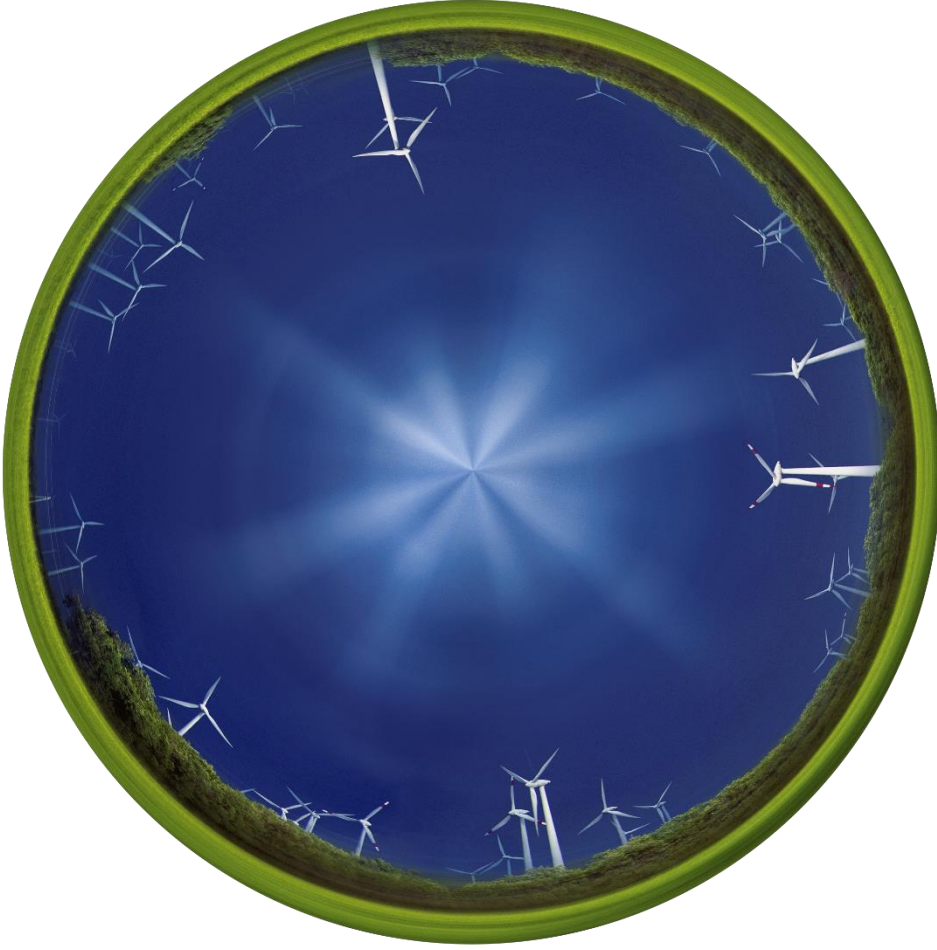




Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği

Rüzgar Enerjisi ve Etkileşim Raporu

Esip Geçmesin: Her yıl 1000 MW RES ile
Türkiye değişir

Kasım 2016

Esip Geçmesin: Her yıl 1000 MW RES ile Türkiye değişir

Hedef:

Sürdürülebilir, öngörülebilir, katma değer yaratan bir rüzgar enerjisi sektörü



Bu rapor, Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği'nin sponsorluğunda ve desteğinde Deloitte Danışmanlık A.Ş. ve Elia Grid International tarafından hazırlanmıştır.



31 Ekim 2016

Değerli Sektör Paydaşları,

T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nda 04 Mayıs 2016 tarihinde, Türkiye Rüzgâr Enerjisi Birliği tarafından düzenlenen "Türkiye Rüzgâr Enerjisi Sektör Toplantısı (TÜRES 2016/2)" sonunda değerlendirmelerini sektör temsilcileriyle paylaşan Müsteşar Sayın Fatih Dönmez, Birliğimizden:

Sektörün mevcut durumunu,
Sektör paydaşlarının beklentilerini,
Uluslararası karşılaştırmaları,
Strateji ve önerileri içeren,

Objektif,
Kamu yararı gözetken,
Ulusal ve Uluslararası muhataplara referans olacak,
Yapılabilirliği olası strateji ve önerileri bünyesinde barındıran bir rapor düzenlenmesini istedi.

Sayın Müsteşar tarafından yapılan görevlendirmeden hareketle;
Bu konuda muhatap alınan Sivil Toplum Kuruluşunun TÜREB olduğunun, resmi ve özel kamuoyunda net algısının yüklediği sorumlulukla;
TÜREB Yönetim Kurulu, 26 Mayıs 2016 tarihinde yaptığı toplantıda; görevi yerine getirdiğinde varlığı bitecek Rapor Komisyonu oluşturulması amacıyla, Rapor Komisyonu Başkanı seçti ve Komisyon Başkanına, Komisyon Üyelerini seçerek Raporu oluşturacak danışman firmayı belirleme ve Raporun finansmanını sağlama görevini verdi.

Rapor Komisyonu, işlevsel faaliyetleri için bir yönerge ve zaman planı hazırladı. Yönerge ve zaman planına uygun olarak, Rapor Komisyonu tarafından sürdürülebilir ve öngörülebilir bir sektör için Raporun içeriği netleştirilerek, teklif şartnamesinin hazırlanması sonrası belirlenen 5 farklı danışman firmadan teklif toplandı ve yapılan görüşmeler sonrası Raporun; Uluslararası danışmanlık firması Deloitte Touche Tohmatsu Limited ve Alman-Belçika menşeli Elia Grid International işbirliğinde yapılmasına karar verildi.

Sektörden azami katılımın sağlanarak görüş toplanması ve TÜREB'in mevcut icraatlarını yetersiz bulan üyelerle de temas ederek katkılarının sağlanması amacıyla, tek gündemli Sektör Çalıştay'ları organize edildi. Rapor Komisyonu Başkanı moderatörlüğünde, Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü'nde yoğun katılımlı; YEKDEM ve Yarışma Yönetmeliği Çalıştayları yapıldı, Çalıştay sonuçları rapor haline getirilerek ve sonuçları yüz yüze istişare edilerek ilgili kamu yetkilileri ile paylaşıldı. Ayrıca TÜREB internet sitesinde yayınlandı.

Raporu hazırlayan danışman firmaya bilgi ve görüş sağlamak amacıyla, sektördeki:

İş geliştirme ve proje yöneticileri,

Yerli ve yabancı yatırımcılar,

Kamu yetkilileri,

Finansman sektörü ve banka yöneticileri ile görüşmeler yapıldı. Yerli yabancı kaynaklar tarandı.

Kaynakçalar tespit edildi.



Ancak; Komisyon olarak, Raporu düzenleyen danışman firmanın doğru bilgi belge ile teçhizi ve objektif kriterlerden taviz vermeyecek, asla spekülasyonlardan etkilenmeyecek bir biçimde raporu hazırlamasına daima özen gösterdik.

Rüzgâr Enerjisi sektörünün tüm paydaşlarına, enerji sektörünün yerli ve yabancı üyelerine referans olabileceğine inandığımız bu kapsamlı raporun hazırlanması sırasında katkılarını ve desteklerini esirgemeyen:

T.C. Cumhurbaşkanlığına,
T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığına,
Merkez Teşkilatına
Bağlı, İlgili ve İlişkili Kuruluşlarına,
T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumuna,
Borusan Holding,
Enerjisa,
Fina Enerji Holding,
Garanti Bankası,
Özgül Holding,
Vestas,
Yetkililerine ve çalışanlarına teşekkür ederiz.

Bu Raporun; gerek bilgilendirmeleri ve gerekse sonuç ve önerileri ile ülkemize fayda sağlayacağı inancıyla arz ederiz.

Saygılarımızla,



Ömer Faruk Özgül
TÜREB Yönetim Kurulu Üyesi & Rapor Komisyonu Başkanı

İçindekiler

1. Yönetici Özeti.....	6
2. Giriş.....	20
3. Her yıl 1000 MW RES ile neler olur?.....	24
4. Mevcut Durum Analizi.....	33
a) Mevzuat Yapısı.....	37
b) Proje Geliştirme ve Yatırım Süreci.....	40
c) Ticari Ortam.....	49
d) Fiziksel ve Teknik Etkenler.....	57
e) Yerli Sanayi.....	67
5. Stratejik Öneriler ve Yol Haritası.....	69
6. Ekler.....	96
a) Ek 1: Analitik çalışmaların yaklaşımı ve metodolojisi...97	
b) Ek 2: İhale süreçleri işleyişi önerisi.....106	
c) Ek 3: Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti.....110	
d) Ek 4: Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti hassasiyet analizi.....116	
e) Ek 5: Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti vaka çalışması.....120	
f) Ek 6: İletim altyapısının daha fazla yenilenebilir enerji entegrasyonuna hazırlanması.....124	
g) Ek 7: Uluslararası örnekler.....144	
7. Referanslar.....	164

Şekiller Listesi

Şekil 1: GSYH Çarpan Etkisi.....	26
Şekil 2: İstihdam Çarpanı.....	28
Şekil 3: 2017 ve Sonrası Rüzgar Yatırımlarının Cari Açığa Yıllar İtibariyle Net Etkisi.....	29
Şekil 4: Elektrik Piyasa Fiyatlarının Değişimi.....	30
Şekil 5: 2017 - 2035 Yılları Arasında Devreye Alınan Rüzgar Santrallerinin Elektrik Üretimi.....	31
Şekil 6: 2017 - 2035 Yılları Arasında Devreye Alınan Rüzgar Santrallerinin Son Kullanıcıya Faydası.....	31
Şekil 7: Rüzgar Enerjisinden Üretilen MWh Başına Fayda.....	31
Şekil 8: Rüzgar Yatırımlarının Karbon Emisyonu Azaltımı.....	32
Şekil 9: Türkiye Rüzgar Enerjisi Kurulu Gücü.....	35
Şekil 10: Türkiye Rüzgar Enerjisi Hedefleri ve Potansiyeli.....	35
Şekil 11: 2011 RES Çoklu Başvurular Yarışması Katkı Payları.....	45
Şekil 12: 2011 RES Yarışması Katkı Payları İncelemesi.....	46
Şekil 13: Piyasa Takas Fiyatı ile Destek Miktarları.....	51
Şekil 14: Yerli Katkı İlavasının Aksama Göre Değişimi.....	51
Şekil 15: YEKDEM Katılımcılarının Kurulu Gücü.....	52
Şekil 16: PTF, Destek ve Üretim Maliyetleri.....	53
Şekil 17: TEİAŞ Toplam Bağlantı Görüşü.....	58
Şekil 18: Türkiye'nin Bölgesel Bazda Kapasiteye Göre İşletmeye Girme Bilgileri.....	60
Şekil 19: Türkiye 2023'e kadar Puant Talep-Kurulu Güç-RES Hedefi.....	61
Şekil 20: Almanya Kurulu Gücü.....	61
Şekil 21: TEİAŞ Yatırımları.....	65
Şekil 22: SEM ve Piyasa Fiyatı Karşılaştırması.....	84
Şekil 23: GSYH Etkisi.....	100
Şekil 24: İstihdam Etkisi.....	100
Şekil 25: Yatırım Maliyeti ve İthal Ekipman Oranı Varsayımları.....	103
Şekil 26: Senaryolara Göre Doğalgaz Tüketimi.....	104
Şekil 27: Senaryolara Göre Doğalgaz Fiyatları.....	104
Şekil 28: Türkiye Elektrik Tüketimi.....	105
Şekil 29: Senaryolara Göre Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretimi.....	105
Şekil 30: Uluslararası RES Yatırımı iskonto Oranları (Vergi Sonrası).....	114
Şekil 31: Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti Analizi.....	115
Şekil 32: CAPEX Hassasiyet Analizi.....	119
Şekil 33: OPEX Hassasiyet Analizi.....	119
Şekil 34: İhale Teklif Fiyatı Kümülatif Etki Analizi.....	121
Şekil 35: Finansal Model Hesaplamaları.....	123
Şekil 36: Almanya Yenilenebilir Enerji Kurulu Gücü.....	126
Şekil 37: Almanya'da Üretim Portföyünde Yenilenebilirlerin Oranı.....	126
Şekil 38: Almanya'daki Altyapı Yatırımları.....	138
Şekil 39 : İspanya İletim Şebekesi Yatırımları.....	139
Şekil 40: İspanya'da Üretim Portföyündeki Yenilenebilir Oranı.....	142
Şekil 41: İspanya'da Yenilenebilir Enerji Üretimi.....	142
Şekil 42: Ülkelerin Son İhalelerindeki Kazanan Teklif Ortalamalarının Türkiye Tavan Fiyatı Ve Minimum Fiyatıyla Karşılaştırılması.....	156

Tablolar Listesi

Tablo 1: MW başına istihdam.....	27
Tablo 2: Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyeli.....	34
Tablo 3: Kurulu Güce Göre Ön Lisans Süreleri.....	47
Tablo 4: YEKDEM Katılımcı Sayısı.....	52
Tablo 5: Türkiye'nin Enterkonneksiyon Bağlantıları.....	66
Tablo 6: Cari açık tahminleri.....	103
Tablo 7: Enflasyon.....	105
Tablo 8: 40 MW'lık RES için Üretim Maliyeti.....	117
Tablo 9: 150 MW'lık RES için Üretim Maliyeti.....	118
Tablo 10: Finansal Model Varsayımları.....	122
Tablo 11: Ülkelerin Yenilenebilir Entegrasyonunda Yaşadığı Problemler.....	137
Tablo 12: Dünya Örnekleri Matrisi.....	155
Tablo 13: Ülkelerin Son İhalelerindeki Fiyat Bilgileri.....	156

Kısaltmalar

AB	Avrupa Birliği	mtoe	Milyon Ton Eşdeğer Petrol
ABD	Amerika Birleşik Devletleri	MVA	Megavoltamper
Ar-Ge	Araştırma Geliştirme	MW	Megavat
CAPEX	Sermaye Harcamaları	MWh	Megavat-saat
ct	Cent	OECD	Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü
ÇED	Çevresel Etki Değerlendirmesi	ONE	Fas Ulusal Elektrik İdaresi
DEA	Danimarka Enerji Ajansı	ONS	Brezilya Ulusal Elektrik Operatörü
dk	Dakika	OPEX	Operasyonel Harcamalar
DKK	Danimarka Kronu	PTF	Piyasa Takas Fiyatı
EDM	Dengesizliğin Giderilmesine Yönelik Sistemden Alınan/Verilen Enerji Miktarı	REN21	21. Yüzyıl Yenilenebilir Enerji Politika Ağı
EDT	Enerji Dengesizliği Tutarı	REPA	Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası
EEG	Almanya Yenilenebilir Enerji Kanunu	RES	Rüzgar Enerjisi Santrali
Energinet.dk	Danimarka Sistem İşletmecisi	s	Saniye
ENTSO-E	Avrupa Elektrik İletim İşletmecileri Birliği	SEM	Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti
EPC	Mühendislik Tedarik İnşaat	SGÖF	Sistem Gün Öncesi Fiyatı
EPDK	Enerji Piyasası Denetleme Kurumu	SMF	Sistem Marjinal Fiyatı
EPİAŞ	Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.	TCMB	Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı	TEA	Teknik Etkileşim Analizi
EWEA	European Wind Energy Association	TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
GER	Uluslararası Enerji Dergisi	TL	Türk Lirası
GW	Gigavat	TÜREB	Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği
GWEC	Uluslararası Rüzgar Enerjisi Konseyi	TÜBİTAK	Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu
GWh	Gigavat-saat	TWh	Teravat-saat
HTLS	Yüksek Isı Düşük Deformasyon	UEVM	Uzlaştırmaya Esas Veriş-Çekiş Miktarı
IAIA	Uluslararası Çevresel Etki Birliği	USD	Amerikan Doları
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı	w	vat
IFRS	Uluslararası Finansal Raporlama Standartları	YEGM	Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü
IRENA	The International Renewable Energy Agency	YEK	Yenilenebilir Enerji Kaynakları
km ²	Kilometrekare	YEKA	Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı
kr	Kuruş	YKBD	Destek Mekanizması Katılımcılarına Ödenecek Bedel
kV	Kilovolt	YEKDEM	Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destek Mekanizması
kW	kilovat	YEKF	Destek Mekanizması Katılımcılarına Ödenecek Birim Fiyat
kWh	Kilovatsaat	YG	Yüksek Gerilim
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti)	\$	ABD doları
m	Metre	€	Euro
m ²	Metrekare		
MENA	Orta Doğu Kuzey Afrika		

Yönetici Özeti

Esip Geçmesin: Yılda 1 GW RES ile Türkiye Değişir

Rüzgar sektörü, yarattığı değer ile, kamu tarafından sektöre yapılan yatırımın ötesinde bir getiri potansiyeli taşımaktadır. Her yıl 1.000 MW yeni rüzgar enerjisi santralinin (RES) devreye girmesi ile 2035'te 25 GW RES kurulu gücüne ulaşılması, cari açıktan karbon emisyonlarına, istihdamdan son kullanıcıya olan faydaya dek geniş bir yelpazede ekonomiye katkı yaratacaktır. Bu çalışma, ülkenin RES'lerin katma değerinden azami seviyede istifade edebilmesini teminen rüzgar enerjisi sektörüne yönelik bütünsel bir bakış getirmekte ve bir gelişim planı sunmaktadır.

Çalışmanın Amacı



Rüzgar enerjisi sektörünün ülke için yaratabileceği katma değeri ve ekonomi içindeki potansiyelini göstermek (*)



Rüzgar enerjisi sektörünün ihtiyaçlarını, karşı karşıya kaldığı riskleri özetlemek



Rüzgar enerjisi sektörünün katma değerini büyütürken, sürdürülebilir bir şekilde gelişmesini sağlayacak stratejik önerileri ortaya koymak ve bir yol haritası çizmek

Kapsam

Neden Rüzgar? Analitik çalışmalar



- Elektrik fiyat projeksiyonu
- RES'ler için seviyelendirilmiş maliyet
- RES'lerin cari açık, milli gelir, istihdam, karbon emisyonları, fiyat ve son tüketici faydası üzerindeki etkilerin ortaya konması

Mevcut durum analizi



- Türkiye'de RES gelişiminin analizi,
- Sıkıntı noktaları, riskler

Uluslararası Örnekler ve Vaka Analizleri



- İhale yaklaşımı, lisanslama prosedürü,
- Dengeleme yaklaşımı,
- Şebeke yönetimi (planlama ve işletme)

Stratejik Öneriler ve Yol Haritası



- Hedeflenen kurulu güce ulaşılmasını sağlayacak aksiyonların detayları ve zaman planı

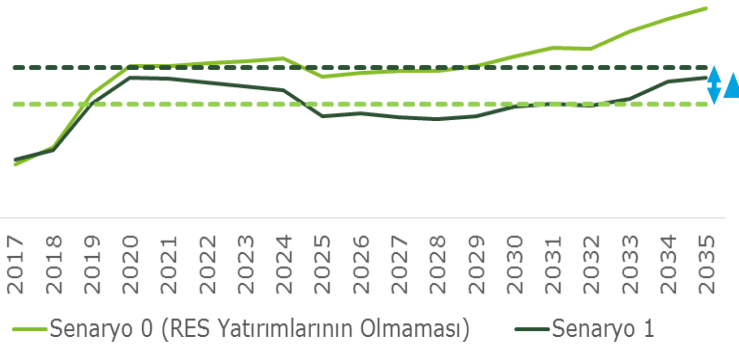
Rapor, TÜREB'in destekleri ile,

- Sektör paydaşlarının görüşleri alınarak,
- Başta IRENA, EWEA, Dünya Bankası gibi kaynaklar incelenerek,
- ETKB, TEİAŞ, EPDK ve TÜREB kaynaklarından alınan veriler kullanılarak,
- Deloitte ve ELIA GRID International uzmanlarının deneyimleri yansıtılarak geliştirilmiştir.

Her Yıl 1000 MW RES ile Neler Olur?

Elektrik fiyatları ve son kullanıcı maliyeti net olarak düşer.

Elektrik Piyasa Fiyatlarının Değişimi

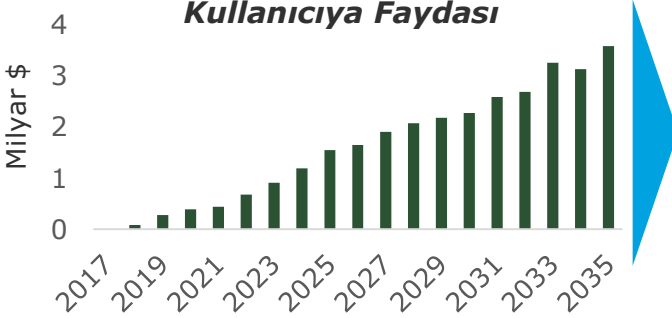


3,7-8*
USD/MWh

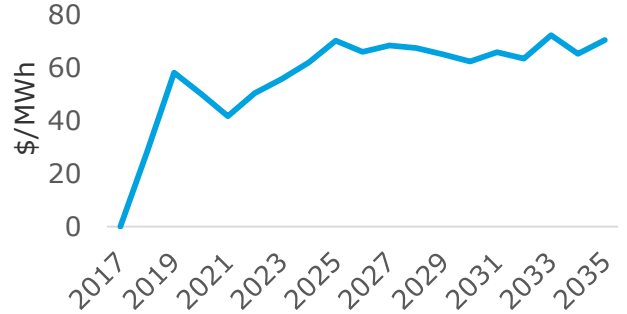
Rüzgar yatırımlarının durması durumunda elektrik fiyatı ortalama 3,7 \$/MWh ile 8* \$/MWh daha yüksek olacaktır.

Uzun vadede petrol ve gaz fiyatlarında çalışmaya baz fiyat tahminlerin ötesinde bir artış söz konusu olabilecek olup, burada hesaplanan emisyon azaltımı, fiyatlara etki, ekonomik katma değer gibi sonuçlar en düşük muhtemel rakamları yansıtmaktadır.

2017 - 2035 Yılları Arasında Devreye Alınan Rüzgar Santrallerinin Son Kullanıcıya Faydası



Rüzgar Enerjisinden Üretilen MWh Başına Fayda



30,7- 60*
milyar USD

Elektrik fiyatlarının düşmesiyle son kullanıcıya yansıyan net fayda 30,7 ila 60* milyar dolar düzeyinde olacaktır.

*TÜREB Analizi

Rüzgar yatırımlarının durması durumunda 2017-2035 yılları arasındaki toplam fatura değeri 422,7 milyar USD iken rüzgar yatırımlarının devam etmesi durumunda toplam fatura değeri 392,0 milyar USD olmaktadır. Aradaki farkın 2016 fiyatlarıyla değeri 30,7 milyar USD'dir.

Her Yıl 1000 MW RES ile Neler Olur?

GSYH ve nitelikli istihdama katkı sağlanır, cari açık net olarak azalır.

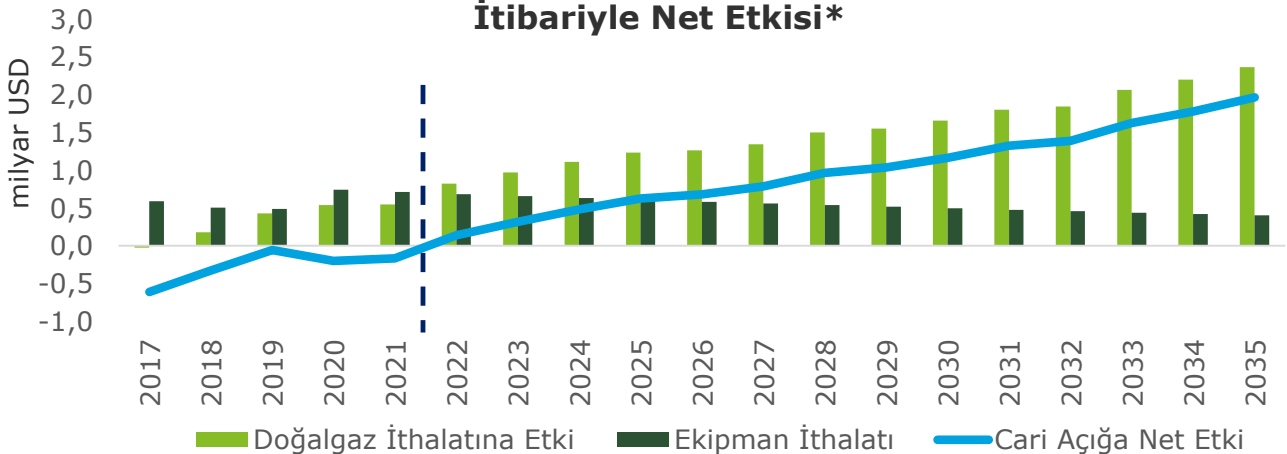
2015 yılında 4,7 GW düzeyindeki kurulu gücün
2015 yılı istihdamına ve GSYH'na katkısı:



Not: İspanya, Almanya, Belçika, Birleşik Krallık ülkelerinde ve AB genelinde yapılan ekonomik etki analizi çalışmalarından derlenerek hesaplanmıştır.



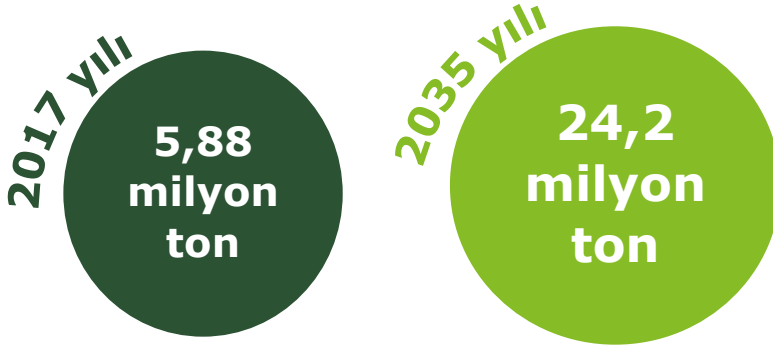
2017 ve Sonrası Rüzgar Yatırımlarının Cari Açığa Yıllar İtibariyle Net Etkisi*



Her Yıl 1000 MW RES ile Neler Olur?

Karbon emisyonları azalır

Her yıl 1000 MW RES ile sağlanacak karbon emisyonu azaltımı



%7,7

Türkiye'nin Paris Anlaşması kapsamında INDC (Intended Nationally Determined Contribution) belgesinde 2030 yılında 246 milyon ton karbon emisyonu eşdeğeri sera gazı azaltımı yapacağı belirtilmiştir. Rüzgar yatırımları ile 2030 yılında gerçekleşecek karbon emisyonu azaltımı belirtilen değer %7,7'sine denk gelmektedir.

Her Yıl 1000 MW RES ile Neler Olur?

Yerli Sanayi Gelişir

Her yıl öngörülebilir şekilde 1000 MW RES gelişimi ile yerli ekipman üreticileri rekabetçi olabilecekleri bir ölçek yakalayabilirler ve Ar-Ge'ye yönelebilirler.

Her Yıl 1000 MW RES Nasıl Olur?

Sürdürülebilir gelişimin tetikleyicilerinin analizi stratejiye de yol göstermektedir.

Rüzgar sektörünün gelişiminin önemli tetikleyicilerinin analizleri hem mevcut durum ışığında hem de uluslararası örneklerle kıyaslanarak yapılmıştır. Stratejik öneriler, hedeflenen RES gelişimini kısmen destekleyen veya desteklemeyen yaklaşımların Türkiye'nin gerçeklerine uygun şekilde iyileştirilmesini içermektedir.

Potansiyel var mı?

Proje geliştirilebilir verimli rüzgar alanlarının varlığı

- ✓ Rüzgar potansiyelinin varlığı: 48 GW karada potansiyel
- ✗ Bazı rüzgar alanlarındaki kısıtlamalar
- ✗ Off-shore imkanlarının görece kısıtlılığı: Ege'de kıta sahanlığı, Karadeniz ve Akdeniz'de derinlik sorunları

Altyapı var mı?

İletim sistemi planlama

- ✓ 17 GW kapasite tahsisi bulunması
- ✗ Kapasite belirleme yaklaşımının etkinliğinin düşük olması
- ✗ Trafo bazlı ihale yaklaşımının verimsizliği

İletim sistemi operasyon

- ✓ TEİAŞ'ın mevcut bağlı RES kapasiteyi güvenli şekilde yönetebilme deneyimi
- ✗ Daha fazla RES entegrasyonu için mevcut dengeleme araçlarının yetersizliği (Az sayıda enterkonneksiyon, Rezervlerin yetersizliği vb)

Ekonomik olarak anlamlı mı?

Ticari alternatiflerin varlığı

- ✓ Mevzuatın ikili anlaşmalara imkan vermesi
- ✓ Desteklerin varlığı
- ✗ Piyasa fiyatının seviyelendirilmiş maliyetin altına kalması

Desteklerin yeterliliği

- ✓ Sabit fiyat destekleme ve yerli katkı ilavesi, yerli kule&kanat mevcudiyeti
- ✗ Yerli katkı ilavesinin uygulamasında (sertifikasyon) sıkıntılar
- ✗ Dengeleme maliyetinin yatırımcıya yükü
- ✗ Tolerans katsayısının belirsizlik içermesi
- ✗ Bağlantı hakkı bedelleri (ihaleler)

Yatırım ortamı elverişli mi?

Proje iş yapma kolaylığı (idari prosedürler)

- ✗ Proje geliştirme ve yatırım sürecinin uzunluğu: 4-6 yıl arasında devreye giriş
- ✗ İzin süreçlerinin farklı kriterlere tabi olabilmesi, izin iptalleri
- ✗ Kamulaştırma sorunları yaşanması

Finansman imkanları

- ✓ Yerli bankaların ve exim finansmanının varlığı
- ✗ Dengesizlik maliyeti ve katkı payı ile borç servis oranının düşmesi

Öngörülebilirlik

- ✗ Ulusal RES hedeflerine yönelik kararlılığın net algılanmaması
- ✗ İdari ücretlerde belirsizlik
- ✗ Geriye dönük mevzuat değişikliklerinden ötürü sektörün öngörülebilir bulunmaması

Destekler nitelikte

Kısmen Destekliyor

Engel teşkil ediyor

Her Yıl 1000 MW RES Nasıl Olur?

Strateji, sürdürülebilir gelişimin tetikleyen unsurların iyileştirilmesi üzerine kurgulanmıştır.

Strateji,

- iletim altyapısının hedeflenen RES gelişimini desteklediği,
 - ihale, destekleme ve lisanslama yaklaşımının projelerin hayata geçirilme olasılığını yükseltecek şekilde kurgulandığı,
 - izin süreçlerinin hem kamu hem yatırımcı için kolaylaştırıldığı,
 - rüzgar enerjisi değer zincirindeki tüm oyuncular için yatırımın en önemli koşulu olan «öngörülebilirlik» sağlandığı
 - sağlıklı bir yerleşme politikasının izlendiği
- bir sektör yapısı önermektedir.

 Uygun iletim altyapısı	 RES yatırımlarının ticari cazibesi	 Politika ve Regülasyon	 Fiziki rüzgar potansiyeli
Bağlanabilir kapasitenin artırılması • Trafo bazlı ihaleden bölgesel/alan bazlı ihaleye geçiş • Kapasite tahsis yapısının revizyonu Operasyonel yetkinliğin artırılması	Desteklerin düzenlenmesi • İhale yaklaşımının revizyonu(*) • Destek yaklaşımının piyasa fiyatı öngörüsü ve seviyelendirilmiş maliyete göre revizyonu • Dengeleme yükümlülüğünde eskalasyon • Yerli katkı uygulamasının idamesi Yerleşme yol haritasının hazırlanması	İş yapmanın kolaylaştırılması • Lisans sürecinin revizyonu(**) • İzin prosedürlerinin revizyonu Mevzuatta öngörülebilirlik sağlanması	On-shore RES potansiyelinin azami kullanılmasını teminen yol haritasında önerilen aksiyonların hayata geçirilmesi Off-shore YEKA gibi ülkenin potansiyelinin sürdürülebilir şekilde değerlendirilmesi İzinler dolayısıyla ilerleyemeyen projelerin hakları korunarak yeniden değerlendirilmesi

(*) Genel kapasite ihalesi ve arazi bazlı ihalede detayları tarif edilmektedir.

(**) İhale yapısı içerisinde tarif edilmektedir.

Nasıl bir rüzgar sektörü?

Rüzgar sektörünün,



Tüm paydaşlar (kamu, ekipman üreticinden RES yatırımcısına değer zincirinin tüm bileşenlerindeki paydaşlar) için **sürdürülebilir**



Yatırımcı açısından **öngörülebilirliği** yüksek



Son kullanıcıya **net pozitif katkı** sağlayan



Yarattığı ölçek ve mevzuat altyapısıyla ile sağlıklı bir **yerli sanayii** gelişimini sürükleyen

şekilde gelişimi esas olmalıdır. Rüzgar sektörünün ülkeye net faydası önceki kısımlarda analitik olarak ortaya konmuştur. Sürdürülebilir ve öngörülebilir bir sektör yapısı ve bunlara bağlı olarak gelişecek bir yerli RES sanayii için ise sistemin bütünsel bir şekilde geliştirecek, birbirleriyle uyumlu şekilde hayata geçirilecek bir dizi inisiyatif önerilmektedir.



Her Yıl 1000 MW RES Nasıl Olur?

Önerdiğimiz stratejik yaklaşımlar, öngörülebilir şekilde büyümeyi ve buna bağlı olarak yatırımların pozitif etkilerinin her alanda hissedilmesini sağlayacak şekilde yapılandırılmıştır. Önerilerimizin genel çerçevesi aşağıdaki gibi özetlenebilir:



İkili kapasite gelişimi yapısı:

- **Genel kapasite ihalesi:** Trafo bazlı değil yatırımcının kendisinin serbestçe seçtiği yerlerde geliştirdiği projelerin TEİAŞ sistem kullanım bölgesi bazında ve **Orta Gerilim ve Yüksek Gerilim ayrımı** ile yarıştırılması şeklinde bir kapasite ihalesi
- **Arazi bazlı kapasite ihalesi:** Kamunun belirlediği ve izinler açısından elverişli (orman, çevre, etkileşim, güvenlik vb) rüzgar arazilerinde yapılacak arazi bazlı ihale yaklaşımı (YEKA vb)



İhale ve lisans sürecinin tasarımı, yatırımcıyı daha **rasyonel davranmaya yönleltecek** ve projelerin hayata geçme imkanını artıracak tedbirler içermektedir:

- **geç ihale:** izinler tamamlandıktan sonra ihaleye girilmesi
- **min-maks eliminasyonu:** minimum ve maksimum tekliflerin değerlendirme dışı bırakılması
- **3. taraf görüşü:** teknik taraf görüşü ve banka görüşü (termsheet) alınarak ihaleye girilmesi
- **arazi başına teminat:** ölçümlere başvuru aşamasında çakışma ve kesişmeyi önlenmesi, kötüye kullanımı engellemek üzere arazi başına teminat alınması
- **destekleme süresinin bağlantı anlaşmasından itibaren başlaması:** hızlı devreye girişi özendirmek üzere, desteklemeden yararlanma süresinin bağlantı anlaşmasından itibaren 2+10 yıl olarak geçerli olması



Yatırımların ekonomik sürdürülebilirliğini sağlayacak destekleme yapısının uygulanması önerilmektedir:

- **sürdürülebilir destekleme yapısı:** yatırımcının maliyetini, rasyonalitesini esas alan şekilde **lisans bedeli üzerinden ihale yaklaşımı** benimsenmesi
- **dengesizlik eskalasyonu:** dengesizliklerin yönetiminde RES'ler için öğrenme eğrisinin dikkate alınması ve bu şekilde **kademeli geçiş** uygulanması



Kapasite tahsisinde «%25 puant yük kadar RES» yaklaşımının revize edilmesi, kapasite tahsisinin **RES gelişim ihtiyacına göre** kurgulanması, bu kurguyu hayata geçirecek planlamanın ve operasyonel tedbirlerin hayata geçirilmesi önerilmektedir.



Sağlıklı ve sürdürülebilir bir **yerleşme politikasının** hazırlanması önerilmektedir.

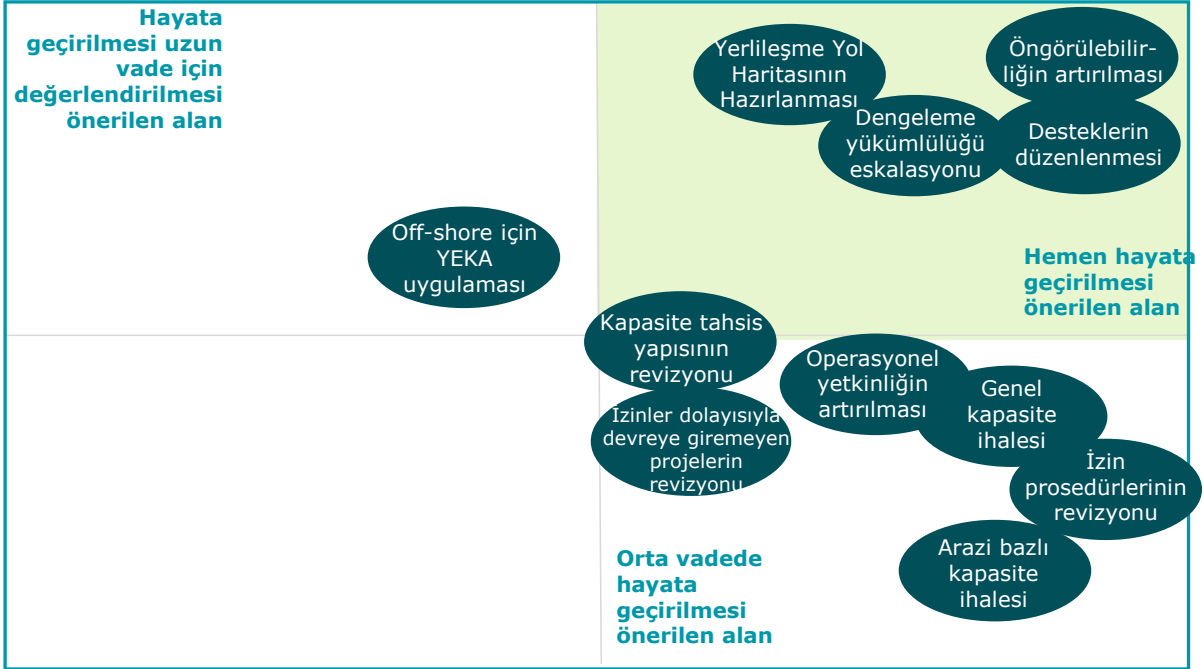


İzin süreçlerinin kolaylaştırılması ile öngörülebilirlik sağlanması, hem kamunun hem de yatırımcının eforunun asgari seviyeye indirilmesi sağlanabilecektir.

Her Yıl 1000 MW RES Nasıl Olur?

Önerilen inisiyatifler risk ve değerlerine göre önceliklendirildi.

Önerilen ana aksiyonlar ve önceliklendirilmesi



Değer Yaratma Boyutları

- Yaratacağı Operasyonel Fayda
- Yatırımcılara Doğrudan Katkı Yaratma Etkisi
- Yaratacağı Finansal Fayda

Risk Boyutları

- Değişimin Boyutu
- Teknik Zorluklar
- Paydaş Dirençleri

Her Yıl 1000 MW RES Nasıl Olur?

Önerilen inisiyatifler ve yol haritası (1/4)

	Kapasite tahsis yapısının revizyonu	Genel kapasite ihalesi	Arazi bazlı ihale
 Öneri	Toplamda yılda 1000 MW olacak şekilde: - Kamunun belirlediği ve izinler açısından elverişli rüzgar arazilerinde yapılacak arazi bazlı ihale yaklaşımı ve - Yatırımcının kendisinin serbestçe seçtiği yerlerde geliştirdiği projelerin trafo bazlı değil iletim bölgesi bazında yarıştırılması	- İletim bölgesi bazında ve OG-YG ayrımı ile «RES kurma hakkı» ihaleleri düzenlenmesi - İhalelerin izin süreçleri tamamlandıktan sonra geç ihale olarak gerçekleştirilmesi, teknik doğrulaması yapılmış ve bankalarla ön görüşmesi yapılarak kapalı zarf içinde termsheetleri sunulan projelerin ihaleye girmesi - İhalelerde kazanan yatırımcıya kapasitenin tahsis edilmesi	Kapasite tahsisinin bir bölümünün kamunun belirlediği spesifik alanlar bazında, yaklaşık 200-250 MW'lık parklar şeklinde yapılması, bu doğrultuda kamunun sınırları belirli alanlar için kapasite ihalesi gerçekleştirmesi
 Durum ve Gerekçe	Mevcut trafo bazlı kapasite ihalesi yaklaşımının, kapasite gelişimini yeterince desteklememesi	- Rüzgar alanlarına uygun arazilere odaklanmakta verimsizlik - RES gelişimini hızlı olmaması - Bağlantı hakkını almış ancak izinlerini tamamlanamayan veya finansman sağlayamayan projeler trafo kapasitelerinin verimsiz kullanımına yol açması	Trafo kapasitesinin olduğu yerlerde orman, güvenlik, çevre vb konular nedeniyle izin süreçlerinin ilerleyememe riski
 Beklenen Fayda	- Kamu için planlama ve kontrol imkanı - Yatırımcı için serbesti ve esneklik - Kapasitenin hızlı, öngörülebilir ve istikrarlı bir şekilde artması	- Geç ihale yaklaşımının projenin ihaleyi kazandığı anda hayata geçme olasılığının artırması ve tam anlamıyla proje finansmanına dönme imkanı - Yatırımcının ihaleye giriş öncesinde bankalarla görüşmüş ve termsheet almış olması ile maceracı fiyat vermesine engel olunması	- Yatırımcının izinler açısından sorunsuz alanlara yönlendirilmesi ve projelerin daha hızlı bir şekilde hayata geçmesi - Ekipmanda yerlilik şartı eklenerek yerli ekipman üretiminin gelişmesine destek vermesi



Her Yıl 1000 MW RES Nasıl Olur?

Önerilen inisiyatifler ve yol haritası (2/4)

İletim sisteminin operasyonel yetkinliğinin artırılması

Destek yapısının revizyonu

Yerli ekipman kullanımının desteklenmeye devam edilmesi



Öneri

- TEİAŞ'ın, daha fazla RES kurulu gücünün şebekeye sorunsuz entegrasyonunu sağlamak üzere yeni araçlar ve yaklaşımları geliştirmesi (tahmin yapısı, dinamik hat yükleme, optimizasyonlar, talep tarafı katılımı vb)
- MW kurulu güç başına bir lisans bedeli üzerinden lisans hakkı yarışması, minimum ve maksimum tekliflerin değerlendirme dışı bırakılması
- Yerli katkı ilavesi de dahil şekilde sabit fiyatlı destekleme yaklaşımının 2030'a dek uzatılması, süresinin bağlantı anlaşması yapıldığı andan itibaren 12 (tavan fiyattan indirim şeklindeki ihale durumunda 20 yıl) yıla çıkarılması
- Sabit fiyat garantisinin para biriminin seçiminin, sabit bir kur değişim oranı belirlenmek suretiyle, yatırımcıya bırakılması.
- Yerli katkı ilavesi uygulamasının devam etmesi ve süresinin 10 yıla çıkması



Durum ve Gerekçe

- Mevcut rezerv yapısının ve diğer araçların RES kurulu gücünün 2-3 katına çıktığı durumları desteklemeye elverişli olmaması
- Desteklerin süresinin belirsiz olması
- Mevcut Cetvel I+Cetvel II rakamlarını aşmayacak şekilde birim bedel bazlı ihale yaklaşımının RES'lerin halihazırdaki maliyet yapısına uygun olmaması
- Destek süresinin bağlantı anlaşmasından itibaren geçerli olmasından dolayı projelerini hızlıca hayata geçirebilen yatırımcılar için ekstra avantaj, projelerini bekleyenler için ise dezavantaj oluşacaktır.
- Yerli ekipman kullanımının finansman maliyetinde dezavantaj yaratması ve ancak yerli ekipman desteği ile cazip hale gelebilmesi
- Maliyet ve tarife arasındaki marjın darlığı nedeniyle yerli katkı ilavesine daha uzun yıllar ihtiyaç duyulması



Beklenen Fayda

- İlave baz yüke gerek kalmadan şebekenin daha fazla RES'i entegre edebilmesi
- RES projelerinin ekonomik sürdürülebilirliğinin ve dolayısıyla da yatırımların artmasının sağlanması
- Yerli RES endüstrisinin ilgili yan sanayi ile birlikte gelişmesi



Zaman Planı

2018

2017

2017

Her Yıl 1000 MW RES Nasıl Olur?

Önerilen inisiyatifler ve yol haritası (3/4)

	Dengeleme maliyetinin eskalasyonu	Off-shore alanlar için YEKA uygulaması yapılması	İzin süreçlerinin kolaylaştırılması
 Öneri	- Tolerans katsayısının RES'ler için ilk etapta %94 düzeyinde belirlenmesi, zaman içinde kademeli olarak yükseltilerek %96 düzeyine çıkarılması - Katsayının ve geçiş döneminin mevzuata bağlanarak duyurulması	Türkiye'nin off-shore rüzgar potansiyeline ve muhtemel alanlara ilişkin ciddi bir çalışma yapılarak ihale edilebilecek off-shore alanların belirlenmesi ve YEKA yaklaşımı uygulanması	- Eleme ve kısaltma, ortaklaştırma, pozitif idari sükut, başvuruların dijital ortama taşınması, yasaklı alanlara ilişkin başvuruların otomatik olarak reddedilmesi gibi inisiyatiflerle izin süreçlerinin kısalması - Kamulaştırma süreçlerinin revizyonu
 Durum ve Gerekçe	RES'lerin doğru üretim tahmini yapabilmesi için gerekli verinin birikmesi, santrallerin devreye yeni girdiği dönemde mümkün olmamasından dolayı yeni santrallerin daha fazla dengesizliğe düşerek dezavantaj yaşaması	Çevresel ve sosyal etkiler açısından iyi planlanmış off-shore uygulamaların daha elverişli olabilmesi	- İzin süreçlerinin projelerin hayata geçmesinin önünde önemli bir belirsizlik unsuru olması, - Farklı kurumlar tarafından verilen çok sayıda iznin münferit adımlar şeklinde ilerlemesi, - Farklı idarelerde farklı şekilde değerlendirilmesi, - İzinlerin standart süreler içinde sonuçlanmaması
 Beklenen Fayda	Yeni devreye girmiş RES'lerin dezavantajlı duruma düşmeden dengesizliğini yönetebilir hale gelmesi	Türkiye'nin potansiyelinin sürdürülebilir şekilde değerlendirilebilmesi	- İzin süreçlerinin hem kamu ve yatırımcı açısından kolaylığının ve etkinliğinin artması - Projelerin hayata geçme süresinin ve idari risklerin azalması



Zaman Planı

18

2016

2020

2017

Her Yıl 1000 MW RES Nasıl Olur?

Önerilen inisiyatifler ve yol haritası (4/4)

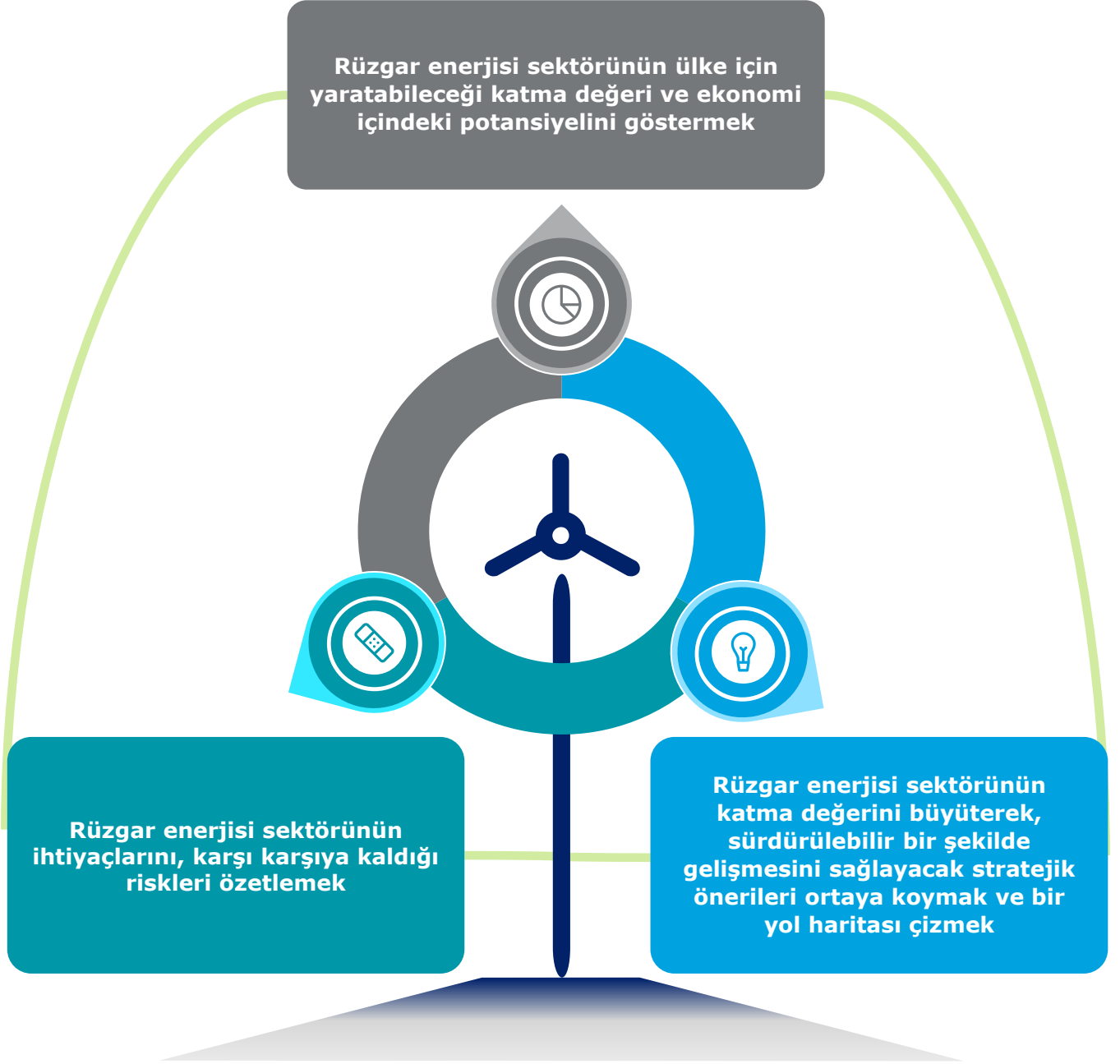
	İzinler dolayısıyla devreye giremeyen projelerin revizyonu	Yerleşme yol haritasının hazırlanması
 Öneri	Bağlantı hakkını almış olmakla beraber özellikle orman izinleri nedeniyle hayata geçemeyen projelerin aynı miktar kurulu güç için, şartları ayrıca özel olarak tanımlanarak (yerli ekipman, ilave indirim vb) YEKA kapsamındaki arazilerden yararlanması	RES ekipmanlarının yerli olarak üretiminin azami derecede sağlanması amacıyla detaylı bir yerleşme yol haritasının tedarik zincirine ilişkin bir envanter çalışmasına dayanacak şekilde, Bilim, Sanayi, Teknoloji Bakanlığı, sektör paydaşları ve akademi ile işbirliği içinde hazırlanması
 Durum ve Gerekçe	Mevcut proje portföyünün içinde önemli ölçüde projenin bağlantı hakkını almış olmakla beraber orman izinleri nedeniyle hayata geçmemesi	RES sektörüne ilişkin yerli tedarik zincirinin kurulmasına ihtiyaç olması
 Beklenen Fayda	Yatırıma hazır proje sahiplerinin hızlı bir şekilde devreye girebilecek projelerle ilerlemesinin sağlanması	- Katma değerli yerli ekipmanın mevcudiyetinin artırılması - Yerli ekipmanın ölçek ekonomisi ile fiyatının düşmesi
 Zaman Planı	2018	2017

Giriş

Giriş

Amaç

TÜREB için hazırlanan raporda üç ana amaç benimsenmiştir.



Rüzgar sektörü, yarattığı değer sonucunda kamu tarafından sektöre yapılan yatırımın ötesinde bir getiri potansiyeli taşımaktadır. Rapor, bu faydayı analitik olarak ortaya koymaktadır. Stratejik öneriler, uluslararası örnekler ve analitik çalışmaların ışığında yapılandırılmış ve sektörün değerlendirmesine sunulmuştur.

Giriş

Bölümler

Hazırlanan rapor aşağıdaki 5 ana başlıktan oluşmaktadır.

Uluslararası Uygulamalar

İletim sistemi gelişimi, ihale yöntemleri, dengeleme yaklaşımı, yerleştirme, destek mekanizması ve benzeri konularda uluslararası iyi uygulama örnekleri

Mevcut Durum Analizi

Mevcut durumun bir özeti, halihazırda yaşanan sıkıntı noktaları, darboğazlar, riskler.

Stratejik Öneriler

Rüzgar sektörünün yarattığı etkilere ilişkin analitik çalışmaların sonuçları

Neden Rüzgar?

Rüzgar sektörünün yarattığı değere ilişkin analitik çalışmalar

Ekler

İletim sistemine daha fazla yenilenebilirin entegrasyonu için detaylı açıklamalar, örnekler, kullanılan yaklaşım ve metodolojinin detayları

**Raporun
Bölümleri**

Giriş

Metodoloji

Çalışma kapsamında sektördeki birçok sektör paydaşı ile görüşmeler yapılmış ve sektördeki temel darboğaz noktaları tespit edilmiştir. Gerek özel sektördeki oyuncuların gerekse kamunun görüşleri raporun hazırlanmasına girdi sağlamıştır. Globalde kabul görmüş resmi kaynaklar uluslararası örneklerin hazırlanmasında kullanılmıştır.

Uluslararası Raporlar

Uluslararası örneklerin rapora yansıtılabilmesi için IRENA, EWEA, Dünya Bankası gibi kaynaklardan faydalanılmıştır.

Veri Analizleri

Rapordaki analizler için TEİAŞ, EPDK ve TÜREB kaynakları kullanılmıştır.



Sektör Paydaşlarıyla Toplantılar

Sektör paydaşları çok sayıda ile toplantılar düzenlenmiştir.

Elia'nın Katkısı

Elia Grid International Belçika ve Almanya'da İletim Sistemi İşletmecisi olarak faaliyet göstermektedir. Elia uzmanları, TEİAŞ ile toplantılara katılmış ve mevcut yapının analizinde destek vermiştir.

Her yıl 1000
MW RES ile
neler olur?

Rüzgar Enerjisi
Yatırımlarının
Ekonomik ve
Çevresel Etkileri &
Etki Potansiyeli

Rüzgar enerjisi yatırımlarının ekonomik ve çevresel etkileri

Rüzgar yatırımlarının yaratacağı etkiler beş ana başlık altında incelenmiştir.

Çalışma kapsamında rüzgar enerjisi yatırımları sonucunda i) İstihdam ve GSYH olan etkisi ii) doğalgaz ithalatının gelişimi ile cari açığa etkisi, iii) elektrik fiyatlarına etkisi, iv) karbon emisyonlarına etkisi ve v) son tüketiciye etkisi analiz edilmiştir.

01

İstihdam ve GSYH olumlu etkisi olmaktadır.

Türkiye’de 2015 yılındaki toplam 4718,3 MW kurulu kapasitenin aynı yıl GSYH’ye toplam katkısının 1,7 milyar – 1,9 milyar USD; istihdama olan toplam katkısının 12.000 – 15.000 kişi arasında olduğu tahmin edilmektedir.

02

Cari açığı azaltmaktadır.

2017-2035 yılları arasında rüzgar yatırımlarının gelişmesi ile cari açığın azalmasına toplamda 12,9 milyar USD net katkı sağlanacağı hesaplanmıştır. 2015 yılında rüzgar enerjisi ile üretilen elektrik ise 573,9 milyon \$’lık doğalgaz ithalatının önüne geçmiştir.

03

Elektrik fiyatlarının düşmesine katkı sağlamaktadır.

Rüzgar yatırımlarının devam etmemesi durumunda elektrik piyasa fiyatlarının 2017–2035 yılları arasında ortalama 3,7 \$/MWh ile 8* \$/MWh daha yüksek olması öngörülmektedir.

04

Son kullanıcıya pozitif etki yaratmaktadır

Elektrik piyasa fiyatlarının düşmesi ile beraber son kullanıcıya 2017 – 2035 yılları arasında toplamda 30,7 ile 60* milyar \$’lık fayda sağlanmaktadır. Son kullanıcıya rüzgar enerjisinden üretilen birim elektrik başına sağlanacak fayda minimumda 52,2 \$/MWh olarak hesaplanmıştır.

05

Çevre için olumlu etkiler yaratmaktadır

Rüzgar yatırımlarının devam etmesi ile beraber 2017–2035 yılları arasında toplamda 279,6 milyon ton karbon emisyonunun oluşması engellenebilecektir. Bu sayede Türkiye’nin yıllık karbon emisyonunun %3 ile %4 seviyelerinde azalması öngörülmektedir.

Not: Tüm değerler 2016 ABD Doları fiyatları ile gösterilmiştir.

*TÜREB analizi

Rüzgar enerjisinin makroekonomik etkileri

01

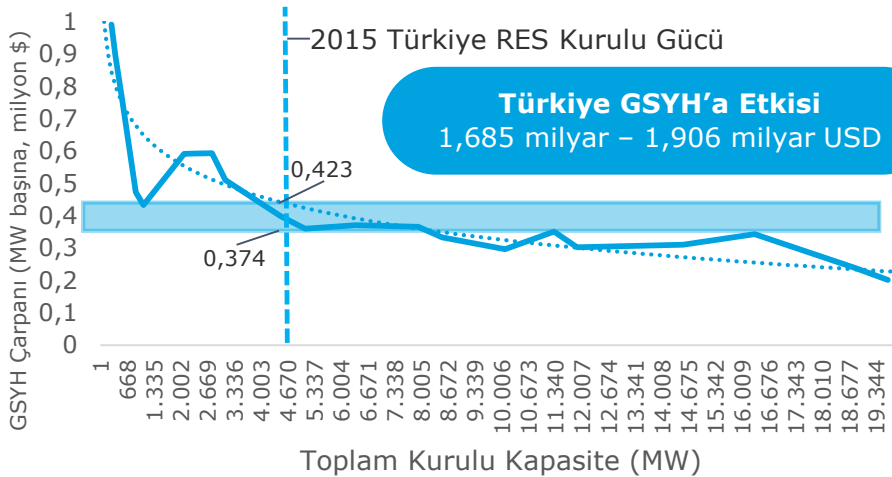
Türkiye’de 2015 yılındaki toplam 4718,3 MW kurulu kapasitenin aynı yıl GSYH’ye toplam katkısının 1,685 milyar – 1,906 milyar USD; istihdama olan toplam katkısının 12.166 – 15.320 kişi arasında olduğu tahmin edilmektedir.

1 – Gayrisafi Yurtiçi Hasılaya Etkisi

2005 yılından başlayarak 2020 ve 2030 yılı tahminlerini de içerecek şekilde İspanya, Almanya, Belçika, Birleşik Krallık ülkelerinde ve AB genelinde yapılan araştırmalarda, MW başına Gayrisafi Yurtiçi Hasılaya en yüksek katkı **991 bin USD** ile 2007 yılında Belçika’da gerçekleşirken en düşük katkı **201 bin USD** ile 2010 yılında İspanya’da gerçekleşmiştir. 2007–2010 yılları arasında MW başına ortalama seviyeler, İspanya için **273 bin USD**, Belçika için **711 bin USD** olarak gerçekleşmiştir. Bu katkı Almanya için 2013 yılında **425 bin USD** ve Birleşik Krallık için 2014 yılında **366 bin USD** seviyesindedir. 27 AB ülkesini kapsayan çalışmada ise 2007-2010 yılları arasında MW başına GSYH’ye toplam katkı ortalamada **572 bin USD** olarak tespit edilmiştir.

