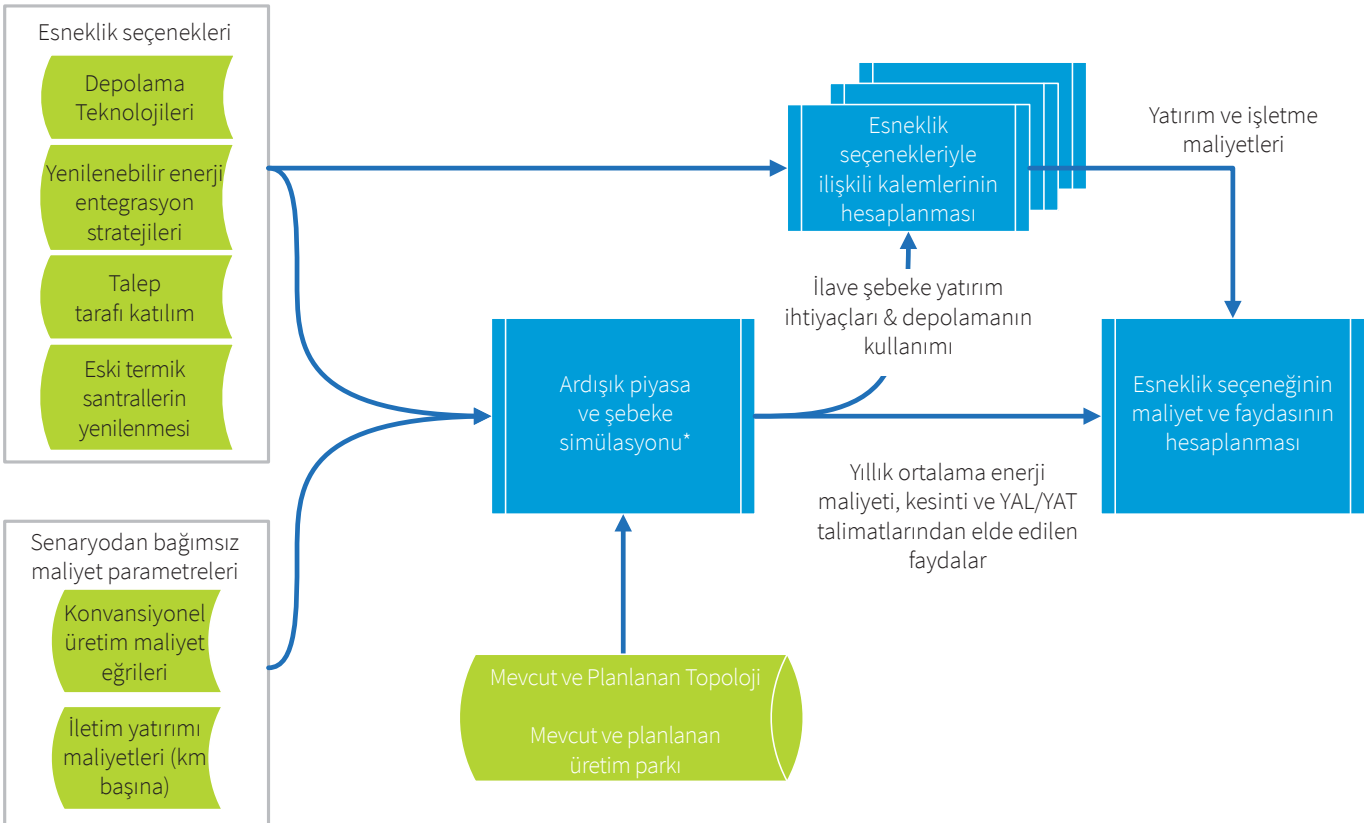
2. Metodoloji

Analiz, farklı esneklik seçeneklerinin modellenmesine ve hem tek tek esneklik seçeneklerinin hem de toplu maliyet ve faydaların elektrik üretimin kısa dönem marjinal maliyeti üzerindeki etkilerini belirlemeyi amaçlayan bir piyasa ve şebeke simülasyonuna dayanmaktadır.

Bu bölümde her bir esneklik seçeneğinin maliyet ve faydasının tahmin edilmesinde kullanılan metodoloji açıklanmaktadır. Analiz, farklı esneklik seçeneklerinin modellenmesine ve hem tek tek esneklik seçeneklerinin hem de toplu maliyet ve faydaların elektrik üretimin kısa dönem marjinal maliyeti üzerindeki etkilerini belirlemeyi amaçlayan bir piyasa ve şebeke simülasyonuna dayanmaktadır (Piyasa İşletmecisi ve Milli Yük Tevzi Merkezi).

Çalışmada kullanılan metodolojinin akış şeması Şekil 2’de verilmiştir. Şekilde de görüldüğü gibi üç ana girdi kümesi bulunmaktadır: mevcut ve planlanan üretim/iletim bileşenleri, senaryodan bağımsız maliyet parametreleri ve son olarak her bir esneklik seçeneğinin maliyet parametreleri. Bu üç veri seti iki ana hesaplama algoritmasında kullanılmıştır: ardışık piyasa ve şebeke simülasyonu ve hem esneklik seçenekleriyle ilişkili yatırımların ve bu seçeneklerin işletilmesinin hem de iletim yatırımlarının maliyetlerinin harici olarak hesaplanması. Girdi verileri ve kullanılan hesaplamaların genel bir özeti Tablo 1’de sunulmuştur.

Şekil 2: Metodolojinin genel akış şeması



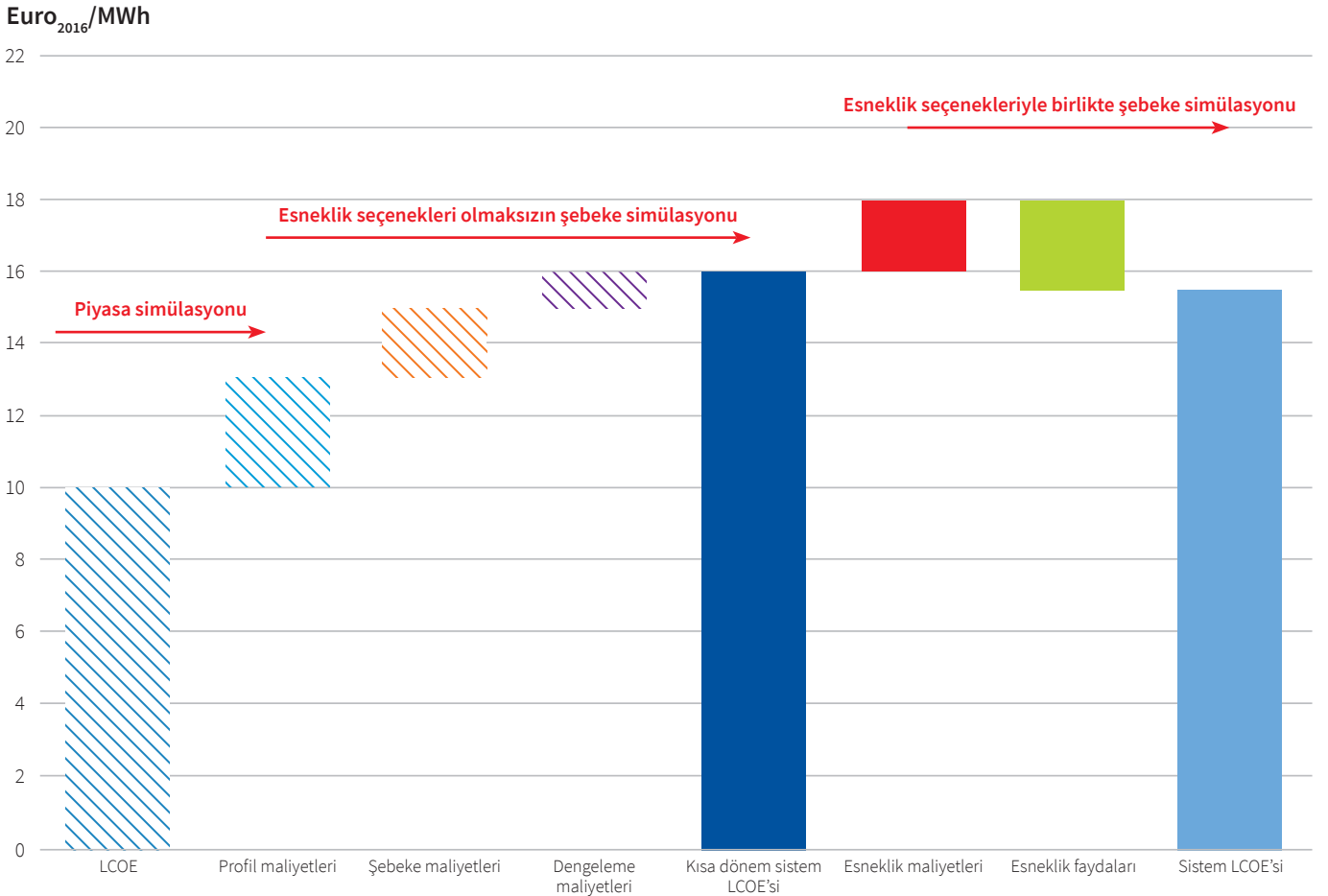
Not: (*) Ayrıntılar için Şekil 12’ye bakınız.

Bu analizde hesaplanan maliyetler, yenilenebilir enerjinin şebekeye entegrasyonunun tam maliyetinin anlaşılmasına dönük bir ilk yaklaşım sunmaktadır. OECD ve NEA’nın çalışmasına göre (2019) entegrasyon maliyetleri profil, şebeke ve dengeleme maliyetlerinin toplamından (bu kalemlerin toplamı rüzgâr ve güneş enerjisinin kısa dönem entegrasyon maliyetlerini temsil etmektedir) esneklik seçeneklerinin faydalarının çıkarılmasına eşittir. Bu analizde yalnızca profil ve şebeke maliyetleri hesaplanmıştır. Dengeleme maliyetleri, öngörülen üretimle gerçek üretim arasında tam bir eşleşme olacağı varsayımı altında sıfır olarak alınmıştır. Dolayısıyla kalan dengeleme maliyeti bileşenleri bağlantı maliyetleriyle¹ birlikte, her ne kadar bunların

Profil, şebeke ve dengeleme maliyetleri, yenilenebilir enerjiyle ilgili toplam şebeke entegrasyon maliyetlerini oluşturur.

çalışmanın bulguları üzerinde etkisi olabilir de çalışmanın kapsamı dışında bırakılmıştır. Ele alınan sistem maliyetleri OECD ve NEA'nın çalışmasına göre (2019) benzer bir yaklaşımla Şekil 3'te gösterildiği gibi özetlenmiştir. Seviyelendirilmiş elektrik üretimi maliyeti (levelised cost of electricity, LCOE) profil ve şebeke maliyetleri hesaplanmış, ancak çalışmada özellikle belirtilmemiştir. Şebeke entegrasyon maliyetlerinin büyüklüğü rüzgâr ve güneş enerjisi penetrasyonu arttıkça değişmektedir. Profil maliyetleri rüzgâr enerjisi penetrasyonu için MWh başına 15-40 Euro'ya kadar çıkabilmekte, yani dünyanın farklı bölgelerinde %30-40'a ulaşabilmektedir (Ueckerdt vd., 2013). Dengeleme ve şebeke maliyetleri ise profil maliyetlerinden çok daha azdır. Dengeleme maliyetleri farklı ülkelerdeki çeşitli rüzgâr ve güneş enerjisi penetrasyon düzeyleri için sıfır ile 13 Euro/MWh arasında değişebilmektedir² (Joos ve Staffell, 2018). Şebeke maliyetleri ise MWh başına 1 Euro ile 7 Euro arasında değişmektedir (Sjim, 2014). Bu maliyetler toplandığında rüzgâr ve güneş enerjisinin şebeke entegrasyon maliyetleri, sistemin bütünüdür durumuna bağlı olarak MWh başına 15 Euro ile 60 Euro arasında değişebilmektedir. Bu analizde esneklik seçeneklerinin maliyet ve faydalarına şebeke entegrasyon maliyetlerinin azaltılması yönünden bakılmaktadır. Üretim kapasitesi bileşiminin değişmeden kalacağı varsayılmış, böylece optimum kapasite bileşiminden elde edilebilecek faydalar çalışmanın kapsamı dışında bırakılmıştır.

Şekil 3: Rüzgâr ve güneş enerjisinin şebeke entegrasyon maliyetlerinin gösterimi



¹ Bağlantı maliyetleri, bir enerji santralinin iletim şebekesindeki en yakın bağlantı noktasına bağlanmasının maliyetlerinden oluşmaktadır.

² Yeni santraller her zaman, teknolojilerinden bağımsız olarak mevcut santrallerin kullanım oranlarını değiştirdiği için uzmanlar arasında "profil maliyetleri" ya da "kullanım etkisinin" entegrasyon maliyeti olarak değerlendirilip değerlendirilemeyeceği (ya da böyle değerlendirilmesinin gerekli olup olmadığı) konusunda bir uzlaşmazlık olduğunu belirtmek gerekir. Bir enerji sistemine yeni güneş ve rüzgâr santralleri eklenmesi, mevcut enerji santrallerinin kullanım oranını, dolayısıyla gelirlerini azaltmaktadır. Dolayısıyla daha yüksek yenilenebilir enerji payının sistemin toplam maliyeti üzerindeki etkisini değerlendirirken optimize edilmiş sistemlerin tam bir maliyet analizinin yapılması gerekmektedir (Agora Energiewende, 2015).

Çalışmada, bölüm 2.1’de ayrıntılarıyla açıklanan çok sayıda esneklik seçeneği ele alınmıştır. Esas itibarıyla bu analizlerin yapılması için çeşitli girdi parametreleri tanımlanmıştır. Bu girdi kümelerinin ayrıntıları ve yatırımlar, işletim ve enerji üretimiyle ilişkili maliyetler hakkındaki varsayımlar bölüm 2.2’de betimlenmiştir. Son olarak simülasyon yaklaşımı (bölüm 2.3) ve maliyet ve faydaların seviyelendirilmesi (bölüm 2.4) açıklanmıştır.

Tablo 1: Girdi verilerin ve kullanılan hesaplamaların genel özeti

Maliyet Tipi	Sistem Bileşenleri ve Esneklik Örnekleri	Simülasyondaki Gösterimi	Maliyet Bileşenleri	Kurulum Maliyetinin Hesaplanması	İşletme/Aktivasyon Maliyetinin Hesaplanması
Senaryodan bağımsız	Eski kömür santrallerinin iyileştirilmesi	Aktarılabılır kaynaklar	Üretim maliyeti eğrileri	Uygulanamaz	Piyasa ve şebeke simülasyonu içinde
	Yenilenebilir kaynaklardan üretim	Saatlik maks. üretim kısıtları altında sıfır maliyetle sevk edilebilir kaynaklar	Yenilenebilir enerji kesintisi maliyeti	Dikkate alınmamıştır	Piyasa ve şebeke simülasyonu içinde
	Yüksek gerilim iletimi	Şebeke topolojisi ve işletimi (güvenlik ve güvenilirliğe yönelik dağıtım talimatları)	Kurulum (yeni yatırımlar) ve işletme (YAL/YAT talimatı) maliyetleri	Simülasyon ve harici hesaplama	Piyasa ve şebeke simülasyonu içinde
İlgili senaryo	Batarya depolama ve pompaj depolamalı hidroelektrik sistem	Depolama sistemleri	Kurulum ve işletme maliyetleri	Harici hesaplama	Simülasyon ve harici hesaplama
	Eski kömür santrallerinin iyileştirilmesi	Esneklik kaynaklarının iyileştirilmesi	Kurulum ve işletme maliyetleri	Harici hesaplama	Piyasa ve şebeke simülasyonu içinde
	Talep tarafı katılımı	Saatlik maks. üretim kısıtları olan yüksek maliyetli sevk edilebilir kaynaklar	Kurulum ve işletme maliyetleri	Sıfır maliyetli olarak alınmıştır	Piyasa ve şebeke simülasyonu içinde

Notlar: Simülasyon ve harici hesaplama: Piyasa ve Şebeke Simülasyonlarına dayanılarak ek hesaplamalar yapılmıştır.

Talep tarafı katılım enerji sisteminin ötesinde, imalat sanayi ve binalarla ilgili gelişmeleri de gerektirmektedir. Bu konuyla ilgili temel meselelerden bir tanesi akıllı sayaçların yaygınlaşmasıdır. Frost ve Sullivan’a göre (2017), 2016 yılında %86 payla piyasaya elektronik sayaçlar hâkimdir ve bu oranın 2020’ye kadar daha da artması beklenmektedir. Benzer şekilde Türkiye enerji sektörü halihazırda gerekli başlıca gelişmeleri sağlamakta ve bu doğrultuda yatırım yapmaktadır. Dolayısıyla bu kalemle ilgili ek bir maliyet göz önünde bulundurulmamıştır.

Bilgi Kutusu 2: Esneklik kaynakları

Sistem esnekliğini artırmanın dört ana kaynağı bulunmaktadır: enerji santralleri, şebekeler, talep tarafı katılımı ve depolama. Bu kaynakların etkin bir şekilde yönetimi ve işletilmesi yeni düzenleyici çerçeveleri ve piyasa tasarımını gerektirmektedir (IEA, 2018a; NREL, 2014). Bir enerji sisteminin içinde bulunduğu aşamaya bağlı olarak her bir esneklik kaynağı, basit enerji santrali iyileştirmelerinden elektrik üretimi için sentetik yakıtların kullanılması gibi ilerici çözümlere kadar çeşitli seçenekleri gündeme getirmektedir. Farklı esneklik seçeneklerinin, frekansın birkaç saniyeden mevsimsel arbitrajın gerekli olduğu durumlarda aylara varan sürelerde düzenlenmesine kadar uzanan bir aralıkta enerji sistemindeki farklı değişkenlik sürelerini de göz önünde bulundurması gerekmektedir. Örneğin batarya depolama sistemleri dağıtım veya iletim şebekelerine bağlandığında saniyelerle dakikalar arasında esneklik sağlayabilmektedir. İletim düzeyinde hizmet veren enterkonnektörlerse bir esneklik seçeneği olarak saatlerle günler arasında yük dengeleme sağlayabilmektedir.

Tablo 2: Esneklik kaynakları ve esneklik sorununu ele aldıkları değişken yenilenebilir enerji kaynakların entegrasyon aşaması

	Enerji santralleri	Şebekeler	Talep katılımı	Depolama	Düzenleme ve piyasalar
6. aşama	Elektrik üretimine yönelik sentetik yakıtlar	Mevsimsel değişkenliği hafifletmeye yönelik büyük ölçekli şebekeler	Yeni yüklerin elektrifikasyon üzerinden alınması	Uzun dönemli depolama	
5. aşama				Orta dönemli depolama	Elektrik vergilerinin yeniden değerlendirilmesi
4. aşama	İleri santral tasarımı	Dijitalleşme ve akıllı şebeke teknolojileri	Ticari ve meskûn mahaller	Batarya depolama	Sistem hizmetleri piyasalarının reformdan geçirilmesi
3. aşama	Değişken yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanan esneklik	Şebeke güçlendirme, enterkonnektörler	İleri büyük endüstri	Mevcut depolamanın kullanılması; örneğin pom-paj depolamalı hidroelektrik sistemler	Etkin kısa dönem toptan satış piyasaları, komşularla ticaret
2. aşama	Santrallerin esnekliğe yönelik iyileştirilmesi				Değişken yenilenebilir enerji tahminin iyileştirilmesi, ekonomik dağıtım
1. aşama					

Kaynak: (IEA, 2018a).

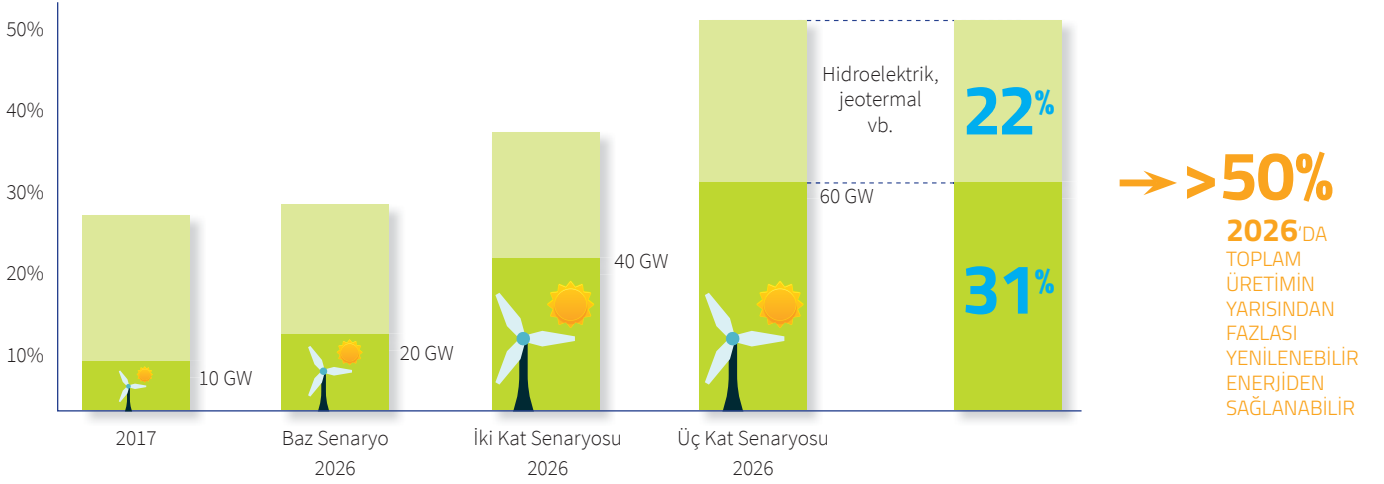
2.1 İncelenen esneklik seçenekleri

SHURA'nın şebeke entegrasyon çalışmasında (Godron vd., 2018; Saygın vd., 2018) rüzgâr ve güneş enerjisi kurulumuna ilişkin üç farklı senaryo incelenmiştir: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.'nin (TEİAŞ) On Yıllık Şebeke Gelişim Planında (OYŞGP) öngörülen toplam 20 GW rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesi kurulumuna dayanan Baz Senaryo, İki Kat Senaryosu (toplam 40 GW rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesi) ve Üç Kat Senaryosu (toplam 60 GW rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesi) (bkz. Şekil 4). İki Kat ve Üç Kat senaryolarında, Türkiye'nin zengin kaynakları göz önünde bulundurularak eşit rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitelerinin kurulacağı varsayılmıştır.

SHURA'nın şebeke entegrasyon çalışmasının ana sonucu İki Kat Senaryosu'nun şebeke planlaması ve işletiminde önemli bir değişiklik yapılmaksızın hayata geçirilebilir olmasıdır.³ Bununla birlikte Üç Kat Senaryosu için sistem esnekliğini artırmaya yönelik tedbirler alınmadığı takdirde ilave şebeke yatırımları ve önemli miktarda YAL/YAT talimat miktarı ve yenilenebilir enerji kesintisi gerekecektir. Bu da sistem LCOE'sini artıracak ve şebeke işletimini zorlaştıracaktır.

Şekil 4: SHURA'nın şebeke entegrasyon çalışması senaryolarına göre güneş, rüzgâr ve toplam yenilenebilir enerji payları, 2017-2026

Yenilenebilirin toplam üretimdeki payı



Kaynak: Godron et. 2018, Saygın et. 2018

Aynı çalışmada beş esneklik seçeneğinin devreye alınmasıyla, 2026 itibarıyla Türkiye'nin toplam elektrik talebinin %30'unu – diğer yenilenebilir kaynaklarla birlikte ele alındığında toplam talebin yarısını – karşılamak üzere 60 GW'lık rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin entegrasyonunun sağlanabileceği de ortaya konulmuştur. Söz konusu seçenekler rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin sistem odaklı bir yaklaşımla konumlandırılması, batarya ve pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerle enerji depolanması, termik enerji santrallerinin esnekliğinin iyileştirmeler yoluyla artırılması ve son olarak da talep tarafı katılımıdır.

Aynı çalışmada beş esneklik seçeneğinin devreye alınmasıyla, 2026 itibarıyla Türkiye'nin toplam elektrik talebinin %30'unu – diğer yenilenebilir kaynaklarla birlikte ele alındığında toplam talebin yarısını – karşılamak üzere 60 GW'lık rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin entegrasyonunun sağlanabileceği de ortaya konulmuştur. Söz konusu seçenekler rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin sistem odaklı bir yaklaşımla konumlandırılması (Saygın vd., 2018), batarya ve pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerle enerji depolanması, termik enerji santrallerinin esnekliğinin iyileştirmeler yoluyla artırılması ve son olarak da talep tarafı katılımıdır. Aşağıda her esneklik seçeneği kısaca tartışılmıştır:

Enerji depolama (Joseph ve Shahidehpour, 2006)

- Kurşun-Asit Bataryalar:
 - o Su takviyeli (Flooded Lead Acid): Kurşun-asit bataryalar marjinal anlamda ekonomik olsalarda ciddi miktarda yer ve bakım gereksinimlerine sahiptir. Bu bataryaların ömrü kısadır ve yüklerinin %30'un altına inmesi durumunda ömürleri hızla azalmaktadır. Bu da enerji yoğunluğunun azalmasına, dolayısıyla ilk yatırım maliyetlerinin artmasına neden olmaktadır. Kurşun-asit bataryaların bazı önemli kısıtları bulunmaktadır:
 - işletim sırasında kaybedilen suyu yerine koymak üzere görece sık onarıma ihtiyaç duymaktadırlar,
 - konvansiyonel seçeneklere kıyasla pahalıdırlar ve beklenen maliyetlerindeki azalma sınırlıdır, ve
 - kurşun içerdiklerinden ağırdırlar; bu da taşınabilirliklerini azaltmakta ve yapım maliyetlerini artırmaktadır.

³ TEİAŞ, SHURA'nın şebeke entegrasyon çalışmasında sonuçların karşılaştırılması için seçilen referans yılın, süregelen yatırımlar nedeniyle operasyonel açıdan zor bir yıl olduğunu ileri sürmektedir. Bu yatırımların tamamlanmasından sonra YAL/YAT talimat miktarları azalmıştır. Böylece hesaplanan YAL/YAT talimat miktarları TEİAŞ'ın 2026 yılına (analizin hedef yılı) ilişkin beklentilerinin/niyetlerinin ötesindedir.

Su takviyeli kurşun-asit bataryaların en önemli avantajları görece uzun hizmet sürelerinin olması, dayanıklılıkları ve teknolojinin ticari olarak bulunabilirliğidir. Bu özellikler sistem LCOE'si üzerindeki etkisini azaltsa da sınırlı yük boşaltma düzeyleri bu bataryaların olumlu etkisini sınırlandırmaktadır.

- o Sübap ayarlı (Valve Regulated Lead Acid, VRLA): VRLA'larda kullanılan temel elektrokimyasal teknoloji su takviyeli kurşun-asit bataryalarda kullanılanla aynıdır, ancak VRLA'lar basınç ayarı yapan bir vanayla kapatılmışlardır; dolayısıyla esas itibarıyla yalıtılmışlardır. Ayrıca asit elektrolitleri immobilize edilmiştir. Su takviyeli kurşun-asit bataryalara kıyasla batarya alt sisteminin daha sık değiştirilmesinin gerekebilmesi sistem LCOE'sini artıracaktır. VRLA'ların su takviyeli kurşun-asit bataryalara göre başlıca avantajları şunlardır:
 - Bataryayı işler durumda tutmak için yapılması gereken bakım harcamalarının önemli ölçüde azalması ve
 - batarya hücrelerinin yalıtımlı yapısı ve immobilize edilmiş elektroliti sayesinde daha sıkı bir şekilde paketlenmesine bağlı olarak ayak izinin ve ağırlığının daha düşük olması.

VRLA'ların dezavantajlarıysa su takviyeli kurşun-asit bataryalara göre daha dayanıksız, daha maliyetli ve daha kısa ömürlü olmalarıdır. VRLA'ların kısa ömürlü olması sistem LCOE'si üzerindeki etkisini artırırken, sınırlı yük boşaltım düzeyleri de bu bataryaların olumlu etkilerini kısıtlamaktadır.

Lityum-iyon bataryaların diğer ileri düzey bataryalara göre avantajları yüksek enerji yoğunluğuna, yüksek verimliliğe ve uzun bir ömre sahip olmalarıdır.

- Lityum-iyon (Li-ion) bataryalar: Bu bataryaların diğer ileri düzey bataryalara göre avantajları yüksek enerji yoğunluğuna, yüksek verimliliğe ve uzun bir ömre sahip olmalarıdır. Li-ion bataryalar birkaç yıl içinde küçük taşınabilir batarya piyasasının %50'sinden fazlasını ele geçirmiş olsa da büyük ölçekli Li-ion bataryaların üretimi konusunda bazı zorluklar bulunmaktadır. Başlıca engel, özel paketlemeye ve aşırı yüklemeye karşı dahili devre korumasına bağlı yüksek maliyettir. Bazı şirketler, enerji piyasasının daha büyük bir kısmını elde etmek üzere Li-ion bataryaların üretim maliyetlerini azaltmaya yönelik çalışmalar yürütmektedir. Bu çalışmada özel olarak lityum demir fosfat (LFP), lityum titanat oksit (LTO), nikel kobalt alüminyum oksit (NCA ve nikel mangan kobalt oksit (NMC) olmak üzere dört Li-ion teknolojisi incelenmiştir. Bu bataryaların yüksek maliyeti sistem LCOE'sini olumsuz etkilese de getirecekleri faydalar önemli bir seviyededir.
- Akışkana Dayanan Bataryalar: Bu çalışmada iki tür akışkan batarya incelenmiştir. Vanadyum redoks bataryalar (VRB), vanadyum redoks çiftleri (negatif yarıgözüde V^{2+}/V^{3+} , pozitif yarıgözüde V^{4+}/V^{5+}) kullanarak enerji depolamaktadır. Redoks çiftleri zayıf sülfürik asit çözeltileri (elektrolitler) içinde saklanmaktadır. Diğer yandan çinko (ZnBr) bataryaların her bir hücresinde iki farklı elektrolit, mikro-gözenekli polyolefin bir membranla birbirinden ayrılmış iki kompartman içinde bulunan karbon-plastik kompozit elektrotlar arasında akmaktadır. İki teknolojiye de donanımın güç ve enerji derecelerinin bağımsız olarak tanımlanabilmesi donanımın uygulama amaçlarına göre düzenlenebilmesini olanaklı kılmaktadır. Maliyet etkin olduklarından akışkana dayanan bataryaların sistem LCOE'si üzerindeki etkisi, yukarıda anılan seçeneklere göre daha düşük, faydalarıysa biraz daha yüksektir.
- Yüksek Sıcaklık Bataryaları: Bu bataryalar, birbirinden katı beta alumina seramik elektrolitle ayrılmış pozitif ve negatif elektrotlarında sıvı (eriyik) malzemeler içermektedir. Elektrolit yalnızca pozitif yüklü sodyum iyonlarının akışına izin

Oturmuş bir teknoloji olan pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler, bir depolama seçeneği olarak 1930'lardan bu yana kullanılmaktadır.

vermektedir. Batarya, bu işleme izin vermesi için yaklaşık 300°C'da tutulmaktadır. Söz konusu batarya hücreleri verimlidir ve sürekli nominal güçlerinin altı katından fazla darbe gücü kapasitesine (30 saniye için) sahiptir. Bu özellikleri yüksek sıcaklık bataryalarının kombine enerji kalitesi ve yükün kırılması (peak shaving) uygulamalarında ekonomik olarak kullanabilmelerini olanaklı kılmaktadır. Japonya'da 20 megavattan (MW) fazla toplam kapasiteye sahip 30'un üstünde alanda bu batarya teknolojisi kullanılmakta ve günlük 8 saatlik yük kırımı için yeterli enerji depolamaktadır. En büyük NaS tesisi Tokyo Electric Power Company tarafından işletilen 8 saatlik bir birimdir. Bu çalışmada bu bataryaların iki özel tipi, NaS ve NaNiCl, incelenmiştir. Esneklikleri ve görece uzun ömürleri bu bataryaların sistem LCOE'si üzerinde daha az etkiye sahip olmalarını ve daha fazla fayda sağlamalarını beraberinde getirmektedir.

- Mekanik Sistemler: Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler ve sıkıştırılmış hava ile enerji depolama (compressed air energy storage, CAES) olmak üzere iki tip uygulama incelenmiştir. Oturmuş bir teknoloji olan pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler, bir depolama seçeneği olarak 1930'lardan bu yana kullanılmaktadır. CAES'nin ilk uygulaması da 110 MW'lık kurulu kapasiteyle 1991 yılında gerçekleştirilmiştir. İlk kurum maliyetlerinin çok yüksek olmasına ve bataryalar kadar hızlı yanıt vermemelerine rağmen bu sistemler, uzun ömürleri ve yığinsal depolama kabiliyetleri nedeniyle şebeke ölçeğinde dikkate alınması gereken esneklik seçenekleridir. Bu depolama sistemleri ciddi yatırımlar gerektirir de sistem LCOE'sindeki artış sistemlerin uzun ömürlü olması nedeniyle sınırlıdır. Dolayısıyla sistem LCOE'sinde artışa neden olmalarına rağmen bu, yukarıda anılan seçeneklerdeki artışa kıyasla daha düşüktür.
- Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler: Bu sistemler, daha alçakta bulunan bir rezervuardan daha yüksekteki bir rezervuara pompalan su üzerinden enerji depolamaktadır. Elektrik talebinin yüksek olduğu dönemlerde konvansiyonel hidroelektrik santrallerde olduğu gibi depolanan suyun türbinlerden serbest bırakılmasıyla elektrik üretilmektedir. Elektrik talebinin düşük olduğu dönemlerdeyse (genellikle elektriğin daha düşük fiyatlı olduğu geceleri veya hafta sonları) üst rezervuar, suyu tekrar buraya pompalamak üzere şebekeden alınan düşük maliyetli elektrik kullanılarak yeniden doldurulmaktadır.

Eski kömür santrallerinin iyileştirilmesi

Baz yük operasyonları için geliştirilmiş eski kömür santralleri ve pek çok başka termik santral, kısıtlı bir işletim esnekliği sağlamaktadır. Bu, söz konusu santrallerin gerçekten esnek bir şekilde çalıştırılıp çalıştıramayacağından ziyade tasarımıyla ilgili bir meseledir. Bu eski santrallerin verimliliği ve esnekliği artırmak üzere iyileştirme tedbirlerinin uygulanmasına yönelik olumlu bir potansiyelleri bulunmaktadır. Enerji santrali düzeyinde işletim esnekliği üç ana özelliğe sahiptir: santral işletiminin (minimum ve maksimum yük arasında değişen) toplam bant genişliği, santralin yük alma/atma hızı (ramp rate) ve durma noktasında başlatıldığında kararlı bir işleyişe erişmesi için gereken zaman (işletmeye alınma süresi). Kömür santrallerinin esnekliğini artırmaya yönelik, çeşitli ülkelerde başarılı bir şekilde uygulanmış çok sayıda teknik olasılık bulunmaktadır. Esnekliğin artırılması, şebekedeki hızlı değişikliklere yanıt verebilmesinde sistem operatörüne daha fazla seçenek sunacaktır (Agora Energiewende, 2017).

Talep tarafı katılım büyük endüstriyel tüketicilerin, hatta hane halkları gibi küçük tüketicilerin de var olan bir fiyat sinyaline veya bir esneklik ürünün etkinleştirilmesine yanıt olarak esneklik sağlayarak sistem işleyişine katılmasına olanak sağlayan bir konseptir.

Talep tarafı katılımı

Talep tarafı katılımı büyük endüstriyel tüketicilerin, hatta hane halkları gibi küçük tüketicilerin de var olan bir fiyat sinyaline veya bir esneklik ürünün etkinleştirilmesine yanıt olarak esneklik sağlayarak sistem işleyişine katılmasına olanak sağlayan bir konseptir. Bu tür hizmetler operatörün, şebeke kısıtlarına çare bulmak adına konvansiyonel YAL/YAT talimatlarının yeterli olmadığı durumlarda, tüketime talimat vermesini olanaklı kılmaktadır. Mevcut uygulamalardan da görüldüğü üzere bu hizmetler hem sistem operatörü hem de tüketici tarafında iletişimi ve ilgili ekipmanların mevcudiyetini gerektirmektedir. Bu çalışmada talep tarafı katılımı teknolojinin gelişimi, dijitalleşme ve yük esnekliği hakkında, bölüm 2.2.3.4'te tanımlanan belirli varsayımlara dayanan bir esneklik seçeneği olarak ele alınmıştır.

Bu analizde sözü edilen esneklik seçeneklerinden her birinin maliyet ve faydası hesaplanmıştır. Çalışmanın önceden tanımlanmış bir elektrik üretim kapasitesi bileşimine ve bunun sistem LCOE'si üzerindeki etkisine odaklandığını vurgulamak gerekir. Bu hiçbir şekilde, seçilen stratejinin/esneklik seçeneğinin ve bunların şebekeye uygulanmasının/dağıtımının optimum olacağı anlamına gelmemektedir. Her bir esneklik seçeneği modellenirken, pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerin konumu, batarya depolama sistemlerinin yüksek gerilim trafo merkezlerine dağılımı ya da iyileştirilecek santrallerin dağılımı gibi konularla ilgili farklı varsayımlar yapılmıştır. Bu varsayımlar SHURA'nın şebeke entegrasyon çalışmasında daha ayrıntılı bir şekilde açıklanmıştır (Godron vd., 2018).

Esneklik seçenekleri enerji sisteminde daha yüksek bir oranda yenilenebilir enerji penetrasyonunun olduğu dönemlerde daha önemli hale gelmektedir. Bu analiz, söz konusu seçeneklerin Üç Kat Senaryosu'nda öngörülen 60 GW'lık rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin entegrasyonu üzerindeki rolüne odaklanmaktadır. Esneklik seçeneklerinin etkilerini ölçmek üzere, Üç Kat Senaryosu'nda herhangi bir esneklik seçeneğinin devreye sokulmadığı, ancak rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin sisteme uyumlu bir şekilde dağıtıldığı bir baz durum tanımlanmıştır. Her bir esneklik seçeneği ve bunların uygulanmasıyla ilgili alternatifler (uygulanabildiği durumda), ek durumlar olarak incelenmiştir (bkz. Tablo 3). Ayrıca esneklik seçeneklerinin daha düşük rüzgâr ve güneş enerjisi paylarına uygulanmasını ve seçeneklerin farklı ilk yatırım maliyeti varsayımları altında fayda ve maliyetlerini incelemek üzere bir duyarlılık analizi yapılmıştır.

Tablo 3: Üç Kat Senaryosu için ele alınan esneklik seçenekleri

Esneklik Seçeneği	Konumlandırma Stratejisi	Uygulama Alternatifleri	Açıklama
Baz durum	Sistem odaklı	-	Esneklik seçeneği yok
Batarya depolama	Sistem odaklı	Li-Ion NMC	600 MW dağıtık batarya depolama
		Li-Ion LFP	
		Li-Ion LTO	
		Li-Ion NCA	
		ZBFB	
		VRFB	Frekans kontrol rezervi için 300 MW, piyasa ve YAL/YAT talimatları için 300 MW tahsisi
		VRLA	
		Su takviyeli kurşun-asit	
		Yüksek Sıc. NaNiCl	
		Yüksek Sıc. NaS	
		CAES	
Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler	Sistem odaklı	-	Gökçekaya santrali, 1,4 GW. Frekans kontrol rezervi için 400 MW tahsisi
Esnek termik santraller	Sistem odaklı	-	Frekans kontrol rezerv kapasitesine sahip hızlı yanıt veren termik santraller
Talep tarafı katılımı	Sistem odaklı	-	Herhangi bir saatte talebi %5 azaltma kabiliyeti. Bu çalışmada yalnızca talep azalımı modellenmiştir. Yükün artırılması, bu talimat için hazır bir yük olmasını gerektirdiği ve bunun gerçekleştirilmesi tüketici tarafında daha zor olduğu için bu tercihte bulunulmuştur. Dolayısıyla azalan talep daha sonraki bir saatte yeniden artmamaktadır.

Not: Gökçekaya santrali Anadolu yarımadasının merkezinde, kuzeybatıdaki yük merkezlerinin ve Türkiye'nin güneydoğusundaki ana iletim koridorlarının yakınında yer almaktadır. Santralin konumu, yoğun bir şekilde sanayileşmiş ve yüksek nüfusa sahip İstanbul-Adapazarı bölgesini besleyen ana iletim koridorlarındaki kısıtlarla ilgili önemli bir rol oynamasına olanak tanımaktadır.

2.2 Girdi veri setleri ve maliyet varsayım

Şekil 2'de de gösterildiği gibi analizde üç ana veri seti kullanılmıştır. Omurgayı oluşturan ana veriler, mevcut ve planlanan iletim şebekesiyle 2016-2026 arasında çalışması beklenen enerji santralleridir. Analizin amaçları açısından farklı senaryolarda bazı değişken ve yaklaşımlar aynı şekilde alınırken, bazı parametreler, incelenen esneklik seçeneğinin özgün nitelikleri temelinde tanımlanmıştır.

2.2.1 Var olan ve planlanan üretim/iletim bileşenleri

Analiz, SHURA'nın 2026'ya kadar 30 GW kara üstü rüzgâr ve 30 GW fotovoltaik (PV) güneş enerjisi kapasitesinin şebekeye entegrasyonunu değerlendiren Üç Kat Senaryosu için yapılmıştır. Üç Kat Senaryosu'nun kapasite bileşimi ve toplam elektrik talebi verileri Tablo 4'te gösterilmiştir. Türkiye'nin toplam elektrik talebinin son yıllarda gözlenen

artış eğilimini (2018'deki marjinal büyüme hariç) sürdürerek yılda ortalama yaklaşık %5 artacağı öngörülmektedir. Söz konusu kapasite bileşimine ulaşılmasını sağlayan analizin ayrıntıları SHURA'nın şebeke entegrasyon çalışmasında bulunabilir (Godron vd., 2018).

Tablo 4: Üç Kat Senaryosu'na göre öngörülen elektrik üretim kapasitesine genel bakış, 2016-2026 (GW)

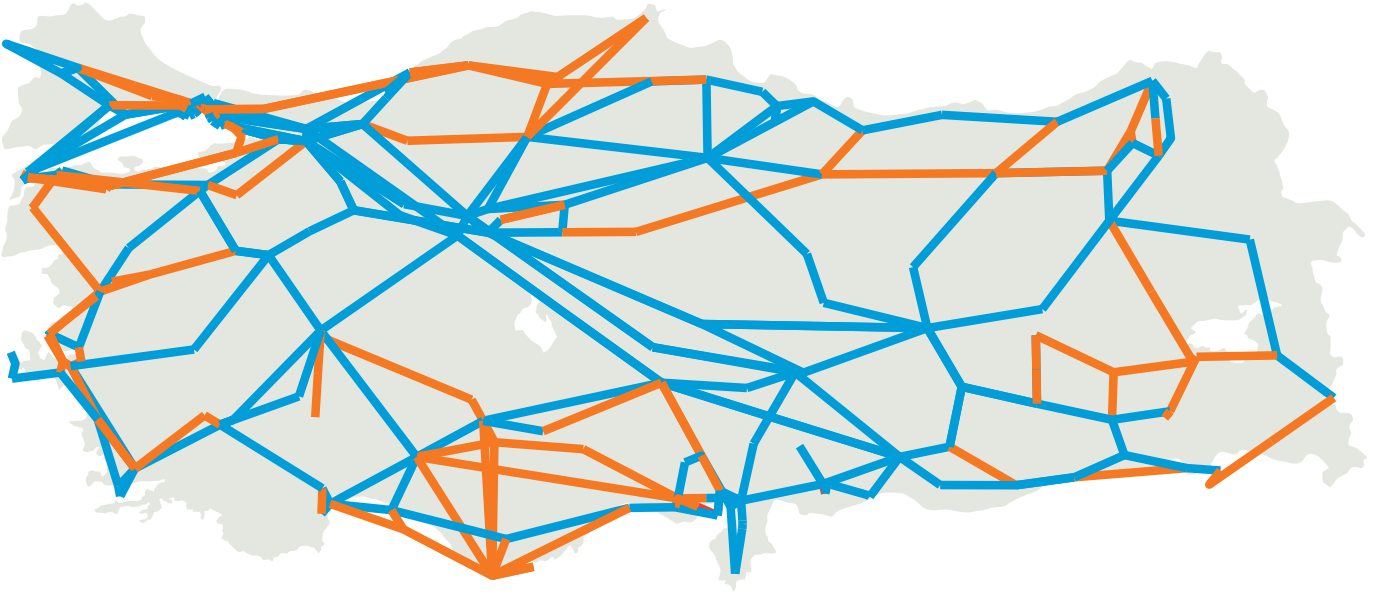
	2016	Üç Kat Senaryosu
Toplam elektrik talebi (TWh/yıl)	278	440
Puant talep	44	69,2
İthal kömür	7,5	10,2
Taşkömürü	0,6	0,6
Linyit	9,3	13,3
Doğal gaz	25,5	28,1
Nükleer	-	6,8
Hidroelektrik	26,7	37,5
Rüzgâr	5,8	30,0
Güneş	0,6	30,0
Jeotermal	0,8	1,45
Diğer	1,7	1,7
Toplam	78,4	159,6

Not: "Diğer" kategorisi yenilenebilir atıklar, biyogaz ve petrol ürünlerinden kaynaklanan sevk edilebilir üretim kapasitesini kapsamaktadır.

SHURA'nın şebeke entegrasyon çalışmasında incelenen bütün senaryolar TEİAŞ'ın 2026'ya kadar uzanan OYŞGP'sinde yer alan planlamaya dair temel parametreleri ve varsayımları kapsamaktadır. TEİAŞ 2016'da yayımlanan bu planda 400 kV ve 154 kV'luk iletim şebekeleri için farklı yaklaşımlar kullanmıştır (bkz. Şekil 5 ve Şekil 6):

- 400 kV'luk sistem için on yıllık yatırım planı (2016-2026)
- 154 kV'luk sistem için beş yıllık yatırım planı (2016-2021) (bu analizde talepteki artışa dayanılarak 2026'ya ekstrapole edilmiştir)