Bu araştırmada saptanan en önemli unsur, toplam kurulu kapasite arttıkça MW başına Gayrisafi Yurtiçi Hasılaya olan marjinal katkının düşmesidir. Örneğin, Belçika’da 2007 yılında toplam kurulu kapasite **274 MW** ve MW başına GSYH çarpanı **991 bin USD** olarak gerçekleşirken, 2011 yılında toplam kurulu kapasite **1078 MW** seviyesine yükseldiğinde MW başına marjinal katkının **433 bin USD** seviyesine düştüğü görülmüştür. Bu durumun araştırma kapsamındaki yıllarda ve tüm ülkelerde istisna olmaksızın tekrarlandığı gözlemlenmiştir. Ülkelerin farklı yıllara ilişkin toplam kurulu kapasite ve MW başına GSYH çarpanı verileri detaylı bir şekilde grafik halinde aşağıda sunulmuştur.

Şekil 1: GSYH Çarpan Etkisi



Rüzgar enerjisinin makroekonomik etkileri

01

Bu sonuçlara bakarak ve Türkiye'deki toplam kurulu kapasiteyi göz önüne aldığımızda;

- MW başına GSYH'ye yapılan toplam katkının (doğrudan ve dolaylı) **374 bin – 423 bin USD** bandında gerçekleştiği tahmin edilmektedir.
- Bu tahmine göre, Türkiye'de 2015 yılındaki toplam 4718,3 MW kurulu kapasitenin aynı yıl GSYH'ye oluşturduğu toplam katkı **1,685 milyar – 1,906 milyar USD** aralığında gerçekleştiği söylenebilir.
- 2015 yılında gerçekleşen 718,411 milyar USD GSYH göz önüne alındığında rüzgar enerjisi yatırımlarının oluşturduğu toplam katkı **% 0,23 – 0,27** seviyesindedir.

2 – İstihdama etkisi

Yapılan araştırmanın istihdama olan etkilerine bakıldığında; MW başına en yüksek toplam istihdama (doğrudan ve dolaylı) katkı **13,1** kişi ile 2007 yılında Belçika'da gerçekleşirken, en düşük katkı ortalama **1,6** ile 2010 yılında İspanya'da gerçekleşmiştir. 2030 yılı Belçika tahminlerinde bu rakamın **1,4** seviyesine düşeceği öngörülmektedir. MW başına ortalama istihdam değerleri, 2007-2010 yılları arasında İspanya için **2,1**, Belçika için **10,5** kişi olarak gerçekleşmiştir. 2013 yılı Almanya ve 2014 yılı Birleşik Krallık için bu rakam **3,5** olarak ölçülmüştür. AB ortalaması ise **3,1** seviyesindedir.

2012 yılında dünya genelinde yapılan araştırmalar sonucunda ise on-shore rüzgar yatırımlarında MW başına toplam istihdamın **8,8** olarak hesaplandığı ancak bu rakamın **6,1** gibi ciddi bir kısmının yatırımlar için gerekli olan ürünlerin imalatından kaynaklandığı tespit edilmiştir. off-shore rüzgar yatırımlarında aşağıda görüleceği gibi bu rakamlar daha yüksek seviyededir.

Tablo 1: MW başına istihdam

			
MW Başına İstihdam	İmalat	İnşa ve Kurulum	Operasyon ve Bakım
Rüzgar Onshore	6,1	2,5	0,2
Rüzgar off-shore	11	7,1	0,2

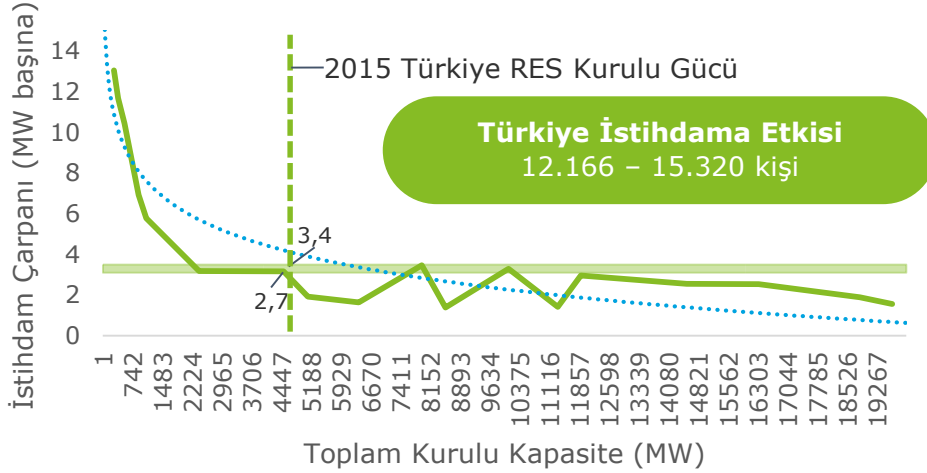
Rüzgar yatırımlarının oluşturduğu istihdam etkisi, GSYH etkisinde görüldüğü gibi, toplam kurulu kapasite arttıkça azalan bir görünüm sergilemektedir. Örneğin Belçika'da 2008 yılında toplam kapasite **376 MW** seviyesinde iken MW başına istihdam çarpanı **11,7** olarak gerçekleşirken, 2010 yılında toplam kapasite **886 MW** seviyesine yükseldiğinde MW başına istihdam çarpanı **6,9** seviyesine gerilemiştir. 2030 yılı tahminlerinde Belçika'daki toplam kurulu kapasite **8-10 bin MW** bandına geldiğinde MW başına istihdam çarpanının **1,4** seviyesinde gerçekleşmesi beklenmektedir.

Rüzgar enerjisinin makroekonomik etkileri

01

Ülkelerin farklı yıllara ilişkin toplam kurulu kapasite - MW başına İstihdam çarpanı verileri detaylı bir şekilde grafik halinde sunulmuştur.

Şekil 2: İstihdam Çarpanı



Bu sonuçlara bakarak ve Türkiye'nin rüzgar enerjisi yatırımlarını göz önüne aldığımızda;

- Türkiye'de istihdam çarpanını **2,7** ile **3,4** arasında gerçekleşmesi beklenmektedir.
- 2015 yılındaki 4718,3 MW toplam kurulu kapasite göz önüne alındığında, istihdama yapılan toplam katkının **12 bin – 15 bin** kişi arasında olduğu tahmin edilmektedir.
- 2015 yılı toplam istihdam verilerine bakıldığında bu katkının % **0,05 – 0,06** aralığında gerçekleştiği söylenebilir.

Rüzgar yatırımlarının GSYH ve istihdam anlamında Türkiye'ye net etkisinin hesaplanabilmesi için Türkiye spesifik ekonomik etki analizi çalışması yapılması gerekmektedir. Böyle bir çalışma sayesinde yapılan yatırımlardaki yerlilik oranının tespit edilmesi ve diğer ülkelerle kıyaslanma yapılması yoluyla GSYH'ye olan etkiyi spesifik bir şekilde belirlemek mümkün olacaktır. Benzer şekilde rüzgar enerjisi yatırımlarının oluşturduğu istihdam etkisi; imalat, inşaat ve kurulum ile operasyon ve bakım alt başlıklarında detaylı analiz edilerek, net bir şekilde ortaya konulabilecektir. Rüzgar enerjisi sektöründe yerli ekipman üzerine yapılan değişiklikler ve imalatteki yerliliğin artırılması yönündeki çalışmalar hem GSYH hem de istihdam anlamında böyle bir çalışmanın sonucunu olumlu etkileyecektir.

Rüzgar enerjisinin cari açığa etkisi

02

2017-2035 yılları arasında rüzgar yatırımlarının gelişmesi ile cari açığın azalmasına toplamda 12,9 milyar USD net katkı sağlanacağı hesaplanmıştır. 2015 yılında rüzgar enerjisi ile üretilen elektrik ise 573,9 milyon \$'lık doğalgaz ithalatının önüne geçmiştir.

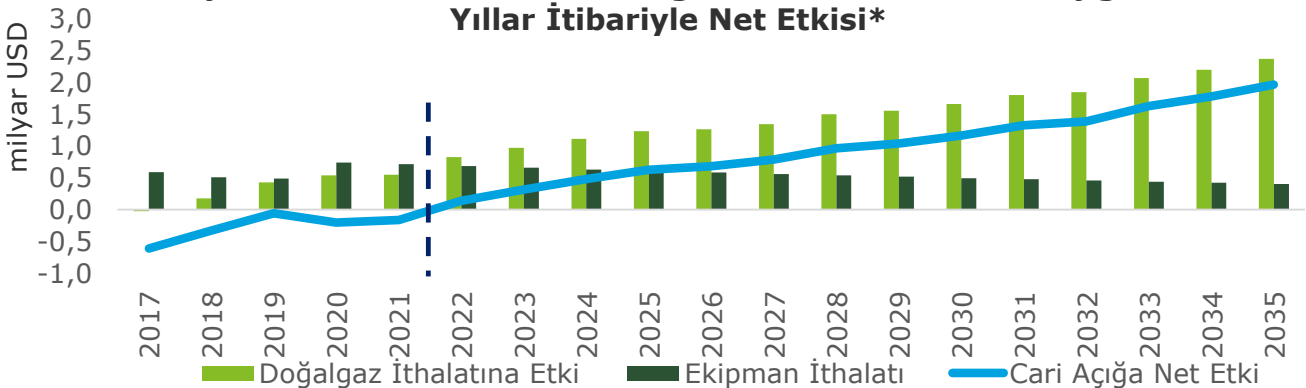
Türkiye'nin ticaret açığının %58'i enerji giderleri sebebiyle oluşmaktadır. Enerji giderleri içerisinde de doğalgaz ithalatı büyük pay sahibidir. Alternatif enerji kaynaklarının gelişmesi ile doğalgaz ithalatını azaltabilmek mümkündür. (Kaynak: Dünya Bankası)

2015 yılında rüzgar enerjisi ile üretilen 11,7 TWh'in eşdeğer doğalgaz üretimi olan ortalama 573,9 milyon \$ doğalgaz ithalatının engellendiği analiz edilmiştir. 2017 ve sonrası rüzgar yatırımlarının doğalgaz ithalatında 2017-2035 yılları arasında toplamda 23,4 milyar USD tasarruf sağlanması hesaplanmıştır.

Cari açığa etki eden diğer bir kalem ise ithal edilen ürünlerdir. Türkiye'de yerli üretimin sınırlı olması sebebiyle santrallerdeki ekipmanların bir kısmı ithal edilmektedir. Rüzgar yatırımlarının artması ile beraber ithal edilen ekipmanlar da artacak ve cari açığa negatif katkı sağlayacaktır. 2035 yılına kadar toplamda 10,5 milyar USD ithalat yapılması hesaplanmıştır. Her sene teknolojinin gelişmesi ile beraber yatırım maliyetinin azalması ve mevcut yerli ekipman politikası sebebiyle yeni yatırımlarda yerli ekipman kullanımının her geçen yıl artacağı öngörülmüştür. İlgili varsayımlar ekte gösterilmiştir.

Net cari açığın azalmasına katkı, toplam doğalgaz tasarrufundan toplam ekipman ithalatı çıkarılarak hesaplanmıştır. 2017 ve sonrası rüzgar yatırımları ile cari açığın toplamda 12,9 milyar USD azalması öngörülmektedir. 2022 yılı itibariyle cari açığa net etki pozitif olmakta ve 2035 yılına kadar yatırımların etkisi görülmektedir.

Şekil 3: 2017 ve Sonrası Rüzgar Yatırımlarının Cari Açığa Yıllar İtibariyle Net Etkisi*



Not: Tüm değerler 2016 ABD Doları fiyatları ile gösterilmiştir.

* Yapılan analizde ekipman ithalatı yurt içinde olmayan her türlü materyalin ithalatını kapsamaktadır.

Rüzgar enerjisinin elektrik fiyatlarına etkisi

03

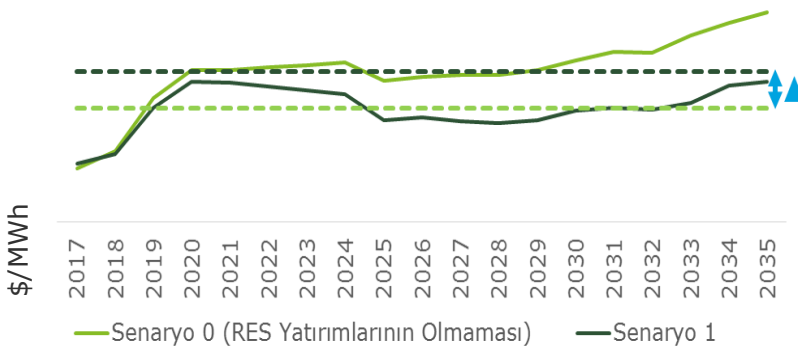
Rüzgar yatırımlarının devam etmemesi durumunda elektrik piyasa fiyatlarının 2017-2035 yılları arasında ortalama 3,7 \$/MWh daha yüksek olması öngörülmektedir.

Elektrik üretiminde kömür ve doğalgaz gibi pahalı yakıt türleri yerine yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılması ile elektrik fiyatlarının azalacağı öngörülmektedir. Kaynak kullanımının fiyatlara olan etkisini modellemek için farklı arz gelişim senaryoları ile detaylı olarak piyasa modellemesi yapılarak rüzgar enerjisi santrallerinin piyasa işleyişine etkileri ve sonuçları ortaya konulmuştur.

Rüzgar enerjisi etkisini daha iyi ortaya koyabilmek amacıyla "Senaryo 0" olarak 2017-2035 yılları arasında yeni rüzgar yatırımları olmaması durumu incelenmiştir. "Senaryo 1" olarak ise ekler bölümünde yer alan varsayımlar doğrultusunda rüzgar santrallerinin kapasite gelişimi dikkate alınmıştır.

Rüzgar yatırımlarının devam etmemesi durumunda 2017-2035 yılları arasında elektrik piyasa fiyatlarının 3,7 \$/MWh ila 8* \$/MWh daha yüksek olacağı ortaya konulmuştur. 2035 yılında iki senaryo arasındaki fiyat farkı 7,0 \$/MWh'a ulaşmaktadır.

Şekil 4: Elektrik Piyasa Fiyatlarının Değişimi



Rüzgar yatırımlarının durması durumunda elektrik fiyatı ortalama 3,7 \$/MWh ila 8* \$/MWh daha yüksek olacaktır.

* TÜREB Analizi

Uzun vadede petrol ve gaz fiyatlarında çalışmaya baz fiyat tahminlerinin ötesinde bir artış söz konusu olabileceği olup, burada hesaplanan emisyon azaltımı, fiyatlara etki, ekonomik katma değer gibi sonuçlar en düşük muhtemel rakamları yansıtmaktadır.

Not: Tüm değerler 2016 ABD Doları fiyatları ile gösterilmiştir.

Rüzgar enerjisinin son kullanıcıya etkisi

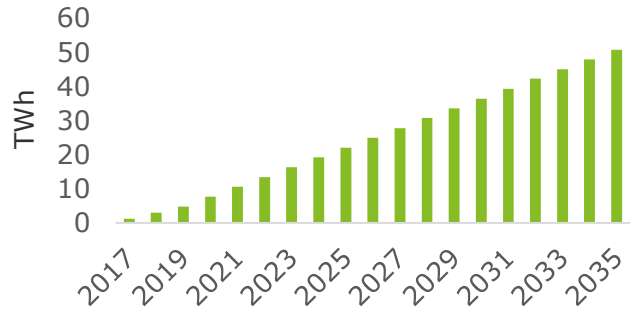
04

Elektrik piyasa fiyatlarının düşmesi ile beraber son kullanıcıya 2017 – 2035 yılları arasında toplamda 30,7 milyar \$'lık fayda sağlanmaktadır. Son kullanıcıya rüzgar enerjisinden üretilen birim elektrik başına sağlanacak fayda ortalama 52,2 \$/MWh olarak hesaplanmıştır.

Rüzgar enerjisi yatırımları ile beraber elektrik fiyatlarında 2017–2035 yılları arasında ortalama yıllık 3,7 \$/MWh düşüş olacağı hesaplanmıştır. Bu düşüşün son kullanıcıya etkisini gösterebilmek amacıyla toplam fatura miktarları arasındaki fark ortaya konulmuştur. Rüzgar yatırımlarının durması durumunda 2017–2035 yılları arasındaki toplam fatura değeri 422,7 milyar USD iken rüzgar yatırımlarının devam etmesi durumunda toplam fatura değeri 392,0 milyar USD olmaktadır. Aradaki farkın 2016 fiyatlarıyla değeri 30,7 milyar USD olup 60 milyar USD'ye çıkma potansiyeli de yüksektir.

2017 – 2035 yılları arasında rüzgar enerjisinden üretilen birim elektrik başına son kullanıcıya fayda minimumda 52,2 \$/MWh'tır. 2035 yılı itibarıyla fayda 70,5 \$/MWh'a kadar ulaşmaktadır.

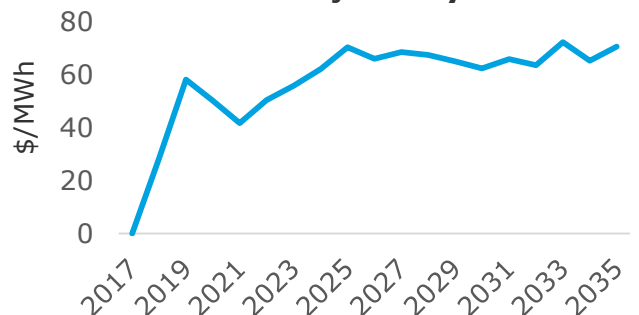
Şekil 5: 2017 - 2035 Yılları Arasında Devreye Alınan Rüzgar Santrallerinin Elektrik Üretimi



Şekil 6: 2017 - 2035 Yılları Arasında Devreye Alınan Rüzgar Santrallerinin Son Kullanıcıya Faydası



Şekil 7: Rüzgar Enerjisinden Üretilen MWh Başına Fayda



Not: Tüm değerler 2016 ABD Doları fiyatları ile gösterilmiştir.

Rüzgar enerjisinin karbon emisyonlarına etkisi

05

Rüzgar yatırımlarının devam etmesi ile beraber 2017–2035 yılları arasında toplamda 279,6 milyon ton karbon emisyonunun oluşması engellenebilecektir. Bu sayede Türkiye’nin yıllık karbon emisyonunun %3-%4 seviyelerinde azalması öngörülmektedir.

Yenilenebilir enerjilerin genelinde olduğu gibi rüzgar enerjisinin çevresel faydaları bulunmaktadır. Karbon emisyonlarının azalması da bu çevresel faydalardan bir tanesidir. Elektrik üretiminde doğalgaz tüketiminin azalması ile karbon emisyonlarının da azalması öngörülmektedir. Bu sebeple rüzgar yatırımlarının artması ile karbon emisyonlarındaki değişim incelenmiştir.

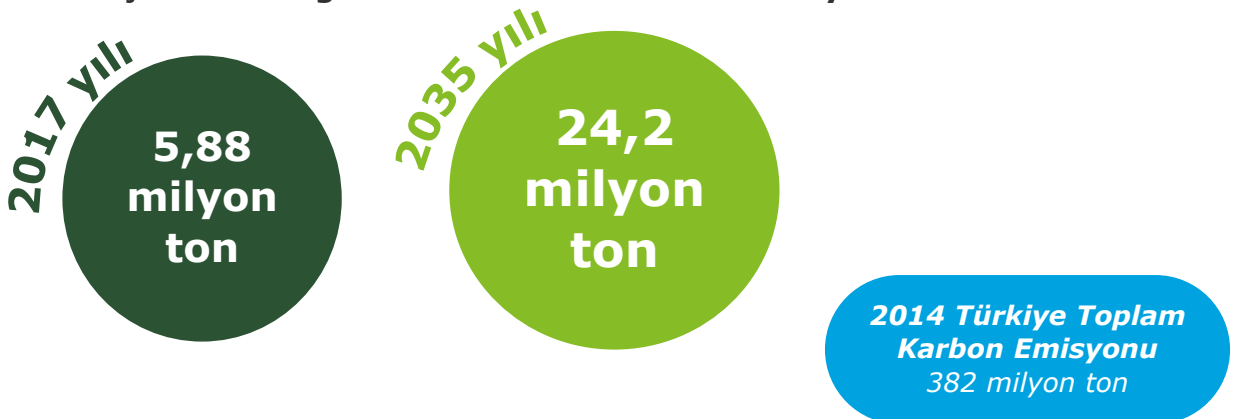
Karbon emisyonu azalması incelenirken iki senaryo arasındaki toplam doğalgaz tüketimi farkı hesaplanmıştır. Aradaki fark emisyon faktörü ile çarpılmıştır. Emisyon faktörü her teknoloji için farklı bulunmaktadır. Doğalgaz için emisyon faktörü 0,37 ton/MWh olarak alınmıştır*.

Rüzgar yatırımlarının devam etmesi ile beraber 2017–2035 yılları arasında toplamda 279,6 milyon ton karbon emisyonunun oluşması engellenebilecektir. Türkiye’nin 2014 yılında toplam karbon emisyonu 382 milyon ton** olduğu düşünüldüğünde uzun vadede rüzgar yatırımlarının ülkedeki karbon emisyonlarını yıllık %3-%4 seviyelerinde azaltmasına katkı sağlayacağı beklenmektedir.

Türkiye’nin Paris Anlaşması kapsamında INDC (Intended Nationally Determined Contribution) belgesinde 2030 yılında 246 milyon ton karbon emisyonu eşdeğeri sera gazı azaltımı yapacağı belirtilmiştir. Rüzgar yatırımları ile 2030 yılında gerçekleşecek karbon emisyonu azaltımı belirtilen değerin %7,7’sine denk gelmektedir.

*Kaynak: Deloitte Analizi **Kaynak: TÜİK

Şekil 8: Rüzgar Yatırımlarının Karbon Emisyonu Azaltımı



Kaynak: TÜİK

Mevcut Durum Analizi

Mevcut Durum Analizi

Kapasite Gelişimi



Türkiye’de rüzgar enerjisi potansiyeli toplamda 48 GW olup, 2016 yılı Ağustos ayı sonu itibariyle bu potansiyelin henüz %11,1’inden faydalanılmaktadır.

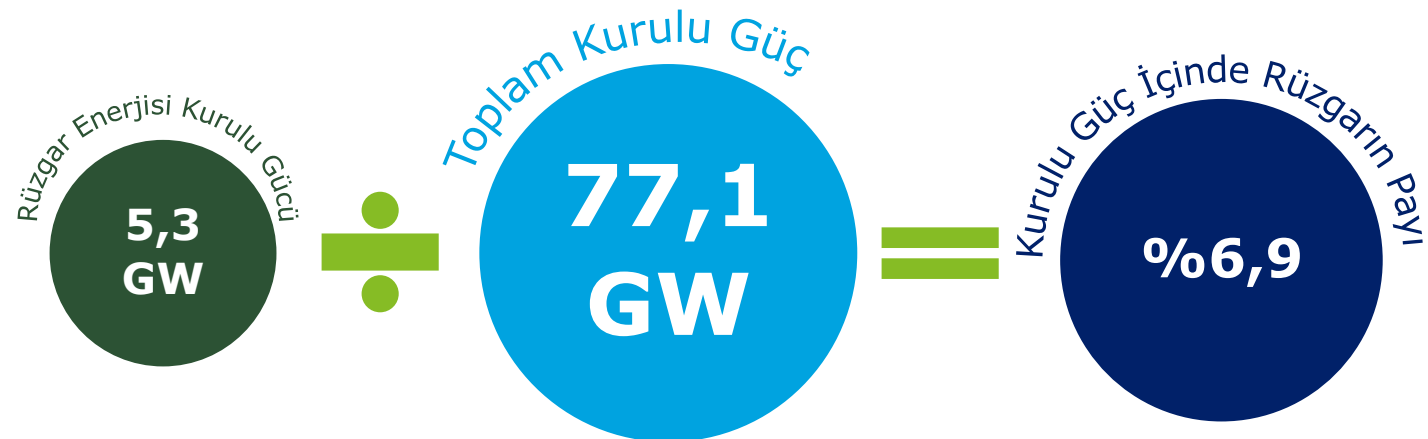
Yer seviyesinden 50 metre yükseklikte ve 7,5 m/s üzeri rüzgar hızlarına sahip alanlarda kilometrekare başına 5 MW gücünde rüzgar santrali kurulabileceği kabul edilerek Türkiye’nin rüzgar enerjisi potansiyeli teorik yaklaşık olarak **48 GW** olarak belirlenmiştir ve bu bölüme tekabül eden potansiyele karşılık gelen toplam alan Türkiye yüz ölçümünün **%1,3**’üne denk gelmektedir.

Tablo 2: Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyeli

Rüzgar Kaynağı Gücü	50 m’de rüzgar gücü (W/m ²)	50 m’de rüzgar hızı (m/s)	Toplam alan (m ²)	Toplam Potansiyel Kapasite (MW)
İyi	400 - 500	7.5 -8.1	5.851,87	29.259,36
Çok iyi	500 - 600	8.1 -8.6	2.598,86	12.994,32
Çok iyi	600 - 800	8.6 -9.5	1.079,98	5.399,92
Çok iyi	> 800	> 9.5	39,17	195,84
Toplam			9.569,88	47.849,44

Kaynak: Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü

2016 Ağustos sonu itibariyle...



Mevcut Durum Analizi

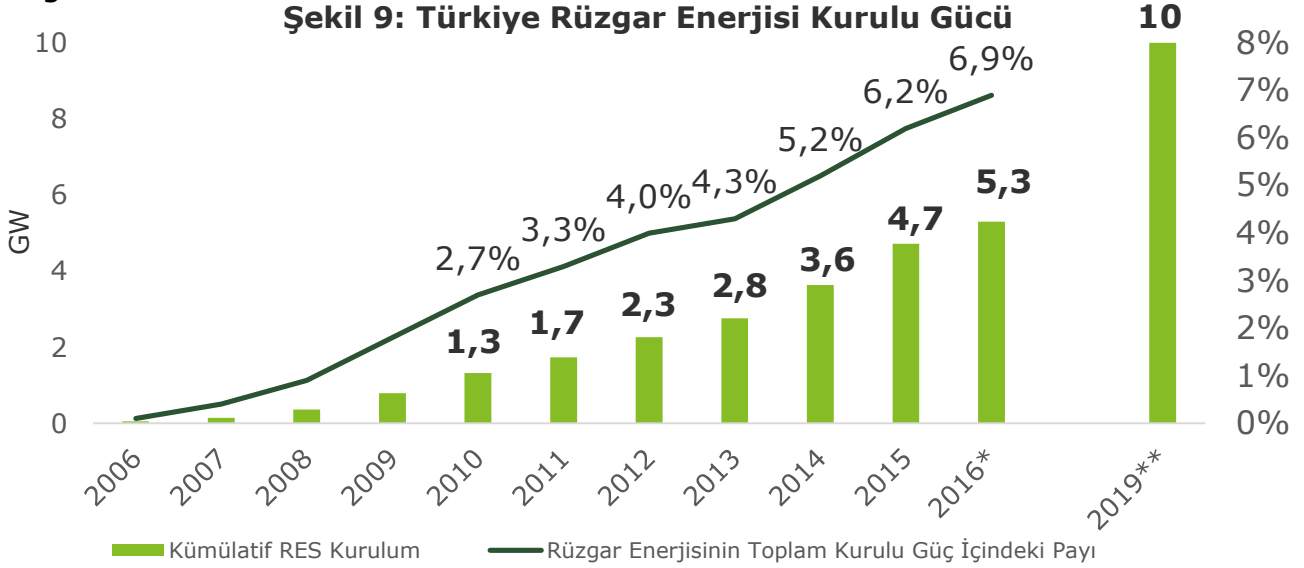
Kapasite Gelişimi



Türkiye'nin kapasite gelişimi belirlenen hedeflerin gerisinde kalmıştır.

2006 yılında başlayan rüzgar enerjisi yatırımları ilk yıllarda yavaş ilerlese de her yıl 2008 yılından itibaren 400 MW üzeri, son 3 yılda ise ortalama 847 MW artış göstermiştir. Toplam kurulu gücün 2019 sonu itibariyle 10 GW'a ulaşması öngörülmektedir.

Şekil 9: Türkiye Rüzgar Enerjisi Kurulu Gücü



Kaynak: TUREB, TEİAŞ * 2016 Ağustos ayına kadar alınmıştır, ** Tahmin

%45

ETKB 2015 Yılı RES Kurulu Gücü Hedefi Gerçekleşme Oranı

10 GW

ETKB 2019 Yılı RES Kurulu Gücü Hedefi

ETKB 2010 – 2014 Stratejik Planı ve Türkiye Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı incelendiğinde belirlenen hedeflerin altında kaldığı görülmektedir. Mevcut trendler doğrultusunda 2023 hedefinin de gerçekleşmesinin güç olduğu tahmin edilmektedir.

Şekil 10: Türkiye Rüzgar Enerjisi Hedefleri ve Potansiyeli

GW

2015 Sonu Kurulu Güç

4,7

ETKB 2015 Hedefi

10

2023 Eylem Planı Hedefi

20

35

Türkiye Potansiyeli

48

Mevcut Durum Analizi

Kapasite Gelişimi



Belirlenen hedeflerin gerisinde kalınmasının nedenleri mevzuat yapısı, yatırım süreci, ticari ortam ve fiziksel ve teknik etkenler olmak üzere dört ana başlık altında incelenmiştir.

Sektörün öngörülebilir ve sürdürülebilir bir şekilde büyüebilmesi için bir hedef ve bu hedef için hazırlanmış bir strateji planı olması elzemdir. Ancak, ETKB'nin hedeflerinin gerçekleşmemesi, 2023 yılına kadar 20 GW hedefinin sorgulanabilir olması ve 2005'ten bu yana uygulanan politikaların bu hedefe ulaşma görevini tam olarak karşılayamaması sebebiyle sektördeki öngörülebilirlik kavramı olumsuz etkilenmiştir. Sektörün hem öngörülebilirliğini hem de sürdürülebilirliğini etkileyen konular aşağıdaki başlıklar altında özetlenmiştir.

01

Mevzuat Yapısında Yapılan Değişiklikler

Geçmişten günümüze rüzgar enerjisi yatırımlarına etki eden mevzuat yapısı sürekli değişmiştir. Hem var olan hem de yeni projeleri ilgilendiren değişiklikler, piyasanın öngörülebilirliğini olumsuz etkilemiştir. Bu bölümde mevzuat yapısının yıllara göre değişimi incelenmiştir.

02

Yatırım Sürecinde Yaşanan Problemler

Yatırım sürecinin uzun olması ve yatırım süreci boyunca yaşanan problemler, mevcut yatırımların işletmeye girememesine veya iptal olmasına neden olmuştur. Bu bölümde tüm süreç ve süreç içerisindeki problemler ortaya konmuştur.

03

Ticari Ortamın Yatırımcılar Üzerindeki Etkisi

Destek mekanizmasında yaşanan değişiklik ve destek mekanizmasının 2020 yılı sonrasında uygulanıp uygulanmayacağı sektör içerisinde bir belirsizlik yaratmaktadır. Bu bölümde piyasa fiyatları ve destek mekanizması incelenmiştir.

04

Fiziksel ve Teknik Etkenler

TEİAŞ'ın günümüze kadar açıklanan kapasite hayata geçmemiş projeler sebebiyle verimli kullanılamamıştır. Bu bölümde TEİAŞ'ın yatırımları ve açıkladığı kapasite analiz edilmiştir.

*Mevzuat Yapısı:
Değişen Yasal
Altyapıya Bakış*

Mevcut Durum Analizi

Mevzuat Yapısı

01



2005 yılından itibaren, sektörde 10 yılda yaşanan 35'in üzerinde mevzuat değişikliğiyle birlikte birçok dönüm noktası gözlenmiştir.

2005

- Alım garantisinin tanımlanması

2007

- RES ihalelerinin açılımı ve toplu başvuruların alınması

2008

- MW cinsinden kurulu güç başına teminat mektubu tutarının belirlenmesi

2009

- 1 Kasım 2007 RES başvurularının değerlendirilmeye başlanması
- Üretim tesisinin Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği'ne tabii olması

2010

- Üretilen kWh başına TEİAŞ'a verilecek katkı payı üzerinden yarışma yapılması
- Rüzgar için 7,3 \$cent/kWh sabit fiyat garantisi sisteminin ve yerli ürün kullanımı için ek desteklerin getirilmesi

2011

- Bir yıllık ölçüm zorunluluğunun getirilmesi

2013 / 1

- TEİAŞ yarışmalarında MW başına katkı payı ödenmesi
- Yarışmada üretim tesisinin ilk ünitesinin geçici kabulünün yapıldığı tarihten başlamak üzere en fazla 3 yıl içerisinde TEİAŞ'a MW başına katkı payı ödenmesi

Yarattığı Etki

2005

Sektörün resmi olarak başlaması ve yaklaşık 2,1 GW RES lisanslanması

2007

78 GW'lık büyük yatırımcı ilgisi ile başvurularda yığılma olması

2008

78 GW'lık başvuruyu işleyecek altyapının kurulma çalışmaları, başvuruların revizyonu, mevzuat hazırlıkları yapılması

2009

Bağlantı hakkı yarışmaları: 20 yıl boyunca ödemek üzere ortalama 1,72 Kuruş/kWh maksimumda 6,52 kuruş/kWh ile proje stokunun bir kısmının fizibil olmayan hale düşmesi

2010

Ölçüm zorunluluğu ile yatırım sürecinin değişerek uzaması

2011

MW başına ödeme yükümlülüğü ile katkı payının olumsuz etkisinin azalması

2013

Yeni bağlantı hakkı ihalesinin hayata geçebilmesi için detayların yayınlanması

Mevcut Durum Analizi

Mevzuat Yapısı

01



Özellikle 2016'da sistemin ana dinamikleri değişmiştir.

2013 / 2

- Ön lisans süreci tanımlanması ve RES başvurularında teknik ölçüm izni alınması
- Destek mekanizmasının 2020 yılının sonuna kadar devreye giren santralleri kapsayacak şekilde uzatılması

2014

- Kocaeli, Çanakkale, Tekirdağ, Hatay ve Artvin illerinin bazı bölgelerinde lisans almış projeler dahil hiçbir rüzgar elektrik santralının değerlendirmeye dahi alınmayacağını belirtilmesi

2015

- Ön lisans sahibi tüzel kişinin lisans alınıncaya kadar ortaklık yapısının doğrudan veya dolaylı olarak değişmesinin ve hisselerinin devrinin yasaklanması

2016

- Belirlenmiş tolerans katsayısı ile yeni gelirin hesaplanması, dengeleme maliyetlerinin yatırımcı tarafından karşılanması, katılımcıların üretmiş oldukları enerjinin satışlarını serbest piyasaya gerçekleştirmesi
- Aynı bağlantı noktasına birden fazla başvuru olması durumunda yapılacak yarışmanın YEKDEM fiyatı üzerinden eksiltme ile yapılacak olması ve ön lisans başvurularında son 5 yıl içinde elde edilmiş ölçüm verisi istenmesi
- Yerli aksamın desteklenmesi standartlarının değiştirilmesi
- YEKA Yönetmeliği

Yarattığı Etki

2013

Ön lisans ile yatırım sürecinin değişerek uzaması
Destekleme mekanizmasının uzatılması, sektörün öngörülebilirliğinin artması

2014

Orman arazilerindeki projelerin durması, yapılamayan proje stokunun artması

2015

Kısmen olumlu ve kısmen de olumsuz etkileriyle proje ticaretinin engellenmesi

2016

RES yatırımcıları için dengesizlik maliyetinin, adaptasyon sürecine imkan verilmeden gelmesi

Bağlantı hakkı ihalesi sürecinin değişmesi ile ihalelerin ötelenmesi ve mevcut başvurular için belirsizlik oluşması

Desteklere konu olan yerli ekipman kullanımıyla alınabilecek desteklere ilişkin zorlayıcı hükümler gelmesi

*Proje Geliştirme
ve Yatırım
Sürecinde
Yaşananlara
Detaylı Bakış*

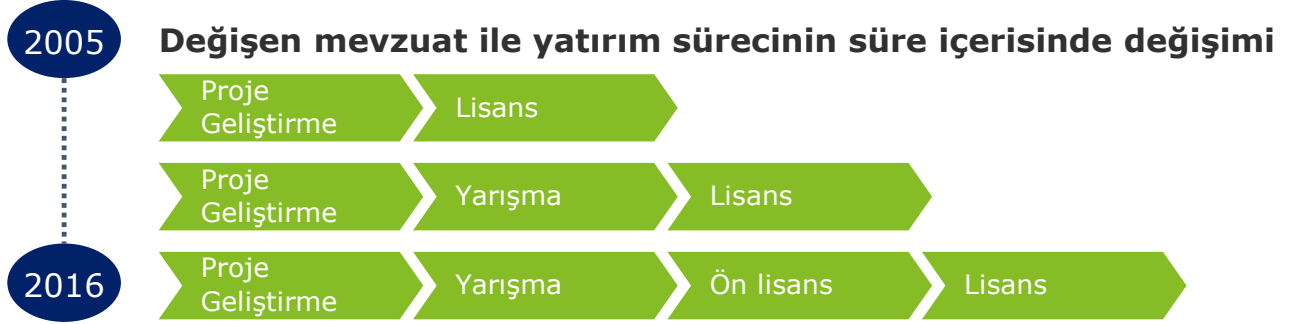
Mevcut Durum Analizi

02

Yatırım Süreci



Mevzuatın değişmesi sonucunda 2005 – 2016 yılları arasında lisans temini süreci devamlı değişmiştir. Değişiklikler sonucu oluşan belirsizliğin yanı sıra yatırım süreci her bir aşamada yaşanan zorluklardan ötürü uzun sürmektedir.



Bir rüzgar santralının yatırım süreci birçok zorlu süreçten geçmektedir. Bu sebeple yatırım süreci ortalama olarak **5-6 yıl** sürmektedir.



Aşama 1: Proje Geliştirme

- Bu aşamada yatırım yapılacak arazi, iş planı, proje finansmanı, kullanılacak ekipmanlar ve santralin kurulu gücüne karar verilmesi gerekmektedir.
- Arazi kullanım ve ölçüm izinleri alınmakta ve standartlara uygun 1 yıllık rüzgar değerleri ölçülmektedir.



Aşama 2: Yarışma

- Aynı bağlantı noktasına ve/veya aynı bağlantı bölgesine bağlanmak için birden fazla başvurunun bulunması hâlinde, başvurular arasından ilan edilen kapasite kadar sisteme bağlanacak olanları belirlemek için TEİAŞ tarafından yarışma yapılmaktadır. Son yarışma yönetmeliğine göre **MW başına en yüksek katkı payı** teklifini veren şirket bağlantı hakkını kazanmakta iken yeni yarışmalarda YEKDEM fiyatı üzerinden azaltma yapılarak teklifler alınacaktır.



Aşama 3: Ön Lisans

- Bağlantı hakkını kazanan şirket, EPDK tarafından belirlenen ön lisans süreleri dahilinde yönetmelikte tanımlanan gereklilikleri tamamlaması zorunludur.



Aşama 4: Lisans ve İşletmeye Alma

- Ön lisans aşamasını tamamlayan şirketler, üretim lisansı temin etmektedir. Ardından EPDK tarafından belirlenen referans inşaat süresi içerisinde üretim tesisini tamamlama zorunlulukları bulunmaktadır.

Mevcut Durum Analizi

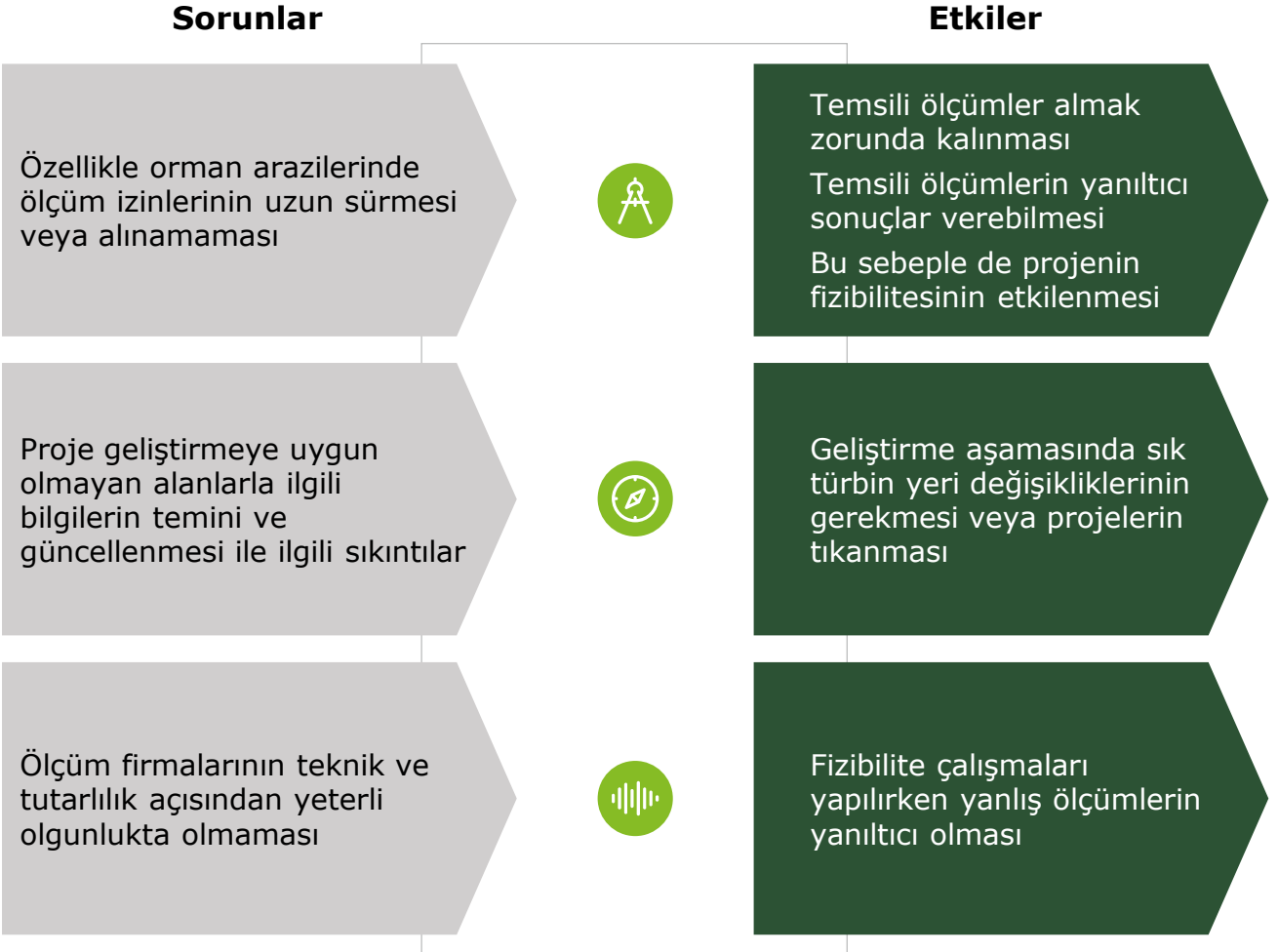
Yatırım Süreci

02



Aşama 1: Proje Geliştirme

Proje geliştirme sürecinde yapılan ölçümler projelerin fizibilitelerini etkilemektedir. Ölçümlerin sağlıklı alınamaması, yatırımcıların yanlış değerlendirmeler yapabilmesine ve projelerin fizibil bir şekilde hayata geçememesine yol açabilmektedir.



Ölçüm aşamasında yaşanan problemler süre ve finansal fizibilite açısından yatırımcıları zor durumda bırakmaktadır. Bu sorunların bertaraf edilebilmesi için Orman ve Su İşleri Bakanlığı başta olmak üzere ilgili kurumların bu süreçte daha etkin rol alması gerekmektedir.

Ayrıca sonraki aşamalarda sorun yaşanmaması için inşaat izni verilemeyecek ormanlık arazi vb. alanlara en başta ölçüm izninin de verilmemesi kritiktir.

Mevcut Durum Analizi

Yatırım Süreci

02

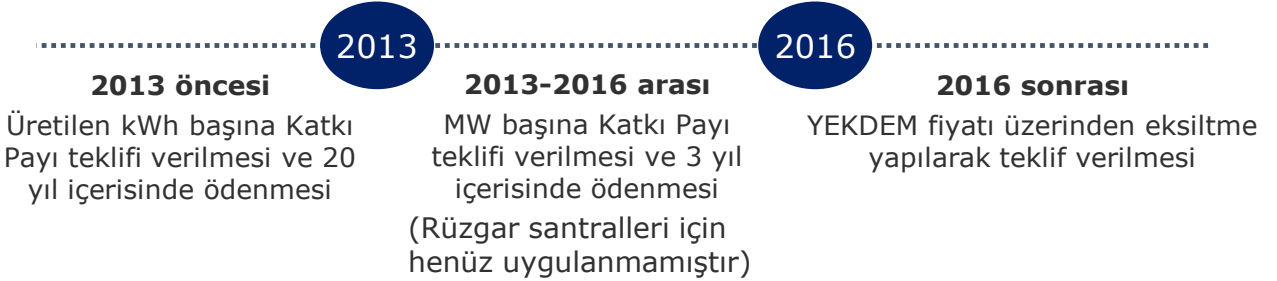


Aşama 2: Yarışma

2016 yılında yarışma sürecinde yapılan değişiklik, beraberinde sektöre birçok yeni belirsizlik getirmiştir.

2010 yılında yayınlanan yönetmelik ile beraber yürürlüğe giren Yarışma Yönetmeliği sonucunda 2011 yılında, 1 Kasım 2007 bağlantı başvuruları için yarışma düzenlenmiştir. Bu yarışmada üretilen kilovatsaat (kWh) başına RES Katkı Payı teklifi verilmiş ve en yüksek teklifi veren şirket bağlantı hakkını kazanmıştır. Kazanılan Katkı Payı teklifleri TEİAŞ'a ödenmektedir.

Yarışmalarda teklif yapısının zaman içerisinde değişimi



20 yıl boyunca birim üretim başına verilmesi söz konusu olan bu katkı payının sektörü zorlayıcı etkisinin görülmesiyle yarışma sistemi değiştirilmiş ve en geç 3 yıl içinde ödenecek şekilde birim kurulu güç başına bir katkı payı esasına geçilmiştir. Ancak bu sistem henüz rüzgar santralleri için uygulanmamıştır.

Destek mekanizmasının son kullanıcıya yarattığı ekonomik yükü hafifletebilmek amacıyla 2016 yılında yarışmalarda verilecek tekliflerin yöntemi değiştirilmiştir. 24 Haziran 2016'da yayınlanan torba kanun ile yarışmalarda YEKDEM fiyatı üzerinden eksiltme yöntemi kullanılacağı belirtilmiş ancak yeni yarışma yönetmeliği Ağustos 2016 itibarıyla yayınlanmamıştır.

Mevcut Durum Analizi

Yatırım Süreci

02

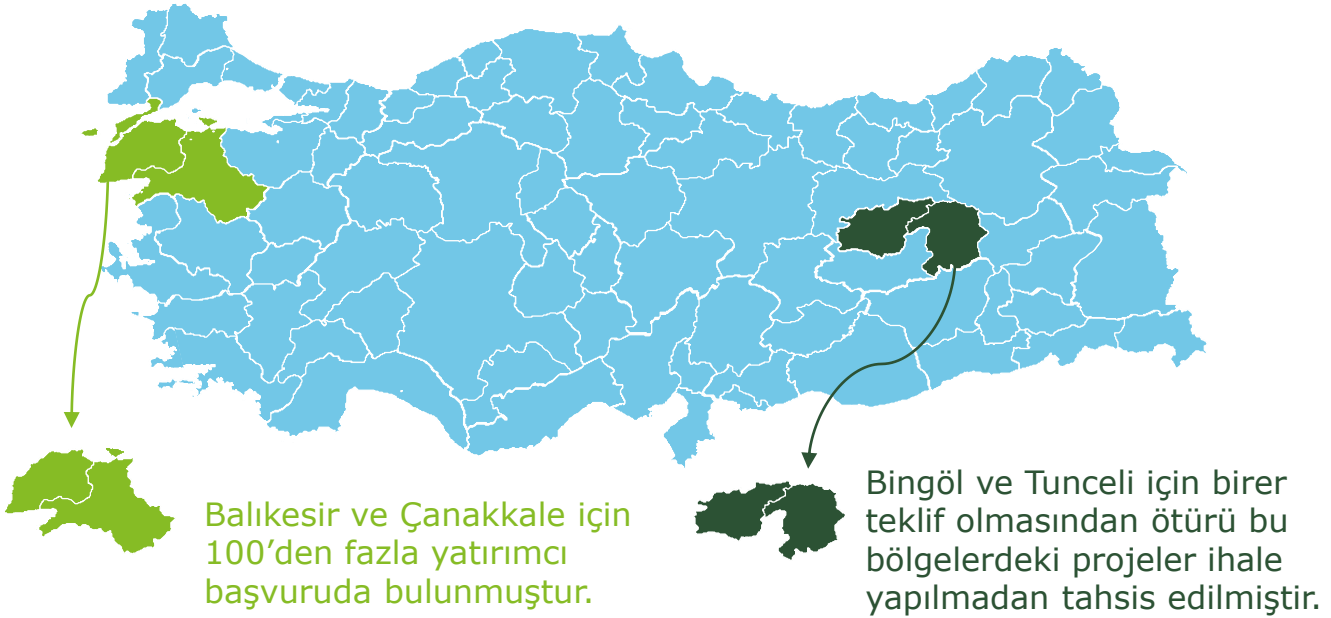


Aşama 2: Yarışma

TEİAŞ tarafından açıklanan kapasitenin çok üzerinde başvuru gelmesinden ötürü başvurular arasında yarışma yapılması gerekmiştir.

TEİAŞ'ın açıkladığı kapasite için birçok yatırımcı başvuruda bulunmakta ve kesişen veya çakışan projeler için yarışma yapılması ihtiyacı doğmaktadır.

1 Kasım 2007 tarihinde rüzgar enerjisi için toplamda 751 proje başvurusu yapılmış olup, bu projelerden 1.378 MW kurulu gücündeki 63 proje tekli proje olarak kalmıştır. Bu tekli projelerden yaklaşık 400 MW'lık kısım günümüzde işletmeye alınmıştır. Geriye kalan projeler için 2011 yılında yarışma düzenlenmiştir.



Balıkesir, Çanakkale ve İzmir şehirlerindeki yüksek rüzgar hızı ve dolayısıyla fazla enerji potansiyeli sebebiyle, bu bölgelerdeki Katkı Payı tekliflerinin tutarları çok yüksek seviyeye çıkmıştır. Bu 3 şehirdeki katkı payı tekliflerinin ortalaması 3,08 kr/kwh'dır. Bu bölge için verilen tekliflerde en yüksek değer 5,53 kr/kwh, medyan değeri ise 3,28 kr/kwh'dır.

2013 yılında TEİAŞ tarafından açıklanan 3.000 MW'lık kapasite için ise 1.099 yatırımcı yaklaşık toplamda 42 GW'lık başvuruda bulunmuştur. Ancak bu başvurular için henüz yarışma gerçekleşmemiştir.

Mevcut Durum Analizi

Yatırım Süreci

02

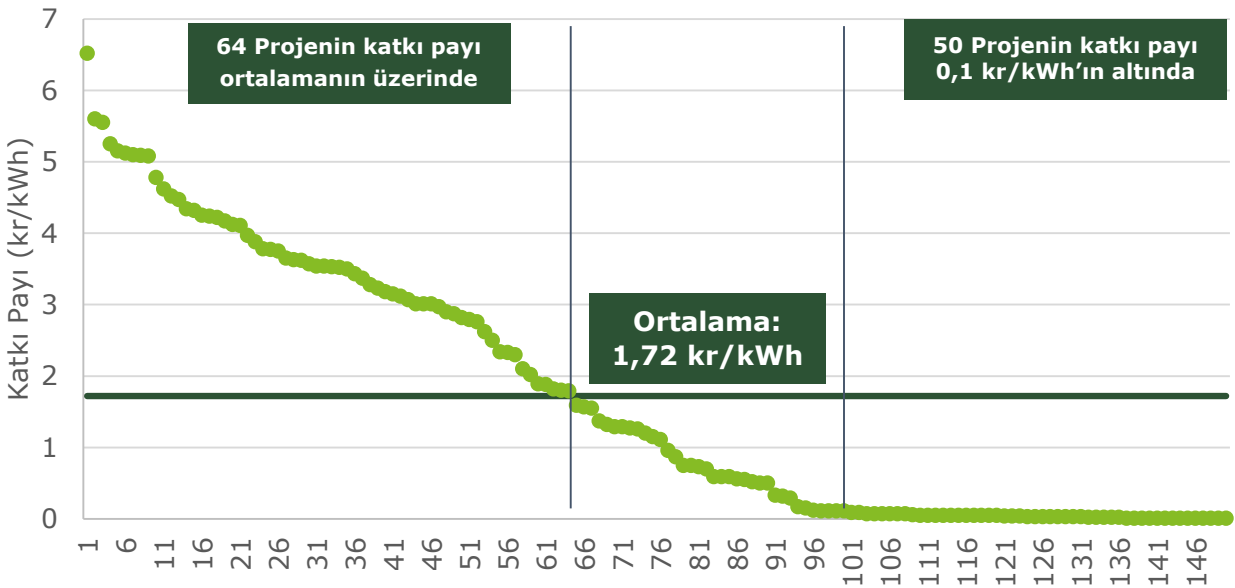


Aşama 2: Yarışma

2011 yılında gerçekleşen yarışmada ortalamanın çok üstünde ve projelerin finansal fizibilitelelerini olumsuz etkileyen katkı payı teklifleri sunulmuştur.

2011 yılındaki çoklu başvurular yarışmasında kazanan teklifler en yüksekten en düşüğe göre aşağıda sıralanmıştır.

Şekil 11: 2011 RES Çoklu Başvurular Yarışması Katkı Payları*



*Başvurulan kurulu gücü ile verilen katkı payı teklifi arasında herhangi bir korelasyon gözlemlenmemektedir.

Tekliflerin %57'si ortalamanın altında kalırken en yüksek 10 kazanan teklifin ortalaması 5,32 kr / kWh olmuştur. Yarışma aşağıdaki sonuçları yaratmıştır:



Fizibiliteye dayanamayan tekliflerden ötürü özellikle yüksek rüzgar hızları nedeniyle revaçta olan bölgelerde yüksek katkı payı, ekonomik olarak anlamlı olmayan proje stoku oluşmuştur.



Katkı payları, sanal da olsa TEİAŞ'a önemli bir gelir kaynağı olmuştur.



Ekonomik olarak anlamlı olmayan projeler, verimli rüzgar alanlarında trafo kapasitelerini bloke etmiştir.

Mevcut Durum Analizi

Yatırım Süreci

02

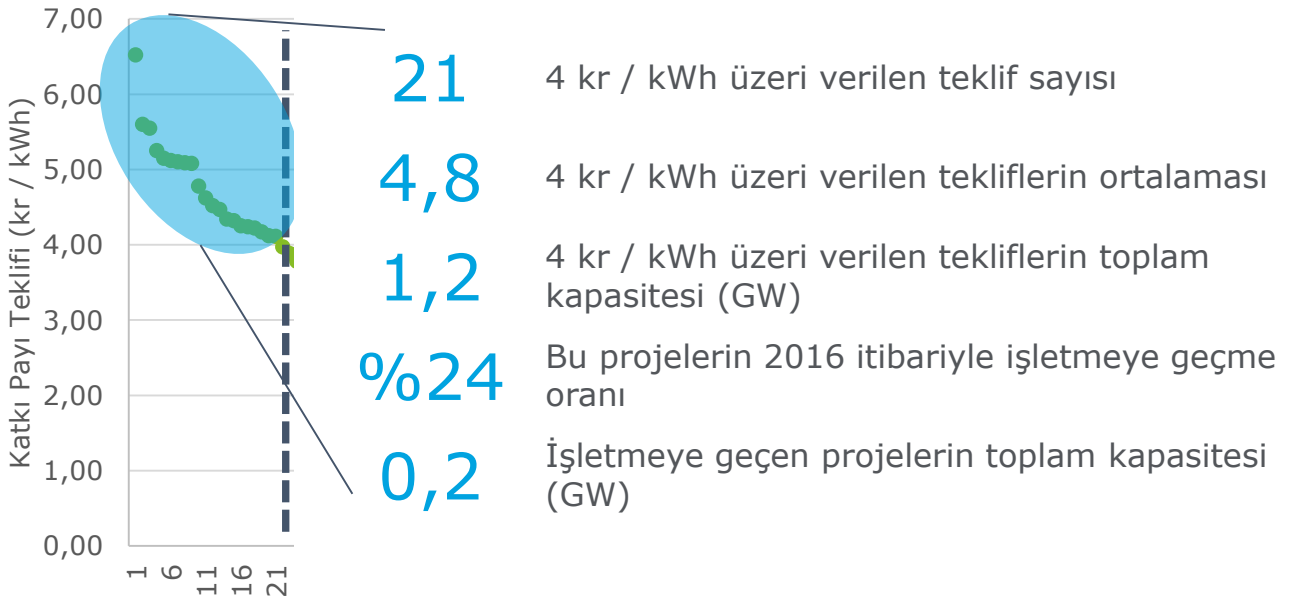


Aşama 2: Yarışma

Yarışmada en yüksek katkı paylarına sahip projelerin çoğu 2016 yılı itibariyle işletme aşamasına geçememiştir.

2011 yılındaki yarışma sonucunda en yüksek katkı payı verilen teklifler sıralandığında ilk 21 proje 4 kr / kWh üzerinde teklif vermiştir. Bu 21 projenin ortalama katkı payı 4,8 kr / kWh iken toplamda 1.209 MW'lık kapasite bu projelere tahsis edilmiştir.

Şekil 12: 2011 RES Yarışması Katkı Payları İncelemesi



21 projenin 16'sı 2016 itibariyle işletme aşamasına geçemezken işletmeye geçebilenler arasında yarışmada teklif verilen ile işletmedeki trafo merkezleri farklı olan projeler de yer almaktadır. İşletmeye girenler toplamda 212 MW'lık kapasiteye sahiptir.

Yüksek katkı payı ile kendisine kapasite tahsis edilen projelerin 2011 yılından beri beklemesi, var olan fiziksel kapasitenin verimsiz kullanılmasına yol açmaktadır.

Mevcut Durum Analizi

Yatırım Süreci

02



Aşama 3: Ön Lisans

ÇED, TEA ve imar izinleri başta olmak üzere yatırımcıların alması gereken birçok izin ön lisans sürecini uzatabilmektedir.

Ön lisans alan yatırımcılar EPDK tarafından belirlenen ön lisans sürelerine uyum sağlamak zorundadır. Ancak herhangi bir mücbir sebebin oluşması ve EPDK'nın uygun görmesi durumunda yatırımcılara ek süre verilmektedir.

Tablo 3: Kurulu Güce Göre Ön Lisans Süreleri

Kurulu Güç«P» (MW)	Ön Lisans Süresi (Ay)
$P \leq 5$	24
$5 < P \leq 50$	30
$50 < P$	36

Ön lisans aşamasında yatırımcılar kamu kurumlarından birçok izin almaktadır. Bu izinlerin sayısı proje arazisinin bulunduğu bölgeye göre değişmektedir. Minimum 17 maksimum 32 kurumdan gerekli izinler toplanmaktadır. İzin alınması gereken kurumlara örnekler aşağıda sıralanmıştır;

- Çevre ve Şehircilik Bakanlığı
- Orman ve Su İşleri Bakanlığı
- TÜBİTAK
- Gıda, Tarım ve Hayvancılık Bakanlığı
- Türk Silahlı Kuvvetleri
- Türk Telekom
- Doğa Koruma ve Milli Parklar Genel Müdürlüğü
- İlgili belediye ve il özel idareleri

İzin Alınması Gereken Kurum Sayısı

17-32

Ön lisans aşamasında yatırımcılar, en çok Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'ndan Çevre Etki Değerlendirmesi (ÇED) Raporu, TÜBİTAK'tan Teknik Etkileşim Analiz raporu (TEA) ve ilgili kurumlardan imar izinleri alınması sürecinde zorluk yaşamaktadır. Bu raporların elde edilmesi öngörülen sürelerden fazla olabilmektedir.

Mevcut Durum Analizi

Yatırım Süreci

02



Aşama 3: Ön Lisans

İzinlerin uzun sürebilmesi sebebiyle yatırımlar zamanında lisans başvurusu yapamamakta böylece yatırımların hayata geçmesi de gecikebilmektedir.

Yatırımcıların izin süreçlerindeki en kritik konu standart ve her bölgede aynı şekilde uygulanabilir prosedürlerin bulunmamasıdır. Yatırımcıların hangi kurumlardan ve toplamda kaç adet izin alacağı öngörülebilir değildir. Kamu kurumlarının iş yoğunluğuna göre izinlerin toplanması da gecikebilmektedir. İzinlerin gecikmesine neden olan ana konular aşağıda belirtilmiştir.

İzin Süreçlerinin Belirsiz Olması

Ön lisans aldıktan sonra yatırımcılar, hangi izinlerin alınması gerektiğini izinleri aldıkça öğrenebilmektedir. Belirli bir düzen bulunmamaktadır. Alınması gereken izinlerin sayısının ve hangi kurumlardan izin alınacağını belirsiz olması sebebiyle ön lisans sürecinde yatırımcılar zorlanabilmektedir.

Ayrıca ÇED ve Teknik Etkileşim Raporunun ne kadar sürede çıkacağı belli değildir.

Bölgeden Bölgeye Bürokrasi Seviyesi

Yatırımcıların yatırım yaptığı bölgedeki kurumların izin süreçleri ilden ile değişebilmektedir. Aynı izni alabilmek için aynı kurumun farklı illerdeki müdürlükleri farklı prosedürler uygulayabilmektedir. Aynı şekilde illere göre izin süreçlerinin süresi de farklılık gösterebilmektedir.

Kamu Kurumları Arasında Koordinasyon Eksikliği

İzin süreçlerinde ilgili kamu kuruluşlarının konu ile ilgili farkındalığı düşük kalabilmekte ve çeşitli verimsizlikler oluşabilmektedir. Tek bir ziyaret ile izinler alınamamakta çoğunlukla birçok kurumu birden çok ziyaret etmek gerekmektedir.

Kamulaştırma

Arazinin mülkiyet hakkının yatırımcıda olmaması durumunda kamulaştırma ihtiyacı doğabilmektedir. Kamulaştırma kararları mahkeme kararları ile iptal olabilmekte böylece projelerin de iptal olabilmeye veya gecikme riski doğabilmektedir.

*Ticari Ortama
Bakış: Maliyet,
Piyasa Fiyatı,
Destekler...*

Mevcut Durum Analizi

Ticari Ortam

03



Yatırımcıların 3 farklı satış opsiyonu bulunmaktadır.

Getiriler

Riskler

1

İkili Anlaşmalar

- Yapılan ikili anlaşmalarla, anlaşma süresi boyunca garanti alım söz konusu olduğundan, satış riski yönetilebilmektedir.

Satış riski: Yatırımcı ikili anlaşma yapamadığı her dönem gün öncesi piyasasına satış yapabilmektedir.

Fiyat riski: İkili anlaşmalarda piyasa fiyatı referans alınmaktadır. Bu durum belli ölçekte fiyat riskini beraberinde getirmektedir.

2

YEKDEM Mekanizması

- YEKDEM için belirlenen 10 yıllık belirli bir fiyat üzerinden alım garantisi uzun vade gelir planlamasını kolaylaştırmakta ve böylelikle finansman konusunda avantajlar sağlamaktadır.
- Özellikle desteklerin ABD doları üzerinden verilmesi, TL'nin değer kaybıyla YEKDEM'in cazibesini artırmıştır.

Satış riski: Satışı yapılacak üretimin tamamı YEKDEM kapsamındadır.

Fiyat riski: Döviz kuru riski söz konusudur. Piyasa fiyatının altında kalma riski vardır. Yatırımcı YEKDEM'e katıldığı durumda 1 sene boyunca diğer fırsatlardan yararlanamamaktadır.

3

Gün Öncesi Piyasası

- Piyasa fiyatlarının yüksek seyrettiği 2015 yılı öncesinde gün öncesi piyasası getirisi YEKDEM'e göre daha yüksek olan bir platform olmuştur.

Satış riski: Yatırımcı satışının tamamını gün öncesi piyasasında yapabilmektedir.

Fiyat riski: Piyasa fiyatları üzerinden satışlarını gerçekleştiren yatırımcılar piyasa riskini üzerlerine almaktadırlar.

Ayrıca, Gün İçi Piyasası ile, yatırımcıların gerçek zamana yaklaştıkça isabetli üretim tahmini yapma imkanları arttığından dolayı, olası dengesizliklerini yönetebilmek üzere gerçek zamana 2 saat kalaya dek satış yapma imkanları bulunmaktadır.

Mevcut Durum Analizi

Ticari Ortam

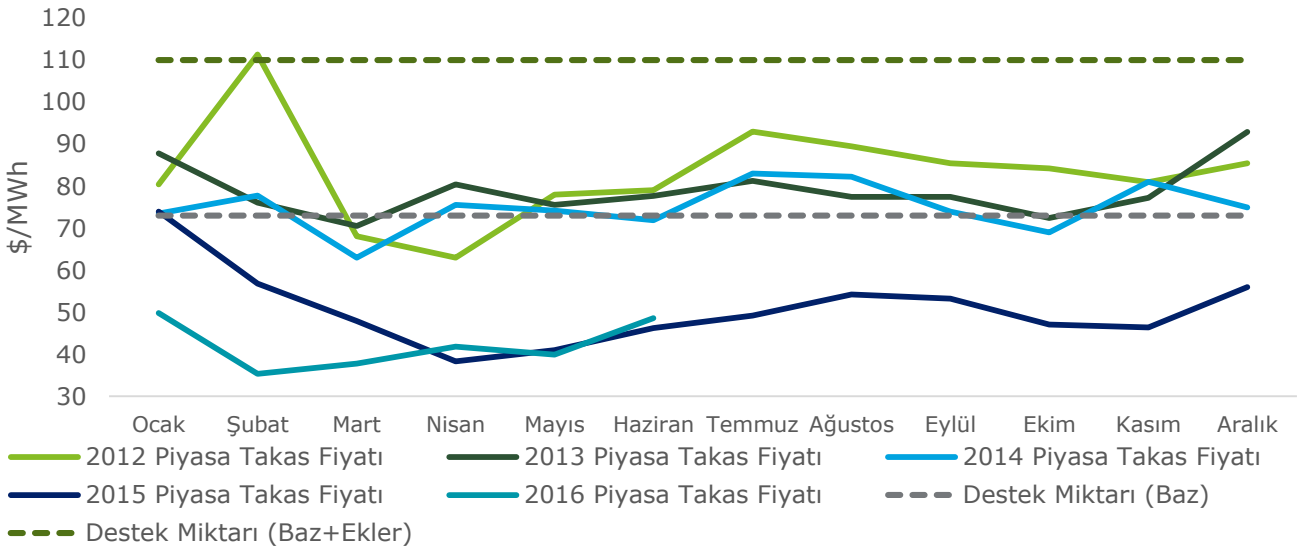
03



2015 yılı başına dek YEKDEM fiyatına göre daha yüksek seyreden piyasa fiyatı, 2015 yılı itibariyle destek fiyatının ciddi şekilde altında kalmış ve bu durum yatırımcıların YEKDEM'e girmeye yöneltmiştir.

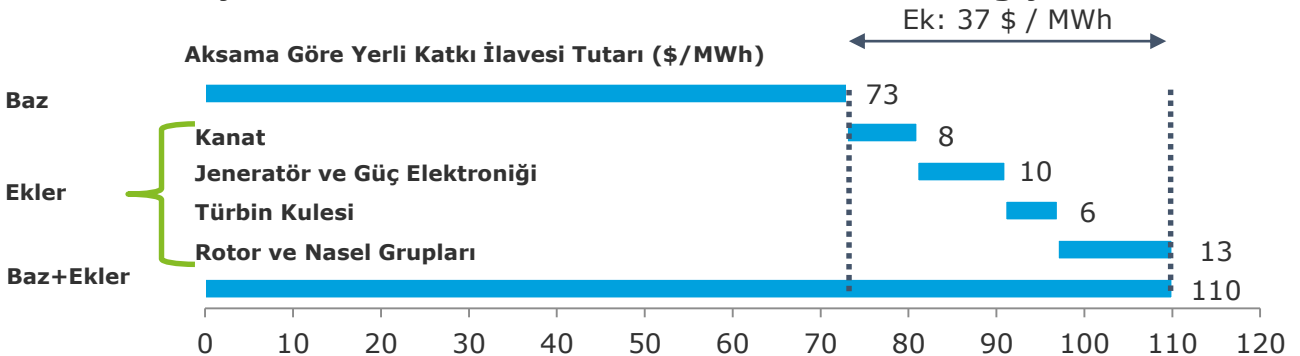
2014 yılı sonu itibariyle baz destek miktarı PTF ile yaklaşık olarak aynı seviyede iken PTF, aylık ortalama %5,4 azalarak 2016 Şubat ayında 35,3 \$ / MWh değerine kadar inmiştir. Piyasa takas fiyatlarında yaşanan düşüş ve döviz kurunda yaşanan artış sonrasında oyuncular daha çok YEKDEM'e yönelmiştir.

Şekil 13: Piyasa Takas Fiyatı ile Destek Miktarları



Yukarıdaki grafikte verilen «Baz» ve «Baz + Ekler» Destek Fiyatlarını etkileyen aksamlar kanat, jeneratör ve güç elektroniği, türbin kulesi, rotor ve nasel gruplarındaki mekanik aksamlardır. Bu parçaların ek destek fiyatına farklı miktarlarda etkisi bulunmaktadır. **Yerli aksamın kullanılması 2012'den bu yana destek miktarının PTF'den daha yukarıda olmasını garanti edecek bir etken olarak görülmektedir.**

Şekil 14: Yerli Katkı İlavesinin Aksama Göre Değişimi



Mevcut Durum Analizi

Ticari Ortam

03



YEKDEM fiyatlarının piyasa fiyatının üzerine çıkması ile YEKDEM portföyü 2015 yılına göre yaklaşık 2,8 katına çıkarak 15,1 GW'lık bir portföy oluşturmuştur.

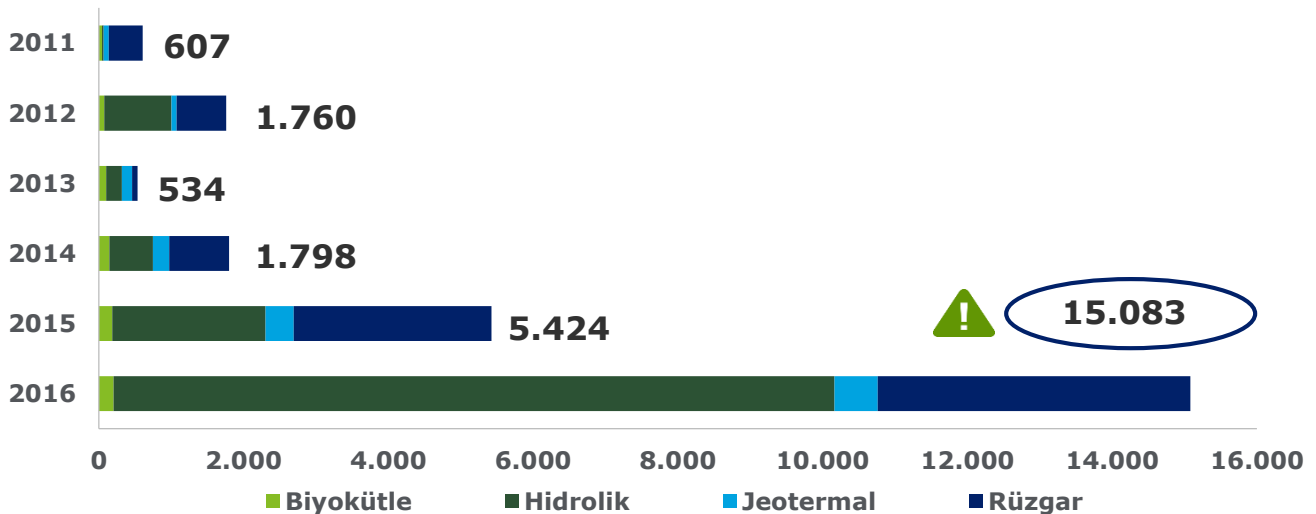
2016 yılında YEKDEM'e katılmayı seçen **katılımcısı sayısı** 2015 yılına göre yaklaşık **2,4 katına** çıkmıştır.

Tablo 4: YEKDEM Katılımcı Sayısı

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Biyokütle	3	8	15	23	34	42
Hidrolik	4	44	14	40	126	388
Jeotermal	4	4	6	9	14	20
Rüzgar	9	22	3	21	60	106
Toplam	20	78	38	93	234	556

YEKDEM portföyünün maliyeti, nihayetinde son kullanıcıya yansıtılmaktadır. YEKDEM katılımcıların artmasıyla birlikte 2016 yılında 15,1 GW'a gelen YEKDEM portföyü, 2016 yılı için toplamda yaklaşık 2,7 milyar USD'lik bir hacme denk gelmektedir. Bu hacmin yaklaşık %31'ini RES'ler oluşturmaktadır. 2016 yılındaki artışın en önemli nedeni hidrolik santrallerinin çoğunun YEKDEM katılımcısı olmayı tercih etmesidir. Bu yük sebebiyle YEKDEM mevzuatında yeni değişikliklere ihtiyaç duyulmuştur.

Şekil 15: YEKDEM Katılımcılarının Kurulu Gücü (MW)



Mevcut Durum Analizi

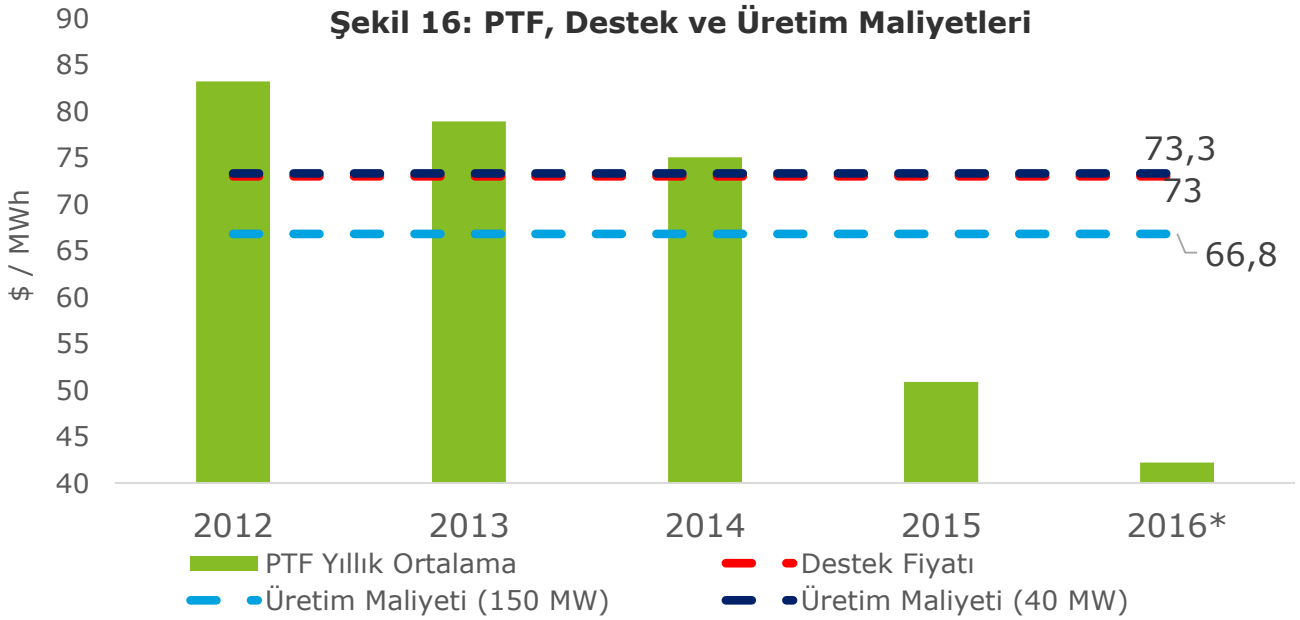
Ticari Ortam

03



Destek fiyatları, belirli bir kapasite ve kapasite faktörünün üstünde değerlere sahip santrallerin kazanç sağlayabilmesine imkan vermektedir. Ancak YEKDEM’de gerçekleşen son değişiklik ile kar marjları önemli ölçüde daralmıştır.

PTF yıllık ortalamaları her geçen yıl düşüş göstermiştir. 2014 yılı ve öncesinde PTF ortalamaları destek fiyatının üzerinde iken 2014 sonrasında destek fiyatı PTF ortalamalarının çok üstünde kalmıştır.



* 2016 ilk 6 ay baz alınmıştır. Kaynak: EPIAŞ

Üretim maliyetleri (seviyelendirilmiş elektrik maliyeti) 40 MW ve 150 MW’lık iki rüzgar santrali tipi için hesaplanmıştır.** Hesaplama da kullanılan metodoloji ekler bölümünde yer almaktadır.

73,3 USD/ MWh | 40 MW RES için üretim maliyeti

73 \$/MWh destek fiyatına ek olarak ilk 5 yıl 6 \$/MWh yerli kule desteği almayan projelerin fizibilitesi olumsuz etkilenmektedir. Projelerin yapılabilmesi için yerli kule kullanımı bir şart haline gelmiştir.

Kapasite faktörü de yıllar içinde değişim göstermekte ve doğrudan yatırımcının gelirini ve dolayısıyla fizibilitesini etkilemektedir.

Mevcut Durum Analizi

Ticari Ortam

03



2016 yılında yapılan YEKDEM yönetmeliği değişikliği ile birlikte destek sisteminin ana yapısı değişerek gelir öngörülebilirliği azalmıştır. Bu durum, proje finansmanı açısından yatırımcılara problem yaratabilmektedir.

Sadece yatırım sürecini değil gelir ve maliyet kalemlerini de etkileyen mevzuat değişiklikleri gerçekleşmiştir. Gelir tarafında 2010 yılında belirlenen ve yatırımcılara 73 \$/MWh olarak uygulanan sabit alım garantisi, 2016 yılında değişmiş ve tolerans uygulaması ve dengeleme maliyeti devreye girmiştir. Ancak tolerans katsayısının Kurul Kararı ile değişebilir olması gelir kalemlerinde belirsizlik yaratmıştır. Ayrıca, YEKDEM yönetmeliği gereği alınacak Kurul Kararı ile j katsayısı değeri azalsa bile Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği gereği k ve l katsayılarını artıracak bir Kurul Kararı ile j katsayısının düşürülmesi ile oluşacak olumlu etki ortadan kalkabilecektir.

Destek sisteminin süre içerisinde değişimi



Yeni YEKDEM yönetmeliği ile ikili anlaşma ve pratikte destekleme mekanizması kapsamında, üretilen elektrik gün öncesi piyasasına satılıyor hale getirilmiştir. Ayrıca mevzuat değişikliklerinin bir kısmının sadece yeni yatırımları değil değişikliğin gerçekleştiği tarihten önce yapılmış olan yatırımları da kapsayabilmesi sebebiyle yatırımcıların yatırım kararını verdiği zamandaki koşullar ile yatırım kararı sonrasındaki koşullar farklılık gösterebilmektedir. Böylece sektördeki öngörülebilirlik kavramı olumsuz etkilenmektedir.

YEKDEM’de yapılan değişiklik dışında yatırımcıların fizibilitesini etkileyebilecek birçok mevzuat değişikliği yaşanmıştır. Örneğin, başvuru ve yarışma tarihlerinin değiştirilmesi; yatırımcıların EPDK’ya başvuru esnasında sundukları teminat mektupları için ödedikleri teminat komisyonlarının süresini arttırmaktadır. Ayrıca, ağaçlandırma ve sistem kullanım bedellerinde olduğu gibi santrallerin maliyet kalemlerini etkileyen mevzuat değişiklikleri de gerçekleşmiş olup, projelerin fizibiliteleri olumsuz etkilenmiştir.

Mevcut Durum Analizi

Ticari Ortam

03



29 Nisan 2016 tarihinde yayınlanan yeni YEKDEM yönetmeliği, sabit fiyatlı destekleme mekanizmasının ruhunu korurken bir yandan da yatırımcının gelir ve gider kalemlerini etkileyen yeni bir formata bürünmüştür.

Öncesi

Sonrası

YEK Bedeli Hesaplanması

- Belirlenen destek miktarı üzerinden sadece üretilen miktar ve kur esas alınarak hesaplama yapılması

Nisan 2016 değişiklikleri öncesi ve sonrası



YEK Bedeli Hesaplanması

- Tolerans katsayısının devreye girmesi ve hesaplama metodolojisinin değişmesi

Satış Kanalı

- Piyasa işletmecisi tarafından katılımcılara ilgili bedel ödenmesi

Satış Kanalı

- Katılımcıların satışlarını serbest piyasada gerçekleştirmiş sayılması

Dengeleme ve Uzlaştırma

- Dengeleme maliyetlerine YEKDEM katılımcılarının tabii olmaması

Dengeleme ve Uzlaştırma

- Katılımcıların dengeleme maliyetlerinden sorumlu olması

Yeni YEKDEM'in negatif etkileri:

- 2016 yılı öncesinde yatırımcıların gelirleri sadece döviz kuruna göre değişkenlik gösterirken 2016 yılında yapılan değişiklik sonrasında yatırımcıların YEKDEM gelirlerini öngörebilmesi zorlaşmıştır. Özellikle tolerans katsayılarının Kurul Kararı ile değişebilir olması uzun vadeli gelir tahminlerinde belirsizlik yaratmaktadır. «J» katsayısı, dengesizliklere yönelik bir tolerans olarak tasarlanmıştır, ancak farklı teknolojilerin farklı dengesizlik yaratabilme durumunu dikkate almadan tüm teknolojiler için standart bir katsayı ortaya konmuştur.
- Yatırımcılar dengeleme maliyetlerinden sorumlu tutularak yatırımcıların operasyon maliyetlerinin artmasına sebep olunmuştur.

Yeni YEKDEM'in pozitif etkileri:

- 2016 yılında yapılan değişiklik ile üretim tahminleri, dengeleme maliyetlerini etkilediği için katılımcılar açısından kritik bir duruma gelmiştir. Yatırımcıların TEİAŞ'a üretim tahmini değerlerini daha tutarlı girmesi sağlanacak ve TEİAŞ'ın sistemi işletmesi kolaylaşacaktır.

Mevcut Durum Analizi

Ticari Ortam

03



Ticari ortamda genel olarak sektörde yatırımcıları ve yeni yatırımları etkileyebilecek 6 kritik nokta bulunmaktadır.

Piyasa Fiyatları

YEKDEM'den faydalanmayıp ikili anlaşmalar ile ticaret yapan yatırımcılar için piyasa takas fiyatı, referans olarak kullanıldığından dolayı büyük önem taşımaktadır.

Uygulanma Süresi

YEKDEM mekanizması 2020 yılının sonuna kadar işletmeye giren tesisler için uygulanabilmektedir. Ancak 2020 sonrasına dair herhangi bir referans süre bulunmaması, yatırımcıların yeni yatırımlar için önünü görmesini zorlaştırmaktadır.

Döviz Kuru

Değişen döviz kurları yatırımcıların gelirlerini etkilemektedir. Borçlanma kuru ile uyumsuz destekleme kuru da kur riski doğurmaktadır.

Katsayılar

Tolerans ve dengesizlik (J, k ve l) katsayıları yeni YEKDEM ile birlikte gelir ve gider kalemlerine etki eden parametrelerdir. Bu katsayılar Kurul Kararı ile belirlenmekte ve hangi tarihe kadar geçerli olacağı belirtilmemektedir. Her an Kurul Kararı ile değişebilecek olan bu katsayılar, sektördeki öngörülebilirliği olumsuz etkilemektedir.

Üretim Tahminleri

Yeni YEKDEM ile yatırımcıların üretim tahminlerine daha çok önem vermesi zorunlu tutulmuştur. Üretim tahminlerinin başarılı yapılması, yatırımcıların dengesizlik maliyetlerini azaltacaktır. Bu mekanizma dengesizliği daha iyi yönetebilecek, büyük ve geniş portföyü olan yatırımcılara fayda sağlayabilecekken, küçük ve genellikle RES'lerden oluşan portföye sahip yatırımcıları zor durumda bırakabilecektir.

Adaptasyon Süreci

Tüm varsayımlarını ve yatırımlarını eski YEKDEM'e göre gerçekleştirmiş ve yeni YEKDEM ile işletmedeki santrallerin (özellikle 3 seneden az süredir işletmede olan) yeni sisteme uyum aşamasında zorluk yaşanabilmektedir.

*Fiziksel ve Teknik
Etkenlere Bakış:
İletim Altyapısı,
Kapasite Tahsisi...*

Mevcut Durum Analizi

Fiziksel ve Teknik Etkenler

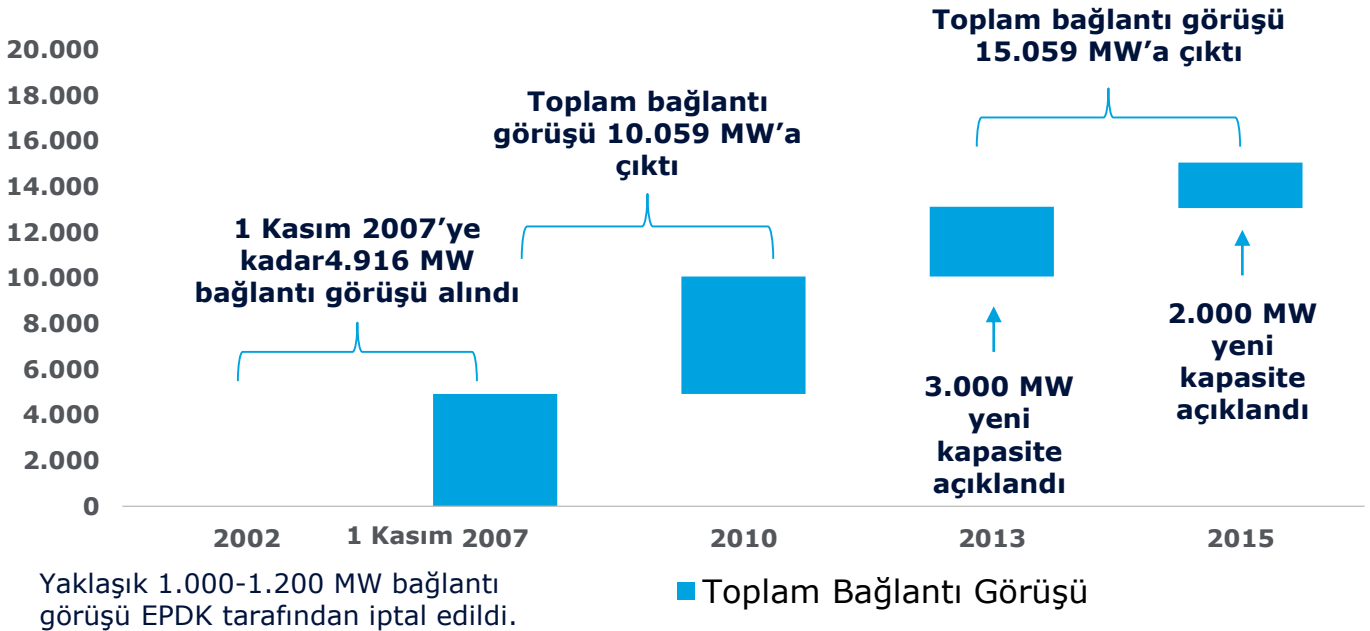
04



2002 yılından 2015 yılı sonuna kadar TEİAŞ, Türkiye genelinde 15,1 GW kapasite açıklarken 1,5 GW güç artışı uygun bulmuştur.

Aşağıdaki grafikte toplam bağlantı görüşü (güç artış kapasiteleri hariç) değerleri yer almaktadır.

Şekil 17: TEİAŞ Toplam Bağlantı Görüşü



Yaklaşık 1.000-1.200 MW bağlantı görüşü EPDK tarafından iptal edildi.

Kaynak: TEİAŞ

TEİAŞ, 2013'te 3.000 MW, 2015'te ise 2.000 MW olmak üzere RES'ler için bağlantı kapasitesi tahsis etmiştir. 2013'ten önce tahsis edilen toplam kapasite (güç artış kapasiteleri hariç) ise yaklaşık 10 GW'dır. 1 Kasım 2007 öncesindeki toplam bağlantı görüşü yaklaşık 5 GW'dır. Uygun bulunan güç artış kapasiteleri ise 2015 yılı sonu itibariyle toplam 1.520 MW'dır.

Mevcut Durum Analizi

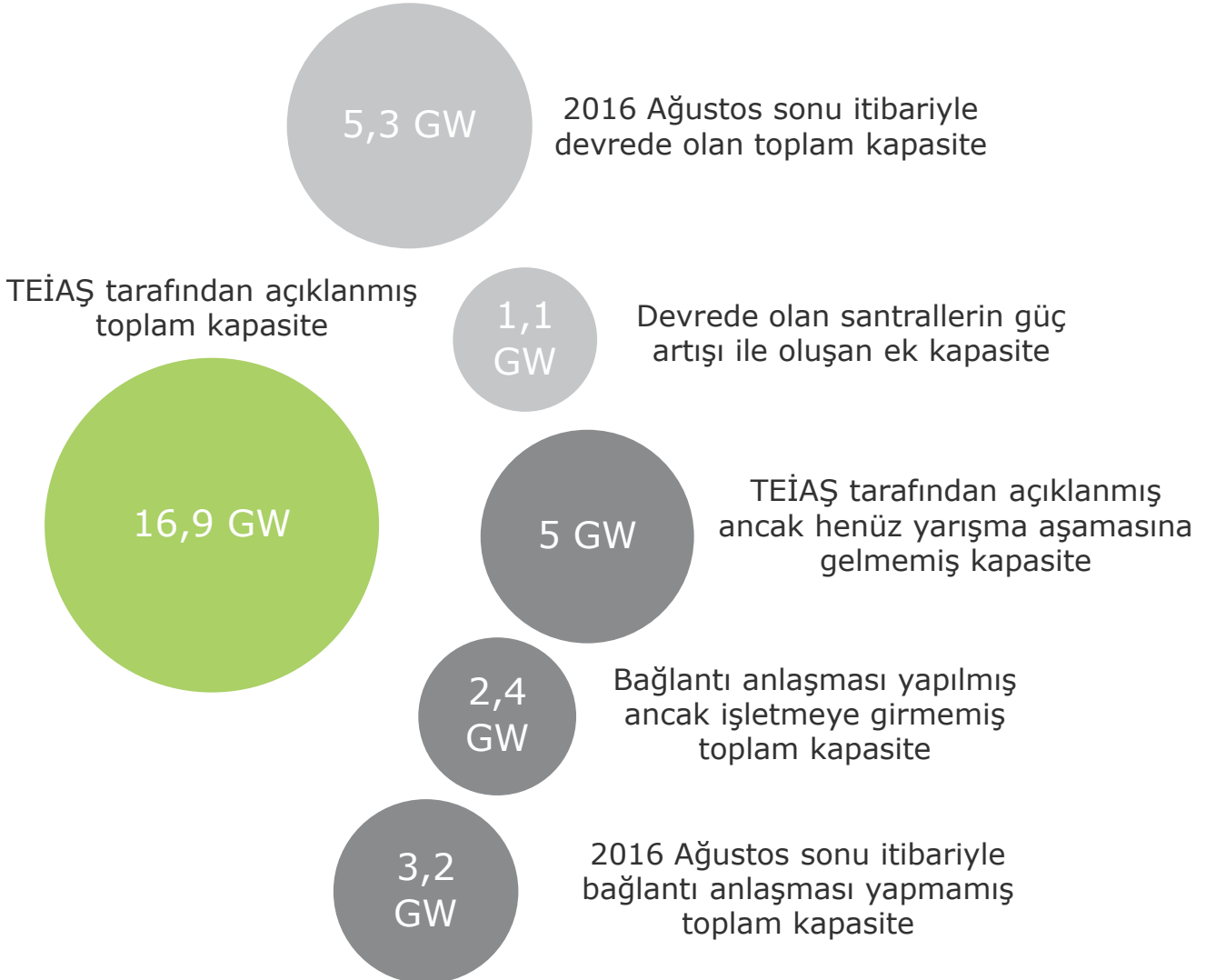
Fiziksel ve Teknik Etkenler

04



TEİAŞ'tan kapasite tahsis etmesine rağmen izin süreçlerine takılmış veya finansal açıdan uygun olmayan projelerin hayata geçememesi sebebiyle kapasite gelişimi planlanan şekilde ilerleyememiştir.

2016 yılı Ağustos sonu itibariyle yaklaşık 5,3 GW işletmeye girmiş durumdadır. 5 GW'lık kapasite TEİAŞ tarafından açıklanmış, ancak henüz yarışma aşamasına gelmemiştir. Geriye kalan kapasite ise bağlantı anlaşması yapılmış ve henüz bağlantı anlaşması yapılmamış projelere tahsis edilmiştir. Toplamda 5,6 GW'a denk gelen projelerin **yaklaşık 3 GW'ının** işletmeye geçmesi idari nedenlerden ötürü mümkün görünmemekte, bir diğer ifadeyle tahsis edilen bu kapasite atıl olarak kalmaktadır.



Fiziksel ve Teknik Etkenler

04



Kapasite tahsis edilen ancak işletmeye girme oranları bölgesel farklılıklar göstermektedir.

2015 sonu itibariyle en yüksek işletmeye girmiş kurulu güç değeri 904 MW ile Balıkesir’de bulunmaktadır ve 764 MW ile İzmir ikinci sıradadır. İzmir, Çanakkale ve Balıkesir illerine verilen bağlantı görüşü ile kapasite artışlarının, toplam tahsis edilen kapasiteye oranı %29’dur. Bu illere Manisa, Kocaeli-Yalova ve Bursa illeri eklendiğinde ise oran %39,5’e çıkmaktadır. Bu illerdeki santrallerin devreyi girmesi durumunda saatlik üretim değişimleri 1500-2000 MW’a çıkmaktadır. Bu üretim değişiminin yönetilmesinin güç olmasından dolayı gelecekteki kapasite açıklamalarında bu illere tahsis edilecek kapasitelerde düşüş beklenmektedir.

2015 sonu itibarıyla toplam işletmeye girmiş kurulu gücün, 2013 öncesi toplam tahsis edilen kapasite ile güç artış kapasiteleri toplamına oranı %39,4'tür.

Aşağıda bölgesel bazda MW cinsinden işletmeye girmiş kurulu güç değerleri ve kurulu gücün 2013 öncesi (3000 MW ve 2000 MW dahil değil) toplam tahsis edilen kapasite ile güç artış kapasiteleri toplamına oranı sırasıyla verilmiştir.

Şekil 18: Türkiye'nin Bölgesel Bazda Kapasiteye Göre İşletmeye Girme Bilgileri



İşletmede olan kurulu gücün yaklaşık olarak %22'si 1 Kasım 2007 tarihinden sonra başvuru yapmış projelerden oluşmaktadır.

Mevcut Durum Analizi

Fiziksel ve Teknik Etkenler

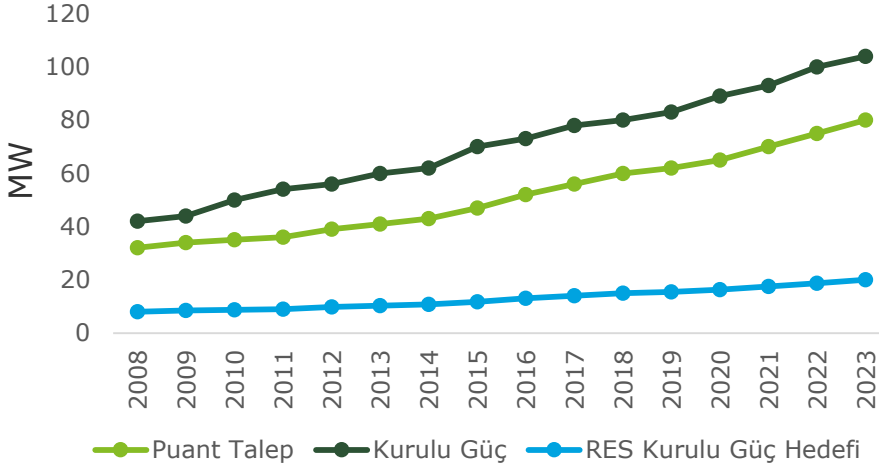
04



Kapasite tahsis yaklaşımı (1/2): Şebekeye entegre edilebilecek RES'lerin «puant talebin %25'i ile sınırlanması gerektiği yaklaşımı benimsemiştir. Ancak bu yaklaşım tam olarak gerçeği yansıtmamaktadır.

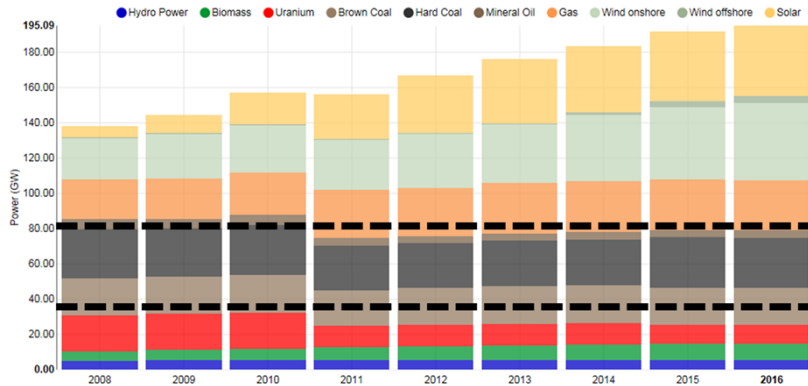
TEİAŞ, Türkiye'de hedeflenen rüzgar kapasitesini, tahmin edilen azami talebin % 25'i olarak belirlenmiştir. Buradan hareketle, örneğin puant talebin 56 GW olarak beklendiği 2018 yılında şebekede azami 14 GW RES olabilir. Öte yandan TEİAŞ **operasyonel olarak** bu limitin aşıp aşılmadığını kontrol etmemektedir. Bir diğer ifadeyle, fiktif bir limit uygulanmaktadır.

Şekil 19: Türkiye 2023'e kadar Puant Talep-Kurulu Güç-RES Hedefi



2016'da Almanya'da (Alttaki grafik) yaklaşık 80 GW puant talep ve minimum 40 GW talep bulunmakta, kurulu kapasite ise güneş enerjisi için yaklaşık 40 GW ve rüzgar enerjisi için 45 GW'dir.

Şekil 20: Almanya Kurulu Gücü



2015'te İspanya'da yaklaşık 40 GW puant talep ve 20 GW minimum talep gerçekleşmiştir. Kurulu kapasite ise güneş enerjisi için yaklaşık 4 GW ve rüzgar enerjisi için 22 GW'tır.

Almanya ve İspanya'da kurulu rüzgar gücü puant talebin %50'den fazlasına denk gelmektedir. Türkiye'de de bu rakamın %25 olarak belirlenmesine gerek olmadığı görülmektedir.

Mevcut Durum Analizi

Fiziksel ve Teknik Etkenler

04



Kapasite tahsis yaklaşımı (2/2): TEİAŞ, RES kapasitesini dağıtırken iletim kısıtlarını baz alarak planlama yapmaktadır.

TEİAŞ, bazı bölgelerin kapasitelerini, *iletim kısıtlarından* kaçınmak için sınırlandırmaktadır. Örneğin Balıkesir ve Çanakkale şehirlerine (Türkiye'nin batı bölgesi) ilişkin ilan edilen kapasiteler, daha önceki yüksek RES kapasitesi tahsisi nedeniyle sınırlandırılmıştır. Ayrıca Türkiye'nin kuzey bölgesinin doğu ve orta kısmı, hidroelektrik ve termik santrallerin üretiminin yüksek olması nedeniyle sınırlandırılmıştır. iletim kısıtlarının belirleyicileri aşağıdakiler olmaktadır:

Her bir bölge için kapasite tahsisine ilişkin

- İletim kısıtına neden olan enerji akışlarındaki değişimler
- Bölgesel enerji kalitesi, kararlı hal gerilimleri üzerinde muhtemel etki
- İlave yatırımlar (Havza trafo merkezleri ve yeni iletim hatları). Muhtemel kısıtların ve gerilim sorunlarının azaltılması için şebekeleri takviye etmek amacıyla yeni altyapının inşa maliyeti. Bölgede trafo merkezi inşa edilmesinin mümkün olup olmadığı ve mümkün ise hangi RES'lerin birlikte bağlanabileceği değerlendirilmektedir.

Her bir trafo merkezi için kapasite tahsisine ilişkin

- Bara gerilimindeki değişim
- Enerji Kalitesi (İlgili parametreler: Harmonikler, fliker)
- Kısa devre akımları
- Kısıt analizleri (N-1 güvenlik değerlendirmesi)
- Bağlantı fırsatları (giriş ve çıkış açısından RES için imkan veya erişim olup olmadığı. Ayrıca şalt sahasının mevcut olup olmadığı anlamını da taşımaktadır.)

Şebekeye bağlanabilecek toplam kapasitenin tahsisine ilişkin

- Arz-Talep dengesi
- Sekonder rezervler
- Şebeke kararlılığı (frekans ve gerilim kararlılığı)

Kaynakların mevcudiyetine bağlı olarak bölge bazında rüzgar kapasitesi tahsis edilmesi yaklaşımı, enerji kaynaklarının verimli kullanımı açısından etkin bir yaklaşımdır.

Mevcut Durum Analizi

Fiziksel ve Teknik Etkenler

04



TEİAŞ'ın mevcut kapasite tahsis yaklaşımı, TEİAŞ için fayda/maliyet açısından verimlidir ancak doğru rüzgar alanlarının hızlı değerlendirilmesini desteklememektedir.

Bağlanabilir RES kapasite tahsisi aşağıdaki doğrultuda gerçekleşmektedir:

REPA'nın incelenmesi

✓ Verimli rüzgar alanlarına daha fazla kapasite verilmeye çalışılmaktadır.

✗ Arazi planlaması (ormanlık alan vb) göz önüne alınmamaktadır.

Gerçekleşmiş kapasite tahsislerinin göz önüne alınması

✓ REPA'da verimli görüldüğü halde bir süredir kapasite verilmemiş olan bölgelere öncelik verilmektedir.

✗ REPA esas alınmakta ve ayrıca bir rüzgar verisine dayandırılmamaktadır.

İletim yatırımı yapılacak noktaların belirlenmesi

✗ Arazi planlaması ve rüzgar analizleri tam olarak göz önünde bulundurulmadığı için kapasite tahsis edilecek yerlerin seçimi her zaman optimum olmayabilmektedir.

Kapasite miktarlarının belirlenmesi

- 154 kV şebekede n-1 kriteri gözetilmektedir.
- RES'lerin reaktif performansı açısından voltaj değişimi için %5'lik limit göz önüne alınmaktadır.

İletim yatırımın planlanması

Ocak 2013'te revize edilmiş olan Şebeke Yönetmeliğinde, önceden sistem kısa devre MVA %5'i olan bağlanabilir kapasite için bu kısıt ortadan kaldırılmış ve kapasite yaklaşımında rüzgar türbinlerinin özelliklerinin göz önüne alındığı IEC 61400 Standardı benimsenmiştir. Buna göre RES'lerin etkisinin her bir türbin steady-state voltaj, fliker, harmonik ve kesiciler açısından değerlendirilmeye alınması gerekmekte olup bu değerlendirmenin yapılması ancak söz konusu trafo merkezine bağlanacak türbin cinsi ve sayısının bilinmesi ile mümkün olabilmektedir. TEİAŞ; ilk aşamadaki kapasite tahsisini bilinmeyen bir türbin tipi ve sayısı ile yapmaktadır. Öte yandan IEC 61400 ile uyumlu esas hesaplamalar (aşırı yüklenme, voltaj ve frekans etkileri) RES bağlantı görüşü aşamasına gelindiğinde, bir diğer ifadeyle RES'in konfigürasyonu belli olduktan sonra yapılabilmektedir.

✓ Proaktif yaklaşım, planlama avantajı

✗ Spesifik RES unsurlarını (türbin sayısı, tipi vb) dikkate almayan tahsis ve planlama

✓ Fayda/maliyet açısından reaktif yaklaşımlara kıyasla daha verimli

✗ Reaktif (Almanya örneğindeki gibi RES bazlı kapasite tahsisi) yaklaşıma kıyasla daha yavaş RES gelişimi

Mevcut Durum Analizi

Fiziksel ve Teknik Etkenler

04



TEİAŞ yatırım planlamalarında büyük ölçüde «şebekeyi» veri olarak kabul etmektedir. Alternatif yöntem ise RES gelişimini veri olarak varsaymaktır.

Şebekenin «veri» kabul edildiği yaklaşım

Amaç, **sabit bir şebeke topolojisi için kapasite belirlemek ise**, bir diğer ifadeyle şebekeyi bugünkü ve orta vadedeki projeler ışığındaki (2-4 yıl) beklenen durumu ile esas alarak plan yapmak ise en uygun yaklaşım:

RES bağlanması öngörülen trafo merkezlerinde şebekeyi güçlendirmek üzere sanal bir «jenerik RES» (söz konusu trafo merkezine bağlanacak tüm potansiyel RES'leri, Şebeke Yönetmeliği ile uyumlu şekilde çalıştığı varsayılan tek ve büyük bir RES projesiymiş gibi ele alan) mantığı ile simülasyon yapmak,

- *Steady state ve dinamik stabilite limitlerini test etmek*
- *Osilasyon ve diğer kritik konuları test etmek şeklindedir.*



Bu yaklaşım maliyet planlamasına imkan verdiği için belli verimlilikleri ve sinerjileri içermekte, görece daha maliyet etkin olabilmektedir.



Türkiye'de şebeke büyük ölçüde veri kabul edilmektedir. Bu yaklaşım RES gelişimini şebeke planlarıyla kısıtlı hale getirmektedir.

RES Gelişiminin «veri» kabul edildiği yaklaşım

Amaç, **maksimum RES'in şebeke entegrasyonunu sağlayacak gelişimi ortaya koymak ise**, en uygun yaklaşım, şebekenin daha fazla RES entegrasyonu sağlayacak şekilde güçlendirilmesidir. Burada şebekenin «veri kabul edilen» ve buna göre RES gelişimi öngörülen bir yapıdan ziyade RES Gelişiminin veri kabul edildiği, görece «reaktif» bir yaklaşım söz konusudur.



Daha fazla ve hızlı RES entegrasyonuna imkan vermektedir.



Maliyet açısından verimliliği düşük kalmaktadır.

Mevcut Durum Analizi

Fiziksel ve Teknik Etkenler

04

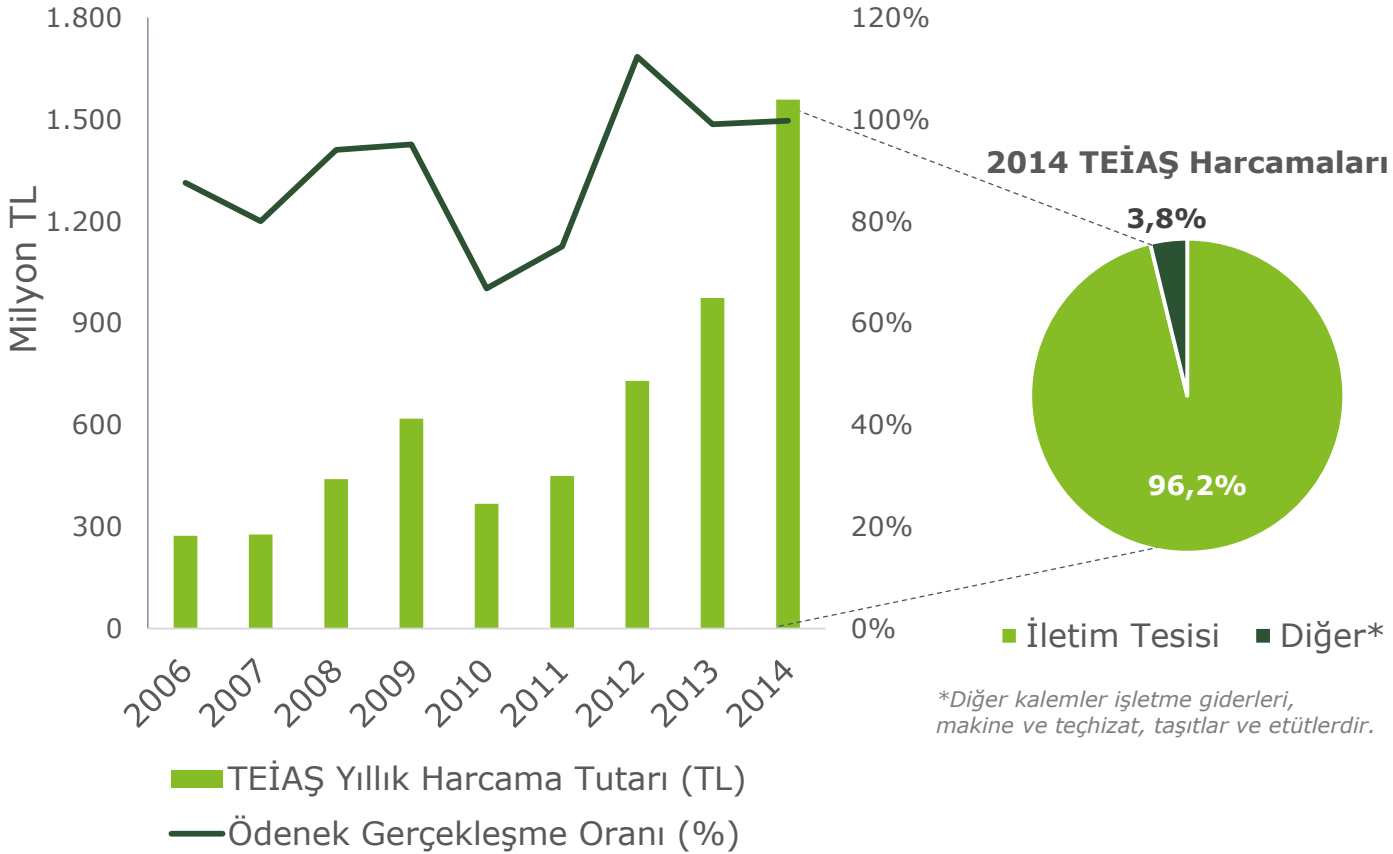


TEİAŞ proaktif planlama yaklaşımı için ciddi miktarda yatırım yapmaktadır.

TEİAŞ tarafından 2006 – 2014 yılları arasında toplamda 5,7 milyar TL harcama yapılmıştır. En çok harcama 1,6 milyar TL ile 2014 yılında gerçekleşmiştir. Bu süreçte çoğunlukla TEİAŞ'a tahsis edilen ödenek tutarı harcanmıştır. 2014 yılında ödeneğin %99'u harcanırken 2012 yılında %112 ile ödeneğin üzerine geçilmiş 2010 yılında ise %60 ile ödenekten en az harcama yapılmıştır.

Harcamaların tamamına yakını (2014 yılında %96) iletim tesisleri oluşturmaktadır. **Ancak bu yatırımın bir kısmı, hayata geçmeyen projeler nedeniyle beklenen faydaya dönüşmemektedir.**

Şekil 21: TEİAŞ Yatırımları



Mevcut Durum Analizi

Fiziksel ve Teknik Etkenler

04



TEİAŞ'ın tahsis etmiş olduğu kapasiteye ve iletim sistemi incelendiğinde iletim altyapısının an itibariyle bir kısıt olmadığı, ancak önümüzdeki dönemde bir kısıt olarak etkisini hissettirebileceği değerlendirilmektedir.

İletim sisteminin yenilenebilirler özelinde yaşadığı bazı sıkıntılar, trafo ve hat altyapısından öte işletmeye ilişkindir. Halihazırdaki sıkıntı alanları aşağıdaki gibi özetlenebilir:



Marmara ve Kuzey Ege bölgesindeki hatlarda aşırı yükleme sorunu

Kuzey Ege ve Marmara, yüksek rüzgar üretimi alanları olmanın yanı sıra aynı zamanda yüksek tüketimin olduğu alanlardır. Bu anlamda kritik bir iletim sorunu ortaya çıkmamakta, ancak mevsimsel olarak aşırı yüklenme ve hatların termal kapasitesini zorlama yönünde sıkıntılar yaşanmaktadır. Rüzgar santrallerinin üretim profili de tipik olarak tüketim profili ile uyuşmamakta, ağırlıklı olarak sabah erken saatlerde rüzgar üretimleri artmaktadır.



Sekonder rezervler

Halihazırda 1.000 MW düzeyindeki sekonder rezervler, 5.100 MW düzeyindeki kesintili rüzgar gücünün dengelemesinde efektif olarak yeterli gelmektedir. İhtiyaç durumunda rezervler 1.200 MW'a dek çıkabilmektedir. Bu rakamlar mevcut RES'leri dengelemekte yeterli iken RES kurulu gücünün 10.000 MW düzeyine çıkması durumunda sekonder rezervler yeterli gelmeyecek ve artırılması gerekecektir.



**Sınırlı enterkon-
neksiyonlar**

Enterkonneksiyonlar, kesintili yenilenebilirlerin etkilerini yönetebilmek için kritik rezervleri sunmak açısından önemlidir. ENTSO-E üyesi olan Türkiye, teorik olarak Avrupa ülkelerinin rezervlerini de kullanabilecek durumdadır. Öte yandan ENTSO-E kapsamındaki enterkonneksiyonları sınırlı düzeyde kalmakta ve özellikle de doğu-güney Avrupa bağlantısı olması Türkiye'nin gerçek anlamda etkin bir rezerv kullanımına imkan vermemektedir. Doğru ve güneydeki enterkonneksiyonlar ise bu tür rezerv kullanımına mevcut siyasi ortam nedeniyle imkan vermemektedir.

Tablo 5: Türkiye'nin Enterkonneksiyon Bağlantıları

Hat	Uzunluk (km)	Yaz kapasite (MVA)	Bahar/ Sonbahar kapasite (MVA)
Hamitabat (Türkiye) - Maritsa East (Bulgaristan) 1 Nolu	158	832	1360
Hamitabat (Türkiye) - Maritsa East (Bulgaristan) 2 Nolu	149	1268	2070
Babaeski (Türkiye) - Filippi (Yunanistan)	128	1268	2070

*Yerli Sanayiye
Bakış:
RES Ekipmanları*

Mevcut Durum Analizi

Yerli Ekipman



Türkiye’de kule ve kanat yerli olarak üretilmektedir ve bu doğrultuda bir endüstri oluşmaya başlamıştır. Öte yandan henüz Türkiye’de yerli tedarik zincirinin derinleşmesi mümkün olmamıştır. Yerli sanayinin daha fazla gelişmesi için bir yerlileşme planına ve öngörülebilir bir pazar gelişimine ihtiyaç vardır.

Türkiye’de altı adet çelik kule, bir adet beton kule üreticisi bulunmaktadır. Henüz yerli RES pazarının sınırlı olmasından dolayı söz konusu üreticiler ağırlıklı olarak ihracat ile hacim yakalamaya çalışmaktadırlar. Türkiye’de üç adet de kanat üreticisi yatırım yapmış durumdadır. Hem kule hem de kanatta yerlilik oranları ithal hammadde kullanımı nedeniyle sınırlı kalmaktadır. Yerli katkı ilavesine uygunluk açısından sertifikasyon konusunda da çeşitli sıkıntılar yaşanabilmektedir.

Rüzgar türbini, binden fazla bütünleştirici parça grubunu içeren kompleks bir sistemin bütünü ifade etmektedir. Türbin imalatı, tüm bu parçaların bir tedarik zinciri kurgusu kapsamında entegrasyonunu gerektirmektedir. Türkiye’de henüz sadece kW seviyesinde türbin imalatı bulunmaktadır. Türkiye’de türbin montajı için uluslararası türbin üreticileri ile yapılan görüşmelerde ağırlıklı olarak aşağıdaki görüşler dile getirilmektedir:

«Türbinin Türkiye’de imalatı için gereken yatırım yıllık olarak yaklaşık 1.000 MW’lık bir pazar hacmine ihtiyaç duymaktadır.»

Türbin imalatının tamamen yerlileşmesi teorik olarak mümkün değildir, zira ana üretim üssümüzde bile üssümüzün olduğu ülkeden tedarik edilebilen bileşen sınırlı olmakta ve yerlilik oranı %30 düzeyini ancak bulabilmektedir. Destekler açısından «yerli» sayılmanın tanımı önemlidir.»

«Tedarik zincirinin yerlileşmesi ancak kademeli bir şekilde ve bir geçiş dönemi tanımlanarak mümkün olabilir, tek hamlede %51 düzeyini yakalamak mümkün değildir.»

Gerek yerli katkı ilavesinin uygulanmasında, gerekse YEKA tasarımı için desteklere konu yerlilik tanımının sektörün teknik gerçeklerini ve aynı anda da ülkenin teknoloji transferi ihtiyacını gereklerini yansıtır nitelikte yapılmasının kritik olduğu anlaşılmaktadır.

Stratejik Öneriler ve Yol Haritası

Rüzgar enerjisi sektöründe sürdürülebilir gelişimin tetikleyicileri itibariyle özet durum:

Potansiyel var mı?

Proje geliştirilebilir verimli rüzgar alanlarının varlığı

- ✓ Rüzgar potansiyelinin varlığı: 48 GW karada potansiyel
- ✗ Bazı rüzgar alanlarındaki kısıtlamalar
- ✗ Off-shore imkanlarının görece kısıtlılığı: Ege'de kıta sahanlığı, Karadeniz ve Akdeniz'de derinlik sorunları

Destekler nitelikte

Kısmen Destekliyor

Engel teşkil ediyor

Altyapı var mı?

İletim sistemi planlama

- ✓ 17 GW kapasite tahsisi bulunması
- ✗ Kapasite belirleme yaklaşımının etkinliğinin düşük olması
- ✗ Trafo bazlı ihale yaklaşımının verimsizliği

İletim sistemi operasyon

- ✓ TEİAŞ'ın mevcut bağlı RES kapasiteyi güvenli şekilde yönetebilme deneyimi
- ✗ Daha fazla RES entegrasyonu için mevcut dengeleme araçlarının yetersizliği (Az sayıda enterkonneksiyon, Rezervlerin yetersizliği vb)

Ekonomik olarak anlamlı mı?

Ticari alternatiflerin varlığı

- ✓ Mevzuatın ikili anlaşmalara imkan vermesi
- ✓ Desteklerin varlığı
- ✗ Piyasa fiyatının seviyelendirilmiş maliyetin altına kalması

Desteklerin yeterliliği

- ✓ Sabit fiyat destekleme ve yerli katkı ilavesi, yerli kule&kanat mevcudiyeti
- ✗ Yerli katkı ilavesinin uygulamasında (sertifikasyon) sıkıntılar
- ✗ Dengeleme maliyetinin yatırımcıya yükü
- ✗ Tolerans katsayısının belirsizlik içermesi
- ✗ Bağlantı hakkı bedelleri (ihaleler)

Yatırım ortamı elverişli mi?

Proje iş yapma kolaylığı (idari prosedürler)

- ✗ Proje geliştirme ve yatırım sürecinin uzunluğu: 4-6 yıl arasında devreye giriş
- ✗ İzin süreçlerinin farklı kriterlere tabi olabilmesi, izin iptalleri
- ✗ Kamulaştırma sorunları yaşanması

Finansman imkanları

- ✓ Yerli bankaların ve exim finansmanının varlığı
- ✗ Dengesizlik maliyeti ve katkı payı ile borç servis oranının düşmesi

Öngörülebilirlik

- ✗ Ulusal RES hedeflerine yönelik kararlılığın net algılanmaması
- ✗ İdari ücretlerde belirsizlik
- ✗ Geriye dönük mevzuat değişikliklerinden ötürü sektörün öngörülebilir bulunmaması

Sektörün stratejisi, tetikleyicilerdeki gelişim ihtiyaçları üzerine kurgulanmıştır.

Strateji,

- iletim altyapısının hedeflenen RES gelişimini desteklediği,
 - ihale, destekleme ve lisanslama yaklaşımının projelerin hayata geçirilme olasılığını yükseltecek şekilde kurgulandığı,
 - izin süreçlerinin hem kamu hem yatırımcı için kolaylaştırıldığı,
 - rüzgar enerjisi değer zincirindeki tüm oyuncular için yatırımın en önemli koşulu olan «öngörülebilirliğin» sağlandığı
 - sağlıklı bir yerleşme politikasının izlendiği
- bir sektör yapısı önermektedir.