Şekil 5: 2026 için 400 kV şebeke modeli

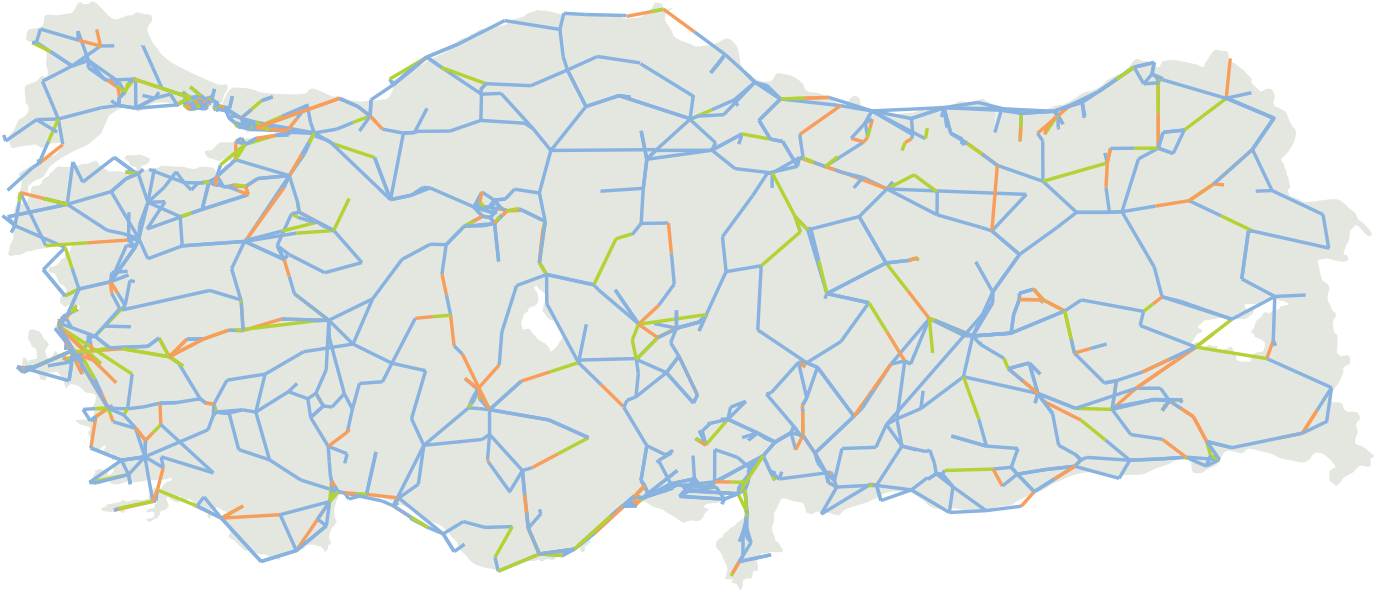


— 2016'da var olan şebeke elemanları

— 2026'ya kadar planlanan TEİAŞ yatırımları

Note: TEİAŞ model, limited investments at the 400 kV level

Şekil 6: 2026 için 154 kV şebeke modeli



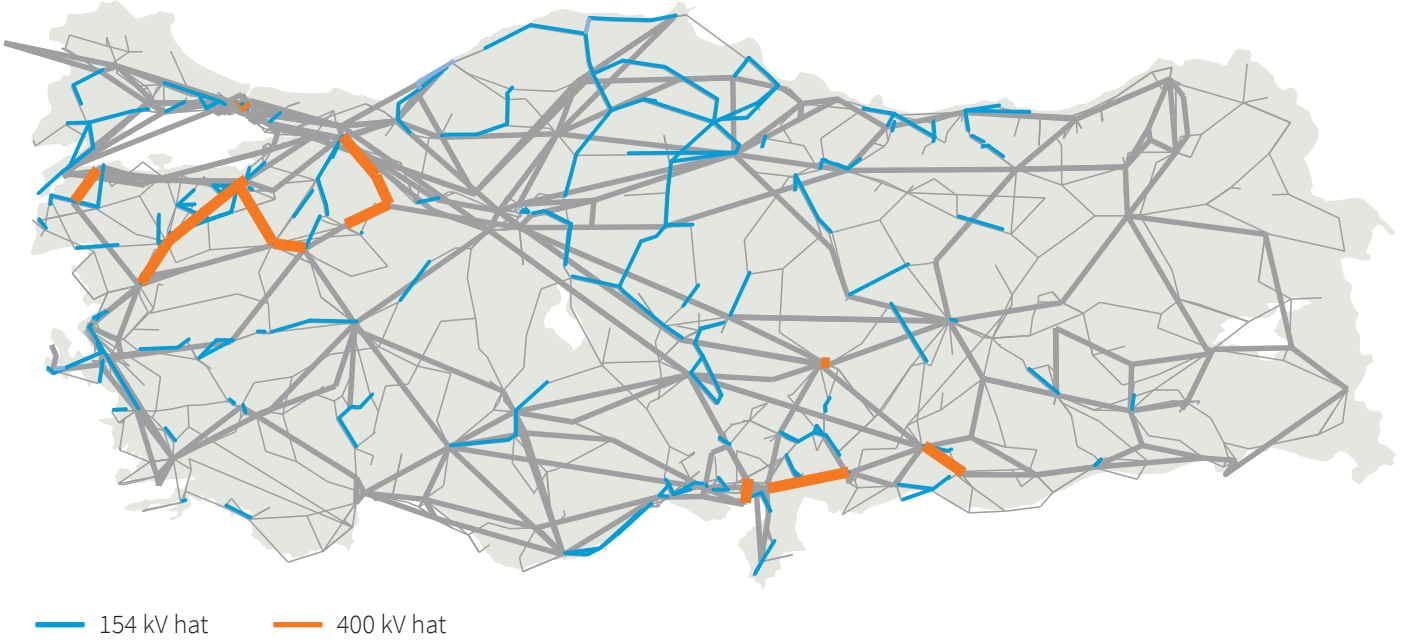
— 2016'da var olan şebeke elemanları

— 2026'ya kadar planlanan TEİAŞ yatırımları

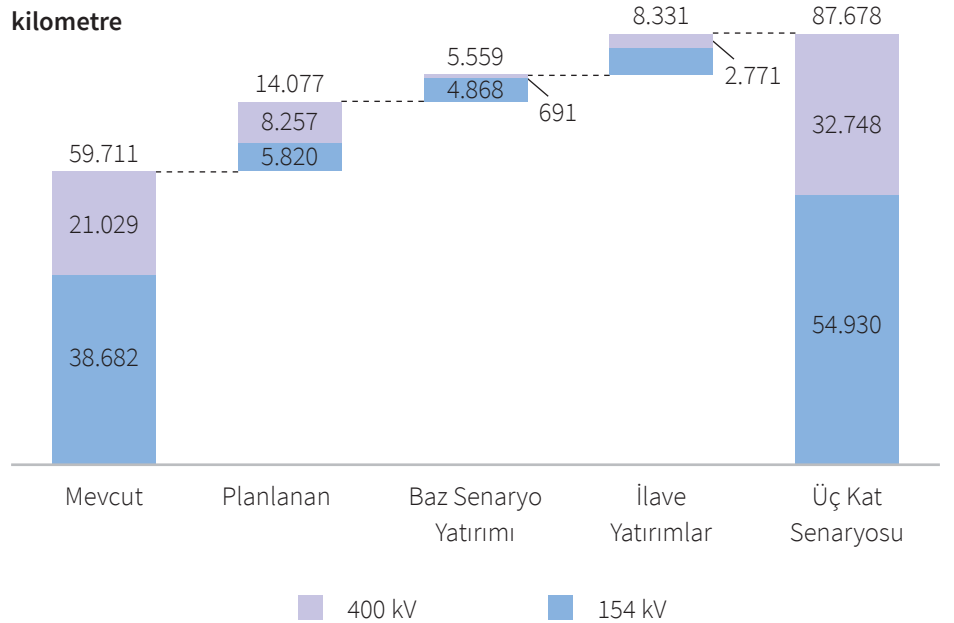
— Baz Senaryo için ek yatırımlar (ekonomik nedenlerle veya güvenlik/güvenilirlik nedeniyle)

Üç Kat Senaryosu'nda bu yatırımlara ek olarak 60 GW rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin entegrasyonu için gereken ilave iletim şebekesi yatırımları da tahmin edilmiştir (bkz. Şekil 7 ve Şekil 8) (Godron vd., 2018). Planlanan, ek ve daha ileri yatırımlarla maliyetlerin hesaplanması bölüm 2.2.2.3'te açıklanmıştır. Son olarak her bir yenilenebilir enerji santralinin üretim profili, SHURA'nın şebeke entegrasyon çalışmasındaki (Godron vd., 2018) metodolojiye dayanılarak saatlik bazda belirlenmiştir.

Şekil 7: Üç Kat Senaryosu'nun sistem odaklı stratejisine göre ek yatırım gereksinimleri, 2026



Şekil 8: Üç Kat Senaryosu'nda toplam iletim şebekesi yatırım gereksinimleri, 2026



2.2.2 Senaryolardan bağımsız maliyet parametreleri

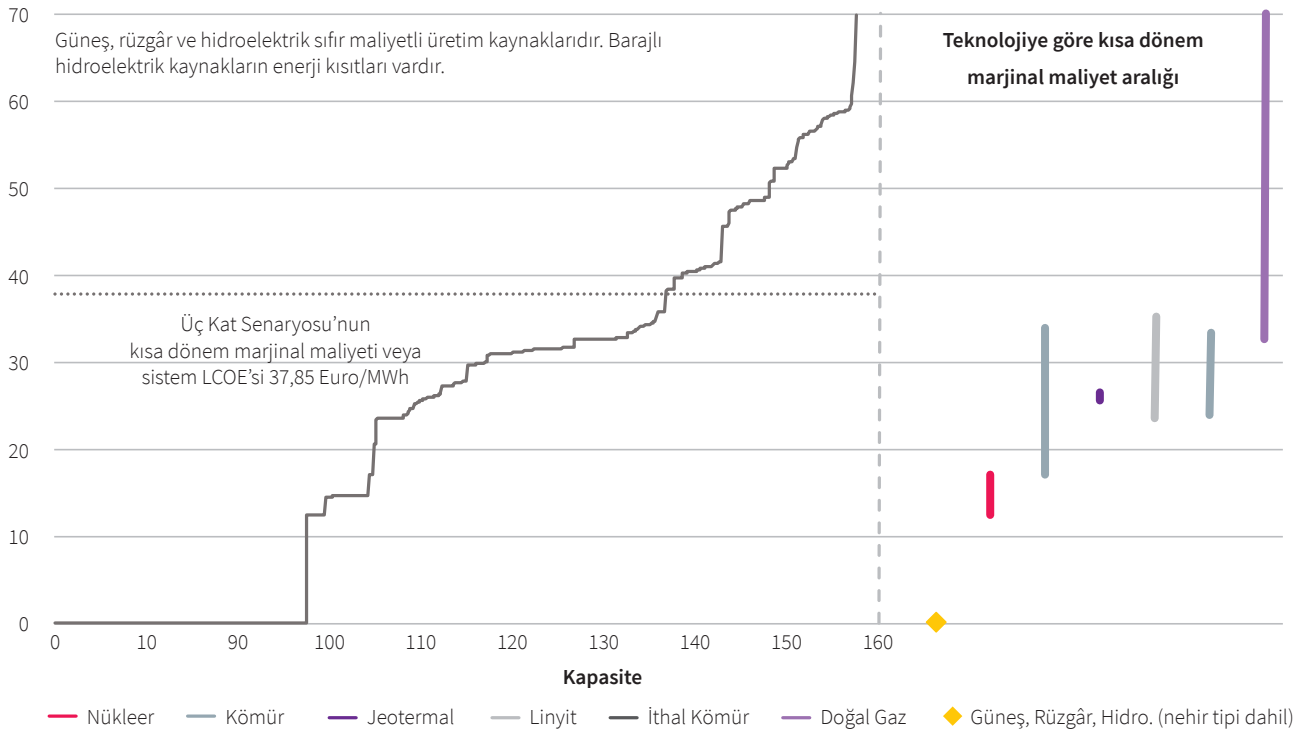
Tüm simülasyon örneklerinde sabit tutulan maliyet parametreleri şunlardır: Konvansiyonel santrallerin (hidroelektrik santraller hariç) üretim maliyet eğrileri, yenilenebilir enerji kesintisiz maliyetini hesaplama yaklaşımı ve kilometre (km) başına iletim şebekesi yatırım maliyeti.

2.2.2.1 Üretim maliyet eğrileri

Elektrik üretim maliyeti her bir santral için MW cinsinden üretimle bir MWh elektrik üretiminin kısa dönem marjinal maliyeti arasındaki ilişki olarak tanımlanmıştır. Her teknoloji için bir kısa dönem marjinal maliyeti aralığı bulunmaktadır. Bu aralıklar gün öncesi piyasası takas fiyatı ve 2016 yılında her bir teknoloji için toplam üretime dayanılarak belirlenmiştir (saatlik bazda yıllık veri setinin tamamı kullanılmıştır) (EPIAŞ, 2019). Her bir teknoloji için tek tek birimlerin sırasını göz önünde bulunduran ayrı maliyet eğrileri elde edilmiştir. Bu eğriler ölçek ekonomilerini (birim ve santralin büyüklüğü) ve birimlerin verimliliğini (kurulum yılına ve verimliliklerine bağlı varsayımlarla belirlenmiştir) dikkate almaktadır (NREL, 2017). Bu yaklaşımın arkasında yatan temel gerekçe, daha büyük ve yeni santrallerin kısa dönem marjinal maliyetinin daha eski ve küçük santrallerden düşük olmasıdır. Şekil 9 farklı teknolojilerin kısa dönem marjinal maliyeti aralığının yanı sıra Üç Kat Senaryosu'nda 2026 yılı için geçerli olacağı öngörülen tüm enerji santrallerinin birleştirilmiş maliyet eğrisini de göstermektedir.

Şekil 9: Üç Kat Senaryosunun kısa dönem marjinal maliyetleri, 2026

Kısa Dönem Marjinal Maliyeti (Euro₂₀₁₆/MWh)



2.2.2.2 Yenilenebilir enerji kesintisi

Mevcut durumda yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimine yönelik önceden belirlenmiş fiyatlarla alım garantisi getiren bir tarife garantisi programı olsa da bu enerji santrallerinin de kendi başlarına veya bir portföy içinde yer alarak piyasa oyuncularına haline gelecekleri düşünülmektedir.⁴ Dolayısıyla bu santrallerin gün öncesi piyasasının dengeye gelmesinden sonra bir üretim planı olacaktır. Bu analizde söz konusu santraller sıfır maliyetli üretim kaynakları olarak ele alınmış ve üretim kapasitelerini⁵ gün öncesi piyasasına bedelsiz olarak teklif edecekleri varsayılmıştır. Kuşkusuz bu santraller, enerji borsasının piyasa yapısında (her gün) sonraki 24 saat için taahhütte bulunmuş, bir üretim planıyla görevlendirilmiş, bu plana ve ona karşılık gelen piyasa takas fiyatına göre ödeme alacakları varsayılmıştır.

Ancak gün içi sisteminin işleyişinde yenilenebilir enerji üretimi güvenli ve güvenilir işleyişin sürdürülmesi için kesintilere maruz kalabilir. Bu da sistem operatöründen üretimi azaltma talimatı alınmasıyla eşdeğerdir. Bu durumda yenilenebilir enerji için planlanan (ve ödemesi yapılmış olan) gün öncesi üretimle gerçek üretim arasında bir sapma ortaya çıkar.

Sistem operatörü bu tür sapmalarla ilgili olarak piyasa katılımcılarından yeniden dağıtım (yük alma/yük atma veya üretim artışı/azalışı) teklifleri toplar. Yeniden dağıtım teklifleri analizde maliyet eğrilerine dayanılarak belirlenmiş olmasına karşın farklı şekilde değerlendirilmektedir. Yük alma teklifleri için artırılan üretim teklifle (Euro/MWh) çarpılmakta ve üreticiye ödenmektedir (yenilenebilir enerji santrallerinin üretim artırma talimatı almalarına izin verilmemektedir). Yük atma tekliflerindeyse azaltılan üretim ilgili teklifle çarpılmakta ve üretici tarafından sisteme ödenmektedir (üreticinin gün öncesi planına göre ve piyasa takas fiyatından ödeme aldığına dikkat ediniz). Piyasa kuralları, üretimin azaltılmasına yönelik tekliflerin herhangi bir zamanda piyasa takas fiyatını aşamayacağını belirlemektedir. Dolayısıyla üretici üretimi azaltma teklifiyle piyasa takas fiyatı arasındaki fiyat farkından istifade etmektedir. Ancak yenilenebilir enerji santralleri için üretimi azaltma teklifi sıfıra eşittir. Bu nedenle yenilenebilir enerji santralleri herhangi bir geri ödeme yapmamakta ve yenilenebilir enerji santrallerinin kesintiye uğramış enerjisi için ilgili kesinti saati itibarıyla piyasa takas fiyatından ödeme yapılmış olmaktadır. Buna göre yenilenebilir enerji kesintisi, her bir saat için kesilen enerjinin kesinti saatindeki piyasa takas fiyatıyla çarpımı olarak hesaplanmıştır (Jacobsen ve Schröder, 2012).

2.2.2.3 İletim şebekesi yatırımları

İletim şebekesine yönelik ek yatırımlar, planlanan yatırımlara kıyasla, bölüm 2.3'te daha ayrıntılı bir şekilde açıklanan ardışık piyasa ve şebeke simülasyonları üzerinden belirlenmiştir. Her bir yatırım için, iletim şebekesinin gerilim düzeyi ayrıştırılarak, birim uzunluk başına standart bir yatırım maliyeti göz önünde bulundurulmuştur. Bu değerler TEİAŞ'ın tarife hesaplamalarına göre saptanmıştır. Aşağıdaki yatırım maliyetleri kullanılmıştır (TÜBITAK, 2011):

- 400 kV hat için 260.000 Euro/km;
- 154 kV hat için 130.000 Euro/km;
- 400 kV, 154 kV ya da orta gerilim hatları boyunca bağlantı düzeyinden bağımsız olarak her bir trafo için 2 milyon Euro (trafo başına trafo merkezi maliyetleri dahil).

⁴ Piyasanın mevcut kurallarına göre birden fazla birim piyasada teklif vermek üzere portföy oluşturabilir. Bu tür portföyler yenilenebilir enerji kapasitesini de içerebilir.

⁵ Yenilenebilir kaynaklardan üretimin saatlik üretim kapasitesi de SHURA'nın şebeke entegrasyon çalışmasında (Godron vd., 2018) sunulan metodolojiyle belirlenmiştir.

İletim hatlarının ekonomik ömrü 60 yıl olarak alınmıştır. Bu değerler gerilim düzeyi, mesafe (hatlar için) ve yeni yatırım sayısı (trafolar için) temelinde fayda-maliyet karşılaştırmalarında göz önünde bulundurulmuştur.

2.2.3 Esneklik seçenekleriyle ilişkili maliyetler

Sabit maliyet parametreleri haricinde, her bir esneklik seçeneğiyle ilişkili maliyetler farklı özelliklere sahiptir. Bu bölümün geri kalanında bu maliyetlerin nasıl tahmin edildiği açıklanmıştır.

2.2.3.1 Dağıtık batarya depolama sistemleri

Çalışmada çeşitli dağıtık batarya depolama sistemleri dikkate alınmıştır. Bu sistemlerin şebeke boyunca, belirli depolama türleri için uygun yerlerin var olup olmadığına bakılmaksızın yük düzeyine göre yüksek ve orta gerilim trafo merkezleri arasında dağıtıldığı varsayılmıştır (batarya depolama sistemlerinin bölgesel dağılımı Şekil 10'da gösterilmiştir). Depolama sistemlerinin simülasyonlardaki kullanımına dayanılarak 300 MW'lık kullanılabilir kapasitenin frekans kontrol rezervi⁶ (sekonder frekans kontrol rezervi olarak da adlandırılmaktadır) olarak işletileceği, 300 MW'lık kullanılabilir enerjinin de enerji kaydırma⁷ amacıyla işletileceği kabul edilmiştir. Kapasitenin operasyonel planlara tahsisinin 60 GW rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesi penetrasyon düzeylerinde frekans kontrolü için beklenen ek talebe dayanılarak yapılacağı varsayılmıştır. 2030'a kadar batarya depolamanın yarısının frekans düzenleme, diğer yarısının da enerji kaydırma amacıyla kullanılması beklendiğinden Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı (International Renewable Energy Agency, IRENA) da benzer sonuçlara ulaşmıştır (IRENA, 2017). Puant yükün kırılması, mikro/nano şebekeler ya da bölgesel depolama gibi diğer uygulamalar, TEİAŞ'ın bu alanlar üzerindeki denetimi sınırlı olacağı ve 2026'ya kadar bu teknolojilerin önemli bir etkiye bulunacak denli yaygınlaşması beklenmediği için analizin kapsamı dışında bırakılmıştır.

Seçilen teknolojilerin enerji/güç oranları ve diğer özellikleri (verimlilik, boşalma derinliği vb.) IRENA'nın çalışması temelinde dikkate alınmıştır (IRENA, 2017). Her bir batarya depolama teknolojisinin ilk yatırım (Euro/MW) ve işletme (Euro/MWh) maliyetleri, uygulama türleri ve özellikleri göz önünde bulundurularak belirlenmiştir. Çalışmada 2016-2030 dönemindeki yıllar için birden fazla referans değeri olsa da muhafazakâr bir varsayımla 2020 referans değerleri kullanılmıştır (IRENA'nın metodolojisi açık bir LCOE sunmamakta, yatırım ve işletme maliyetlerini ayrı ayrı hesaplamaktadır). Depolama maliyetlerinin hesaplanan maliyetleri, Avrupa Komisyonu ve Ortak Araştırma Merkezi'nin (European Commission and Joint Research Centre) kısa süre önce yayımlanan ve 2020 itibarıyla sabit depolama sistemlerinin (Li-ion) kurulum maliyetinin 800 Euro/kWh'in altında bir ortalama maliyete sahip olmasının beklendiğini belirten çalışmasıyla (JRC ve EC, 2018) da uyumludur.⁸

⁶ IRENA frekans kontrol rezervi uygulamalarıyla ilgili olarak enerji/güç oranını 2 olarak kabul etmektedir, yani 1 MW'lık bir tesis için depolama kapasitesinin 2 MWh olacağı varsayılmaktadır.

⁷ IRENA enerji kaydırma uygulamalarıyla ilgili olarak enerji/güç oranını 8 olarak kabul etmektedir, yani 1 MW'lık bir tesis için depolama kapasitesinin 8 MWh olacağı varsayılmaktadır.

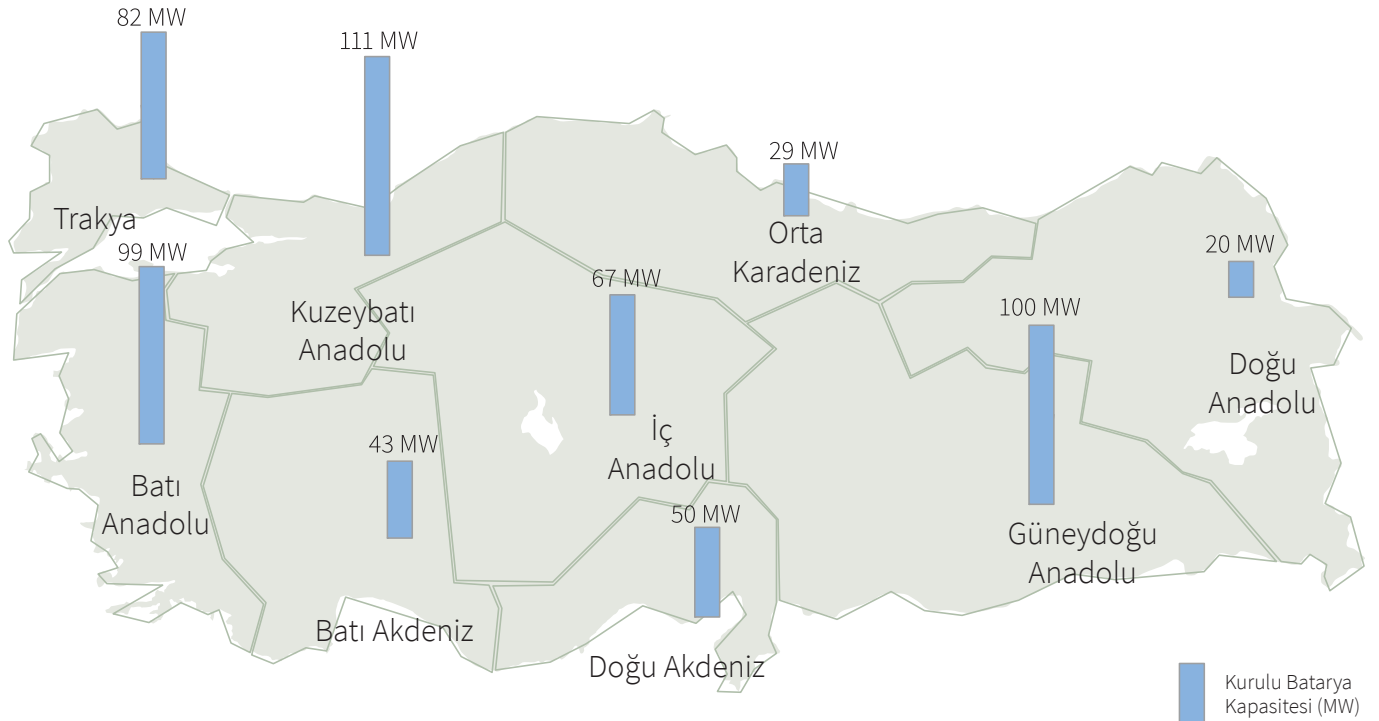
⁸ Depolama senaryolarında "Hareketli ve sabit depolama uygulamaları için Li-ion bataryalar" (JRC ve EC, 2018) çalışmasındaki değerler dikkate alınarak ve bölüm 2.2.3.1'te belirtilen varsayımlara dayanılarak, 2,4 milyar Euro tutarında yatırıma karşılık gelen 3.000 MWh'lik kurulum yapılacağı kabul edilmiştir. Bu değer Türkiye'nin yıllık talebi (2026'da 440 TWh) ve yatırımın ömrü göz önünde bulundurularak seviyelendirildiğinde elde edilen sonuç, bu çalışmadaki değerlerle aynı mertebelerde olmaktadır.

Tablo 5: İncelenen depolama teknolojileri ve ilgili önemli parametreler

Depolama Teknolojisi	Takvim Ömrü (Yıl)	Boşalma Derinliği (%)	Gidiş-Geliş Verimliliği (%)	Güç kurulum maliyeti (Amerikan doları/kW)	Enerji kurulum maliyeti (Amerikan doları/kWh)
CAES	50,00	40%	64%	780	50
Su takviyeli kurşun asit	9,94	50%	83%		120
VRLA	9,94	50%	81%		215
Li-Ion (LFP)	13,55	90%	92%		440
Li-Ion (NCA)	13,55	90%	95%		275
Li-Ion (NMC)	13,55	90%	95%		320
Li-Ion (Titanate)	16,94	95%	97%		840
NaNiCl	16,88	100%	85%		310
NaS	18,82	100%	81%		210
Vanadyum Akışkan	13,72	100%	72%	1065	255
ZnBr Akışkan	11,44	100%	72%		665

Source: IRENA (2017)

Şekil 10: 600 MW'lık batarya depolama sisteminin varsayılan bölgesel dağılımı, 2026



İnceleme için değerlendirilmeye alınan depolama sistemi, toplam 4x350 MW'lık kurulu kapasitesi bulunan Gökçekaya santralidir. Kapasitesi birbiri arasında her birimin 100 MW'lık kısmı frekans kontrol rezervi olarak, kalanı da diğer hizmetler için kullanılabilir kapasite olarak tahsis edilmiştir.

2.2.3.2 Pompaj depolamaları hidroelektrik sistemler

Dağıtık batarya depolama sistemlerinde olduğu gibi pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerin yatırım ve işletme maliyetleri de IRENA'nın aynı çalışması ve maliyet hesaplama metodolojisinin aracının (IRENA, 2017) yanı sıra Türkiye'ye atıfta bulunan başka kaynaklar kullanılarak hesaplanmıştır. İnceleme için değerlendirmeye alınan depolama sistemi, toplam 4x350 MW'lık kurulu kapasitesi bulunan Gökçekaya santralidir. Bu varsayım Elektrik Üretim A.Ş.'nin (EÜAŞ) daha önce yaptığı çalışmalara dayanmaktadır ve Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından paydaş istişare toplantılarında makul bir kapasite varsayımı olarak değerlendirilmiştir. Kapasitesi birbiri arasında her birimin 100 MW'lık kısmı frekans kontrol rezervi olarak, kalanı da diğer hizmetler için kullanılabilir kapasite olarak tahsis edilmiştir. Santralin her biriminin, çeşitli operasyonları yerine getirebilmelerine olanak tanıyacak değişken hızlı teknolojiye sahip olduğu varsayılmıştır. Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler açısından kritik parametreler Tablo 6'da verilmiştir.