 Uygun iletim altyapısı	 RES yatırımlarının ticari cazibesi	 Politika ve Regülasyon	 Fiziki rüzgar potansiyeli
Bağlanabilir kapasitenin artırılması • Trafo bazlı ihaleden bölgesel/alan bazlı ihaleye geçiş • Kapasite tahsis yapısının revizyonu Operasyonel yetkinliğin artırılması	Desteklerin düzenlenmesi • İhale yaklaşımının revizyonu(*) • Destek yaklaşımının piyasa fiyatı öngörüsü ve seviyelendirilmiş maliyete göre revizyonu • Dengeleme yükümlülüğünde eskalasyon • Yerli katkı uygulamasının idamesi Yerleşme yol haritasının hazırlanması	İş yapmanın kolaylaştırılması • Lisans sürecinin revizyonu(**) • İzin prosedürlerinin revizyonu Mevzuatta öngörülebilirlik sağlanması	On-shore RES potansiyelinin azami kullanılmasını teminen yol haritasında önerilen aksiyonların hayata geçirilmesi Off-shore YEKA gibi ülkenin potansiyelinin sürdürülebilir şekilde değerlendirilmesi İzinler dolayısıyla ilerleyemeyen projelerin hakları korunarak yeniden değerlendirilmesi

(*) Genel kapasite ihalesi ve arazi bazlı ihalede detayları tarif edilmektedir.

(**) İhale yapısı içerisinde tarif edilmektedir.

Nasıl bir Rüzgar Sektörü Olmalı?

Rüzgar sektörünün,



Tüm paydaşlar (kamu, ekipman üreticinden rüzgar enerjisi yatırımcısına değer zincirinin tüm bileşenlerindeki paydaşlar) için **sürdürülebilir**



Yatırımcı açısından **öngörülebilirliği** yüksek



Son kullanıcıya **net pozitif katkı** sağlayan



Yarattığı ölçek ve mevzuat altyapısıyla ile sağlıklı bir **yerli sanayii** gelişimini sürükleyen

şekilde gelişimi esas olmalıdır. Rüzgar sektörünün ülkeye net faydası önceki kısımlarda analitik olarak ortaya konmuştur. Sürdürülebilir ve öngörülebilir bir sektör yapısı ve bunlara bağlı olarak gelişecek bir yerli RES sanayii için ise sistemin bütünsel bir şekilde geliştirecek, birbirleriyle uyumlu şekilde hayata geçirilecek bir dizi inisiyatif önerilmektedir.



Nasıl bir Rüzgar Sektörü Olmalı?

? Her yıl 1000 MW RES nasıl olur?

Önerdiğimiz stratejik yaklaşımlar, öngörülebilir şekilde büyümeyi ve buna bağlı olarak yatırımların pozitif etkilerinin her alanda hissedilmesini sağlayacak şekilde yapılandırılmıştır. Önerilerimizin genel çerçevesi aşağıdaki gibi özetlenebilir:



İkili kapasite gelişimi yapısı:

- **Genel kapasite ihalesi:** Trafo bazlı değil yatırımcının kendisinin serbestçe seçtiği yerlerde geliştirdiği projelerin TEİAŞ sistem kullanım bölgesi bazında ve **Orta Gerilim ve Yüksek Gerilim ayrımı** ile yarıştırılması şeklinde bir kapasite ihalesi
- **Arazi bazlı kapasite ihalesi:** Kamunun belirlediği ve izinler açısından elverişli (orman, çevre, etkileşim, güvenlik vb) rüzgar arazilerinde yapılacak arazi bazlı ihale yaklaşımı (YEKA vb)



İhale ve lisans sürecinin tasarımı, yatırımcıyı daha **rasyonel davranmaya yöneltecek** ve projelerin hayata geçme imkanını artıracak tedbirler içermektedir:

- **geç ihale:** izinler tamamlandıktan sonra ihaleye girilmesi
- **min-maks eliminasyonu:** minimum ve maksimum tekliflerin değerlendirme dışı bırakılması
- **3. taraf görüşü:** teknik taraf görüşü ve banka görüşü (termsheet) alınarak ihaleye girilmesi
- **arazi başına teminat:** ölçümlere başvuru aşamasında çakışma ve kesişmeyi önlenmesi, kötüye kullanımı engellemek üzere arazi başına teminat alınması
- **destekleme süresinin bağlantı anlaşmasından itibaren başlaması:** hızlı devreye girişi özendirmek üzere, desteklemeden yararlanma süresinin bağlantı anlaşmasından itibaren 2+10 yıl olarak geçerli olması



Yatırımların ekonomik sürdürülebilirliğini sağlayacak destekleme yapısının uygulanması önerilmektedir:

- **sürdürülebilir destekleme yapısı:** yatırımcının maliyetini, rasyonelitesini esas alan şekilde **lisans bedeli üzerinden ihale yaklaşımı** benimsenmesi
- **dengesizlik eskalasyonu:** dengesizliklerin yönetiminde RES'ler için öğrenme eğrisinin dikkate alınması ve bu şekilde **kademeli geçiş** uygulanması



Kapasite tahsisinde «%25 puant yük kadar RES» yaklaşımının revize edilmesi, kapasite tahsisinin **RES gelişim ihtiyacına göre** kurgulanması, bu kurguyu hayata geçirecek planlamanın ve operasyonel tedbirlerin hayata geçirilmesi önerilmektedir.



Sağlıklı ve sürdürülebilir bir **yerleşme politikasının** hazırlanması önerilmektedir.

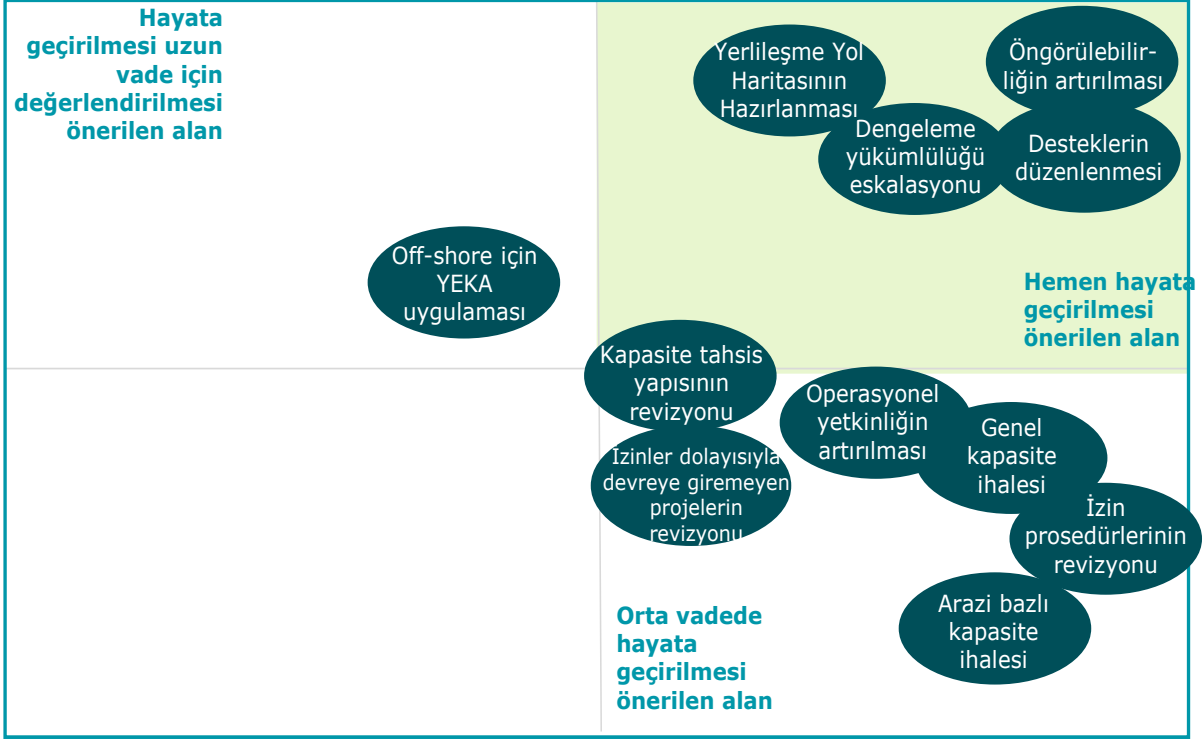


İzin süreçlerinin kolaylaştırılması ile öngörülebilirlik sağlanması, hem kamunun hem de yatırımcının eforunun asgari seviyeye indirilmesi sağlanabilecektir.

Önerilen Ana Aksiyonlar

Önerilen inisiyatifler, risk ve değer boyutları itibariyle değerlendirilmiş ve bir bu doğrultuda önceliklendirilmişlerdir.

Önerilen ana aksiyonların önceliklendirilmesi



Değer Yaratma Boyutları

- Yaratacağı Operasyonel Fayda
- Yatırımcılara Doğrudan Katkı Yaratma Etkisi
- Yaratacağı Finansal Fayda

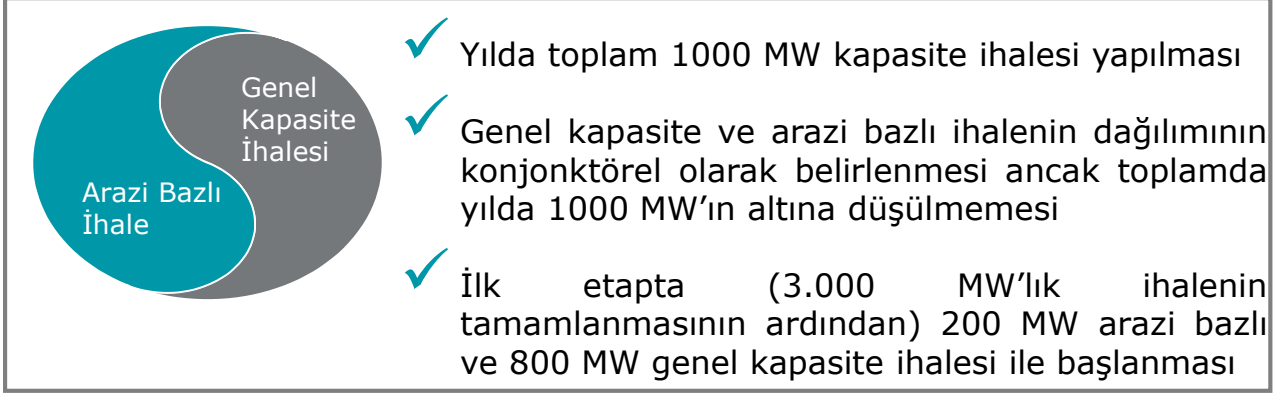
Risk Boyutları

- Değişimin Boyutu
- Teknik Zorluklar
- Paydaş Dirençleri

İnisiyatif 1:

Kapasite tahsis yapısının revizyonu

Arazi bazlı (YEKA’larda olduğu gibi) ihale ve genel kapasite ihalesi şeklinde iki ihale yaklaşımı ile kapasite tahsisinin yapılması önerilmektedir.



Neden

Mevcut trafo bazlı kapasite ihalesi yaklaşımının, dünya örnekleriyle kıyaslandığında ve kapasite gelişimine yönelik etkinliği incelendiğinde, kapasite gelişimini yeterince desteklemediği görülmektedir. Dolayısıyla iki yaklaşımın bir arada kullanılması,

- Yatırımcıya esneklik sağlayacak (örneğin kendi arazisi üzerinde proje geliştirmek isteyenler arazi bazlı ihaleden değil ulusal bazdaki kapasite ihalesinden istifade ediyor olacaktır)
- Kamu için planlama ve kontrole imkan verirken bir yandan da yatırımcı için de proje geliştirme serbestisi sağlayacaktır
- Kapasitenin **hızlı, öngörülebilir ve istikrarlı** bir şekilde artmasını sağlayacaktır

Öneri

- Kamunun belirlediği ve izinler açısından elverişli (orman, çevre, etkileşim, güvenlik vb) rüzgar arazilerinde yapılacak **arazi bazlı ihale yaklaşımı** ve
- Trafo bazlı değil yatırımcının **TEİAŞ sistem işletim bölgesi bazında belirlenen bölgelerde** kendisinin serbestçe seçtiği yerlerde geliştirdiği projelerin **ve Orta Gerilim ve Yüksek Gerilim ayrımı yapılarak** yarıştırılması şeklinde bir kapasite ihalesi

şeklinde ikili bir yaklaşıma gidilmesi önerilmektedir. Arazi bazlı ihale, teklif değerlendirmesine çeşitli (yerli ekipman kullanımı, ar-ge’ye destek vb) kriterler ilave edilerek YEKA’lar kapsamında da kullanılabilir.

Süreçlerin detaylı işleyişine ilişkin gösterim Ek 2’de yer almaktadır.

İnisiyatif 1a:

Kapasite tahsis yapısının revizyonu – Genel Kapasite İhalesi (1/2)



Durum ve Gerekçe:

Halihazırdaki trafo merkezi bazlı kapasite tahsis yapısı, merkezi şekilde planlanan sistem yatırımları açısından maliyet-etkinliği yüksek bir yaklaşım olmakla beraber,

- RES'lerin sadece belirlenmiş ve kapasitesi açıklanmış trafo merkezleri civarında geliştirilmesine yol açmakta, rüzgar alanlarına uygun arazilere odaklanmakta verimsizlik yaratmaktadır.
- Hızlı bir RES gelişimine ket vurmaktadır.
- Bağlantı hakkını almış ancak izinlerini tamamlanamayan veya finansman sağlayamayan projelerin trafo kapasitelerinin verimsiz kullanımına (atıl kalabilen kapasite vb) yol açmaktadır.
- Çakışan ve kesişen alanların olması ihale etkinliğinin düşürücü etki yapmaktadır.



Öneri:



TEİAŞ'ın önceden etkili bir planlama ile kapasite güçlendirmesi gerekecek alanları belirlemesi ve **reaktif olarak buralara gelebilecek başvurulara yanıt vermeye** hazırlık yapması



Periyodik olarak düzenlenecek TEİAŞ sistem işletme bölgesi bazındaki kapasite ihalelerine gelecek başvuruların sadece **«RES kurma hakkı» ihalesi** olarak düzenlenmesi, trafo kapasitesi dağıtma bazlı olmaması



Ölçüm izni aşamasında proje alanının belli olması ve kötüye kullanıma engel olmak üzere ölçüm izni aşamasında birim arazi başına teminat alınması, proje sahalarının kesişme ve çakışmasına izin verilmemesi



İhalenin* **geç ihale** olarak yapılması, izinleri tamamlanmış, teknik olarak doğrulaması yapılmış ve bankalarla ön görüşmesi yapılarak kapalı zarf içinde öntekliflerini (termsheet) sunulan projelerin ihaleye girmesi



İhalelerde kazanan yatırımcıya kapasitenin tahsis edilmesi

* İhalenin önerilen detaylı süreci ekte sunulmuştur.

İnisiyatif 1a:

Kapasite tahsis yapısının revizyonu – Genel Kapasite İhalesi (2/2)



Beklenen Fayda



Önerilen yapı hem planlama yapılarak şebekenin başvurulara hızlı yanıt verebilir hale getirilmesi, hem de verimli rüzgar alanlarına yatırımcının serbest bir şekilde odaklanmasına imkan verecektir.



Yatırımcının ihaleye girme evvelinde tüm izinlerini almış olması, ihaleyi kazandığı anda hayata geçme olasılığını artıracak ve tam anlamıyla **proje finansmanına dönme imkanını arttıracaktır.**



Yatırımcının ihaleye giriş öncesinde bankalarla görüşmüş ve önteklif (termsheet) almış olması, ihalede teklif edeceği rakamın, finansmana elverişli, makul bir rakam olmasını sağlayacak, **maceracı fiyat vermesine engel olacaktır.**



Roller

TEİAŞ: Şebekenin yeni yaklaşıma hazırlanması

ETKB ve EPDK: Yeni ihale sisteminin tasarlanması, mevzuatının hazırlanması



Zaman Planı

3.000 MW'lık, başvurusu alınmış projelerin kapasite tahsisinin yapılmasının akabinde, yeni kapasitelerin periyodik olarak dağıtılmasında yeni yöntemin uygulanması.

2018

İnisiyatif 1b:

Kapasite tahsis yapısının revizyonu – Arazi Bazlı Kapasite İhalesi (1/2)



Durum ve Gerekçe:

Halihazırdaki trafo merkezi bazlı kapasite tahsis yapısı,

- RES'lerin sadece belirlenmiş ve kapasitesi açıklanmış trafo merkezleri civarında geliştirilmesine yol açmakta, rüzgar alanlarına uygun arazilere odaklanmakta verimsizlik yaratmaktadır.
- Trafo kapasitesinin olduğu yerlerde orman, güvenlik, çevre vb konular nedeniyle izin süreçlerinin ilerleyememe riski yaşanmaktadır. (Örnek: Orman izinlerinin lisanslı projeler dahil iptal edilmiş olması)



Öneri:

Kapasite tahsisinin bir bölümü yatırımcının seçtiği yerde serbestçe proje geliştirmesi olurken, bir bölümünün de kamunun belirlediği spesifik alanlar bazında, asgari 200-250 MW'lık lotlar halinde yapılması ve bu doğrultuda kamunun sınırları belirli alanlar için kapasite ihalesi gerçekleştirmesi önerilmektedir. Bu amaçla,



ETKB'nin ihale edilecek rüzgar alanlarını

- Rüzgar atlasları
- Meteoroloji İşler Genel Müdürlüğündeki ölçüm verileri (hukuki çerçevede, gerekirse satın alma yaparak)

doğrultusunda belirlemesi



Belirlenen alanların çevre, güvenlik vb açılardan uygunluğunun netleştirilmesi açısından diğer kamu kurumları ile teyitleşilmesi,



Seçili arazinin iletim altyapısının hazırlanması



Uygun, seçili arazi üzerinden ihale sürecinin başlatılması önerilmektedir.

İnisiyatif 1b:

Kapasite tahsis yapısının revizyonu – Arazi Bazlı Kapasite İhalesi (2/2)



Beklenen Fayda



Önerilen arazi bazlı ihale yaklaşımı ile yatırımcının izinler açısından sorunsuz alanlara yöneltilmesi ve projelerin daha hızlı bir şekilde hayata geçmesi mümkün olacaktır.



Yatırımcının ihaleyi kazandığı anda izin süreçlerinde sıkıntı yaşamadan hayata geçme olasılığının yüksek olmasından dolayı tam anlamıyla **proje finansmanına dönme imkanını genişletecektir.**



Yatırımcının ihaleye giriş öncesinde bankalarla görüşmüş ve termsheet almış olması, ihalede teklif edeceği rakamın, finansmana elverişli, makul bir rakam olmasını sağlayacak, **maceracı fiyat vermesine engel olacaktır.**

Yerlilik şartı aranması gibi ilave şartlarla farklı gelişimlere imkan veren bir yapı olacaktır (YEKA'lar için doğrudan uygulanabilir)



Roller

ETKB: İhale edilebilecek rüzgar alanlarının belirlenmesi, yaklaşık kapasitenin belirlenmesi

Diğer kamu kurumları: İhale edilecek arazilerin uygunluğunun belirlenmesinde ETKB ile işbirliği yapılması

ETKB ve EPDK: Yeni ihale sisteminin tasarlanması, mevzuatının hazırlanması

TEİAŞ: Belirlenen alan ve kapasite için şebeke planlamasının ve altyapısının hazırlanması



Zaman Planı

2018

İnisiyatif 1c:

İletim alt yapısının daha fazla yenilenebilir entegrasyonu için hazırlanması



Durum ve Gerekçe:

Mevcut durumda TEİAŞ tarafından, kapasite planlama açısından benimsenmiş görünen «puant talebin %25'i mertebesinde RES kurulu gücü» yaklaşımının revize edilmesi önerilmektedir. Üretim karmasında artan yenilenebilir enerji ağırlığı ile birlikte dengeleme kapasitesinde artış ihtiyacı ortaya çıkmaktadır, ancak uluslararası (Almanya ve İspanya başta olmak üzere) uygulamalar, dengeleme kapasitesi sağlamada gaz türbinleri gibi yeni konvansiyonel üretim tesislerinin kurulmasının zorunlu olmadığını, farklı araçlarla da dengeleme gücünün sağlanabildiğini göstermektedir.



Öneri:

Burada, kapasite tahsisi yapısının %25 puant güç kısıtı esas alınarak trafo kapasitesi bazında yapılması yerine hedeflenen RES kurulu gücünü esas alan bir şekilde güncellenmesi önerilmektedir. Söz konusu yaklaşımı hayata geçirmek üzere gerekli planlamanın yapılması, bölgesel bazda detaylı fayda – maliyet analizlerinin yapılması, şebeke güçlendirmesinin sağlanması ve operasyonel yetkinliğin artırılması gerekmektedir.



İşletme süreçlerinin hazırlanması

Kesintili yenilenebilirlerin gelişiminin genellikle şebeke güçlendirmelerinden önce gelmesi nedeniyle (50Hertz örneğinde olduğu gibi) güvenli ve güvenilir bir arzı sürdürmek üzere sistemi takviye etmek gerekmektedir. Kesintili yenilenebilir oranı %10'un altında olduğunda uygulanan başlıca önlemler, **çeşitli işletme ve planlama süreçlerine yenilenebilir enerji tahminlerinin** dahil edilmesi olmaktadır.



Şebeke takviyesi ve güçlendirilmiş yan hizmetlerin verilmesi ise % 40'a kadar daha fazla entegrasyona imkan veren önemli uygulamalar olmaktadır. (örneğin şu anda Almanya'daki sistem işletmecisi 50Hertz, talep tepkisi uygulamakta ve şebekenin % 40'ın üzerinde yenilebilir enerji kaynakları ile güvenli bir şekilde işletilebilmesi için şebeke ve santrallerin izleme ve kontrol kapasitesini artırmaktadır.) Buraya ilişkin detaylı açıklamalar «Operasyonel kapasitenin artırılması» başlığı altında verilmektedir.



Optimizasyon imkanlarının değerlendirilmesi

Öncelikle yeni altyapı yatırımı gerektirmeyen **optimizasyon** imkanlarının değerlendirilmesi, ardından **güçlendirme** opsiyonların değerlendirilmesi ve en son yüksek yatırım gereken **genişleme** alternatiflerine bakılması yolu izlenmelidir. Optimizasyona ilişkin işletim maliyetinin güçlendirme için yapılan yeni altyapı maliyetinden düşük olduğu her durumda optimizasyon yoluna gidilmelidir.



Beklenen Fayda



Şebekenin daha maliyet-etkin şekilde daha fazla yenilenebilir enerjinin entegre edilmesine hazırlanması mümkün olacaktır.



Roller

TEİAŞ: İlgili tedbirlerin değerlendirilmesi ve hayata geçirilmesi



Zaman Planı

2017

İnisiyatif 1d:

İletim Sisteminin Operasyonel Yetkinliğinin Artırılması (1/3)



Durum ve Gerekçe:

Halihazırda, TEİAŞ RES'lerden kaynaklı kesintili gücü etkili bir şekilde yönetebilmektedir, ancak mevcut rezerv yapısı RES kurulu gücünün 2-3 katına çıktığı durumları destekleyemeye elverişli değildir. TEİAŞ, daha fazla RES kurulu gücünün şebekeye sorunsuz entegrasyonunu sağlamak üzere yeni araçlara ve yaklaşımlara ihtiyaç duymaktadır.



Öneri:

Şebekenin operasyonel yetkinliğinin bir dizi tedbir ile geliştirilmesi önerilmektedir:



Tahmin Yapısının Revizyonu

Üretim ve talep tahminlerinin uyumlaştırılması ve gerçek zamana yaklaştırılması

- Hem gün öncesi hem gün içi tahmin yapısının etkinliği arttırılarak uygulanması
- Gün içi ve gün öncesi tahminlerinin mümkün olduğu ölçüde gerçek zamanlı olarak güncellenmesine izin verilmesi (örneğin Almanya, gün içi zaman diliminde 96 adet güncellemeye izin vermektedir. Bu, gerçek zamandan en az 15 dakika önce anlamına gelmektedir. Türkiye’de uygulanan gün öncesinde ise 12:00, 14:00, 16:00, 18:00’de olmak üzere 4 güncellemeye izin verilmektedir. Gün öncesinde, saat 18:00’de yapılacak tahminin, saat 12:00’dekine göre daha iyi olması beklenir.)
- Tahminin zaman çözünürlüğünün artırılması (örneğin saatlik yerine 15 dakikalık)
- Tahmin doğruluğunun yüksek zaman çözünürlüğünde değerlendirilmesi ve gerçek zamanla kıyaslanarak kalibrasyonu (örneğin 15 dakikalık tahmin değerlerinin buna ilişkin ölçüm değerleri ile karşılaştırılması)
- Her zaman aralığı başına azami tolere edilen tahmin hatasına ilişkin bir şart belirlenmesi (örneğin 15 dakika için % 7/MWh).
- Kimin dengesizlik “sorunlarına” neden olduğunun şeffaf bir şekilde görülebilmesi için dengeden sorumlu taraf performans sonuçlarının yayınlanması
- Dengesizlik uzlaştırmasına esas periyotlarının kısaltılması (örneğin 15 dakika).
- Gün içi ticaret aralıklarının kısaltılması (örneğin Almanya’da 15 dakikaya indirilmiştir, ABD ve Avustralya gibi bazı piyasalarda 5 dakikadır)

Doğrudan kontrol (örneğin İspanya’da CECRE/Yenilenebilir Enerji Kaynakları İçin Kontrol Merkezi) veya piyasa mekanizmaları (örneğin Almanya’da rüzgar santralleri dengeleme piyasasına katılmaktadır) yoluyla yenilenebilir enerji tesislerinin daha fazla kontrol edilebilmesi.

İnisiyatif 1d:

İletim Sisteminin Operasyonel Yetkinliğinin Artırılması (2/3)



Öneri (devam):



Dengeleme Kapasitesinin ve Kısıt Yönetiminin Artırılması

- Dengeleme gücü sağlama açısından konvansiyonel üretim santrallerinin operasyonel gerekliliklerinin uyarlanması
- RES'lerin ve diğer kesintili güç santrallerinin dengeleme havuzuna dahil edilmesi
- Güç akışlarının yeniden yönlendirilmesi ve/veya sistem sınırlarının daha doğru hesaplanmasına doğru olarak izin verilen güç akışı transfer sınırlarının artırılması yoluyla iletim şebekesinin kullanımının optimize edilmesi
- Ayrıca tahmin edilen güneş ve rüzgara dayalı üretim dikkate alınarak kısıt tahmini yapılması (Bu, Almanya'da hem gün öncesi hem de gün içi esasına göre yapılmaktadır. Bu süreç, redispatch uygulamasına imkan tanımaktadır.)



Dinamik Hat Yükleme

50Hertz, Almanya, Belçika ve Elia Grubu'nun (EGI) deneyimleri, **Dinamik Hat Yükleme uygulamasının** işletmeye dahil edilmesi ile hızlı ve yüksek fayda sağlanabileceğine işaret etmektedir. Dinamik hat yükleme mantığı, hat kapasitesinin rüzgar hızı ve sıcaklık gibi atmosferik koşullara bağlı olması ve düşük ortam ısı ve yüksek rüzgar hızının hat kapasitesinde %150'ye varan artışlara yol açma potansiyeline dayanmaktadır. Söz konusu atmosferik koşulların gerçek zamanlı ölçümlerine dayalı olarak iletim hattının mevcut taşıma kapasitesinin daha doğru bir tahmini ve titreşime dayalı olarak hatların sarkmasının (Ampacimon cihazları kullanılarak) doğru tahmin edilmesi kastedilmektedir.



Redispatch

Kısıt yönetiminde dinamik hat yüklemenin yanı sıra bir diğer yaklaşım yine Almanya'da uygulanmakta olan *redispatch*dir. Redispatch, öncelikle konvansiyonel üreticilerin, akabinde de kesintili yenilenebilirlerin işletme gereklilikleri ve programlarının uyarlanmasını (kesiti vb yoluyla) gerektirmektedir.

Redispatch sözleşmelerinin geliştirilmesi, kesintili yenilenebilirlerin şebekeye daha fazla entegre olabilmesine imkan verebilir, ancak bu opsiyonun EPDK ve TEİAŞ ile detaylı şekilde değerlendirilmesi gerekmektedir.



Veri Toplama

Yenilenebilir enerji tesislerinin kurulu gücü ve yeri konusunda yanlış ve/veya güncel olmayan veriler (dağıtımdan bağlı olanlar dahil), beklenen kesintili enerji üretimi konusunda önemli tahmin hatalarına neden olabilir. İzleme ve kontrol kabiliyetinin (lisanssızlar dahil) önemlidir ve her kurulu ünitenin teknoloji tipi konusunda bilgileri içeren bir veri tabanının kurulup güncel tutulması, bu doğrultuda RİTM çerçevesinde bir veri toplama ve yönetim stratejisinin oluşturulması ve uygulanması tavsiye edilmektedir.

İnisiyatif 1d: İletim Sisteminin Operasyonel Yetkinliğinin Artırılması (3/3)



Beklenen Fayda



Daha fazla yenilenebilir enerjinin şebekeye entegre olduğu durumda şebekenin sorunsuz işletilebilmesi.

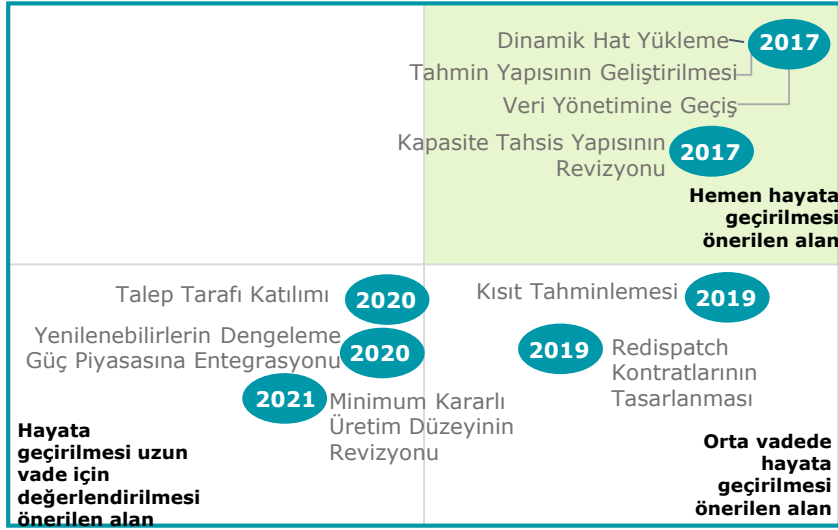


Roller

TEİAŞ: İlgili tedbirlerin değerlendirilmesi ve hayata geçirilmesi



Zaman Planı



20XX

Uygulanmaya başlanması önerilen yıl

Risk

Değer

İnisiyatif 2a:

Destekleme Yapısının Revizyonu (1/5)



Durum ve Gerekçe:



YEKDEM Cetvel I+Cetvel II rakamını tavan fiyat alan bir ihale yaklaşımında yatırımcının rasyonel hareket alanı çok kısıtlıdır:

Hali hazırda cari kanunda düzenlendiği şekilde **tavan fiyat esaslı ihalede** yatırımcının YEKDEM Cetvel I+Cetvel II fiyatlarını aşmayacak şekilde vereceği birim fiyat teklifleri üzerinden bir yarışma olacaktır. Bu şekilde bir yarışma uygulanması veya uygulamada gerekli tedbirlerin alınmaması durumunda, finansman bulamadığı için hayata geçemeyen ciddi bir proje stoku ile karşılaşılacaktır. Söz konusu yarışma yaklaşımının sakıncaları aşağıdaki nedenlere dayanmaktadır:



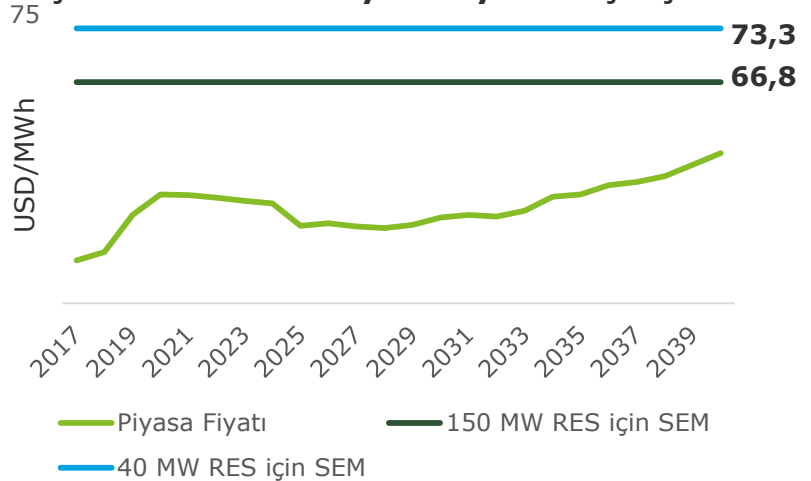
Küçük ölçekli santrallerin maliyetinin destekleme fiyatını geçmesi: İhalede teklif edilecek muhtemel düşük fiyatlar özellikle küçük ölçekli santrallerin ilk 10 yıllık kredi dönemindeki ödeme ve işletme maliyetlerini karşılayamayacaktır. Bu durum, rasyonel küçük yatırımcının ihaleye girmemesini beraberinde getirecektir. Farklı senaryoları, gelecek beklentileri ve risk algısı olan «maceracı» yatırımcı ise, gerekli tedbirler alınmadığı takdirde, fizibilitesiyle uyumlu olmayan rakamlar teklif ederek ihaleyi almaya çalışacak, ihaleyi aldığı anda ise uygun finansman bulamayacağı için projesi hayata geçemeyecek ve projesine tahsis edilen kapasite de atıl kalacaktır. Bu durum tüm taraflar için verimsizlik yaratacaktır.



Piyasa fiyatının RES'ler için gerçek bir alternatif olmaması: Piyasa fiyatı öngörülleri, fiyatın önümüzde dönemde RES'lerin seviyelendirilmiş maliyetinin (LCoE-SEM) altında kalacağına işaret etmektedir. Bu durumda **piyasaya satış, rasyonel yatırımcı için bir alternatif teşkil etmeyecek olup** RES'ler maliyetleriyle uyumlu bir sabit fiyatlı desteklemeye ihtiyaç duyacaktır.

Rasyonel yatırımcının ihalede makul bir gelir beklentisini esas alan seviyelendirilmiş maliyetine (LCoE-SEM) uygun bir fiyat vermesi beklenir. Bunun altında fiyat veren yatırımcının finansman bulma imkanları sınırlı olacaktır. Rasyonel, yatırımını hayata geçirme saikiyle hareket eden yatırımcının ihaledeki hareket alanı son derece kısıtlıdır. Projesini hayata geçirmek değil ihaleyi almak ve lisans imtiyazını elde etmek saikiyle hareket eden yatırımcıların ise ihalelerin sistematik olarak başarısızlıkla sonuçlanmasına yol açması ciddi bir risktir.

Şekil 22: SEM ve Piyasa Fiyatı Karşılaştırması



Not1: SEM hesaplamasına ilişkin detaylar ve varsayımlar ekte yer almaktadır.

Not 2: SEM değerleri santrallerin ekonomik ömrü boyunca hesaplanmış olduğundan dolayı özellikle belirli dönem kapsamında sabit alım ve fiyat garantisi sağlayan destek mekanizmalarının fiyatları ile kıyaslamak için uygun bir gösterge değildir.

İnisiyatif 2a:

Destekleme Yapısının Revizyonu (2/5)



Durum ve Gerekçe (devam):



YEKDEM Cetvel I+Cetvel II rakamını tavan fiyat alan bir ihale yaklaşımında yatırımcının rasyonel hareket alanı çok kısıtlıdır:

Rasyonel bir yatırımcı tarafından teklif edilebilecek fiyatı etkileyen unsurlar ve fiyata yansımalarına ilişkin hassasiyet analizleri aşağıdaki gibidir:



Destekleme süresi: Destekleme süresi yatırımcıların borçlanma maliyetini ve üstlendiği riskleri etkilemekte, yatırımcıların ihalede teklif edeceği rakamın belirleyici faktörlerinden birisi olmaktadır. Yatırımın faydalı ömrü süresince aynı getiriye sağlayacak şekilde, 10 yıllık destekleme fiyatının 20 yıllık destekleme fiyatına göre **6,2 \$/MWh** daha fazla olabileceği hesaplanmıştır. Destek süresinin 20 yıla çıkması, yatırımcının 10 yılın ardından üstlendiği fiyat vb riskleri azaltacak ve böylelikle yatırım projelerinin borçlanma maliyetleri düşecektir. Diğer bir ifade ile yatırımcılar açısından bir yatırımın kabul edilmesi için gerekli minimum getiri oranı (borçlanma maliyetleri, iskonto oranı) azalacak ve yatırımcıların daha düşük teklif fiyatı vermeleri sağlanacaktır. (İngiltere’de «Yenilenebilir Yükümlülükleri (RO)» sisteminden «fark sözleşmesi (CFD FıT)» sistemine geçerken yapılan bir araştırmada, yatırımcı üzerindeki fiyat riskinin kalkması sonucu bir yatırımın kabul edilmesi için gerekli minimum getiri oranının %1,25-%1,75 azalacağı hesaplanmıştır.*). Ekte, iskonto oranının SEM üzerindeki etkileri gösterilmektedir. Buradan hareketle, destekleme süresinin uzatılması yatırımcının seviyelendirilmiş elektrik maliyetini azaltacaktır. Öte yandan, **rasyonel, yatırımını hayata geçirme saikiyle hareket eden yatırımcının, halihazırdaki 10 yıllık destekleme süresi göz önüne bulundurulduğunda fiyatı düşürme imkanı bulunmamaktadır.**



Finansman güçlüğü İhalelerde çok düşük verilebilecek fiyatlar nedeniyle proje finansmanında ve işletme maliyetlerinin karşılanmasında karşılaşılabacak sorunlar sektörü bozucu etki yaratacaktır. Çok düşük fiyat, düşük gelir ve bankaların yüksek borç servis oranı talepleri nedeniyle yatırımcı için proje finansmanı imkanını ortadan kaldıracak, bilanço finansmanını ve sponsor garantisini zorunlu kılacak, özkaynak/borç oranını yükselterek borç miktarını arttıracak, servis hesabı kullanımını zorunlu hale getirecek ve benzeri sakıncalar yaratacaktır. Bu da projelerin üreteceği elektrik maliyetini yükseltecektir. **Sonuçta, küçük yatırımcının sektörde varlığını sürdürme imkanı kalmayacak ve sektör sadece büyük bilançolu yatırımcıya açık hale gelebilecektir.**



Ölçek: Türkiye için ortalama 40MW büyüklüğünde bir RES ile tek sahada kurulan 150-200MW üzerindeki bir RES’in birim yatırım maliyetleri arasında %7-8 civarında bir fark oluşabilmekte ve bu fark teklif edilebilecek fiyatta doğal olarak önemli bir fark yaratmaktadır. Bu durum hem küçük hem büyük ölçekli santrallerin birlikte yarışacağı ihalelerde **küçük ölçekli santraller için ciddi bir dezavantaj yaratmaktadır** ve adil olmamaktadır.

İnisiyatif 2a:

Destekleme Yapısının Revizyonu (3/5)



Durum ve Gerekçe (devam):



Operasyonel kapasite faktörü: Gelir beklentisinin en önemli bileşenini oluşturmaktadır. Türkiye'deki rüzgar alanlarının ve mevcut teknolojinin elverdiği kapasite faktörü ortalamada %30-%35 aralığında bulunmaktadır. Kapasite faktörü, her ne kadar teknolojik gelişim ve türbin boyutlarının büyümesiyle bir miktar artırılabilir de fiziki rüzgar hızları ile alakalı bir konudur ve yatırımcının kendi inisiyatifiyle fark yaratma imkanının düşük olduğu bir alandır. Türkiye, rüzgar açısından farklı fiziki koşullara sahip bir ülke olsaydı, örneğin %50 düzeyinde operasyonel kapasite faktörü yakalanabilen çok sayıda uygun proje alanı bulunmuş olsaydı, çok daha düşük destekleme fiyat yeterli olabilecekti. Diğer tüm değişkenler ve maliyetler aynı kalmak suretiyle %50 kapasite faktörü ile %33 düzeyinde bir kapasite faktörü arasındaki fark, fiyatta ~20 \$/MWh'a kadar bir fark yaratabilmektedir. Ancak **Türkiye'de ortalamada %30-%35 gibi dar bir alanda dalgalanan operasyonel kapasite faktörleriyle ciddi bir fiyat farkı yakalamak güçtür.**



2020 sonrası için desteklerin durumu belirsizdir:

Öncelikle, RES yatırımlarının sabit fiyat garantisi şeklinde desteklemesine ihtiyaç duyulmaktadır. Halihazırdaki destekleme mekanizması 31.12.2020'ye dek devreye girecek santralleri kapsamakta olup bundan sonrası için önemli bir belirsizlik söz konusudur:

Mevcut lisanslı projeler: Lisanslı olup proje sahiplerinin kendi kontrolleri dışında (orman izninin alınamaması gibi bürokratik problemler nedeniyle) gelişen çeşitli nedenlerle devreye giriş yılı 2020'nin sonrasına kalacak santral projelerinde desteklemenin varlığı belirsizdir.

Yeni kapasite tahsis edilecek projeler: Başvurusunu yapmış ancak henüz ihalesi yapılmamış olanlar ve henüz geliştirme aşamasında olanlar için de destekleme yapısı hukuki açıdan belirsizlik içermektedir. Bu tesislerle ilgili ihale düzenlemesi YEKDEM tavanından indirim benzeri bir yapı arzemesi ve hukuki olarak Yenilenebilir Enerji Kanunu ve YEKDEM mekanizmasına bağlanması nedeniyle problemlidir. Zira, ilgili mekanizma YEK'e göre 2020 sonrasında hükümsüz kalacaktır. Henüz ihalesi yapılmamış olan 3.000 MW'lık kapasiteye yapılmış olan başvuruların yatırım süreçlerinin tamamlanıp devreye girmesi de büyük olasılıkla 2020'den sonra olacaktır. Dolayısıyla, öngörülen mekanizmadaki hukuki bağlantı 2020 sonrasında belirsizdir.

Bu belirsizliklerin ivedilikle giderilmesine ihtiyaç duyulmaktadır.



Yerli ekipman kullanımının desteklenmesine ihtiyaç duyulmaktadır:

Yerli ekipman kullanımının desteklenmeye devam edilmesine, bu şekilde bir ölçek ekonomisi yakalanarak yerli ekipmanın fiyatının ucuzlamasına ve rekabetçi hale gelmesine ihtiyaç duyulmaktadır. Yerli katkı ilavesi alınamadığı durumda, yerli ekipman kullanımı, getirdiği ilave (yerli ve görece pahalı) finansman kullanıldığından dolayı ekonomik olarak anlamlı olmamaktadır. Ayrıca, özellikle düşük kapasite faktörlü projelerde ortaya çıkan nispeten yüksek seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (SEM-LCoE) YEKDEM baz fiyatı ile karşılanamayabilmekte ve yatırımların gerçekleşmesi yerli ekipman kullanımını zaruri kılmaktadır.

İnisiyatif 2a:

Destekleme Yapısının Revizyonu (4/5)



Öneri:



Destekleme içeriği: Destekleme yapısının, hazlihazırda lisanslı olan ve bundan sonra lisanslanacak santraller için 7,3 USDcent/kWh sabit fiyat garantisi şeklinde uygulanması,



Desteklemenin süresi: Desteklemenin 2030'a dek devreye girecek santrallere, **bağlantı anlaşmasının yapıldığı tarihten itibaren 12 yıl** (2 yıllık finansman ve inşaat süresi varsayımıyla) süreyle uygulanması, bu şekilde yatırımlarını hızlı hayata geçiren yatırımcılara avantaj, projelerini bekletenlere ise dezavantaj yaratmasının sağlanması, *(tavan fiyattan indirim şeklindeki ihale durumunda sürenin 20 yıl olması gerekecektir.)*



İhalenin yapısı: İhalenin **lisans hakkı ihalesi** mantığıyla yapılması, ihale yapısının ihalede irrasyonel fiyat verilmesinin ve dolayısıyla da yapılamayacak projelerin ihaleleri kazanmasının önüne geçecek şekilde aşağıdaki gibi detaylandırılması:



Defaten, MW başına ödeme:

RES projelerinin finansman bulabilmesini sağlamak üzere, ihalenin destekleme fiyatı tavan olacak şekilde minimum sabit fiyat prensibiyle değil **MW kurulu güç başına bir lisans bedeli** üzerinden yapılması, lisans bedelinin **nakit olarak ve defaten ihalenin sonuçlanmasını müteakip 1 ay içinde (lisans alınması ya da bağlantı anlaşması imzalanması gibi bir aşamaya bağlı olabilir) alınması** önerilmektedir.



Minimum-maksimumların eliminasyonu:

Maliyetinin altında fiyat teklif eden yatırımcı projesini finanse etmekte güçlük çekecek ve bu da tahsis edilen kapasitenin adil olmayan bir şekilde atıl kalmasına yol açacaktır. Dolayısıyla ihale yapısının maceracı fiyat vereni değil maliyete en yakın ve gerçekçi fiyatı veren, bir diğer ifadeyle işi yapabilecek olanı seçecek şekilde düzenlenmesi gerekmektedir. Diğer yaklaşımların yatırımcıyı maceracı davranmaya yönelttiği gözlenmiştir. Burada **minimum ve maksimum tekliflerin doğrudan değerlendirme dışı bırakılması veya tekliflerin ortalamasına en yakın teklifin seçilmesi** yaklaşımı, yatırımcıyı gerçekçi fiyat vermeye yöneltecektir.



Bankadan önteklif (termsheet) alınması:

Yatırımcının teklifiyle birlikte mutlaka kapalı zarfta da olsa **bankalardan alacağı termsheetleri de vermesi istenmelidir**. Bu şekilde en azından yatırımcı bir banka ile görüşmüş, finansman temin edebilmesine ilişkin fikir almış olacaktır ve daha bilinçli hareket etmesi beklenebilecektir. Bu yaklaşım, finansmana elvermeyen maceracı fiyatların teklif edilmesinin önüne geçecektir.



Kur seçimi hakkı:

Sabit fiyat garantisinin **para biriminin seçiminin, sabit bir kur değişim oranı belirlenmek suretiyle, yatırımcıya bırakılması**, yatırımcının seçtiği ekipman itibarıyla en uygun koşullarda borçlanma yapabilmesine imkan verecektir. Örneğin, destekleme fiyatı, güncel kur değişim oranında (EUR/USD=1,12) sabitlenen şekilde 7,3 USDcent/kWh= 6,5 EURcent/kWh gibi belirlenir. Yatırımcı, ilk YEKDEM'e girişte bir defaya mahsus seçmek üzere, USD üzerinden mi EURO üzerinden mi destekleme kullanacağına karar verir ve devreye girişten itibaren bu kurdan desteklemesini alır.

İnisiyatif 2a:

Destekleme Yapısının Revizyonu (5/5)



Beklenen Fayda



Destekleme yapısına ve ihaleye ilişkin önerilen değişikliklerin benimsenmesi ile rasyonel ve dolayısıyla da ekonomik olarak anlamlı sınırlar içinde kalan projelerin fonlanabilmesi ve dolayısıyla da hayata geçebilmesi mümkün olacaktır.



Hem bankalardan önteklif alınması şartı konmasıyla hem de minimum ve maksimum tekliflerin diskalifiye olacak olmasından hareketle yatırımcının daha rasyonel davranmaya yöneltileceğini dolayısıyla da finansman sorunu yüzünden devreye girememe sorununun minimuma indirilebileceği beklenmektedir.



Yatırımcı açısından öngörülebilirlik tesis edilecek ve yeni RES kapasite gelişiminin önü açılacaktır.



Roller

ETKB ve EPDK: Destekleme mekanizmasının güncellenmesi ve gerekli mevzuat altyapısının hazırlanması



Zaman Planı



2020 sonrasında geçerli olacak destekleme mekanizmasının 3.000 MW'lık kapasitenin ihalesinden evvel tasarlanmış ve açıklanmış olması gerekmektedir.

2016

Alternatif bir not olarak, halihazırdaki tavan fiyat esaslı birim fiyat ihale yapısına devam edilmesi durumunda:

- Mutlak surette burada ihale yapısına ilişkin yer verilen ve ekonomik olarak anlamlı ve yapılabilecek projelerin ön plana çıkmasını sağlayacak (minimum-maksimum teklif eliminasyonu, bankalardan önteklif alınması vb) tedbirlerin alınması*
- Tavan fiyat uygulaması kaldırılarak yatırımcının teklif edeceği fiyatı serbestçe ve maliyetlerine uygun şekilde belirlemesine imkan verilmesi*

Önerilmektedir.

İnisiyatif 2b:

Yerli ekipman kullanımının desteklenmeye devam edilmesi



Durum ve Gerekçe:

Yerli katkı ilavesi, RES'lerin karlılığına önemli ölçüde etki etmektedir. Halihazırda yerli sayılan nitelikte kule ve kanat bulmak mümkün olduğundan bu iki ekipmandan ötürü toplamda 14 USD/MWh düzeyinde ek bir gelir sağlamak mümkündür. Öte yandan yerli ekipman kullanımında yerli ve görece daha yüksek maliyetli fonların kullanımı söz konusu olmakta ve bu da yatırımcının karlılığına doğrudan etki etmektedir. **Bir diğer ifadeyle, yerli ekipman kullanımının desteklenmemesi durumunda yerli ekipman kullanımının yatırımcı için ekonomik bir cazibesi bulunmamaktadır.**

Yerli ekipmanın belirli bir ölçek yakalayarak ucuzlamasına ve rekabetçiliğinin artmasına ihtiyaç duyulmaktadır. Ölçek tek başına yerli pazar ile yakalanamadığından yerli ekipman üreticilerinin ihracat imkanlarını geliştirmesi ve kullanması gerekmektedir. Bu doğrultuda, ihracatı destekleyen tedbirlere de ihtiyaç vardır.

Yerli ekipman kullanımının desteklenmeye devam edilmesine, bu şekilde bir ölçek ekonomisi yakalanarak yerli ekipmanın fiyatının ucuzlamasına ve rekabetçi hale gelmesine ihtiyaç duyulmaktadır. Yerli ekipmanın fiyatının borçlanma maliyetinin etkisini bertaraf edebildiği noktaya dek desteklenmesi anlamlı olacaktır.

İlaveten Türkiye'de yerli katkı ilavesi almaya uygun yerli ekipmanın türünün (kule ve kanat haricindeki ekipmanların) fazlalaşmasına da ihtiyaç duyulmaktadır.

Yerli katkı ilavesi uygulamasının önünde bir kısım operasyonel sıkıntılar bulunmakta olup bunların giderilmesine ihtiyaç duyulmaktadır.

Yerli katkı ilavesinin 5 yıllı sınırlı tutulması, özellikle güneş gibi teknolojisi hızlı değişen ve hızlı ucuzlayan kaynaklar için anlamlıdır. Ancak bu durum rüzgar gibi teknolojinin görece çok daha olgunlaşmış ve fiyat olarak görece stabilize olmuş bir sektörün, hele ki SEM ile tarife arasındaki marjın çok dar olduğu bir sektörün gerçeklerine aynı ölçüde uymamaktadır.



Öneri:



Yılda 1000 MW ölçeğinde gelişimin öngörülebilir şekilde hedeflenmesi ve arkasında durulması önemlidir.



Yerli katkı ilavesi düzenlemelerinin uygulanmasındaki operasyonel güçlüklerin giderilmesi ve rüzgara özel olarak yerli katkı ilavesinin 5 yıldan daha öteye uzatılması önerilmektedir.



Yerli ekipmanın ihracatına ilişkin diğer tedbirlerin (ihracat krediler vb) ilgili bakanlıklar ile geliştirmesi gerekmektedir.



Beklenen Fayda



Yerli ekipman imalatının öngörülebilir bir pazar algılaması mümkün olacak ve yerli ekipman sektörünün gelişimi hızlanabilecektir.



Roller

ETKB: İlgili düzenlemelerin hazırlanması



Zaman Planı

2016

İnisiyatif 2c:

Dengeleme maliyetinin eskalasyonu



Durum ve Gerekçe:

Dengeleme yükümlülüğünün yatırımcıda olması, doğru tahmin yapmaya yatırımcıyı yöneltmekte, doğru tahmin de nihai olarak sistem işletmecisinin ve piyasa işletmecisinin etkinliğin önemli ölçüde artıran ve makro bazda bakıldığında da daha fazla RES gelişiminin önünü açan bir uygulamadır. Öte yandan doğru üretim tahmini yapabilmek üzere gerekli verinin birikmesi ve türbinin parametreleri ve meteorolojik koşullar itibarıyla stabil veri üretmesi, santrallerin devreye yeni girdiği dönemde mümkün olmamakta ve yeni santraller daha fazla dengesizliğe düşmektedir. Bu anlamda RES'ler, diğer yenilenebilir kaynaklara dayalı santrallerden teknik olarak çok farklıdır ve isabetli üretim tahmini yapmaya diğerleri kadar hızlı bir şekilde adapte olamamaktadırlar.

Dengeleme yükümlülüğüne bir kolaylık olması açısından da ilk etapta %98 olarak belirlenmiş bir tolerans katsayısı ile dengeleme yükünün hafifletilmesi öngörülmüştür. Tolerans katsayısı ne denli düşük olursa yatırımcının dengeleme maliyeti açısından eli o denli rahatlamaktadır. Halihazırda %98 oranı, tipik olarak %6-8 aralığında dengesizliği olan RES yatırımlarında %4 oranında ciro kaybına yol açan bir rakamdır. Bu düzeyde bir ciro kaybı, sermaye getirisine %20, borç servisi karşılama oranına %4 oranında negatif etki yapmaktadır. Söz konusu kayıplar, mevcut RES yatırımlarının fizibiliteleri ve finansmanını geri ödeme imkanlarını etkilediği gibi, yeni yatırımların fonlanmasında da sermaye gereksinimini ve faiz oranlarını artırıcı etki yapmaktadır.



Öneri:



Halihazırda %98 olarak belirlenmiş olan tolerans katsayısının, RES'lerin spesifik özellikleri göz önüne alınarak:

- Yenilenebilir enerji kaynak tipine göre farklılaşması,
- İlk etapta daha düşük olarak, %94 düzeyinde belirlenmesi,
- Zaman içinde kademeli olarak yükseltilerek %96 düzeyine çıkarılması:
 - Devreye girişten itibaren ilk 4 yılda: %94
 - Devreye girişten itibaren 4-8. yıllar arasında: %95
 - 8. yıldan itibaren: %96
- Katsayının ve geçiş döneminin 2016 yılı içinde sabit bir şekilde ve EPDK Kurul Kararından ziyade mevzuata bağlanarak duyurulması



Beklenen Fayda



Yeni devreye girmiş RES'lerin dezavantajlı duruma düşmeden dengesizliğini yönetebilir hale gelmesi



Roller

ETKB: İlgili düzenlemelerin hazırlanması



Zaman Planı

2016

İnisiyatif 3a:

İzin süreçlerinin kolaylaştırılması (1/2)



Durum ve Gerekçe:

Yatırımların hayata geçmesinin önünde önemli bir belirsizlik unsuru: Bağlantı hakkını edinmiş olmakla beraber hayata geçmemiş projelerin önemli bir kısmının izin süreçlerinin uzamış veya tıkanmıştır.

- Farklı kurumlar tarafından verilen çok sayıda izin (projenin yerine göre 17-32 adet arasında değişen kurumdan) münferit adımlar şeklinde ilerlemesi,
- İzinlerin standart süreler içinde sonuçlanmaması
- Farklı idarelerde farklı şekilde değerlendirilmesi söz konusudur.



Öneri:

İzin süreçlerinin revizyonu:



Eleme ve Kısaltma: İzin süreçlerinin detaylı olarak analiz edilmesi ve kritik değer yaratmayan izinlerin belirlenmesi, başvuru sürecinden çıkarılması



Ortaklaştırma: Çeşitli veri tabanları kullanılarak ortaklaştırılabilecek izinlerin belirlenmesi, bunların tek elden verilebilir hale getirilmesi. (örneğin Maden ruhsatı ve izin süreçlerinde olduğu gibi yerel idarelerde toplanabilecek izinlerin doğrudan yerel idarelere görev verilmesi vb)



Pozitif Sükut: Belirli bir süre içinde (incelemenin nevine göre belirlenecek süreler dikkate alınarak) yanıt verilmeyen izin taleplerinin otomatik olarak pozitif sonuçlanmış sayılması



Başvuruların Dijital Platforma Taşınması: Proje geliştirme sürecinden itibaren tüm RES başvurularının, ilgili tüm izin makamlarının ve yatırımcının giriş yapabildiği bir dijital platform üzerinden alınması, izinlerin ilerleyişinin bu platformdan takibi ve kurumların birbirlerinin görüş ve onaylarını da buradan izleyebilmesinin sağlanması.



Yasaklı Alanlara Dair Başvuru Reddini Otomatize Etme: Güvenlik, çevre vb açılardan yorum ve değerlendirmeye mahal bırakmayacak şekilde uygunsuz olan alanlara başvuruların, yatırımcının yer seçimi dijital platforma ilk girişi aşamasında otomatik olarak reddedilmesi, bu şekilde zaman ve kaynak kaybedilmemesi.

Kamulaştırma süreçlerinin revizyonu:



Kamulaştırma sürecinin hukuki boyutuyla tekrar gözden geçirilmesi, yargı kararlarının, kamulaştırma iptallerinin incelenmesi ve sosyal etkileri ve yatırımcının desteklenmesini aynı anda dikkate alan uygun bir yaklaşım geliştirilmesi için Adalet Bakanlığı ve ETKB'nin ortak çalışma yürütmesi.

İnisiyatif 3a: **İzin süreçlerinin kolaylaştırılması**



Beklenen Fayda



İzin süreçlerinin hem kamu ve yatırımcı açısından kolaylığının ve etkinliğinin artması



Projelerin hayata geçme süresinin ve idari risklerin azalması



Roller

ETKB: İlgili süreç analizlerinin yapılması, yeni sürecin tasarlanması

Tüm ilgili Kamu Kurumları: Süreç analizi çalışmasında ETKB'ye destek verilmesi

EPDK ve ETKB: Revize süreç tasarımının mevzuat altyapısının hazırlanması



Zaman Planı

2017

2018

2017'de başlaması ve 2018'de devam etmesi ve tamamlanması öngörülmektedir.

İnisiyatif 3b:

İzinler dolayısıyla devreye giremeyen projelerin revizyonu



Durum ve Gerekçe:

Bağlantı hakkını almış olmakla beraber özellikle orman izinleri nedeniyle hayata geçemeyen bir proje stoku bulunmaktadır. Söz konusu projeler, hem yatırımcı için hem de belirli bir RES hedefi bulunan kamu için zarar ifade etmektedir.



Öneri:



Bağlantı hakkını almış olmakla beraber, yatırımcıdan kaynaklı olmayan şekilde, izinlerini tamamlayamadığı için hayata geçemeyen projelerin, aynı miktar kurulu güç için, şartları ayrıca özel olarak tanımlanarak (yerli ekipman, fiyatlama vb) YEKA kapsamındaki arazilerden yararlandırılması önerilmektedir.



Beklenen Fayda



Yatırıma hazır proje sahiplerinin hızlı bir şekilde devreye girebilecek projelerle ilerlemesinin sağlanması



Roller

EPDK ve ETKB: İlgili projelerin tespit edilmesi, planlama yapılması, mevzuat altyapısının hazırlanması ve özel şartların belirlenmesi.



Zaman Planı

2018

İnisiyatif 4:

Yerleşme yol haritasının hazırlanması



Durum ve Gerekçe:

Türkiye’de yerli katkı ilavesi almaya uygun yerli ekipmanın türünün (kule ve kanat haricindeki ekipmanların) fazlaşmasına ve belirli bir ölçek yakalayarak rekabetçi olmasına ihtiyaç duyulmaktadır. YEKA’lar da bunun için önemli bir fırsattır. Öte yandan türbin ve jeneratör gibi çok sayıda bileşenden oluşan ekipmanların yerli olarak üretilmesi için öncelikle söz konusu bileşenlerin temin edilebileceği yerli bir tedarik zincirinin gelişmesine ihtiyaç vardır. Söz konusu tedarik altyapısı kurulmadan, halihazırdaki mevzuatta tanımlandığı şekilde bir «yerli türbin» üretimi mümkün olamayacaktır. Türbin, YEKA açısından bakıldığında güneş panellerinden ciddi şekilde ayrışmakta, hızlı hayata geçmesi kolay olmamaktadır. Güney Kore, Çin gibi Dünya örnekleri de bu doğrultuda zamanla kademeli olarak artırılan bir yerlilik oranı ile başarı yakalandığını göstermektedir. Bu doğrultuda, rüzgar enerjisi için yerliliğin artırılmasında önemli bir fırsat da olabilecek olan YEKA ihaleleri tasarlanmadan evvel yerli rüzgar türbininin üretimini mümkün kılacak bir yerleşme yol haritasının detaylı olarak ortaya konmasına ihtiyaç vardır.