IRENA çalışmasına dayanılarak 1,4 GW'lık pompaj depolamalı hidroelektrik sistem yatırım maliyetinin 1,8 milyar Euro'nun biraz üzerinde olacağı hesaplanmıştır. Japon Uluslararası İşbirliği Ajansının (Japan International Cooperation Agency, JICA) yaptığı bir çalışmada, Gökçekaya santrali için 1,25 milyar Euro'luk daha düşük bir yatırım maliyeti verilmiştir (JICA, 2011). Bu analizde bahsedilen bu iki değer bir aralık olarak ele alınmıştır.

Tablo 6: Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerin kritik parametreleri

Depolama Teknolojisi	Takvim Ömrü (Yıl)	Boşalma Derinliği (%)	Verimlilik (%)	Güç kurulum Maliyeti (Amerikan doları/kW)	Enerji kurulum Maliyeti (Amerikan doları/kW)
Pompaj depolamalı hidroelektrik	60,00	90%	80%	840	21

Not: Boşalma derinliği sadece modelleme amaçlı kullanılmıştır.

2.2.3.3 Eski kömür santrallerinin iyileştirilmesi

Türkiye'de çalışmakta olan taşkömürü ve linyit santralleri sınırlı bir esnek üretim kapasitesine sahiptir. Bu analizde söz konusu santraller muhafazakâr denilebilecek şu varsayımlarla modellenmiştir: sekonder frekans kontrol rezervi yoktur; minimum üretim yüksektir (P_{min} , P_{max} 'in %90'ı), yük alma/atma hızı düşüktür (maksimum saatlik değişim maksimum kapasitenin %25'i olacak şekilde) ve minimum çalışma/çalışmama süreleri uzundur (santral seçilmişse en az 4 saat boyunca çalışır durumda kalmalı, kapatılmışsa en az 4 saat kapalı durumda kalmalıdır). Bu varsayımlar Türkiye'deki termik santrallerin (daha yeni teknoloji santraller hariç) genel işleyiş pratiğiyle uyumludur. Ayrıntılar Şekil 11'de verilmiştir.

Esneklik kapasitesinin sınırlı olması, iletim sistemi operatörünün değişken yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminde gerçekleşen hızlı değişimleri yönetmesi açısından bir zorluk yaratmaktadır. Bir esneklik seçeneği olarak var olan santraller iyileştirilebilir. İyileştirmenin enerji santrallerinin frekans kontrol rezervi (%5), düşük P_{min} (P_{max} 'in %50'si), yüksek yük alma/atma hızları (bir saat içinde %100 enerji değişimi) ve daha kısa minimum çalışma/çalışmama süreleri (1 saat çalışma, 1 saat çalışmama süresi) için uygun hale gelmesini sağlayacağı varsayılmıştır. Enerji santrallerinin operasyonel esnekliği bu değişiklikler üzerinden, pratik anlamda birçok OECD

ülkesinde standart performans düzeyi olarak değerlendirilen seviyeye çıkartılabilir. Gerek minimum yük gerekse yük alma/atma zamanları açısından en gelişmiş esneklik düzeyi halen bu analizde modellendiğinden önemli oranda yüksektir (Agora Energiewende, 2017).

Şekil 11: Termik birimlerin esnekliğini tanımlayan parametreler



Birimlerin esnekliğinin yakıt olarak kullanılan kömür veya linyitin kalitesine de bağlı olduğu açıktır. Kömürün ısı değeri azaldıkça bu esneklik tedbirlerine ulaşmak zorlaşmaktadır. Genel olarak Türkiye'deki santrallerde kullanılan linyitin ısı değeri kilogram linyit başına 1.500-2.500 kilokalori (kcal) aralığında değişmektedir (Elevli ve Demirci, 2004). Bu değerler düşük gibi görünse de benzer kömür kalitesiyle (1.900-2.150 kcal/kg) çalışan ve buna rağmen 2012'den beri tanımlanan esneklik kabiliyetlerine ulaşabilmiş enerji santralleri mevcuttur (örneğin Almanya'daki Boxberg R Ünitesi) (Heimann, 2012). İyileştirme parametreleri, önümüzdeki on yılda Türkiye'de de benzer ayarlamaların yapılabileceği varsayılarak yakıt olarak linyit kullanan birimlere de uygulanmıştır.

Termik santrallerin farklı operasyonel boyutlarını iyileştirmeye yönelik çeşitli iyileştirme seçenekleri bulunmaktadır. Bu analizin amaçları açısından yük alma/atma hızlarını, açma/kapama sürelerini ve P_{min} 'i artıran bir dizi iyileştirme seçeneği göz önünde bulundurulmuştur (Venkataraman vd., 2013). Özellikle P_{min} için Agora Energiewende tarafından hazırlanan bir çalışmaya dayanılarak (Agora Energiewende, 2017) ek bir değerlendirme yapılmıştır. Bu değerlendirmeler ve iyileştirmenin beklenen maliyeti temelinde üç farklı büyüklükte – küçük, orta, büyük – enerji santrali için bir dizi maliyet tahmini yapılmıştır (bkz. Tablo 7). Çeşitli iyileştirme seçeneklerinin uygulanabileceği göz önünde bulundurulurken minimum ve maksimum değerler tanımlanmıştır. İyileştirmeyi büyük çaplı bir bakım işlemi olarak değerlendirmek suretiyle hesaplamalarda, biri 10, diğeri 20 yıl olmak üzere iki ana bakım zamanı göz önünde

Termik santrallerin farklı operasyonel boyutlarını iyileştirmeye yönelik çeşitli iyileştirme seçenekleri bulunmaktadır. Bu analizin amaçları açısından yük alma/atma hızlarını, açma/kapama sürelerini ve P_{min} 'i artıran bir dizi iyileştirme seçeneği göz önünde bulundurulmuştur.

bulundurulmuştur; bu, ilgili piyasadaki birim maliyetin değerlendirilmesinde PJM'nin benimsediği yaklaşıma karşılık gelmektedir (PJM, 2019). Bu iki değer, iyileştirme için bir dizi maliyetin tanımlanmasında kullanılmıştır. Başka bir ifadeyle iyileştirme maliyetleri, zaman eksenindeki bu iki nokta göz önünde bulundurularak seviyelendirilmiştir.

Tablo 7: Kurulu kapasite başına farklı büyüklükteki santraller için iyileştirme maliyetleri

	Euro/kW maliyet		
Ele Alınan İyileştirmeler	Küçük <250 MW	Orta 250-600 MW	Büyük >600 MW
Minimum	191.32	120.55	110.54
Maximum	255.09	160.74	147.38

Not: Venkataraman ve arkadaşlarının yaptığı çalışmadaki (Venkataraman vd., 2013) Amerikan doları cinsinden veriler, enflasyon oranları kullanılarak önce 2016 Amerikan dolarına (US Bureau of Labor Statistics, 2019), ardından ortalama döviz kuru kullanılarak Euro'ya dönüştürülmüştür.

2.2.3.4 Talep tarafı katılım

Teknolojide ve mevzuattaki gelişmelere bağlı olarak son kullanıcıların elektrik fiyatlarına, doğrudan veya kümeleyecilerle katılmak suretiyle daha duyarlı hale gelecekleri varsayılmaktadır. Türkiye'de talep tarafı katılımın Belçika, Fransa ve Güney Kore gibi güncel örneklerle (bu ülkelerle ilgili veriler bulunabildiği için) karşılaştırılabilir düzeyde olacağı kabul edilmiştir. Maliyet perspektifinden bakıldığında göz önünde bulundurulması gereken iki ana unsur vardır: Talep tarafı katılımın hayata geçirilebilmesi ve ulaşılabilirliğini sürdürmek üzere sürekli olarak işlerliğinin muhafaza edilmesi için gereken altyapı (iletişim, teçhizatın/sistemin adaptasyonu vs.) ile talep tarafı katılımın, gerekli olduğu takdirde, sistem yöneticisinin talimatı ve/veya verdiği sinyal doğrultusunda aktivasyonu.

Depolama sistemlerinden farklı olarak talep tarafı katılımın kurulum ve işletme maliyetinin olmayacağı varsayılmıştır. Bu varsayımın gerekçesi, talep tarafı katılımın iletim sistemi operatörünün çevrimiçi (veya nesnelerin interneti uygulaması) olarak da iletililecek bir sinyali takiben devreye gireceği kabulüdür. Bu teknolojilerin geliştirilmesiyle ilişkili maliyetlerin teçhizat üreticileri veya büyük sistem sunucuların bayileri tarafından üstlenileceği farz edilmiştir. Buradaki ana fikir, yenilenebilir enerjideki artışın bütün sektörlerde daha hızlı bir dijitalleşmeyi tetikleyeceği düşüncesidir. Sonuç olarak teçhizat veya sistem geliştiriciler, rekabet edebilmek için bu tür teknolojileri ürünlerine dahil etmek zorunda kalacaktır.

Talep tarafı katılımın ilk yatırım ve işletme maliyeti olmayacağı varsayılmış olsa da aktivasyonu son kullanıcıların özendirilmesine bağlıdır ki bu da genellikle konvansiyonel santrallerden yük al/yük atmaktan daha pahalıdır. Talep tarafı katılımın aktivasyon maliyeti piyasa ve şebeke simülasyonunun bir parçasıdır ve algoritma, diğer bütün seçenekler etkisiz veya daha pahalı olduğunda talep tarafı katılımın devreye girmesini seçecek şekilde işlemektedir. Dolayısıyla bu seçenek, aktivasyon maliyeti yüksek olmasına karşın faydalı olduğunda kullanılmaktadır. Bu nedenle talep tarafı katılım (çok yüksek bir maliyetle bile olsa) aktive edildiği her durumda sistem LCOE'sini düşürmektedir. Buna göre talep tarafı katılım sistem LCOE'si itibarıyla faydaya yol açmakta ve herhangi bir kurulum ve işletme maliyeti getirmemektedir.

Depolama sistemlerinden farklı olarak talep tarafı katılımın kurulum ve işletme maliyetinin olmayacağı varsayılmıştır.

Talep tarafı katılımın aktivasyon maliyetini tahmin etmek için üç ülkedeki mevcut uygulamalar değerlendirmeye alınmıştır. Rekabet edebilirlik adına farklı piyasalardaki maliyetler yılın en yüksek fiyatlı 100 saatinin ortalaması (toplam zamanın yaklaşık %1'i) kullanılarak normalize edilmiştir. Ayrıca normalizasyon prosedürü hem gün öncesi piyasası (GÖP) hem de dengeleme piyasası (DP) fiyatları kullanılarak gerçekleştirilmiştir (Energy Pool, 2016). Bu referans fiyatlara dayanılarak 1 MWh'lik talep tarafı katılımın maliyetinin 800 Euro olacağı varsayılmıştır; bu fiyat talep tarafı katılıma dahil olan tarafların piyasaya sundukları teklif olarak değerlendirilebilir.

Modelleme perspektifinden bakıldığında talep tarafı katılım, her bir yük konumunda bulunan çok yüksek üretim (veya talep tarafı katılım aktivasyonu) maliyetlerine (800 Euro/MWh) sahip üreticiler olarak değerlendirilmiştir. Diğer yandan talep tarafı katılım için herhangi bir kurulum ve işletme maliyeti belirlenmediği için bu seçenek batarya depolamaya tezat teşkil eden bir konumda bulunmaktadır. Kuşkusuz talep tarafı katılım da var olan yükle ve fiyat duyarlılığıyla kısıtlıdır. Bu nedenle üreticiler açısından, talep tarafı katılım ilgili yerdeki yükün ve bir yıldaki zamanın (saat başına enerji cinsinden) %5'ile kısıtlı olarak kabul eden bir sınır belirlenmiştir. Pratik açıdan bu, talep tarafı katılımın şebekedeki tüm trafo merkezlerinde yükün %5'ile sınırlı olması anlamına gelmektedir.

Tablo 8: Talep tarafı katılım maliyetinin hesaplanması

	Fransa AOE	Kore Rel.DR	Belçika R3DP	Belçika SDR	Ortalama	Türkiye
Gerçekleşmiş Birim Maliyet (Euro/MWh)	1.200,00	1.253,33	1.000,00	687,50	1.035,21	
Ort. GÖP Fiyatı (En Yüksek 100 Saat) (Euro/MWh)	113,89	141,11	99,72	99,72	113,61	102,35
Birim Değeri Başına (GÖP Fiyatı Temelinde)	10,54	8,88	10,03	6,89	9,09	
Ort. DP Fiyatı (En Yüksek 100 Saat) (Euro/MWh)	151,11		206,11	206,11	187,78	131,18
Birim Değeri Başına (DP Fiyatı Temelinde)	7,94		4,85	3,34	5,38	
Maliyet (GÖP Fiyatı Temelinde) (Euro/MWh)					102,35 x 9,09 =	929,89
Maliyet (DP Fiyatı Temelinde) (Euro/MWh)					131,18 x 5,38 =	705,23

2.3 Ardışık piyasa ve şebeke simülasyon

Bu bölümde ardışık piyasa ve şebeke simülasyonu yaklaşımında kullanılan metodoloji açıklanmaktadır. Piyasa ve şebeke simülasyonları metodolojinin merkezinde bulunmaktadır. Piyasa simülasyonunda enerji sisteminin arz-talep dengesi, Üç Kat Senaryosu'na göre 2026'da rüzgâr ve güneş enerjisiyle üretilecek yenilenebilir enerji için minimum toplam üretim maliyeti ve kesinti varsayımıyla, tüm yıl için saatlik olarak sağlanmıştır.

Piyasa simülasyonu Türkiye elektrik piyasasındaki gün öncesi enerji ticareti piyasası takas fiyatını optimize etmektedir. Enerji borsasının aksine piyasa simülasyonunda şebeke güvenliği ve güvenilirliği kısıtlarının yanı sıra döner rezerv gereksinimleri

Piyasa simülasyonu Türkiye elektrik piyasasındaki gün öncesi enerji ticareti piyasası takas fiyatını optimize etmektedir. Şebeke simülasyonu iletim sistemi operatörünün şebekenin güvenli ve güvenilir işleyişinin belirlenmesindeki rolünü temsil etmektedir.

göz ardı edilmiştir.⁹ Piyasa simülasyon esasen piyasa işletmecisinin, tek bir gün için değil tüm bir yıl için gün öncesi enerji borsasında piyasa takas fiyatının (PTF)¹⁰ belirlenmesindeki rolünü temsil etmektedir. Piyasa simülasyonunun ana girdileri şu şekildedir (Godron et al., 2018):

- 2026 için referans iletim şebekesi modeli,
- 2026 için rüzgâr ve güneş enerjisi dahil üretim kapasitesi senaryosu,
- Enerji santrallerinin kısa dönem marjinal maliyetleir ve yenilenebilir kaynakların kesinti maliyetlerini de içeren fiyat sıralaması (merit order),
- Konvansiyonel enerji santrallerinin işletimle ilgili kısıtları,
- Baraj tipi hidroelektrik santrallerin haftalık çözümlemede enerji kısıtları,
- Saatlik çözümlemede toplam talep zaman serisi,
- Saatlik çözümlemede rüzgâr ve güneş enerjisi üretimi zaman serisi.

Piyasa simülasyonlarının ana çıktılarıysa şunları kapsamaktadır:

- Saatlik çözümlemede hedef yıl için denge fiyatı,
- Saatlik çözümlemede konvansiyonel üreticilerin birim taahhüdü,
- Saatlik çözümlemede üretim maliyeti,
- Varsa rüzgâr ve güneş enerjisi kesintisi miktarı,
- Sistem LCOE'si ve (Şekil 3'te gösterildiği gibi) portföy maliyetinin etkisi.

Piyasa simülasyonu çıktıları şebeke simülasyonuna girdi olarak verilmiştir. Şebeke simülasyonu iletim sistemi operatörünün şebekenin güvenli ve güvenilir işleyişinin belirlenmesindeki rolünü temsil etmektedir. Piyasa simülasyonunda sadece zamanla (8.760 saat) ilgili ayrıntılı bir çözümleme varken, şebeke simülasyonunda mekanla ilgili de yüksek çözünürlük olduğundan karmaşıklık düzeyi daha fazladır.

Ardışık piyasa ve şebeke simülasyonu yaklaşımının akış şeması Şekil 12'de verilmiştir. İlk adım, yıl boyunca enerji piyasasını dengeye getiren fiyat sıralamasına (merit order) dayalı piyasa simülasyonudur. Bu, enerji santrallerinin kısa ve uzun dönemli işletimle ilgili kısıtlar altında dinamik birim taahhütlerini içeren bir karışık tamsayı programlama problemidir. Problem, Benders dekompozisyon tekniği kullanılarak ana ve alt problemlere ayrıştırılmıştır (Bahense vd., 2011). Ana problemler, kısıtlar için artırılmış Lagrange relaksasyonu ile birim taahhüdünün hesaplanmasını içermektedir (Latfjou et al., 2010).

Piyasa simülasyonundan elde edilen birim taahhüdü enerji borsasındaki piyasa eğilimini ortaya koymaktadır. Enerji santrallerinin gün öncesi piyasasındaki taahhütleri piyasa oyuncularının tekliflerine göre tanımlansa da uzun vadeli planlama problemlerinde literatürde genel kabul gören yaklaşım, enerji santrallerinin kısa dönem marjinal maliyetlerine dayalı birim taahhütleridir. Piyasa takas fiyatı marjinal santrale dayanan bir enerji borsasında marjinal santral tarafından belirlendiğinden çalışmadaki ana varsayım, tüm piyasa oyuncularının tekliflerini kısa dönem marjinal maliyetlerine göre yaptıklarıdır (Dui ve Zhu, 2018).

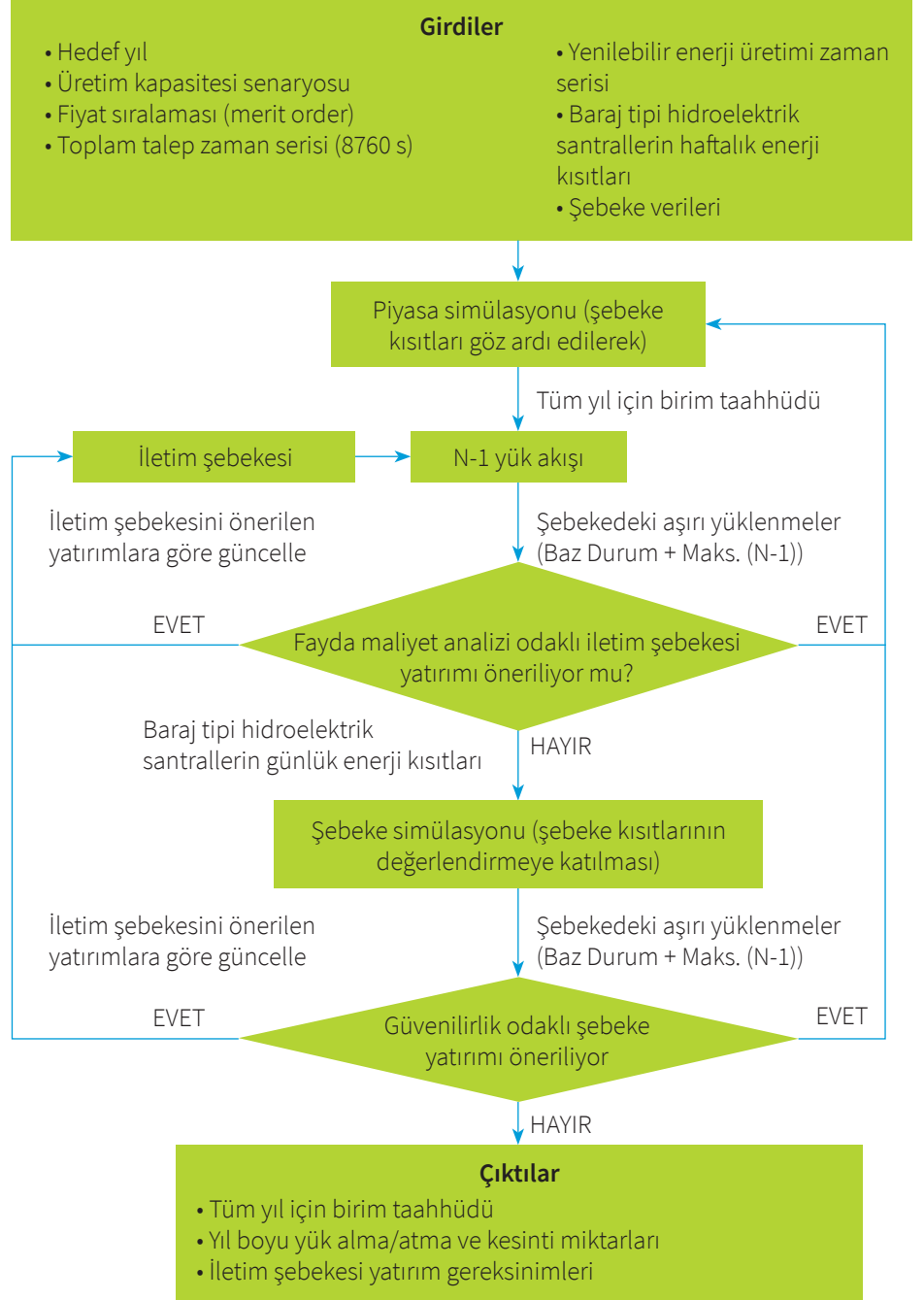
Piyasa simülasyonunun ardından n-1 kriterlerine, hat kısıtlarına ve fayda-maliyet analizine dayanılarak gereken iletim yatırımlarını tahmin etmek üzere iteratif şebeke simülasyonları yapılmıştır. İletim şebekesi yatırımlarının tamamlanmasından sonra en verimli yük alma/atma ve kesinti seçenekleri seçilerek toplam üretim maliyetini

⁹ Enerji borsası piyasa yapısını temsil etmek için Fiyat Bazlı Bağlantılı Birim algoritması kullanılmıştır.

¹⁰ Gün öncesi piyasasında piyasa takas (saatlik çözümleme) fiyatı. Piyasa takas fiyatı gün öncesi piyasasında her saatte son bağlantılı üretici tarafından belirlenmektedir.

minimize edecek şekilde tasarlanan nihai piyasa ve şebeke simülasyonları n-1 kriterleri ve rezerv gereksinimlerine göre yapılmıştır. Sürecin ayrıntılı akış şeması Şekil 12’de verilmiştir.

Şekil 12: Ardışık piyasa ve şebeke simülasyonu yaklaşımı akış şeması



2.4 Fayda ve maliyetlerin seviyelendirilmesi

Her bir seçeneğin maliyet ve faydasının karşılaştırılması, sistem LCOE'si olarak adlandırılan MWh başına Euro cinsinden yıllık ortalama enerji maliyeti temelinde yapılmıştır. Kısa dönem sistem LCOE'si herhangi bir esneklik seçeneği olmaksızın Üç Kat Senaryosu için yıllık ortalama enerji maliyetidir. Bu parametre piyasa ve şebeke simülasyonları aracılığıyla bölüm 2.3'te açıklandığı şekilde hesaplanmıştır.

Analizin amaçları açısından ilk olarak kısa dönem sistem LCOE'si ve sistem LCOE'si hesaplanmıştır. Daha sonra esneklik seçeneğiyle ilgili maliyet kalemleri yıllık toplam olarak hesaplanmış ve son olarak da bu rakamlara dayanılarak her bir esneklik seçeneğinin fayda ve maliyeti tek tek hesaplanmıştır. Daha sonra esneklik seçenekleri modele eklenmiş ve simülasyonlar sistem LCOE'sine ulaşmak üzere yinelenmiştir.

İkinci olarak esneklik seçeneğinin maliyeti yatırım maliyeti (Yat. Mal.) ve yıllık işletme maliyetleri (İş. Mal.) göz önünde bulundurularak hesaplanmıştır. Yatırım maliyetlerinin yıllık hale getirilmesinde, yatırım geri dönüş faktörünü belirlemek amacıyla standart bir iskonto oranı ve esneklik seçeneğinin ekonomik ömrü kullanılmıştır. Yıllık iskonto oranının (YİO) %10 olduğu varsayılmıştır. Bu maliyete ek olarak esneklik seçeneğinin şebeke simülasyonu tarafından hesaplanan kullanım oranına dayanılarak bir işletme maliyeti de hesaplanmıştır. Son adım olarak aşağıdaki formülde belirtildiği gibi sistem LCOE'si üzerindeki etkisini belirlemek üzere yıllık maliyet sistemdeki toplam elektrik talebine bölünmüştür.

$$\text{Esneklik Maliyeti (EUR/MWh)} = \left[\text{Yat.Mal.} \times \frac{\text{YİO} \times (1 + \text{YİO})^{\text{Ömür}}}{(1 + \text{YİO})^{\text{Ömür}} - 1} + \text{İş.Mal} \right] / (\text{Toplam Talep})$$

Bir enerji sisteminin minimum maliyetle çalışma noktası gün öncesi piyasa sonucudur. Bununla birlikte işletimle ilgili gereksinimler nedeniyle ve enerji sisteminin güvenlik ve güvenilirliğini sağlamak üzere sistem operatörü yük alma/atma ve/veya kesinti prosedürlerine başvurur. Bu prosedürler sistemin çalışma noktasını daha maliyetli bir düzeye kaydırır. Prensipde esneklik seçenekleri bu değişimleri, sistem operatörünün sorunları yük alma/atma ve kesinti talimatlarına dayanmaksızın çözmesine olanak sağlayacak şekilde azaltma kabiliyetine sahiptir. Dolayısıyla sistemin çalışma noktası piyasa çözümüne daha yakın olacaktır; bu da LCOE ile sistem LCOE'si arasında daha küçük bir fark olması anlamına gelmektedir. Kısa dönem LCOE (esneklik seçeneği olmaksızın) ile sistem LCOE'si (esneklik seçeneğiyle birlikte) arasındaki fark, esneklik seçeneklerinin faydalarının göstergesi olarak kullanılmıştır.



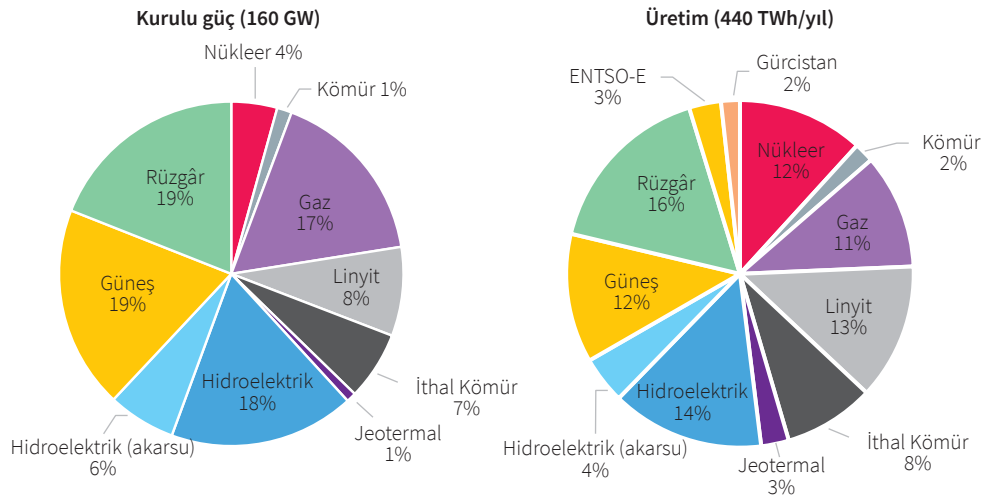
3. Esneklik Seçeneklerinin Maliyet ve Faydalarının Hesaplaması

3.1 Referans değerlerinin tanımlanması: Sistem odaklı ve esneklik seçeneklerini içermeyen Üç Kat senaryosu

Rüzgâr ve güneş enerjisinden elektrik üretimi 2026'da toplam elektrik talebinin yaklaşık %30'unu temsil edecektir. Toplam elektrik talebinin %20'lik bir kısmı da diğer yenilenebilir kaynaklardan karşılanacaktır.

Bu analizde Üç Kat Senaryosu'nda öngörülen 2026'ya kadar 30 GW rüzgâr ve 30 GW güneş enerjisi kurulumu referans değer olarak alınmıştır. Burada rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinin sistem odaklı bir yaklaşım uyarınca dağıtılacağı, yani kapasitenin talebin yüksek ve şebekenin güçlü olduğu yerlere tahsis edileceği varsayılmıştır. Bu ekonomik açıdan en verimli yaklaşım olmasa bile kesintileri, yük alma/atma talimatlarını ve iletim şebekelerine ek yatırımları azaltmak açısından önemli faydalar getireceği için bu analizde başlangıç noktası olarak alınmıştır. Analiz ekonomik optimizasyon ve uzamsal çeşitlemesiyle arındırılabilmişse de bu, çalışmanın kapsamı dışında bırakılmıştır. Rüzgâr ve güneş enerjisinden elektrik üretimi 2026'da toplam elektrik talebinin yaklaşık %30'unu temsil edecektir. Toplam elektrik talebinin %20'lik bir kısmı da diğer yenilenebilir kaynaklardan karşılanacaktır (bkz. Şekil 13). Ancak sistemin esnekliğini artırmaya yönelik herhangi bir seçenek devreye sokulmamıştır.

Şekil 13: Herhangi bir esneklik seçeneği içermeyen Üç Kat Senaryosu'na göre toplam kurulu elektrik üretim kapasitesi ve üretim bileşimi



Rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinin konumunu belirlemeye yönelik sistem odaklı yaklaşım da sistem açısından ciddi faydalar getirdiği için bu çalışmada tanımlanan referans değerlerin bir parçası olarak kabul edilmiştir. Bu faydaların hesaba katılması diğer esneklik seçeneklerinin iletim şebekesinin güvenli ve güvenilir işleyişinin sağlanması için ihtiyaç duyduğu katkıları azaltmaktadır. Bu nedenle bu bölümde kaynak odaklı bir yaklaşımdan sistem odaklı bir yaklaşıma geçişin faydaları ve maliyetleri açıklanmıştır. Daha ayrıntılı bulgulara SHURA'nın daha önce yaptığı bu konu özelindeki çalışmadan ulaşılabılır (Saygın vd., 2018).

2026'ya kadar kurulu kapasitenin TEİAŞ'ın planladığının üç katına, 60 GW'a çıkarılması güneş ve rüzgâr enerjisini %31'lik payla Türkiye'deki en büyük elektrik üretim kaynağı haline getirecektir. Yenilenebilir kaynakların payının artması fosil yakıtlı enerji santrallerden elde edilen elektriği azaltacaktır.

Rüzgâr ve güneş enerjisi tahsisine ilişkin kaynak odaklı bir stratejinin benimsendiği ve sistemde ek esnekliğin mevcut olmadığı varsayılırsa 2026'ya kadar TEİAŞ'ın OYŞGP'sine kıyasla şebeke hatları kapasitesine yönelik %30, trafo merkezi kapasitesine yönelik

%20 oranında ek yatırım yapılması gerekecektir. Bu durumda yıllık yatırım gereksinimi 385 milyon Euro'dan 530 milyon Euro'ya çıkacaktır.¹¹

Rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin daha dengeli bir şekilde dağıtılması entegrasyonu kolaylaştıracaktır. Böyle sistem odaklı bir yaklaşımda rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesi sadece kaynak kalitesine değil, bölgesel enerji talebi ve şebeke gücüne de dayanılarak ülke çapında dağıtılacaktır.

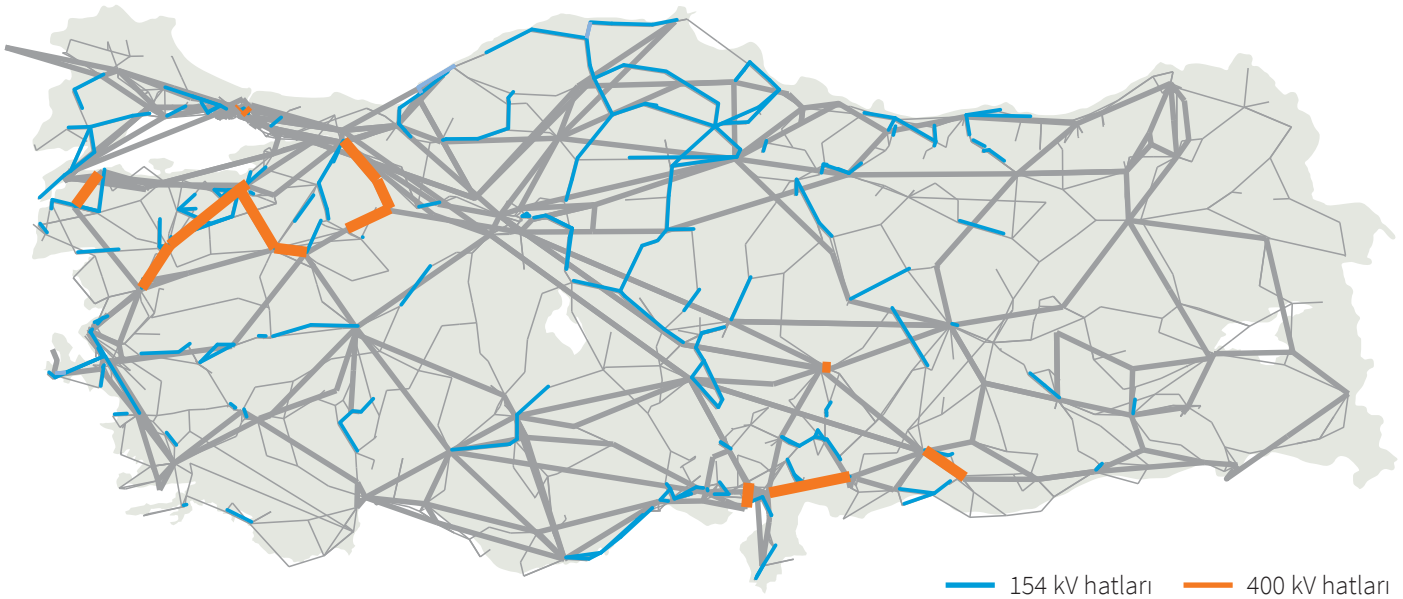
Rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin daha dengeli bir şekilde dağıtılması entegrasyonu kolaylaştıracaktır. Böyle sistem odaklı bir yaklaşımda rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesi sadece kaynak kalitesine değil, bölgesel enerji talebi ve şebeke gücüne de dayanılarak ülke çapında dağıtılacaktır. Sistem odaklı yaklaşım uygulandığında yaklaşık 15 GW'lık kapasite, yani 2026'da toplam rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin dörtte biri, yeniden konumlandırılacaktır. Bu yaklaşım aşağıdaki faydaları beraberinde getirmektedir:

- İletim kapasitesine yönelik ek yatırım gereksinimi üçte iki oranında azalacaktır (8.300 km'lik ek hatta karşı 2.750 km; bkz. Şekil 14). Bu da ek yıllık yatırım gereksinimini 530 milyon Euro'dan 430 milyon Euro'ya çekerek 100 milyon Euro azaltacaktır (Şekil 15).
- Yük alma/atma düzeyleri de daha düşük olacaktır. 2026'da gereken toplam yük alma/atma hacmi, kaynak odaklı yaklaşım benimsendiği takdirde toplam elektrik talebinin %7,8'i olurken, sistem odaklı yaklaşımda %6,6'sında kalmaktadır.
- Rüzgâr ve güneş enerjisi kesintileri toplam üretimin %2,8'nden %0,8'ine inecektir (Şekil 16).

Bununla birlikte sistem odaklı yaklaşım, yeniden konumlandırılan rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinin kapasite kullanım oranları en iyi yerlere kıyasla sırasıyla %4 ve %10 daha düşük olduğundan ek maliyetler de getirecektir. Bu da yeniden konumlandırılan santrallerin elektrik üretim maliyetlerini, güneş enerjisi için azami %12 oranında artmasıyla sonuçlanacaktır.

Elektrik bileşimine 600 MW dağıtık batarya depolama, 1,4 GW pompaj depolamalı hidroelektrik sistem, talep tarafı katılım ve daha esnek termik üreticilerden oluşan esneklik seçeneği portföyünün de dahil edilmesi durumunda kesintiler %0,8'den %0,6'ya, yük alma/atma talimatları %6,6'dan %3,1'e düşecektir (bkz. Şekil 16). Çalışmanın geri kalanında bu söz konusu sistem işletim faydalarına ulaşmak üzere esneklik seçeneklerinin maliyet ve faydaları incelenmiştir.

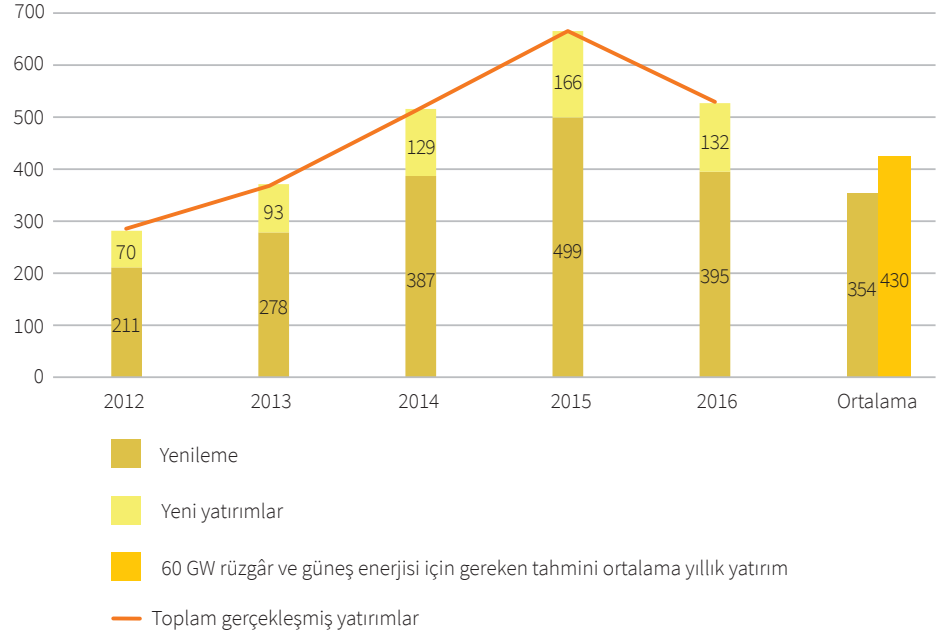
Şekil 14: Sistem odaklı yaklaşıma dayanan Üç Kat Senaryosuna göre iletim şebekesi yatırım gereksinimleri, 2026



¹¹ Şebeke bağlantı maliyetleri farklı gerilim seviyelerinde farklılık gösterdiği, dolayısıyla yalnızca dağıtım düzeyinde konumların ve bağlantı noktalarının ayrıntılı bir değerlendirmesiyle gerektiği gibi analiz edilebileceği için hesaba katılmamıştır. Dolayısıyla senaryolarımızı karşılaştırırken büyük güneş santrallerinin bağlantı maliyetleri göz ardı edilmiştir.

Şekil 15: Sistem odaklı yaklaşıma dayalı Üç Kat Senaryosu için gereken yatırımların 2012 ve 2016'da gerçekleşen yatırımlarla karşılaştırılması

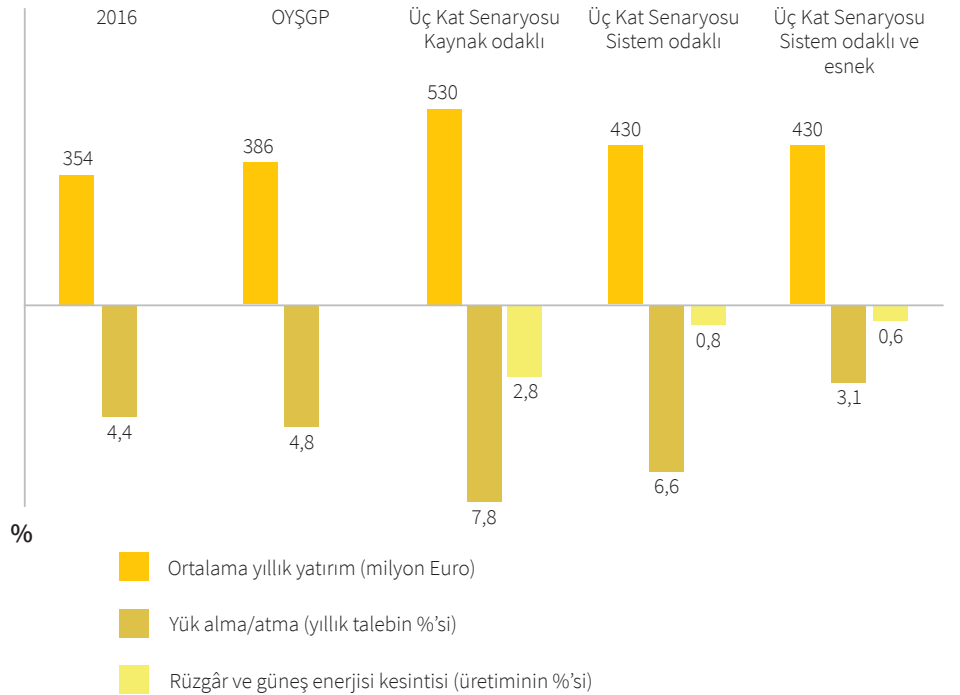
Yatırım Maliyeti (Milyon Euro/yıl)



Not: Toplam gerçekleşmiş yatırım rakamları TEİAŞ'ın istatistik bilgi sisteminden alınmıştır (TEİAŞ, 2017), ancak yeni yatırımların yenileme yatırımlarına oranı hakkında kamuya açık bilgi bulunmamaktadır. Son on yılda talepteki yüksek artış ve büyük çaplı şebeke yatırımları göz önünde bulundurulduğunda yenileme yatırımlarının yıllık yatırımların %25'inden fazla olmadığı varsayılmıştır.

Şekil 16: Üç Kat Senaryosuna göre 2026'da yatırım, yük alma/atma talimatları ve kesintilerin 2016 rakamları ve TEİAŞ'ın On Yıllık Şebeke Gelişim Planıyla karşılaştırılması

Milyon Euro/yıl



3.2 Kısa dönem marjinal maliyetlerin hesabı

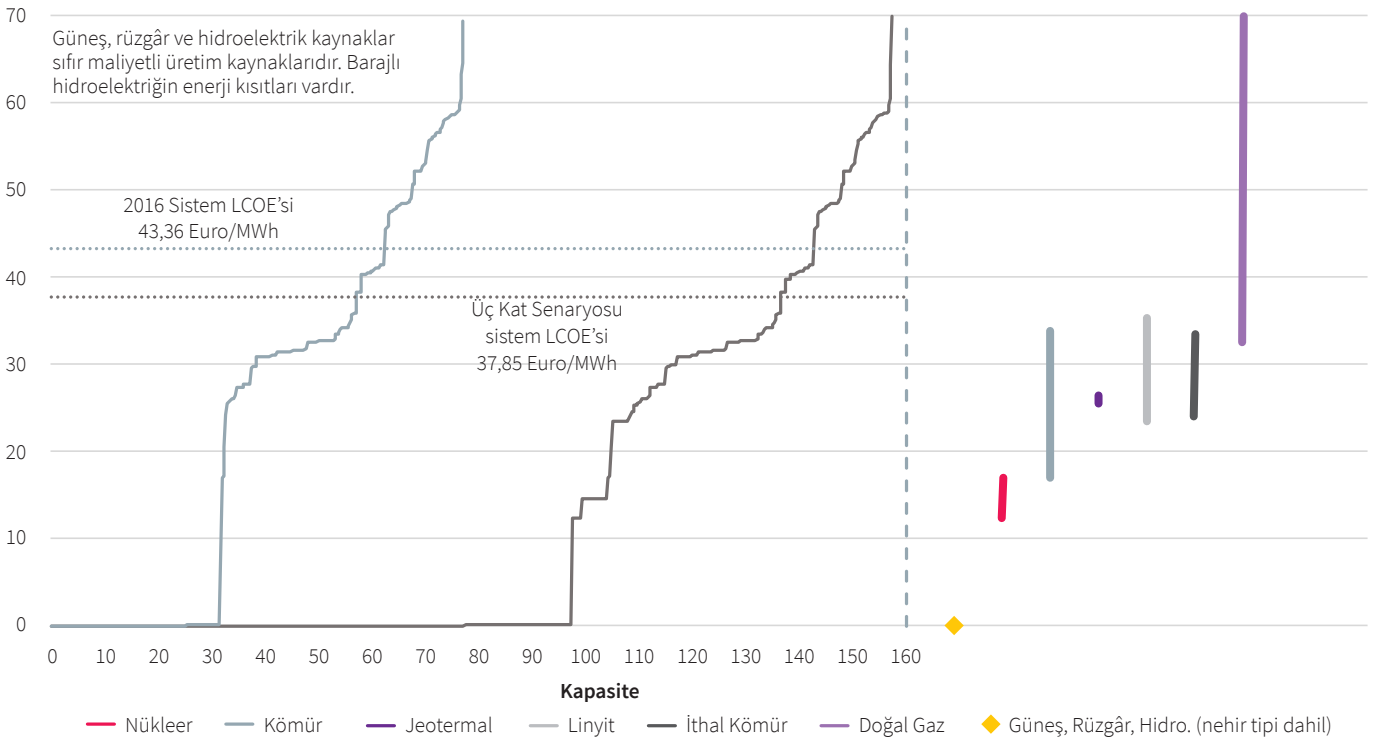
Yenilenebilir kaynakların payı arttıkça 2026'da yıllık ortalama enerji maliyeti (kısa dönem marjinal maliyet veya sistem LCOE'si) önemli ölçüde düşerek, 43,36 Euro/MWh'ten 37,85 Euro/MWh'e inecektir.

Bölüm 2.2.2.1'de açıklanan maliyet eğrilerine dayanılarak piyasa ve şebeke simülasyonları yapılmış ve her saat için toplam üretim maliyeti (yük alma/atmadan sonra) hesaplanmıştır. Şekil 17'ye göre üretim parkına eklenen yeni rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesi maliyet eğrisini sağa kaydırmaktadır. Bu piyasanın yenilenebilir kaynaklardan (rüzgâr, güneş ve hidroelektrik) ek üretime öncelik verdiğini, termik kaynaklardan üretimeyse daha yüksek yük koşullarında başvurulduğunu ifade etmektedir. Yenilenebilir kaynakların payı arttıkça 2026'da yıllık ortalama enerji maliyeti (kısa dönem marjinal maliyet veya sistem LCOE'si) önemli ölçüde düşerek, 43,36 Euro/MWh'ten 37,85 Euro/MWh'e inecektir. Bunlar literatürdeki benzer tahminlere yakın değerlerdir. Örneğin Bloomberg New Energy Finance tarafından Almanya'nın enerji sisteminde 2030'a kadar yenilenebilir enerji payının artması öngörüsüyle yapılan tahminin sonucu 40,8 Euro/MWh'tir (BNEF, 2018). Kuşkusuz iki ülkenin santral portföyleri arasında farklılıklar bulunmaktadır, ancak yine de hesaplanan değerlerin benzer düzeyde olduğu söylenebilir.

Kısa dönem marjinal maliyet eğrisinin teorik maksimum üretim düzeyini temsil eden kurulu kapasiteye dayandığını vurgulamak gerekir. Talep saatten saate değişmektedir. Bu da her saat için maliyeti değiştirerek arz ve talep eğrilerinin kesişim noktasının kaymasına yol açmaktadır. Her saat için maliyet toplulaştırıldıktan sonra, ortalama yıllık enerji maliyetini tahmin etmek üzere bu toplamın ortalaması alınmıştır. Şekil 17'deki kısa dönem marjinal maliyet değerlerinin esneklik seçenekleriyle ilişkili maliyetlerin etkisini kapsamadığının da belirtilmesi gerekir.

Şekil 17: 2016'da ve Üç Kat Senaryosuna göre 2026'da kısa dönem marjinal maliyetler

Kısa dönem marjinal maliyet (Euro₂₀₁₆/MWh)



3.3 Enerji depolama: Batarya depolama ve pompaj depolamalı hidroelektrik sistem

Elektrokimyasal özelliklere sahip batarya depolama teknolojilere yönelik ilgi arttıkça enerji depolama başlıca araştırma alanlarından bir tanesi haline gelmiştir. Bu durum, özellikle batarya depolamanın daha yüksek rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin entegrasyonuna ciddi katkıları olduğu ve elektrik mobilitesinde yaşamsal bir rol oynadığı için büyük önem kazanmıştır. Farklı ticarileşme düzeylerinde farklı batarya depolama teknolojileri bulunmaktadır. Batarya depolamanın çoğu uygulaması küçük ölçekli ev tipi sistemlerde bulunabilirken orta ve yüksek gerilim şebekelerinde kullanımları yüksek maliyetleri nedeniyle sınırlıdır. Türkiye örneği için 12 enerji depolama sistemi tipi dört kategori altında incelenmiştir.