Öneri:



Yerli rüzgar türbini için tedarik zincirinin oluşturulması ve güçlendirilmesine yönelik tedbirlerin Bilim, Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı, özel sektör temsilcileri ve akademik birimler ile birlikte tasarlanması ve bir yol haritasına oturtulması, ilgili geçiş planlarının yapılması:

- Tedarik zinciri için envanter çıkarılması
- Yerlilik vizyonunun ortak akılla belirlenmesi, hedeflerin ve ilgili geçiş dönemlerinin anahtar performans göstergeleri ile belirlenmesi
- Fark ve ihtiyaç analizi yapılması
- Geçiş ve uygulama planı yapılması



RES’ler için YEKA şartnamesinin yol planı uyumlu şekilde hazırlanması.



Beklenen Fayda



Yerli RES sanayinin sağlıklı bir şekilde oluşması



Roller

ETKB: Başta Bilim, Sanayi ve Teknoloji Bakanlığı olmak üzere ilgili kurumlarla ve paydaşlara işbirliği içinde yol haritasını hazırlamak

ETKB ve EPDK: Yol haritasıyla uyumlu mevzuat altyapısını geliştirmek



Zaman Planı

2017

İnisiyatif 5:

Off-shore alanlar için YEKA uygulaması yapılması



Durum ve Gerekçe:

Çevresel ve sosyal etkiler açısından iyi planlanmış off-shore uygulamalar daha elverişli olabilmektedir. Off-shore uygulamalar, karadaki santrallere kıyasla daha yüksek yatırım bedeline sahip olabilmektedir, ancak rüzgar hızlarının elverişli olduğu lokasyonlarda fizibil projeler geliştirmek mümkün olmaktadır. Türkiye’de off-shore için detaylı bir çalışma bulunmamaktadır. Ege’de genel olarak kıta sahanlığı, Akdeniz ve Karadeniz’de ise derinlik problemleri bulunduğu bilinmektedir. Yine de Türkiye’nin kıyılarında fizibil off-shore proje geliştirmeye elverişli alanlar bulunabileceği öngörülmektedir.



Öneri:



Türkiye’nin off-shore rüzgar potansiyeline ve muhtemel alanlara ilişkin ciddi bir çalışma yapılarak ihale edilebilecek off-shore alanların belirlenmesi önerilmektedir. Off-shore projelerin, belirli bir ölçek yakalanması da daha kolay olduğundan özellikle YEKA için çok uygun olacağı düşünülmektedir.



Beklenen Fayda



Ölçek yakalanabilir, çevresel ve sosyal etkiler açısından elverişli alanların RES ve RES teknolojilerinin gelişimine ivme kazandırması.



Roller

ETKB: Off shore potansiyel çalışmasının yapılması

EPDK ve ETKB: İlgili mevzuat altyapısının oluşturulması



Zaman Planı

2020

Ekler

Ek 1:
Analitik çalışmaların
yaklaşımı ve
metodolojisi

Ek 1 – Analitik alışmalar varsayımları ve metodoloji

1 – Makroekonomik Etkiler

Rüzgar enerjisi yatırımlarının Türkiye’deki makroekonomik etkilerini ve rüzgar enerjisinin diğerk yenilenebilir enerjiler arasındaki yerini belirlerken kullandığımız metodoloji i) kaynak taraması ii) referans ölkelerdeki değerklerin bulunması iii) Türkiye’deki değerk aralıklarının hesaplanması başlıkları altında aşağıdaki gibidir.

1.1- Kaynak taraması

Bu alışma kapsamında rüzgar enerjisinin makroekonomik etkileri ve yenilenebilir enerjilerin ekonomik etki analizlerini içeren ilerinde Deloitte, Avrupa Rüzgar Enerjisi Federasyonu (EWEA) ve Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı (IRENA) raporlarının, Dünya Bankası verilerinin, ve Ulusal ajanslarının analizlerinin olduğu 12 kaynak taranmış, yatırımların GSYH’ye etkilerini belirlerken 5, istihdama etkilerini belirlerken 7 kaynaktan doğrudan referanslar alınmıştır.

Ölkelerin GSYH rakamları için Dünya Bankası verileri, yıllık ortalama kur değerkleri (Euro/Dolar ve Pound/Dolar) için USForex verileri kaynak olarak alınmış, Türkiye için istihdam rakamlarında ise Türkiye İstatistik Kurumu verilerinden yararlanılmıştır. Referans olarak alınan çalışmalarda, rüzgar enerjisi yatırımlarının doğrudan etkileri sektörü %95-99 aralığında temsil eden bir örneklemden seçilen piyasa katılımcılarıyla yapılan anketlerden elde edilen verilerle tespit edilmiştir. Dolaylı etkiler ise referans ölkeler için girdi çıktı tablolarının incelenmesi ve diğerk sektörlerden elde edilen çarpanın rüzgar yatırımlarındaki doğrudan etkilere uygulanması yoluyla elde edilmiştir.

Bu çalışmada kullanılan kaynak listesi aşağıdaki gibidir.

Kapsam	Kaynak Adı	Raporlayan
İrlanda	Jobs and investment in Irish wind energy	Deloitte & IWEA
Belçika	Macroeconomic impact of the wind energy sector in Belgium	Deloitte & EWEA & Edora & Ode
İspanya	Study of the macroeconomic impacts of renewable energies in Spain	Deloitte & APPA
Danimarka	Macroeconomic impact of the wind energy sector in Denmark	Deloitte & EWEA
UK	on-shore Wind: Economic impacts in 2014	RenewableUK
EU	Impact assessment for a 2030 climate and energy policy framework	EWEA
EU	The impact of wind energy on jobs and the economy	EWEA
Türkiye	Yekdem analizleri (Temmuz 2016)	Garanti Bankası
US	The economics of renewable energy	NBER
Global	The design and sustainability in of renewable energy incentives	World Bank
Global	Employment effects of renewable energy supply	WWW for Europe
Global	Renewable energy benefits: Measuring the economics	IRENA

Ek 1 – Analitik alışmalar varsayımları ve metodoloji

1.2 – Referans lkelerdeki değerler

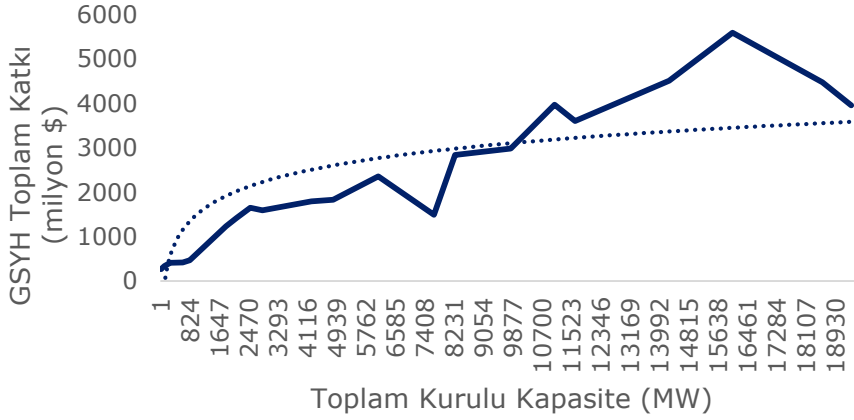
Referans olarak alınan lkeler olan İspanya, Belçika, Birleşik Krallık ve AB ortalama değerlerinde, toplam kurulu kapasite değerleri, GSYH değerleri, istihdam rakamları ciddi farklılıklar göstermektedir. Bu sebeple, kıyaslama yapabilmek ve Türkiye için referans oluşturmak adına aşağıdaki adımlar izlenmiştir:

- Referans lkelerde yapılmış olan rüzgar enerjisi yatırımlarının ülkeden ülkeye yıl aralıkları değişmekle beraber 2005-2014 yılları arasındaki hem GSYH'ye hem de istihdama yapmış olduğu doğrudan ve dolaylı katkılarının toplamı hesaplanmıştır. 2020 ve 2030 yılı tahminleri bu hesaplamalara ek olarak dikkate alınmıştır.
- lkelerdeki her yıl için kurulu kapasiteler göz önüne alınarak MW başına GSYH'ye ve istihdama olan toplam etkiler hesaplanmıştır. Bulunan değerler Euro/Dolar ve Pound/Dolar yıllık ortalama kurları göz önüne alınarak dolar cinsinden hesaplanmıştır.
- Araştırma kapsamındaki yıl aralıklarında; her bir yıl ve o yılda verisi olan ülke için toplam GSYH'ye ve istihdama etki ile MW başına değerler listelenmiştir ve toplam kurulu kapasite verileri küçükten büyüğe sıralanarak grafiklere aktarılmıştır. MW başına GSYH ve istihdam çarpanı grafiklerinde grafik analizi yapılarak belirli bir kurulu kapasite değeri için kritik değer aralıkları belirlenmiştir.
- AB için yapılan hesaplamalarda araştırma kapsamındaki 27 ülke için olan toplam verilerin ortalama değerleri hesaplanarak yukarıda belirtilen çalışmaya dahil edilmiştir.
- Ayrıca toplam kurulu kapasite–GSYH etkisi ve toplam kurulu kapasite- istihdam etkisinin gösterildiği grafikler ile 2007-2010 yılları arasında (Birleşik Krallık için sadece 2014 yılı) toplam GSYH ve istihdam verilerinin hesaplandığı tablolar Ek 1 kısmına dahil edilmiştir.
- Almanya 2013 verileri raporda paylaşıyor olmasına rağmen grafik analizine dahil edilmemiştir. Bunun sebebi Almanya'nın özel durumundan dolayı aykırı değer olarak raporda yer almasıdır. 2013 yılı itibariyle Almanya'da toplam kurulu kapasite 34250 MW seviyesinde olmasına rağmen MW başına GSYH arpanı 425 bin USD ve istihdam çarpanı 3,5 kişi olarak tespit edilmiştir. 34250 MW toplam kurulu kapasite için bu çarpanlar oldukça yüksek seviyededir. Bu durum Almanya'nın rüzgar yatırımlarındaki imalat payının ve dolayısıyla üretimdeki yerliliğin yüksek olmasından kaynaklanmaktadır. Almanya AB lkelerinde yatırımı yapılacak rüzgar tribünlerinin ciddi bir kısmını üretmektedir ve kendi ülkesinde yapmadığı yatırım için dahi rüzgar enerjisi kaleminde GSYH'ye ve istihdama katkı oluşturabilmektedir. Bu sayede 34250 MW seviyesinde dahi ciddi GSYH ve istihdam çarpanı rakamlarına ulaşabilmektedir.
- Rüzgar yatırımlarının doğrudan ve tedarik zinciri yoluyla yapmış olduğu dolaylı etkiler hesaplamalara dahil edilmiştir. Rüzgar yatırımların ikincil etkileri çalışma kapsamı dışındadır.

Ek 1 – Analitik çalışmalar varsayımları ve metodolojisi

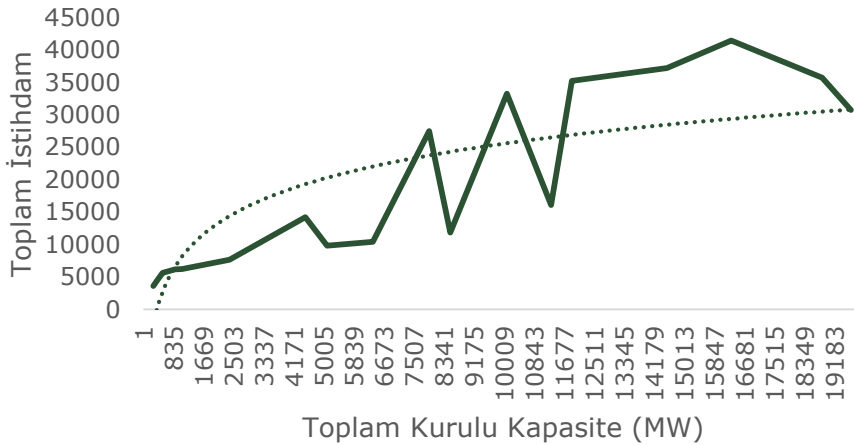
Toplam kurulu kapasiteye göre GSYH toplam katkı değerlerinin gelişimi aşağıdaki grafiklerde verilmiştir.

Şekil 23: GSYH Etkisi



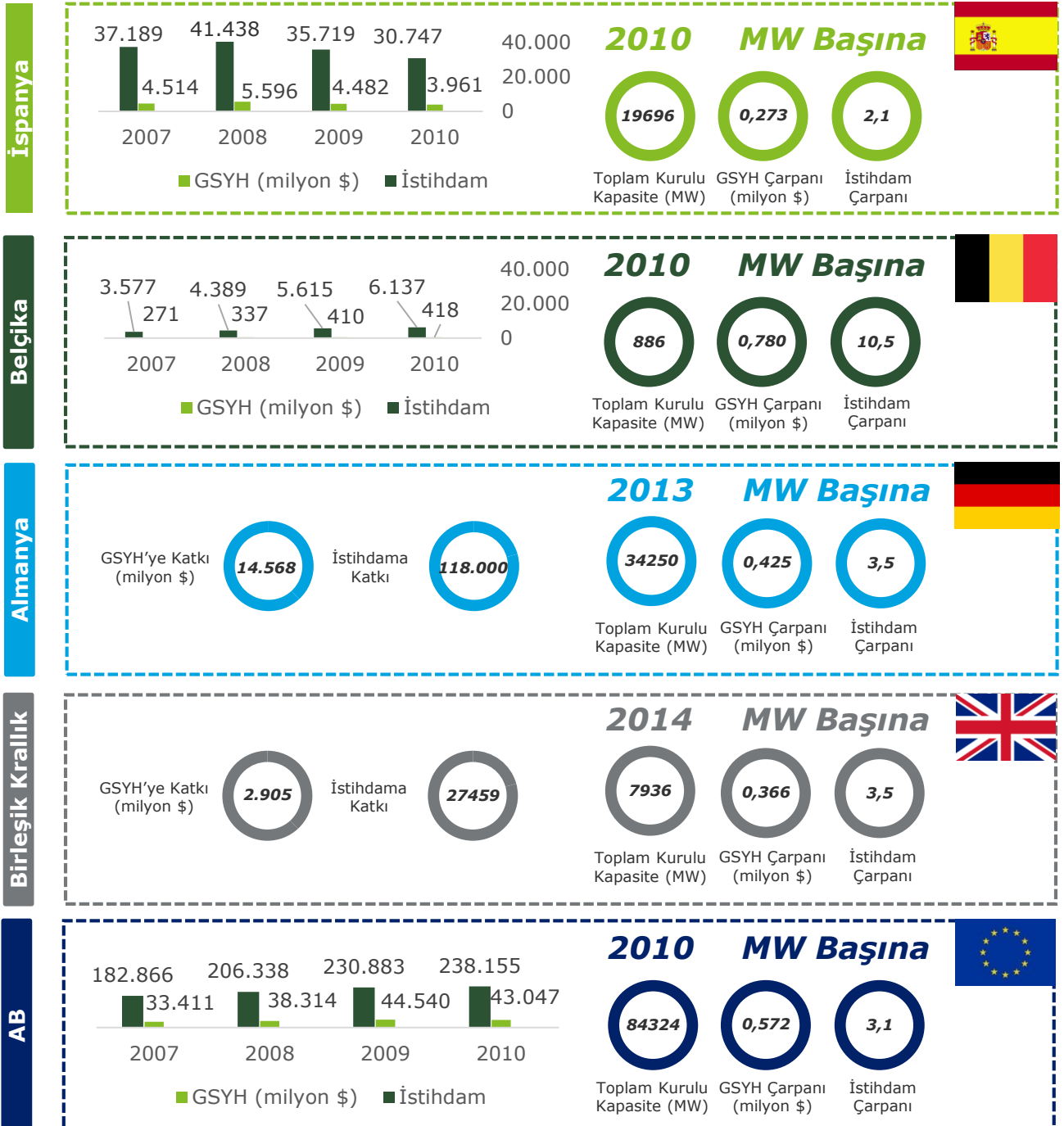
Toplam kurulu kapasiteye göre toplam istihdam değerlerinin gelişimi aşağıdaki grafiklerde verilmiştir.

Şekil 24: İstihdam Etkisi



Ek 1 – Analitik çalışmalar varsayımları ve metodoloji

AB, İspanya, Belçika, Almanya ve Birleşik Krallık ülkeleri için toplam kurulu güç, GSYH çarpanı, istihdam çarpanı ile 2007-2010 yılları arasında GSYH ve istihdam gelişimi aşağıdaki grafiklerde verilmiştir.



Ek 1 – Analitik alışmalar varsayımları ve metodoloji

1.3 – Türkiye için değer aralıkları

Yapılan alışmalar sonucunda, rüzgar enerjisi yatırımlarının GSYH'ye ve istihdama olan katkısını etkileyen en önemli faktörlerin yatırımların yerliliği ile toplam kurulu kapasite olduğu tespit edilmiştir.

Yatırımlarda kullanılacak olan ürünlerin iç piyasada üretilmesi hem GSYH'ye etki anlamında hem de istihdama katkı anlamında daha yüksek sonuçlar doğurmaktadır. Türkiye'de rüzgar yatırımlarının oransal olarak %86,4'lük bir kısmını rüzgar tribünleri oluşturmaktadır. Rüzgar tribünü kendi içinde, kule, kanat ve motor şeklinde üçe ayrılmaktadır ve bunların sırasıyla payları %26,3, %22,2 ve %51,5 olmaktadır. Türkiye'nin bu yatırımlardaki yerlilik oranı ise sırasıyla %40, %50 ve %0 seviyelerindedir. Bu rakamlara göre Türkiye'nin rüzgar yatırımlarındaki yerlilik oranı %33 seviyesinde gerçekleşmektedir ve araştırma kapsamındaki ölkelerdeki oranların gerisinde kalmaktadır. Örneğin Birleşik Krallık için yerlilik oranı %69 olarak ölçölmüştür.

Bu sebeple hem GSYH hem de istihdam için olacak katkılar, Türkiye'de referans alınan ölkelere göre daha düşük seviyede gerçekleşecektir. Türkiye'nin ilerleyen yıllarda kanat üretimindeki payının %50'den %70 seviyesine, motor üretimindeki payının da %30 seviyesine gelmesi beklenmektedir. Bu durumda yerlilik oranı %50 seviyesine yükselecek ve rüzgar yatırımlarından daha olumlu sonuçlar elde edilecektir.

Toplam kurulu kapasitenin etkisi ile ilgili olarak yıldan yıla kurulu kapasite arttıkça, yapılan yatırımların hem GSYH için hem de istihdam için oluşturduğu marjinal katkı azalmaktadır. Yatırım seviyesi olarak ilk aşamalarda olan, toplam kurulu kapasitesi düşük olan ölkelerde rüzgar enerjisi yatırımları daha yüksek marjinal katkılar oluşturacaktır. Türkiye'nin 2015 yılı itibarıyla 4718,3 MW kurulu kapasite seviyesinde olması bir avantaj unsuru olarak değerlendirilebilir.

Türkiye'nin yatırımlardaki yerlilik oranı ve toplam kurulu kapasitesi göz önüne alınarak, grafik analizleriyle ile MW başına GSYH ve istihdam arpanları için kritik değerler belirlenmiştir. Yatırımlardaki yerlilik oranının düşük olmasından dolayı bu tahminler aynı kurulu kapasiteye sahip bir başka örneğe göre daha alt seviyede tahmin edilmiştir.

Belirlenen değer aralıkları, Türkiye'nin 2015 yılındaki toplam kurulu kapasitesiyle çarpılarak, GSYH'ye ve istihdama olan toplam etkisi hesaplanmış, 2015 GSYH ve istihdam verileri de göz önüne alınarak oransal tahminlerde bulunulmuştur.

Ek 1 – Analitik çalışmalar varsayımları ve metodoloji

2 – Cari açığa etkisi

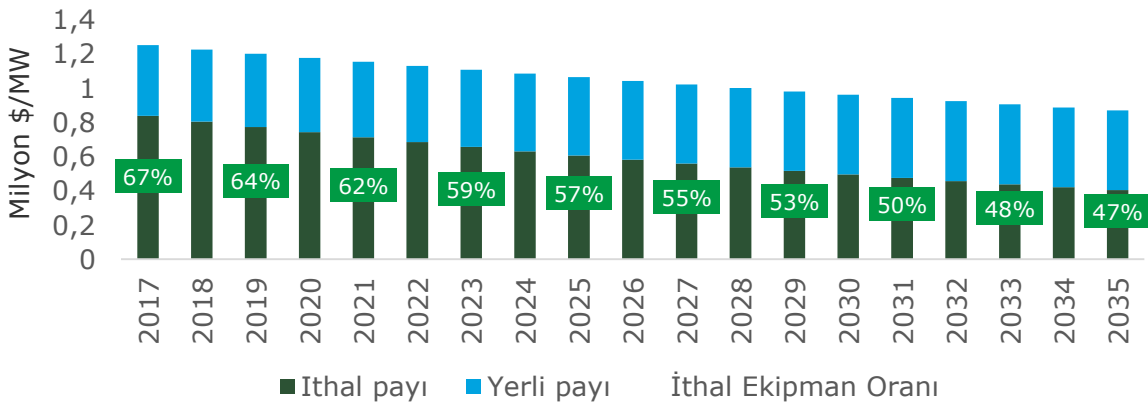
Rüzgar enerjisinin gelişiminin doğalgaz ithalatı üzerindeki etkisi aşağıdaki gibi hesaplanmıştır.

- Uzun vade tüketim tahmininin yapılması
- Tüketim tahmini üzerinden rüzgar gelişimi ile ve rüzgar gelişimi olmadan dengeleme için ekonomik sıralamanın ("merit-order") hesaplanması,
- Aradaki fark üzerinden eşdeğer doğalgaz tüketiminin hesaplanması ve doğalgaz fiyatı ile toplam doğalgaz ithalatından yapılan tasarrufun analiz edilmesi.

Ekipman ithalatı için ise aşağıdaki varsayımlar kullanılmıştır.

- Yatırım maliyetinin 1,25 milyon \$/MW olması ve teknolojinin gelişmesi ile yılda %2 azalması
- Bir santralin ekipmanlarının 2017'de %67'sinin ithal 2035'te ise %47 olması (yıllık %2 azalma)

Şekil 25: Yatırım Maliyeti ve İthal Ekipman Oranı Varsayımları



Tablo 6: Cari açık tahminleri

	2017	2018	2019	2020	2021
Cari açık (milyar USD) (nominal değerler)	43.1	45.7	45.9	49.9	53.6

Kaynak: IMF, World Economic Outlook Database, October 2016

Ek 1 – Analitik çalışmalar varsayımları ve metodoloji

2 – Cari açığa etkisi

2013 – 2016 yılları arası doğalgaz tasarrufunun hesaplanması için;

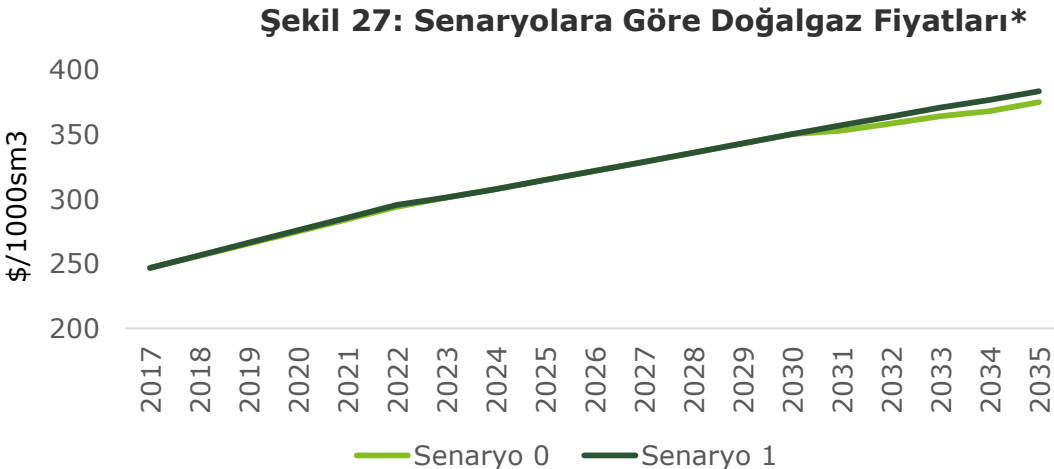
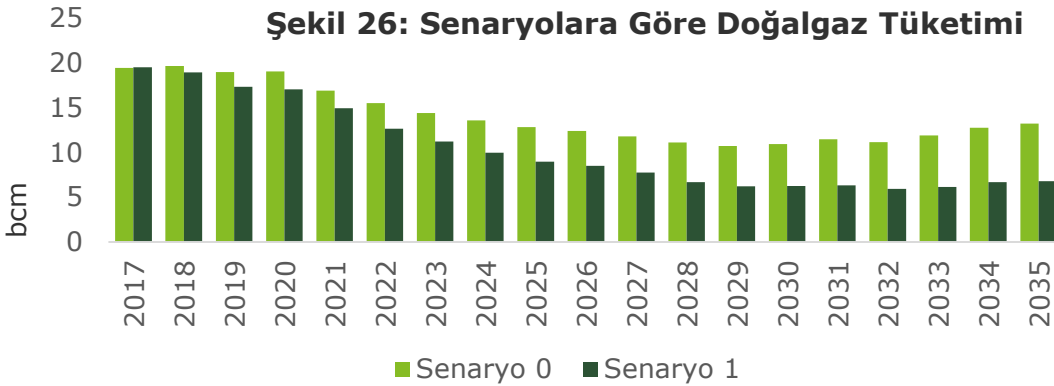
- Rüzgar enerjisinden üretilen elektrik miktarları 2015 yılı için 11,7 TWh.
- Bir doğalgaz santralinin ortalama verimliliği %52 ve üretilen elektrik üzerinden eşdeğer doğalgaz tüketiminin hesaplanması için doğalgaz payı %85, 2015 yılı ortalama doğalgaz fiyatı 289 \$/1000m³ alınmıştır.

Belirlenen 2 senaryoda rüzgar enerjisi kapasite gelişimleri aşağıdaki gibidir.

- Senaryo 0: Rüzgar kurulu gücünün 2016 sonu itibariyle sabit kalması (5,1 GW) ve yeni yatırımların olmaması
- Senaryo 1: 2016 ve 2017’de 700’er MW, 2018 ve 2019 yıllarında 630’ar MW ve 2035’e kadar diğer yıllarda 1.000’er MW kapasite artışının gerçekleşmesi

Senaryolara göre doğalgaz tüketimlerinin ve doğalgaz fiyatlarının yıllara göre gelişimi aşağıdaki grafiklerde verilmiştir.

Kaynak: TEİAŞ, Deloitte Analizi



Ek 1 – Analitik çalışmalar varsayımları ve metodoloji

3 – Elektrik fiyatlarına etkisi

Fiyatlardaki düşüşü hesaplamak için hesaplanan "merit-order" üzerinden fiyatların değişimleri ortaya konulmuştur.

Tablo 7: Enflasyon

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ABD Doları ortalama TÜFE	1,6%	0,1%	1,2%	2,3%	2,6%	2,5%	2,4%	2,3%

Kaynak: IMF, World Economic Outlook Database, October 2016

4 – Karbon emisyonlarına etkisi

Karbon emisyonlarındaki değişim incelenirken aşağıdaki adımlar izlenecektir.

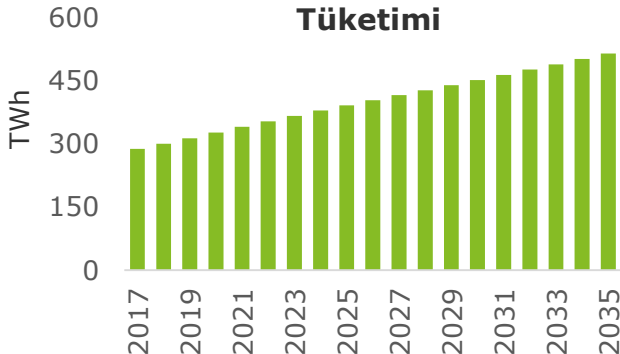
- İlk kısımda hesaplanan iki farklı "merit-order" üzerinden rüzgar enerjisinden üretilen elektrik miktarlarının kıyaslanması,
- Referans çalışmalarda kullanılan emisyon faktörlerinin bulunması,
- Emisyon faktörlerinin kullanılarak toplam emisyonu etkinin hesaplanması.

5 – Son kullanıcıya etkisi

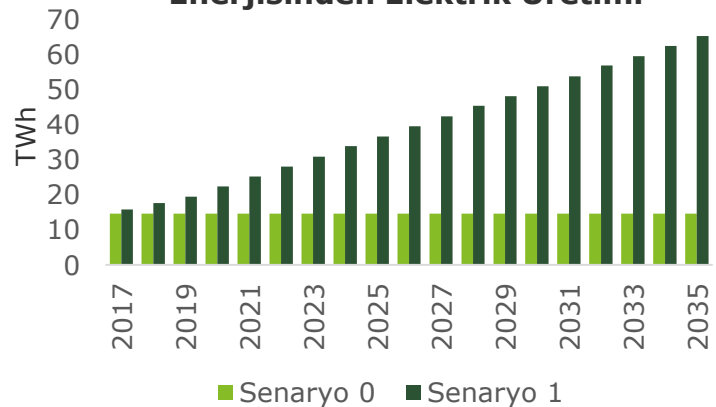
Son kullanıcıya fayda için;

- Elektrik fiyatları arasındaki fark alınmıştır.
- Toplam elektrik tüketimi ile toplam fatura tutarı bulunmuştur.
- İki senaryo arasındaki fark toplam fayda olarak rapora yansıtılmıştır.

Şekil 28 :Türkiye Elektrik Tüketimi

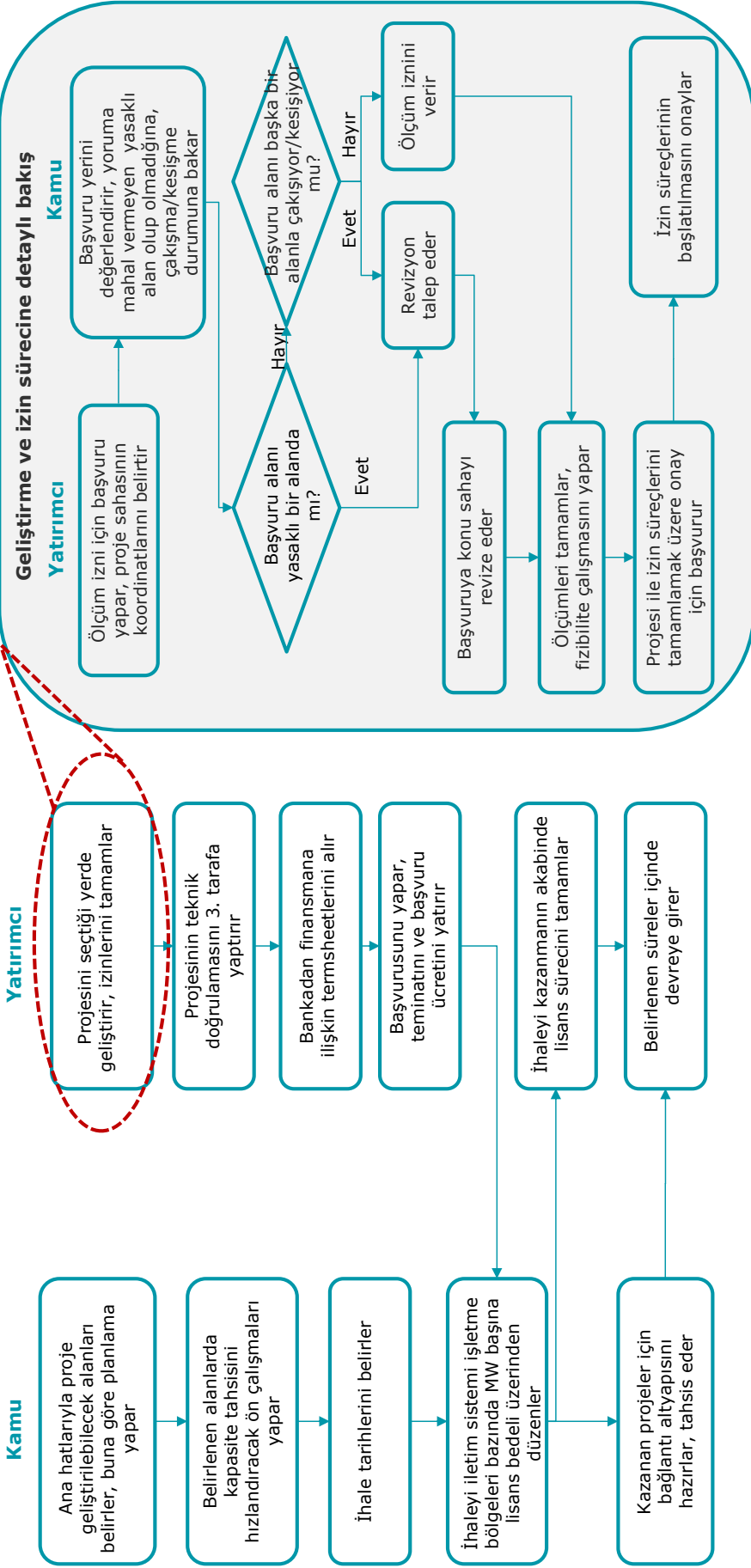


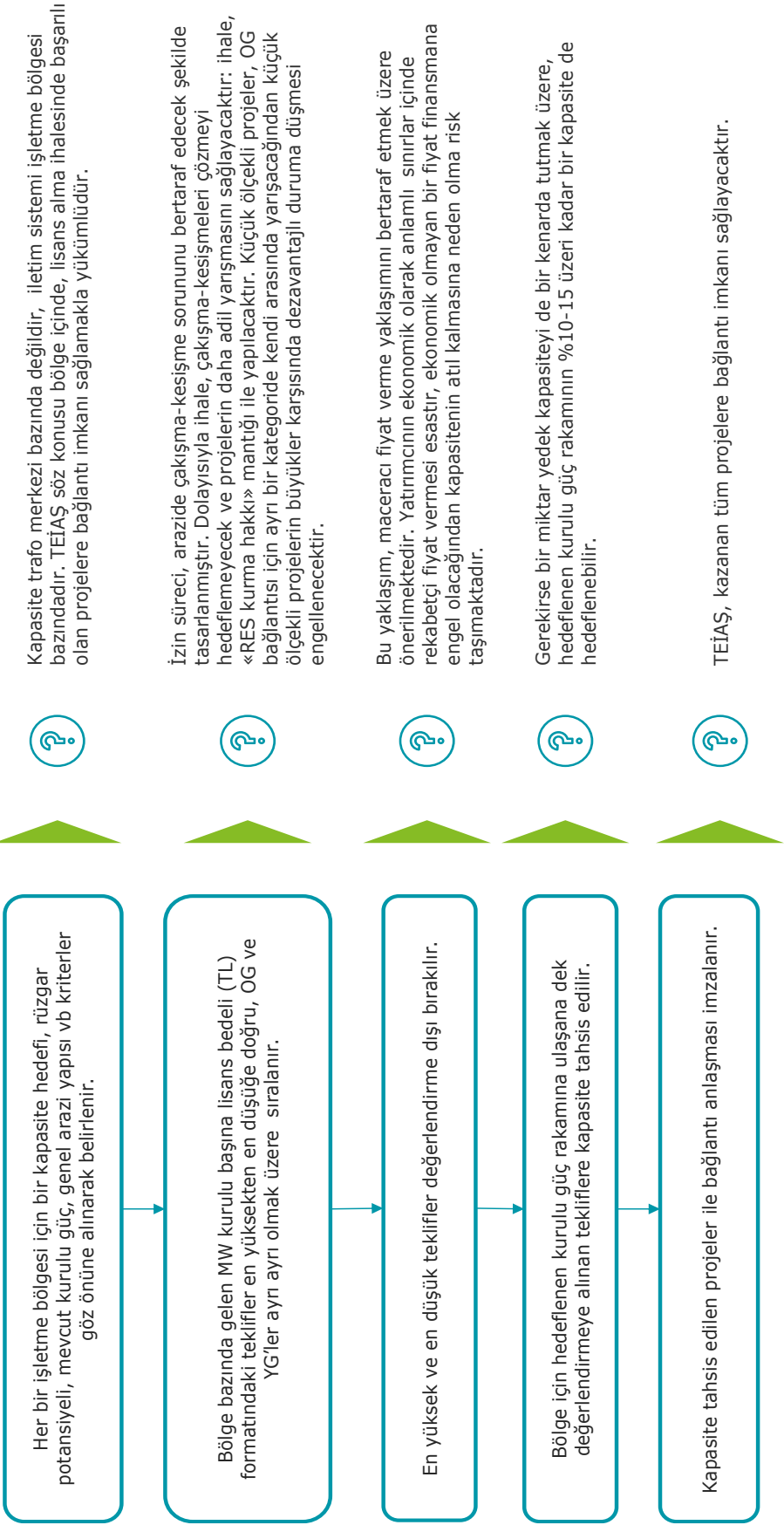
Şekil 29: Senaryolara Göre Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretimi



Ek 2:
İhale süreçleri
işleyişi önerisi

Genel Kapasite İhalesi





Kapasite trafo merkezi bazında değildir, iletim sistemi işletme bölgesi bazındadır. TEİAŞ söz konusu bölge içinde, lisans alma ihalesinde başanlı olan projelere bağlantı imkanı sağlamakla yükümlüdür.

İzin süreci, arazide çakışma-kesişme sorununu bertaraf edecek şekilde tasarlanmıştır. Dolayısıyla ihale, çakışma-kesişmeleri çözmeyle hedeflenecek ve projelerin daha adil yarışmasını sağlayacaktır: ihale, «RES kurma hakkı» mantığı ile yapılacaktır. Küçük ölçekli projeler, OG bağlantısı için ayrı bir kategoride kendi arasında yarışacağından küçük ölçekli projelerin büyükler karşısında dezavantajlı duruma düşmesi engellenecektir.

Bu yaklaşım, maceracı fiyat verme yaklaşımını bertaraf etmek üzere önerilmektedir. Yatırımcının ekonomik olarak anlamlı sınırlar içinde rekabetçi fiyat vermesi esastır, ekonomik olmayan bir fiyat finansmana engel olacağından kapasitenin atıl kalmasına neden olma risk taşımaktadır.

Gerekirse bir miktar yedek kapasiteyi de bir kenarda tutmak üzere, hedeflenen kurulu güç rakamının %10-15 üzeri kadar bir kapasite de hedeflenebilir.

TEİAŞ, kazanan tüm projelere bağlantı imkanı sağlayacaktır.

Alan belirlemeye detaylı bakış

Kamu

ETKB RES ölçüm verilerinin kullanımı için Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü ile verilerin kullanım şartlarını hukuki olarak inceler

ETKB RES ölçüm verilerine ilişkin envanteri çıkarır, kalitesini değerlendirir, kullanımı için ücret ödenecek olanları belirler, bütçeler, satın alır

Mevcut veriler ile analizler yaparak arazi parçalarını belirler, yasalılık durumlarını ve diğer idari statülerini inceler

İlave rüzgar ve diğer veri ihtiyaçlarını belirler

Gerekli gördüğü yerde ilave ölçümler yaptırır

Kamu

İhaleye konu olacak alanları ve ihale tarihini belirler, açıklar

Toplam tahsis edilecek kapasiteyi (açıklamayabilir) belirler

İletim altyapısını hazırlar

İhaleyi MW kurulu güç başına lisans bedeli üzerinden düzenler

Yatırımcı

Projesini belirtilen sınırlar içinde geliştirir

Projesinin teknik doğrulamasını 3. tarafa yaptırır

Bankadan finansmana ilişkin termsheetlerini alır

Başvurusunu yapar, teminatını ve başvuru ücretini yatırır

İhaleyi kazanmanın akabinde lisans sürecini tamamlar

Belirlenen süreler içinde devreye girer

Ek 3:
Seviyelendirilmiş
Elektrik Maliyeti

Ek 3:

Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti (SEM) Levelized Cost of Electricity (LCoE)

Çalışma kapsamında seviyelendirilmiş elektrik maliyeti hesaplama metodolojisi ve kullanım alanları aşağıda açıklanmıştır.

Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti, elektrik üretim santrallerinin maliyet ve üretim miktarlarına bağlı olarak hesaplanan bir gösterge olarak farklı enerji yatırımlarının karşılaştırılabilir ortak bir ölçekte değerlendirilebilmesine olanak sağlamaktadır.

Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti hesaplamasında yatırım dönemi boyunca oluşacak olan toplam sabit ve değişken maliyetlerin net bugünkü değeri ile toplam elektrik üretim miktarının net bugünkü değerinin oranı bulunmaktadır. Hesaplama ile ilgili detaylara ve varsayımlara raporun Ek 3 nolu bölümünde yer verilmiştir.

$$\text{Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyeti (SEM)} = \frac{\text{toplam maliyetlerin net bugünkü değeri}}{\text{elektrik üretim miktarının net bugünkü değeri}}$$

SEM aynı zamanda santral ömrü boyunca üretilen elektriğin minimum satış fiyatı olarak değerlendirildiğinden dolayı yatırımların başabaş noktasını bulmak ve fizibilite kıyaslaması yapmak amacıyla literatürde ve sektörde sıklıkla kullanılmaktadır. Bu nedenden dolayı, raporun bu bölümünde farklı ölçek ekonomisine sahip rüzgar enerjisi santrallerinin seviyelendirilmiş elektrik maliyetlerinin hesaplaması yapılmış ve SEM'i oluşturan parametrelere ilişkin hassasiyet analizi gerçekleştirilmiştir.

SEM değerleri santrallerin ekonomik ömrü boyunca hesaplanmış olduğundan dolayı özellikle belirli dönem kapsamında sabit alım ve fiyat garantisi sağlayan destek mekanizmalarının fiyatları ile kıyaslamak için uygun bir gösterge olmamaktadır. Önümüzdeki dönemlerde yapılacak YEKA kapsamındaki ihalelerde, dikkat edilmesi gereken alanlara vurgu yapabilmek ve mevcut YEKDEM destek mekanizmasının yatırımcıların maliyetlerini ne düzeyde karşılayabildiğini göstermek amacıyla SEM hesaplamasından bağımsız olarak geliştirilen finansal model sonuçları analiz edilmiştir. Finansal model varsayımları ve metodolojisi EK 5 nolu bölümde belirtilmektedir.

Ek 3 – Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti hesaplama metodolojisi

Çalışma kapsamında üretim maliyeti hesaplama metodolojisi aşağıda açıklanmıştır.

Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti aşağıdaki gibi hesaplanmaktadır.

- Toplam maliyetlerin bugünkü değeri = $\sum_n \frac{\text{Toplam Capex, Vergi ve Opex Giderleri}_n}{(1+\text{İskonto Oranı})^n}$
- Toplam elektrik üretiminin bugünkü değeri = $\sum_n \frac{\text{Toplam Elektrik Üretimi}_n}{(1+\text{İskonto Oranı})^n}$
- SEM değeri = $\frac{\text{Maliyetlerin Bugünkü Değeri}}{\text{Elektrik Üretiminin Bugünkü Değeri}}$

İskonto oranı için %9,5, bir santralin ömrü için 25 yıl varsayımları yapılırken toplam üretim değerinin hesaplanabilmesi için kapasite faktörü %33 olarak alınmıştır. İskonto oranı için uluslararası örnekler analiz edilmiştir. Kapasite faktörü için ise YEKDEM'den 2016 yılında faydalanacak olan projelerin ortalama üretim değerleri kullanılmıştır. Capex ve Opex değerleri için TÜREB tarafından sağlanan ortalama değerler kullanılmıştır.

	Capex (\$/MW)	Opex (\$/MW)
150 MW	1.210.000	34.375
40 MW	1.320.000	43.313

Kaynak: TÜREB

Kapasite Faktörü	Santral Sayısı
%24 ve altı	23
%25 – %29	20
%30 – %34	23
%35 ve üzeri	16

Kaynak: TÜREB

Ek 3:

Risk algısının ve sermaye maliyetlerinin SEM üzerindeki etkileri

SEM hesaplamasında yatırım ve işletme giderleri, kapasite faktörü ve iskonto oranı olmak üzere dört temel parametre bulunmakta ve her rüzgar santralinin saha özelliklerinden dolayı bu parametreler değişiklik göstermektedir. Raporun bu bölümünde ortalama bir rüzgar santrali için SEM hesaplamasında önemli yeri bulunan iskonto oranının nasıl hesaplanması gerektiği incelenmektedir. Yatırım ve işletme giderleri ile kapasite faktörü gibi diğer parametrelerin hassasiyet analizleri ise Ek4 bölümünde yer almaktadır.

Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti hesaplamasında net bugünkü değerlerin sağlıklı bir çerçevede elde edilebilmesi için iskonto oranını belirleyen sistematik ve proje spesifik riskler belirlenmiştir. iskonto oranı hesaplaması literatürde⁷⁴ yer alan uygulamalarda belirtilen iki başlık altında yapılmaktadır.

- **Borçlanma Maliyeti** piyasadaki sistematik risklere karşı borç sahiplerinin getiri beklentilerinin yansıtmaktadır.
- **Özsermaye Maliyeti** kapsamında sermaye sahiplerinin maruz kaldığı sistematik riskleri yansıtan CAPM getiri oranı ile sistematik olmayan proje spesifik riskleri yansıtan risk primi yatırımcıların toplam özsermaye beklentilerini yansıtmaktadır.

RES yatırımına ilişkin iskonto oranında hesaba katılması gereken risk unsurları aşağıdaki şekilde detaylı olarak belirtilmiştir.



Kaynak: NERA, Oxera

Ek 3:

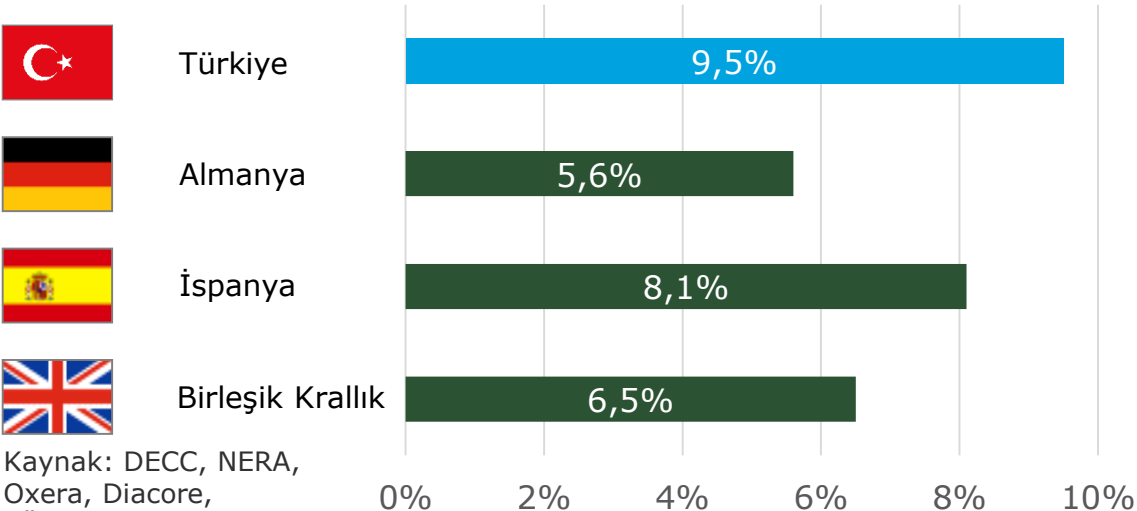
Risk algısının ve sermaye maliyetlerinin SEM üzerindeki etkileri

RES yatırımları için kullanılan iskonto oranı hesaplanırken borçlanma oranı ve CAPM kullanılarak hesaplanan özsermaye getiri oranının üzerine hem rüzgar teknolojisinin göreceli olarak yeni olması hem de başta elektrik satış fiyatı olmak üzere nakit akışlarının üzerinde mevzuatın etkin rol almasından dolayı ilave risk primi eklenmektedir.

Literatürde yer alan risk primi analizlerinde anket aracılığıyla yatırımcıların minimum kabul edilebilir iskonto oranları ile halka açık veriler vasıtasıyla hesaplanan ağırlıklandırılmış ortalama sermaye maliyetinin farkı bulunmaktadır. Amerika'da yapılan iskonto oranı çalışmasına⁷⁷ göre sermaye maliyetinin üzerine %5 ile %7 oranında risk primi eklendiği sonucuna varılmıştır. Avrupa RES yatırımları için sermaye maliyetlerinin üzerine risk primi eklendiği durumda vergi sonrası iskonto oranlarının İspanya, Birleşik Krallık ve Almanya için %8,1 ile %5,6 arasında yer aldığı görülmektedir.

Başta makroekonomik riskler olmak üzere Türkiye'nin sahip olduğu yüksek sermaye maliyetinin üzerine yenilenebilir enerji santralleri destek programının (YEKDEM) Avrupa örneklerine göre kısa olmasının getirmiş olduğu ilave piyasa fiyatı riski, kur riski, dengesizlik riski bulunmaktadır. Böylelikle, maruz kalınan riskler ve bu proje kapsamındaki paydaşların ortak görüşleri doğrultusunda Türkiye RES yatırımları için kullanılması gereken vergi sonrası iskonto oranının minimum %9,5 olması düşünülmektedir. Ayrıca Doğu Avrupa ülkelerinin vergi sonrası iskonto oranlarının %9 (Polonya) ile %13,5 (Yunanistan) arasında olduğu göz önünde bulundurulduğunda Türkiye'nin %9,5 iskonto oranının doğru bir yaklaşım olduğu görülmektedir.

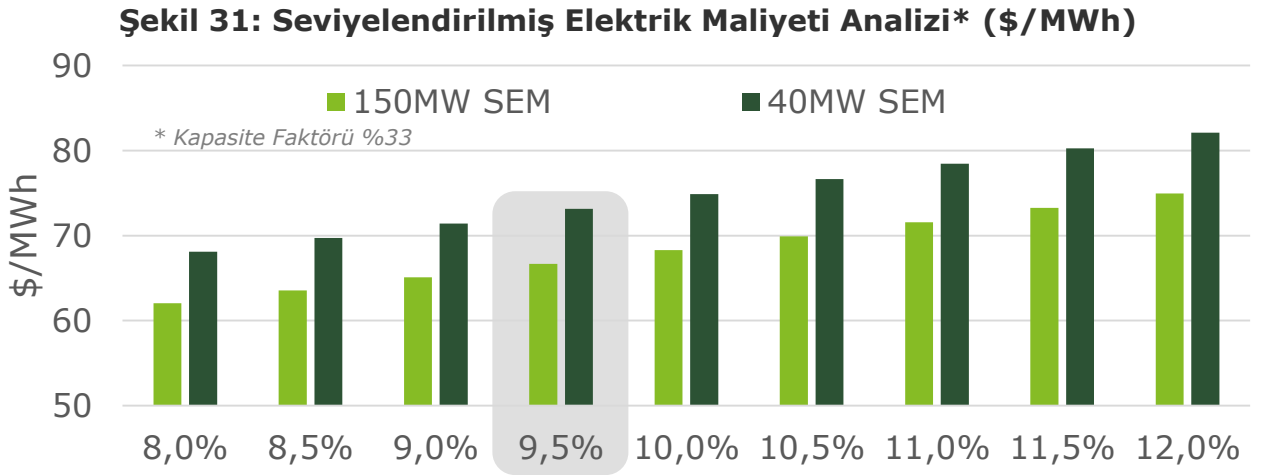
Şekil 30: Uluslararası RES Yatırımı iskonto Oranları (Vergi Sonrası)



Ek 3: SEM hassasiyet analizleri

Risk algılarının düşürülmesi ile iskonto oranında sağlanacak azalma, yatırımların seviyelendirilmiş enerji maliyetlerinde düşüşe olanak sağlayacaktır.

İskonto değerinin maliyetler üzerindeki etkisini görebilmek amacıyla hassasiyet analizi gerçekleştirilmiştir. 40 MW'lık ve 150 MW'lık rüzgar enerjisi santralleri için analiz sonuçları aşağıdaki grafikte verilmiştir.



İskonto oranı arttıkça seviyelendirilmiş elektrik maliyeti artış göstermektedir. Türkiye için kabul edilen %9,5 iskonto oranında 40 MW'lık santrallerin maliyeti 73,3 \$/MWh olurken 150 MW'lık santrallerin maliyeti 66,8 \$/MWh olmaktadır. Seviyelendirilmiş elektrik maliyetlerinin yatırım kararları için önemli bir gösterge oluşturduğu düşünülecek olduğunda maliyetlerin ve dolayısıyla iskonto oranlarının düşürülmesi gerekmektedir.

Öncelikli olarak, yatırımcıların risk algısını yükselten ve risk primi olarak iskonto oranının içinde yer alan risklerin düşürülmesi gerekmektedir. Bunun için yatırımcıların piyasa, kur, ve dengesizlik risklerini azaltmak adına yenilenebilir enerji destek mekanizmasının alım ve fiyat garanti süresinin uzatılması düşünülebilir. Ayrıca, RES yatırımları özelindeki devreye alma, inşaat ve izinlere ilişkin risklerin azaltılması ile yatırımlarda yaşanan gecikmelere bağlı maliyet artışlarının önüne geçilmiş ve yatırımcıların risk algıları en aza indirgenmiş olacaktır. Nihai olarak, yatırımcıların maruz kalmış olduğu risk faktörlerinin azalması yatırımcıların iskonto oranlarında ve dolayısıyla seviyelendirilmiş elektrik maliyetlerinde azalmaya olanak sağlayacaktır.

Ek 4:
Seviyelendirilmiş
elektrik maliyeti
hassasiyet analizi

Ek 4 – Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti hassasiyet analizi

Kapasite faktörünün ve iskonto değerinin üretim maliyeti üzerindeki etkisi için hassasiyet analizi gerçekleştirilmiştir.

Kapasite faktörünün ve iskonto değerinin üretim maliyeti üzerindeki etkisini görebilmek amacıyla bu iki değişken için hassasiyet analizi gerçekleştirilmiştir. 40 MW'lık rüzgar enerjisi santrali için analiz sonuçları aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 8: 40 MW'lık RES için Üretim Maliyeti (\$/MWh)

İskonto Kap. Faktör	8%	8,5%	9%	9,5%	10%	10,5%	11%	11,5%	12%
30%	73,4	75,2	77,1	79,0	80,9	82,8	84,8	86,8	88,9
31%	71,5	73,3	75,1	76,9	78,8	80,6	82,6	84,5	86,5
32%	69,8	71,5	73,2	75,0	76,8	78,6	80,4	82,3	84,2
33%	68,1	69,7	71,4	73,3	74,9	76,6	78,4	80,3	82,1
34%	66,5	68,1	69,7	71,4	73,1	74,8	76,6	78,3	80,1
35%	65,0	66,6	68,2	69,8	71,4	73,1	74,8	76,5	78,3
36%	63,6	65,1	66,7	68,3	69,9	71,5	73,1	74,8	76,5
37%	62,3	63,8	65,3	66,8	68,4	69,9	71,6	73,2	74,8
38%	61,1	62,5	64,0	65,4	67,0	68,5	70,1	71,6	73,2

Tabloda belirtilen SEM değerleri yatırım ekonomik ömrü boyunca hesaplandığından dolayı belirli süre kapsamında sabit fiyat garantisi sağlayan YEKA ihale teklif fiyatları ile karıştırılmamalıdır.

Ek 4 – Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti hassasiyet analizi

Kapasite faktörünün ve iskonto değerinin üretim maliyeti üzerindeki etkisi için hassasiyet analizi gerçekleştirilmiştir.

Kapasite faktörünün ve iskonto değerinin üretim maliyeti üzerindeki etkisini görebilmek amacıyla bu iki değişken için hassasiyet analizi gerçekleştirilmiştir. 150 MW'lık rüzgar enerjisi santrali için analiz sonuçları aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 9: 150 MW'lık RES için Üretim Maliyeti (\$/MWh)

İskonto Kap. Faktör	8%	8,5%	9%	9,5%	10%	10,5%	11%	11,5%	12%
30%	66,8	68,4	70,1	71,9	73,6	75,4	77,3	79,1	81,0
31%	65,1	66,7	68,4	70,0	71,7	73,5	75,2	77,0	78,8
32%	63,5	65,1	66,7	68,3	70,0	71,6	73,3	75,1	76,8
33%	62,0	63,6	65,1	66,8	68,3	69,9	71,6	73,3	75,0
34%	60,6	62,1	63,6	65,1	66,7	68,3	69,9	71,5	73,2
35%	59,3	60,8	62,2	63,7	65,2	66,8	68,3	69,9	71,5
36%	58,1	59,5	60,9	62,3	63,8	65,3	66,8	68,4	69,9
37%	56,9	58,3	59,6	61,1	62,5	63,9	65,4	66,9	68,4
38%	55,8	57,1	58,5	59,8	61,2	62,6	64,1	65,5	67,0

Tabloda belirtilen SEM değerleri yatırım ekonomik ömrü boyunca hesaplandığından dolayı belirli süre kapsamında sabit fiyat garantisi sağlayan YEKA ihale teklif fiyatları ile karıştırılmamalıdır.

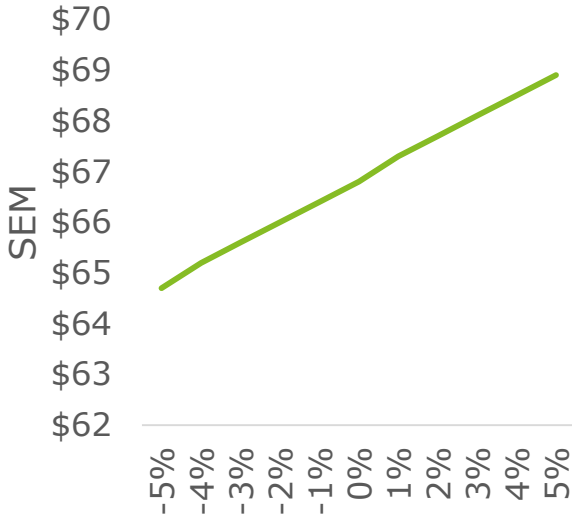
Ek 4 – Seviyelendirilmiş elektrik maliyeti hassasiyet analizi

Kapasite faktörünün ve iskonto değerinin üretim maliyeti üzerindeki etkisi için hassasiyet analizi gerçekleştirilmiştir.

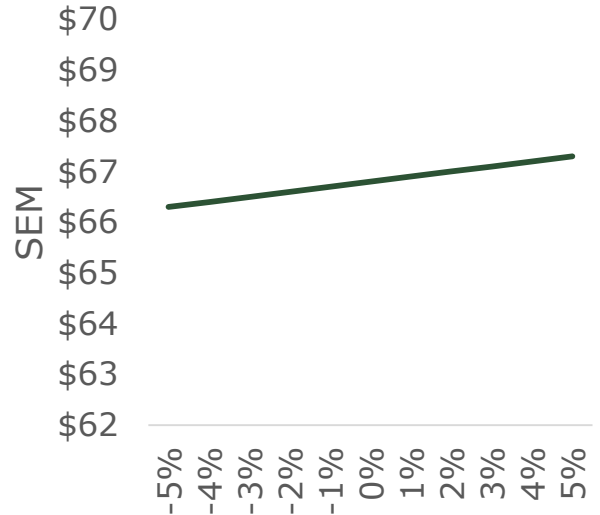
Sermaye ve operasyon harcamalarındaki değişimlerin üretim maliyeti üzerindeki etkisini görebilmek amacıyla bu iki değişken için de hassasiyet analizi gerçekleştirilmiştir. 150 MW'lık rüzgar enerjisi santrali için analiz sonuçları aşağıdaki tabloda verilmiştir.

150 MW'lık RES için SEM Hassasiyet Analizi

Şekil 32: CAPEX Hassasiyet Analizi



Şekil 33: OPEX Hassasiyet Analizi



Sermaye harcamalarının büyük bir kısmını santral ekipmanları oluşturmaktadır. Bu ekipmanlar üzerine ekstra vergilerin getirilmesi veya satın alma fiyatlarının artması gibi sebepler ile sermaye harcamaları artabilmektedir. Yapılan analiz sonucunda 150 MW'lık bir rüzgar enerjisi santrali için sermaye harcamalarında oluşabilecek %5'lik bir artış üretim maliyetini %4 arttırmaktadır.