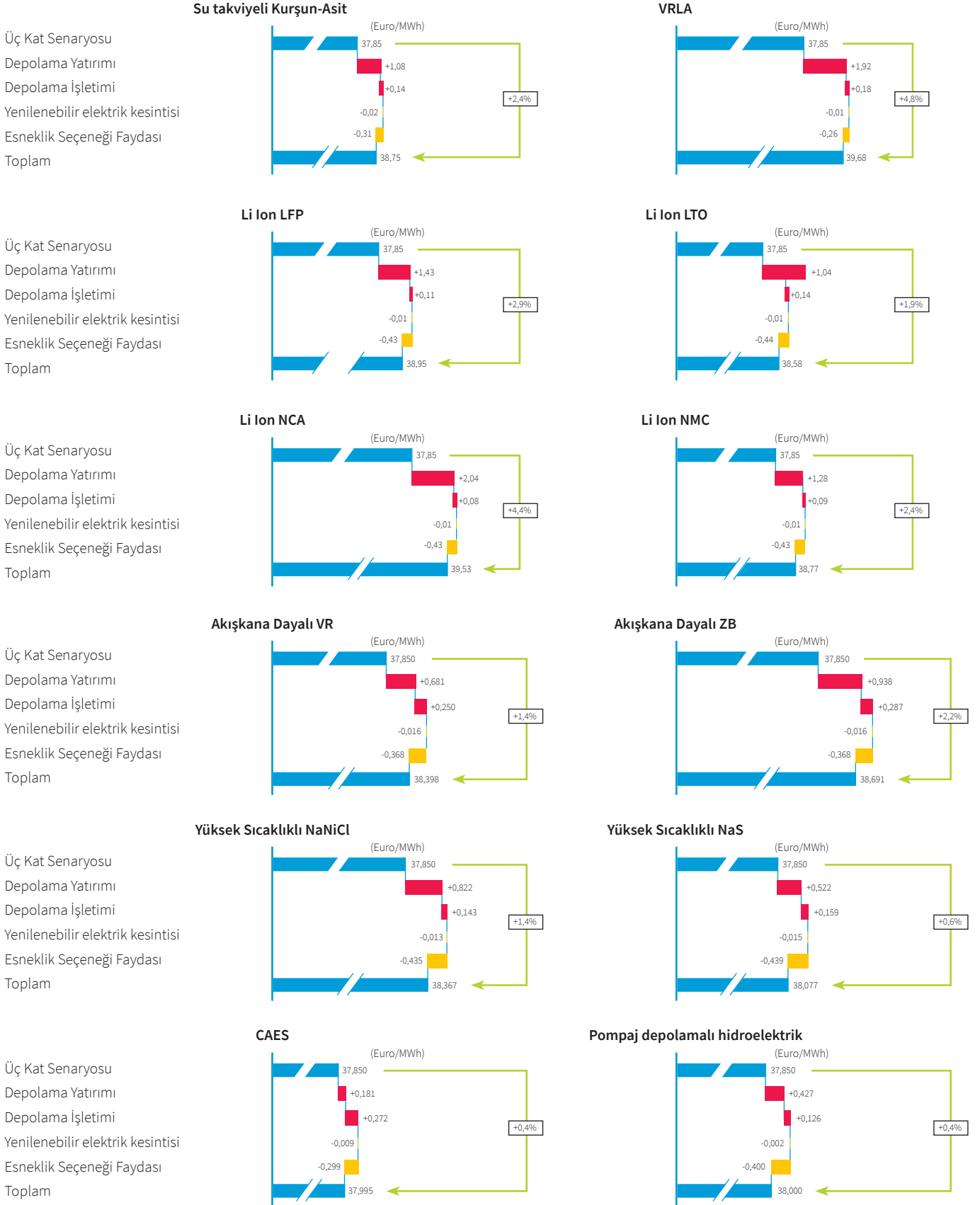
Depolama sistemleri önce yatırımlar ve işletmeyle ilgili maliyetleri, daha sonra yenilenebilir enerji kesintilerinde, yük alma/atma talimatlarında ve rezerv gereksinimlerinde sağlayacakları düşüslere bağlı faydaları hesaplanarak incelenmiştir.

Şekil 18'de gösterildiği gibi batarya depolama sistemleri, sistem LCOE'sini MWh başına 0,7-2,1 Euro aralığında artırmaktadır. En büyük artış VRLA'nın kısa ömürlü olması ve Li-İon'un yüksek üretim maliyetleri nedeniyle VRLA ve Li-İon teknolojilerinde görülmektedir. Öte yandan bu sistemlerin faydası MWh başına 0,27-0,45 Euro aralığında hesaplanmıştır. Bu faydalar konvansiyonel santrallerden karşılanan kapasite gereksinimlerinin azalmasına (çünkü depolanan enerjinin bir kısmı frekans kontrolüne tahsis edilmektedir), yük alma/atma talimatlarının azalmasına (çünkü beklenmedik aşırı yüklenmeleri hafifletmek üzere yük alma ve boşaltma amacıyla depolama birimleri kullanılabilir) ve yenilenebilir kaynaklardan elde edilen elektrikte kesinti miktarının düşmesine (kesinti işlemi yerine, depolama sistemi şarj modunda çalıştırılarak bu enerjiyi tüketebilir) bağlıdır. Bu faydalar dikkate alındığında batarya depolama sistemlerinin sistem LCOE'sine net etkisi MWh başına 0,23 Euro gibi düşük bir düzeyle 1,83 Euro gibi yüksek bir düzey arasında değişmektedir.

Ele alınan depolama teknolojileri için – pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler ve yüksek sıcaklık bataryaları (NaS) – sistem LCOE'sindeki net artış MWh başına 0,55 Euro ile 0,68 Euro arasında değişirken faydalar daha dar bir aralıkta, 0,4-0,45 Euro/MWh, kalmaktadır. Depolama seçenekleri arasında pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler ve yüksek sıcaklık bataryalarının (NaS) en cazip maliyet-fayda oranlarına sahip olduğu görülmüştür. Bu bulgular BNEF analizinde tahmin edilen %0-8 aralığıyla benzerdir (BNEF, 2018).

Farklı ticarileşme düzeylerinde farklı batarya depolama teknolojileri bulunmaktadır. Batarya depolamanın çoğu uygulaması küçük ölçekli ev tipi sistemlerde bulunabilirken orta ve yüksek gerilim şebekelerinde kullanımları yüksek maliyetleri nedeniyle sınırlıdır. Batarya depolama sistemleri, sistem LCOE'sini MWh başına 0,7-2,1 Euro aralığında artırmaktadır. Bu sistemlerin faydası MWh başına 0,27-0,45 Euro aralığında hesaplanmıştır. Bu faydalar dikkate alındığında batarya depolama sistemlerinin sistem LCOE'sine net etkisi MWh başına 0,23 Euro gibi düşük bir düzeyle 1,83 Euro gibi yüksek bir düzey arasında değişmektedir.

Şekil 18: Enerji depolama teknolojilerinin sistem LCOE'sine getireceği maliyet ve faydalar, 2026

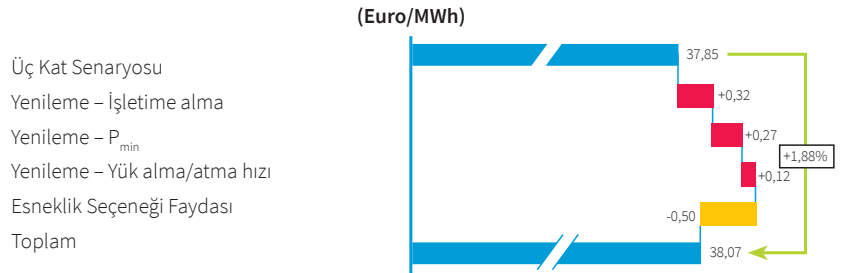


**İyileştirmenin 0,71 Euro/
MWh'lik toplam maliyetine
karşılık getireceği
fayda 0,50 Euro/MWh'tir.**

3.4 Eski kömür santrallerinin iyileştirilmesi

Yüksek yenilenebilir enerji payına sahip bir enerji sisteminde kömür santrallerini değişim hızını ve operasyonel düzenleme aralığını artırma kabiliyetiyle donatmak suretiyle arz-talep dengesini sağlamak mümkündür. Bu nedenle bu enerji santralleri aksi takdirde başka kaynakların temin edeceği esneklik seçeneklerini yerine getirmelidir. Şekil 19'da gösterilen ilgili esneklik maliyetleri, geliştirilebilecek üç ana kategoriye ayrılmıştır: işleme alma süreleri, minimum kararlı üretim düzeyi (P_{min}) ve yük alma/atma hızları. Termik enerji santrallerinin iyileştirilmesi sürecinde hedeflenen başlıca geliştirmeler, bölüm 2.2.3.3'te açıklandığı gibi, bu kategorilerden oluşmaktadır (Venkataraman vd., 2013). Maliyetlerin büyük bölümü işleme alma sürecindeki iyileştirmeleriyle ilişkilidir. Minimum kararlı çalışma noktasının azaltılmasının maliyeti de buna yakındır. İyileştirmenin 0,71 Euro/MWh'lik toplam maliyetine karşılık getireceği fayda 0,50 Euro/MWh'tir. Minimum maliyet varsayımı kullanıldığı takdirde (bkz. Tablo 7) toplam 0,50 Euro/MWh'lik faydayla 0,53 Euro/MWh olarak tahmin edilen iyileştirmeye ilişkili ortalama enerji maliyeti başa baş gelmektedir.

Şekil 19: Eski kömür santrallerinin iyileştirilmesinin 2026'da sistem LCOE'sine getireceği maliyet ve faydalar

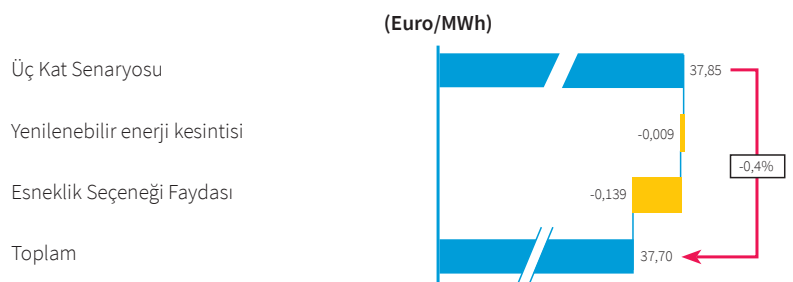


Not: Şekilde maksimum maliyet varsayımları için yapılan analiz sonuçları gösterilmektedir.

3.5 Talep tarafı katılımı

Bölüm 2.2.3.4'te açıklandığı üzere talep tarafı katılımı ile ilgili herhangi bir yatırım veya işletme maliyeti bulunmamakta ve simülasyonda talep tarafı katılımın aktivasyonu sadece olağan yük alma/atma talimatından daha faydalı olduğu durumda gerçekleştirilmektedir. Bu yaklaşıma dayanarak talep tarafı katılımı için aktivasyon maliyeti haricinde herhangi bir maliyet belirlenmemiştir. Talep tarafı katılımı aktivasyonunun maliyeti yüksek olsa da (800 Euro/MWh) bu seçeneğin toplam etkisi sistem LCOE'sini azaltmaktadır. Talep tarafı katılımın etkisinin sınırlı, ancak bölüm 2.2.3.4'te açıklandığı gibi kısıtlı yük esnekliği nedeniyle pozitif olacağı tahmin edilmiştir. Şekil 20'de gösterildiği gibi mutlak faydası 0,15 Euro/MWh olarak hesaplanan talep katılımı sistem LCOE'sini yaklaşık %0,4 azaltmaktadır.

Şekil 20: Talep tarafı katılımı 2026'da sistem LCOE'sine getireceği maliyet ve faydalar





4. Esneklik Seçeneklerinin Karşılaştırması

Bu bölümde esneklik seçenekleri, ekonomik açıdan ölçülen maliyet ve yük alma/atma, rezerv gereksinimi ve kesinti miktarlarındaki azalma cinsinden ölçülen faydaları itibarıyla birbirleriyle karşılaştırılmıştır. Bölüm esneklik seçeneklerinin maliyet ve faydalarına ilişkin bir hassasiyet analiziyle devam etmekte ve son olarak da farklı esneklik seçeneklerinin bir araya getirilmesinin etkisi tartışılmaktadır.

4.1 Esneklik seçeneklerinin maliyet ve faydalarının karşılaştırılması

Faydalar 0,3-0,5 Euro/MWh gibi dar sınırlar içinde değişen bir aralıkta gruplanmıştır. Eski kömür santrallerinin iyileştirilmesi 0,5 Euro/MWh'le en yüksek faydayı getirmektedir.

Esneklik seçeneklerinin yıllık ortalama enerji maliyetine etkisi, her durumdaki yatırım ve işletme maliyetlerine bağlıdır. İşletme maliyetleri zaten yıllık olarak hesaplanmış bulunmaktadır; ancak ilk yatırım maliyetleri seçeneğin ekonomik ömrüne dayanılarak seviyelendirilmiştir. Daha uzun ekonomik ömre sahip esneklik seçenekleri daha avantajlıdır. Örneğin pompaj depolamalı hidroelektrik santraller gibi uzun ömürlü seçeneklerin sistem LCOE'si üzerindeki etkileri, bunlara kıyasla ekonomik ömrü önemli ölçüde kısa olan batarya depolama gibi sistemlerin etkisine kıyasla daha düşüktür (bkz. Şekil 21). Ayrıca özellikle kullanımın ekonomik ömür üzerinde bir etkisinin bulunduğu batarya depolama sistemleri gibi teknolojiler için işletme maliyeti de önemli bir faktördür. Seçenekler, fayda-maliyet perspektifiyle şu şekilde sıralanmıştır: talep tarafı katılımı, pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler, CAES depolama, yüksek sıcaklıklı NaS depolama ve eski kömür santrallerinin iyileştirilmesi.

4.1.1 Ekonomik açıdan ölçülen maliyet ve faydalar

Faydalar 0,3-0,5 Euro/MWh gibi dar sınırlar içinde değişen bir aralıkta gruplanmıştır (bkz. Şekil 21). Eski kömür santrallerinin iyileştirilmesi 0,5 Euro/MWh'le en yüksek faydayı getirmektedir. Bu seçeneğin getirdiği faydanın daha yüksek olmasının başlıca nedeni söz konusu birimlerin değişikliklere daha hızlı yanıt vermesi ve sekonder rezerv kontrol kapasitelerinin artmış olmasıdır. Özellikle rezerv kapasitesi operatöre daha ekonomik kaynaklardan frekans kontrol rezervi satın alma, böylece doğal gaz santrallerini devreye sokmaktan ve daha düşük işletme maliyetine sahip bazı termik birimleri sonlandırmaktan kaçınma şansı vermektedir.

Yüksek sıcaklıklı bataryalar ve Li-ion bataryalar 0,45 Euro/MWh'le ikinci en yüksek faydayı getirmektedir.

Yüksek sıcaklıklı bataryalar ve Li-ion bataryalar 0,45 Euro/MWh'le ikinci en yüksek faydayı getirmektedir. Bunun temel nedeni söz konusu bataryaların yüksek esnekliğe sahip olmalarıdır. Bu sistemler hemen hemen bütün enerji kapasitesini kullanabilir ve çok düşük yük düzeylerine kadar inebilir. Böyle bir esneklik de bu bataryaların sistem operatörüne, tam olarak yük boşaltımı yapılamayan diğer teknolojilere kıyasla daha fazla destek sunmasını sağlamaktadır.

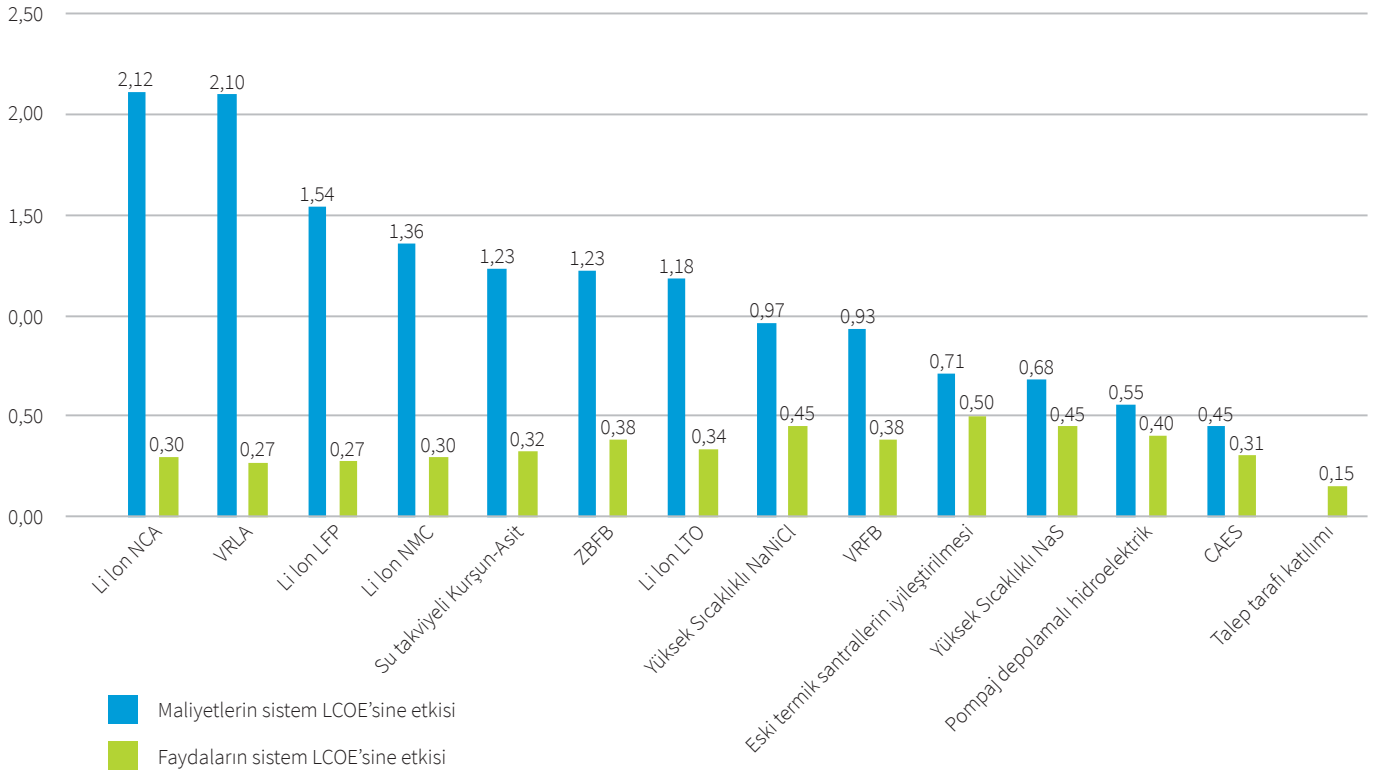
Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler ve akışkana dayalı bataryaların faydası aşağı yukarı eşit, 0,4 Euro/MWh olarak hesaplanmıştır. Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerin bir kısıdı, şebekeye dağılmış olmaktan ziyade tek bir noktaya bağlı olmalarıdır. Bu da söz konusu sistemlerin etkinliğini bir nebze kısıtlamaktadır. Akışkana dayalı bataryalar içinse nispeten düşük fayda düzeyinin başlıca nedeni verimliliğidir. Bu sistemlerin verimi %70 civarındadır; yani bu bataryalar her çevrimde depolanan enerjinin %30'unu kaybetmektedir.

Kurşun-asit ve CAES depolama teknolojilerinin faydaları 0,3 Euro/MWh civarında, birbirine yakın bir düzeydedir. Her iki teknolojinin de minimum şarj durumu ve verimliliği nedeniyle önemli kısıtları bulunmaktadır. Bu kısıtlar performanslarına

yansımakta, bu da nispeten düşük bir fayda düzeyinde kalmalarına neden olmaktadır. Son olarak talep tarafı katılımı yaklaşık 0,15 Euro/MWh'le en düşük faydaya sahip seçenektir. Talep tarafı katılımı diğer bütün alternatifler kullanılamaz veya daha pahalı olduğunda devreye sokulmaktadır. Bu durum, talep tarafı katılımın yüksek aktivasyon maliyetleriyle açıklanmıştır. Ayrıca talep tarafı katılımın miktarı her trafo merkezindeki yükün %5'iyle sınırlıdır. %5'lik yük toplamda çok büyük bir kapasite yaratmasına karşın kullanım, söz konusu seçeneğin pratik anlamda görece düşük düzeylerde etkinliğini kısıtlayan yüksek kullanım maliyeti nedeniyle bundan çok daha düşüktür. Diğer yandan talep tarafı katılımın faydaları maliyetleriyle karşılaştırıldığı takdirde bu, bölüm 2.2.3.4'te tanımlanan varsayımlar altında en iyi seçenektir.

Şekil 21: Esneklik seçeneklerinin maliyet ve faydalarının sistem LCOE'si üzerindeki etkilerinin karşılaştırılması, 2026

Maliyet ve faydaların sistem LCOE'sine etkisi (Euro₂₀₁₆/MWh)



Burada sunulan esneklik seçeneklerinin maliyet ve faydaları şu nedenlerle ±%20 gibi belirsizliğin göz önünde bulundurulması gereken bir aralık içinde kalmaktadır.

Burada sunulan esneklik seçeneklerinin maliyet ve faydaları şu nedenlerle ±%20 gibi belirsizliğin göz önünde bulundurulması gereken bir aralık içinde kalmaktadır: (i) Umut vaat eden gelişmelere rağmen batarya depolama maliyetlerinin gelecekte ne şekilde seyredeceği, söz konusu maliyetler toplam küresel kapasitenin nasıl gelişeceğine ve maliyetlerdeki azalma büyük ölçüde (enerji yoğunluğu, maliyet ve ömrü belirleyen) malzeme bilimindeki gelişmelere bağlı olacağından bir hayli belirsizdir; (ii) bu çalışmada talep tarafı katılımıyla ilgili imalat sanayisinden kaynaklanan hazır, maliyetsiz bir potansiyelin bulunduğu ve ekonominin hızlı dijitalleşmesiyle yakın gelecekte akıllı binaların ortaya çıkacağı varsayılmıştır; (iii) pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerin maliyeti arazi ayrıntıları biliniyor olsa bile, seçilen araziye bağlıdır; ve (iv) iyileştirilecek termik santrallerinin teknoloji türü, esneklik düzeyi ve yaşının yanı sıra önerilen esneklik önlemlerinin ne ölçüde uygulanabileceğiyle ilgili belirsizlikler bulunmaktadır.

Çeşitli esneklik seçeneklerinin özelliklerine bağlı olarak gereken yük alma/atma hacmi 2026'da yıllık 2 TWh ile 10 TWh arasında azalacaktır.

4.1.2 Teknik açıdan ölçülen faydalar

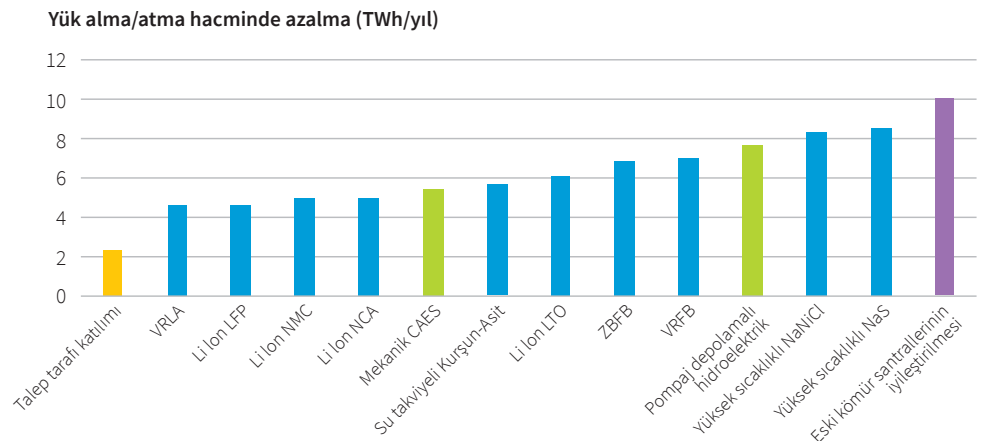
Ekonomik açıdan ölçülen faydalar teknik faydalara dayanılarak hesaplanmıştır. Esneklik seçenekleri sistemin güvenli ve güvenilir işleyişinin sürdürülmesi için gereken yük alma/atma talimatlarını azaltır. Çeşitli esneklik seçeneklerinin özelliklerine bağlı olarak gereken yük alma/atma hacmi 2026'da yıllık 2 TWh ile 10 TWh arasında azalacaktır (bkz. Şekil 22). Bu da toplam 60 GW rüzgâr ve güneş enerjisinin eklenmesini öngören Üç Kat Senaryosu'nun toplam yük alma/atma hacminin %8 ila %35'ine karşılık gelmektedir.

Ekonomik faydalarla uyumlu olarak yük alma/atma hacmindeki en büyük azalma eski kömür santrallerinin iyileştirilmesinde ortaya çıkmaktadır. Bu sayede, termik santraller yeni kabiliyetleriyle şebekedeki değişimlerin üstesinden gelmek konusunda daha fazla esneklik kazanmakta, bu da yük alma/atma hacimlerinde daha ciddi azalmayla sonuçlanmaktadır. Benzer şekilde esnek olmayan termik santraller için de boşluğu yüksek sıcaklıklı batarya depolama çözümleri doldurabilir ve pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerde olduğu gibi işletmeciden gelen talimatları azaltabilir.

Diğer uçtaysa sınırlı bir etkisi olan talep tarafı katılımı durmaktadır. Bu esneklik seçeneğinin yüksek aktivasyon maliyeti nedeniyle algoritmanın daha ekonomik bir alternatif olarak yük alma/atmayı seçtiğini vurgulamak gerekir. Daha önce de belirtildiği gibi bu seçenek bir son çare olarak değerlendirilmiştir ve aktivasyon bedelinden bağımsız olarak, bu çalışmada göz önünde bulundurulmayan çeşitli nedenlerle ortaya çıkabilecek olağanüstü koşulların yönetilmesinde sistem operatörü açısından önemli bir araçtır. Talep tarafı katılımı diğer seçeneklerden farklı olarak, enerji sisteminin ihtiyaçları her ne olursa olsun geliştirilmesi beklenen bir esneklik seçeneğidir. Bu esneklik seçeneğinin hayata geçirilmesi için sadece gerekli mevzuatı geliştirmek ve mekanizmanın piyasa yapısı içinde tekil oyuncular olarak veya kümeleştiriciler aracılığıyla işlemesine izin vermek yeterlidir.

Güvenlik ve güvenilirlik hakkındaki çalışmanın ana konusu olan enerji sisteminin olağan işleyişinin haricinde, enerji sistemlerinin olağanüstü koşullarda işletimle ilgili kabiliyetlerini, yani dayanıklılıklarını korumaları beklenmektedir. Herhangi bir enerji sisteminin dayanıklılığı çeşitli sistem desteklerinin beraberinde getirdiği esneklikle artar. Bu çalışmada söz konusu etkinin ayrıntıları ele alınmamış olsa da sistem operatörlerinin acil durumlarda voltaj düşmeleri veya elektrik kesintilerinin engellenmesine yardımcı olacak daha hızlı üretim, depolama ve talep yanıtlarından istifade edecekleri açıktır.

Şekil 22: Esneklik seçeneği itibarıyla yük alma/atma hacimlerindeki düşüşlerin karşılaştırılması, 2026



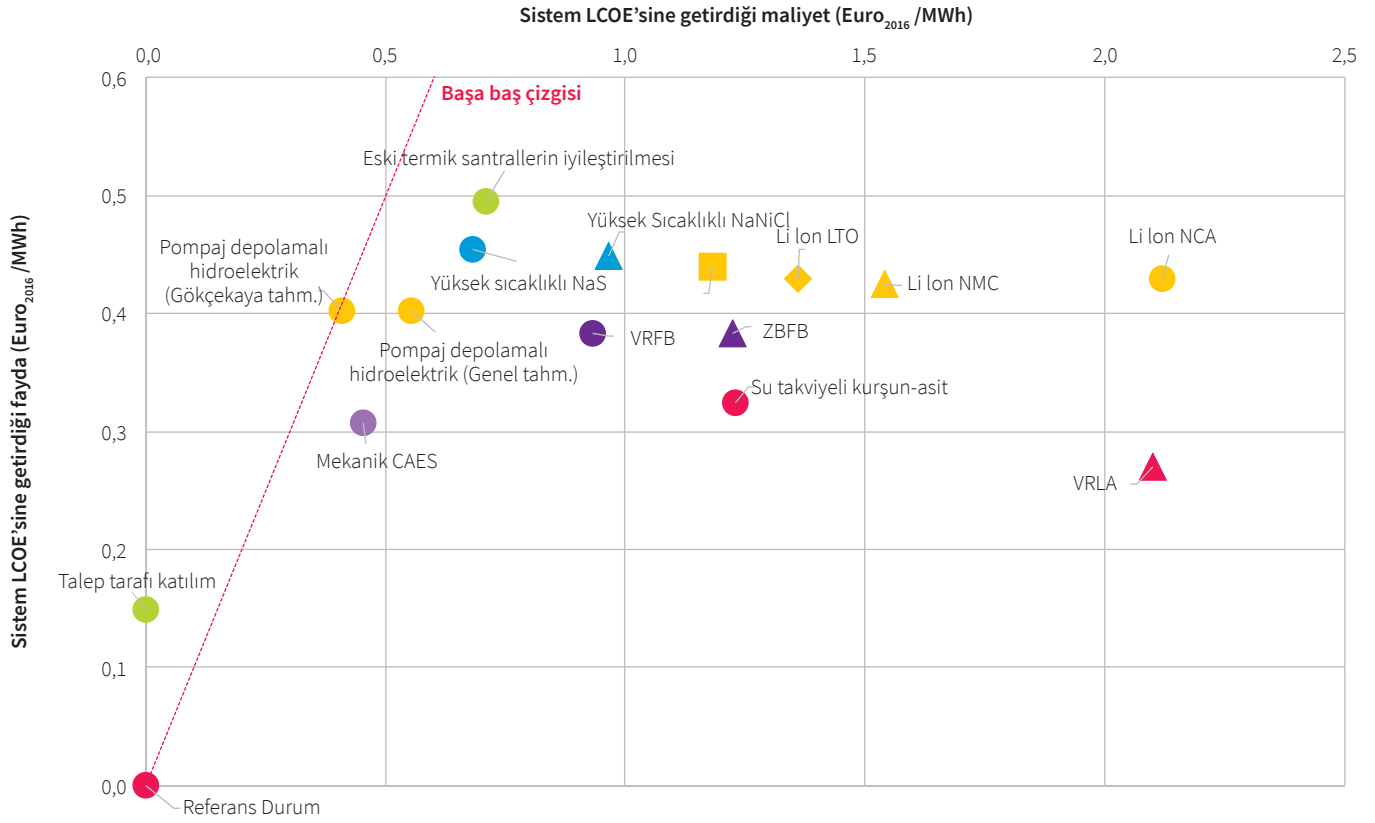
4.2 En cazip seçenekler

CAES'in faydası nispeten düşüktür, ancak uzun ömrü sayesinde bu teknolojinin maliyet etkisi de düşük olduğu için bu seçenek başa baş çizgisine daha yakındır. Başa baş çizgisinin yakınında bulunan tek batarya depolama seçeneği yüksek sıcaklıklı bataryalardır. Eski kömür santrallerinin iyileştirilmesi başa baş çizgisine en yakın seçenektir. Yukarıda sözü edilen seçeneklere kıyasla faydası daha düşük olsa da talep tarafı katılım ciddi bir yatırım maliyeti olmaksızın elde edilebilecek yegâne seçenektir.

Tüm yatırımların esas gayesi, ilgili maliyetlerden daha fazla fayda elde etmektir. Bu çalışmada değerlendirilen her bir esneklik seçeneğinin maliyet ve faydaları Şekil 23'te birbirleriyle kıyaslamalı olarak gösterilmiştir. Seçeneklerin çoğunluğu başa baş çizgisinin altındadır, yani maliyetlerde net artışa neden olmaktadır. Seçeneklerden bazılarının (maliyetlerle faydaların eşit olduğu veri noktalarına dayanılarak oluşturulan) başa baş çizgisine nispeten daha yakın olması bu seçenekleri daha cazip kılmaktadır.

- CAES'in faydası nispeten düşüktür, ancak uzun ömrü sayesinde bu teknolojinin maliyet etkisi de düşük olduğu için bu seçenek başa baş çizgisine daha yakındır. Bununla birlikte bugüne değin Türkiye'de bu teknolojinin olası konumlarını ve kapasitesini belirlemeye yönelik ciddi bir çalışma yapılmamıştır. Daha yüksek faydası olan alternatifler ve bu teknolojinin Türkiye'deki mevcut durumunu göz önünde bulundurulduğunda CAES seçeneğinin bu çalışmanın dikkate aldığı zaman aralığı içerisinde geliştirilmesi ve uygulamaya girmesi beklenmemektedir.
- Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler yine başa baş çizgisinin yakınında bulunan, umut vaat eden bir başka teknolojidir. Gökçekaya santrali için IRENA'nın kullandığı metodolojide verilen jenerik değer yerine JICA çalışması izlenerek kabul edilen yatırım maliyeti varsayımı benimsendiği takdirde santralin net etkisinin başa baş çizgisi üzerinde olmakta; bu da Türkiye örneği için pompaj depolamalı hidroelektrik sistemleri cazip hale getirmektedir. Gökçekaya'daki de dahil pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerle ilgili tartışmalar devam etmektedir ve bahsedilen nedenle bu, teknik açıdan uygulanabilir bir seçenek olarak da değerlendirilebilir.
- Başa baş çizgisinin yakınında bulunan tek batarya depolama seçeneği yüksek sıcaklıklı bataryalardır. Bu sistemler işleyişleri sırasında yüklerinin %100'ünü kullanma avantajına sahiptir ve görelî olarak uzun ömürlüdür. Dolayısıyla bu sistemler de daha cazip seçenekler arasında görülebilir. Ayrıca bu bataryaların daha düşük maliyetlerine karşın faydalarının neredeyse Li-lon kadar olduğu da göz önünde bulundurulmalıdır.
- Eski kömür santrallerinin iyileştirilmesi başa baş çizgisine en yakın seçenektir. İyileştirme ciddi kaynakların (ilk yatırım maliyetinin %25'i düzeyinde) tahsis edilmesini gerektirecek olsa da üreticilerin ömrünü en az 10 yıl artıracığı için maliyet etkisi fazla yüksek değildir. Ayrıca bu seçenek, şebekeye dağılmış birimlerin şebekedeki ciddi ve hızlı değişimlerle başa çıkma ve frekans kontrol rezervi sağlama kabiliyetini de artıracaktır. Bunlar iletim sistemi operatörünün yararına olacak önemli faydalardır.
- Yukarıda sözü edilen seçeneklere kıyasla faydası daha düşük olsa da talep tarafı katılım ciddi bir yatırım maliyeti olmaksızın elde edilebilecek yegâne seçenektir. Uygun mevzuatların çıkarılması, piyasa yapısının uyarlanması ve bir bütün olarak enerji sektörü öncülüğünde gelişen dijitalleşmeyle birlikte talep tarafı katılım neredeyse yatırıma gerek duymayan bir seçenek olabilir.

Şekil 23: Esneklik seçenekleri maliyet ve faydalarının karşılaştırması



Bu analizde gösterildiği gibi piyasaya esneklik sağlayabilecek çeşitli seçenekler bulunmaktadır. Her seçeneğin sistem açısından maliyet ve faydaları vardır ve kesinti ve yük alma/atma hacimlerinin azaltılmasının beraberinde getirdiği faydaların büyüklüğü teknolojiye göre farklılık taşımaktadır. Seçeneklerden hiçbirisi sihirli değnek ya da birinci öncelik olarak ön plana çıkmamaktadır. Aksine, seçeneklerin bir bileşimine başvurulması gerekmektedir. Bunun için piyasanın ihtiyaç duyduğu esnekliği teşvik edecek doğru bir politika çerçevesi geliştirilmelidir. Gerekli mekanizmalar net bir şekilde tanımlanmış ve şeffaf kurallar uyarınca, kısa dönemli ve dengeleme piyasaları olacaktır.

Seçeneklerden hiçbirisi sihirli değnek ya da birinci öncelik olarak ön plana çıkmamaktadır.

Bu çerçevenin geliştirilmesi, söz konusu esneklik seçeneklerinin maliyet ve faydalarının yanı sıra uygulanabilirliklerinin ve her biri için gerçekçi takvimlerin daha iyi kavranmasını gerektirmektedir. Aşağıda bu konular daha ayrıntılı tartışılmaktadır:

- Depolama sistemleri faydalıdır, ancak mevcut maliyetleri halen yüksektir. Dünyanın çeşitli yerlerindeki üreticilerden farklı büyüklüklerde batarya depolama sistemleri satın alınabilir ve sistemler görece kısa süreler içerisinde kurulabilir. Ayrıca kısa süre önce iptal edilen ikinci güneş enerjisi ihalesi şartlarına dayanılarak pakete büyük ölçekli (10-50 MW düzeyinde) batarya depolama teçhizatlarını dahil eden santraller dikkate alınmıştır. Bu büyük ölçekli sistemlere ek olarak, bu çalışmada öngörülen hizmetleri sunmak üzere daha küçük ölçekli uygulamalar da (sayaç arkası teçhizatlar ve elektrikli araçlar gibi) bir araya getirilebilir. Dolayısıyla (herhangi bir gerilim düzeyinde) şebekeye bağlı batarya sistemlerinin kapasitesinin artması beklenmektedir ve uygun denetim mekanizmalarıyla mevcut sistemler bu çalışmada ele alınan hizmetleri sunmaya elverişli hale getirilebilir. Bu da depolama sistemlerinin maliyetini azaltabilir ve enerji sistemi açısından önemli bir fayda sağlayabilir. Ayrıca depolama sistemleri bu çalışmada tartışılan faydaların haricinde primer frekans kontrolü, sistem toparlaması (black start), bölgeler arası dalgalanmaların azaltılması gibi başka işler için de kullanılabilir.

Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler uzun ömürleriyle en cazip seçeneklerden bir tanesidir.

Termik santrallerin ömrünün uzatılmasının yanında diğer faydaları da göz önünde bulundurulduğunda, daha yüksek yenilenebilir enerji payına sahip bir enerji sisteminde de termik santrallerin sisteme fayda getirerek çalışmalarını sağlamanın bir yolu olabilir.

Örneğin talep tarafı katılım, neredeyse sıfır yatırım gerektirmesi ve sanayiden kaynaklanan hazır potansiyel göz önünde bulundurularak bir başlangıç noktası olarak değerlendirilebilir.

- CAES Türkiye’de bugüne kadar tartışılmamıştır. Bu tür tesislerin Türkiye’nin analiz edilen dokuz bölgesindeki fizibilitesi, herhangi bir otorite tarafından yayımlanmamıştır. Bugüne kadar özel sektör de bu tür projelere ilgi göstermemiştir. Dolayısıyla bu tür projelerin uygulanmasına dönük bir politika teşviki olmadığı takdirde, bu çalışmanın öngördüğü zaman dilimi içerisinde uygulanması beklenmemektedir.
- Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler uzun ömürleriyle en cazip seçeneklerden bir tanesidir. Enerji sistemine ilişkin yüksek penetrasyon düzeyleri öngören uzun dönemli bir bakış açısıyla bakıldığında pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler, özellikle sisteme daha fazla yenilenebilir enerji entegrasyonuna olanak tanıyabilmeleri nedeniyle stratejik bir karar olabilir. Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler JICA’nın desteğiyle 2010 yılında tartışılmış ve incelenmiştir. Potansiyel uygulama alanları belirlenmiş ve kaba maliyet tahminleri yapılmıştır. Bu tartışmalar nükleer enerji santralleri hakkındaki kararlarla biraz daha ayrıntılı hale getirilmiştir. Halihazırda tartışılmakta olan aktif bir yapım çalışması veya yeni bir proje bulunmasa da bu, özel sektörün de dikkatini çeken bir konudur. SHURA’nın şebeke entegrasyon çalışması (Godron vd., 2018) paydaş toplantıları sırasında özel sektörle tartışılan başlıklardan bir tanesi pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerin olumlu potansiyeli olmuştur. Kuşkusuz bu büyük yatırımlar devletten, yenilenebilir enerji payı arttıkça daha da artabilecek ciddi finansman ve destek alınmasını gerektirmektedir. Bu çalışmada sadece Gökçekaya bir seçenek olarak değerlendirilmiştir. Bununla birlikte bu teknolojinin farklı ölçeklerde uygulandığı pek çok başka yer de olabilir.
- Bölüm 3.1’de açıklandığı gibi yenilenebilir enerjideki artış termik üretimde önemli bir düşüşle sonuçlanmaktadır. Bu düşüşün termik üretim işletmelerini ciddi şekilde etkileyerek enerji santrallerinin kalıcı olarak kapanmasına neden olması beklenmektedir. Böyle bir ortamda esnekliğin artırılması, piyasada daha rekabetçi olmanın yeni bir aracıdır. Termik santrallerin ömrünün uzatılmasının yanında diğer faydaları da göz önünde bulundurulduğunda, daha yüksek yenilenebilir enerji payına sahip bir enerji sisteminde de termik santrallerin sisteme fayda getirerek çalışmalarını sağlamanın bir yolu olabilir. Eski kömür santrallerinin iyileştirilmesi ayrıntılı bir incelemeyi ve santral bazında fizibilite çalışması yapılmasını gerektirmektedir. Daha önce de belirtildiği gibi Türkiye’deki bazı santrallere benzer kalitede linyitle çalışıp çok esnek olabilen birimler mevcuttur, ancak bu, söz konusu teknolojinin Türkiye’deki tüm santraller tarafından hemen benimsenebileceği anlamına gelmemektedir. Aslında böyle bir karar her bir örnek için ayrı ayrı alınmalıdır. Diğer yandan kömür santrallerinin büyük kısmı 20-30 yaşından büyük olsalar da birçoğu esnekliği ve ömrü artırılabilecek ve bakım maliyetleri azaltılacak şekilde iyileştirilebilir. Böyle bir yatırım, iyileştirmenin fizibilitesine ve finansman varlığına bağlı olarak altı ayla iki yıl arası bir sürede gerçekleştirilebilir.
- Örneğin talep tarafı katılımı, neredeyse sıfır yatırım gerektirmesi ve sanayiden kaynaklanan hazır potansiyel göz önünde bulundurularak bir başlangıç noktası olarak değerlendirilebilir. Talep tarafı katılımı bugün itibarıyla çelik ve çimento sanayileri gibi büyük ölçekli elektrik yoğun sektörler tarafından hayata geçirilebilir. Bu sektörler akıllı sayaçlar da dahil gerekli altyapıyla zaten donanmış bulunmaktadır. Ayrıca var olan mevzuat talep tarafı katılımın dengeleme mekanizmasının bir parçası olarak değerlendirmektedir. Enerji planlamacıları talep tarafı katılımın bir yardımcı hizmet olarak konumlandırmak suretiyle yeni mevzuatlar geliştirmeyi amaçlamaktadır. Mevzuat taslağının 2019’da son halini alması beklenmekte ve 2020 için bir pilot uygulama yapılması hedeflenmektedir.¹² Dolayısıyla talep tarafı katılımın yakın gelecekte bir yardımcı ve/veya dengeleyici hizmet olarak uygulamaya konulması beklenmektedir.

¹² AKEDAŞ tarafından koordine edilen ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK) tarafından desteklenen “Talep ve Dağıtık Üretim Kaynaklarının Birleştiriciler Üzerinden Piyasaya Katılımı Sonrası İhtiyaç Duyulacak Olan Piyasa Mekanizmalarına ve Kurumlar Arası Koordinasyona Yönelik Araştırma ve Öneri Geliştirme Projesi” başlıklı paydaş toplantısı sonuçları.

4.3 Hassasiyet analizi

Esneklik seçeneklerinin maliyet etkinliği esas olarak ilk yatırım maliyeti tarafından belirlenmektedir. Batarya sistemleri pahalı olsa da diğer bütün alternatifler de (sadece aktivasyon maliyetinin olacağı öngörülen talep katılımı dışında) ciddi yatırım ve işletme maliyetlerine sahiptir. Teknolojik öğrenme, dünya çapında daha fazla kapasite kuruldukça bu maliyetleri azaltabilir (IRENA, 2017). Diğer yandan yenilenebilir enerji payı arttıkça faydalar da daha belirgin hale gelecektir. Konunun bu boyutlarını ele almak üzere bir hassasiyet analizi yapılmıştır.

Hemen hemen bütün depolama sistemleri için batarya sistemlerinin maliyetinde bugünküne göre daha fazla bir azalma olduğunda maliyetler önemli ölçüde azalmaktadır.

4.3.1 Esneklik seçeneğinin maliyetinin azalmasına hassasiyet

Bu çalışmanın öngördüğü zaman dilimi boyunca teknoloji gelişimindeki belirsizlik ve teknolojilerin maliyet ve faydalarının değerlendirilmesinin dayandığı varsayımlar nedeniyle bir duyarlılık analizi yapılmıştır. Depolama sistemlerinin yatırım ve işletme maliyetleri, IRENA'nın Şekil 24'te gösterilen 2025 ve 2030 maliyet projeksiyonları uyarınca yeniden hesaplanmıştır. Hemen hemen bütün depolama sistemleri için batarya sistemlerinin maliyetinde bugünküne göre daha fazla bir azalma olduğunda maliyetler önemli ölçüde azalmaktadır. Buna karşın eski kömür santrallerinin iyileştirilmesi nispeten küçük bir azalma sergilemektedir. Depolama sistemlerinden elde edilen faydalarsa, bu cihazlar simülasyonlarda sıfır maliyetli seçenekler olarak değerlendirildiğinden değişmemektedir. Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler ve yüksek sıcaklıklı bataryalar başa baş çizgisinin soluna geçmekte, yani maliyetleri 2025 ve 2030'da geçerli olması beklenen düzeylere gerilediğinde maliyet etkin hale gelmektedir. Diğer yandan spesifik projeler, bu genel hesaplamalarda öngörülenden daha düşük maliyetlerle hayata geçirilebilir.

Şekil 24: Enerji depolama sistemi maliyetleri duyarlılık analizi



%21'lik bir rüzgâr ve güneş enerjisi payının entegrasyonunda gereken yük alma/atma ihtiyacı %30'luk paya kıyasla çok daha düşüktür. Algoritma ilk önce en maliyet etkin yük alma/atma seçeneğini seçtiğinden yük alma/atma gereksinimi her saat için azaldıkça belirli bir saat için yük alma/atma maliyeti de düşmektedir. Bu fark, her saat için yük alma/atma maliyetinde doğrusal olmayan bir azalmaya neden olmaktadır. Dolayısıyla söz konusu yük alma/atma talimatlarının esneklik seçenekleriyle yönetilmesinin faydaları da daha düşük olmaktadır.

4.3.2 Yenilenebilir enerji penetrasyon düzeyine hassasiyet

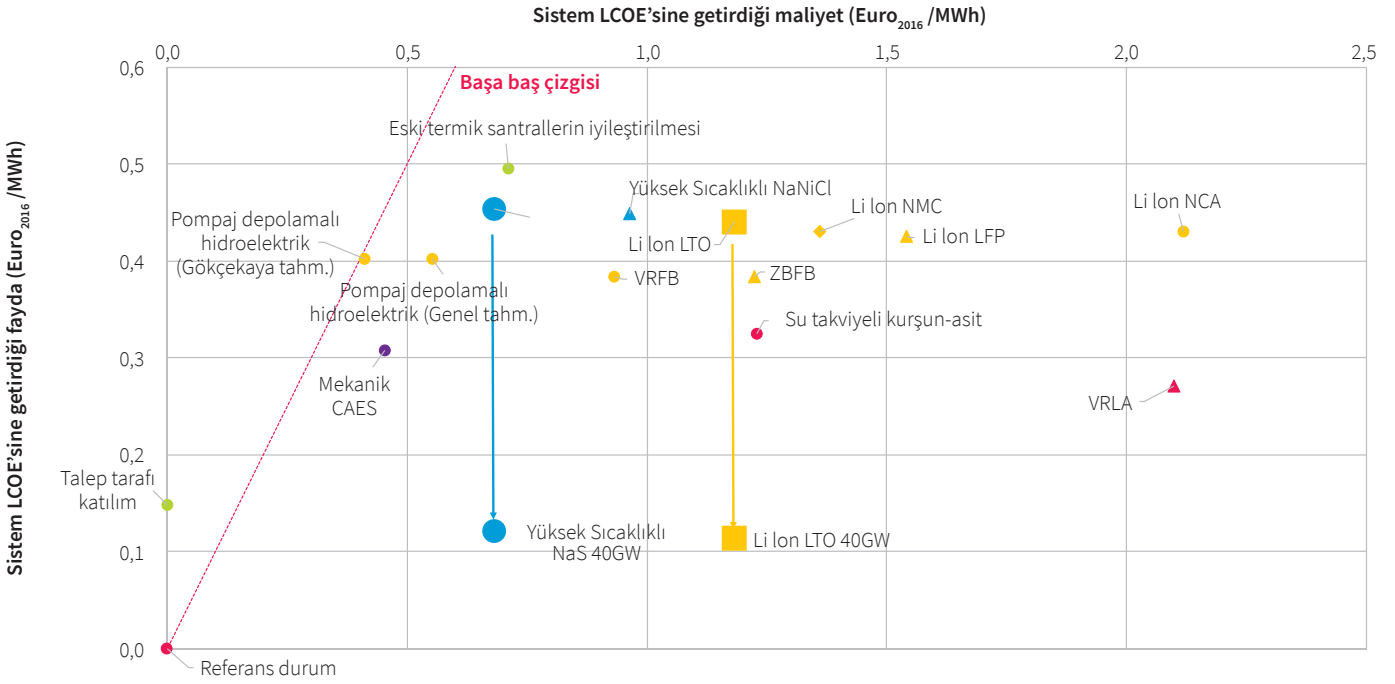
SHURA'nın şebeke entegrasyon çalışmasının (Godron vd., 2018) başlıca sonucu, toplam kurulu rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesi 2026'da 40 GW'tan 60 GW'a çıktığında enerji sistemini güvenli ve güvenilir bir şekilde işletmenin önündeki zorlukların da giderek artacağı yönündeydi. Bu, toplam üretim içindeki değişken yenilenebilir enerji payının %21'den %30'a çıkmasını ifade etmektedir. Dolayısıyla yenilenebilir enerjinin şebeke entegrasyonunda esneklik seçenekleri çok önemli bir role sahiptir. Sorun, esneklik seçeneklerinin daha düşük bir değişken yenilenebilir enerji payına uyum gösterilmesinde de aynı ölçüde önemli olup olmadığının belirlenmesidir. Bu bilhassa önemli bir sorudur, çünkü Türkiye'de bugün rüzgâr ve güneş enerjisinin toplam elektrik talebi içindeki payı %10'ın biraz üstünde olmasına karşın sanayide ve politika alanında bu teknolojilerin gelişmesine yönelik ciddi bir odaklanma bulunmaktadır. Bu soruyu ele almak amacıyla iki batarya sistemi (NaS ve Li-ion LTO), 2026'da Türkiye'nin elektrik talebinin %21'ini karşılayabilecek 40 GW rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin entegrasyonu çerçevesinde değerlendirilmiştir.