Operasyon harcamaları ise çalışan giderleri, şebeke kullanım bedeli gibi maliyet kalemlerinden oluşmaktadır. Yapılan analiz sonucunda operasyon harcamalarında oluşabilecek %5'lik bir artış üretim maliyetini %1 arttırmaktadır.

Ek 5:
Seviyelendirilmiş
elektrik maliyeti
vaka çalışması

Ek 5:

Vaka Çalışması

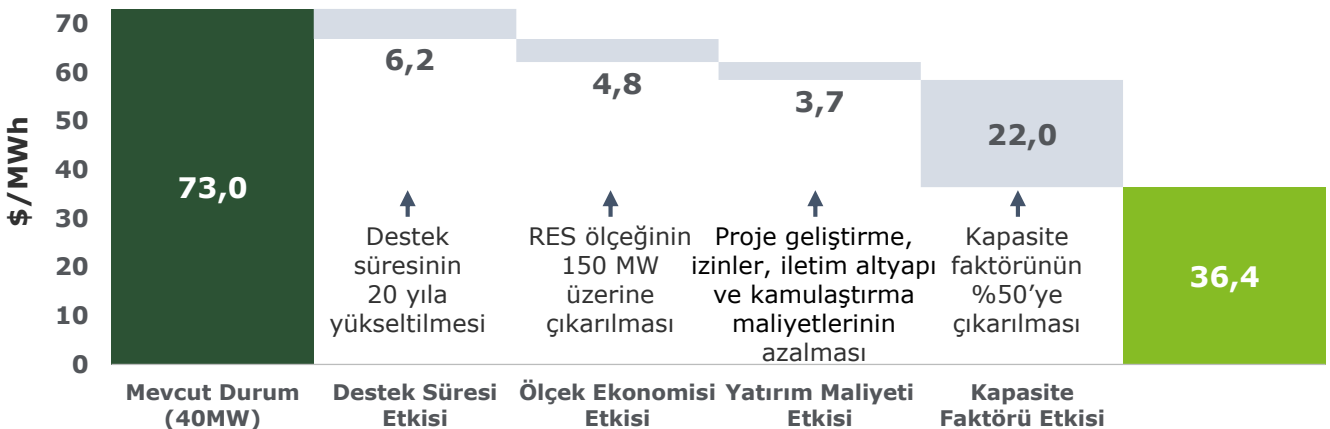
Vaka çalışması kapsamında RES yatırımcılarının getiri beklentilerini karşılayan YEKA ihale teklif fiyatlarının yatırım şartlarında sağlanacak iyileştirmelere göre nasıl değişiklik gösterdiği incelenmiştir.

Türkiye'deki ortalama bir rüzgar enerjisi santrali 10 yıl boyunca 73 \$/MWh sabit fiyat desteği ve 5 yıl boyunca 6 \$/MWh yerli ekipman desteği ile yatırımcıların beklentisi olan yaklaşık %9,5 getiri oranı sağlayabilmektedir. Yatırımların getiri oranı sabit tutularak yatırım koşullarında sağlanacak ilave iyileştirmelere göre YEKA ihalelerinde verilebilecek minimum fiyat teklifleri hesaplanmıştır.

- **Destek Süresi:** Destek süresinin 10 yıldan proje ömrüne daha yakın olan 20 yıla uzatılması, gereken destek fiyatını 73 \$/MWh seviyesinden 66,8 \$/MWh seviyesine indirmektedir. Ayrıca, destek süresinin 20 yıla çıkması yatırımcının karşılaştığı riskleri azaltacak ve dolayısı ile bir yatırımın kabul edilmesi için gerekli minimum getiri oranı (iskonto oranı) düşecektir. Bu nedenden dolayı fiyatın 66,8 \$/MWh seviyelerinden daha da aşağıya düşmesi beklenmelidir.
- **Ölçek Ekonomisi:** Türkiye için ortalama 40MW büyüklüğünde bir rüzgar santralinin 150MW üzerine çıkartılması birim yatırım maliyetlerinin %8,3 azalma ile 1.210.000 USD seviyesine indirilmesini ve dolayısıyla destek fiyatının 62,1 \$/MWh olmasını sağlamaktadır.
- **Yatırım Maliyetleri:** Yatırım maliyetinin yaklaşık %7'sine karşılık gelen proje geliştirme, izinler, iletim altyapı ve kamulaştırma gibi maliyetlerin azaltılması yatırımcıların destek fiyat beklentilerini 58,4 \$/MWh seviyesine indirmektedir.
- **Kapasite Faktörü:** Türkiye için ortalama olarak alınan %33 kapasite faktörünün %50 olması durumunda destek fiyatı 36,4 \$/MWh olmaktadır.

Tüm iyileştirmelerin gerçekleştirilmesi durumunda yatırımcıların %9,5 getiri oranını karşılayan YEKA ihale fiyatının 73 \$/MWh seviyelerinden 36,4 \$/MWh seviyelerine düşürülmesinin mümkün olduğu görülmektedir. Yatırım ortamının iyileştirilmesi, yatırımcıların risk algılarını ile beklenti getiri oranlarını azaltırken ihalede verecekleri fiyat tekliflerinin daha da düşmesine olanak sağlayacaktır.

Şekil 34: İhale Teklif Fiyatı Kümülatif Etki Analizi



Ek 5 – Vaka çalışması hesaplama metodolojisi ve varsayımları

Vaka çalışması kapsamında kullanılan finansal modelin varsayımları ve model hesaplamaları aşağıda belirtilmiştir.

Tablo 10: Finansal Model Varsayımları

Finansal Model Varsayımları	Mevcut Senaryo	İyileştirme Senaryosu
Destek Süresi Etkisi Destek Süresi	10 yıl	20 yıl
Ölçek Ekonomisi Etkisi CAPEX	1.320.000 USD/MW	1.210.000 USD
Yatırım Maliyeti Etkisi CAPEX İndirim Oranı	-	7%
Kapasite Faktörü Etkisi Kapasite Faktörü	33%	50%
Proje IRR	%9,5	
Yerli Ürün Desteği	İlk 5 yıl (6 \$/MWh)	
Borç – Sermaye Oranı	80% - 20%	
Borçlanma Maliyeti ve Süresi	6% Faiz Oranı – 15 Yıl Kredi (1 Yıl Ödemesiz)	
OPEX (\$/MW)	43.313	

Kaynak: TÜREB

Ek 5 – Vaka çalışması hesaplama metodolojisi ve varsayımları

Şekil 35: Finansal Model Hesaplamaları

	1.1.2017	3.1.2018	3.1.2019	3.1.2020	3.1.2021	3.1.2022	3.1.2023	3.1.2024	3.1.2025	3.1.2026	3.1.2027	3.1.2028	3.1.2029	3.1.2030	3.1.2031	3.1.2032	3.1.2033	3.1.2034	3.1.2035	3.1.2036	3.1.2037	3.1.2038	3.1.2039	3.1.2040	3.1.2041	3.1.2042
Ciro (\$)	9.134.928	9.134.928	9.134.928	9.134.928	8.441.136	8.441.136	8.441.136	8.441.136	8.441.136	8.441.136	8.441.136	8.441.136	8.441.136	8.441.136	8.441.136	8.441.136	8.441.136	8.441.136	8.441.136	8.441.136	8.441.136	8.441.136	8.441.136	8.441.136	8.441.136	8.441.136
Kurulu Güç (MW)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Kapasite Faktörü	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%	33%
Üretim (MWh)	0	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	115.632	
Satış Fiyatı (\$/MWh)	79	79	79	79	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
Nettle Gelirleri (\$)	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	1.732.520	
EBITDA	7.402.408	7.402.408	7.402.408	7.402.408	6.708.616	6.708.616	6.708.616	6.708.616	6.708.616	6.708.616	6.708.616	6.708.616	6.708.616	6.708.616	6.708.616	6.708.616	6.708.616	6.708.616	6.708.616	6.708.616	6.708.616	6.708.616	6.708.616	6.708.616	6.708.616	6.708.616
Verim (\$)	52.800.000																									

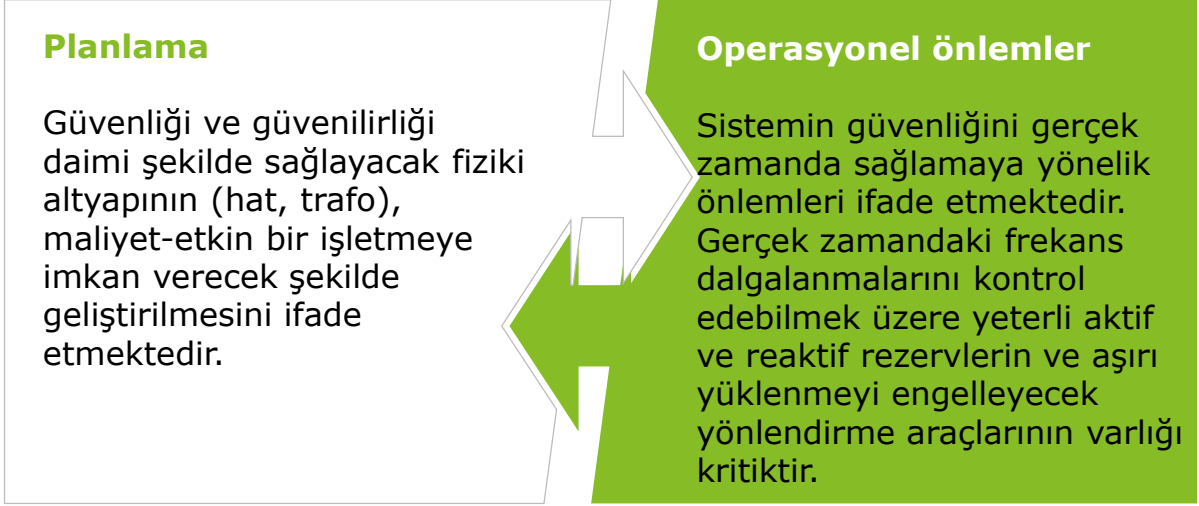
Amortisman	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000	2.112.000
EBIT	5.290.408	5.290.408	5.290.408	5.290.408	4.596.616	4.596.616	4.596.616	4.596.616	4.596.616	4.596.616	4.596.616	4.596.616	4.596.616	4.596.616	4.596.616	4.596.616	4.596.616	4.596.616	4.596.616	4.596.616	4.596.616	4.596.616	4.596.616	4.596.616	4.596.616	4.596.616
Faz Ödemesi (\$)	2.443.886	2.262.857	2.081.829	1.900.800	1.719.771	1.538.743	1.357.714	1.176.686	995.657	814.629	633.600	452.571	271.543	90.514	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EBT	2.846.522	3.027.551	3.208.579	3.390.608	3.570.837	3.057.873	3.238.902	3.419.930	3.600.959	3.781.987	3.962.997	4.144.000	4.325.000	4.506.000	4.687.000	4.868.000	4.949.000	5.030.000	5.111.000	5.192.000	5.273.000	5.354.000	5.435.000	5.516.000	5.597.000	
Verim	593.304	805.510	647.716	677.927	714.127	611.575	647.780	683.986	720.192	756.397	792.603	828.809	865.015	891.221	917.427	943.633	969.839	996.045	1.022.251	1.048.457	1.074.663	1.100.869	1.127.075	1.153.281	1.179.487	
Kredi	80%																									
Ödenek	20%																									
Kredi Faizi	6%																									

Kredi (\$)	42.240.000																									
Kredi Geri Ödemesi (\$)	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	
Kredi Borçları (\$)	42.240.000	38.222.857	36.235.714	33.188.571	30.171.429	27.154.286	24.137.143	21.120.000	18.102.857	15.085.714	12.068.571	9.051.429	6.034.286	3.017.143	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Faz Ödemesi (\$)	-2.443.886	-2.262.857	-2.081.829	-1.900.800	-1.719.771	-1.538.743	-1.357.714	-1.176.686	-995.657	-814.629	-633.600	-452.571	-271.543	-90.514	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nettle Kar (\$)	52.800.000	6.833.104	6.796.889	6.760.674	6.688.281	6.607.041	6.500.836	6.404.630	6.308.424	6.212.218	6.116.012	6.019.806	5.923.599	5.827.393	5.731.187	5.634.981	5.538.775	5.442.569	5.346.363	5.250.157	5.153.951	5.057.745	4.961.539	4.865.333	4.769.127	
Kullanım																										
Yatırım Harcaması	-52.800.000																									
Kredi Ödemesi	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	-3.017.143	
Faz Ödemesi	-2.443.886	-2.262.857	-2.081.829	-1.900.800	-1.719.771	-1.538.743	-1.357.714	-1.176.686	-995.657	-814.629	-633.600	-452.571	-271.543	-90.514	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Toplam	-52.800.000	-4.465.029	-5.280.000	-5.089.971	-4.917.945	-4.753.014	-4.588.083	-4.423.152	-4.258.221	-4.093.290	-3.928.359	-3.763.428	-3.598.497	-3.433.566	-3.268.635	-3.103.704	-2.938.773	-2.773.842	-2.608.911	-2.443.980	-2.279.049	-2.114.118	-1.949.187	-1.784.256	-1.619.325	
Nettle Kar (\$)	0	1.372.075	1.512.889	1.661.721	1.806.534	1.951.346	1.995.979	1.808.801	1.975.624	2.120.447	2.265.270	2.410.093	2.554.916	2.700.000	2.845.083	2.990.166	3.135.249	3.280.332	3.425.415	3.570.498	3.715.581	3.860.664	4.005.747	4.150.830	4.295.913	
Proje Nettle Kar (\$)	-52.800.000	6.833.104	6.796.889	6.760.674	6.688.281	6.607.041	6.500.836	6.404.630	6.308.424	6.212.218	6.116.012	6.019.806	5.923.599	5.827.393	5.731.187	5.634.981	5.538.775	5.442.569	5.346.363	5.250.157	5.153.951	5.057.745	4.961.539	4.865.333	4.769.127	
Proje IRR	9.5%																									

*Ek 6:
İletim altyapısının
daha fazla
yenilenebilir enerji
entegrasyonuna
hazırlanması*

İletim Altyapısına Daha Fazla Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

Yenilenebilir enerjinin üretim portföyü içindeki payının artması, iletim altyapısının söz konusu gelişimi destekleyecek güçte ve donanımda olmasını gerektirmektedir.



Daha fazla (kesintili) yenilenebilirin sisteme entegrasyonu için orta-uzun vadeli planlama, fiziki altyapının yanı sıra gerçek zamanlı kontrollerde kullanılacak araçların yük tevzi birimi ile planlanması ve geliştirilmesini kapsamalıdır. Bir diğer ifadeyle, yenilenebilirlerin şebekeye daha fazla ve sağlıklı entegrasyonu için sadece trafo ve hat altyapısının güçlendirilmesi yeterli değildir, mutlak surette gerçek zamanlı operasyonun

- Aşırı yüklenme,
- Tıkanma,
- Dengeleme gücü
- Frekans kontrolü

gibi güçlüklerini yönetebilecek araçların geliştirilmesi gerekmektedir.

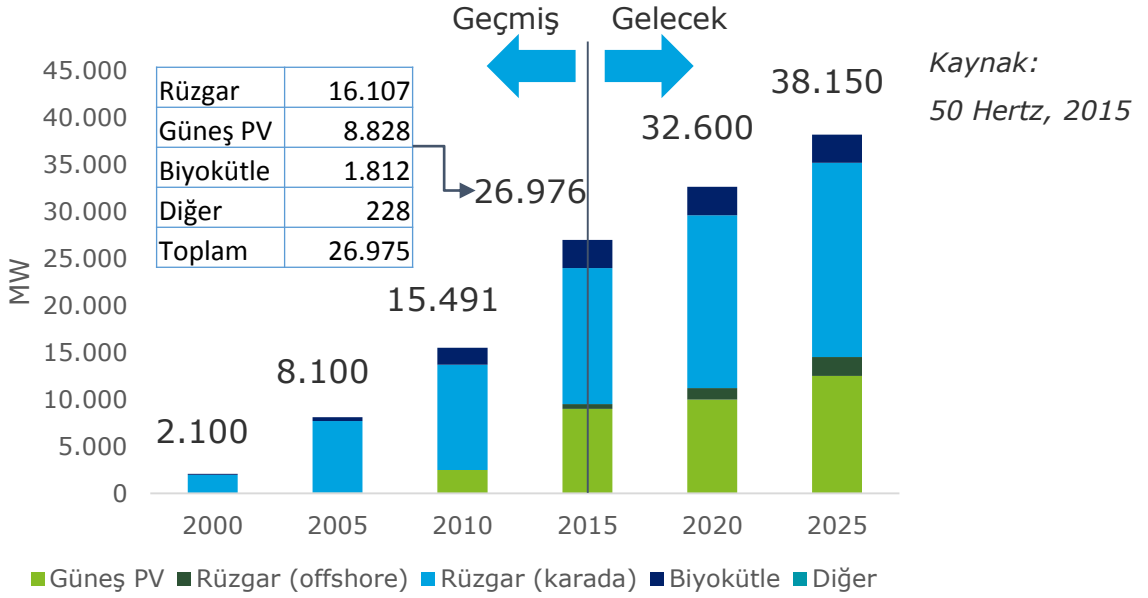
İletim Altyapısına Daha Fazla Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

Almanya- 50 HERTZ – Yenilenebilir enerjinin gelişimi

Almanya’da rüzgar sektörü,

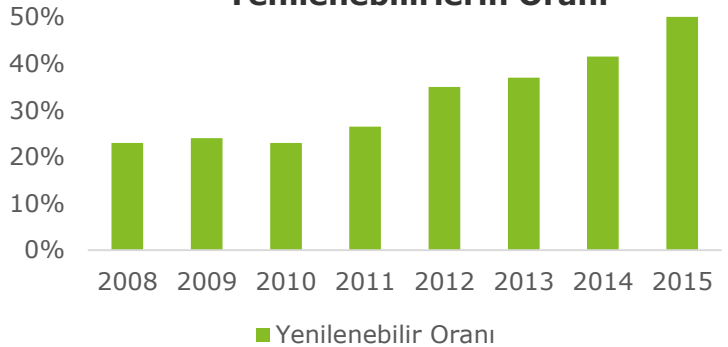
- cazip sabit fiyatlı destekleme garantisi,
- güçlü kuzey rüzgarları
- ve tüm makul bağlantı taleplerinin tam kapasite olarak ve en yakındaki bağlantı noktasına olacak şekilde karşılanmasını güvenceye alan «öncelikli erişim hakkı» yasası sayesinde son 15 yılda dramatik bir gelişim göstermiştir. Sektör, sabit fiyat garantisindeki değişiklikler nedeniyle biraz daha yavaşlasa da kurulu güçte artışın devam etmesi ve 2025’te 40 GW’a erişmesi beklenmektedir.

Şekil 36: Almanya Yenilenebilir Enerji Kurulu Gücü



Kesintili yenilenebilir kurulu güç artış gösterirken talep, daha düşük bir artış hızı ile 95-100 TWh/yıl aralığında dalgalanmıştır. Dolayısıyla yenilenebilirlerin portföy içindeki oranı %50 seviyelerine yükselmiştir.

Şekil 37: Almanya’da Üretim Portföyünde Yenilenebilirlerin Oranı



İletim Altyapısına Daha Fazla Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

Almanya- 50 HERTZ – İletim Sisteminin Adaptasyonu

Kesintili yenilenebilir enerjinin üretim portföyünde bir niş sayıldığı (%10'un altındaki seviyeler) dönemden, üretim portföyünü domine ettiği (%40'ın üzerindeki) seviyelere dek olan gelişimde; 50 Hertz yeni yetkinlikler kazanarak söz konusu geçişi sağlayabilmiştir.

Avrupa'daki deneyimler, özellikle Almanya ve Belçika, arz güvenliğine zarar vermeden yenilenebilir enerjinin elektrik sistemine olan büyük ölçekli entegrasyonuna olanak veren metodolojiler ve süreçler geliştirilmesine ışık tutmuştur.

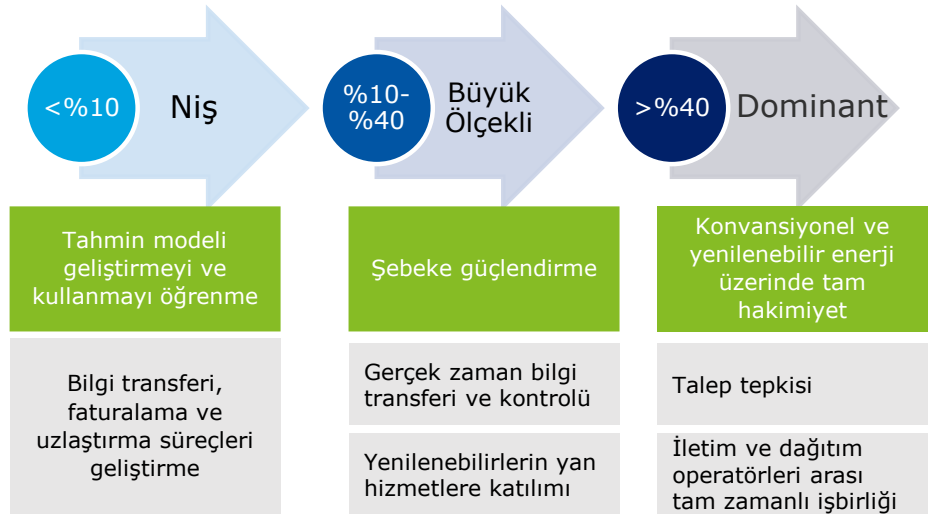
Yük ve üretim yeterliğinin yönetimi açısından, sistem artık büyük ölçekli ve az sayıda ünitelerin oluşturduğu merkezi üretimden kesikli ve küçük birçok ünitenin bulunduğu yerinden yönetimli bir hale dönüştüğü için kısıt yönetimi gibi birçok inovatif teknik bulunmaktadır.

Rüzgar ve güneş üretiminin tahmini, kontrol merkezleri için kritik araçlardan olan yan hizmetler gibi kısa vadeli ve maliyetli önlemleri en aza indirmek açısından çok önemli bir noktadır.

Diğer önlemler arasında, hava koşulları uygun olduğu takdirde havai hatların kapasitesini artıran dinamik hat yüklemesi yer almaktadır. Ayrıca, yenilenebilir santraller için esnek bağlantılar, gerekli olduğunda (ve izin verildiğinde) opsiyonel kesintilere müsaade etmektedir.

Olası yük artışı veya azalması durumunda talep tarafında yapılacak olan yönetim yenilenebilirlerin kesintiye uğramasını en aza indirmeye yardımcı olmaktadır. Son olarak da enerji depolama sistemleri yenilenebilir enerjiden elde edilen elektriğin ihtiyaç olması durumunda kullanılmasını sağlamaktadır. Yenilenebilirin tahmini ve gerçek zamandan 1 saat öncesinden birkaç gün önce veya 15 dk öncesinden birkaç gün önce arasında üretimin yeniden planlanması önemli bir fonksiyondur. Bu tahmin ve planlama çalışması üretim portföyünün dengelenmesine yardımcı olmaktadır.

Yüksek yenilenebilir enerji yüzdesi daha çok şebeke kısıtlarına yol açmaktadır ve bu da iletim sistemi işletmecisinin birçok taraf ile yük yoğunluğu veya kısıt oluşması durumunda üretim santralleri arası arz revizyonu (redispatch) önlemleri almasını gerektirmektedir.



Almanya'da, 50Hertz, kontrol bölgesinde büyük paya sahip yenilenebilirin fiziksel yerleşiminden de sorumludur. Buradaki yenilenebilir, fotovoltaiklerin büyük kısmını, rüzgarın küçük kısmını, biyokütleyi ve diğer yenilenebilir enerjiyi kapsamaktadır. 7/24 çalışan ticaret departmanı, spot/gün içi piyasada enerji satmak için gün öncesi ve gün içi tahminler yapmaktadırlar.

İletim Altyapısına Daha Fazla Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

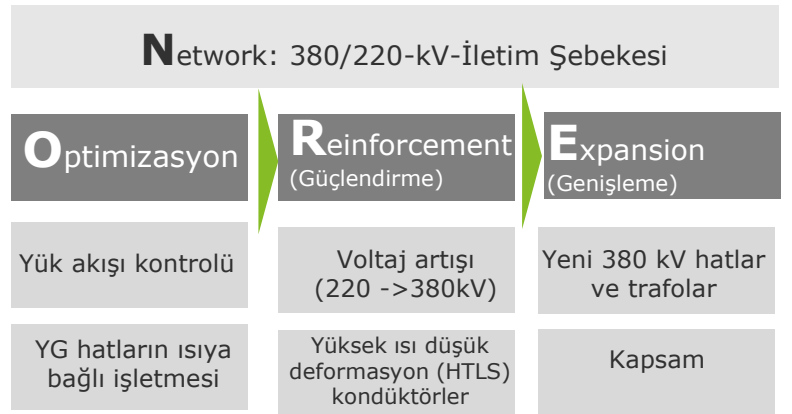
Almanya- 50 HERTZ&Elia Grid – Şebeke Adaptasyon Yaklaşımı

Yenilenebilirlerin etkisinde arz güvenilirliği ve güvenliği teminen:

- 1 Termal veya voltaj limitleri aşılmamalı
- 2 Arz kalitesini düşürecek ya da sistemde sıkışma yaratacak şekilde frekans yanıt limitleri aşılmamalı
- 3 Arz kalitesini düşürecek ya da sistemde sıkışma yaratacak şekilde dinamik voltaj kurtarma limitleri aşılmamalı
- 4 Korumanın devreye doğru bir şekilde devreye girmesini engelleyecek şekilde limitler aşılmamalı
- 5 Üretim ağının karakteristik özellikleri belirli bir güvenlik seviyesindeki talebi karşılayabilecek şekilde olmalıdır.

Bunları sağlamaya yönelik olarak çok çeşitli tedbirler tasarlanabilir. Burada kritik konu, ülkenin durumuna göre en maliyet etkin opsiyonun belirlenmesidir. Elia Grid, Almanya için optimum yaklaşımın belirlenmesinde «NORE» İlkesini kullanmıştır. Buna göre öncelik yeni altyapı yatırımı gerektirmeyen optimizasyon imkanlarının değerlendirilmesi, ardından güçlendirme opsiyonların değerlendirilmesi ve en son yüksek yatırım gereken genişleme alternatiflerine bakılması yolu izlenmektedir.

Optimizasyona ilişkin işletim maliyetinin (Opex) güçlendirme için yapılan yeni altyapı maliyetinden düşük olduğu her durumda optimizasyon yoluna gidilmektedir.



İletim Altyapısına Daha Fazla Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

Almanya – RES ve Şebeke Gelişimine Yaklaşım

Amaç, bir “sabit” şebeke topolojisinin (yani şu anda olduğu şekilde veya gelecek bir kaç yıl içinde olması beklendiği şekilde (çünkü hangi projelerin inşa halinde olduğunu biliyoruz)) **bağlantı kapasitesinin belirlenmesi** ise uygun yaklaşım; şebeke kodu şartlarına göre çalıştığı varsayımına dayalı olarak ve bir toplu RES modeli kullanılarak (bu noktada bağlanan bütün olası RES’lerin toplamı olan bir büyük RES) beklendikleri trafo merkezinde rüzgar santralleri bağlantısının simülasyonu şeklinde olacaktır. Doğrudan kollektör (154kV) barasında bağlı olan bu genel modelle güç sisteminin davranışını simüle edilmesi ve aşağıdaki sınırların ihlalleri gözlemlenene kadar azami MW kapasitesinin ne olması gerektiğinin belirlenmesi gerekmektedir:

- Kararlı hal sınırları:
 - Hat derecelendirmesi (bakım dikkate alınarak N-1 veya N-2’de % 100)
 - Gerilim değişimi (örneğin Almanya’da % 2)
- Dinamik kararlılık sınırları:
 - Dinamik kararlılık sınırı ve flikerden etkilenebilirlikle ilgili bir gösterge olarak kısa devre oranı
 - Şebeke arızalarından sonra sistemin kararlılığını kaybetmeden şebekede kalabilmesi ve arıza sonlandırılıp normal işletme koşullarına dönünceye kadar şebekeyi destekleyebilmesi
 - En büyük jeneratörün kaybedilmesinden sonra frekans kararlılığı
- Alanlar arası salınım gibi sisteme ilişkin diğer bilinen önemli konular

Amaç, rüzgar entegrasyonunun azami düzeye çıkartılması için optimum şebeke gelişiminin belirlenmesi ise yaklaşım, durum daha karmaşık hale gelebilmektedir. İlerdeki bölümlerde açıklandığı gibi, Almanya’da RES’lerin gelişiminin sağlanması için şebeke takviye şartlarını TSO belirlemektedir. Bu yaklaşım, iddialı politika hedeflerine ulaşılması için Almanya’da rüzgar enerjisinin kurulu güç kapasitesinin hızlı bir şekilde artırılmasında etkin olmuştur. Ancak son dönemde şebeke gelişimine böyle bir “reaktif” yaklaşımın, yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunun en etkin yolu olmayabileceği daha fazla kabul edilmektedir.

Bu yaklaşım, sistemde daha fazla yenilenebilir enerji kaynağı olması ile sağlanan faydalarla bunların bağlanması ve sistemle entegrasyonunun maliyetini karşılaştırmaktadır. Optimum şebeke geliştirme, daha sonra mali kısıtlar elverdiği ölçüde rüzgar santrallerinin entegrasyonunu azami düzeye çıkartmalıdır. Bu, sosyoekonomik durum, sürdürülebilirlik ve arz güvenliğine katkı gibi daha geniş ekonomik göstergelerini dikkate alan bir Fayda ve Maliyet Analizi’ne (MFA) dayalı olmalıdır. ENTSO-E tarafından on yıllık ağ geliştirme planı (TNYDP) için benimsenen Maliyet Fayda Analizinde dikkate alınan hususlar aşağıda gösterilmiştir:



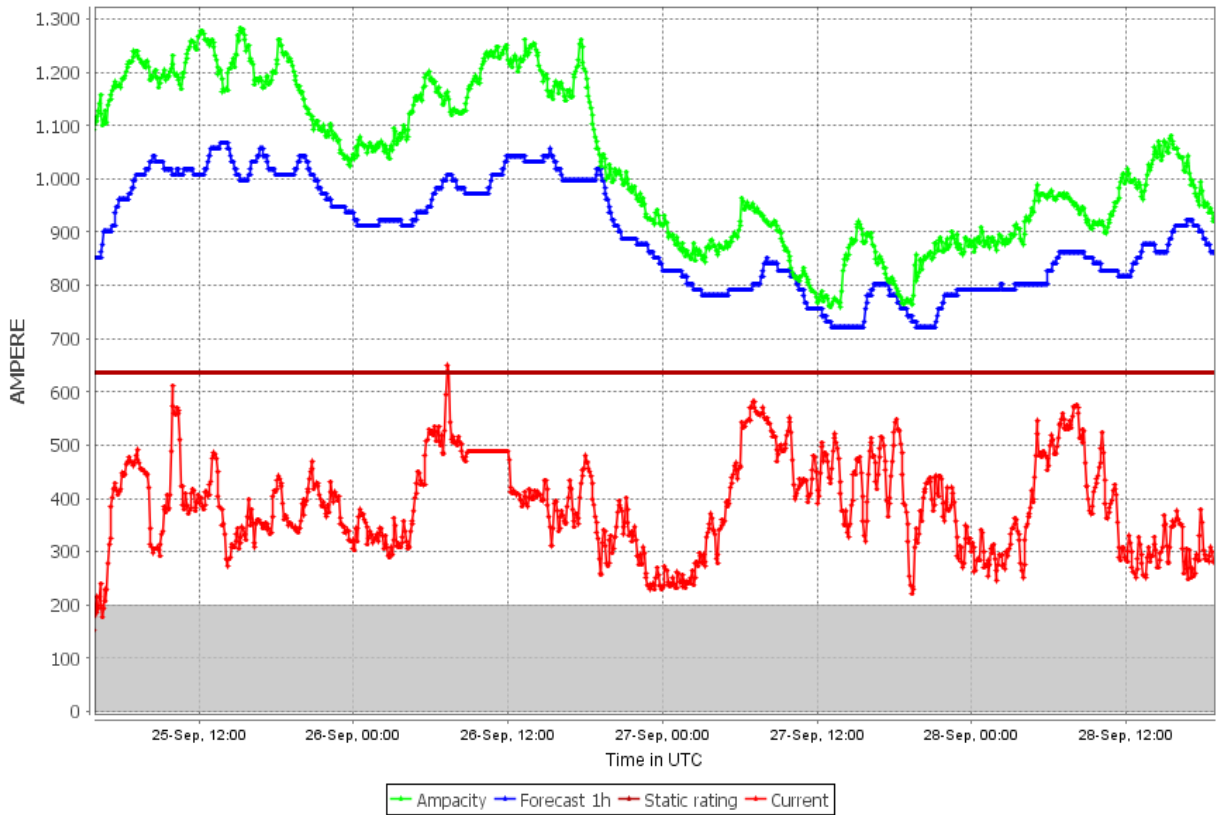
İletim Altyapısına Daha Fazla Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

Almanya – Verimlilik Seçenekleri

TEİAŞ'a göre şu anda güvenli şebeke işletim kapasitesi konusunda çok az etki gözlemlenmektedir. Nadiren gözlemlenen yegane etki, **mevsimsel şebeke kısıtlarıdır**. Bu tür durumlarda dikkate alınacak çok etkin bir verimlilik seçeneği, **dinamik hat yüklemedir**. İletim hatlarının mevcut taşıma kapasitesi ile sıcaklık ve rüzgar hızı arasında yüksek korelasyon vardır: sıcaklık ne kadar düşük olursa ve rüzgar hızı ne kadar yüksek olursa, kapasite de o kadar yüksek olmaktadır. Almanya'da çevre sıcaklığı ve ortalama rüzgar hızlarına dayalı dinamik hat derecelendirmesi, şebeke planlamasına dahil edilmektedir. Burada, % 150'ye kadar kapasite kazanımı olduğu varsayılmaktadır. Ayrıca işletmede de uygulanmaktadır. Ancak dikkate alınan parametreler, varsayılan marj ve sınırın güncellenme sıklığı açısından yöntem, dört TSO arasında değişiklik göstermektedir. Belçika'da Ampacimon titreşim detektörlerinin kurulması ile dinamik hat yüklemenin daha doğru bir tahmini uygulanmaktadır.

Line ampacity and forecast - Line ELIA_150.15

Period: from 2012-09-01T00:00:00.000Z to 2012-09-30T00:00:00.000Z



Yukarıda Belçika için verilen örnekte koyu kırmızı çizgi ile görülen statik hat derecelendirilmesinin geleneksel uygulaması görülmektedir. Mavi çizgi ise Ampacimon dedektörleri aracılığıyla titreşim ölçümlerine göre 1 saat öncesi hat derecelendirmesi tahminini göstermektedir. Yeşil çizgi ise tahmin ile karşılaştırılarak gerçek zamanlı hat kapasitesini göstermektedir. Şekilden görüleceği üzere açık kırmızı renkli akım çizgisi tahmin çizgisini ihlal etmemektedir. Ancak statik hat yükleme kullanıldığı takdirde bu ihlalin olabileceği düşünülmektedir.

İletim Altyapısına Daha Fazla Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

Almanya – Verimlilik Seçenekleri

Ayrıca tahmin edilen rüzgar girişi dikkate alınarak **kısıt tahmini** oluşturulabilir. Bu, Almanya’da hem **gün öncesi** esasına hem de **gün içi** esasına göre yapılmaktadır. Bu süreç, **üretim santralleri arası arz revizyonuna** imkan tanımaktadır. Bu açıdan üretim santralleri arası arz revizyonu sözleşmelerinin oluşturulması, yenilenebilir enerji kaynaklarının daha fazla entegrasyonuna imkan verebilir.

50 Hertz – Üretim santralleri arası arz revizyonu

Üretim santralleri arası arz revizyonu; Almanya içerisinde, diğer ülkelerdeki iletim sistem işletmecileri ile sınır ötesi veya karşılıklı ticaret (güç piyasasındaki enerji) ile gerçekleştirilebilmektedir. Üretim santralleri arası arz revizyonu 50 Hertz için hat kısıtlarını önlemede önemli araçlardan birisidir. İşletmedeki 50 MW’ın üzerindeki santrallerin arz revizyonuna katılımı zorunludur. Arz revizyonunda, hattın bir tarafındaki santral veya santrallerin üretimlerini artırmaları ve bu arada hattın diğer tarafındaki santral veya santrallerin üretimini azaltması gerekmektedir. Üretimlerini artıran santraller ödenek alırken, üretimlerini azaltan santraller tasarruf edilen yakıt maliyetlerini ödemektedirler. Net miktar; üretimin daha ucuz olduğu santraller daha pahalı olanlarla yer değiştirdiği için genellikle negatif olmaktadır. Arz revizyonu ve kesinti hacimleri genel olarak rüzgar üretimi eğilimlerine benzemektedir.

Kısıtın Almanya’da önemli bir sorun olması nedeniyle bazı durumlarda üretim santralleri arası arz revizyonunun gerçekleşmesi durumunda bile yoğunluk giderilememekte ve N-1 güvenliğini olumsuz etkilemektedir. Bu tür istisnai durumlarda sorun, **yenilenebilir enerji sistemlerinde aktif güç azaltımı** ile çözülebilir. Aslında, bu mekanizmanın etkinleştirilmesi, şebeke takviyesi olmasa bile daha fazla rüzgar gücü kapasitesinin oluşturulmasına ve daha fazla hacimde rüzgar enerjisinin iletilmesine imkan vermektedir. Ancak bu, aynı zamanda şebeke kısıtlarının karşılanması için azami üretim kapasitesinin sınırlandırılması anlamını taşımaktadır ve her zaman bütün kullanılabilir üretim kapasitesinin iletilmesini garanti etmemektedir (RES iş modelini olumsuz etkilemektedir).

Yakın gelecekte Türk sisteminde dengeleme kapasitesinde etkiler gözlemlenebilir. Böyle bir durumda **gün içi tahminle** başlamak üzere tahminleri iyileştirerek önemli verimliliklere erişilebilir. Bunun yanı sıra diğer yaklaşımlar, gün içi ticaret aralıklarının kısaltılmasını (örneğin Almanya’da 15 dakikaya indirilmiştir, ABD ve Avustralya gibi bazı piyasalarda 5 dakikadır) ve piyasa kapısının kapatılmasını içerebilir. Doğrudan kontrol (örneğin İspanya’da CECRE/Yenilenebilir Enerji Kaynakları İçin Kontrol Merkezi) veya piyasa mekanizmaları (örneğin Almanya’da rüzgar santralleri dengeleme piyasasına katılmaktadır) yoluyla yenilenebilir enerji tesislerinin daha fazla kontrol edilebilmesi de bu yaklaşımlar arasındadır.

Son olarak **veri toplama ve yönetiminin** önemi, olumsuz etkilenmemelidir. Yenilenebilir enerji tesislerinin kurulu gücü ve yeri konusunda yanlış ve/veya güncel olmayan veriler (dağıtım şebekeleri de dahil), beklenen yenilenebilir enerji tesisi katkısı konusunda önemli tahmin hatalarına neden olabilir. **İzleme ve kontrol** kabiliyetinin (dağıtım üniteleri de dahil) önemli olacağı ve geriye dönük uygunluğun gerekli olabileceği daha sonraki bir tarihte her kurulu ünitenin teknoloji tipi konusunda bilgileri içeren bir veri tabanı, gelecekteki güçlüklerin aşılması konusunda etkin bir stratejinin oluşturulmasına ve çalışmalara çok yardımcı olacaktır.

İletim Altyapısına Daha Fazla Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

Almanya - RES Bağlantı Noktalarının Belirlenmesi

Almanya RES'ler için (ve diğer yenilenebilir kaynaklar için) en fazla bağlanabilir kapasite ve bağlantı noktalarıyla alakalı süreçler Avrupa Birliği Yenilenebilir Enerji Direktifi ile uyumlu şekilde gerçekleştirilmektedir. Avrupa Birliği'nin yenilenebilir enerji hedeflerine ulaşmaları açısından yenilenebilir enerji kaynaklarına bazı imtiyazlar verilmektedir. Şebeke entegrasyonu ile ilgili aşağıdaki mekanizmalar benimsenmiştir:

1

Arz güvenliği ve yenilenebilirlerin entegrasyonun sağlanması için iletim ve dağıtım şebekelerinin kuvvetlendirilmesi.

➤ Bu altyapı için ise hızlandırılmış yetkilendirme prosedürlerinin getirilmesi

2

Yenilenebilir enerjiden üretilen elektriğin iletimi ve dağıtımının garanti altına alınması, böylelikle şebekeye öncelikli erişim* ve üretimin öncelikli dağıtımı.

➤ Dahası yenilenebilirlerin kesintiye uğramasını minimize edecek önlemler

3

Şebeke bağlantı maliyetleri ve şebeke kuvvetlendirme maliyetlerinin paylaşımında halka açık bir ortamda standart kurallar uygulanması

➤ Uygulanacak kuralların objektif, şeffaf ve ayrımcı nitelikte olmayan kriterlerinin bulunması
➤ İletim ve dağıtım sistemi işletmecileri bu maliyetlerin tamamına veya bir kısmını karşılaması gerekebilmesi

4

İletim ve dağıtım sistem işletmecileri tarafından, bağlantı talep eden yenilenebilir enerji üreticilerine bağlantı için tahmini maliyet ve zaman hakkında kapsamlı ve gerekli bilginin sağlanması

İletim Altyapısına Daha Fazla Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

Almanya - RES Bağlantı Noktalarının Belirlenmesi

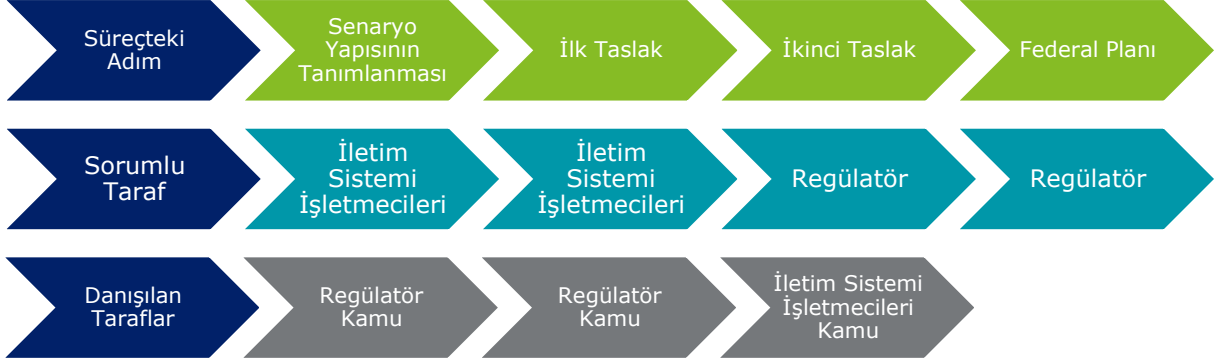
Almanya Yenilenebilir Enerji Yasası (EEG) Avrupa Birliği Direktifine aşağıdaki şekillerde uyumludur:

- İletim ve dağıtım sistem işletmecileri yenilenebilir enerjinin şebekeyi beslemesi açısından şebekenin optimize olmasını sağlayacak gerekli adımları atmalıdır. Bu adımlar yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilecek elektriğin satın alınması, iletilmesi ve dağıtılmasını garanti altına almak amacıyla, en yeni teknolojilerle herhangi bir aksama yaşanmadan şebekenin optimize edilmesini, güçlendirilmesini ve genişletilmesini kapsamaktadır.
 - Bunun sonucu olarak, Almanya şu anda ulusal şebeke planlamasında sofistike bir sisteme sahiptir.
- İletim ve dağıtım sistem işletmecileri yenilenebilir enerji kaynaklarının bağlantılarını önceliklendirmelidir. Ancak artırma önlemi ekonomik olarak mantıksız ise alternatif seçenekler uygulanabilir.
 - Yenilenebilirlerin lineer olarak en yakın ve uygun şebeke bağlantı noktasına (voltaj seviyesi açısından) bağlanma hakları bulunmaktadır.
 - Bağlantıların gruplanması: Halihazırda şebeke sistemine bağlantısı olan arazide toplam azami kurulu gücü 30 kilovattı geçmemek üzere bir ya da daha fazla tesis olması durumunda, arazinin şebeke bağlantı noktası en uygun bağlantı noktasına addedilir.
 - Eğer en yakındaki bağlantı noktasında elektrik satışı garanti edilemez ise başka bir bağlantı noktası tahsis edilebilir. Ancak, elektrik satışını garantiye almak için tek çözüm şebekenin genişletilmesi ise (alternatif bağlanma noktası yok ise), sistem işletmecisi şebekeyi genişletmelidir.
 - Eğer teknik ve ekonomik açıdan daha uygun bir bağlantı noktası bulunuyor ise, bu bağlantı noktası lineer olarak en yakındaki bağlantı noktasına göre daha önceliklidir. Ancak, ekonomik olarak daha uygun olan bağlantı noktası direk olarak şebeke sistemi bağlantısından kaynaklı olan maliyetler göz önünde bulundurularak değerlendirilmelidir.
- İletim ve dağıtım sistem işletmecileri yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen elektriğin alınması, fiziksel olarak aksamadan ve öncelik olarak iletilmesini ve dağıtılmasını sağlamalıdır.
- Her ne kadar öncelikli erişim hakkında yasa olsa da, şebeke kısıtları sebebiyle yenilenebilirlerin istisnai kesintilerine izin verilebilmektedir. Yani mevzuat istisnai durumlarda yenilenebilirlerin kesilebilmesi durumunu gözetmesi gerekmektedir.
- Yenilenebilir enerji santrali işletmecisi fiili şebeke bağlantı maliyetlerini karşılamak zorundadır. Ancak şebeke sistem işletmecisi, şebekenin optimize edilmesi, güçlendirilmesi ve genişletilmesinden sorumludur. Alman mevzuatındaki sistemde; alım garantisi, şebeke güçlendirilmesi gibi maliyetler EEG-ilave bedel olarak tüketicilere dağıtılmaktadır.
- Yenilenebilir enerji santrali işletmecisi şebeke operatörünün uygun bağlantı sağlayamaması durumunda tazminat talep etmek hakkı bulunmaktadır.
- İletim ve dağıtım sistem işletmecileri başvuru yapan üreticilere, en geç 8 hafta içerisinde şebekeye bağlantı isteği süreci ile alakalı kesin bir zaman tablosu sağlamalıdır.

İletim Altyapısına Daha Fazla Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

Almanya – Şebeke Gelişimi Planlaması

Şebeke Geliştirme Planı Onay Süreci



Kaynak: 50Hertz

Adım 1: Senaryo Yapısı

Senaryo yapısı; yıllık olarak yenilenen ve Almanya’da ilerideki yıllardaki olası gelişimini göstermektedir. Bu yapı gelecekteki talebi ve enerji portföyünü tahminlemekte, iletim sistem işletmecisi tarafından hazırlanıp, regülatörler tarafından onaylanmaktadır. Önemli olarak; iletim sistem işletmecisi kamuya; yapılan tahminlerdeki girdi varsayımlarını (nerede ve ne kadar yenilenebilir gelişimi olması vb.) detaylı bir istişare süreci yürütmektedir. Senaryolarda öncelikle

- Ulusal hedefler (2025’te %40-%45; 2035’te %55-%60% ve 2050’de $\geq$ %80)
- Kurulu güç gelişimleri (on-shore: +2.500 MW/yıl, off-shore 6.500 MW @ 2020 / 15.000 MW @ 2030)

Dikkate alınmaktadır. Ulusal düzeydeki senaryolar daha sonra bölgesel baza indirilmektedir. Bölgesel baza indirgemedeki aşağıdaki noktalar gözetilmektedir:

- Bölgedeki mevcut kurulu güç
- Bağlantı talepleri ve dağıtım şebekesindeki durum (DSO verisi)
- Farklı bölgelerdeki geçmiş verilere dayanarak RES kurulu güç gelişimi
- Ülke genelinde arazi geliştirme planları, imtiyaz, uygunluk ve koruma alanı, yatırım yapmaya uygun ve uygun olmayan alanların analizleri (doğal koruma alanları vb.)
- Bölgesel RES kurulu güç hedefleri
- Mevcut santrallerin yeniden güçlendirilmesi
- Kaynak potansiyel analizi (rüzgar hızı vb.)
- Farklı alanların getiri ve kar analizleri
- Stokastik model çalışmaları

Detaylı bölgesel değerlendirme akabinde şebeke düğümleri (noktaları) bazında da değerlendirme yapılmaktadır.

İletim Altyapısına Daha Fazla Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

Almanya – Şebeke Gelişimi Planlaması

Adım 2: Şebeke Geliştirme Planı (NEP) ve Çevresel Değerlendirme

Senaryolar; iletim sistem işletmecilerinin önümüzdeki 10 yıl süresince şebeke genişletme gerekliliklerinin hesaplanmasında girdi olarak kullanılmaktadır. Gelecekteki şebeke yapısı için birçok şebeke çalışması yapılarak bir dizi farklı tasarım seçenekleri sunulmaktadır. Bu çalışmalar yapılırken aşağıdaki adımlar kullanılmaktadır:

Elektrik Şebekesi Planlama Süreci, Şebeke Geliştirme Planındaki Şebeke Çalışmaları Adımları

1. Senaryo Yapısı	2. Bölgeselleşme	3. Piyasa Modellemesi	4. Güç Akışı Hesaplamaları	5. Şebeke Genişletme Değerlendirmesi
10 Yıl: Senaryo A Senaryo B1, B2 Senaryo C 20 Yıl: Senaryo B1, B2	Bölgesel olarak üretim ve tüketimin alokasyonu	Her elektrik şebekesi düğümü (noktası) için saatlik üretim ve tüketim simülasyonu	Başlangıç şebekesine göre hesaplamalar ve analizler	Uygun şebeke kuvvetlendirme ve genişletme projelerinin tanımlanması

Eğer çalışmanın sonucu uygunsa ve önerilen projeler desteklenirse, regülatör planın son halini hazırlar. Daha sonra iletim sistem işletmecisine ve kamuya son girdiler için danışılır. Regülatör aynı zamanda çevreye verilebilecek potansiyel zararları, çevresel rapor hazırlayarak belirtir. Şebeke geliştirme planı ve çevresel değerlendirme hazırlanırken vatandaşların, sanayi birliklerinin ve kamu otoritelerinin birlikte çalışması sağlanır.

Adım 3: Federal İhtiyaç Planı

Çevresel rapor ile birlikte, Şebeke Geliştirme Planı taslak halinde Federal İhtiyaç Planı (BBP) geliştirilir. En az her 3 yılda federal hükümete bunun gibi bir taslak sunulur. Bu, kanun tarafından belirlenen bütün projelerin gerekliliğini belirten yasal süreci başlatır.

Adım 4: Federal Sektörel Planlama

Sınır ötesi şebeke genişletmeler için; regülatör iletim sistem işletmecilerinden gelen öneriler baz alarak koridorların rotalarına karar vermektedir. Bu stratejik çevresel değerlendirmeyi de içermektedir.

Adım 5: Planın Onaylanması

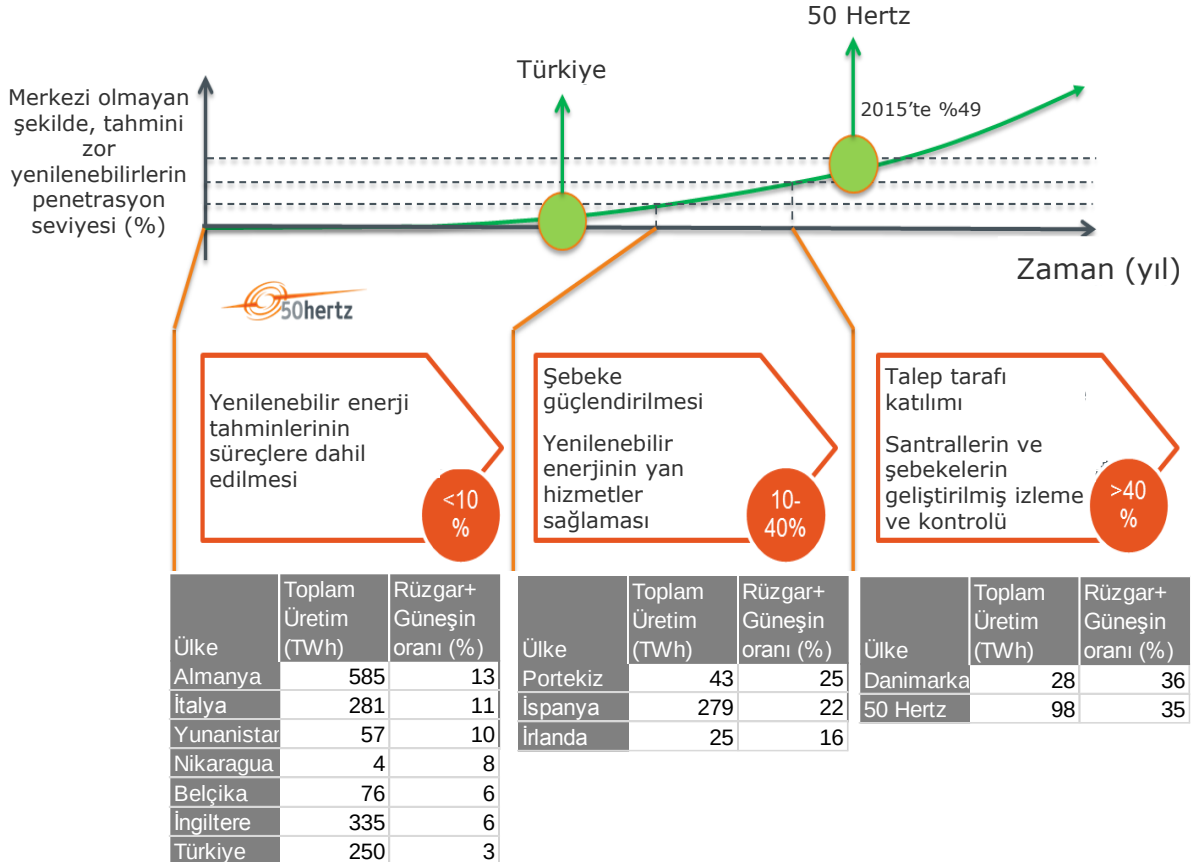
İletim sistem işletmecileri her bir koridor için birkaç alternatif yol izlemelidir. Teklifler kamuya açık olarak tartışılır ve çevre uyumluluklarına göre değerlendirilirler. Nihayetinde, planlamanın onaylanması kararına insanlara ve çevreye en az etkisi olacak yollar ile ulaşılır.

İletim Altyapısına Daha Fazla Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

Almanya – Optimum RES Entegrasyonu

Aşağıda verilen şekil, artan yenilenebilir enerji entegrasyonunu değerlendirirken Almanya'da 50Hertz'den elde edilen deneyimi bir örnek olarak göstermektedir. Almanya'da yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunun farklı aşamalarında değişken yenilenebilir enerji gelişiminin genellikle şebeke güçlendirmelerinden önce gelmesi nedeniyle 50Hertz, müşterilerine emniyetli ve güvenilir bir arzı sürdürmeye devam edebilmesi için sistemi takviye etmiştir. Entegrasyon %10'un altında olduğunda uygulanan başlıca önlem, çeşitli işletme ve planlama süreçlerine yenilenebilir enerji tahminlerinin dahil edilmesi olmuştur. Şebeke takviyesi ve güçlendirilmiş yan hizmetlerin verilmesi, % 40'a kadar daha fazla entegrasyona imkan veren önlemler olmuştur. Şu anda 50Hertz, talep yanıtını uygulamakta ve şebekenin %40'ın üzerinde yenilenebilir enerji kaynakları ile güvenli bir şekilde işletilebilmesi için şebeke ve jeneratörlerin izleme ve kontrol kapasitesini artırmaktadır.

Aşağıdaki şekilde, ayrıca yenilenebilir enerji entegrasyon seviyesi konusunda Almanya'nın diğer ülkelerle bir karşılaştırmasını göstermektedir. Karşılaştırması beklenen zorlukların türü, farklı entegrasyon seviyelerinde değişiklik göstermektedir.



İletim Altyapısına Daha Fazla Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

Almanya – Optimum RES Entegrasyonu

Aşağıdaki tablo, artan yenilenebilir enerji entegrasyonu ile farklı enerji sistemlerinde gözlemlenen ve beklenen zorlukların türlerini göstermektedir. Karşılaşılması beklenen zorlukların türleri, enerji sisteminin farklı özellikleri açısından değişiklik göstermektedir (yani Almanya ve Belçika, birbirleri ile yakından bağlantılı iken İrlanda ve İspanya, fiilen ayrıdır. Belçikada kısıt konvansiyonel üretim söz konusu iken İrlanda’da Frekans Değişimi Oranı (RoCoF) koruması vardır vs.)

Tablo 11: Ülkelerin Yenilenebilir Entegrasyonunda Yaşadığı Problemler

Hangi zorluklar gözlemlenmekte/beklenmektedir?	Almanya	İrlanda	Belçika	İspanya	Türkiye
Kısıt	Gözlemlenmiştir		Gözlemlenmiştir		Gözlemlenmiştir
Dengeleme gücü eksikliği (AGC/aFRR/mFRR)	Beklenmektedir			Gözlemlenmiştir	Beklenmektedir
Gerilim desteği eksikliği	Gözlemlenmiştir	Gözlemlenmiştir	Beklenmektedir	Gözlemlenmiştir	
Gerilim kontrol programlarının yeterliliği			Beklenmektedir		
Birincil frekans kontrolü eksikliği					
Atalet eksikliği (Shortage of inertia)		Gözlemlenmiştir			
Dengeleme gücünün yeniden tasarlanması gereksinimi	Gözlemlenmiştir	Gözlemlenmiştir		Beklenmektedir	Beklenmektedir
Koruma programlarının yeterliliği		Gözlemlenmiştir			
Toparlanma çalıştırması programlarının yeterliliği			Beklenmektedir		

İletim Altyapısına Daha Fazla Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

Maliyetler

1. Almanya'daki Yenilenebilir Enerji Entegrasyon Maliyetleri

Şebekenin yenilenebilir enerjinin entegrasyonu konusunda mevcut durumuna getirilmesinin maliyeti ile ilgili olarak bunun aşağıdaki ana bileşenlerden oluştuğunu dikkate almamız gerekmektedir:

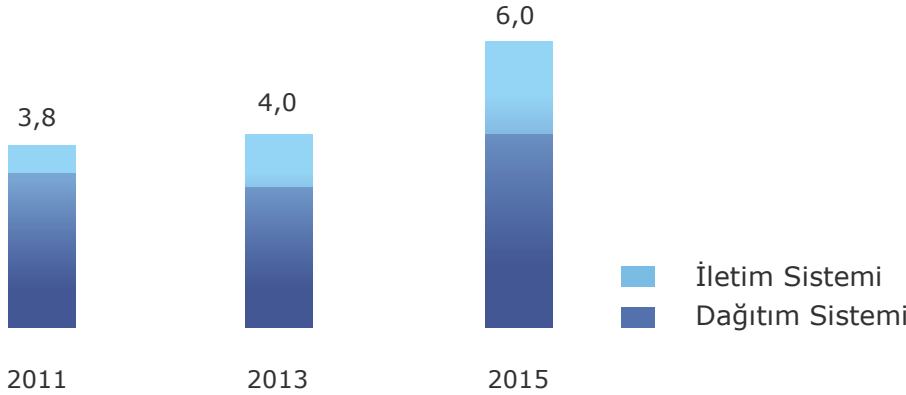
- Şebeke geliştirme
- Üretim ayarlaması (örneğin yeniden sevk, dengeleme rezervi)
- Yenilenebilir enerji sübvansiyonları (örneğin FIT, piyasa primi)

Almanya'da 2000'de 0,9 milyar € olan toplam maliyet, geçen yıl 23,7 milyar €'e çıkmıştır ve bu yıl muhtemelen 25,5 milyara çıkacaktır.

Son dönemde maliyetler, ülkenin kuzeyinde bulunan yeni açık deniz rüzgar santrallerinin bağlanması için gerekli olan yeni şebeke altyapısının inşasından ve güneydeki talebin karşılanmasından oluşmaktadır ve bu hatların, havai hatlar şeklinde değil kablo şeklinde olması gerekmektedir.

Fraunhofer Institue'un yaptığı bir araştırmaya göre Almanya'nın enerji politikalarının toplam maliyetinin, 2050'ye kadar 1,15 trilyon €'ya ulaşması beklenmektedir. Diğerleri ise maliyetlerin daha da yüksek olacağını söylemektedir.

Şekil 38: Almanya'daki altyapı yatırımları (Milyar €)



1.1 50Hertz

2014'te 572 milyon avro olan yatırımlar, 2015'te yaklaşık 902 milyon avroya çıkmıştır. Bu artış, esas olarak yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonu amacıyla devam eden şebeke geliştirmesini yansıtmaktadır.

Bu rakamın yaklaşık 302 milyon avroluk kısmı on-shore için (2014: 264 milyon avro), 600 milyon avroluk kısmı ise off-shore işletmelerine yatırılmıştır (2014: 308 milyon avro).

Yatırım faaliyetlerinden kaynaklanan büyüme ve şebeke faaliyetinin artan karmaşıklığı, personel sayısının 955'e çıkmasına neden olmuştur (2014: 893).

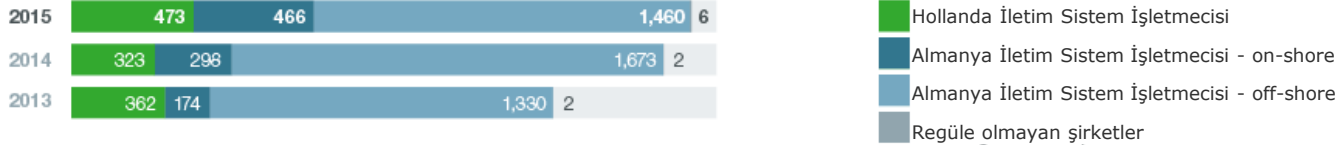
50Hertz, 2016-2024 için toplam 3,45 milyar avro tutarında yatırım planlamıştır.

İletim Altyapısına Daha Fazla Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

Maliyetler

1.2 Tennet

Yatırımlar (Milyar Euro)



1.3 Amprion

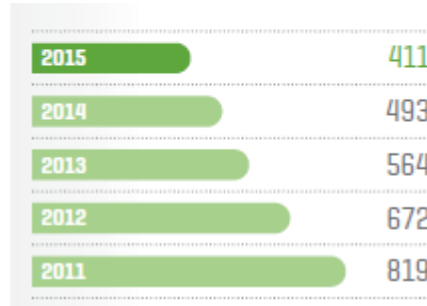
2014'te 413 milyon avro olan yatırımlar, 2015'te yaklaşık 474 milyon avroya çıkmıştır.

2. İspanya'daki İletim Şebekesi Yatırımları

İspanya'daki yıllık iletim şebekesi yatırımları aşağıdaki şekilde gösterilmektedir. Ancak bunun sadece yenilenebilir enerji entegrasyonu ile ilgili olmadığını dikkate alınması gerekmektedir.



Şekil 39 : İspanya İletim Şebekesi Yatırımları



3. Farklı Senaryolar İçin ENTSO-E TNYDP Maliyetleri

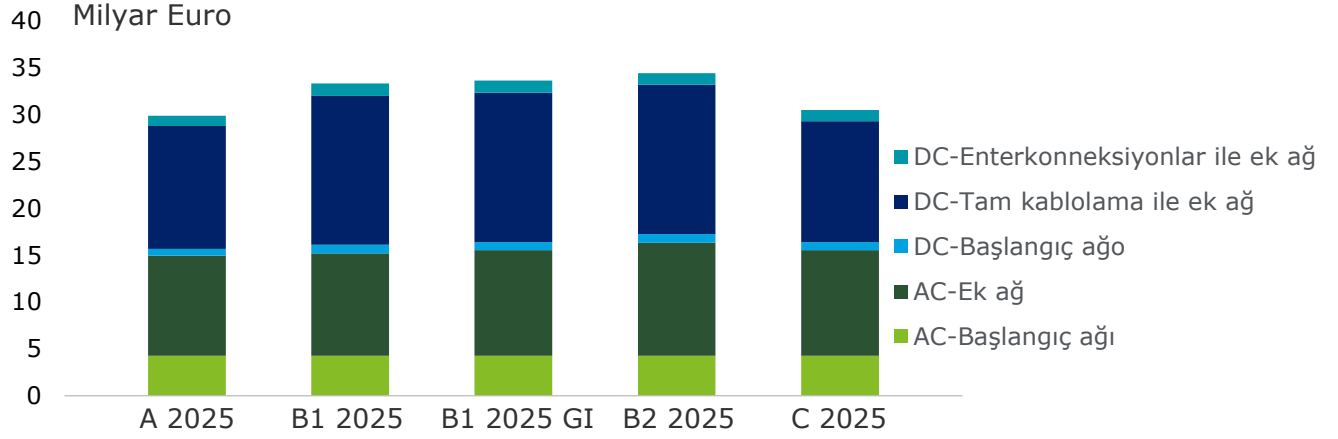
- 2030'a kadar % 45-60 yenilenebilir enerji penetrasyonu planlanmaktadır.
- 70-80 milyar avro tutarındaki bölümü 2030'a kadar olmak üzere 150 milyar avro

İletim Altyapısına Daha Fazla Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

Maliyetler

4. Almanya Şebeke Geliştirme Planı Farklı Senaryolar İçin Tahmin Edilen Maliyetler

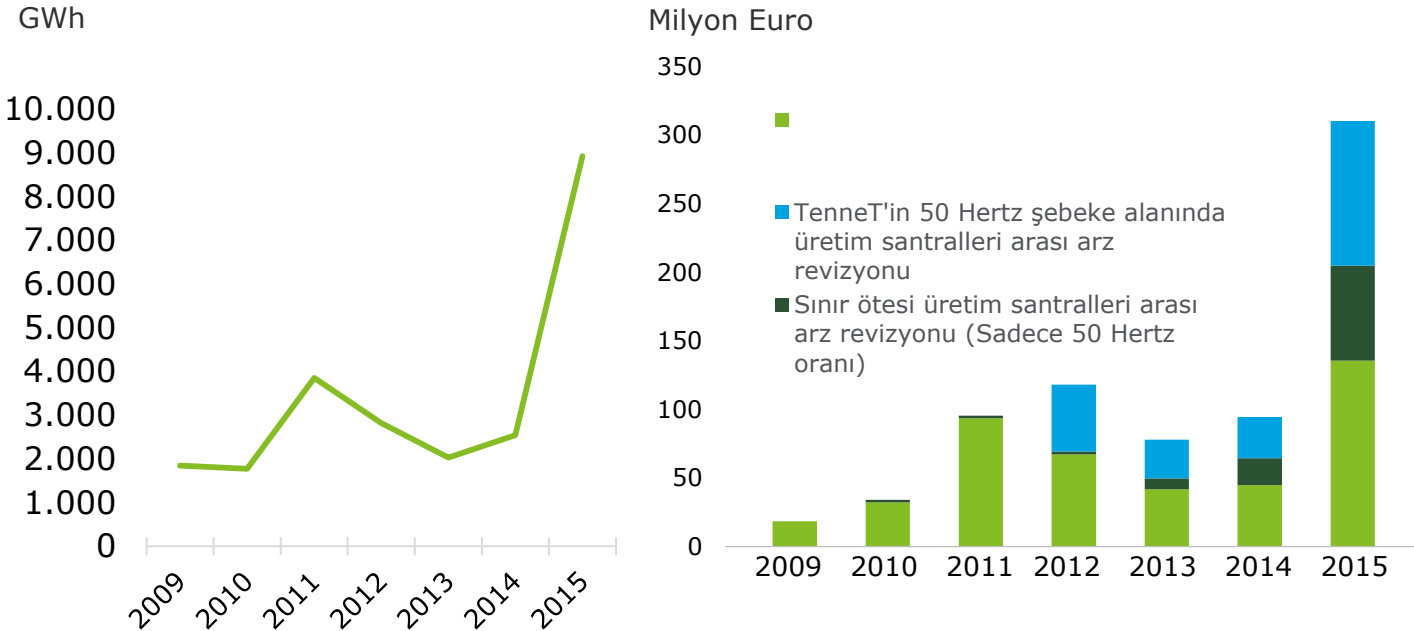
2050'ye kadar bütün elektriğin % 80'inin, yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilmesi planlanmaktadır.



5. Üretim Santralleri Arası Arz Revizyonu Maliyetleri

Şebeke Kısıt Yönetimi

Hatların fazla yüklenmesinden kaçınmak için sistem güvenliği müdahaleleri



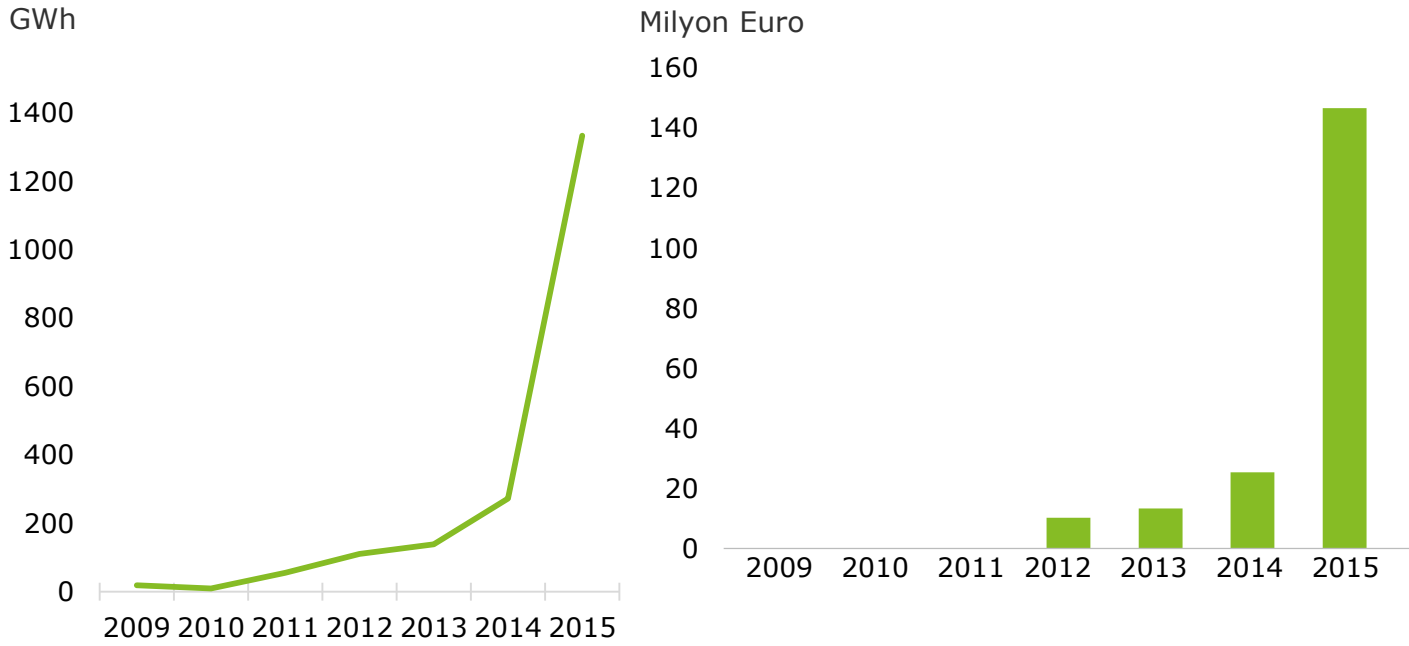
İletim Altyapısına Daha Fazla Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

Maliyetler

6. Yenilenebilir Enerji Kesinti Maliyetleri

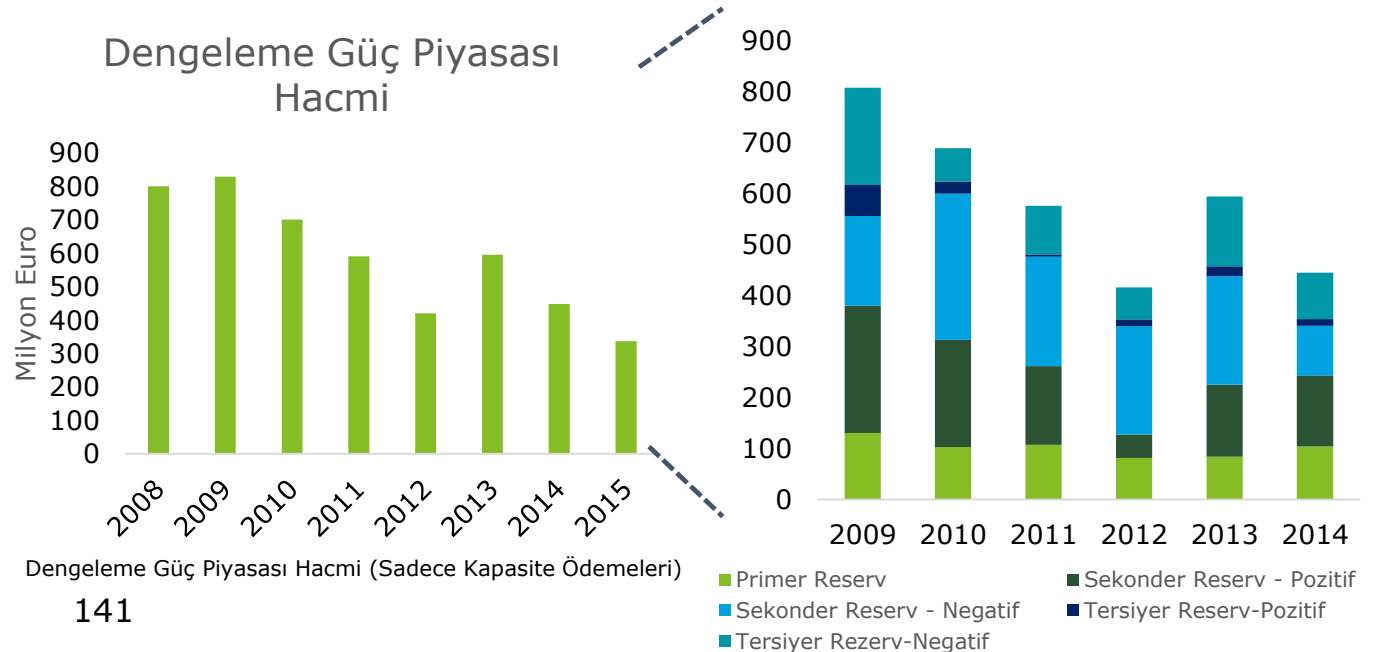
Şebeke Kısıt Yönetimi

Hatların fazla yüklenmesinden kaçınmak için sistem güvenliği müdahaleleri



7. Dengeleme Rezervi Maliyetleri

Dengeleme Güç Piyasası Hacmi

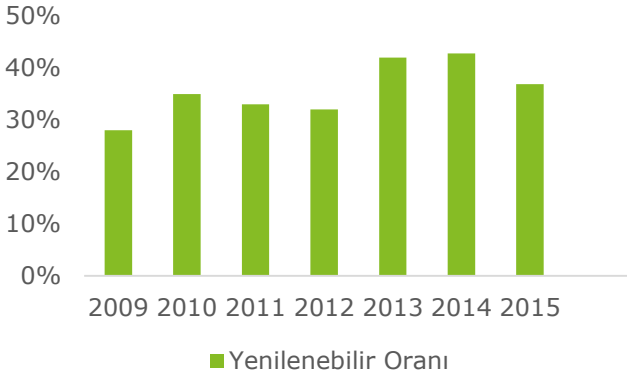


İletim Altyapısına Daha Fazla Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

İspanya – Yenilenebilirlerin Gelişimi

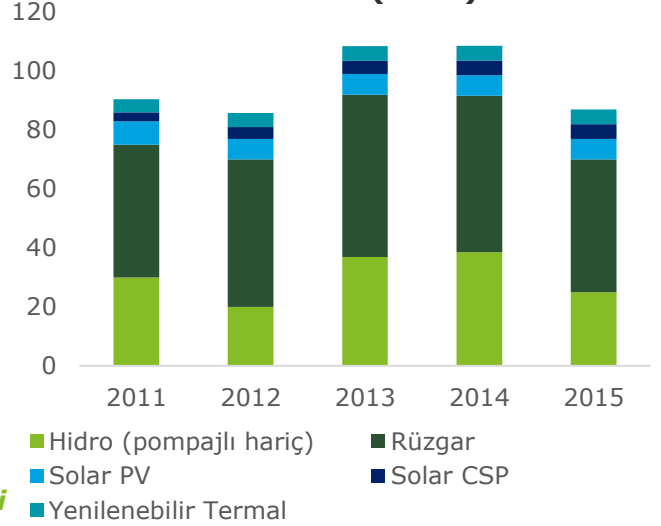
İletim sistem işletmecisi Red Electrica de Espana (REE) olan İspanya’da son beş yılda rüzgar dominant teknoloji haline gelmiştir. İspanya’da da Almanya’ya benzer şekilde toplam talebin artmadığı (245-255 TWh/yıl aralığında dalgalanan) bir piyasada yükselen rüzgar ve diğer yenilenebilir üretimi, kesintili yenilenebilirlerin toplam üretim içindeki payının artmasına yol açmıştır. Son dönemde kesintili yenilenebilirlerin toplam portföydeki ağırlığı %40’a ulaşmıştır.

Şekil 40: İspanya’da Üretim Portföyündeki Yenilenebilir Oranı (%)



Kaynak: REE, Elia

Şekil 41: İspanya’da Yenilenebilir Enerji Üretimi (GWh)



Dengeleme sorunu, enterkonneksiyon eksikliği

İspanya’da yenilenebilirlerin şebeke entegrasyonunda yaşanan majör sıkıntılar:

- Hava şartlarındaki değişikliklerden ötürü iletim ve dağıtım sistemindeki stabilite sorunları
- Tahminlerdeki belirsizliğin yüksekliği
- Sisteme entegre edilemeyen fazla üretimin varlığı

olmuştur. İspanya’da kontrol edilebilen üretim tesislerinin yüksek bir esneklikte çalışmaları gerekmiş, ağırlıklı doğalgaz ve depolamalı hidrolar gün içinde talebin dalgalanmalarını karşılamışlardır. Almanya örneğinde esas sorun şebeke kısıtları olurken İspanya’da esas sorun dengeleme ve yük kontrolü olmuştur. Bunun nedeni, Almanya’nın çok sayıda güçlü enterkonneksiyonları bulunması ve komşu ülkelerin rezervlerinden faydalanma imkanı olmasıdır. İspanya, kıta Avrupa’sı ile ancak çok limitli bir enterkonneksiyonu paylaşma imkanına sahiptir ve dengelemeyi kendi içinde yapmak durumunda kalmıştır.

İspanya bu soruna yönelik olarak şu aksiyonları almıştır:

- Mevcut komşuları ile (Portekiz ve Fransa) enterkonneksiyonlarını güçlendirmeye yönelik yatırımlar
- Yenilenebilir Kontrol Merkezi kurulumu (CECRE)
- Tahmin yöntemlerinin ve araçlarının geliştirilmesi
- Talep tarafı yönetimi ve depolama (elektrikli araçlar da dahil olmak üzere) gibi arz ve talep yönetim araçlarının geliştirilmesi
- Mevcut santrallerin teknik esneklik kabiliyetlerinin artırılması
- Dengeleme hizmetlerinin geliştirilmesi için teknik ve mevzuatsal düzenlemelerin yapılması
- Dağıtık üretime yönelik izleme ve kontrol yapısının kurulması
- Yenilenebilir enerji santrallerinin de yan hizmetlere katkıda bulunması

İletim Altyapısına Daha Fazla Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu

İyi uygulama örneklerine konu olan iletim yönetimi araçları ve yaklaşımları aşağıdaki gibi özetlenebilir.

Şebeke kapasitesini arttırmak

- Kapasite güçlendirmesi ve genişletilmesi
- Dinamik hat yükleme
- Güç akışı kontrolü

Santral esnekliklerini artırmak

- Konvansiyonel santralleri daha esnek çalıştırmak
- İnvertör bağlantılı yenilenebilir enerji kaynaklarından esneklikte de faydalanmak (güç elektroniği ile)

Dış reaktif güç destek sistemleri

Depolama araçları

Talep tarafı yönetimi

Üretim (rezerv) kapasitesini artırmak

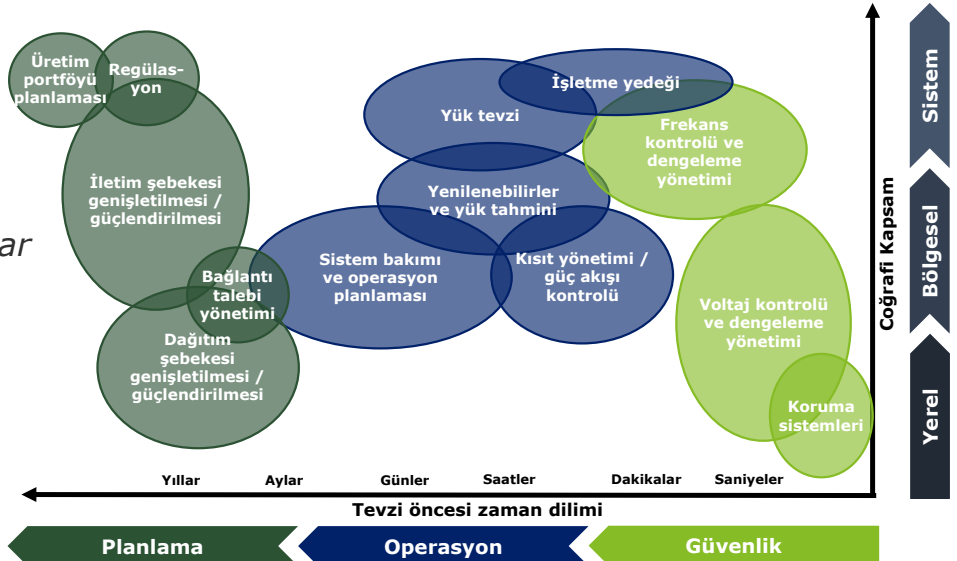
Yük tevzii iyileştirmek

- Yenilenebilir enerji üretimini tahmin etmek
- Yenilenebilir enerji tevzi fonksiyonu
- Gerçek zamana yaklaşıldığında planlama

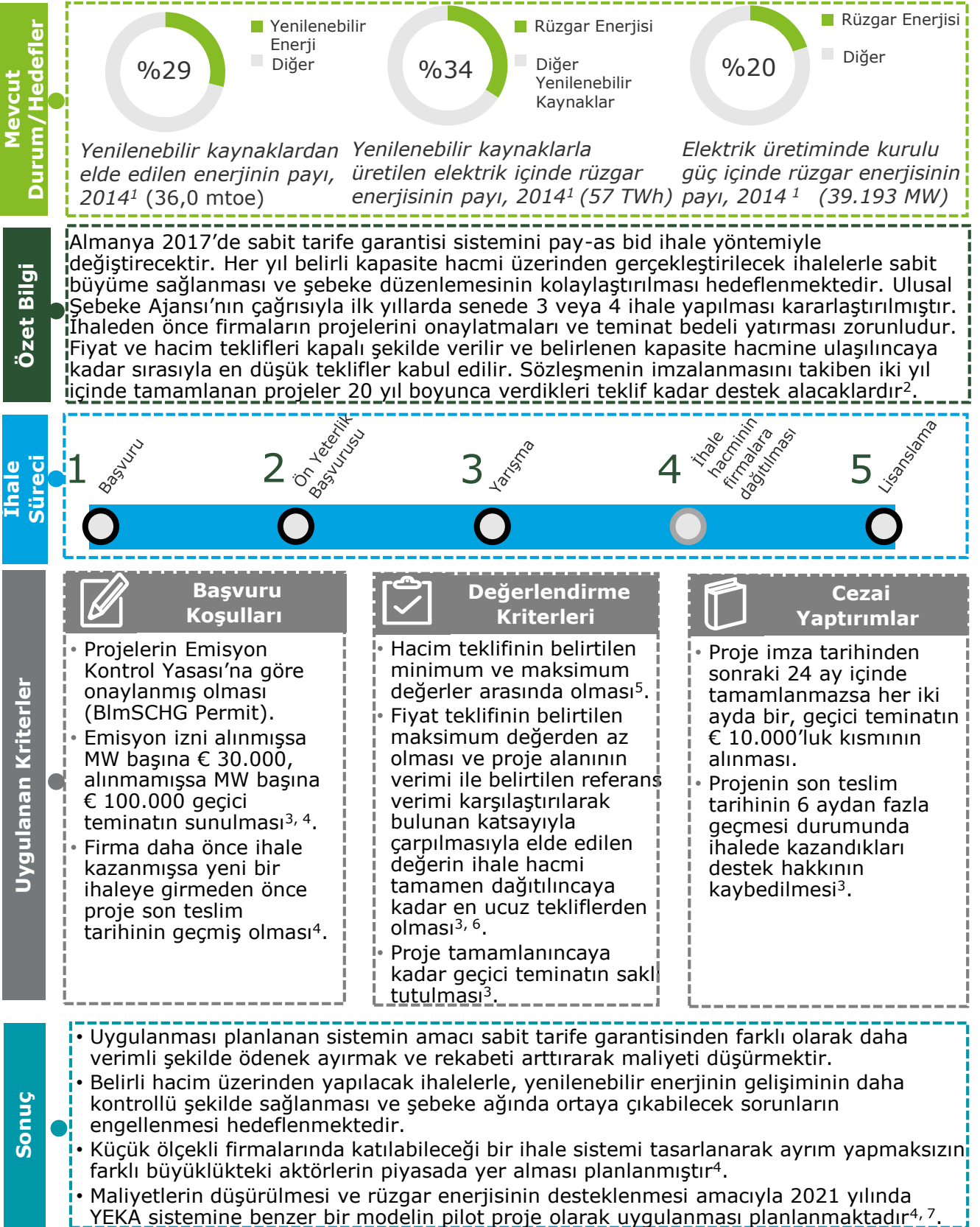
Metodoloji ve regülasyonları modernize etmek

- Gelişmiş yan hizmetler
- İşlevsel limitler ve kurallar koymak
- Şebeke işletim izni alma metodolojisi
- Koruma şeması
- Şebeke mevzuatı değişikliği

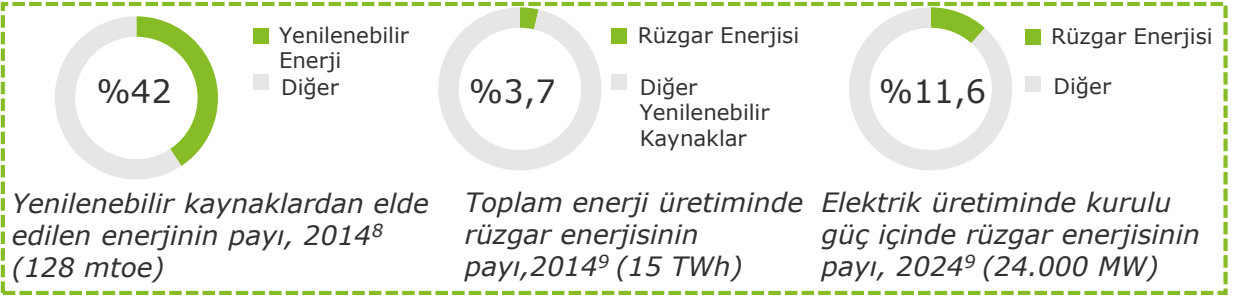
Planlama işletme ve güvenlik sağlamaya yönelik olarak farklı araçlar kombinasyonlar halinde kullanılabilir.



Ek 7:
Uluslararası
Örnekler



Mevcut Durum/Hedefler



Özet Bilgi

- Yarışmalarda karma bir mekanizma kullanılmaktadır. İlk fazda, ihale makamı tarafından belirlenen fiyat üzerinden açık eksiltme yöntemiyle, ardışık turlar boyunca arz ve talep belli bir oranda birbirini karşılayana dek teklifler alınmaktadır. Bu aşamada yatırımcılar birbirlerinin tekliflerini görebilmekte; devam eden turlarda önerdikleri fiyat ve hacim miktarında değişiklik yapabilmektedir. Arz, talebi belli bir oranda* geçtiği noktada ilk faz sonuçlanmaktadır. Kazanan firmalardan kapalı zarfta nihai ve kontrata esas fiyat teklifi alınmaktadır. İkinci fazda katılımcılar tarafından önerilen nihai fiyatın ilk fazda belirtilenden yüksek olmama şartı bulunmaktadır¹⁰.

İhale Süreci

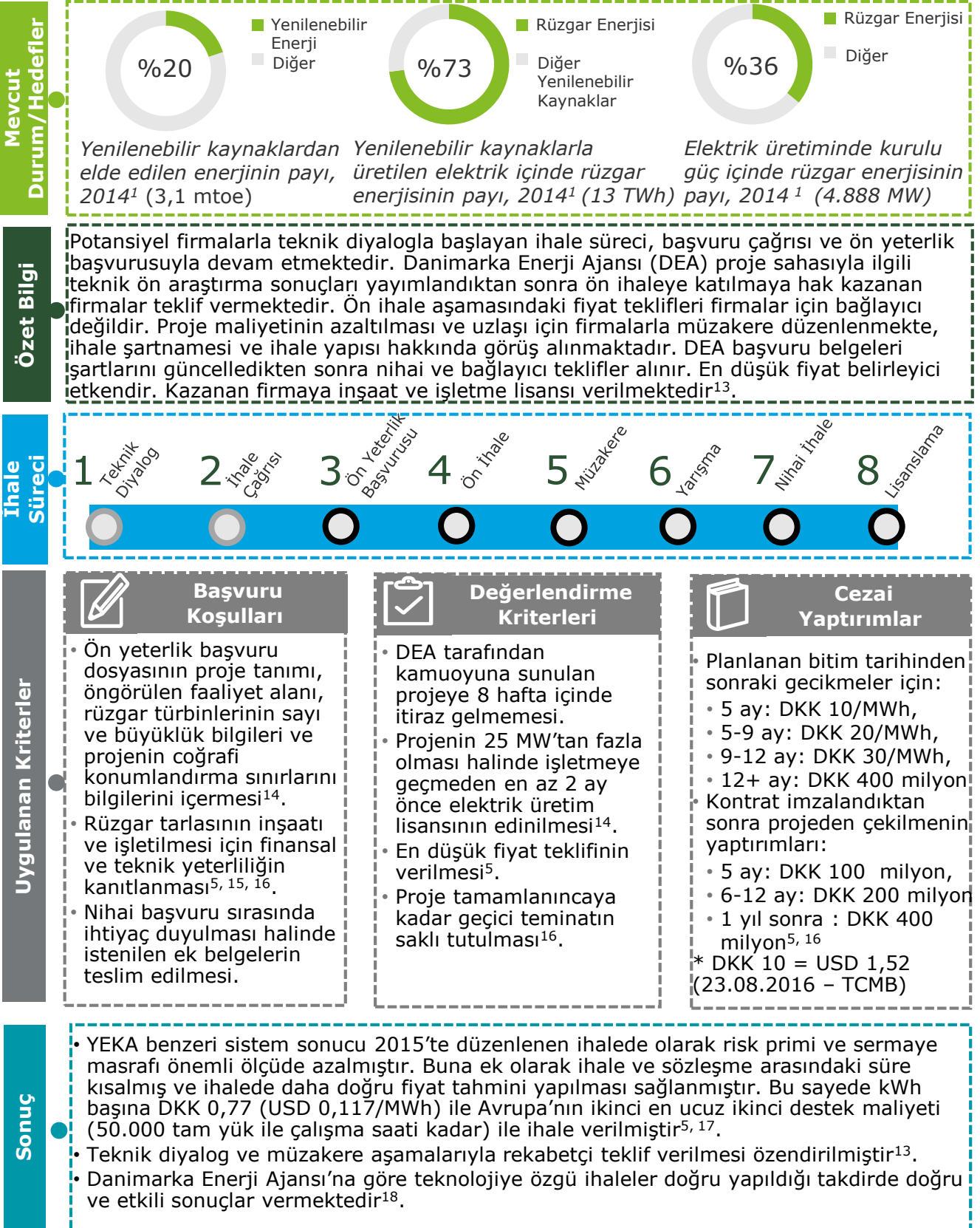


Uygulanan Kriterler

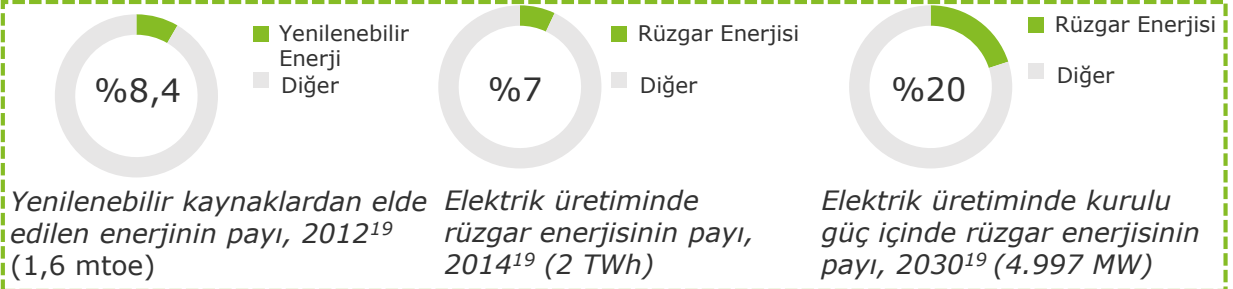
Başvuru Koşulları	Değerlendirme Kriterleri	Cezai Yaptırımlar
- Çevresel ön lisans alınması, Sistem operatörü tarafından şebekeye giriş izni alınması. - Bağımsız bir kurum tarafından kaynak değerlendirme ölçümlerinin yapılması. %60 yerli üretim ekipman kullanımı (ekipman ve hizmet bazında)-yeni sistemde teknoloji bazlı açık artırma sistemi yapılabilmektedir.	- Komitenin belirlediği fiyattan arzı karşılayacak fiyata gelene kadar düşüş yapılması. - Yarışmaya katılmadan önce, her katılımcıdan projenin tahmini yatırım maliyetinin %1'inin geçici teminat olarak alınması ayrıca %5 oranında tamamlama garantisi teminatı alınması¹⁰. - Eşitlik olması durumunda bölgesel ve yerel firmalara öncelik tanınması¹¹.	- Projenin gecikmesi durumunda sözleşme fiyatının düşürülmesi. - Gecikmenin 1 yılı geçmesi halinde projenin iptalinin istenmesi. - Yıllık üretimin sözleşmedeki miktarın %90'ından daha az olması durumunda sözleşme fiyatının %115'inin yatırımcıdan istenmesi¹⁰.

Sonuç

- 2001 yılında tarife garantisi sistemi ile başlanan yenilenebilir enerji destek programında rüzgar enerjisi için 15,7 \$ cent/Wh ile başlayan fiyatlar açık artırma yöntemlerinin değiştirilmesiyle yıllar içinde 6-7 \$ cent/Wh fiyatına gerilemiştir. Ancak, düşük fiyatların alışılmışın dışında iyi bir rüzgar rejimi (%50 yıllık ortalama yüklenme faktörü ve 9 m/s yıllık ortalama rüzgar hızı) gerektirdiği unutulmamalıdır⁵. Ayrıca Brezilya Ulusal Elektrik Operatörü (ONS) tarafından düzenlenen aylık raporlar beklentiler ile pratikte gerçekleşen performans arasındaki farka dikkat çekmektedir. Son 12 ay içinde sadece 2 rüzgar santrali beklenen kapasite faktörünü sağlamıştır¹².



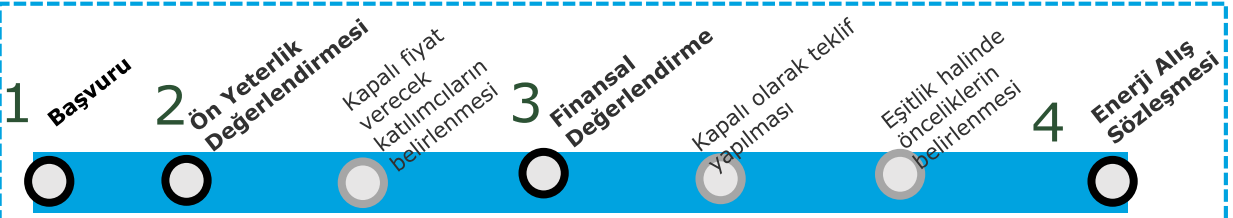
Mevcut Durum/Hedefler



Özet Bilgi

Yarışma süreci ön yeterlik ve değerlendirme olarak ikiye ayrılmaktadır. Ön yeterlik koşulları Ulusal Elektrik İdaresi (ONE) tarafından internet ortamında yayımlanmaktadır. İlk değerlendirmede 100 üzerinden 70 ve üzeri puan alan başvurular bir üst tura geçme hakkı kazanmaktadır²⁰. Değerlendirme sürecinde ONE teklif sunanların tekliflerinin içine eklemeleri gereken teknik şartnameleri paylaşmaktadır. Fiyatların aynı olması durumunda fiyatlar teknik koşullara göre değerlendirilmektedir. Teklifler kapalı olarak yapılmakta ONE'ye satılacak olan elektriğin birim fiyatına teklif verilmektedir, en düşük fiyat yarışmayı kazanmaktadır¹⁰.

İhale Süreci



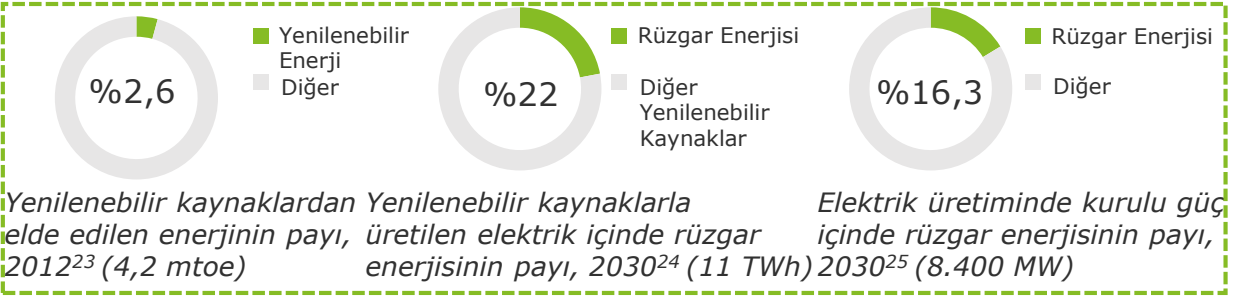
Uygulanan Kriterler

Başvuru Koşulları	Değerlendirme Kriterleri	Cezai Yaptırımlar
- Açılan yarışma için ONE kurumunun belirttiği finansal kapasitenin sağlanması (daha önceden yapılan projelerin finansal kapanışları dikkate alınmaktadır). - Kurum tarafından belirlenen teknik deneyimin mevcut olması. - Son 10 sene içinde şirketin yarısından fazlasını etkileyen mali anlaşmazlık olmaması.	- Tekliflerin, tavan fiyat belirlenmeden kapalı olarak verilmesi. - Finansal tekliflerin eşit olması durumunda teknik koşulların göz önünde bulundurulması²¹.	- Cezai yaptırımlar gizli statüsünde olan sözleşmelerde belirtilmektedir. Yaptırımlara toplu olarak halka açık kaynaklarda ulaşılamamaktadır. Proje gecikme süresine yönelik yaptırımların sözleşme şartlarının ihlal edilme derecesiyle doğru orantıda arttığı bilinmektedir²¹. - Finansal teminat ve proje tamamlama teminatı sadece kazanan firmadan talep edilmektedir²¹.

Sonuç

Kamu-özel ortaklığının yatırımcının finansmana erişime ve risk primini azaltmaya faydalı olduğu görülmektedir, ancak bu kamu kuruluşu olan ONE'nin rekabet üstünlüğünü beraberinde getirmektedir. Böyle bir durumda yarışmaya katılan şirketlerin arasındaki rekabet artışı sağlanamamaktadır ve ayrıca bu durum yarışmanın bağımsız üreticilere açılmasının önünde bir engel oluşturmaktadır²¹. Bu duruma rağmen, Ocak 2016'da yapılan yarışmada 30\$/MWh kadar düşük bir sonuç çıkmıştır. Bunun sebebi olarak gelişmekte olan ülkelere tanınan ayrıcalıklı finansman ve diğer ülkelere göre daha verimli olan rüzgar hızları verilmiştir²².

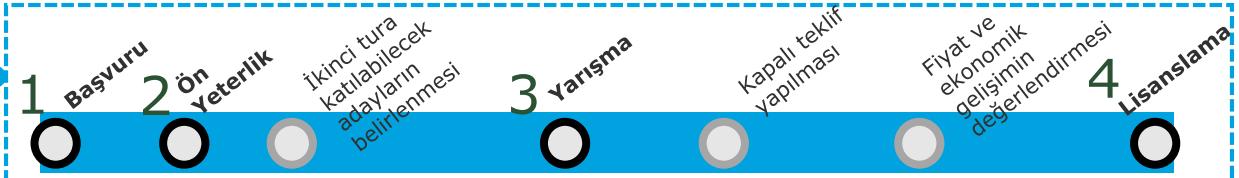
Mevcut Durum/Hedefler



Özet Bilgi

Kapalı teklif yöntemiyle, belirlenen kapasite gelişimi için düzenlenen yarışmalar iki bölümden oluşmaktadır. İlk bölümde adaylar altı alana (finans, teknik, ticaret ve hukuk, santral alanı, ekonomik kalkınma ve çevre) önceden belirlenen seviyeye ulaşmak zorunda olup, projenin yapım ve işletmeye hazır olduğunu göstermek durumundadırlar. İkinci bölümde (yarışma) ise teklifler %70 fiyata %30 ekonomik gelişime göre değerlendirilmektedir. Ekonomik gelişim başlığı altında incelenen kriterler şu şekildedir: %25 yeni iş alanı yaratma, %25 yerli ekipman kullanma, %15 mülkiyet, %5 yönetim kontrolü, %5 imtiyazlı tedarik, %10 işletme gelişimi ve %15 sosyal ve ekonomik gelişim²⁶.

İhale Süreci



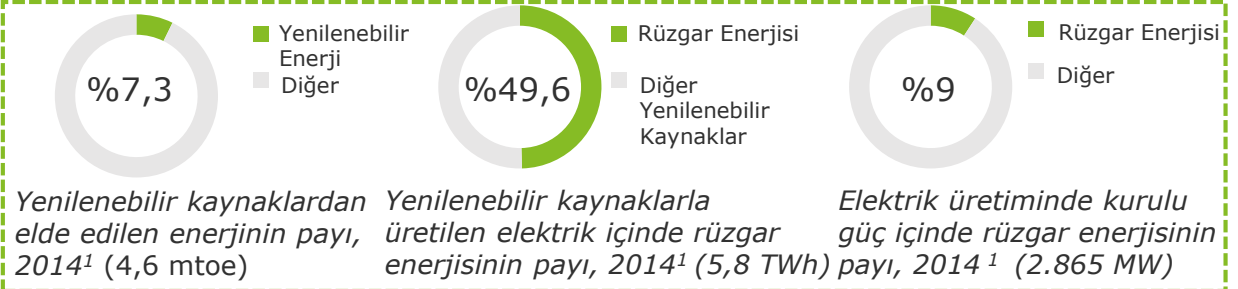
Uygulanan Kriterler

Başvuru Koşulları	Değerlendirme Kriterleri	Cezai Yaptırımlar
- Planlanan proje alanının güvenceye alınması - İnşaat izinlerinin alınması. - Projenin güvenilirliğini gösterilmesi (iş planı, tedarikçilerin deneyimi). - Projenin belirtilen tarihte teslim edileceğinin teminatı¹⁰. - Teminat mektubu ve başvuru ücreti* ²⁷.	- Tavan fiyat belirlenmeden adaylardan kapalı teklif alınması. - Fiyat haricinde %30 ekonomik gelişime bakılması²⁶.	3 aylık periyotlar halinde performans puanlaması sırasında düşük performans gösteren yatırımcılara durumlarına göre para cezası verilmesi, belirli bir noktanın altında ise iptal puanı verilmesi. - Düzeltilmediği takdirde puanların toplanıp projeye son verilmesi ile sonuçlanması²⁸.

Sonuç

Teklif çağrısı sonrasında konferans düzenlenerek şeffaf bir ortamda potansiyel yatırımcılara bilgi verilmesi ve ihale özelinde oluşturulan web sitesi aracılığıyla iletişimin daha güçlü sağlanması Güney Afrika'da düzenlenen tekliflerin başarılı yanları arasındadır. Ancak yarışmadaki rekabet ortamının yarışmaların ilan edildiği tarihle yapıldığı tarih arasındaki zamanın kısa olması, yerli ekipman bulundurma zorunluluğu ve özellikle yalnızca büyük ölçekli firmaların yarışmaya girebilmesinden dolayı yarışmadaki rekabet ortamının olumsuz etkilendiği dile getirilmektedir. Dolayısıyla bu durum fiyatların arzu edilen seviyede aşağı çekilmesini engellemektedir²⁶.

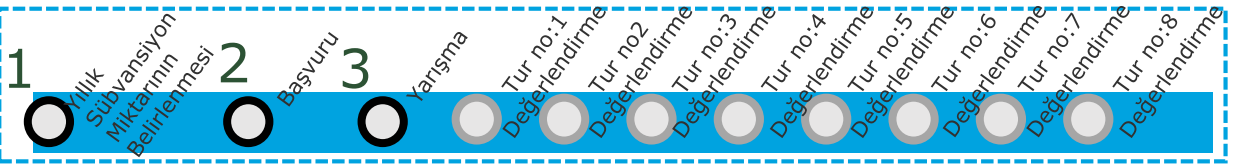
Mevcut Durum/Hedefler



Özet Bilgi

Hollanda, 2023 yılına kadar karada 6 GW, deniz üzerinde 4450 MW kurulu güce ulaşmayı hedeflemektedir⁵. Pay-as-bid modeli ile teknoloji bağımsız düzenlenen ihalede her tur için ayrı belirlenen tavan fiyatın altında olan teklifler arasında şartları yerine getiren en düşük fiyatlı teklif seçilmektedir. Yatırımları desteklemek için kurulan Yenilenebilir Enerji Destek Sistemi kapsamında her yıl ihale döneminde destek başvuruları lisans başvurusuyla birlikte yapılmakta ve kazanan firmalara üretilen KWh başına (belirlenen azami miktara kadar) 15 yıl süresince sübvansiyon verilmektedir. İhale, yıllık destek bütçesi tükenene kadar her biri 1 ay süren turlarda gerçekleştirilmektedir. İhale turlarında kullanılan tavan fiyat ilerleyen turlarda yükselmektedir. Her tur için ayrılan destek miktarı sabittir²⁹.

İhale Süreci



Uygulanan Kriterler

Başvuru Koşulları	Değerlendirme Kriterleri	Cezai Yaptırımlar
- Lisans ve destek başvuru formları. - İmar ve arazi sahibinin yazılı izni²⁹. - Projenin detaylı teknik tanımı³⁰. - Fizibilite çalışması (0,5 MW üzeri projeler). 400 milyon Euro üstü projeler için banka hesap durumu ekstresi. - Finansal ve operasyonel plan - Faaliyet raporu^{29, 30}.	- Başvuru şartlarının sağlanması. - Belirlenen tavan fiyat altında kalan en düşük fiyat teklifi temel değerlendirme kriteridir. - Kazanan firma ihaleyi takip eden 4 hafta içinde önce 10 milyon Euro; bir yıl içinde ise 35 milyon Euro tutarında teminat mektubunu sunmakla yükümlüdür³⁰.	- Talep edilen süre (3-4 yıl) içerisinde hayata geçirilmeyen projelerin: - Yenilenebilir enerji üretimi destek hakkını kaybetmesi, programdan 3 yıl süre ile men edilmesi, (400 milyon Euro ve üzeri projeler için) proje bütçesinin %2'si kadar ceza ödenmesi **²⁹. - Kazanan firmanın projeden çekilmesi durumunda ilk teminat tutarında cezai yaptırım.

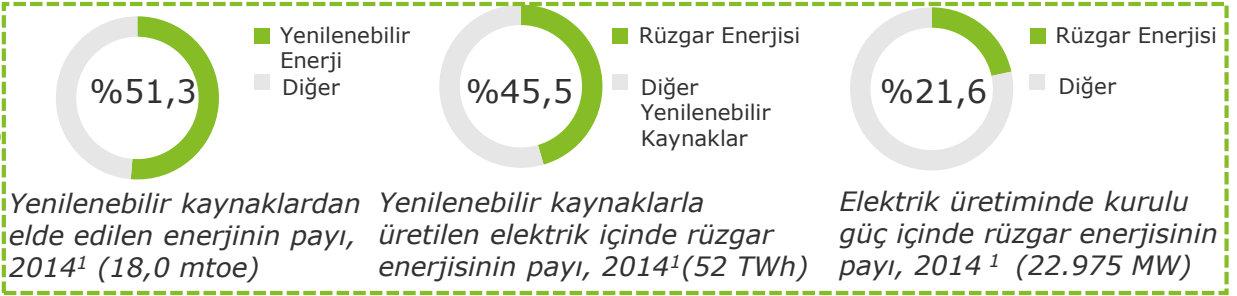
Sonuç

Hollanda maliyet odaklı bir yaklaşım sergileyerek en düşük fiyat üzerinden yarışma yapmaktadır. Fiyatları düşürmekte başarılı olduğu kanıtlanan bu sistemdeki son işlem dünyanın en düşük fiyatlı off-shore ihalesi ile sonuçlanmıştır (7,27 € cent/KWh)¹⁷. Ancak 2008-2012 yılları arasında kurulu gücün çok sınırlı artışı, ihaleyi kazanan firmalarca santrallerin kurulmaması veya zamanından oldukça geç faaliyete geçmesi yoğun eleştiri almıştır. Hem maliyet etkin hem de uygulanabilir bir sistem kurma amacıyla 2015 yılından itibaren Hollanda hükümeti gerekli izinlerin kamu tarafından alındığı YEKA benzeri bir sistem kurmuştur^{31, 32}.

* Bu koşulun sağlanamadığı durumlarda ihale aynı şartla yarışmada ikinci olan firmaya devredilmektedir.

** Söz konusu cezai yaptırım her ay 3,5 milyon Euro olmak üzere ortalama 35 milyon Euro'ya kadar çıkabilmektedir²⁹.

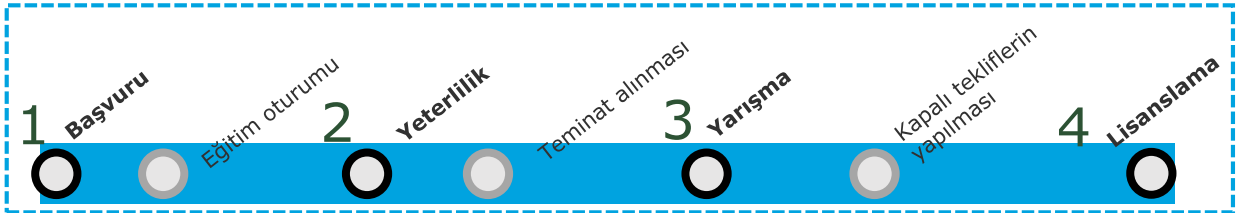
Mevcut Durum/Hedefler



Özet Bilgi

İspanya'da yarışmalar 4 bölümden oluşmaktadır. (ön yeterlik, yeterlilik, yarışma ve lisanslama) Ön yeterlik yarışma hakkında bir bilgilendirme oturumu olarak tasarlanmıştır. Bu aşamada adaylardan şirket hakkında temel bilgiler, teklif sistemine girebileceğini gösteren belge ve gizli anlaşmaları ve bilgi geçişini önlemek amaçlı bir sözleşme istemektedir. Yeterlilik kısmında adaylardan, kuralları kabul ettiğine dair bir belge ve kW başına 20€ teminat istenir. Yarışma kısmında temel kriter sunulan fiyattır. Adaylar belli bir projeye değil kapasite miktarına kapalı teklif yapmaktadırlar. Yarışma sürecinde uygulanan indirim değerlendirme parametreleri dönemsel yayınlanan referans standart santral değerleri üzerinden hesaplanmaktadır. Diğer ülkelerden farklı olarak tarife üzerinden değil, yatırım üzerinden indirim yapılmaktadır³³.

İhale Süreci



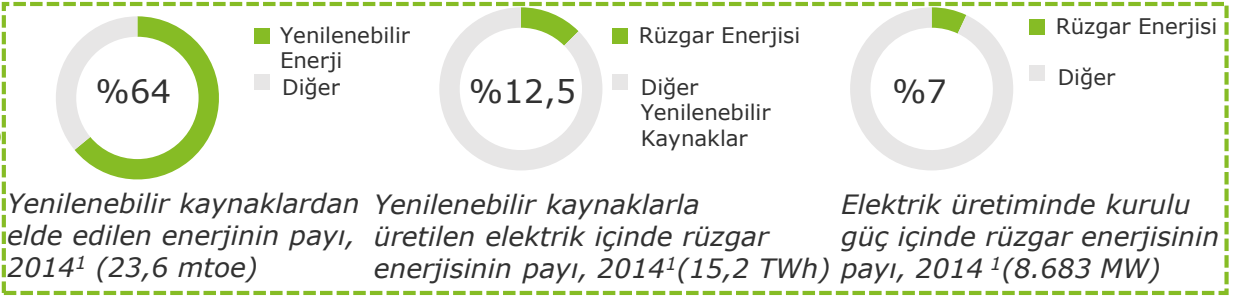
Uygulanan Kriterler

Başvuru Koşulları	Değerlendirme Kriterleri	Cezai Yaptırımlar
- Şirket hakkında temel bilgilerin verilmesi, teklif sistemine giriş izni, bilgilerin korunması ve gizli anlaşmaları önlemek için belgelerin verilmesi. - Yarışma kurallarının kabul edildiğine dair belgelerin verilmesi³³.	- İndirimin referans standart santral üzerinden dönemsel değerlendirme parametreleri üzerinden hesaplanması. - kW başına 20€ teminat alınması. - En düşük teklife bakılması³³.	Kazananların açıklanmasından sonraki 48 ay içinde projenin başlamaması halinde 20€/kW teminata el konulması³³.

Sonuç

2012 yılında İspanya'da yaşanan moratoryumdan sonra, inşa edilen santraller için destek verilemediğinden dolayı projelerin yapımı için gereken süreler uzamıştır. Buna rağmen 2016 yarışmasında küçük yatırımcıların kazanmasından ziyade beklenenin çok altında fiyat teklifleriyle (%100 indirim) kazanılması yarışma düzeninin etkinliği hakkında akıllarda soru işareti bırakmıştır. Bu fiyatlarla projelerin yapım aşamasında bir kar sağlayamayacağı düşünülmektedir³³.

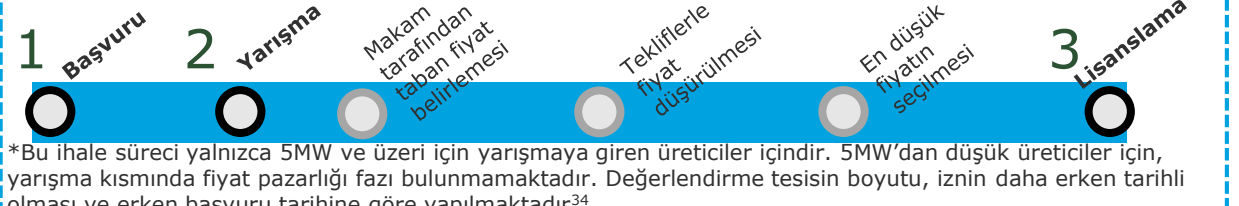
Mevcut Durum/Hedefler



Özet Bilgi

- İtalya destek sağlayacağı üreticileri seçmek için kapasite üzerinden 2 farklı yarışma uygulamaktadır. Planlama aşamasındaki orta büyüklükteki üreticiler (<5 MW) kayıt yarışmasına katılırken, büyük üreticiler (>5 MW) en düşük fiyat yarışmasına tabi tutulmaktadır. 3 fazda yapılan en düşük fiyat yarışmasında katılımcılar kamu tarafından belirlenen taban fiyatı üzerinden indirim sunmaktadırlar. İlk aşamada yüksek bir taban fiyatıyla başlanıp, sonraki etaplarda bu fiyat düşürülmektedir. Katılımcıların her iki yönde aşırı teklif yapmalarını önlemek açısından sunulan indirimlerin %2 ile %30 arasında olmaları gerekmektedir³⁴.

İhale Süreci



Uygulanan Kriterler

Başvuru Koşulları	Değerlendirme Kriterleri	Cezai Yaptırımlar
- İnşaat izni ve/veya imtiyazı alınması. - Şebeke operatöründen bağlantı teklifinin kabulünün alınması. - Yarışmaya katılmadan önce yatırım maliyetinin %5'ine tekabül edecek teminat alınması (iade edilmek üzere)³⁴.	- Kamu tarafından belirlenen taban fiyatı üzerinden turlarla fiyat düşürülmesi. - Aynı tutarda teklifle karşılaşıldığında o anda faaliyet gösteren üreticilere ve daha erken izin alanlara öncelik verilmesi³⁴.	- Sonuçlar açıklandıktan 16 (5MW altındaki projeler) ve 28 (5MW ve üzeri) aylık süreler içerisinde projelere başlanmadığı takdirde, geciken her ay için önceden belirlenmiş veya sunulan taban fiyatı üzerinden %0,5 kesintiye gidilmesi. - Sırasıyla 12 ve 24 aylık tolerans süreleri aşıldığında, önerilen fiyatların geri çekilmesi, tarife garantisinin iptaline gidilmesi³⁴.

Sonuç

2014'te yapılan incelemeye göre yerleşime yakın bölgeler için açılan ihaleler haricinde yapılan teklif sayısı teklif edilen kapasitenin altında kalmıştır, buna göre bu yarışmanın çok etkili olmadığı görülmüştür. Katılımcıların az olması, taban fiyatın beklenenin altında olduğunu ya da teknolojileri desteklemeye yeterli bir mekanizma olmadığını göstermektedir³⁴.

Uluslararası Örnekler Işığında İhalelerin Yapıtaşları



İhale Sistemi

Sıklıkla uygulanan bir yöntem olan kapalı zarf teklifi sisteminde aynı anda fiyat tekliflerini sunan katılımcıların birbirlerinin sonucuna göre fiyatı revize etme şansı olmazken bu yöntemin rekabeti yeteri kadar tetikleyemediği görüşü hakimdir. Dolayısıyla açık eksiltme veya artırma şeklindeki dinamik ihale sistemleri yaygınlık kazanmıştır. Bahsedilen ihale yöntemlerinin dezavantajlarını en aza indirmek için birden fazla fazı olan karma yöntemler ortaya çıkmıştır.



Yatırım Cazibesi

Projenin hayata geçmesini kolaylaştıracak, ihale öncesinde yatırımcının karşılaştığı çeşitli bürokratik engelleri azaltacak ve başvuru süreci maliyetlerinin düşürülmesiyle daha rekabetçi fiyat teklifi almayı hedefleyen birçok ülke arazi bazlı kapasite tahsis sistemlerini (YEKA ve benzeri uygulamalar) başarıyla uygulamıştır.



Yeterlik Kriterleri

Yeterlik kriterlerinin düzeyi ve içeriği ile sektöre yön vermek mümkündür. Kriterler, sektör stratejisi ve hedefleriyle uyumlu, bütünleşik bir yapıda tasarlanmalıdır. Teklif sayısını ve dolayısıyla rekabeti artırma amacıyla başvuru kriterleri küçük ölçekli işletmelerin de katılımını sağlayacak şekilde tasarlanabilir. Öte yandan yüksek teminat bedelleri, geçmiş proje deneyimi gibi kriterlerin eklenmesiyle katılımcı sayısından ve katılımcılar arasında dengenin sağlanmasından ziyade projenin hayata geçirilmesini teminat altına almanın hedeflendiği ülke örnekleri karşımıza çıkmaktadır.



Cezai Yaptırım

Projenin uygulamaya geçmesini sağlamak ve gecikmeleri engellemek amacıyla incelenen tüm uygulamalarda çeşitli cezai şartlar bulunmaktadır. Ancak unutulmaması gereken unsur, yaptırımların tek başına projenin hayata geçirilmesini ve tamamlanmasını garantilemediğidir. Yaptırımların etkili olabilmesi için mevzuat altyapısında ve yargı aşamasında sistemin aksamaması kritiktir.

Her ülke kendi ihtiyaçları ve durumuna uygun şekilde bir ihale yapısı benimsemektedir. İhalelerde tek bir doğru reçete bulunmamaktadır.

Uluslararası Uygulamalardan Çıkarılabilecek Dersler

Rekabet Ortamının Geliştirilmesi

Rekabet ortamının artırılması ve karşılıklı güvenin geliştirilmesi ihale sisteminin amacına daha uygun hizmet vermesini sağlamaktadır. Örneğin Brezilya'da yapılan ihalelerin ilk turunda katılımcıların birbirinin teklifini görmesi rekabeti artırıcı unsur olarak tasarlanmıştır. İkinci turda ise fiyat teklifleri kapalı olarak alınmaktadır. Rekabetin gelişimi için bir diğer önemli unsur ise yatırım için gerekli güvenin tesisidir. Bu amaçla diğer ülkelerden farklı olarak paydaş görüşlerine farklı turlarda birçok kez başvurulmaktadır.

Yerli Ürün Kullanma Gerekliklerinin Tasarımı

Yerli ürün kullanma zorunluluğu uzun vade etkileri değerlendirilerek dikkatli tasarlanmalıdır. Örneğin Brezilya'da hizmetleri de içeren en az %60 yerli ürün/hizmet kullanım şartının tam bir makroekonomik başarı getirmediği bilinmektedir. Brezilya'da zorunlu tutulan tek defada yüksek yerli üretim oranı beklenenin aksine rüzgar üretiminin gelişimine ket vurmuştur. Dünyada başarılı örneklerle bakıldığında yerliliğin tedrici olarak artırılarak hedeflenen noktaya getirilmesi gerektiği görülmektedir.

Belirsizliklerin Giderilmesi

İhale ve destek sisteminde uzun dönemli planlama yapılması ve belirsizliklerinin giderilmesini özellikle ekonomik görünümün olumsuz olduğu dönemlerde yatırımların devamı için son derece önemlidir. Mevzuatın geriye dönük değiştirilmesi ve yasal belirsizlik ortamı sonucunda İspanya'da rüzgar enerjisi gelişimi olumsuz etkilenmiştir. Yerli ekipman üretiminde ciddi bir atıl kapasite sorunu ortaya çıkmıştır, ekipman üreticileri ekonomik olarak zora girmiştir. Çarpan etkisiyle rüzgar enerjisi istihdamında yaratılan iş %57 oranında düşmüş ve 5 yılda sektörde çalışan kişi sayısı yarıya inmiştir.

Projelerin Planlanan Şekilde Hayata Geçirilmesinin Temini

İhale sonrası işleyen yapının temini ve projelerin hayata geçmesinin sağlanması ulusal hedeflere erişim açısından kritiktir. Uluslararası örnekler incelendiğinde ihale başvuru aşamasında projeyi hayata geçirecek firmaları tespit edebilmek için birçok ülkenin geçici teminat garantisini yeterli kriterine eklediği görülmüştür. Diğer ülkelerden farklı olarak Danimarka'da, teminat mektuplarının yanı sıra aranılan özellikler arasında uluslararası bağımsız kredi derecelendirme kuruluşlarının standardına göre yatırımcı firmanın borç derecelendirmesinde belirlenen derece üzeri not almış olması ve teslim edilen verinin Uluslararası Finansal Raporlama Standartlarına (IFRS) uyumlu olması gibi gereklilikler bulunmaktadır. Projenin hayata geçmesinin gecikmesi ihtimaline karşılık yine bir dizi farklı tedbir alındığı görülmektedir. Bu bağlamda Brezilya mutabakata varılan fiyatı düşürebilmekteyken Hollanda'da gecikme yaşanan projelerin yenilenebilir enerji üretimi destek hakkını kaybetmesi, programdan 3 yıl süre ile men edilmesi, (400 milyon Euro ve üzeri projeler için) proje bütçesinin %2'si kadar ceza ödenmesi gündeme gelmektedir.

Sistem Tasarımında Bütünsel Yaklaşım

Dünya uygulamaları, enerji ekosistemindeki tüm paydaşların tek başına başarısının gelişimini hedeflemekten ziyade bütünsel gelişimin rüzgar enerjisinde başarılı ihale sisteminin gerekliliği olduğunu göstermektedir. Uygulanan birçok sistemde destek maliyetleri nihai tüketiciye yansıtılmaktadır. Dolayısıyla dağıtım şirketlerinin güvenilirliği, sistemin tahakkuk konusundaki başarı oranı gibi faktörler yatırımcıların risk algısında önemli paya sahiptir.

Dünya Örneklerinde Uygulama Matrisi

Tablo 12: Dünya Örnekleri Matrisi	Almanya	Brezilya	Danimarka	İtalya	Fas	Güney Afrika	Hollanda	İspanya	Türkiye
Kamu tarafından belirlenen tavan fiyat uygulaması	•	•						•	•
İhalenin teknoloji-bağımsız olması		•		•			•	•	
İhalelerin seçili teknolojilerle sınırlı olması	•		•					•	
İhale takviminin önceden planlı olması	•		•	•			•	•	•
Yerli ekipman şartı/desteği	•	•	•		•	•		•	•
Hacim üst limiti (volume cap)	•		•			•	•		•
Teminatın başvuru kriterleri arasında yer alması	•		•	•			•	•	•
Sıkı başvuru kriterlerinin olması*		•	•			•			
Küçük ölçekli yatırımcının da ihaleye girebilmesi	•						•		•
Devlet tarafından sunulan teknik değerlendirme/onay prosedürü**			•				•		•
Program maliyetinin nihai tüketici tarafından karşılanması	•		•				•		
İhaleye özel websitesi tasarlanması						•			
Yatırımcının döviz kuru ve enflasyon değişikliklerine karşı korunması		•							
Kapalı zarfla teklif yönteminin kullanılması	•		•		•	•	•	•	•
Açık eksiltme yönteminin kullanılması		•							
Başvuru koşullarının sağlanması halinde belirleyici faktörün fiyat olması	•	•	•	•			•	•	•
Değerlendirme sırasında sosyo-ekonomik gelişimin dikkate alınması			•			•			
Teknolojik kriterlerin olması (örn. IEC 61400-1 standardı aranması, rüzgar türbininin azami nominal kapasitesinin 1,5 MW olması)		•				•			
Maksimum büyüklük kriteri (örn. 5MW'a kadar olan projeler)	•								
Uyum kurallarının olması***	•	•	•	•	•	•	•	•	•
Enerji satın alma anlaşması süresi (10 yıl)			•						•
Enerji satın alma anlaşması süresi (15-20 yıl)	•	•			•	•	•	•	
Enerji satın alma anlaşması süresi (20 yıl üzeri)				•					

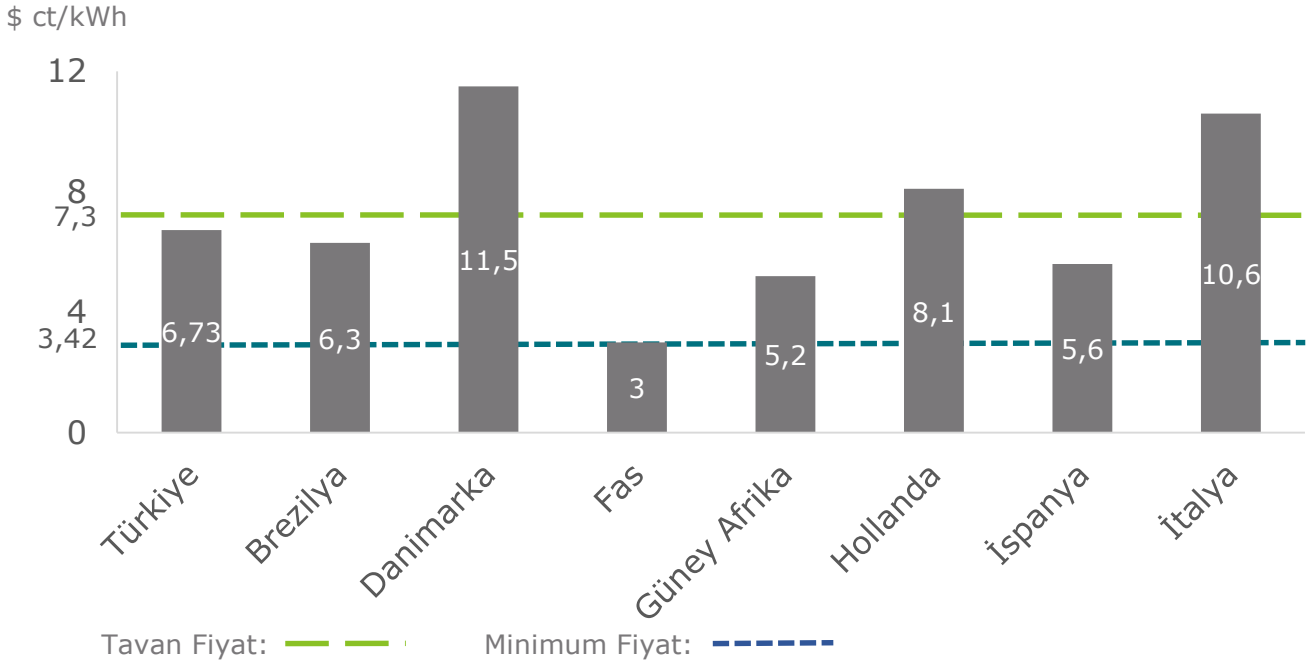
*Çevre etki değerlendirmesi, proje deneyimi, kullanılacak alan için yazılı izin gibi sıkı başvuru kriterlerinin olması

**Örneğin IEC 61400-1 standardı aranması, rüzgar türbininin azami nominal kapasitesinin 1,5 MW olması

***Uyum kurallarının olması (örn. geçici teminat, gecikme için cezai yaptırım, performans kriterleri)

Seçili Ülkelerde İhale Fiyatlarının Karşılaştırması

Şekil 42: Ülkelerin Son İhalelerindeki Kazanan Teklif Ortalamalarının Türkiye Tavan Fiyatı Ve Minimum Fiyatıyla Karşılaştırılması



Kur USD/TL=1,68 olarak 2011 ortalama kuru alınmak suretiyle

Farklı ülkelerdeki rüzgar enerjisi ihalelerinde kazanan teklif ortalamaları, Türkiye’de 2011 yılında yapılan ihalenin tavan fiyatı ve ihalenin kazanan minimum fiyatıyla karşılaştırılmıştır. Bu karşılaştırmaya göre Danimarka, Hollanda ve İtalya’da kazanan teklif ortalamaları Türkiye tavan fiyatından yüksektir, ayrıca Türkiye fiyat verimliliği açısından Fas, Güney Afrika ve İspanya’nın gerisinde kalmakla beraber belirtilen diğer ülkelerden daha düşük bir teklif ortalamasına sahiptir.

Tablo 13: Ülkelerin Son İhalelerindeki Fiyat Bilgileri

	Tavan Fiyat	Ortalama Fiyat	Maksimum Fiyat	Minimum Fiyat
Türkiye	7,3 \$ ct/kWh	6,27 \$ ct/kWh	7,29 \$ ct/kWh	3,42 \$ ct/kWh
Brezilya^{35, 36}	6,6 \$ ct/kWh	6,3 \$ ct/kWh	-	-
Danimarka³⁷	-	11,5 \$ ct/kWh	-	-
Fas^{38, 39, 21}	-	3 \$ ct/kWh	-	2,5 \$ ct/kWh
Güney Afrika²⁷	-	5,2 \$ ct/kWh	-	4,7 \$ ct/kWh
Hollanda¹⁷	13,8 \$ ct/kWh	8,1 \$ ct/kWh	-	-
İspanya(*)^{40,41}	-	5,60 \$ ct/kWh*	-	-
İtalya^{34, 42}	12,7 \$ ct/kWh	10,6 \$ ct/kWh	11,1 \$ ct/kWh	8,7 \$ ct/kWh

* İspanya’da en son yapılan rüzgar ihalesini kazanan firma herhangi bir destek almadan rüzgar enerjisini elektrik toptan piyasa satış fiyatına satacaktır.

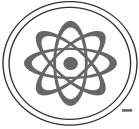
Vaka Analizi

Kullanılan İhale Yöntemleri*



Açık Eksiltme Yöntemi

Belirlenen yüksek fiyattan başlamak suretiyle arz talep dengesi sağlanana kadar dinamik bir yöntemle fiyatın düşürüldüğü ihale yöntemidir. Eşzamanlı ve çoklu ürün ihaleleri için tercih edilmektedir. İhale sonuçlanmadan edinilen bilgilere göre teklif verenlerin kendini daha iyi konumlandırabilmesi sebebiyle piyasa fiyatlarının etkin bir şekilde tespit edilmesi hedeflenmektedir. Katılımcıların birbirinin fiyatlarını şeffaf bir şekilde görebilmesinden ötürü yolsuzluğa karşı daha etkin bir yöntem olarak değerlendirilmektedir. Lakin rekabetin yoğun olmaması halinde paylaşılan bilgi yatırımcılar tarafından ihale kurumu aleyhine kullanılarak sonuç fiyatının yükseltilmesi riski taşımaktadır.



Karma Yöntemler

Farklı turlardan oluşan, birden fazla ihale yönteminin kullanıldığı yöntemlerdir. Bu sistemlerde genellikle açık eksiltme ve pay as bid yöntemleri birlikte kullanılmaktadır. İki sistemin de iyi yönleri alınarak verimliliğin artırılması hedeflenmektedir. Doğru fiyat keşfi açısından faydalı olup ikinci turda uygulanan kapalı zarf yöntemiyle ihale fiyatlarının mümkün olduğunca fazla düşürülmesi hedeflenmektedir. Bu ihale yöntemi uygulamada daha zor ve karmaşık bulunmaktadır.

Kapalı Zarf Yöntemi



Katılımcıların tekliflerini kapalı olarak tek seferde verdikleri ve birbirlerinin teklifini göremedikleri, en düşük fiyat teklifinin belirleyici olduğu yöntemlerdir. Pay as bid yöntemi de bu kategoride ele alınmaktadır. Basit yapısı nedeniyle maliyeti daha az olan bu sistem, potansiyel yatırımcılara ihale sona ermeden maliyet ve fiyat hakkında bilgi edinme fırsatı vermemesi nedeniyle firmaların yüksek teklif vermeleri riskine karşı eleştirilmektedir.

Kombinasyonel İhale Yöntemi



Birden çok ürün için eş zamanlı satışının yapıldığı, katılımcıların belirlenen paketler için ya hep ya hiç mantığıyla teklif sunduğu yöntemlerdir. Katılımcılar ürün kombinasyonlarından oluşan paketleri dikkate almaktadır. Teklif yapılan paketler ihale kurumu tarafından önden belirlenebildiği gibi katılımcılar tarafından da belirlendiği sistemler bulunmaktadır. İhale kurumu tarafından oluşturulan paketlerin çok kapsamlı olması halinde ihaleye katılan firma sayısı düşmektedir. En yoğun gelen eleştiri ihale sisteminin uygulanmasında yaşanan zorluktur.

İki Taraflı İhale Yöntemi



Bu ihale türü arz ve talep kaynaklarının aynı düzlemde rekabet etmesi ve teklif vermesi ilkesine dayanmaktadır. Gelişmekte olan ülkelerde oldukça sınırlı uygulaması olan bu tip ihale tasarımları Amerika Federal Enerji Düzenleme Komisyonu tarafından önerilmektedir. Bu sistemde talep temsilcilerinin, arz tarafından sunulan fiyat tekliflerine yanıt vermesinde zorluk yaşanabilmektedir.

«İhaleler geleneksel olmayan enerji kaynaklarının gelişimi için tarife garantisi gibi geleneksel yöntemlere karşı etkili bir alternatif olabilmektedir. Mevcut kaygılara rağmen şu ana kadarki deneyimlere göre yenilenebilir kaynaklar için yapılan ihaleler enerji portföyünü genişletmekte ve maliyetleri azaltmaktadır. İhale tasarımları, kapalı zarf teklifi gibi seçeneklerin ötesinde, ülkelere ve bu ülkelerin piyasalarına uygun şekilde uyarlanmalıdır. Bu nedenle kullanılacak yöntemlerin esnek olması gerekmektedir. »Dünya Bankası, 2011

Vaka Analizi

Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları Uygulama Örnekleri

 Hollanda	• Uygulama Kapsamı: 2015 yılında uygulamaya konulan yasayla devlet tarafından, rüzgar tarlası inşaatları için alanların belirlenerek çevresel etki değerlendirmesinin yapılması; zemin, rüzgar, su şartlarının incelenerek ilgili verinin kamuya paylaşılması planlanmıştır. Derlenecek veri; jeolojik, jeoteknik, arkeolojik analizleri, MetOcean verisi ve rüzgar kaynağı değerlendirmelerini içermektedir. Bu bölgelerin şebeke bağlantısı masrafı hükümet tarafından karşılanmaktadır. Santrallerin hangi koşullar altında inşa edilebileceği ve işletmeye açılabilmesi önceden belirlenen bu alanlarda ihale yöntemiyle yarışma yapılmakta; kazanan firmaya 15 yıl süresince verdikleri tek üzerinden destek sağlanmaktadır. Denizdeki rüzgar enerjisi kapasitesinin daha fazla ve istikrarlı olması dolayısıyla ve tarım bölgelerinin etkilenmemesi amacıyla off-shore tercih edilmektedir. • Uygulamanın Amacı: Program kapsamında başvuru maliyetinin düşürülmesi, saha kullanımında daha yüksek verim sağlanması ve rüzgar tarlalarının yaygınlaştırılması amaçlanmıştır. Firmaların kendilerine en uygun teknik seçeneği tercih etmesiyle yatırımcılara daha doğru maliyet hesaplaması yapma şansı sunulması hedeflenmektedir⁴³. • Değerlendirme: Yapılan ilk ihaleyi 7,27 € cent/kWh ile belirlenen tavan fiyattan yaklaşık 5 cent daha az bir teklif veren Danimarkalı firma kazanmıştır. Bu ihaleyle şu ana kadar yapılan en düşük off-shore rüzgar enerjisi ihalesi olmuştur¹⁷.
 Danimarka	• Uygulama Kapsamı: Danimarka Enerji Ajansı bünyesinde 1995 yılında kurulan komiteyle birlikte off-shore rüzgar tarlaları kurulması için özel bölgelerin seçilmesi, bu bölgeler için teknik, ekonomik, çevresel incelemelerin yapılarak yayımlanması ve şebeke planlamasının yapılması kararlaştırılmıştır. Bölgeler seçildikten ve gerekli incelemeler yapıldıktan sonra ihaleye yöntemiyle yapılan yarışmayı kazanan firmaya yaklaşık 10 yıl teklifleri üzerinden destek hakkı ve rüzgar tarlasını 25 yıl süresince işletme hakkı verilmektedir. off-shore rüzgar tarlası inşa etmenin maliyeti on-shore maliyetinden daha fazla olsa da, ülkenin yüzölçümünün küçük olması ve denizdeki rüzgar hızının daha fazla ve istikrarlı olmasından dolayı bu teknoloji tercih edilmektedir⁴⁴. • Uygulamanın Amacı: Komite tarafından yapılacak incelemelerin ve çevresel etki değerlendirmelerinin kamuoyuna açık olması ve projeye şebeke bağlantısı garantisi verilmesinden dolayı ihaleye katılımın ve rekabetin artırılması amaçlanmıştır. İlgili firmaların ihaleye girmeden önce saha koşullarını bileceğinden inşaat masrafları için ayrılacak bütçenin daha doğru hesaplanması ve dolayısıyla ihale fiyatının azaltılması beklenmektedir. • Değerlendirme: Bu program yatırımcının güvenini arttırmış ve bürokratik yükün azalmasını sağlamıştır. Bu sayede ihalelerin fiyat verimliliği artmıştır⁴⁵.
 Fransa	• Uygulama Kapsamı: AB hedeflerini yakalamak amacıyla Fransız Enerji Düzenleme Komitesi tarafından 2011 yılında rüzgar enerjisi üretimi için teknik ve çevresel yeterliliklere sahip beş off-shore bölge belirlenmiştir. Bölgelerin seçilmesinde yüksek rüzgar hızı, rüzgar tarlası yerleşiminin yerel bölge ekonomisiyle uyumluluğu, denizin sığlık durumu gibi koşullar belirleyici olmuştur. Yeni programa göre rüzgar tarlası inşası için şebeke bağlantıları dahil olmak üzere altyapı koşulları devlet tarafından sağlanmaktadır. Belirlenen beş bölgeden ikisi yapılan ihalelerle rüzgar tarlası inşa etme, işletme ve bunun için destek alma hakları kazanan firmalara verilmiştir. Diğer üç bölgedeki süreçlerin ise önümüzdeki yıllarda tamamlanması beklenmektedir. • Uygulamanın Amacı: Daha maliyetli olmasına rağmen off-shore rüzgar tarlası kurulmasının amacı daha verimli ve karlı olması ayrıca daha yüksek teknik yeterlilik gerektirmesidir. Bu sayede Fransız hükümeti ülkede endüstrinin gelişmesini ve yüksek teknik bilgi gerektiren iş kolları ortaya çıkarmayı ve sektörde teknolojik yeniliklerde önde gelen bir konumda olmayı amaçlamaktadır^{46, 47}.

Vaka Analizi

Farklı ülkelerde farklı ilkeler altında uygulanan dengeleme sorumluluğu



Rüzgar tahminlerinde, münferit bir santrale ilişkin tahminlerin sapması, portföy bazında yapılan tahmin sapmasından çok daha fazla olmaktadır. Bu doğrultuda Danimarka, Almanya ve İspanya'da Sistem İşletmecileri, ülkedeki rüzgar santrallerinin tamamı için tahmin yapmaktadır. Portföy bazında sapma, %3-%5 arasında kalmaktadır. Dengeden sorumlu grup içerisinde dengesizliklerin yönetimi mümkün olmaktadır.

Almanya'da toptan satış piyasasında ticaret yapan tüm katılımcılar ertesi gün için hazırladıkları üretim planlarını sistem işletmecileriyle paylaşmaktadır ve verilen üretim planlarından sapma olması durumunda dengesizlik ödemesi yapmak zorundadırlar. Fakat rüzgar ve güneş enerji kaynakları, bu kuraldan muaf tutulmuştur. Yenilenebilir enerji üretimi sonucu ortaya çıkan dengesizliğin maliyeti **sosyal iletim tarifesi** ile karşılanmaktadır.

Almanya



Belçika



Portföyünde rüzgar enerjisi santralleri bulunan dengeden sorumlu taraflar, üretimlerinde **%30'dan** (denizdeki santraller) **veya %10** (karadaki santraller)'dan fazla sapma olması durumunda, sistem işletmecisi tarafından uygulanan **dengesizlik cezasına** maruz kalmaktadırlar. Belirtilen marjda kalan dengesizliklerse Sistem İşletmecisi tarafından gün öncesi fiyatında belirlenen fiyat üzerinden satın alınmakta veya satılmaktadır.

Yenilenebilir kaynaklarla yapılan üretimlerde dengeleme sorumluluğu bölgesel şebeke işletmecilerindedir ve dengesizliklerin uzlaştırılması sonucunda ortaya çıkan maliyet, Çek Cumhuriyetinde **tüketiciler tarafından karşılanır**.

Çek Cumhuriyeti



Danimarka



Danimarka'da temel olarak, üreticiler kendi tesislerinde üretilen enerjinin dengesinden sorumludur. Eğer üretici bu sorumluluğu taşımak istemiyorsa **dengeden sorumlu gruplara** bu sorumluluğu aktarmakla yükümlüdür. Dengeden sorumlu grup, sistem işletmecisiyle (Energinet.dk) denge sorumluluğu üzerine anlaşmış ve ayrı olarak tüketim, üretim ve elektrik ticareti için denge sorumluluğu bulunması üzerinde Energinet.dk tarafından onaylanmış piyasa katılımcısıdır. Pratikte bakıldığında, küçük ölçekli katılımcılar bu sorumluluğu "tedarikçilere", diğer bir deyişle kendi üretimlerini satın alanlara devretmiştir. Alım garantisi bulunan üreticiler için de Energinet.dk Dengeden Sorumlu Grubun yanı sıra tedarikçi olarak da hareket etmektedir.

İtalya'da yenilenebilir enerji üreticileri 2013 yılına kadar dengesizlik maliyetlerinden muaf tutulmuş, 2013'den başlayarak **%20'nin üzerindeki dengesizlikleri için ödeme** yapmak durumunda kalmışlardır.

İtalya



1

Birinci Aşama (1980-1996)

1980'de Enerji Tasarrufu Kanunu ile başlayan süreç, 1986'da yenilenebilir enerji planının yayınlanmasıyla devam etmiş; 1991'de elektrik üretiminin %4,5'inin yenilenebilir enerjiden sağlanması hedefiyle **öngörülebilirlik yaratarak** 1990'ların ortalarında sektörün güçlü gelişimine zemin hazırlamıştır.¹

İkinci Aşama (1997-2000)

Sabit fiyat garantisi, prim sistemi ve liberalleşme, ilk olarak 1997'de Elektrik Gücü Kanunuyla başlamıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üreticileri sabit fiyat garantisi sistemini veya elektrik pazarında müzakere edilmiş fiyat üzerine prim sistemini seçmekte özgür bırakılmıştır.² Bu tercihin bir yıl boyunca geçerli olduğu destek sisteminde, süre sonunda üretici, kararını değerlendirmekte; dilerse alternatif seçeneğe geçiş yapabilmektedir. 'Özellikli program' kapsamında olduğundan **yenilenebilir kaynakları** kullanan üreticiler, konvansiyonel yöntemlere göre **dağıtımda da önceliklendirilmiştir**.³ Özellikle program dahilindeki üreticiler arasında ise öncelik kaynakların yönetilemediği rüzgar ve güneş enerjisindedir. Ayrıca, bazı bölgelerde uygulanmaya başlayan yerli üretim zorunluluğu, yerli üretim şirketlerinin gelişimine öncülük etmiştir.

3

Üçüncü Aşama (2000-2010)

Bu dönemde piyasanın daha öngörülebilir ve düzenli olması için program yapısında kökten değişikliğe sebep olmadan bir dizi reform yapılmıştır. 2007'de rüzgâr enerjisi üreticilerinin beklenenden büyük kâr etmesi ve fiyatların yükselmesiyle, prim fiyat için **taban-tavan fiyat uygulaması** başlatılmıştır.⁴ 2010'da ulaşılması hedeflenen yenilenebilir enerji hedefine (brüt elektrik tüketiminin %7,5'inin yenilenebilir kaynaklardan oluşması) 2008'de erişen İspanya'da, sektör gelişiminin belirlenen hedefler çerçevesinde ilerlemesi için başvuru sürecine **ön kayıt aşaması** eklenmiştir. 2010'da ise ekonomik krizin etkisiyle, destek mekanizmasından oluşan zararı azaltmak için sabit prim oranı geçici olarak %35 oranında düşürülmüştür.

4

Dördüncü Aşama (2010-Halen)

Ekonomik krizin etkisiyle sektörde yaşanan problemlerin giderilmesi (arzun talepten fazla olması, diğer ülkelerle şebeke bağlantılarının kısıtlı olması, artan destek maliyetleri) amacıyla İspanya **köklü çözüm arayışına** girmiştir. Ocak 2012'de gelecek projeler için destek mekanizmasının aktif olmayacağını belirten süresi belirsiz moratoryum ilan edilmiştir. Moratoryumla birlikte yerli üreticilerin de İspanya'daki faaliyetlerini azalttığı bilinmektedir.⁵ Ancak yenilenebilir enerji kaynaklı üretimin devam edebilmesi için yeni düzenlemeler yapılmıştır. Sabit tarife sistemi revize edilerek yatırımcılara 10 yıl süresince devlet bonusu ve **makul getiri oranları** vaat edilmiştir. Getiri oranı standardize tesisin yaşam süresi boyunca değeri bazından hesaplanmaktadır. **Yatırım ve işletim ayrı olarak desteklenmektedir.** Özellikle program yürürlükten kaldırılmıştır.

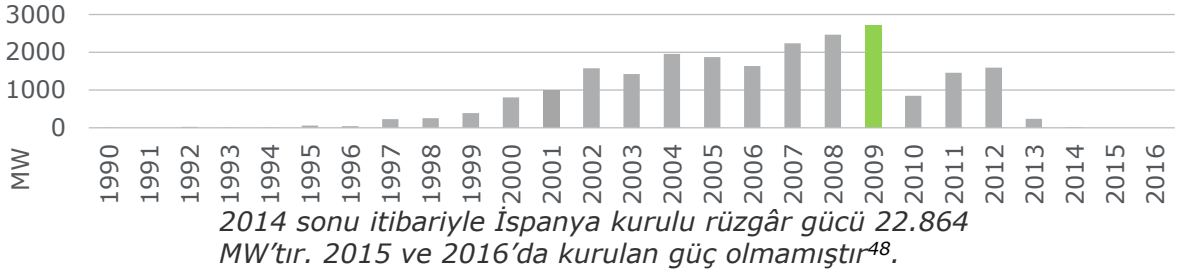
Vaka Analizi

Yerli Üretim Destek Analizi



İspanya

Yıl İçinde Kurulmuş Rüzgâr Gücü¹



Yerli Üretim Destekleri

Yerli Üretim Destek Örnekleri

- Yerli rüzgar türbini üretimini desteklemek amacıyla, 1994'te Navarra'nın başlattığı, destek alabilmek için %70 yerli üretim ve kurulum şartı, zamanla Galicia, Castile y Leon, Valencia gibi özerk yönetimlere yayılmıştır⁴³.
- CIEMAT aracılığıyla, yerli rüzgar türbini üretim şirketlerinin Ar-Ge çalışmalarına destek olunmuştur⁴⁴.

Gamesa Örneği

- Gamesa Eólica, 1994'te Vestas ve Gamesa ortaklığıyla, Vestas'ın İspanya'da sübvanselenen rüzgar enerjisi sektörüne dahil olabilmesi amacıyla belirli yüzdede yerli üretim şartına uyarak üretim, montaj ve satış yapması için kurulmuştur. 1997'de İspanya'da rüzgar türbini piyasasının %70'ini ele geçirmiş ve 2011'de dünyanın en büyük 4. rüzgar türbini üreticisi olmuştur^{45, 46, 47}.

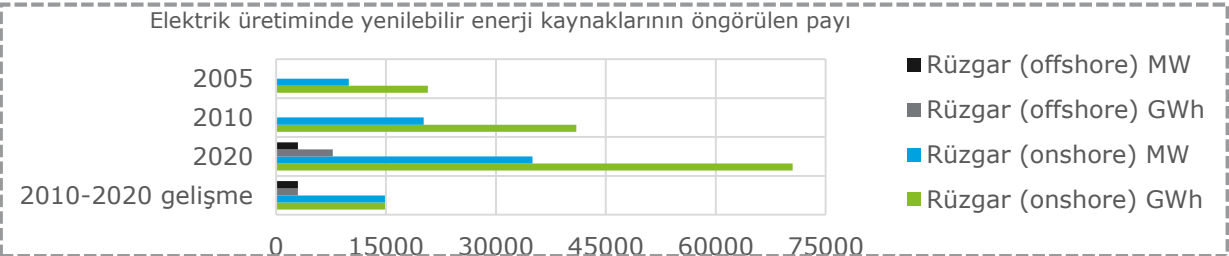
Detaylı Analiz

- Navarra bölgesinde yerli üretimi desteklemek amacıyla rüzgar enerjisi için kümelenme uygulaması kurulmuştur. Rüzgar enerjisi kümelenmesinde araştırma geliştirme faaliyetlerinin yanı sıra maliyet azaltım teknikleri, malzeme ve üretime yoğunlaşmıştır.
- CIEMAT aracılığıyla, yerli rüzgar türbini üretim şirketlerinin Ar-Ge çalışmalarına destek olunmuştur⁵⁰.
- GAMESA rüzgar türbinlerinde yerli parça kullanma gerekliliğini yerine getirdiği için üretim vergi desteğinden yararlanmıştır.

Sonuç

- Özerk bölgelerin henüz dünya piyasası olgunlaşmadan getirdiği %70 yerli üretim şartı, özellikle işsizliğin yoğun olduğu bölgelerde rüzgâr sektörünün gelişmesini sağlamıştır. Sadece Navarra bölgesinde yaklaşık 4.000 kişinin istihdam edildiği hesaplanmaktadır⁵⁴.
- İspanyol şirketlerinde yerli parça kullanım gerekliliği yerine getirildiğinden, bu şirketler üretim vergi desteklerinden yararlanmış, bu sebeple şirketlerde büyüme görülmüştür.
- İspanya yerli parça kullanım gerekliliğini erken getiren ülkelerden biri olması sebebiyle İspanyol şirketleri dünyada kendi adını duyurma şansı bulmuştur.
- Ancak ekonomik krizin etkisiyle ilan edilen moratoryum sonucu, Gamesa ve birçok yerli üretim şirketi 2012'den sonra İspanya'da küçülmeye gitmiş ve ayakta kalmak için ihracata yönelmiştir⁵⁵.

Öngörülen gelişim payı



Vaka Analizi

Dünya Uygulamalarından Öne Çıkan Örnekler



Brezilya: İhale sistemi

- **Tetikleyici unsur:** 2007 yılında daha önceki programların başarısız olması sebebiyle hayata geçirilmiştir.
- **Uygulamanın Amacı:** Eski sistemde devlet kurumunun belirlediği yüksek tarifeler, programın etkin olamamasına yol açmış, çevre lisansını daha önce alanın yarışmayı kazanması kara borsa yaratmıştır. Lisansların alımının zor olması projelerin ertelenmesine sebep olmuştur. Bu sebeple yeni sisteme geçilmiştir.
- **Değerlendirme:** Fiyatlar devletin belirlediği tarifelerin çok altına düşmüştür. Ancak enerji sektöründeki bu büyümenin devamını sağlayabilmek için Brezilya'nın santraller ile bağlantı problemlerini çözmesi ve yerel ekipman kullanma zorunluluğunu azaltması gerekmektedir¹⁰.



Güney Afrika: REIPPP Uygulaması

- **Tetikleyici unsur:** 2007-11 yıllarındaki gecikmelerin yaşandığı başarısız uygulamalar sonrası hayata geçirilmiş ve önceki uygulamalara göre başarı yakalamıştır.
- **Uygulamanın Amacı:** Verilen yüksek fiyat tarifeleri ve mevzuatın net olmaması, uygulamada gecikme yaratmıştır. Bir sonraki aşama olarak sabit tarife düşürülmüş ancak istenilen sonuç alınamamıştır. Dolayısıyla ihale usulüne geçilmiştir.
- **Değerlendirme:** Program, Dünya Bankası tarafından son yıllarda yapılan en iyi 10 özel fonlu program arasında gösterilmektedir. Son iki turun fiyat açısından rekabeti sağladığı belirtilerek ilk turdaki sınırlı rekabetin piyasanın sisteme henüz beklenildiği kadar hazır olmadığına işaret ettiği vurgulanmaktadır. Yapılan değerlendirmede kapalı zarf tekniğinin de rekabeti azalttığı düşünülmektedir⁵⁶.



İspanya: Yeni destek ve ihale mekanizması

- **Tetikleyici Unsur:** Yüksek tarife garantisıyla birlikte yatırımların artması sonucu oluşan talepten fazla kurulu güç arzı ve artan maliyetler sistemde reform ihtiyaçlarını beraberinde getirmiştir.
- **Uygulamanın Amacı:** Değişen destek ve ihale sistemiyle artan maliyetlerin kısıtlanması, finansal sürdürülebilirliğin sağlanması, yenilenebilir enerjinin makul bir oranda desteklenmeye devam edilmesi amaçlanmıştır.
- **Değerlendirme:** 2016 yılında uygulamaya geçen bu sistemin bir takvimi olmayışı ve her 3-6 yılda bir gözden geçirilecek olması yatırımcılarda geleceğe yönelik endişe yarattığı ve programın henüz güven ortamını sağlayamadığı bilinmektedir³³.



Fas: Kamu-Özel ortaklığı

- **Tetikleyici Unsur:** Önceden sadece mühendislik, inşaat ve tedarik alanlarında yarışma yapılırken işletmeyi devlet üstleniyordu. Yeni sistemde yarışmaya işletme de dahil edilmiştir. Kamu-özel ortaklığıyla gecikmelerin önlenmesi hedeflenmiştir.
- **Uygulamanın Amacı:** Kamu-özel ortaklığı sistemine geçişin en büyük sebebi riskleri paylaşmak, yatırımcının finansmana erişimini kolaylaştırmak ve uygulamada yaşanan gecikmeleri önlemektir.
- **Değerlendirme:** Bu model, yatırımcılar tarafından riski azaltma konusunda çok önemli bir adım olarak görülmektedir. Bu modelin ilgi görmesinin diğer bir sebebi ise Afrika pazarında Fas'ın siyasi olarak stabil olarak algılanması yönünde değerlendirilmektedir¹⁰.

Vaka Analizi

Dünya Uygulamalarından Öne Çıkan Örnekler



İtalya: Fiyat sınırlama uygulaması

- **Tetikleyici Unsur:** Çok düşük fiyat teklifleriyle kazanılan projelerin ertelenmesinden ve uygulamaya geçememesinden dolayı sistemin gözden geçirilmesi ihtiyacı doğmuştur.
- **Uygulamanın Amacı:** Bu uygulama belirlenen tavan fiyat üzerinden minimum 2% maksimum %30'luk bir indirim yapılmasına izin vermektedir. Böylelikle hem tarife fiyatlarının düşmesi, hem de projeler yeterli desteğe ulaşacağından uygulama aşamasında sorun yaşanmaması amaçlanmıştır.
- **Değerlendirme:** Teklif edilen kapasite, var olan kapasitenin %88,4'ünden %354'üne kadar çıkmış, ve ihale sonucu indirim %30'a ulaşmıştır. Yarışmaların rüzgar enerjisi ihalelerinde etkili olduğu görülmüştür. Ancak diğer ülkelerle karşılaştırıldığında 11.1cent/kWh değeri en yüksek indirim oranı sunulmasına rağmen fiyat olarak yüksek kalmıştır³⁴.



Danimarka: Destek ve ihale politikaları

- **Tetikleyici Unsur:** 2001-2008 yılları arası sınırlı politik destek nedeniyle rüzgar enerjisi sektörünün durağanlık yaşadığı bir dönem olmuştur. Bunun sonucunda 2009 yılında sektörü yeniden canlandırmak için bir takım önlemler alınmış, piyasa fiyatı artı prim sistemi güçlendirilmiş ve büyüme için iddialı hedefler belirlenmiştir.
- **Uygulamanın Amacı:** 2020 yılında elektrik tüketiminin %50'sinin rüzgar enerjisiyle sağlanması hedefiyle yatırımı canlandırmak, destek seviyesinin piyasa tarafından belirlenmesi, katılımcı bir yaklaşımla en uygun yatırımcıların bulunması dolayısıyla riskleri azaltmak ve maliyeti azaltmak amaçlanmıştır.
- **Değerlendirme:** Katı ön yeterlik kriterleri sonucunda sadece büyük firmaların katılımı gözlenmiştir fakat yüksek cezalar sebebiyle yaşanan az katılımın maliyet düşürme başarısı tartışılmıştır^{16, 57}.



Hollanda: Belirlenmiş rüzgar tarlası bölgeleri

- **Tetikleyici Unsur:** Hollanda'nın rüzgar enerjisi sektöründeki öncü rolünü kaybetmesi ve diğer AB ülkelerine göre yenilenebilir enerji hedeflerini yakalamada geride kalması yeni bir sistem ihtiyacı yaratmıştır.
- **Uygulamanın Amacı:** 2015'te uygulamaya giren yeni yasayla inşa edilecek off-shore rüzgar tarlaları için özel bölgeler belirlenmesi ve bu bölgelerle ilgili bütün verilerin ihale katılımcılarıyla paylaşılması sayesinde verimliliğin artırılması, maliyetlerin düşürülmesi ve bürokratik sürecin azaltılması hedeflenmiştir.
- **Değerlendirme:** Yeni sistemin ilk uygulaması olan Borssele Rüzgar Tarlası ihalesinin 7.27 €/ct/kWh ile belirlenen tavan fiyattan yaklaşık 5 cent daha az bir teklifle sonuçlanması sistemin verimliliğini kanıtlar niteliktedir^{35, 58}.



Almanya: Yeni İhale Sistemi

- **Tetikleyici Unsur:** 2017'de uygulanmaya başlanacak yeni ihale sistemiyle yenilenebilir enerji yatırımlarında piyasaya dayalı destek sisteminin uygulanması ve yenilenebilir enerji kaynakları kapasitesinin sabit şekilde büyümesinin temin edilmesi amaçlanmaktadır.
- **Uygulamanın Amacı:** Yeni ihale sistemiyle eskiden uygulanan tarife garantisi yönteminin değiştirilerek her yıl belirli kapasite hacmi üzerinden gerçekleştirilecek rekabetçi ihalelerle sabit büyümenin ve şebeke düzenlenmesinin kolaylaştırılması ve daha verimli projelerin hayata geçirilmesi hedeflenmektedir.
- **Değerlendirme:** Yeni ihale sistemi 2017'de uygulamaya konulacağı için sonuçları gözlemlenememektedir fakat yeni sistem ile ikmal güvenliği ve maliyet uygunluğu sağlanması beklenmektedir^{2, 59}.

Referanslar

1. Energy Datasheets: EU-28 Countries [İnternet].; [European Commission], [Tarih: 23 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/CountryDatasheets_June2016.xlsx
2. EEG reform 2016 – switching to auctions for renewables [İnternet].; [Clean Energy Wire], [Tarih: 23 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/eeg-reform-2016-switching-auctions-renewables>
3. German Wind and Solar – from FiT to tender [İnternet].; [Graf von Westphalen], [Tarih: 23 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.gvw.com/fileadmin/user_upload/pdf/German_Wind_and_PV_-_from_FiT_to_tender_13-06-2016.pdf
4. Designing renewable energy tenders for Germany [İnternet].; [German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy], [Tarih: 23 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/ausschreibungen-eeg-en,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
5. Renewable Energy Auctions: A Guide to Design [İnternet].; [IRENA], [Tarih: 23 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Renewable_Energy_Auctions_A_Guide_to_Design.pdf
6. Onshore Wind in Germany - The next step of Germans energy transition: The introduction of competitive tendering schemes for renewable energy support [İnternet].; [German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy], [Tarih: 23 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: https://enr-ee.com/de/veranstaltungen/leser/konferenz-ueber-die-optimierung-und-weiterbetrieb-von-windenergieanlagen-sowie-repowering-von-windparks.html?file=files/ofaenr/02-conferences/2016/160317_conference_exploitation_parcs_eoliens/Presentations/01_Thorsten_Falk_BMWi_OFAEnR_DFBEE.pdf
7. UPDATE Offshore Wind: Tenders for renewable energy generation under upcoming EEG 2016 – Cornerstone paper published by German Federal Ministry of Economy and Energy [İnternet].; [Graf von Westphalen], [Tarih: 23 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.gvw.com/fileadmin/user_upload/pdf/Update_EEG_2016_GvW_en.pdf
8. Renewable Energy Policy Brief Brazil [İnternet].; [p.9-10], [IRENA] [Tarih: 16 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Latin_America_Policies_2015_Country_Brazil.pdf
9. 2016 Top Markets Report Renewable Energy Country Case Study [İnternet].; [p. 2], [US Department of Commerce] [Tarih: 16 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://trade.gov/topmarkets/pdf/Renewable_Energy_Brazil.pdf
10. Renewable Energy Auctions in Developing Countries [İnternet].; [IRENA] [Tarih: 16 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Renewable_energy_auctions_in_developing_countries.pdf
11. Government Procurement Law and Policy: Brazil [İnternet].; [Law Library of Congress], [Tarih: 16 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://www.loc.gov/law/help/govt-procurement-law/brazil.php>
12. Renewable Energy Policy Update [İnternet].; [International Energy Agency], [Tarih: 16 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: https://www.iea.org/media/pams/repolicyupdate/REDRenewablePolicyUpdateNo10_FINALWEBSITE_20160531.pdf
13. New Offshore Wind Tenders in Denmark [İnternet].; [Danish Energy Agency, Energinet.dk], [Tarih: 18 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/dokumenter/publikationer/downloads/new_offshore_wind_tenders_in_denmark_final.pdf
14. Wind Turbines in Denmark [İnternet].; [Danish Energy Agency], [Tarih: 18 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/dokumenter/publikationer/downloads/wind_turbines_in_denmark.pdf
15. Design Options for Wind Energy Tenders [İnternet].; [EWEA], [Tarih: 18 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/position-papers/EWEA-Design-options-for-wind-energy-tenders.pdf>
16. Auctions for Renewable Support in Denmark: Instruments and Lessons Learnt [İnternet].; [AURES], [Tarih: 18 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://auresproject.eu/files/media/countryreports/pdf_denmark.pdf
17. Netherlands Offshore Wind Farm Borssele cheapest world wide [İnternet].; [Government of Netherlands], [Tarih: 16 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <https://www.government.nl/latest/news/2016/07/05/netherlands-offshore-wind-farm-borssele-cheapest-world-wide>
18. New Offshore Wind Tenders in Denmark [İnternet].; [Danish Energy Agency, Energinet.dk], [Tarih: 18 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/dk/Documents/public-sector/megaprojects/Horns-Rev3-and-Kriegers-Flak-Peter-Sehestedt.pdf>
19. Project: Middle East North Africa Sustainable ELECTricity Trajectories (MENA-SELECT) [İnternet].; [MENA], [Tarih: 18 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <https://germanwatch.org/en/download/15121.pdf>

20. INTEGRATED WIND PROGRAM OF 1000 MW [İnternet].; [ONE], [Tarih: 18 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.one.org.ma/FR/pdf/Prequalification-Taza_VA.pdf
21. Lessons for the tendering system for renewable electricity in South Africa from international experience in Brazil, Morocco and Peru Countries [İnternet].; [p. 17-22], [ECOFYS], [Tarih: 18 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://www.ecofys.com/files/files/ecofys-giz-2013-international-experience-res-tendering.pdf>
22. Upfront: Why super-low generation costs are not the norm [İnternet].; [Windpower Monthly], [Tarih: 18 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://www.windpowermonthly.com/article/1396535/upfront-why-super-low-generation-costs-not-norm>
23. Renewables 2014 Global Status Report [İnternet].; [REN21], [Tarih: 22 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2014/GSR2014_full%20report_low%20res.pdf
24. South African Energy Sector [İnternet].; [Department of Energy], [Tarih: 22 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: https://www.usea.org/sites/default/files/event-file/497/South_Africa_Country_Presentation.pdf
25. State of Renewable Energy in South Africa [İnternet].; [Energy Department Republic of South Africa], [Tarih: 22 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.gov.za/sites/www.gov.za/files/State%20of%20Renewable%20Energy%20in%20South%20Africa_s.pdf
26. Auctions for Renewable Energy Support in South Africa: Instruments and lessons learnt [İnternet].; [AURES], [Tarih: 19 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.auresproject.eu/files/media/countryreports/pdf2_south_africa.pdf
27. Renewable energy auctions in South Africa outshine feed-in tariffs [İnternet].; [Energy Science & Engineering], [Tarih: 22 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://www.gsb.uct.ac.za/files/REAuctionsInSA.pdf>
28. Eberhard, A. Leigland, J. Kolker, J. South Africa's Renewable Energy IPP Procurement Program, World Bank Group, Mayıs 2014
29. Auctions for Renewable Energy Support in the Netherlands: Instruments and lessons learnt [İnternet].; [Auctions for Renewable Energy Support Project], [Tarih: 16 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.auresproject.eu/files/media/countryreports/pdf_netherlands.pdf
30. What you need to know about the Dutch offshore wind tenders [İnternet].; [Bird & Bird Law Firm], [Tarih: 16 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://www.twobirds.com/en/news/articles/2016/netherlands/what-you-need-to-know-about-the-dutch-offshore-wind-tenders>
31. A long way to go for renewables in the Netherlands [İnternet].; [Vattenfall News], [Tarih: 16 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://news.vattenfall.com/en/article/long-way-go-renewables-netherlands>
32. Meeting the Challenges of Offshore and Large-Scale Wind Power [İnternet].; [National Energy Administration of China, World Bank], [Tarih: 16 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://siteresources.worldbank.org/EXT/EAPASTAE/Resources/ASTAE-China-Offshore-wind-web.pdf>
33. Implementations of Auctions for Renewable Energy Support in Spain: A case study [İnternet].; [AURES], [Tarih: 25 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://auresproject.eu/files/media/documents/wp7_-_case_study_report_spain_1.pdf
34. Auctions for Renewable Energy Support in Italy [İnternet].; [AURES], [Tarih: 17 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://auresproject.eu/files/media/countryreports/pdf_italy.pdf
35. Offshore wind energy in the Netherlands [İnternet].; [Netherlands Enterprise Agency], [Tarih: 26 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://www.rvo.nl/sites/default/files/2015/03/Offshore%20wind%20energy%20in%20the%20Netherlands.pdf>
36. Danish Experiences from Offshore Wind Development [İnternet].; [Danish Energy Agency], [Tarih: 26 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/climate-co2/Global-Cooperation/Publications/offshore_wind_development.pdf
37. 450 MW offshore wind power in nearshore areas [İnternet].; [Danish Energy Agency], [Tarih: 26 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/supply/renewable-energy/wind-power/offshore-wind-power/new-nearshore-wind-tenders/nearshore_gb_web.pdf
38. France's first offshore wind tender [İnternet].; [GER], [Tarih: 26 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://files.mwe.com/info/pubs/jacques0911.pdf>
39. Preliminary Environmental assessments for four French offshore wind farms [İnternet].; [IAIA], [Tarih: 26 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://conferences.iaia.org/2012/pdf/uploadpapers/Final%20papers%20review%20process/Pigeon,%20Jean-Luc.%20%20Preliminary%20Environmental%20assessments%20for%20four%20French%20offshore%20wind%20farms.pdf>
40. 30 Years of Policies for Wind Energy: Lessons from Spain. [İnternet].; [p.1-3], [IRENA], [Tarih: 21 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/GWEC_Spain.pdf

41. Lewis, J.I. (2007), A Comparison of Wind Power Industry Development Strategies in Spain India and China. [İnternet].; [p.9-12], [Energy Foundation, China Sustainable Energy Program], [Tarih: 21 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://resource-solutions.org/site/wp-content/uploads/2015/08/Lewis.Wind.Industry.Development.India.Spain.China.July.2007.pdf>
42. Wind Turbine Manufacturers – Global Market Shares [İnternet].; [Cleantech Magazine], [Tarih: 21 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://www.cleantechinvestor.com/portal/wind-energy/10502-wind-turbine-manufacturers-global-market-shares.html>
43. Local Content Requirements in British Columbia's Wind Power Industry [İnternet].; [p. 13], [Pacific Institute for Climate Solutions], [Tarih: 21 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://pics.uvic.ca/sites/default/files/uploads/publications/WP_Local_Content_Requirements_December2010.pdf
44. GamSpain No Longer Battling the Windmills [İnternet].; [Wharton University of Pennsylvania], [Tarih: 21 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://knowledge.wharton.upenn.edu/article/spain-no-longer-battling-the-windmills/>
45. Gamesa back in wind top-five as GE drops out - analysts [İnternet].; [Recharge News], [Tarih: 21 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://www.rechargenews.com/wind/article1295534.ece>
46. Navarra embraces green energy [İnternet].; [BBC News], [Tarih: 21 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/europe/6430801.stm>
47. McGovern, M. (2012), Spain slams brakes on wind, Wind Power Monthly Magazine
48. South Africa's Renewable Energy IPP Procurement Program: Success Factors and Lessons [İnternet].; [PPIAF], [Tarih: 31 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://www.gsb.uct.ac.za/files/ppiafreport.pdf>
49. 30 Years of Policies for Wind Energy: Lessons from Denmark [İnternet].; [IRENA/GWEC], [Tarih: 26 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: https://www.irena.org/documentdownloads/publications/gwec_denmark.pdf
50. Energy Policies of IEA Countries - Netherlands 2014 Review [İnternet].; [OECD/IEA], [Tarih: 26 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <https://www.iea.org/Textbase/npsum/netherlands2014SUM.pdf>
51. The New German Offshore Wind Act [İnternet].; [Watson Farley & Williams], [Tarih: 26 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.wfw.com/wp-content/uploads/2016/07/WFW-Briefing-Germany-WindSeeG-2017_EN-July-2016.pdf
52. Jobs and investment in Irish wind energy [İnternet].; [Deloitte & IWEA], [Tarih: 27 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.iwea.com/contentFiles/Documents%20for%20Download/Publications/IWEA%20Policy%20Documents/2009_06_Jobs_and_Investment_in_Irish_Wind_Energy.pdf?uid=1245084750778
53. Macroeconomic impact of the wind energy sector in Belgium [İnternet].; [Deloitte & EWEA & Edora & Ode], [Tarih: 27 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.edora.org/2012/doc/menu_224/121218-etude-macro-economique-eolien-be-etude-complete.pdf
54. Study of the macroeconomic impacts of renewable energies in Spain [İnternet].; [Deloitte & APPA], [Tarih: 27 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.appa.es/descargas/InformeAPPA2011_eng.pdf
55. Macroeconomic impact of the wind energy sector in Denmark [İnternet].; [Deloitte & EWEA], [Tarih: 27 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.windpower.org/download/1523/macroeconomic_study_of_wind_energy_in_denmarkpdf
56. Onshore Wind: Economic impacts in 2014 [İnternet].; [RenewableUK], [Tarih: 27 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://www.renewableuk-cymru.com/wp-content/uploads/2015/04/Benefits-of-onshore-wind-report.pdf>
57. The local impact of wind power deployment [İnternet].; [IZA], [Tarih: 20 Ekim 2016]. Erişim adresi: <http://ftp.iza.org/dp9025.pdf>
58. Impact assessment for a 2030 climate and energy policy framework [İnternet].; [EWEA], [Tarih: 27 Ağustos 2016]
59. Green Growth: The impact of wind energy on jobs and the economy [İnternet].; [EWEA], [Tarih: 27 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.tuulivoimayhdistys.fi/filebank/519-EWEA_Green_Growth.pdf
60. Yekdem Çalıştay Raporu: Yekdem analizleri (Temmuz 2016) [İnternet].; [EK 2], [Garanti Bankası] [Tarih: 27 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.tureb.com.tr/files/tureb_sayfa/duyurular/yekdem_calistay_raporu_17.08.2016.pdf
61. The economics of renewable energy [İnternet].; [US NATIONAL BUREAU OF ECONOMIC RESEARCH] [Tarih: 26 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://www.nber.org/papers/w15081.pdf>
62. The design and sustainability in of renewable energy incentives [İnternet].; [WORLD BANK] [Tarih: 26 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/20524/922240PUB0978100Box385358B00PUBLI_C0.pdf?sequence=1
63. Employment effects of renewable energy supply [İnternet].; [Welfare Wealth Work (WWW) for Europe], [Tarih: 26 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.wifo.ac.at/jart/prj3/wifo/resources/person_dokument/person_dokument.jart?publikationsid=47225&mime_type=application/pdf

64. Renewable energy benefits: Measuring the economics [İnternet].; [IRENA], [Tarih: 26 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Measuring-the-Economics_2016.pdf
65. Renewable energy and jobs 2013 [İnternet].; [IRENA], [Tarih: 20 Ekim 2016]. Erişim adresi: <http://www.irena.org/rejobs.pdf>
66. Global wind report annunal market update 2013 [İnternet].; [GWEC], [Tarih: 26 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/04/GWEC-Global-Wind-Report_9-April-2014.pdf
67. Upfront: Why super-low generation costs are not the norm [İnternet].; [Windpower Monthly], [Tarih: 18 Ağustos 2016]. Erişim Adresi: <http://www.windpowermonthly.com/article/1396535/upfront-why-super-low-generation-costs-not-norm>
68. New low for wind energy costs: Morocco tender averages \$US30/MWh [İnternet].; [Reneweconomy.com], [Tarih: 17 Ocak 2016]. Erişim Adresi: <http://reneweconomy.com.au/2016/new-low-for-wind-energy-costs-morocco-tender-averages-us30mwh-81108>
69. Economics of Wind Power [İnternet].; [SaharaWind.com]. Erişim Adresi: <http://www.saharawind.com/en/rentabilite> , Erişim Tarihi: 07 Ekim 2016
70. International Monetary Fund, World Economic Outlook Database, October 2016
71. World Bank, Aralık 2014 Odak Notu, Erişim Adresi: <http://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/document/eca/turkey/tr-focus-note-dec-2014-tr.pdf>
72. Türkiye için 2013 karbon emisyonu verisi, World Bank, Erişim Adresi: http://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.PC?cid=GPD_27&locations=TR
73. Discount rates for low-carbon and renewable generation technologies [İnternet].; [Oxera], [Tarih: 13 Ekim 2016]. Erişim Adresi: <http://www.oxera.com/Oxera/media/Oxera/downloads/reports/Oxera-report-on-low-carbon-discount-rates.pdf?ext=.pdf>
74. Changes in Hurdle Rates for Low Carbon Generation Technologies due to the Shift from the UK Renewables Obligation to a Contracts for Difference Regime [İnternet].; [NERA], [Tarih: 13 Ekim 2016]. Erişim Adresi: <https://www.gov.uk/government/publications/nera-economic-consulting-report-changes-in-hurdle-rates-for-low-carbon-generation-technologies>
75. The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies [İnternet].; [DiaCore], [Tarih: 13 Ekim 2016]. Erişim Adresi: <http://diacore.eu/results/item/enhancing-res-investments-final-report>
76. Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK [İnternet].; [DECC], [Tarih: 13 Ekim 2016]. Erişim Adresi: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/66176/Renewables_Obligation_consultation_-_review_of_generation_costs_and_deployment_potential.pdf
77. Corporate Investment Decision Practices and the Hurdle Rate Premium Puzzle [İnternet].; [Meier, Iwan and Tarhan, Vefa], [Tarih: 10 Ekim 2016]. Erişim Adresi: <https://ssrn.com/abstract=960161>
78. Paris İklim Değişikliği Anlaşması COP21 ve Türkiye [İnternet].; [Damar, Nedim Bülent], [Tarih: 26 Ekim 2016]. Erişim Adresi: http://www.emo.org.tr/ekler/da03ea094d73850_ek.pdf?dergi=1021



Deloitte; İngiltere mevzuatına göre kurulmuş olan Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL") şirketini, üye firma ağındaki şirketlerden ve ilişkili tüzel kişiliklerden bir veya birden fazlasını ifade etmektedir. DTTL ve her bir üye firma ayrı ve bağımsız birer tüzel kişiliktir. DTTL ("Deloitte Global" olarak da anılmaktadır) müşterilere hizmet sunmamaktadır. DTTL ve üye firmalarının yasal yapısının detaylı açıklaması www.deloitte.com/about adresinde yer almaktadır.

Deloitte, denetim, vergi, danışmanlık ve kurumsal finansman alanlarında, birçok farklı endüstride faaliyet gösteren özel ve kamu sektörü müşterilerine hizmet sunmaktadır. Dünya çapında farklı bölgelerde 150'den fazla ülkede yer alan global üye firma ağı ile Deloitte, müşterilerinin iş dünyasında karşılaştıkları zorlukları aşmalarına destek olmak ve başarılarına katkıda bulunmak amacıyla dünya standartlarında yüksek kaliteli hizmetler sunmaktadır. Deloitte, 200.000'i aşan uzman kadrosu ile kendini mükemmelliğin standardı olmaya adanmıştır.

Bu doküman sadece dahili dağıtım içindir ve yalnızca Deloitte Touche Tohmatsu Limited, üye firmaları ve ilişkili kuruluşlarının (bütün olarak Deloitte Network) çalışanları tarafından kullanılabilir. Hiçbir Deloitte Network üyesi, üçüncü kişilerin bu dokümandaki bilgilere dayanarak alacağı kararlardan ya da bu bilgileri kullanmaları sonucunda uğrayacakları zarar ve ziyandan sorumlu değildir.

Bu belgede yer alan bilgiler sadece genel bilgilendirme amaçlıdır ve Deloitte Touche Tohmatsu Limited, onun üye firmaları veya ilişkili kuruluşları (bütün olarak Deloitte Network) tarafından profesyonel bağlamda herhangi bir tavsiye veya hizmet sunmayı amaçlamamaktadır. Deloitte Network bünyesinde bulunan hiçbir kuruluş, bu belgede yer alan bilgilerin üçüncü kişiler tarafından kullanılması sonucunda ortaya çıkabilecek zarar veya ziyandan sorumlu değildir.