40 GW rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesine sahip bir enerji sistemi, başka bir esneklik seçeneğine gerek olmaksızın 2016'daki düzeye benzer şartlar altında işletilebilir:

- Yük alma/atma düzeyi yıllık talebin %5,3'ü kadardır. Bu, yük alma/atma düzeyinin %5'in biraz üzerinde olduğu 2016 yılı verisiyle benzerdir.
- Rüzgâr ve güneş santrallerinden gelen elektrikte kesinti yapılmasına gerek yoktur ve
- TEİAŞ'ın On Yıllık Şebeke Gelişim Planına kıyasla iletim şebekelerine ek bir yatırıma ihtiyaç yoktur.

%21'lik bir rüzgâr ve güneş enerjisi payının entegrasyonunda gereken yük alma/atma ihtiyacı %30'luk paya kıyasla çok daha düşüktür. Algoritma ilk önce en maliyet etkin yük alma/atma seçeneğini seçtiğinden yük alma/atma gereksinimi her saat için azaldıkça belirli bir saat için yük alma/atma maliyeti de düşmektedir. Bu fark, her saat için yük alma/atma maliyetinde doğrusal olmayan bir azalmaya neden olmaktadır. Dolayısıyla söz konusu yük alma/atma talimatlarının esneklik seçenekleriyle yönetilmesinin faydaları da daha düşük olmaktadır. Simülasyonun sonuçları, depolama sistemleriyle ilişkili faydaların önemli ölçüde düşük olduğu Şekil 25'te gösterilmiştir. Bu sonuç, esneklik seçeneklerinden elde edilen faydaların rüzgâr ve güneş enerjisi payıyla doğrusal olmayan bir ilişki içinde olduğunu ortaya koymaktadır.

Şekil 25: Daha düşük rüzgâr ve güneş enerjisi paylarına ilişkin hassasiyet analizi



4.4 Farklı esneklik seçeneklerini bir araya getirmenin etkisi

Enerji piyasası çıktıları, enerji sisteminin işleyişi açısından optimum çözümü temsil etmektedir. İşletimle ilgili gereksinimler, enerji sisteminin güvenliği ve güvenilirliği nedeniyle sistem operatörü yük alma/atma ve/veya kesinti talimatları vermek zorunda kalmaktadır. Kısa dönem marjinal maliyet, bu faktörlerin etkisi dikkate alınarak tahmin edilmiştir. Üç Kat Senaryosu için sistem LCOE'si 37,85 Euro/MWh olarak hesaplanmıştır. Ancak enerji piyasası çözümü referans alındığında kapasite bileşiminin sistem LCOE'si için 35,60 Euro/MWh'lik daha düşük bir sonuç bulunmuştur. Bu hesapları arasındaki 2,26 Euro/MWh fark şebekeyi işler, güvenli ve güvenilir durumda tutmanın maliyetidir.

Esas itibarıyla şebekenin güvenli ve güvenilir işleyişini sağlamak ve enerji piyasası çıktısıyla (optimum işleyiş noktası) güvenli ve güvenilir işleyiş noktası (operatörün talimatı sonrası) arasındaki maliyet farkını azaltmak üzere bütün esneklik seçenekleri kullanılmıştır. Şebeke topolojisindeki konumları ve kabiliyetlerine bağlı olarak her bir esneklik seçeneği, problem kümesinin farklı bir alt kümesine çözüm getirmektedir. Ne yazık ki her bir esneklik seçeneğinin çözüm getirdiği bu problem alt kümeleri birbirleriyle kesişmektedir. Buna göre birden fazla esneklik seçeneğini aynı anda devreye sokmanın faydası daima tek tek esneklik seçeneklerinin faydalarının toplamından daha küçük olmaktadır. Sisteme daha fazla esneklik seçeneği dahil edildikçe faydaların da artacağına şüphe yoktur, ancak bu artış, özellikle de işleyiş noktası enerji piyasası çözümüne yaklaştıkça doygunluğa ulaşma vasfına sahiptir.

Diğer yandan maliyetler, her bir seçeneğin maliyetlerinin toplamı olarak artmaktadır. Dolayısıyla birden fazla esneklik seçeneğinin bir arada kullanılması, tek tek maliyetlerin toplamına eşit bir ek maliyetle sonuçlanırken bu seçeneklerden elde edilen fayda, tek tek faydalarının toplamından daha az olmaktadır.¹³ Bu nedenle farklı seçenekleri

¹³ Esneklik seçeneklerinin yerel ve küçük ölçekli uygulamalarından elde edilecek faydaların potansiyel olarak tek tek faydalarının toplamına eşit olabileceği, ancak şebeke ölçeğindeki uygulamalar için durumun böyle olmadığı belirtilmelidir.

bir araya getirmeden önce, yatırımların değerini uygun bir şekilde belirlemek için bu doyunluk etkisi de hesaba katılmalıdır.

Esas olarak farklı esneklik seçenekleri bir araya getirilirken, bu seçeneklerin maliyet etkileri birikirken faydalarının doyunluğa ulaşmış olması beklenmektedir. Başka bir ifadeyle eğer iki esneklik seçeneği aynı anda uygulanıyorsa bu bileşimin toplam maliyeti basitçe tek tek seçeneklerin maliyetinin toplamı olacaktır. Öte yandan faydalarının toplamı yalnızca, ulaşılma olasılığı çok düşük olan teorik bir üst sınır oluşturacaktır. Pratikte bir araya getirilen faydalar, tek tek seçeneklerin faydalarının toplamından daha düşük bir fayda seviyesinde doyunluğa ulaşacaktır. Tek tek esneklik seçenekleriyle ilişkili maliyetleri ve bu çalışmada yıllık ortalama enerji maliyetindeki azalma olarak tanımlanan faydaları değerlendirmek üzere bir dizi hesaplama ve simülasyon yapılmıştır.

Enerji sisteminin güvenlik ve güvenilirlik hakkındaki çalışmanın asıl konusu olan olağan işleyişinin ötesinde, enerji sistemlerinin dayanıklılık olarak adlandırılan olağanüstü koşullarda da işletimle ilgili becerilerini sürdürmeleri beklenmektedir.

Enerji sisteminin güvenlik ve güvenilirlik hakkındaki çalışmanın asıl konusu olan olağan işleyişinin ötesinde, enerji sistemlerinin dayanıklılık olarak adlandırılan olağanüstü koşullarda da işletimle ilgili becerilerini sürdürmeleri beklenmektedir. Herhangi bir enerji sisteminin dayanıklılığı çeşitli sistem desteklerinin beraberinde getirdiği esneklikle artar. Bu çalışmada söz konusu faktörlerin ayrıntıları ele alınmamış olsa da sistem operatörlerinin acil durumlarda voltaj düşmeleri veya elektrik kesintilerinin engellenmesine yardımcı olacak daha hızlı üretim, depolama ve talep yanıtlarından istifade edecekleri açıktır. Daha yenilenebilir ve esnek bir enerji sisteminin, yine burada nicelleştirilmemiş olan bazı makroekonomik faydaları da bulunmaktadır. Bu tür faydaların açık bir örneği, Türkiye'nin enerji politikası önceliklerinde çok önemli bir konu olan, ithal doğal gaz talebinin azalmasıdır. Esneklik seçeneklerini de içeren Üç Kat Senaryosu, Baz Senaryo'ya kıyasla 2026 itibarıyla doğal gazdan üretilen elektrikten 30 TWh tasarruf sağlamakta, doğal gaza dayalı toplam elektrik üretiminin 37 TWh olmasıyla sonuçlanmaktadır. Bu rakam, bugün doğal gazdan üretilen toplam elektriğin yaklaşık üçte biridir. Esneklik seçeneklerinden, özellikle de enerji depolamadan elde edilen faydalar, artık rezerv gereksinimlerini karşılamak ve sistem esnekliğini sağlamak için doğal gaza ihtiyaç duyulmayacağı için 10 TWh civarında olmaktadır. Dolayısıyla Baz Senaryo'da öngörülen %12'lik rüzgâr ve güneş enerjisi payının Üç Kat Senaryosu'nda öngörülen %30'luk düzeye çıkarılması ve sistem esnekliğinin artırılması, her yıl 7,5 milyar metreküp kadar ithal doğal gaz tasarrufu, yani yıllık 1,5-3 milyar Euro'ya eşdeğer bir ekonomik fayda sağlayacaktır. Yenilenebilir enerji ve yerel olarak üretilen esneklik sağlayacak ekipmanın bir diğer önemli makroekonomik faydası da yeni istihdam yaratılması olacaktır. Bugün yenilenebilir enerji sektöründe doğrudan ve dolaylı olarak 85.000 civarında insan çalışmaktadır (büyük hidroelektrik santraller hariç). Kurulu elektrik üretim kapasitesi ve esnekliğe yönelik kapasite, yerli içeriği destekleyen politika mekanizmaları aracılığıyla ulaşılan daha yüksek iktisadi faaliyet düzeyleriyle birlikte artacağı için 2026'ya gelindiğinde bu sayı daha da yüksek olacaktır. Bu nedenle Türkiye'de düşük karbonlu enerji sistemine geçişe yönelik strateji ve politikalar geliştirirken bu faydaların da göz önünde bulundurulması önem taşımaktadır.

Bugün büyük ölçüde hidroelektrik ve doğalgaz santrallerine dayanan Türkiye'nin enerji sisteminin esnekliğinin mevcut düzeyin üzerine çıkarılması, özellikle daha yüksek rüzgâr ve güneş enerjisi paylarına ulaşıldığında maliyetleri aşacak faydalar getirebilecek şekilde şebeke yatırımlarını ve elektrik fiyatlarını azaltırken, sistemin güvenilirliğini artırabilir. Şebeke entegrasyonunu kolaylaştırmak ve esneklik seçeneklerine ve işleyişine yönelik yatırımları teşvik etmek üzere şu adımların atılması önerilmektedir:

- 1. Arz-talep dengesini sağlamak ve sistemin esnekliğini artırmak üzere, coğrafi açıdan ayrıntılı bir strateji temelinde rüzgâr ve güneş enerjisine yönelik kapsamlı bir şebeke entegrasyon planı hazırlanmalıdır:** 2026'ya kadar 60 GW rüzgâr ve güneş enerjisini entegre etmek için Türkiye'nin enerji sisteminin daha esnek olması gerekmektedir. Bu çalışmanın sonuçlarının da gösterdiği gibi herhangi bir esneklik seçeneği sihirli bir değnek sunmamaktadır. Her seçeneğin kendi maliyet ve faydaları ile kullanılabilirliğini kısıtlayan uygulama güçlükleri bulunmaktadır. Talep tarafı katılımı, eski ve esnek olmayan kömür santrallerinin iyileştirilmesini ve enerji depolamayı kapsayan bir seçenekler portföyü gerekli olacaktır. Her seçenek farklı bir zamanda uygulanabilir ve her biri farklı büyüklüklerde fayda ve maliyetleri beraberinde getirecektir. Bu faktörleri dikkate alarak, rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesindeki hızlı artışa uygun şekilde bugünden, takvime dayalı bir dağıtım planı hazırlanmalıdır.
- 2. Mevcut esneklik seçeneklerinin kullanılmasını ve yeni seçeneklere yatırım yapılmasını yeterli düzeyde teşvik etmek üzere düzenleyici bir çerçeve oluşturulmalı ve esnekliğin değerini yansıtan destekleyici politika mekanizmaları geliştirilmelidir. Bu açıdan en önemli araçlar şeffaf kısa dönem ve dengeleme piyasalarıdır:** Mevcut durumda sistem esnekliğini artırırken rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesinin sistem çapında entegrasyonunun sağlanmasına yönelik yeterli teşvik sunan, net bir düzenleyici çerçeve bulunmamaktadır. Bu analizde önerilen stratejiyi tamamlamak için, yenilenebilir enerjinin şebeke entegrasyonunun sistem maliyetleri üzerindeki etkisi azaltmak üzere farklı esneklik seçeneklerini, yeni politika mekanizmalarını ve gerektiğinde yeni finansman seçeneklerini devreye sokmak gerekecektir. Daha net bir ifadeyle, birbirinden çok farklı seçeneklerin varlığı esneklik maliyetini azaltacağı ve güvenilirliği artıracığı için, teknoloji ve ölçek açısından farklı esneklik seçeneklerinin eşit bir zeminde rekabet edebilmelerini sağlamak üzere kısa dönem ve dengeleme piyasaları oluşturulmalıdır. Bu tür mekanizmalar tasarlanırken yüksek yenilenebilir enerji payına sahip esnek bir enerji sisteminin, daha iyi bir ticaret dengesi, ekonomide yeni faaliyet alanları ve istihdam yaratılması gibi daha genel makroekonomik faydalarını da göz önünde bulundurmak önem taşımaktadır.
- 3. Artan sistem esnekliği gereksinimlerine hızlı yanıt verilmesini sağlayabilecek düşük maliyetli erken fırsatlar değerlendirilmelidir:** Pompaj depolamalı hidroelektrik sistemlerin uzun bir geçmişi bulunmaktadır ve bu çalışmada ele alınan Gökçekaya santrali de dahil, pompaj depolamalı hidroelektrik sistem kapasitesinin Türkiye'de bazı uygun yerlerde devreye sokulması cazip bir seçenek olabilir. Zamanla artan rüzgâr ve güneş enerjisi düzeylerine sahip bir enerji sistemine ilişkin uzun vadeli bir bakış açısıyla, pompaj depolamalı hidroelektrik sistemler enerji sistemi için stratejik açıdan faydalı bir karar olabilir. Benzer

şekilde en çok anlam taşıdığı yerlerde, başka bir ifadeyle kullanılan kömür türünü, santrallerin yaşını ve verimliliğini ve Türkiye'nin iklim politikası hedefleri bağlamında kömür kullanımının payını dikkate alarak, kapasite oluşturmak üzere uygun kömür santrallerinin iyileştirilmesine bugünden başlanabilir.

4. Sahip olduğu avantajlar göz önünde bulundurularak, talep tarafı katılımı ilişkili engeller belirlenmeli ve aşılmalıdır: Talep tarafı katılım neredeyse yatırım gerektirmeyen bir seçenek olduğundan bir başlangıç noktası olarak görülmelidir. Ancak talep tarafı katılımı aktivasyonunun binaların ve sanayinin elektrik yükünün yönetilmesine dönük çabalarla birlikte gerçekleştirilmesi gerekmektedir. Sektörel entegrasyon politikalarına dayanan, enerji sistemine daha bütüncül bir yaklaşım benimsenmesi, bir esneklik seçeneği olarak talep katılımının kullanılmasında büyük önem taşıyacaktır. Türkiye'de endüstriyel yük, çelik ve çimento fabrikalarının yükü binalarınkinden daha kolay kaydırılabileceğinden, hazır bir potansiyel sunmaktadır. Binalarda talep tarafı katılımı sağlamak daha karmaşık araçların kullanılmasını ve akıllı şebeke altyapısına yönelik akıllı sayaçlar, sensörler, kontrol sistemleri ve dijital bağlantılar gibi ek yatırımları gerekli kılacaktır. Ayrıca tüketici katılımını sağlamaya dönük yeni mekanizmalar da faydalı olacaktır.

5. Batarya depolamanın değerini ve farklı teknolojilerin daha yüksek rüzgâr ve güneş enerjisi paylarına ulaşıldığında oynayabileceği rolleri ayrıntılı bir şekilde analiz ederek, bu esneklik seçeneğine ilişkin bir plan hazırlanmalıdır: Batarya depolama sistemleri faydalıdır, ancak çoğu teknolojinin kuruluş sermayesi maliyeti halen sisteme getirebilecekleri faydalara kıyasla çok yüksektir. Bu nedenle ek sistem maliyetlerini en aza indirmek ve ihtiyaç duyulan yerlerde en büyük faydayı elde etmek üzere gereken depolama kapasitesini rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesiyle birlikte planlamak gerekecektir. Bu sistemlerin devreye sokulmasının bir yolu da bataryaların daha cazip faydaları bulunan başka uygulamaları yerine getirdiği niş hizmetler sunduğu ve diğer esneklik seçeneklerini tamamladığı daha küçük ölçekli tesislerle işe başlamaktır. Ayrıca farklı görevler için (elektrikli araçlar, sayaç arkası teçhizatlar, düşük ve orta gerilim düzeyindeki teçhizatlar, endüstriyel uygulamalar, vb.) için kurulan sistemler belirli zaman aralıklarında veya bütünüyle, bu çalışmada değerlendirilen görevleri tek başlarına ya da birleştirici şirketler aracılığıyla üstlenebilir. Böyle bir uygulamanın iletişim altyapısı, protokol ve mevzuatlar gerektireceği açıktır, ancak tüm bu unsurlara ilişkin çalışmalar, geleceğin ihtiyaçlarına hazır olmak adına bugünden başlatılabilir.

- Agora Energiewende, 2017. Flexibility in thermal power plants - With a focus on existing coal-fired power plants. Agora Energiewende, Berlin.
- Agora Energiewende, 2015. The integration costs of wind and solar power. Agora Energiewende, Berlin.
- Bahiense, L., Oliveira, C.G., Pereira, M., Granville, S., 2011. A Mixed Integer Disjunctive Model for Transmission Network Expansion. IEEE Power and Engineering Review 16.
- BNEF, 2018. Flexibility Solutions for High Renewable Energy Systems. Bloomberg New Energy Finance.
- Dui, X., Zhu, G., 2018. Optimal unit commitment based on second-order cone programming in high wind power penetration scenario. IET Renewable Power Generation 12, 52–60.
- Elevli, S., Demirci, A., 2004. Investigation of influence of some coal properties on thermal plants efficiency and coal prices. Presented at the 14th Turkey Coal Congress, June 02-04, Turkey.
- Energy Pool, 2016. Talep Katılımının Türkiye elektrik sistemine hızlı bir şekilde entegre olabilmesi ve sürdürülebilir bir yapı olabilmesi için belirlenecek fiyat çok kritik bir role sahiptir. Energy Pool, Istanbul.
- EPİAŞ, 2019. EPİAŞ. URL <https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/>
- Frost and Sullivan, 2017. Turkish Electricity Meter Market, Forecast to 2020.
- Godron, P., Cebeci, M.E., Tor, O.B., Saygın, D., 2018. Increasing the Share of Renewables in Turkey's Power System: Options for Transmission Expansion and Flexibility. SHURA Energy Transition Center, Istanbul.
- Heimann, G., 2012. Renovation and Modernization of Lignite fired Power Plant Boxberg.
- IEA, 2018a. World Energy Outlook 2018. OECD/IEA, Paris.
- IEA, 2018b. World Energy Balances 2018. OECD/IEA, Paris.
- IEA, 2017. Getting wind and sun onto the grid: A manual for policy makers. OECD/IEA, Paris.
- IRENA, 2017. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Jacobsen, H.J., Schröder, S.T., 2012. Curtailment of renewable generation: Economic optimality and incentives. Energy Policy 49, 663–675.
- JICA, 2011. The study on optimal power generation for peak demand in Turkey. Japan International Cooperation Agency.
- Joos, M., Staffell, I., 2018. Short-term integration costs of variable renewable energy: Wind curtailment and balancing in Britain and Germany. Renewable and Sustainable Energy Reviews 86, 45–65.
- Joseph, A., Shahidehpour, M., 2006. Battery storage systems in electric power systems. Presented at the 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting.
- JRC, EC, 2018. Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications. JRC/EC, Petten.

- Latfjou, A., Shahidehpour, M., Fu, Y., Li, Z., 2010. Security-Constrained Unit Commitment with AC/DC Transmission Systems. IEEE Transactions on Power Systems 25, 531–542.
- NREL, 2017. Electricity Generation Baseline Report. National Renewable Energy Laboratory, Washington D.C.
- NREL, 2014. Integrating Variable Renewable Energy in Electric Power Markets: Best Practices from International Experience. National Renewable Energy Laboratory, Denver.
- OECD & NEA, 2019. The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables. OECD/NEA, Paris.
- PJM, 2019. Cost Development Guidelines. PJM.
- Sarı, A.C., Saygın, D., Lucas, H., 2019. On the way to efficiently supplying more than half of Turkey's electricity from renewables: Opportunities to strengthen the YEKA auction model for enhancing the regulatory framework of Turkey's power system transformation. SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, İstanbul.
- Saygın, D., Godron, P., 2018. Lessons from global experiences for accelerating energy transition in Turkey through solar and wind power. SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, İstanbul.
- Saygın, D., Godron, P., Cebeci, M.E., Tör, O.B., 2018. On the way to efficiently supplying more than half of Turkey's electricity from renewables: Balancing the location of wind and solar PV investments. SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, İstanbul.
- Sjim, J.P.M., 2014. Cost and revenue related impacts of integrating electricity from variable renewable energy into the power system - A review of recent literature. ECN Petten.
- TEİAŞ, 2017. Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri <https://www.teias.gov.tr/tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri>
- TÜBİTAK, 2011. 2012 – 2014 İletim Tarifeleri Çalışmaları – Yöntem Bildirim Raporu. TÜBİTAK Uzun Güç Sistemleri Analiz Grubu, Ankara.
- Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., Edenhofer, O., 2013. System LCOE: What are the costs of variable renewables? Energy 63, 61–75.
- US Bureau of Labor Statistics, 2019. CPI Inflation Calculator
- Venkataraman, S., Jordan, G., O'Conner, M., Kumar, N., Lefton, S., Lew, D., Brinkman, G., Palchak, D., Cochran, J., 2013. Cost-Benefit Analysis of Flexibility Retrofits for Coal and Gas-Fueled Power Plants. National Renewable Energy Laboratory.
- YEGM, 2018. YEGM: Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü - Yenilenebilir <http://www.yegm.gov.tr/yenilenebilir.aspx>

İstanbul Politikalar Merkezi

İstanbul Politikalar Merkez (İPM) demokratikleşmeden iklim değişikliğine, transatlantik ilişkilerden çatışma analizi ve çözümüne kadar, önemli siyasal ve sosyal konularda uzmanlığa sahip, çalışmalarını küresel düzeyde sürdüren bir politika araştırma kuruluşudur. İPM araştırma çalışmalarını üç ana başlık altında yürütmektedir: İPM-Sabancı Üniversitesi-Stiftung Mercator Girişimi, Demokratikleşme ve Kurumsal Reform, Çatışma Çözümü ve Arabuluculuk. 2001 yılından bu yana İPM, karar alıcılara, kanaat önderlerine ve paydaşlara uzmanlık alanına giren konularda tarafsız analiz ve yenilikçi politika önerilerinde bulunmaktadır.

European Climate Foundation

European Climate Foundation (ECF) Avrupa'nın düşük karbonlu bir toplum haline gelmesine yardımcı olabilmek ve iklim değişikliğiyle mücadelede uluslararası alanda güçlü bir lider rolü oynayabilmek amacıyla kurulmuştur. ECF, her türlü ideolojiden uzak kalarak düşük karbonlu bir topluma geçişin "nasıl" olacağı konusunu odağına alır. Ortaklarıyla yaptığı iş birliği kapsamında ECF, bu geçişte kilit rol oynayacak patikaları ve farklı alternatiflerin sonuçlarını ortaya çıkararak bu tartışmalara katkı sağlamayı hedefler.

Agora Energiewende

Agora Energiewende; Özellikle Almanya ve Avrupa olmak üzere tüm dünyada temiz enerjiye başarılı bir geçiş yapılmasını sağlamak amacıyla veri odaklı, politik açıdan uygulanabilir stratejiler geliştirir. Bir düşünce kuruluşu ve politika laboratuvarı olan Agora; yapıcı bir fikir alışverişi sağlarken siyaset, iş ve akademi dünyasından paydaşlarla da bilgi birikimini paylaşmayı hedefler. Kâr amacı gütmeyen ve bağışlarla finanse edilen Agora, kendini kurumsal ve siyasi çıkarlara değil, iklim değişikliğiyle mücadeleye adanmıştır.



Evliya Çelebi Mh. Kibelezade Sk.
Eminbey Apt. No:16 K:3 D:4 34430
Beyoğlu / İstanbul
Tel: +90 212 292 49 39
E-mail: info@shura.org.tr
www.shura.org.tr

SHURA Kurucu Ortakları:

