SHURA
Enerji Dönüşümü Merkezi

Yenilenebilir Enerji Entegrasyonunu Hızlandırmak için Türkiye Organize Toptan Elektrik Piyasalarında İyileştirmeler

SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi Hakkında
Avrupa İklim Vakfı (ECF), Agora Energiewende ve İstanbul Politikalar Merkezi (IPC) tarafından Sabancı Üniversitesi'nde kurulan SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, yenilikçi bir enerji dönüşümü platformu aracılığı ile enerji sektörünün karbonsuzlaşmasına katkıda bulunmaktadır. Türkiye enerji sektörünün teknolojik, ekonomik ve politik boyutlarının tartışılması için sürdürülebilir ve geniş çapta tanınan bir platform ihtiyacını karşılamak için çalışmaktadır. SHURA, gerçeklere dayalı analizleri ve bulunabilen en doğru verileri kullanarak enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji vasıtasıyla düşük karbonlu bir enerji sistemine geçiş üzerindeki tartışmaları desteklemektedir. Birçok paydaşın konuya ilişkin bütün bakış açılarını dikkate alarak bu geçişin ekonomik potansiyeli, teknik fizibilitesi ve ilgili politika araçlarına yönelik bir anlayışın oluşturulmasına katkıda bulunmaktadır.

Yazarlar
Hasan Aksoy (SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi), Ozan Korkmaz, Volkan Yiğit, Kerim Gökşin Bavbek (APLUS Enerji), Bram Claeys, Michael Hogan (RAP)

Teşekkürler
Dr. Değer Saygın çalışma süreci boyunca ve raporun hazırlanması esnasında görüş, yönlendirme ve geri bildirimleriyle katkıda bulunmuştur. Raporun hazırlanması esnasında görüşme yapılarak değerli görüşlerini ve yorumlarını sunan Hakkı Özata, Muhammet Ali Ateş (EPDK), Abdullah Korkmaz, Suat Kır (EPİAŞ), Selman Gezer (ETD), Serkan Dündar (Entek), Burak Kuyan, Ali Gürpınar (Galatawind), Murat Kirazlı, Agah Hınç, Alper İnkaya (Aksa Enerji), ve Gökçe Ozan'a (IC-İçtaş) teşekkür ederiz. Elif Düşmez Tek (Deloitte), Arkın Akbay, Betül Kubilay Erdoğan (TURCAS) ve Dominic Scott (RAP) raporu inceleyerek geri bildirimde bulunmuştur. Sağlanmış olan tüm değerli inceleme, geri bildirim ve görüşler için teşekkür ederiz.

SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, bu rapor için AGCI-Crux Enerji Programı tarafından sağlanan cömert finansmana müteşekkirdir.

Bu rapor, www.shura.org.tr sitesinden indirilebilir.
Daha ayrıntılı bilgi almak veya geri bildirimde bulunmak için info@shura.org.tr adresinden SHURA ekibiyle temasa geçiniz.

Tasarım
Tasarımhane Tanıtım Ltd. Şti.

Telif Hakkı © 2021 Sabancı Üniversitesi

ISBN 978-625-7329-30-9

Sorumluluk Reddi
Bu rapor ve içeriği, çalışma kapsamında göz önünde bulundurulan kabuller, senaryolar ve 2020 yıl sonu itibarıyla mevcut olan piyasa koşulları doğrultusunda hazırlanmıştır. Bu kabullerin, senaryolar ve piyasa koşullarının değişime açık olması nedeniyle, rapor kapsamındaki gelecek dönem öngörülerinin, gerçekleşecek sonuçlarla aynı olacağı garanti edilemez. Bu raporun hazırlanmasına katkı yapan kurum ya da kişiler, raporda sunulan öngörülerin gerçekleşmemesi ya da farklı şekilde gerçekleşmesinden dolayı oluşabilecek ticari kazanç ya da kayıplardan sorumlu tutulamazlar.

Yenilenebilir Enerji Entegrasyonunu Hızlandırmak için Türkiye Organize Toptan Elektrik Piyasalarında İyileştirmeler

İÇİNDEKİLER

Şekiller Listesi 4

Tablolar Listesi 5

Kısaltmalar Listesi 5

Ana Mesajlar 6

Yönetici Özeti 7

1. Giriş 11

2. Arka plan 15
   2.1. Mevcut Enerji Sistemi ve Değişken Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Etkileri 15
   2.2. Sistem Esnekliği için Organize Elektrik Toptan Satış Piyasalarının Önemi 21

3. Türkiye'de Mevcut Piyasa Yapısı 25
   3.1. Mevcut Piyasa Yapısı ve Dinamikleri 25
      3.1.1. Elektrik Piyasasının Tarihsel Gelişim Süreci 25
      3.1.2. Spot Piyasalar 27
         3.1.2.1. Gün Öncesi Piyasası 27
         3.1.2.2. Gün İçi Piyasası 30
         3.1.2.3. Fiziksel Teslimatlı Vadeli Elektrik Piyasası 31
      3.1.3. Gerçek Zamanlı Piyasalar 32
         3.1.3.1. Yan Hizmetler Piyasası 32
         3.1.3.2. Dengeleme Güç Piyasası 34
         3.1.4. Piyasada Uygulanan Dengesizlik Cezaları 35
         3.1.4.1. Dengesizlik Cezası 36
         3.1.4.2. KGÜP Cezası 36
   3.2. Piyasada Yenilenebilir Enerji Entegrasyonunun Önündeki Mevcut Kısıtlar ve Bunlar Hakkındaki Paydaş Görüşleri 37

4. Elektrik Sistemi Esnekliği ve Yenilenebilir Enerji Entegrasyonunu Hızlandırmaya Yönelik Olası Piyasa İyileştirmeleri 41
   4.1. Piyasa İyileştirmeleri 41
      4.1.1. Yerli Kömür Alım Garantisinin Sonlandırılması 41
      4.1.2. Kapasite Mekanizmasının Tekrar Değerlendirilmesi 42
      4.1.3. Karbon Fiyatlandırması 44
      4.1.4. Şeffaflık ve Veri Paylaşımı Konusunda Yapılabilecek İyileştirmeler 46
      4.1.5. Dengesizlik Cezaları ve Dengeleme Güç Piyasası'nda Olası İyileştirmeler 47
      4.1.6. Lisanssız Santrallerin Durumuna Yönelik Yapılacak İyileştirmeler 54
      4.1.7. Bölgesel Fiyatlama Sistemine Geçilmesi 54
      4.1.8. Piyasada Uygulanan Azami ve Asgari Fiyat Limitleri 55
      4.1.9. Gün içi Piyasası'nda Kapı Kapanış Sürelerinin Gerçek Zamana Yaklaşması 59
      4.1.10. Yan Hizmetler Piyasası'nda Yapılacak İyileştirmeler 60
      4.1.11. Piyasalara Talep Tarafı Katılımının Sağlanması 61

4.2. Modelleme Çalışmaları 62
4.2.1. Piyasa Tahmin Modeli Analizi 62
4.2.1.1. Kullanılan Metodoloji 62
4.2.1.2. Senaryolar 62
4.2.1.3. Temel Senaryo Varsayımları 63
4.2.1.4. Karşılaştırmalı Senaryo Sonuçları 64

5. Temel Çıkarımlar 73

Kaynaklar 76

EK-1: Modelleme Çalışması Varsayımları 78
EK-2: Senaryolar Arası Kurulu Güç ve Üretimin Yıllık Gelişimi 81

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1. Sisteme Esneklik Sağlayan Seçenekler 12
Şekil 2. Türkiye Yıllık Elektrik Üretiminde Rüzgâr ve Güneşin Toplam Payı (EPİAŞ, 2020) 15
Şekil 3. Yıllık Rüzgâr ve Güneş Kurulu Güç Artışları (TEİAŞ, 2020) 16
Şekil 4. 2020 Sonu itibarıyla Şirket türüne göre Kurulu Güç Dağılımı 17
Şekil 5. 2020 Sonu itibarıyla Yakıt türüne göre Kurulu Güç Dağılımı 18
Şekil 6. 24 Mayıs 2020 Tarihinde Değişken Yenilenebilir Üretimi ve Toplam Elektrik Talebi 21
Şekil 7. Türkiye'de Elektrik Ticareti ve Organize Piyasalar 26
Şekil 8. Türkiye Gün Öncesi Piyasası'nda Temsili Arz Talep Eğrisi 28
Şekil 9. Gün Öncesi Piyasası'nın Günlük İşleyişi 30
Şekil 10. Gün İçi Piyasasının Günlük İşleyişi 31
Şekil 11. SFK Rezervi Tutan Örnek bir Santralin Çalışma Rejimi 33
Şekil 12. Dengeleme Güç Piyasasında Yük al ve Yük at Talimatları 34
Şekil 13. Piyasadaki Dengesizliklerin Haritası 37
Şekil 14. Senaryolar Arası Karbon Salımı Karşılaştırması (Milyon ton CO_2 Eşdeğeri/yıl) 45
Şekil 15. Mevcut ve Önerilen Dengesizlik Cezalandırması 51
Şekil 16. 2020 Yılının Bir Ayında 4 Örnek Rüzgâr Santrali için Farklı Zaman Dilimlerinde Saatlik Üretim Tahmini Sapmaları 59
Şekil 17. Senaryolar Arası 2030 Yılı Kaynak Bazlı Üretim Payları 64
Şekil 18. Senaryolar Arası Piyasa Takas Fiyatı Gelişimi (ABD doları$_{\text{Reel 2021}}$/MWh) 65
Şekil 19. Senaryolar Arası Karbon Salımı Karşılaştırması (Milyon Ton CO_2 Eşdeğeri/yıl) 68
Şekil 20. Senaryolar Arası Yıllık Ortalama YEKDEM Birim Maliyeti (ABD doları$_{\text{Reel 2021}}$/MWh) 69
Şekil 21. Nükleer Enerji Senaryosu Altında YEKDEM Maliyeti Bileşenleri 69
Şekil 22. Senaryolar Arası Yıllık Ortalama EÜAŞ Maliyetleri (ABD doları$_{\text{Reel 2021}}$/MWh) 70
Şekil 23. Elektrik Talebi Gelişimi (GWh/yıl) 78
Şekil 24. Ortalama Doğal Gaz Tarifesi (ABD doları$_{\text{Reel 2021}}$/1000Sm^3) 79
Şekil 25. Senaryolar Arası 2030 Yılı Kaynak Bazlı Kurulu Güç Değerleri 80

Şekil 26. Mevcut Politikalar Senaryosu Altında Kurulu Güç Gelişimi 81
Şekil 27. Mevcut Politikalar Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi 81
Şekil 28. Nükleer Enerji Senaryosu Altında Kurulu Güç Gelişimi 82
Şekil 29. Nükleer Enerji Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi 82
Şekil 30. Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu Altında Kurulu Güç Gelişimi 83
Şekil 31. Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi 83

TABLO LİSTESİ

Tablo 1. Alfa Katsayısı ve Sistem Dengesizliği 49
Tablo 2. Senaryo Varsayımları Özet Tablosu 63
Tablo 3. Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu Kapsamında Hesaplanan Eksi Fiyatlı Saat Sayısı 66
Tablo 4. Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu Kapsamında Talep Tarafı Katılımı Gerçekleşen Saat Sayısı 67
Tablo 5. Senaryo Sonuçları Özet Tablosu 71
Tablo 6. Senaryolar Altında Devreye Gireceği Varsayılan Santraller 79

KISALTMALAR

AB	Avrupa Birliği
BOTAŞ	Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi
EPDK	Enerji Piyasaları Düzenleme Kurumu
EPİAŞ	Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
ETS	Sera Gazı Emisyon Ticaret Sistemi
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
GİP	Gün içi Piyasası
GÖP	Gün Öncesi Piyasası
GSYH	Gayri Safi Yurt içi Hasıla
ICE	Intercontinental Exchange
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı
KGÜP	Kesinleşmiş Günlük Üretim Planı
LCOE	Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (Levelized Cost of Energy)
PFK	Primer Frekans Kontrolü
PTF	Piyasa Takas Fiyatı
SFK	Sekonder Frekans Kontrolü
SMF	Sistem Marjinal Fiyatı
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TPAO	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TÜİK	Türkiye İstatistik Kurumu

Ana Mesajlar

- Enerji dönüşümünün elektrik piyasa tasarımları üzerindeki etkisinin nasıl olacağı, çözümlenmesi gereken kritik bir sorudur. Çok hızlı yaşanan bu dönüşüme ayak uydurmak; yenilenebilir enerji entegrasyonunun hızlanması ve halihazırda var olan ya da sisteme yeni eklenecek kaynaklardan azami faydalanılması için piyasa tasarımlarının uyarlanması ve iyileştirilmesi mevzularında zorlu bir süreç olabilir.

- Elektrik sistemi esnekliğinin artırılarak yenilenebilir enerji kaynaklarının sisteme daha çok entegrasyonunun sağlanabilmesi için uygulanacak teknolojik ve piyasa bazlı farklı seçenekler bulunmaktadır. Organize elektrik piyasalarının tasarımında ve ilgili düzenlemelerde yapılacak bazı iyileştirmeler ile sistem esnekliği çok daha az maliyetli olarak artırılabilir.

- Olası iyileştirmeler; yerli kömür alım garantisi ve kapasite mekanizmasının tekrar değerlendirilmesi, karbon piyasası ve fiyatlandırılması, şeffaflığın artırılması, Dengeleme Güç Piyasası ve dengesizlik cezaları, bölgesel marjinal fiyatlama, piyasa asgari ve azami fiyat limitleri, Gün İçi Piyasası, Yan Hizmetler Piyasası ve talep tarafı katılımı başlıkları altında değerlendirilebilir.

- Olası iyileştirmelerin uygulandığı senaryoda; 2030 yılında rüzgar ve güneş enerjisi üretim payının %30'a ulaşmasına katkı sağlayacak daha fazla sistem esnekliği piyasa aracılığıyla gerçekleşirken, baz senaryoya kıyasla karbon emisyonları, piyasa takas fiyatları ve ortalama EÜAŞ maliyetlerinde önemli düşüşler olmuştur.

Yönetici Özeti

Enerji dönüşümü çerçevesinde oluşan yeni düzende, elektrik piyasası tasarımlarının nasıl dönüşüm geçireceği çözümlenmesi gereken kritik bir soru olarak karşımıza çıkmaktadır. Çok hızlı yaşanan bu dönüşüme ayak uydurmak, yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunun hızlanması ve hâlihazırda var olan ya da sisteme yeni eklenecek kaynaklardan azami faydalanılması için piyasa tasarımlarının uyarlanması ve iyileştirilmesi zorlu bir süreç olacaktır.

2020 yılı itibarıyla Türkiye'de güneş ve rüzgârdan üretilen elektriğin toplam üretim içindeki payı %12 seviyesine yaklaşmıştır (EPİAŞ Şeffaflık Platformu, 2020). 2010 yılında bu oranın %1'in biraz üzerinde gerçekleştiği düşünülürse on yıl içerisinde sağlanan artışın dikkate değer olduğu görülmektedir. Bu payın önümüzdeki yıllarda daha da artması beklenmekte olup, SHURA'nın geçmiş çalışmalarında 2030 yılına kadar bu payın yüzde 30 seviyelerine çıkabileceğine işaret edilmektedir.

Sistem esnekliğinin artırılmasını ve yenilenebilir enerji kaynaklarının sisteme daha çok entegre edilmesini sağlayacak farklı teknolojik seçenekler bulunmaktadır. Batarya kurulumu, pompaj depolamalı hidroelektrik santraller, daha esnek elektrik santralleri ya da gelişmiş şebeke altyapıları gibi çözümlerin uygulanması teknolojinin gelişim hızına bağlıdır ve mevcut durumda bu çözümlerin maliyetlerinde istenilen seviyelere ulaşılamamıştır. Organize elektrik piyasalarının tasarımında ve ilgili düzenlemelerde yapılacak bazı iyileştirmelerle sistem esnekliğindeki artış çok daha az maliyetli olarak gerçekleştirebilir.

Toptan satış elektrik piyasasında maliyetlerin fiyat oluşumlarına tam olarak yansıdığı, şeffaflık ve öngörülebilirliğin sağlandığı tam rekabetçi elektrik piyasa yapısının oluşması; yenilenebilir enerji tedarik anlaşmalarının ve serbest piyasa koşullarında yapılan yatırımların artmasını sağlayabilir. Öngörülebilirliğin sağlandığı tam rekabetçi piyasa yapısı, risklerin iyi yönetilebilmesine olanak verirken, alım garantileri olmaksızın yatırımların finansman sağlaması konusunda da önemli fırsatlar sunabilir.

Çalışma kapsamında, yapılan olası iyileştirmelerin sisteme etkilerini anlamak ve nicel çıkarımlar yapabilmek için 3 ayrı senaryo oluşturulmuş ve bu senaryolar çeşitli fayda ve maliyetler üzerinden karşılaştırılmıştır. 2021-2030 yılları arası dönemi kapsayan senaryolar sırasıyla; Mevcut Politikalar Senaryosu, Nükleer Enerji Duyarlılık Analizi Senaryosu ve Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu'dur. Uygulanan piyasa iyileştirmelerinin, 2030 yılında rüzgâr ve güneş enerjisi üretim payının yaklaşık %30'a ulaşmasında ve sistem esnekliğinin piyasa yoluyla sağlanmasında önemli katkıları olmuştur. Ayrıca bu iyileştirmelerin yapılması, 2030 yılı mevcut durum senaryosuna kıyasla piyasa takas fiyatlarında, karbon emisyonlarında ve ortalama EÜAŞ maliyetlerinde önemli düşüşler sağlamıştır. Senaryo sonuçlarının bir özeti ise aşağıdaki tabloda gösterilmiştir.

Sonuçlar	Mevcut Politikalar Senaryosu	Nükleer Enerji Senaryosu	Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu
2030 Sonu Toplam Kurulu Güç (GW)	126,6	131,4	137,4
2030 Sonu Toplam Rüzgâr ve Güneş Kurulu Gücü (GW)	45	45	55,8
2030 Yılı Rüzgâr ve Güneş Üretiminin Toplam İçerisindeki Payı	%25,4	%25,4	%30,4
Ortalama Piyasa Takas Fiyatı (ABD doları$_{\text{Reel 2021}}$/MWh) (2020-2030)	47,1	45,6	44,7
2030 Yılı Elektrik Sektörü Kaynaklı Emisyon Miktarı (milyon ton CO_2)	200,5	181,2	185,7
Ortalama YEKDEM Maliyeti (ABD doları$_{\text{Reel 2021}}$/MWh)[1] (2020-2030)	7,8	9,2	8,4
Ortalama EÜAŞ Maliyeti (ABD doları$_{\text{Reel 2021}}$/MWh)[2] (2020-2030)	32,1	31,3	20,5

Elektrik piyasasında maliyetlerin fiyatlara tam olarak yansımasını ve rekabetçiliğin artmasını sağlayarak, elektrik sisteminin esnekliğini artırmak ve yenilenebilir enerji entegrasyonunu hızlandırmak için Türkiye organize elektrik piyasalarındaki olası iyileştirmeler şu şekilde belirlenmiştir:

- **Karbon piyasası ve karbon fiyatlandırma mekanizmasının bir an önce hayata geçirilmesi:** Elektrik piyasasında bir karbon fiyatlandırma mekanizmasının kullanılması ve sera gazı emisyonlarına neden olan santrallere bu fiyatların uygulanması, iklim değişikliğiyle mücadele ve yerel hava kalitesinin iyileştirilmesi kapsamında faydalar sağlarken, bu maliyetlerin elektrik fiyatlarına yansıtılmasına olanak verecektir. 2020 yılının sonunda hazırlanan taslak aşamasındaki İklim Değişikliği Kanunu ile birlikte bu konuda bir hazırlık yapılmıştır. İlerleyen dönemde bu taslak kanunun nihai hale getirilmesi ve bu kapsamda kullanılacak mekanizmaların da oluşturulması gereklidir.

- **Şeffaflığın ve veri paylaşımının artırılması:** Elektrik piyasasının daha şeffaf hale gelip, verilere ulaşımın kolaylaştırılması, piyasada verimliliği ve öngörülebilirliği yükselten bir etki yaratacaktır. Bu kapsamda, piyasada rekabeti bozmayacak şekilde öngörülebilirliği artıracak olası verilerin şeffaf bir şekilde piyasa aktörleriyle paylaşılması önemlidir.

- **Dengeleme Güç Piyasası ve dengesizlik cezalarının sistem esnekliğini destekleyecek şekilde iyileştirilmesi:** Dengesizlik uzlaştırma süresinin halihazırda uygulanan 60 dakikadan 30 veya 15 dakikaya kadar indirilmesi, dengesizliği azaltmaya yardımcı olan piyasa katılımcılarını ödüllendiren ve dengesizliği artıran katılımcıları cezalandıran tek fiyatlandırma uygulamasına geçilmesi (15 dk. uzlaştırma süresi durumunda), dengesizlik maliyet hesaplamalarının, yan hizmetler

[1] Nükleer Enerji Senaryosu altında devreye giren Akkuyu Nükleer Santrali alım garantisinin maliyeti YEKDEM maliyetleri altına dahil edilmiştir. Bu alım garantisinin mevcut YEKDEM benzeri şekilde tüm piyasaya mal edileceği varsayılmıştır. Mevcut YEKDEM'e benzer şekilde nükleer santralin de faydalandığı teşvik fiyatıyla piyasada oluşan fiyatlar arasında kalan tutar, YEKDEM birim maliyeti olarak tüketicilere yansıtılmaktadır.
[2] EÜAŞ maliyeti altında EÜAŞ üretim maliyetleri, gün öncesi piyasası net alış maliyetleri ve yerli kömür alım garantisi maliyetleri bulunmaktadır.

de dahil olmak üzere tüm dengeleme talimatlarının marjinal maliyetini içermesi, bölgesel iletim kısıtlarından kaynaklanan maliyetlerin (negatif ve pozitif) ise iletim tarifesine dahil edilmesi ve dengesizlikleri yaratan sorumlulara maliyetlerin yansıtılması önemli konular arasındadır.

- **Bölgesel fiyatlama sistemine geçilmesi:** Şebekenin fiziksel özelliklerini yansıtacak şekilde, alıcılar ve satıcılar için bölgesel fiyatlandırma sistemi kademeli olarak oluşturulabilir. Bu kapsamda, Türkiye elektrik iletim sisteminin farklı noktalarındaki şebeke gerçek koşullarının piyasa fiyatlarına tam olarak yansıyacağı bölgesel fiyatlama sistemine geçilebilir.

- **Piyasada uygulanan azami ve asgari fiyat limitlerinin belirlenmesi:** Eksi fiyatlara izin verilmesi durumunda, esnekliği düşük olan santraller üretimlerini kesmek ya da eksi fiyattan ortaya çıkan maliyetlere katlanmak durumunda kalacaktır.

- **Yerli kömür alım garantisi ve kapasite mekanizması uygulamalarının tekrar değerlendirilmesi:** Yerli kömürden üretilen elektrik için uygulanan alım garantisi ve kapasite mekanizması uygulaması, mevcut haliyle bazı eski ve düşük verimliliğe sahip santrallerin sistemde kalmasını kolaylaştırmaktadır. Bu uygulamaların sonlandırılması ya da tekrar değerlendirilmesi kritik öneme sahiptir.

- **Gün içi Piyasası'nda kapı kapanış sürelerinin gerçek zamana yaklaşması:** Halihazırda Gün içi Piyasası'nda uygulanan 60 dakika kapı kapanış süresinin 15 dakika seviyesine çekilmesi, değişken yenilenebilir üretim tahminlerinde görülen sapmaları azaltarak, gerçek zamanda oluşan dengesizlikleri de azalacaktır.

- **Yan Hizmetler Piyasasında yapılacak iyileştirmeler:** Batarya kurulumları ve talep tarafı katılımı gibi dağıtık enerji kaynaklarının da yan hizmetler piyasasına katılımı sağlanarak piyasa genişletilmelidir. Yan hizmetler ihaleleri gerçek zamana yaklaştırılmalı, bu konuda uygulanabilecek farklı seçenekler değerlendirilmelidir.

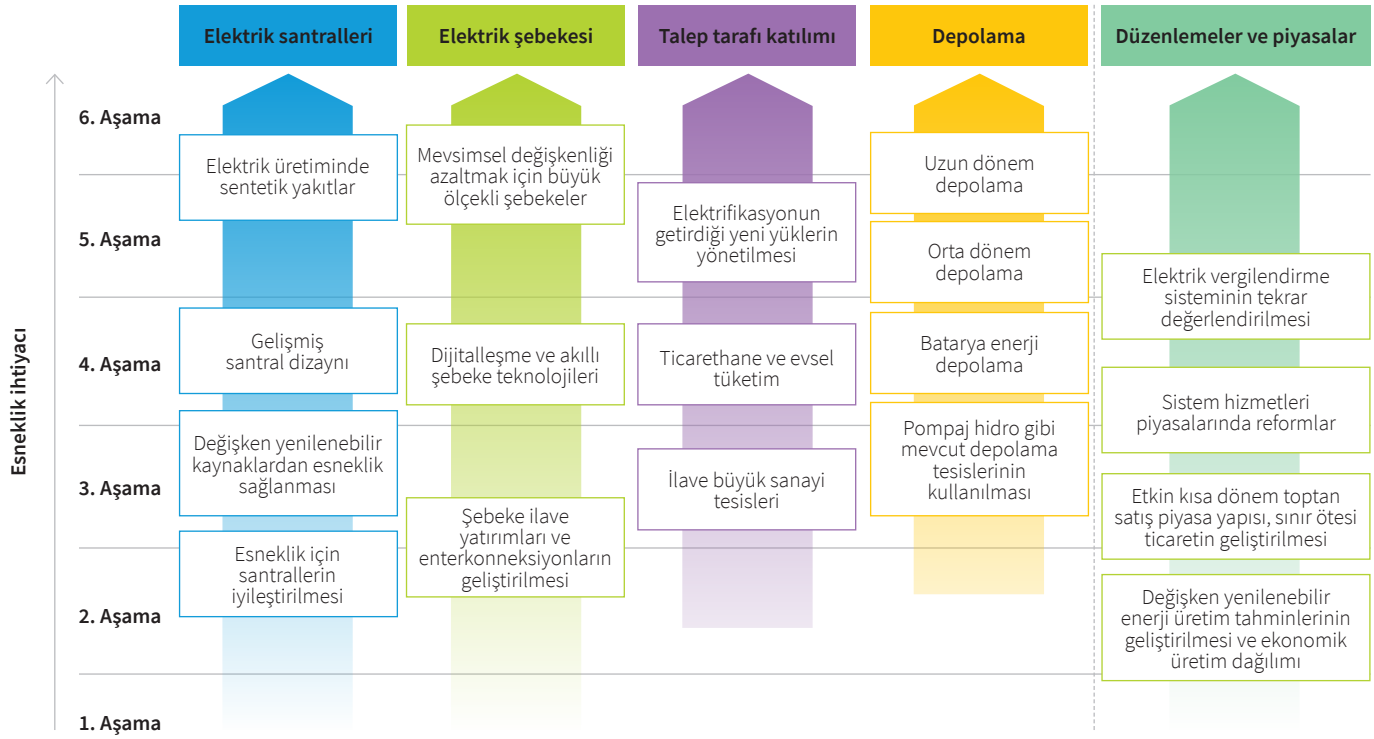
- **Piyasada talep tarafı katılımının sağlanması:** Arz tarafındaki kaynaklarla eşit düzeylerde rekabet edebilmesi için talep tarafı katılımının; yan hizmetler, gün içi, gün öncesi ve dengeleme güç piyasalarına katılımına izin verilebilir.

1. Giriş

Elektrik üretim, dağıtım ve tüketim şeklinin temelde yeniden değişmesini gerektirecek halihazırda içinden geçtiğimiz enerji dönüşümü süreci, piyasa ve şebeke işleyişinde köklü değişimleri ve çok yönlü faydaları beraberinde getirecektir. Teknolojik gelişmeler ve düşen maliyetlerin de etkisiyle yenilenebilir enerji bu dönüşümde kilit rol oynamaktadır. Küresel ölçekte, iklim ve sürdürülebilir büyüme hedeflerine ulaşmak için yenilenebilir enerjinin gelişiminde katedilmesi gereken uzun bir yol vardır. Bu dönüşümü hızlandıracak ve daha fazla güneş ve rüzgâr enerjisinin sisteme entegrasyonunu mümkün kılacak elektrik sistemi ve piyasalarıyla ilişkili konuların birçok açıdan tekrar değerlendirilmesi gerekecektir.

Yenilenebilir enerji kapasite artışlarının enerji sistemine etkileri ve olası çözümleri, SHURA'nın daha önce hazırlamış olduğu bir dizi çalışmayla incelenmiştir. Mayıs 2018'de yayımlanan şebeke entegrasyon çalışmasına göre, yüksek gerilim iletim şebekelerinin (154 kilovolt ve üzeri) 2026'ya kadar iletimde planlanan yatırımların ötesine geçen yatırımlara gerek duyulmaksızın ve işletimle ilgili güçlükler yaşanmaksızın toplam tüketimin %30'unun rüzgâr ve güneş enerjisinden karşılanabileceğini göstermiştir (SHURA, 2018). Böyle bir kapasitenin enerji sistemine, sınırlı ilave yatırım ve operasyonel açıdan kısıtlı etkiyle entegre edilebilmesi için esneklik seçeneklerinin kullanılarak sistem esnekliğinin artırılması gerekecektir. Sistem esneklik seçeneklerinin teknoloji bazında sisteme getirdiği farklı yararlar ve maliyetler olmaktadır. Esneklik seçeneklerinin sisteme eklenmesiyle, sistemin Seviyelendirilmiş Elektrik Maliyetinde (Levelised Cost of Electricity, LCOE) %1 ila %10 arasında net maliyet oluştuğu görülmüştür (SHURA, 2018; SHURA, 2019). Her iki çalışmanın sonuçları, sisteme daha fazla yenilenebilir enerji entegrasyonu için elektrik piyasası tasarımı dışında bazı teknik çözümler sunmaktadır. Bu teknoloji odaklı çözümlerin hayata geçmesi maliyetli olmasının yanında yenilikçi yaklaşımlarla doğrudan bağlıdır. Teknolojik yenilikçi yaklaşımlarda ve maliyet düşüşlerinde hala daha kat edilmesi gereken uzun bir yol olduğu düşünülmektedir. Diğer taraftan, teknoloji odaklı çözümlere ilaveten, elektrik piyasası tasarımında ve düzenlemelerde yapılacak bazı temel iyileştirmeler, sistem esnekliğinin artmasında maliyetsiz büyük bir potansiyel sunmaktadır (Şekil 1). Bu potansiyelin kullanılması tüm enerji piyasasının verimli işlemesini, bu sayede tüm kaynakların etkin kullanılmasını sağlayacaktır.

Şekil 1: *Sisteme Esneklik Sağlayan Seçenekler*



Kaynak: IEA, 2018

SHURA'nın Temmuz 2020'de yayımlanmış olan çalışmasında (SHURA, 2020), olumsuz ekonomik etkilerin en aza indirilmesi ve tüm elektrik sisteminin en uygun şekilde işletilebilmesi için, başta yenilenebilir kaynaklar olmak üzere farklı elektrik üretim teknolojilerinin Türkiye elektrik piyasasına etkileri bölgesel bazda analiz edilerek, 2030 yılına doğru en uygun maliyetli üretim karışımına ulaşmak hedefiyle farklı girdi ve kısıtlar dikkate alınarak; 2020 – 2030 arası dönem için en düşük elektrik üretim maliyeti, karbon maliyeti, yerli kaynak kullanımı desteği ve düşük elektrik talebi gibi farklı senaryolarla elektrik üretim kapasite gelişimi optimum olarak belirlenmiştir. Çalışmanın en temel çıkarımlarından biri, tüm senaryolar kapsamında önümüzdeki on yıl içinde enerji sektörüne yönelik yeni yatırımların büyük çoğunluğunu yenilenebilir enerji kaynaklarının oluşturmasıdır. Bunu gerçekleştirmek için hedefe yönelik piyasa odaklı düzenleyici politikalar yoluyla bu kaynaklara verilen desteklerin sürdürülmesi gelişimi hızlandıracaktır. Elektrik piyasasında maliyetlerin fiyatlara tam olarak yansıması ve rekabetçiliğin artmasını sağlayacak piyasa işleyişindeki iyileştirmeler, yenilenebilir enerji kaynaklarının sisteme daha çok entegre edilmesinde kritik bir rol oynayacaktır. Toptan satış elektrik piyasasında maliyetlerin fiyat oluşumlarına tam olarak yansıdığı, şeffaflık ve öngörülebilirliğin sağlandığı tam rekabetçi elektrik piyasa yapısının oluşması, yenilenebilir enerji tedarik anlaşmalarının ve serbest piyasa koşullarında yapılan yatırımların artmasını sağlayabilir.

Günümüzde ülkelerin farklı işleyen elektrik piyasası tasarımlarının kendine özgü güçlü ve zayıf yönlerinin olması, bu piyasaların elektrik sisteminin fiziksel özelliklerini kademeli olarak yansıtacak şekilde değişim geçirmesinden kaynaklanmaktadır. Ülkelerin uygulamakta oldukları elektrik piyasası tasarımları birbirleriyle tam olarak örtüşmese de elektrik piyasaları genel olarak büyük ölçekli elektrik santrallerinin pasif elektrik talebini karşıladığı basit bir paradigmaya göre tasarlanmıştır (IRENA, 2017). Başta Amerika Birleşik Devletleri (ABD) ve Avrupa elektrik piyasa tasarımlarının büyük bir bölümünde hayata geçirilen reformlar, elektrik sistemi esnekliğini piyasa

temelli kaynaklarla artırmayı başarmış ve yenilenebilir enerji entegrasyonunu bu sayede hızlandırmıştır. Maliyetlerin fiyat oluşumlarına yansıdığı tam rekabetçi piyasa yapısı işleyişinin şeffaflık ve öngörülebilirlik ekseninde gerçekleşmesi temel hedef olmuştur. Bunlara ilaveten, sürdürülebilir kalkınma ve daha fazla yenilenebilir enerji entegrasyonu için değişkenlik, kaynak öngörülebilirliği ve coğrafi dağılım ile ilişkili hem sistem düzeyinde etkileri hem de spot elektrik fiyatlarının oluşumlarını dikkate alan piyasa iyileştirmelerine ihtiyaç vardır. Bu sayede, daha karbonsuz bir enerji sistemine geçiş desteklenirken, arz güvenliği üzerindeki olumlu etkilere ilave olarak geniş çaplı ekonomik faydalar sağlanacaktır.

Enerji dönüşümü çerçevesinde oluşan yeni dünya düzeninde elektrik piyasa tasarımlarının nasıl dönüşüm geçireceği çözümlenmesi gereken kritik bir soru olarak karşımıza çıkmaktadır. Çok hızlı yaşanan bu dönüşüme ayak uydurmak, yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunun hızlanması ve halihazırda var olan ya da sisteme yeni eklenecek kaynaklardan azami faydalanılması için piyasa tasarımlarının uyarlanması ve iyileştirilmesi zorlu bir süreç olacaktır. Günümüzde dünya genelinde tartışılmakta olan konular ve gelişmiş piyasalarda görmekte olduğumuz bazı uygulamalar şu şekildedir;

- Kısa dönemli piyasalar muhtemelen en çok iyileştirmelere açık kısımlar olacaktır. Elektrik sektörünün birçok özelliğinin daha değişken hale gelmesinden dolayı, piyasa işlemlerindeki zaman dilimlerinin ayrıntı düzeyi esnekliği destekleyecek şekilde uyarlanmalıdır.
- Fiyatların sistem kısıtlarını tam olarak yansıtması, bölgesel (locational marginal pricing) ya da bir ileri aşama olan trafo merkezi bazında (nodal pricing) fiyat oluşumuyla sağlanabilir.
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının kendi dengesizliklerinden sorumlu olması ve yeni dengeleme ürünlerinin oluşturulmasına ilaveten, dengeleme güç piyasası fiyatlarının kısıtları tam olarak yansıtacak şekilde belirlenmesi gerekir.
- Yenilenebilir enerji kaynakları ve talep tarafı katılımının, yan hizmetler ve dengeleme güç piyasasına katılımı sağlanmalıdır. Aynı zamanda bu kaynakların kısıt yönetiminde azami şekilde kullanılmasına fırsat verecek ileri teknolojilerin veya stratejilerin geliştirilmesi, bu kaynakların mümkün olduğunca ilgili piyasa sinyallerine maruz bırakılmasıyla sağlanabilir.
- Ülkeler arasındaki sınır ötesi ticaretin gelişmesi, elektrik sisteminin daha esnek olmasını sağlayacaktır.

Tüm bu bahsi geçen konuların araştırılmasının yanında, Türkiye'de halihazırda uygulanmakta olan organize elektrik piyasası tasarımını anlamak ve mevcut durumunu güçlendirecek daha fazla değişken ile yenilenebilir enerji kaynağının entegrasyonunu kolaylaştıran olası iyileştirmelerin belirlenmesi ülke kaynaklarının daha etkin kullanılmasının önünü açacaktır. Çalışma, 2019 yılı Temmuz ayında Türkiye Büyük Millet Meclisi'nde kabul edilmiş olan 11. Kalkınma Planı'na paralel olarak verimli işleyen toptan elektrik piyasası yapısına ulaşılmasına, enerji ithalat maliyetlerinin azalmasına, enerji sisteminin verimli çalışmasına ve karbonsuzlaşmasına destek vermeyi hedeflemektedir.

SHURA tarafından yürütülen bu çalışma kapsamında, yenilenebilir enerji kaynaklarının şebeke ve piyasa entegrasyonunu hızlandıracak olan Türkiye organize toptan elektrik piyasaları dinamiklerinin ve engellerinin daha iyi anlaşılması ve olası iyileştirmelerin neler olabileceğinin belirlenmesi için elektrik sektörü paydaşlarıyla bir dizi toplantı gerçekleştirilmiş, iyileşmeye açık alanlar ve öncelikler konusunda istişareler yapılmıştır.

Bu doğrultuda, mevcut spot piyasa tasarımı, dengeleme güç piyasası, yan hizmetler piyasası, kapasite piyasası, sistem esnekliği, mevcut teşvikler (yenilenebilir enerji, linyit, vb.), kısa/uzun dönem fiyat sinyallerinin doğru oluşması, talep tarafının piyasaya katılımı ve sınır ötesi ticareti gibi gelişime açık konular dikkate alınarak, başta Avrupa ülkeleri ve ABD olmak üzere Çin, İngiltere, Kanada gibi birçok uluslararası örnek incelenerek Türkiye organize elektrik piyasasında olası reformlar ve iyileştirmeler için bazı öneriler yapılmıştır. Bu önerilerin hayata geçirilmesi durumunda Türkiye elektrik sistemi ve piyasası üzerinde görülebilecek olan faydalar hem nicel hem nitel olarak değerlendirilmiştir.

Çalışmada; arz güvenliğinin sağlanmasını, elektrik maliyetlerinin azalmasını ve daha temiz karbonsuz bir enerji sisteminin oluşmasını destekleyen bir piyasa yapısının oluşması için olası iyileştirmelere odaklanılmıştır. Bu çerçevede çalışmanın hedef kitlesi; politika yapıcıları, elektrik üretim şirketleri, elektrik dağıtım şirketleri, perakende şirketleri, enerji piyasaları işletmecisi, elektrik iletim sistemi işletmecisi, tüketiciler, teknoloji tedarikçileri, enerji hizmeti sağlayan şirketler, danışmanlık şirketleri, enerji sektörü dernekleri ve yatırımları finanse eden kurumlardır.
Raporun geri kalan kısmı şu şekilde planlanmıştır:

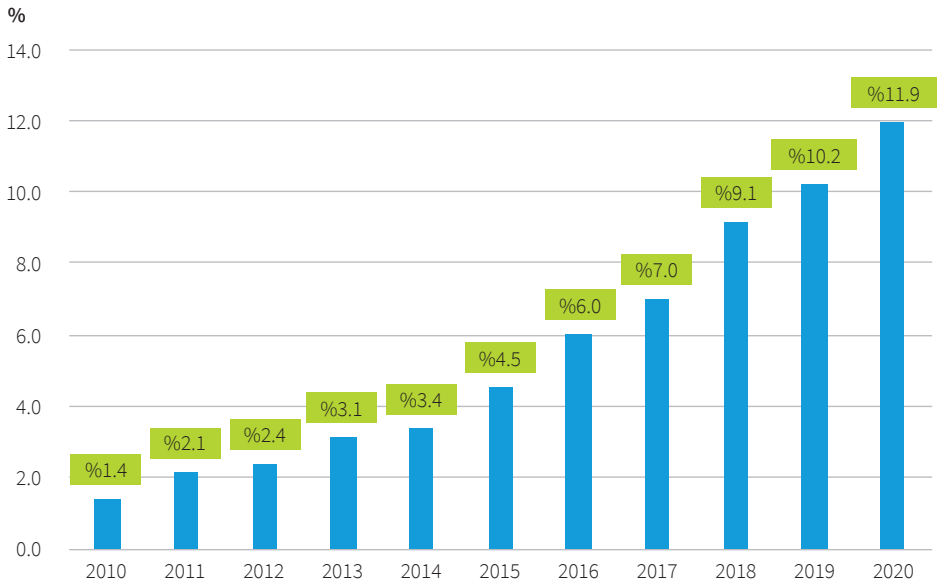
- 2. bölümde, değişken yenilenebilir enerjinin elektrik piyasa ve şebeke etkileri ile sistem esnekliğinin desteklenmesinde organize elektrik toptan satış piyasalarının önemi incelenmiştir.
- 3. bölümde, mevcut piyasa yapısı temel dinamikleri ve enerji sektörü paydaşlarının bakış açıları ile mevcut zorluklar belirlenmiştir.
- 4. bölümde, mevcut organize elektrik piyasa yapısı için olası iyileştirmeler, uluslararası en iyi örnekler incelenerek belirlenmiştir. Bu iyileştirmelerin piyasaya etkileri nicel ve nitel olarak analiz edilmiştir.
- Son bölümde ise çalışmanın çıktılarından hareketle elde edilmiş Türkiye organize elektrik piyasasındaki olası iyileştirmeler özetlenmekte ve çeşitli öneriler sıralanmaktadır.

2. Arka plan

2.1. Mevcut Enerji Sistemi ve Değişken Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Etkileri

Türkiye Elektrik Piyasası, 2001 yılında yeni Elektrik Piyasası Kanunu'nun yürürlüğe girmesini takip eden 20 yıl içerisinde önemli bir reform sürecinden geçmiştir. Bu dönemde, hızlı bir şekilde artan elektrik talebine paralel olarak kurulu güç de hızlı bir şekilde artmış ve 2000 yılındaki 27,3 gigavat (GW) seviyesinden 2020 yılı sonunda 94,9 GW seviyesine ulaşmıştır (TEİAŞ, 2020). Piyasada görülen bu hızlı büyüme ve piyasanın daha detaylı bir yapıya ulaşması daha önce gündeme gelmemiş bazı yeni gereksinimleri de beraberinde getirmiştir. Bu kapsamda, elektrik sisteminde yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunu hızlandıracak piyasa odaklı düzenlemeler yapılarak sistem esnekliğinin ve verimliliğin artırılması enerji sektörü açısından en önemli öncelikler arasında yer almaktadır.

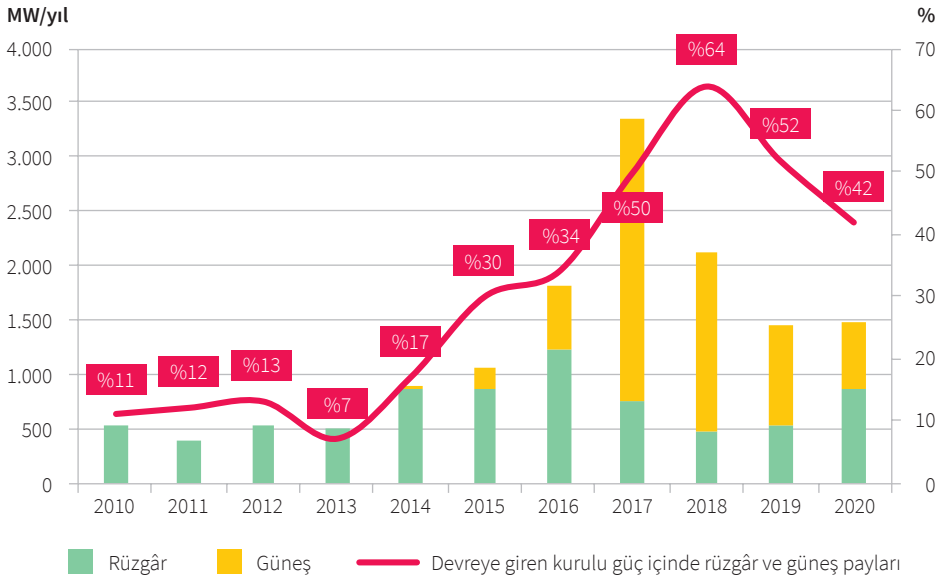
Şekil 2: *Türkiye Yıllık Elektrik Üretiminde Rüzgâr ve Güneşin Toplam Payı*



Kaynak: EPİAŞ Şeffaflık Platformu, 2020

2020 yılı itibarıyla güneş ve rüzgârdan üretilen elektriğin toplam üretim içindeki payı %12 seviyesine yaklaşmıştır (EPİAŞ Şeffaflık Platformu, 2020). 2010 yılında bu oranın %1'in biraz üzerinde gerçekleştiği düşünülürse on yıl içerisinde sağlanan artışın dikkate değer olduğu görülmektedir. Bu payın önümüzdeki yıllarda daha da artması beklenmektedir. SHURA'nın 2020 yılında yayımlanmış "2030 yılına doğru Türkiye'nin optimum elektrik üretim kapasitesi" adlı çalışmasında, 2030 yılında elektrik arzının %30'unun rüzgâr ve güneş kaynaklarından sağlanmasının farklı açılardan birçok fayda sunduğu görülmüştür (SHURA, 2020).

Şekil 3: *Yıllık Rüzgâr ve Güneş Kurulu Güç Artışları*



Kaynak: TEİAŞ, 2020

Türkiye'de mevcut durumda bazı günlerde toplam rüzgâr ve güneş üretimi, toplam üretimin %20'sine ulaşmasına rağmen elektrik şebekesinin işleyişinde belirgin bir sorun ortaya çıkmamaktadır. Fakat değişken üretime sahip rüzgâr ve güneş kaynaklı üretimlerin önümüzdeki yıllarda daha da fazlalaşmasıyla birlikte elektrik sisteminde dengesizlikler artabilecektir. Bu durumla baş edebilmek amacıyla sistemin esnekliğini artıracak çözümlerin bulunması ve uygulanması kritik öneme sahiptir. Şekil 3'te görülebileceği üzere 2017-2019 yılları arasında yaşanan kurulu güç artışlarında rüzgâr ve güneş kaynaklarının payı %50'nin üzerinde gerçekleşmiştir (TEİAŞ, 2020). 2020 yılında bu oran, devreye alınan yüksek kapasitedeki Ilısu Hidroelektrik Santrali ve Covid-19 salgını sebebiyle rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinin planlanan seviyelerde devreye alınamamasının etkilerinden dolayı %42 oranında, nispeten biraz daha az seviyede gerçekleşmiştir. Mevcut YEKDEM (Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması) bitiş tarihinin 2021 yılı Haziran ayına ertelenmesi ve yeni YEKDEM'in bu tarihten sonra uygulanacak olmasıyla, 2021 içinde de rüzgâr ve güneş enerjisine dayalı kurulu güç ilavesinin toplam kurulu güç artışı içinde önemli yer tutması beklenmektedir.

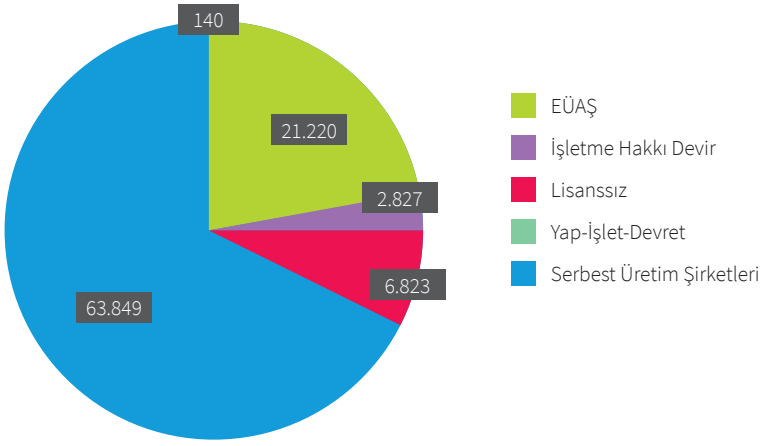
1980'li yıllardan itibaren liberalleşmeye yönelik önemli reform süreçlerinden geçmiş olan Türkiye Elektrik Piyasası, 2001 yılında 4628 No'lu Elektrik Piyasası Kanunu'nun devreye girmesiyle birlikte ivme kazanan bir liberalleşme dönemine girmiştir. Bu gelişmelerin etkisiyle Türkiye Elektrik Piyasası günümüzde değer zincirinin üretim, iletim, toptan satış, perakende ve dağıtım gibi farklı kısımlarında faaliyet gösteren farklı aktörlerin yer aldığı karmaşık yapısına erişmiştir. Türkiye elektrik üretim değer zincirinde hem özel hem de kamu olmak üzere farklı üretim teknolojilerine sahip pek çok piyasa oyuncusu bulunmaktadır. 2021 Şubat ayı itibarıyla piyasada elektrik üretim lisansına sahip 1.108 özel sektör katılımcısı bulunmaktadır (EPİAŞ Şeffaflık Platformu, 2020). Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ) ise kamunun sahip olduğu elektrik santrallerinin işletilmesinden sorumludur. Elektrik iletim sisteminin işletilmesinden ise bir kamu kuruluşu olan Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) sorumludur. Bu kurum aynı zamanda Dengeleme Güç Piyasası (DGP) ve Yan Hizmetler Piyasalarının da işletimini yürütmektedir.

[3] 9 Temmuz 2018 Tarihli ve 30473 Sayılı Resmi Gazete

Toptan satış piyasasında ise hem özel sektör oyuncuları hem de kamu aktif olarak yer almaktadır. 2018 yılında TETAŞ'ın EÜAŞ ile birleşmesinden itibaren EÜAŞ, üretim faaliyetlerinin yanında, toptan satış faaliyetlerinden de sorumlu kamu kuruluşu olarak görev yapmaktadır . Özel sektör içerisinde ise Şubat 2021 itibarıyla 153 adet özel tedarik lisansı sahibi aktör piyasada yer almaktadır (EPİAŞ Şeffaflık Platformu, 2020). 2013 yılında gerçekleşen dağıtım sektörü özelleştirme sürecinin tamamlanmasının ardından 21 dağıtım bölgesi kendi bölgelerinden sorumlu olan 21 özel dağıtım şirketi tarafından yönetilmektedir. Bu şirketlerin aynı zamanda mevzuat gereği ayrıştırılmış ve kendi bölgelerindeki müşteriler için görevli tedarik şirketi faaliyetlerini yürütmekten sorumlu oldukları perakende şirketleri de bulunmaktadır. Diğer taraftan, piyasada perakende satış lisansına sahip olan tüm şirketler istedikleri bölgelerde son kullanıcılara ikili anlaşmalarla elektrik tedarik edebilirler. Enerji Piyasaları Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından belirlenen yıllık tüketim limitinin üzerinde tüketime sahip olan bütün kullanıcıların (serbest tüketiciler) serbest piyasa koşullarında elektrik tedarikçisini seçmesine izin verilmektedir. 2021 yılı için serbest tüketici limiti yıllık 1.200 kWh olarak belirlenmiştir.

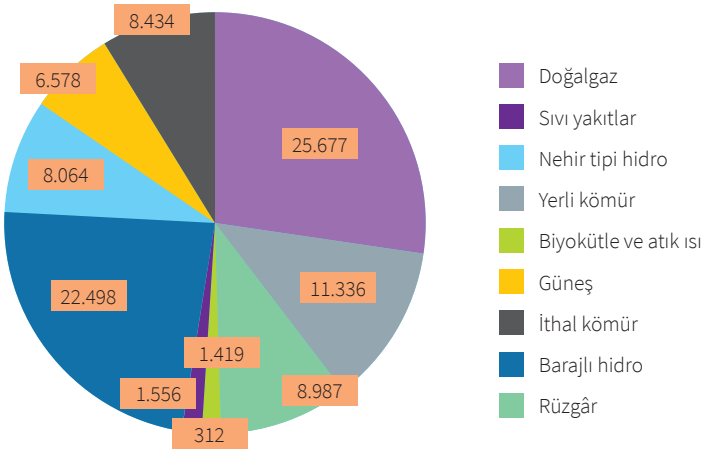
Gün Öncesi ve Gün İçi elektrik piyasalarının işletiminden ise Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPİAŞ) sorumludur. Şirket 2018 yılından itibaren spot doğal gaz piyasasını da işletmektedir. Fiziksel teslimatlı vadeli elektrik piyasası da yine EPİAŞ bünyesinde 1 Haziran 2021 itibariyle açılmıştır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) enerji politikalarının belirlenmesi ve yürütülmesinden sorumlu olan kamu kurumudur. Enerji Piyasaları Düzenleme Kurumu (EPDK) ise Türkiye'nin elektrik, doğal gaz, petrol ve LPG piyasalarının düzenlenmesi, denetlenmesi ve bu piyasalarla ilgili ikincil mevzuatın hazırlanması gibi konulardan sorumludur.

Şekil 4: *2020 Sonu itibarıyla Şirket Türüne Göre Kurulu Güç Dağılımı (MW)*



2000'li yılların başından itibaren elektrik üretim kurulu gücü içerisinde özel teşebbüsün payı artmakta ve kamunun sektördeki ağırlığı azalmaktadır. 2020 sonu itibarıyla 94,9 GW mertebesine ulaşmış bulunan kurulu gücün %78'i özel şirketlere bağlı santrallerden oluşmaktadır (TEİAŞ YTBS, 2020). Gelecekte yapılması beklenen yatırımlarla bu oranın daha da artması beklenmektedir.

Şekil 5: *2020 Sonu itibarıyla Yakıt Türüne Göre Kurulu Güç Dağılımı (MW)*



On yıl öncesine kadar geleneksel olarak termik ve hidroelektrik kaynaklarının bir karışımından sağlanan elektrik üretimi son dönemde artan yenilenebilir enerji yatırımlarıyla oldukça çeşitlenmiştir. Bu değişimde rüzgâr, güneş enerjisi gibi kaynakların düşen yatırım maliyetleri ve sağlanan destekler etkili olmuştur. 2020 sonu itibarıyla toplam kurulu gücün %49,2'sini termik santraller, %32,2'sini hidroelektrik santralleri, kalan %18,6'lık bölümü ise başta rüzgâr ve güneş olmak üzere diğer yenilenebilir enerji kaynakları oluşturmaktadır (TEİAŞ YTBS, 2020). 2010 yılında hidroelektrik hariç yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu güç içindeki payının yalnızca %3,1 olduğu göz önüne alındığında son yıllarda yaşanan dönüşümün boyutu görülebilmektedir. Öte yandan, 2019 yılında gerçekleştirilen toplam üretimin %56,4'ü termik santrallerden, %29,5'i hidroelektrik santrallerden, %14,1'i ise diğer yenilenebilir kaynaklardan sağlanmıştır (TEİAŞ, 2020). Fakat burada 2019 yılının yüksek oranda yağışın gerçekleştiği sulak bir yıl olması nedeniyle hidroelektrik üretimi açısından referans alınmaması gereken bir yıl olduğu da unutulmamalıdır. 2020 yılının sulaklık açısından ortalamaya daha yakın gerçekleşmesi sebebiyle ise toplam üretimin %25,6'sı hidroelektrik santrallerden, %57,8'i termik santrallerden, %11,8'i rüzgâr ve güneş toplamından, %5'i ise diğer yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilmiştir (TEİAŞ, 2020).

Türkiye'nin mevcut enerji politikalarının aynı anda gözlenen birkaç temel önceliği bulunmaktadır. Bunların arasında arz güvenliğinin ve yerli kaynak kullanımının artırılması, iklim değişikliğine yol açan karbon salımlarının sınırlandırılması ve elektriğin mümkün olan en düşük maliyetle son kullanıcılara sağlanması sayılabilir. Bu hedeflerin hayata geçirilebilmesi için geliştirilen başlıca politikalar arasında yenilenebilir enerji kaynaklarının desteklenmesi ve yerli kaynaklardan azami derecede faydalanılması bulunmaktadır. Fosil yakıt rezerv arama faaliyetlerinin sürdürülmesi ve 2020 yılının ortalarında Karadeniz'de keşfedilen 405 milyar metreküp hacmindeki Tuna-1 doğal gaz rezerv sahasının (TPAO, 2020) ekonomiye kazandırılması da bu politikalar arasında sayılabilir. Bununla birlikte Türkiye'nin ilk nükleer enerji santrali olması planlanan Akkuyu Nükleer Santralinin de arz güvenliği ve karbon salımlarının azaltılması konularında sisteme katkı sağlayacağı öngörülmektedir. Her biri 1.200 MW kurulu güce sahip 4 reaktörden oluşacak santralin ilk reaktörünün 2023 yılında devreye alınması planlansa da mevcut ilerlemeye bağlı olarak devreye giriş tarihinde gecikmeler yaşanması muhtemel gözükmektedir. Öte yandan, Karbon Piyasalarına Hazırlık Ortaklığı (PMR) tarafından Türkiye için başlatılan program çerçevesinde karbon fiyatlandırma mekanizması çalışmaları da devam etmektedir. 2020 yılı

sonunda hazırlanan "İklim Değişikliği Kanunu" taslağı da ülkenin çevresel hedeflerini gerçekleştirmek konusunda atılmış önemli bir adımdır.

Halihazırda bahsi geçen bu hedeflere ulaşmak amacıyla pek çok politika aracından yararlanılmakta ve bu politikalar piyasanın şekillenmesinde önemli birer rol oynamaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının desteklenmesi amacıyla oluşturulmuş olan temel politika mekanizması YEKDEM, 2005 yılında çıkarılan 5346 sayılı YEK Kanunu ile devreye girmiş, bugün uygulanmakta olan alım garantisi fiyatları ise 2011 yılından itibaren geçerli olmuştur. Farklı yenilenebilir enerji kaynakları, üretimlerini YEKDEM kapsamında belirlenen destek miktarı üzerinden 10 yıllık bir süre için alım garantisi üzerinden satabilmektedir. Ayrıca kurulumlarında yerli aksam kullanan santraller için 5 yıllık ek bir destek de sağlanmaktadır. COVID-19 salgını nedeniyle 2020'de sona ermesi planlanan bu mekanizmanın geçerliliği Temmuz 2021 tarihine dek uzatılmıştır. Bu tarihe kadar devreye giren yenilenebilir enerji santralleri destekten yararlanabileceklerdir. Ayrıca, temmuzda sona erecek YEKDEM sonrasında uygulanacak olan yeni destek modeline ilişkin detaylar da belirlenmiştir. ABD doları endeksli mevcut YEKDEM'in aksine, verilen desteğin TL olduğu ve kaynaklara göre farklı oranlarda olmak üzere destek fiyatlarının nispeten daha düşük tutulduğu görülmektedir. Bunun yanında, alım garanti fiyatları her bir çeyrekte ÜFE, TÜFE ve döviz kurlarının parametre olduğu bir formül ile revize edilecektir. Bir taraftan ihale yöntemiyle ilerleyen yeni YEKA'ların yapılması da gündemdedir.

Yenilenebilir enerji kaynakları dışında piyasada sağlanan iki temel destek mekanizması; kapasite mekanizması ve linyit santrallerine sağlanan alım garantisi uygulamasıdır. 2018 yılında oluşturulmuş olan kapasite mekanizması yerli kömür, doğal gaz ve bazı hidroelektrik santralleri için emre-amade kurulu güç başına sabit bir destek sağlamaktadır. Mekanizmanın temel amacı, elektrik sisteminde bulunan bazı santrallerin herhangi bir arz sıkıntısı durumuna karşı emre amade olarak hazır olmasını sağlamaktır. Diğer taraftan, yerli kömürle üretim yapan santrallerin üretimlerinin %50'si EÜAŞ tarafından bir alım garantisi kapsamında satın alınmaktadır. Bu mekanizmanın 2024 yılı sonuna kadar devam etmesi kararlaştırılmış olsa da bu tarihten sonra da devam etmesi olasıdır.

Yenilenebilir enerji üretiminin artması daha önce bahsi geçen tüm hedeflerin ulaşılmasına katkı sağlamaktadır. Türkiye'nin sahip olduğu rüzgâr ve güneş kaynaklarının tam olarak kullanılması elektrik üretiminde yerliliğin artırılmasında önemli bir rol oynayacaktır. Bu kaynaklar aynı zamanda enerji sisteminin karbonsuzlaşmasında ve çevresel hedeflere ulaşılmasında öncü olacaktır. Artan teknoloji gelişimi ile birlikte maliyet olarak konvansiyonel enerji kaynaklarıyla rekabet eden bir duruma gelinmiş olup ileride bu maliyetlerin daha da düşmesi beklenmektedir. Bu nedenlerle yakın gelecekte üretim içindeki payını en çok artıracak kaynakların rüzgâr ve güneş enerjisi olması beklenmektedir. Bu kapsamda "2019-2023 Stratejik Planı" dahilinde güncellenen kurulu güç hedefleri arasında 2023 yılı için rüzgâr kurulu güç hedefi 12 GW, güneş kurulu güç hedefi ise 10 GW olarak açıklanmıştır (ETKB, 2020). Ayrıca Uluslararası Enerji Ajansı'nın yayımladığı Türkiye raporuna göre her iki kaynak türü için de 2030 yılına kadar 10 GW seviyesinde olması beklenen kurulu güç artışı (rüzgâr ve güneş için her yıl ortalama 2 GW ilave kurulu güç), bu Stratejik Plan çerçevesinde belirlenen hedefleri destekler niteliktedir (IEA, 2020).

Diğer taraftan, rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinin üretimleri değişken meteorolojik koşullara bağlıdır ve bu yüzden gerçek zamanlı üretimlerinin tahmin edilmesi nispeten

daha zordur. Bu kaynakların elektrik sistemine daha çok entegrasyonu, elektrik sisteminin daha çok esnek olmasını gerektirecektir.

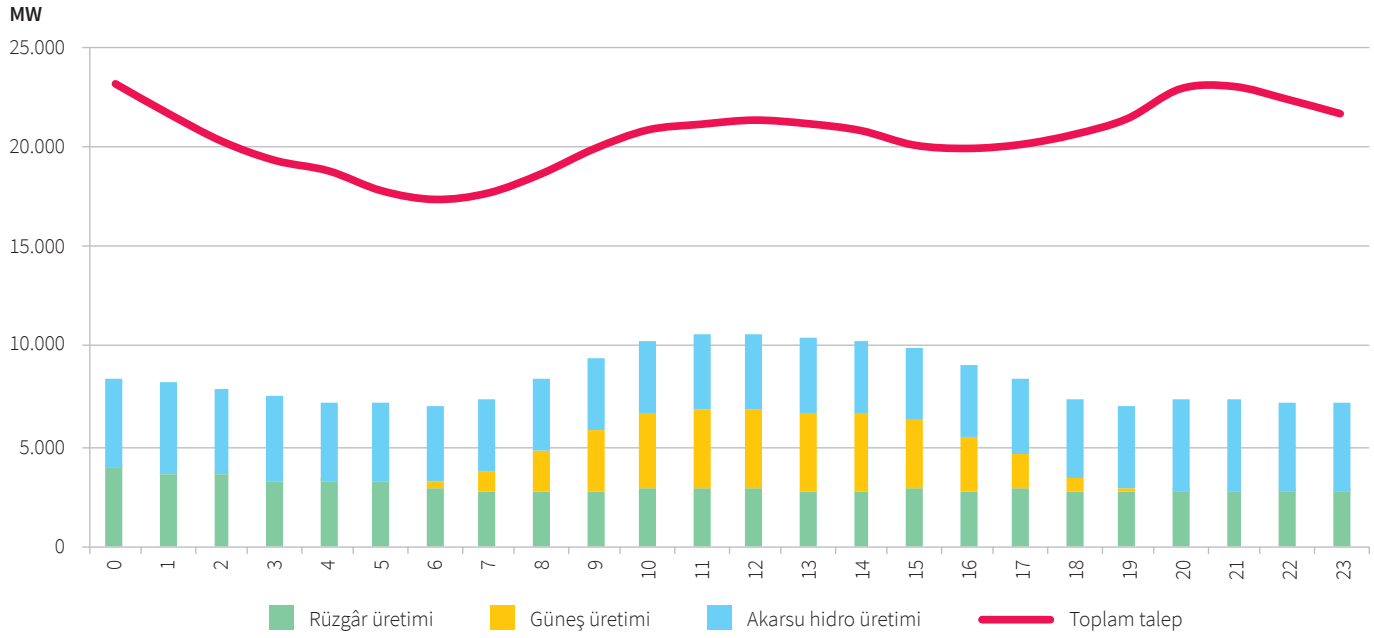
Bir ürün olarak elektrik pek çok bakımdan diğer emtialardan ayrılmaktadır. Elektrik depolamanın günümüz şartlarında maliyet etkin bir yöntem olmaması ve çok büyük kapasitelerde enerji depolamanın teknik zorluğu nedeniyle elektrik arz ve talebinin sistemde her an eşit olması gerekmektedir. Dolayısıyla elektrik üretildiği anda tüketilmesi gereken bir emtiadır. Elektrik üretim ve tüketiminin anlık olarak dengelenebilmesi için dünyada ve Türkiye'de pek çok piyasa mekanizması oluşturulmuştur. Bu bağlamda amaçlanan temel konu çeşitli yöntemler kullanılarak oluşabilecek bu dengesizliklerin en aza indirilmesi ve de oluşan bu dengesizliklerin en maliyet etkin yöntemlerle çözülmesidir.

Bahsi geçen sistem dengesizlikleri yalnızca yenilenebilir enerji üretiminden kaynaklanmamakla birlikte bu kaynakların üretiminin artması ise dengesizlik sorunlarını artırabilmektedir. Örneğin bir gün sonraki rüzgâr üretim miktarının doğru olarak tahmin edilememesi, sistemde önemli ölçüde dengesizlik yaratabilmekte ve dengeleme maliyetini artırabilmektedir. Rüzgâr ve güneş enerjisi gibi kaynakların üretiminde saatlik olarak ani yaşanan değişimler elektrik sisteminin tekrar dengelenmesini gerektirecektir. Öte yandan yenilenebilir enerji kaynakları, elektrik sistemi için birçok fayda sağlar. Örneğin bu kaynakların yakıt maliyetleri olmadığı için kısa dönem marjinal maliyetleri yok denecek kadar azdır ve üretimdeki paylarının artması spot fiyatları düşürecektir. Öte yandan dağıtık yenilenebilir enerji üretim tesisleri, iletim sistemindeki kısıtların giderilmesinde ve şebeke yatırım ihtiyacının azaltılmasında çok önemli bir rol oynayabilir. Özellikle puant saatlerdeki elektrik talebinin önemli bir kısmını karşılayarak güneş ve rüzgâr gibi kaynaklar, sistemdeki yedek kapasite ihtiyacını sınırlayabilir.

Değişken yenilenebilir enerji üretiminin yüksek seviyelere ulaştığı piyasalarda, sistem kısıtları ve diğer esnek olmayan konvansiyonel kaynakların da etkisiyle yenilenebilir enerji kaynakların kesilmesi (curtailment) konusu da gündeme gelmektedir. Sistem işletmecisi, sistemin güvenliğini sağlamak için doğrudan müdahale edebilir ve bazı santrallerin üretimlerini kısmasını zorunlu tutabilir. Bu durumun oluşmasında sistemin yeterince esnek olmaması, konvansiyonel santrallere verilen alım garantileri ve baz yük çalışan santrallerin üretimlerini değiştirmesini sağlayacak fiyat sinyallerinin etkin olmaması etkili olmaktadır. Baz yük çalışan konvansiyonel santrallerin piyasada oluşan fiyatlara bağlı olarak üretimlerini kesme ihtiyacı duymamaları ve arz fazlası oluşmasıyla sistem güvenliği için sistem işletmecisi yenilenebilir enerji kaynakların üretimlerini kesebilir.

Türkiye'de, elektrik sisteminin güçlü altyapısı ve düşük yenilenebilir enerji entegrasyonu sebebiyle yenilenebilir enerji kesintilerine ihtiyaç duyulmamaktadır. Mevcut durumda değişken yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanan elektrik üretiminin en yüksek seviyelerde olduğu saatlerde bile diğer santrallerin sistemde olmasını gerektirecek önemli miktarda elektrik talebi bulunmaktadır. Örneğin 2020 yılında güneş, rüzgâr ve akarsu hidroelektrik kaynaklarının, toplam talebin yüzde 50'sinden fazlasını karşıladığı saat sayısı 8 olmuştur. Bu saatler, COVID-19 salgını nedeniyle sokağa çıkma yasağı uygulanan ve aynı zamanda Ramazan Bayramı tatilini içeren 24-25 Mayıs günlerinde talebin en düşük olduğu zaman dilimini göstermektedir. Böylesine olağan dışı koşullar altında bile mevcut durumda bir yenilenebilir enerji kesintisine ihtiyaç duyulmaması, Türkiye elektrik sisteminin güçlü altyapısını gösteren önemli bir göstergedir.

Şekil 6: *24 Mayıs 2020 Tarihinde Değişken Yenilenebilir Üretimi ve Toplam Elektrik Talebi*



Şekil 6'da değişken üretim payının 2020 içinde en yüksek olduğu 24 Mayıs tarihindeki saatlik değişken yenilenebilir enerji üretimi ve toplam elektrik talebi gösterilmiştir (EPİAŞ Şeffaflık Platformu, 2020). Grafikten görülebileceği üzere her saat için toplam elektrik talebi ile değişken elektrik üretimi arasında önemli bir fark görülmektedir. Talebin kalan bu bölümü termik, barajlı hidroelektrik ve jeotermal enerji santralleri gibi üretim seviyeleri kontrol edilebilen (yük al/yük at yapabilen) kaynaklardan karşılanmıştır.

Buna karşın, rüzgâr ve güneş enerji kaynaklarının önümüzdeki yıllarda giderek artmasından sonra talebin de düşük olacağı bazı zaman dilimleri için ülkemizde de yenilenebilir üretimin kesilmesi söz konusu olabilir. Elektrik piyasa tasarımında yapılacak iyileştirmeler yoluyla bu kesinti ihtiyacının en aza indirilmesi mümkündür. Öte yandan, alınacak önlemlere rağmen giderilemeyen kesinti ihtiyacının nasıl giderileceği ve bu kesintiden doğabilecek zararların yenilenebilir enerji santrallerine nasıl tazmin edileceği konusu da ilerleyen yıllarda piyasada ek bir düzenleme ihtiyacına işaret edebilir.

Yenilenebilir enerjinin bahsi geçen faydalarından yararlanılabilmesi ve bu kaynakların sisteme istenen oranlarda dahil edilebilmesi için sistemde esnekliği sağlayacak gerekli iyileştirmelerin yapılması elzemdir. Değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının, enerji sistemlerine daha çok entegre edilmesi günümüzde bütün ülkelerin dikkate aldığı bir konudur. Türkiye özelinde piyasa tasarımında yapılabilecek olası iyileştirmelerin belirlenmesi ve uygulanması, yenilenebilir enerji kaynaklarından azami faydalanılmasını sağlayacaktır.

2.2. Sistem Esnekliği için Organize Elektrik Toptan Satış Piyasalarının Önemi

Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tarafından esneklik, bir elektrik sistemi içerisinde beklenen ya da gerçekleşen değişkenliklere karşı üretim ya da tüketim tarafının değişkenlik gösterebilme kapasitesi olarak tanımlanmaktadır. Diğer bir deyişle esneklik, elektrik sistemlerinin yaşanabilecek ani ve büyük çaplı dengesizliklere

karşılık arz güvenliğini sağlama kapasitesini ifade eder (IEA, 2011). Sistem esnekliğinin artırılması ve yenilenebilir enerji kaynaklarının sisteme daha çok entegre edilmesini sağlayacak farklı teknolojik seçenekler bulunmaktadır. Örneğin, batarya sistemleri, yakıt pilleri ve pompajlı hidroelektrik gibi çeşitli depolama sistemlerinin kurulması, termik santrallerin esnekliğinin artırılması, elektrik sistemine talep tarafı katılımının sağlanması, merkezi üretim/tüketim düzeninden dağıtık ve daha esnek bir piyasa yapısına geçilmesi gibi çözümlerin sisteme getirdiği fayda ve maliyetler, literatürdeki farklı kaynaklarda detaylı olarak analiz edilmiştir (SHURA, 2018; SHURA, 2019; IRENA, 2019).

Önümüzdeki dönemde elektrik sisteminin esnekliğinde bu tarz teknolojik çözümlerin önemli bir rol oynayacağı öngörülmektedir. Fakat bu çözümlerin uygulanması teknolojik gelişim hızına bağlıdır ve mevcut durumda bu çözümlerin maliyetlerinde istenilen seviyelere ulaşılamamıştır. Dolayısıyla kısa ve orta vadede, sistem esnekliğini artıracak ve değişken yenilenebilir enerji entegrasyonunu kolaylaştıracak bu çözümler tek başına yeterli olmayacaktır. Öte yandan elektrik piyasalarının tasarımında düzenlemelerde yapılacak bazı iyileştirmelerle sistem esnekliği çok daha az maliyetli olarak artırılabilir. Dolayısıyla uygulanabilecek teknolojik çözümlerin yanında piyasa tasarımında yapılabilecek olası iyileştirmeler, yenilenebilir enerji kaynaklarının en verimli şekilde kullanılması açısından kritik bir öneme sahiptir.

Dünya genelinde birçok ülkede ve Türkiye'de hayata geçirilmiş olan piyasa tasarımlarında elektrik sisteminin anlık dengesini sağlamaktan iletim sistemi operatörleri sorumludur. Türkiye özelinde bu sorumluluk TEİAŞ'a aittir. Sistemin sağlıklı çalışması ve dengesizliklerin yönetilmesi açısından bu kurumun iki temel işlevi bulunmaktadır. TEİAŞ, organize elektrik piyasalarında faaliyet gösteren piyasa katılımcılarına dengesizlikleri oranında bir maliyet yansıtmaktadır. Dengesizliğe düşen katılımcılar, düştükleri dengesizlik hacmi başına belirlenen cezaları TEİAŞ'a ödemekle yükümlüdürler. Bu cezalardan kaynaklanan ödemeler ve TEİAŞ'ın tüm piyasaya uyguladığı iletim tarifesi ödemeleri TEİAŞ'ın gelirlerini oluşturmaktadır. Öte yandan TEİAŞ, bu gelirleri işletiminden sorumlu olduğu Dengeleme Güç Piyasası ve Yan Hizmetler Piyasalarının operasyonlarını yürütmek için kullanmaktadır. Piyasada oluşan dengesizlikler, bu piyasalar üzerinden TEİAŞ'ın yük al/yük at yapabilen santrallere verdiği talimatlarla çözümlenebilir. Örneğin dengesizliklerin artması durumunda bu iki piyasanın toplam maliyetlerinin artması beklenebilir. TEİAŞ'ın Dengeleme Güç Piyasası ve Yan Hizmetler Piyasası'nın faaliyetlerini içeren dengeleme maliyetlerini, dengesizlik cezalarından tam olarak karşılayamaması durumunda tüm piyasaya uyguladığı sabit ve değişken iletim tarife seviyelerini yükseltmesi söz konusu olabilmektedir. Özellikle sabit iletim maliyetlerinin yükselmesi durumunda, bundan en olumsuz etkilenen santraller, nispeten düşük kullanım oranlarından dolayı rüzgâr ve güneş enerjisi gibi yenilenebilir enerji santralleri olmaktadır.

Esnek bir elektrik sisteminin sağlanmasında Gün Öncesi ve Gün İçi piyasalarının rolü de çok önemli olacaktır. Gün İçi piyasası, rüzgâr ve güneş enerji kaynaklarının sisteme entegrasyonu için önemlidir. Çünkü güncellenmiş üretim tahminlerine olanak sağlayarak gün içi ticarete izin verir. Her iki piyasada yapılabilecek olası iyileştirmeler, dengesizlik miktarlarının düşmesini, gerçek zamanda daha dengeli bir piyasanın oluşmasını ve daha verimli işleyen sistemle birlikte kaynakların optimum olarak kullanılmasını sağlayacaktır. Diğer taraftan, Dengeleme Güç Piyasası ve Yan Hizmetler Piyasası tasarımı üzerinde yapılacak iyileştirmeler, bu piyasaların daha verimli çalışmasını ve gerçekleşen dengesizlik başına üstlenilen maliyetin

düşmesini sağlayabilir. Piyasanın bütüncül yapısı nedeniyle bir noktada yapılacak değişikliğin bütün sistem üzerindeki etkilerinin analiz edilmesi gerekmektedir. Bu çerçevede, uluslararası en iyi örneklerden yola çıkarak olası piyasa iyileştirmeleri için uygulanabilecek pek çok seçenek belirlenmiş ve bunların olası etkileri analiz edilmiştir.

Sistemin daha verimli çalışması, sistem esnekliğinin artması ve değişken yenilenebilir enerji entegrasyonunun hızlanması için olası iyileştirmeler arasında; piyasada şeffaflığın artırılması, Gün Öncesi Piyasası'nda alt ve üst fiyat limitlerinin belirlenme yöntemi ve bölgesel fiyatlandırma sisteminin değerlendirilmesi, alım garantileri ve kapasite mekanizmasının değerlendirilmesi, karbon maliyetinin uygulanabilirliği, Dengeleme Güç Piyasası ve Gün İçi Piyasasında kapı kapanış sürelerinin daha erkene çekilmesi ve dengesizlik uzlaştırma periyotlarının daha kısa aralıklarda yapılabilmesi, talep tarafı katılımı ve düşük kapasiteye sahip üretim birimlerinin yan hizmetler ve dengeleme güç piyasasına katılımının sağlanması, Yan Hizmetler Piyasası tasarımında iyileştirmeler, TEİAŞ iletim maliyetlerinin ve dengesizlik cezalandırma mekanizmalarının gözden geçirilmesi ve Türkiye'nin enterkonneksiyon kapasitesinin geliştirilmesi gibi konular bulunmaktadır.

Tüm olası iyileştirmelerin ortak noktası, maliyetlerin fiyatlara tam olarak yansıtıldığı rekabetçi, şeffaf ve öngörülebilir bir piyasa yapısının kurulması olacaktır. Piyasa işleyişini bozabilecek politika seçeneklerinin tekrar değerlendirilmesi elzemdir. Nispeten düşük verimli ve esnek olmayan bazı santrallerin elektrik sistemi içinde kalmasına ve piyasada oluşan fiyatlardan bağımsız elektrik satılabilmesine olanak sağlayan alım garantileri rekabetçi piyasa yapısını bozabilmektedir. Bu durum tüm elektrik sisteminin verimli bir şekilde çalışmasını engellerken, sistem esnekliğini ve yenilenebilir enerji entegrasyonunu olumsuz yönde etkilemektedir. Piyasa işleyişini bozabilecek politikaların enerji sistemi üzerinde yarattığı etkiler, nitel ve nicel olarak analiz edilmelidir.

Piyasa tasarımı konusunda yapılabilecek iyileştirmelerin analiz edilmesinden önce Türkiye'deki mevcut piyasa yapısının incelenmesi ve olası iyileştirmelerin neler olabileceğinin tam olarak anlaşılması önemli olacaktır. Bu nedenle bir sonraki bölümde, Türkiye'de halihazırda uygulanmakta olan spot ve gerçek zamanlı piyasaların temel işleyiş mekanizmaları incelenmiştir.

3. Türkiye'de Mevcut Piyasa Yapısı

3.1. Mevcut Piyasa Yapısı ve Dinamikleri

3.1.1. Elektrik Piyasasının Tarihsel Gelişim Süreci

Türkiye'de serbest bir elektrik piyasasının oluşumu için 2000'li yıllarda adım atılmaya başlanmıştır. 2001 yılında devreye giren 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun ardından çeşitli yönetmelikler ve kanunlar ile beraber elektrik, ticareti yapılabilen bir emtia haline gelmiş ve bu durum pek çok yatırımcının dikkatini sektöre yöneltmiştir. 2006 yılında ise Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği'nin hazırlanması ile organize toptan satış faaliyetleri için yasal altyapının ilk adımı atılmıştır. Yönetmeliğin temel amaçlarından biri, organize spot ve gerçek zamanlı piyasaların kurulması olsa dahi piyasanın hazır durumda olmadığı düşünüldüğünden bu amaç hemen hayata geçirilememiştir.

Türkiye elektrik piyasasını dört dönem altında incelemek, piyasa gelişiminin daha iyi takip edilmesi için kolaylık sağlamaktadır. Piyasanın kurulumu ilk üç aşamada tamamlanmış olup 2015 itibarıyla piyasa şu anda yaşamakta bulunduğumuz 4. dönemin içinde sayılabilir.

2006 ile 2009 yılları arasına tekabül eden ilk aşama, bir geçiş dönemi niteliği taşımaktadır. Bu aşamada dengeleme mekanizması ve üç zamanlı okumanın yapıldığı aylık uzlaştırma uygulamasına geçilmiştir. Buna ilave olarak dengeleme mekanizması ile elektrik piyasasında nakit ödemelere de başlanmıştır. Bu dönem içerisinde dengeleme saatlik talimatlar üzerinden gerçekleştirilmekteydi.

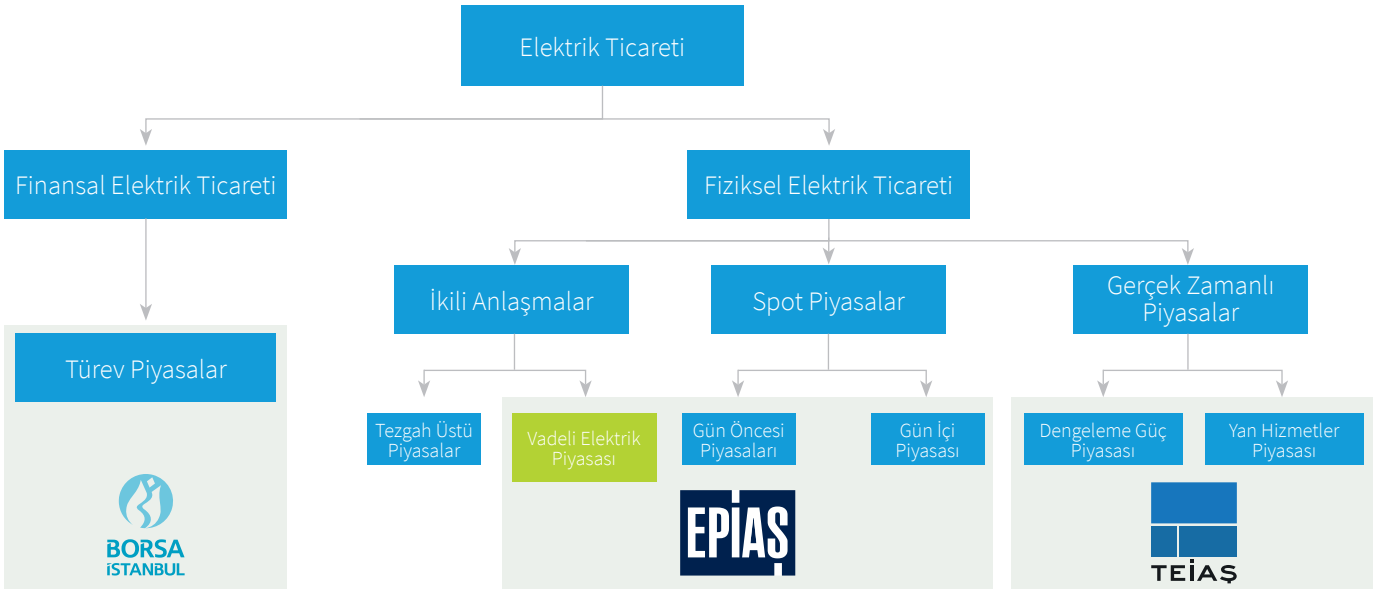
2009 yılında başlayan ikinci aşama ise Gün Öncesi Piyasası'nın oluşturulması için hazırlık dönemi olarak nitelendirilebilir. Günümüzdeki Gün Öncesi Piyasası'nın temeli de 2009 yılında başlayan gün öncesi planlama dönemiyle birlikte atılmıştır. Bu aşamada, piyasa katılımcılarının katılımının zorunlu olduğu ve gün öncesi dengeleme mekanizmasının saatlik olarak çalıştırıldığı bir piyasaya yönelik çalışmalar yapılmıştır. Bu kapsamda Dengeleme Güç Piyasası, 2009 yılında kurulmuş ve piyasada dengeleme faaliyetleri bu piyasa üzerinden yürütülmeye başlanmıştır.

2009 ile 2011 yılları arasında hazırlık döneminin ardından 2011 yılı itibarıyla piyasanın oluşumundaki üçüncü aşamaya geçilmiştir. İkinci aşamada planlanan Gün Öncesi Piyasası ile 2011 yılında tamamlanan Gün Öncesi Piyasası arasında önemli farklılıklar bulunmaktadır. Planlama döneminin aksine piyasa oyuncularının katılımının zorunlu olmadığı ve her piyasa oyuncusunun portföylerini dengelemesinin esas olduğu bir piyasa yapısı ortaya konulmuştur. Bir diğer fark ise talep tarafında yer alan katılımcıların, fiyat seviyelerine göre teklif verebilmesine izin verilmesidir.

Dördüncü aşama ise son faz olup 2015 yılında Gün İçi Piyasası'nın işletmeye girmesiyle başlamıştır. Gün İçi Piyasası ile katılımcılar, gün içinde yaşayabilecekleri olası dengesizlikleri yönetme şansı bulmuşlardır. Yine bu dönemde EPİAŞ'ın kurulması da organize piyasa yapısının gelişimi açısından oldukça önemli bir adım olarak nitelendirilmektedir.

Mevcut durumda Türkiye'de elektrik ticareti fiziksel ve finansal elektrik ticareti olmak üzere iki ana başlık altında değerlendirilebilir. Finansal elektrik ticareti ikili anlaşmalarla ya da türev piyasalarda Borsa İstanbul üzerinden yapılmakta iken fiziksel elektrik ticaretindeki temel seçenekler ise ikili anlaşmalar, organize spot piyasalar ve gerçek zamanlı piyasalar olarak öne çıkmaktadır.

Şekil 7: *Türkiye'de Elektrik Ticareti ve Organize Piyasalar*



**Fiziksel Teslimatlı Vadeli Elektrik Piyasası Haziran 2021 itibariyle devreye girmiştir.*

İkili anlaşmalar halihazırda tezgâh-üstü piyasalar vasıtasıyla bir piyasa işletmecisi olmadan yapılmaktadır. EPİAŞ çatısı altında ileri tarihli elektrik ticareti yapmayı mümkün kılacak olan fiziksel teslimatlı Vadeli Elektrik Piyasası Haziran 2021'de devreye girmiştir.

Türkiye'de spot elektrik ticareti Gün Öncesi Piyasası ve Gün İçi Piyasası olmak üzere iki temel organize piyasa üzerinden yürütülmektedir. Gün Öncesi Piyasası, teslimi bir gün sonra gerçekleşecek şekilde saatlik elektrik alış ve satış işlemlerinin yapılması amacıyla kurulmuş bir organize toptan elektrik piyasasıdır. Bu piyasada katılımcılar, bir gün önceden alış veya satış yönünde teklif vermektedirler. Bu tekliflerin kesiştiği noktalarda ise her saat için bir elektrik fiyatı oluşur ve piyasadaki alışverişler bu fiyat üzerinden yapılır. Gün İçi Piyasası'nda ise piyasa katılımcıları elektriğin fiziksel teslimatından 60 dakika öncesine kadar alış veya satış teklifi sunabilmekte ve eşleşme durumunda elektrik ticareti yapabilmektedirler.

Dengeleme Güç Piyasası ve Yan Hizmetler Piyasası ise gerçek zamanlı piyasaların altında yer alır ve TEİAŞ tarafından işletilmektedir. Bu piyasalar kapsamında frekans ve güç kontrolü gibi elektrik sisteminde arz güvenliğini ve sistemin kalitesini sağlama amaçlı hizmetler yürütülür.

En son EPİAŞ verilerine göre 2020 yılında Gün Öncesi Piyasası'nda 181,4 TWh, Gün İçi Piyasası'nda 6,8 TWh, Dengeleme Güç Piyasası'nda ise 7,4 TWh miktarında fiziksel ticaret gerçekleşmiştir. Aynı dönemde yapılan ikili anlaşma ticaret miktarı ise 255,4 TWh seviyesindedir (EPİAŞ, 2021). Yan Hizmetler Piyasası kapsamında ise 2020 yılında saatlik olarak ortalama 273 MW seviyesinde primer frekans rezerv kontrolü ve 918 MW seviyesinde sekonder frekans rezerv kontrolü ihalesi açılmıştır (EPİAŞ Şeffaflık Platformu, 2021).

Türkiye'de organize elektrik piyasalarının kurulması süreci yenilenebilir enerji kullanımının artması süreciyle eş zamanlı olarak ilerlemiştir. İlk dönemde bir üretim planlaması yapması zorunlu tutulmayan lisanslı rüzgâr ve güneş santralleri, 2016 yılından itibaren YEKDEM kapsamında olsalar bile üretimlerini planlamaya ve piyasada teklif vermeye zorunlu tutulmuş ve piyasa yapısına dahil olmuşlardır. Yenilenebilir enerji santralleri, Gün Öncesi ve Gün İçi Piyasası'nda aktif olarak rol oynamaktadır. Öte yandan, bu santrallerin sorumlu olduğu dengesizlikler, Dengeleme Güç Piyasası ve Yan Hizmetler Piyasası yoluyla giderilmektedir. Dolayısıyla piyasa mimarisinde yapılacak değişim ve geliştirmeler, yenilenebilir enerji kaynaklarının başarılı bir şekilde sisteme entegre edilmesi konusunda önemli bir rol oynayacaktır.

3.1.2. Spot Piyasalar

3.1.2.1. Gün Öncesi Piyasası

Gün Öncesi Piyasası, EPİAŞ tarafından işletilmekte olan spot piyasalardan biridir. Piyasaya katılım gönüllülük esasına bağlı olsa da piyasa katılımcılarının piyasaya katılmaları halinde Gün Öncesi Katılım Anlaşması'nı imzalaması zorunludur. Üretim lisansı, tedarik lisansı, OSB üretim lisansı, dağıtım lisansı veya iletim lisansı sahibi olan tüm tüzel kişilikler piyasaya katılabilirler. Katılım portföy bazlıdır ve her katılımcı kendi portföyünü dengelemekle yükümlüdür.

Türkiye'de Gün Öncesi Piyasası, 2011 yılında faaliyete başlamıştır ve 2016 yılından sonra EPİAŞ tarafından geliştirilen yerli bir yazılım algoritmasıyla işletilmektedir. Bu piyasanın temel amaçları, elektrik piyasası için referans bir fiyat belirleme, piyasa katılımcılarına ticaret ve dengeleme için bir platform oluşturma ve bir gün önceden dengelenmiş bir piyasa oluşmasına fırsat sağlama olarak ifade edilebilir. Elektrik piyasasında referans bir fiyatın olması, üreticiler açısından üretimlerini ve tüketiciler açısından da tüketimlerini ayarlamaları için bir olanak sunar.

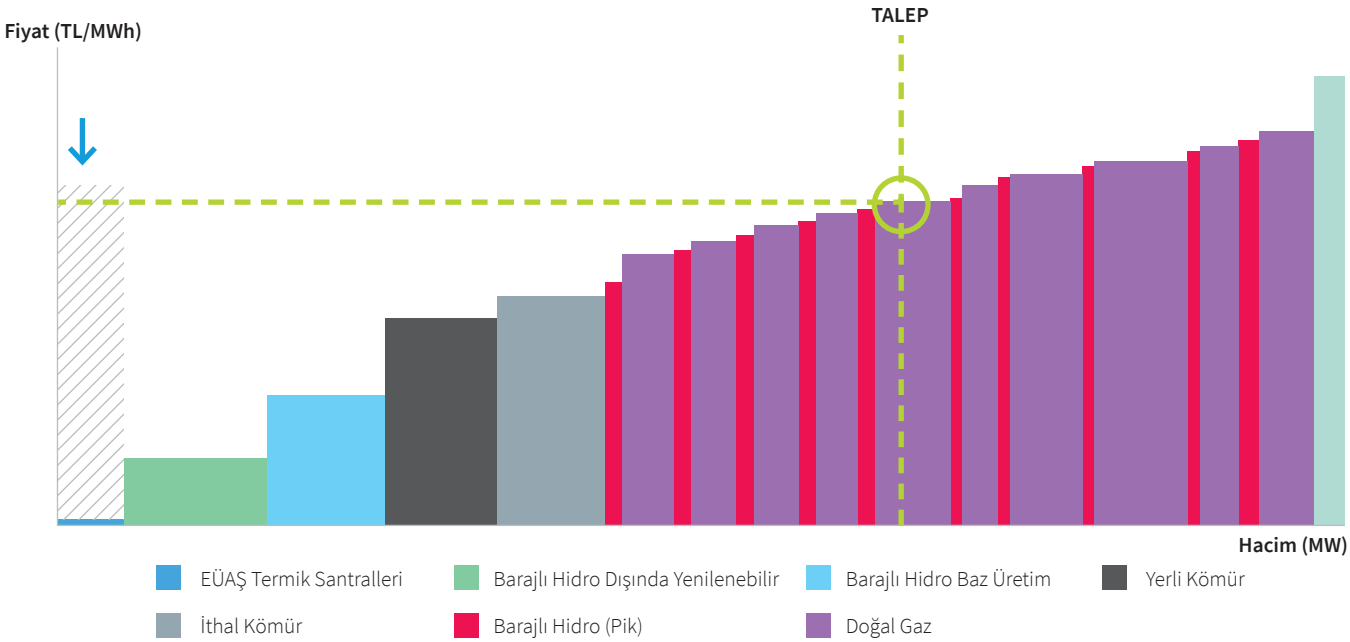
Gün Öncesi Piyasası'nın temel özellikleri aşağıdaki gibidir:

- Piyasaya katılım portföy bazlıdır ve her katılımcı kendi portföyünü dengelemek ile yükümlüdür.
- Fiyat bir sonraki günün her saati için belirlenir.
- Kullanılan teklif birimi "lot" iken teklifler Türk lirası cinsinden yapılmaktadır[4].

Gün Öncesi Piyasası'nda fiyat, arz talep eğrisi olarak da nitelendirilen arz ve talep eğrilerinin kesişmesiyle oluşmaktadır. Arz talep eğrisi, arz tarafında teklif veren katılımcıların verdikleri teklif fiyatına göre yapılan sıralama esasına dayanarak oluşturulmaktadır. Şekil 8, arz talep eğrisinin görselleştirilmiş halini göstermektedir.

[4] 1 Lot = 0,1 MWh

Şekil 8: *Türkiye Gün Öncesi Piyasası'nda Temsili Arz Talep Eğrisi*



Buna göre piyasadaki tüm üreticiler kısa dönemli marjinal maliyetlerine ve emre amade kapasitelerine göre sıralanmaktadır. Artan marjinal maliyetlerine göre sıralanmış üreticiler arasından belli bir saatteki talebi karşılamak için çalışması gereken son üreticinin marjinal maliyeti ise piyasa fiyatını oluşturmaktadır. Bütün piyasa katılımcılarının karlarını maksimize etmeye çalıştığı mükemmel bir rekabetçilik ortamında bunun olması beklenmektedir. Bu şekilde fiyatı belirleyen santrale aynı zamanda marjinal santral de denmektedir.

Arz talep eğrisinde ilk sırada yer alan santraller, genellikle EÜAŞ tarafından işletilen ya da EÜAŞ ile arasında özel ikili anlaşma bulunan santrallerdir. Burada bahsi geçen ikili anlaşmalar; Yap-İşlet-Devret, Yap-İşlet ve İşletme Hakkı Devri gibi EÜAŞ ile santral arasında yapılan uzun süreli kontratları ifade etmektedir. 2020 sonu itibarıyla Yap-İşlet kontratı bulunan santral kalmamışken Yap-İşlet-Devret kontratı devam eden santrallerin kurulu gücü toplam 140 MW ve İşletme Hakkı Devri kontratı devam eden santrallerin kurulu gücü ise toplam 2.827 MW aşamasındadır. Bu santraller ürettikleri elektriği iki taraf arasında belirlenen bir fiyat ile EÜAŞ'a satmaktadır. Bu nedenle de fiyattan bağımsız elektrik satış teklifi verirler. Doğrudan EÜAŞ bünyesinde bulunan termik santraller de yüksek kısa dönem marjinal maliyetlerine rağmen zaman zaman fiyattan bağımsız teklif verebilmektedir.

Fiyattan bağımsız teklif vermeyi tercih eden santrallerin ardından düşük işletme maliyetleri ve alım garantileri nedeniyle yenilenebilir enerji santralleri gelmektedirler. Özellikle YEKDEM ile artan yenilenebilir enerji kapasitesi ve üretimi, gerekli arzın büyük bir hacmini karşılamakta ve piyasada oluşan fiyatlar üzerinde aşağı yönlü etki yaratmaktadır. Yenilenebilir enerji santrallerinin ardından barajlı hidroelektrik santralleri gelmektedir. Bu teklif grubu altında yer alan hidroelektrik santraller; sulama ihtiyacı ve uluslararası su anlaşmaları gibi nedenlerle üretim yapmak zorunda olan santrallerdir ve genellikle düşük fiyatlarda teklif vermektedirler. Fakat tüm barajlı hidroelektrik santralleri, düşük teklif seviyelerinde çalışmaz. Bu santraller sahip oldukları su tutma avantajından dolayı fiyatın yüksek olabileceği seviyelerde de teklif vermektedir.

Yerli kömür santralleri, düşük yakıt maliyetleri nedeniyle görece düşük marjinal maliyete sahiptir. Bunun yanında, yine bu santraller daha önce bahsi geçen EÜAŞ'ın alım garantisine tabi olmaları nedeniyle üretimlerinin yarısını asgari megavat-saat (MWh) başına 50 ABD doları, azami de 55 ABD doları birim fiyattan EÜAŞ'a satmaktadır. İlgili santraller, bu alım garantisi dolayısıyla da fiyattan bağımsız veya çok düşük fiyat seviyelerinde üretim yapmayı teklif etmektedir.

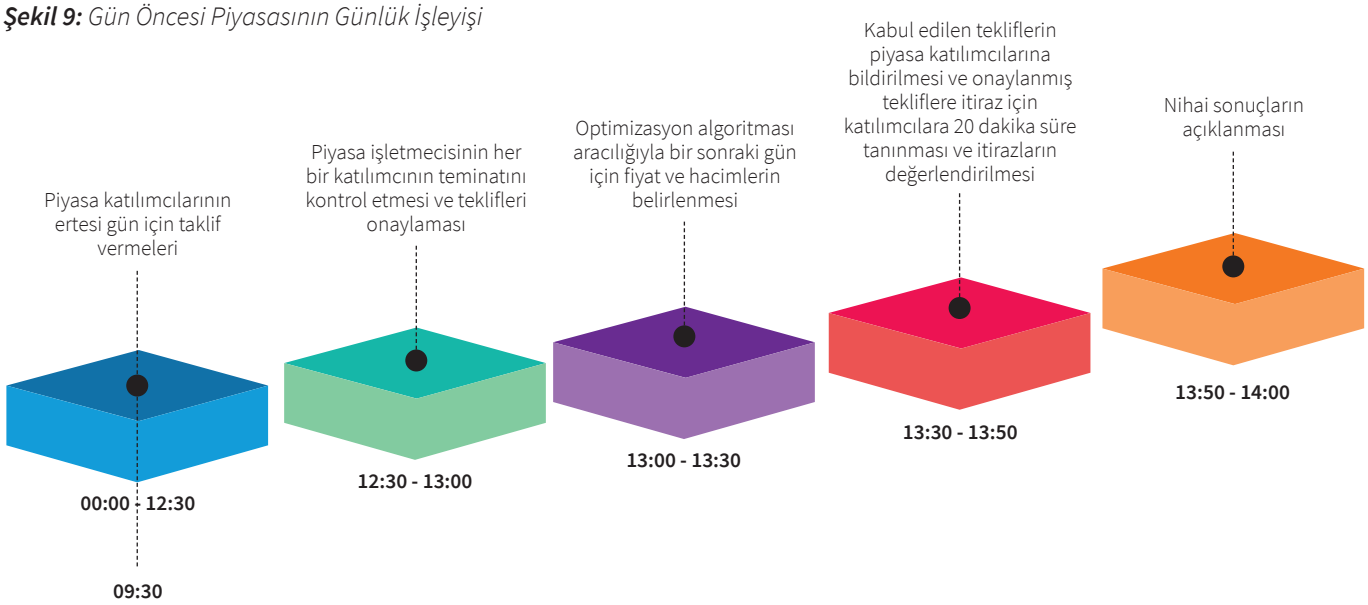
Yerli kömür santrallerinin ardından genellikle ithal kömür santralleri gelmektedir. İthal kömür santrallerinin tükettikleri kömür fiyatı için 2016 yılında önemli bir düzenleme yapılmıştır. Bu düzenlemeye göre kömür fiyatının ton başına 70 ABD doları'nın altında olduğu bir durumda fiyat, 70 ABD doları'na tamamlanmakta ve aradaki fark vergi olarak ödenmektedir. Bu nedenle ithal kömür santralleri nispeten yüksek verimliliklerine rağmen yerli kömür santrallerine kıyasla yüksek bir kısa dönem marjinal maliyete sahiptir ve teklif seviyeleri daha yüksektir. İthal kömür santrallerinin ardından gelen doğal gaz santrallerinin kısa dönem marjinal maliyetleri ise verimliliklerine göre değişkenlik gösterebilmektedir. Verimliliği yüksek olan santraller, fiyat oluşumunda belirleyici santrallerdir. Doğal gaz fiyatları değişken iken ithal kömür fiyatları uygulanan taban fiyat nedeniyle aynı seviyededir. Bu nedenle doğal gaz fiyatının yeteri kadar düştüğü durumlarda, yüksek verimlilikteki doğal gaz santralleri ile ithal kömür santrallerinin arz talep eğrisindeki yerinin değişmesi olası bir sonuçtur.

Piyasa katılımcıları Gün Öncesi Piyasası'nda başlıca üç farklı teklif türü yapabilmektedir:

- **Saatlik Teklifler:** Belirli bir saat için verilebilen, satış/alış miktarı ve fiyat içeren tekliflerdir. Teklif verilirken seviyelere ait fiyatlar artan biçimde belirlenir ve aynı fiyat seviyesinde aynı anda hem alış hem de satış yönünde teklif verilemez. Arz/talep eğrisi oluşturulurken fiyat ve miktar seviyeleri arasında boş kalan değerler, doğrusal interpolasyon yöntemi kullanılarak doldurulur.
- **Blok Teklifler:** Birden çok ardışık saat için (3-24 arası) verilebilen, miktar ve fiyat içeren tekliflerdir. Bu teklifler belirtilen zaman diliminin tamamı için kabul edilir ya da tamamı için edilmez. Belirlenen blok teklifler arasında aynı teklif bölgesi için verilmiş ve aynı işlem yönüne sahip en fazla 6 blok teklif arasında bağlılık ilişkisi kurulabilir. Bir blok teklifin bir başka blok teklife bağlanmış olması durumunda bağlı olan blok teklif çocuk teklif, bağlı olunan teklif ise anne teklif olarak isimlendirilmektedir. Anne teklif kabul edilmediği durumda, çocuk teklif de değerlendirmeye alınmaz. Bu şekilde en fazla üç seviye kullanılabilir ve ikinci ve üçüncü seviyede seviyede maksimum 3 adet çocuk teklif olabilir. Bağlı blok teklifler döngü oluşturacak şekilde birbirine bağlanamaz.
- **Esnek Teklifler:** Minimum 8 maksimum 24 saatlik zaman aralığında en fazla 4 saati kapsayan alış ve satış tekliflerinin verilebildiği tekliflerdir. Sosyal fayda prensibine göre teklifler söz konusu zaman aralığının uygun bir bölümünde kabul edilir veya reddedilir. Bu teklifler ya tamamen reddedilir ya da bir saat için kabul edilir. Bu tip teklifler için eşleşme genellikle talebin en yüksek olduğu saatlerde olmaktadır.

Gün Öncesi Piyasası'ndaki günlük süreç Şekil 9'da gösterilmektedir.

Şekil 9: *Gün Öncesi Piyasasının Günlük İşleyişi*



Gün Öncesi Piyasası'nda belirlenen fiyata *piyasa takas fiyatı* (PTF) adı verilmektedir. PTF için minimum fiyat 0 TL/MWh azami fiyat limiti ise 2.000 TL/MWh olarak belirlenmiştir. Fakat bazı dönemlerde alınan kararlarla azami fiyat daha aşağı seviyelerde de uygulanabilmektedir. En son 2020 yılının ekim ayında alınan karar ile birlikte azami fiyat limitinin her ay için bir formüle bağlı olarak belirlenmesine karar verilmiştir[5]. Bu formüle göre, iki ay önceden itibaren geçmişe dönük on iki aylık ağırlıklı ortalama piyasa takas fiyatının iki katı, içinde bulunulan ayın azami fiyat değeri olarak dikkate alınmaktadır. Bu uygulamanın ne kadar süre için geçerli olacağı henüz netlik kazanmamıştır.

Gün Öncesi Piyasası'nın yapısı, yenilenebilir enerji santralleri açısından büyük öneme sahiptir. Bu piyasanın daha verimli ve sağlıklı bir şekilde işlemesi uzun vadede daha dengeli bir piyasa yapısının kurulmasına ve artan oranlarda yenilenebilir enerji üretiminin sisteme entegre edilmesine olanak sağlayacaktır. Yenilenebilir enerji santralleri ise arz talep yapısı içerisinde, fiyattan bağımsız ya da düşük fiyatlı teklifler vererek piyasa takas fiyatının üzerinde düşürücü bir etki yapmaktadır.

3.1.2.2. Gün İçi Piyasası

Gün İçi Piyasası, Gün Öncesi ve Dengeleme Güç Piyasası arasında dengeleyici bir mekanizma rolü üstlenmektedir. 1 Temmuz 2015 itibarıyla kullanıma açılan piyasa, portföy bazlı olup fiziksel teslimatı zorunlu kılmaktadır. Sürekli ticaret metodunun uygulandığı piyasada, fiziksel teslimattan 60 dakika öncesine kadar işlem yapılabilmektedir. Gün Öncesi Piyasası'nın ardından oluşması muhtemel dengesizliklerin azaltılması, elektrik ticareti için ek bir platform sağlanması, piyasadaki likiditenin artırılması ve gerçek zamana yakın oluşan dengesizliklerin çözümü Gün İçi Piyasası'nın temel işlevleri arasında yer almaktadır. Temelde saatlik ve blok olmak üzere iki çeşit teklif türü vardır.

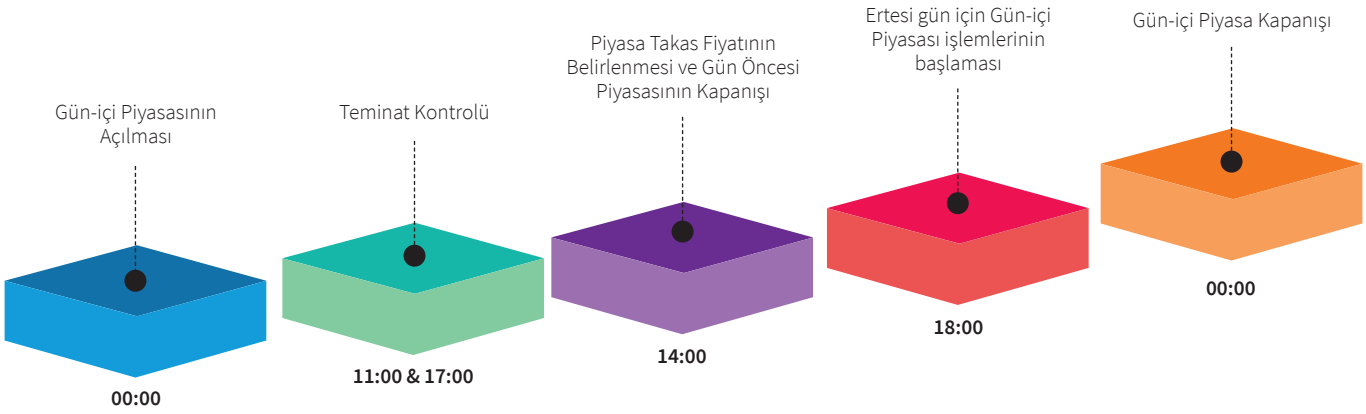
[5] 6 Ekim tarihli ve 31266 sayılı Resmi Gazete

- **Saatlik Teklif:** Saatlik teklifler tamamen ya da kısmi olarak eşleşebilir. Burada önemli olan teklifin verilme sırasıdır; önce girilen teklif diğerlerine göre önceliklidir.
- **Blok Teklif:** Blok teklifler, bölünemez ve teklif edilen tüm zaman dilimi için ya kabul alır ya da reddedilir. Minimum 1 maksimum ise 24 saatlik bir periyodu içeren blok teklifler aynı anda iki farklı günün saatini kapsayamamaktadır. Blok teklifler, aktif ve süreli olmak üzere ikiye ayrılır.

Gün İçi Piyasası'nda işlemler tüm gün boyunca devam etmektedir. Gün Öncesi Piyasası'nda olduğu gibi bu piyasada da tüm tekliflerin birimi lot, fiyat teklifi ise Türk lirası bazında yapılmaktadır.

Gün İçi Piyasası'nın günlük işleyişi Şekil 10'da gösterilmektedir.

Şekil 10: *Gün Öncesi Piyasasının Günlük İşleyişi*



Gün içi Piyasası'nın sağlıklı işleyişi, elektrik sisteminin esnekliği açısından büyük bir öneme sahiptir. Gün Öncesi Piyasası'nda giderilemeyen dengesizlikler, ilk adım olarak Gün İçi Piyasası'nda giderilir. Bu piyasada elektriğin fiziksel teslimatı işlem yapılmasından bir saat sonra yapılabildiği için yapılan üretim tahminleri de Gün Öncesi Piyasası'na kıyasla daha gerçeğe yakın olabilmektedir. Dolayısıyla Gün İçi Piyasası yenilenebilir enerji santralleri için çok önemlidir ve bu piyasada yapılacak bazı ufak olası iyileştirmeler, yenilenebilir kaynakların dengesizliğinin azaltılmasında önemli bir rol oynayacaktır.

3.1.2.3. Fiziksel Teslimatlı Vadeli Elektrik Piyasası

Fiziksel Teslimatlı Vadeli Elektrik Piyasası, ileri tarihli öngörülebilirliğin sağlanması ve risklerin yönetilmesine fırsat vermek amacıyla oluşturulmuştur. Piyasa'nın açılmasıyla piyasa oyuncularının uzun vadede risklerini yönetebilmelerini kolaylaştırmak hedeflenmektedir. Ayrıca, bu yeni piyasanın açılmasıyla birlikte yatırımcılara fiyat sinyalleri verilerek öngörülebilirlik artırılacak ve EPİAŞ'ın garantör olmasıyla birlikte sözleşme iptalleri gibi istenmeyen bazı durumların önüne geçilecektir.

EPİAŞ tarafından işletilecek piyasada, iki taraf için de yapılan uzun vadeli sözleşmeler EPİAŞ teminatı altına alınacaktır. Ayrıca piyasadaki gidişat hakkında bir fikir vermek adına günlük bazda indikatif bir fiyat EPİAŞ tarafından paylaşılacaktır. Oluşturulacak olan piyasanın aylık ve yıllık bazda elektrik ticaretini daha çekici hale getirmesi ve böylelikle piyasadaki öngörülebilirliği artırması beklenmektedir. Başlangıç aşamasında ileri tarihli 6 adet aylık ve iki adet çeyreklik kontratta ticaret imkanı veren piyasa 2021 yılının haziran ayında açılmıştır[6].

[6] EPDK, "Vadeli Elektrik Piyasası İşletim Usul ve Esaslar"

Piyasada öngörülebilirliğin artmasıyla birlikte uzun dönem sistem planlaması ve yatırım kararları daha sağlıklı bir şekilde yürütülebilecektir. Böyle bir ortamda sistemin entegrasyon ihtiyaçlarının da daha doğru saptanabilmesi ve yenilenebilir enerji yatırımlarının önünün açılması beklenebilir. Bu piyasa ayrıca yenilenebilir enerji santralleri için uzun dönemli ikili anlaşma yapılmasını kolaylaştıracak olması açısından da oldukça büyük bir öneme sahiptir.

3.1.3. Gerçek Zamanlı Piyasalar

Tam olarak tahmin edilemeyen saatlik yenilenebilir enerji üretimi, beklenmedik santral arızaları, tüketimde yaşanan beklenmedik artış ya da düşüşler ya da bölgesel iletim kısıtları gibi nedenlerle anlık arz ve talep dengesinin sağlanması her zaman mümkün olmamaktadır. Gerçek zamanlı piyasalar, arz ve talep arasında oluşabilen anlık dengesizlikleri çözmek amacıyla oluşturulmuştur.

Gerçek zamanlı piyasaların altında TEİAŞ tarafından işletilen Dengeleme Güç Piyasası ve Yan Hizmetler Piyasası bulunmaktadır. Dengeleme Güç Piyasası anlık olarak arz ve talebin dengelenmesini sağlarken, frekans kontrolü, Yan Hizmetler Piyasası altında bulunan primer (PFK) ve sekonder frekans kontrolü (SFK) ihaleleri aracılığıyla gerçekleştirilmektedir.

3.1.3.1. Yan Hizmetler Piyasası

Türkiye'de Yan Hizmetler Piyasası Şubat 2018 tarihinde Yan Hizmetler Yönetmeliği'nin yürürlüğe girmesiyle devreye girmiştir. Bundan önceki dönemde elektrik sisteminde primer ve sekonder frekans kontrolleri, bu hizmeti sağlamak için belirlenen yükümlülük oranları ve zorunlu talimatlar aracılığıyla yürütülmekteydi. Yan hizmetler piyasası kapsamında primer ve sekonder frekans kontrolleri bulunmaktadır. Bu hizmetleri sağlayacak olan üretim birimlerinin, Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Anlaşması'nı imzalamaları ve bu servisler için yeterli teknik yükümlülükleri yerine getirebildiklerini göstermeleri gerekmektedir. Piyasaya katılım gönüllülük esasına bağlıdır.

27 Ocak 2021 tarihinde yayımlanan Elektrik Piyasası Yan Hizmetler Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik ile bu piyasanın işletilmesine ilişkin bazı hususlarda değişiklikler yapılmıştır[7]. Piyasaya katılım şartı 50 MW'dan 30 MW seviyesine indirilmiş, yönetmeliğe Talep Tarafı Yedeği hizmeti konusunda bir bölüm eklenmiştir. Bu değişiklik kapsamında, SFK VE PFK ihalelerinde kazanan tarafların yükümlülük transferlerinde tüm sorumluluk artık devredilen taraf tarafından üstlenilecektir.

Primer ve sekonder frekans kontrolü dışında mevcut yönetmelikte tanımlanmış olan ancak mevcut durumda kullanılmayan yedek rezerv, anlık talep kontrolü, reaktif güç kontrolü ve oturan sistemin toparlanması gibi hizmetler bulunmaktadır. Primer frekans kontrolü kapsamında sistem frekansına mümkün olan en hızlı şekilde müdahale edilerek frekansın sabitlenmesi hedeflenmektedir. Primer frekans kontrolü sağlamaya aday üretim tesisleri 30 saniye içerisinde güçlerini artırabilecek ve düşürebilecek ve yeni güç seviyelerini en az 15 dakika boyunca koruyabilecek tesislerdir. Sistem frekansının sapması durumunda primer frekans kontrol sistemleri otomatik olarak devreye girecek şekilde tasarlanmışlardır. Sistem frekansının düşmesi durumunda, tesisin sisteme verdiği güç miktarı otomatik olarak artar; sistem frekansının artması durumunda ise tesisin sisteme verdiği güç miktarı otomatik olarak düşer.

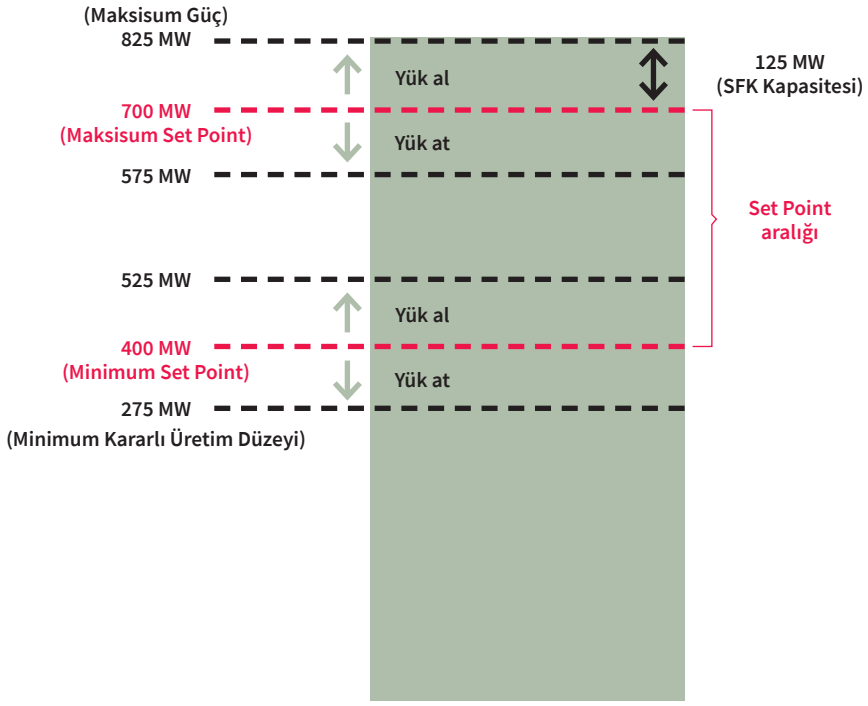
[7] 27 Ocak 2021 tarihli ve 31377 sayılı Resmi Gazete

Sekonder frekans kontrolü kapsamında ise katılımcılar, 2 dakikadan 15 dakikaya kadar geçen periyotlarda enerji sisteminde frekans kontrolünü sağlarlar. Gerekli teknik özelliklere sahip olan 30 MW'ın üzerindeki üretim birimleri bu piyasaya katılabilir. Sekonder frekans kontrolü etkinlikleri merkezi bir bilgisayar sistemi tarafından yürütülür; fakat bu sistem primer frekans kontrolüne kıyasla daha yavaştır. 2 dakika ve üzerinde bir hızla sistem frekansına müdahale edebilen sekonder frekans kontrolü, sistemdeki bozuklukların primer frekans kontrolü sistemi tarafından çözülememesi durumunda başvurulan bir yöntemdir.

Piyasa kapsamında her gün TEİAŞ tarafından farklı saat bloklarına bölünür ve belirlenen her blok için belli bir primer ve sekonder talep miktarı açıklanır. Bu piyasalara katılmak isteyen santraller, primer ve sekonder rezervlerini tutacakları günün iki gün öncesinden bir ihaleye girerler. Farklı üretim birimlerinin fiyat ve hacim teklifleri sunmasıyla bir arz eğrisinin oluştuğu bu ihaleleri kazanan üretim birimleri, ilgili saat aralığında TEİAŞ tarafından gelecek olan anlık frekans kontrolü talimatlarına uymakla yükümlüdür[8].

Bu santraller ilgili saatlerde sisteme verdikleri güç seviyesini tuttukları rezerv miktarı kadar artırıp düşürebilecekleri "set point" değer aralıklarında çalışmak zorundadır. Sekonder frekans rezervi tutan örnek bir santralin set point aralığı, maksimum ve minimum set point değerleri ve SFK kapasitesi Şekil 11'de gösterilmiştir.

Şekil 11: *SFK Rezervi tutan Örnek bir Santralin Çalışma Rejimi*



Bu santraller aynı zamanda Gün Öncesi Piyasası'na da katılabilir ancak teknik gereksinimler nedeniyle maksimum güçte çalışamayacakları için piyasaya verebilecekleri teklif hacmi sınırlıdır. Belli bir güç seviyesinde kalmaları teknik olarak zorunlu olduğu için sekonder frekans kontrolü ihalesini kazanan bu santraller, Gün Öncesi Piyasası'na fiyattan bağımsız teklif verir. Yan Hizmetler ihaleleri piyasa takas

[8] Yan Hizmetler Yönetmeliği, https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-6723/elektrik-piyasasi-yan-hizmetler-yonetmeligi

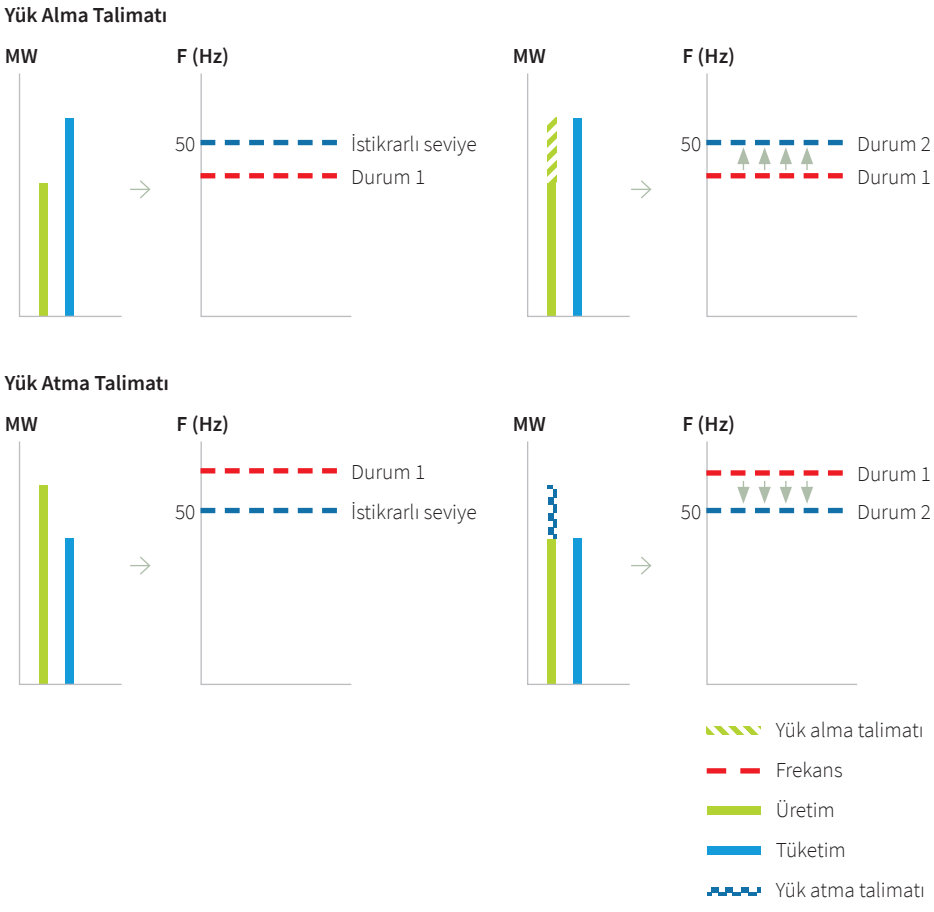
fiyatlarının açıklanmasından bir gün önce yapıldığı için bu santraller yapacakları tekliflerde gerçekleşen piyasa takas fiyatlarını değil, tahmin ettikleri fiyatı göz önünde bulundurmak zorundadır. Bu husus önemlidir çünkü Gün Öncesi Piyasası'nda tam güç olarak çalışılamayan her saatte bu santraller için bir fırsat maliyeti söz konusu olmaktadır.

Enerji sisteminde dengesizliklerin artması, sistemdeki frekans kontrolünü de zorlaştıran bir durumdur. Dolayısıyla artan dengesizlik miktarları, sekonder ve primer talep üzerinde de artırıcı bir etki yaratmakta ve bu piyasaların maliyetini artırmaktadır. Bu piyasalarda yapılabilecek iyileştirmeler, yenilenebilir enerji entegrasyonunun istenen seviyelere ulaşmasında kolaylaştırıcı bir rol oynayacaktır.

3.1.3.2. Dengeleme Güç Piyasası

Dengeleme Güç Piyasası, elektrik arzının elektrik talebiyle dengesinin gerçek zamanda sağlanması ve iletim sisteminden kaynaklanabilecek bölgesel iletim kısıtlarının giderilmesi amacıyla kurulmuştur. Piyasa kapsamında 15 dakika içinde etkin hale getirilebilecek bir rezerv hazır halde tutulmaktadır. Bu amaçla üreticiler her gün belirli zaman dilimleri için yük alma ve yük atma teklifleri verirler. Bu teklifler minimum 10 MW olmak zorundadır. Dengeleme Güç Piyasasındaki tüm teklifler hacim olarak 1 MW ve katları olarak ifade edilir. TEİAŞ tarafından kabul edilen yük alma ve yük atma talimatları, piyasa katılımcısı için bir yükümlülük oluşturur. Bu tekliflere bağlı olarak TEİAŞ tarafından verilen yük alma ve yük atma talimatları, gün içinde herhangi bir saatte verilebilir veya ihtiyaca göre değiştirilebilir.

Şekil 12: *Dengeleme Güç Piyasasında Yük al ve Yük at Talimatları*



Dengeleme Güç Piyasasının temel prensiplerine göre

- 15 dakika içerisinde güçlerini en az 10 MW olmak koşuluyla artırabilen ve azaltabilen bütün dengeleme birimleri piyasaya katılmakla yükümlüdür.
- Gün Öncesi ve Gün İçi piyasalarının aksine yapılan işlemler portföy değil, üretim birimi bazlıdır.
- Dengeleme Güç Piyasası işlemleri günlük olarak saatlik bazda gerçekleştirilmektedir.
- Dengeleme Güç Piyasasında verilen talimatlar, 0 ve 1 kodlu olarak verilmektedir. 0 kodlu talimatlar gerçek zamanda arz ve talep dengesinin kurulması için verilen talimatları, 1 kodlu verilen talimatlar ise bölgesel iletim kısıtlarının giderilmesi amaçlı talimatlardır.

Dengeleme Güç Piyasasındaki yük alma ve atma gereksinimleri ve santral teklifleri dikkate alınarak saatlik olarak sistem marjinal fiyatı (SMF) oluşmaktadır. Sistem marjinal fiyatı sistemde enerji açığı olması durumunda yük alma teklif fiyatlarının en düşüğünden, enerji fazlası olması durumunda ise yük atma teklif fiyatlarının en yükseğinden başlanılarak ve piyasa kapsamında verilen tüm talimatlar dikkate alınarak belirlenen net talimat hacmine göre hesaplanır (EPİAŞ, 2020).

Dengeleme Güç Piyasası'nda azami teklif limiti 2.000 TL/MWh olarak belirlenmiştir. Fakat 2020 yılının ekim ayında alınan karar ile birlikte Dengeleme Güç Piyasası'ndaki azami fiyat limitinin de her ay için bir formüle bağlı olarak belirlenmesine karar verilmiştir. Bu formüle göre, iki ay önceden itibaren geçmişe dönük on iki aylık ağırlıklı ortalama fiyatın iki katı, içinde bulunulan ayın azami fiyat değeri olarak dikkate alınmaktadır. Bu uygulamanın ne kadar süre için geçerli olacağı henüz belli değildir[9].

Dengeleme Güç Piyasası spot piyasalar ve Yan Hizmetler Piyasası'nda çözülemeyen dengesizliklerin TEİAŞ tarafından talimatlar aracılığıyla çözülmesini sağlamaktadır. Bu açıdan bakıldığında Dengeleme Güç Piyasası, spot piyasalarda yaratılan dengesizliğe ilişkin dengeleme maliyetini üstlenmektedir. Bu nedenle, bu piyasada yapılabilecek geliştirmelerle verimliliğin artırılması birim değişken yenilenebilir enerji üretimi başına denk düşen dengeleme maliyetini azaltacak ve daha çok değişken üretimin sisteme entegre olmasını kolaylaştıracaktır.

3.1.4. Piyasada Uygulanan Dengesizlik Cezaları

Piyasada portföy bazlı ve santral bazlı olmak üzere iki çeşit dengesizlik cezası uygulanmaktadır. Bu cezalar sistem marjinal fiyatı (SMF) ve PTF üzerinden hesaplanmakta ve piyasa katılımcıları tarafından TEİAŞ'a ödenmektedir. Dengesizlik cezalarının uygulanma yöntemi, sistem esnekliği için önemli bir kriter olacaktır. Bahsi geçen Dengeleme Güç Piyasası ve Yan Hizmetler Piyasası'nın maliyetlerinin önemli bir kısmı TEİAŞ tarafından iletim tarifeleri yoluyla tüm piyasa oyuncularına yansıtılmakta, geri kalanı ise bu cezalar yoluyla karşılanmaktadır. Dolayısıyla bu konuda yapılabilecek iyileştirmeler hem dengesizlik miktarlarının azalmasında hem de iletim tarifelerinin düşmesinde etkili olacaktır.

[9] 6 Ekim tarihli ve 31266 sayılı Resmi Gazete

3.1.4.1. Dengesizlik Cezası

Portföy bazlı olarak üretim gruplarının üretim miktarlarının, taahhüt edilen miktarlardan sapması durumunda dengesizlik cezası uygulanmaktadır. Halihazırdaki yönetmeliğe göre yenilenebilir enerji santrallerinin dengeleme grupları kurmasına izin verilmektedir. Bu gruplar her saat için grubun net dengesizlik miktarı üzerinden faturalandırılmaktadır.
Piyasada dengesizlik cezası aşağıda verilen formüle göre uygulanmaktadır.

• İlgili saat için sistem yönünün negatif olması durumunda:
Tüm portföyün ilgili saatteki net pozisyonu * (maks(SMF, PTF)) * 1,03

• İlgili saat için sistem yönünün pozitif olması durumunda:
Tüm portföyün ilgili saatteki net pozisyonu * (min(SMF, PTF)) * 0,97

YEKDEM'den yararlanıyor da olsalar, lisanslı yenilenebilir enerji santralleri piyasaya bir üretim planı sunmakla ve üretimlerini dengelemekle yükümlüdür. Bu santraller, Gün Öncesi Piyasası'na da katılıp günlük olarak PTF üzerinden bir gelir elde etmektedir. Her ayın sonunda ise bir uzlaştırma gerçekleştirilir ve bu santrallerin PTF üzerinden kazandığı rakam ile YEKDEM'den kazanacakları rakam arasındaki fark onlara ödenir. Bu uzlaştırma süreci dahilinde yenilenebilir enerji santrallerinin Gün Öncesi Piyasası'ndan elde ettikleri gelirin bir kısmını olası dengesizliklerine karşı bir tolerans olarak ellerinde tutmalarına izin verilir. Bu miktar, 1-j (tolerans katsayısı) üzerinden hesaplanmaktadır. J katsayısının oranı her santral tipi için değişiklik göstermektedir[10].

2.1.4.2. KGÜP Cezası

Portföy bazlı olarak fatura edilen dengesizlik cezasının yanı sıra üretim birimlerinin gerçekleşen üretimlerinin her gün TEİAŞ'a sundukları Kesinleşmiş Günlük Üretim Planlarından (KGÜP) sapması durumunda bir maliyet uygulanmaktadır. Bu uygulamada %10'luk bir tolerans söz konusudur. Gerçekleşen üretimleri KGÜP'lerinin %10 altında ya da üstünde olan birimler için bir ceza söz konusu değildir, ceza miktarı %10'u geçen miktarlar için uygulanır.

Piyasada KGÜP cezası aşağıda verilen formüle göre uygulanmaktadır.

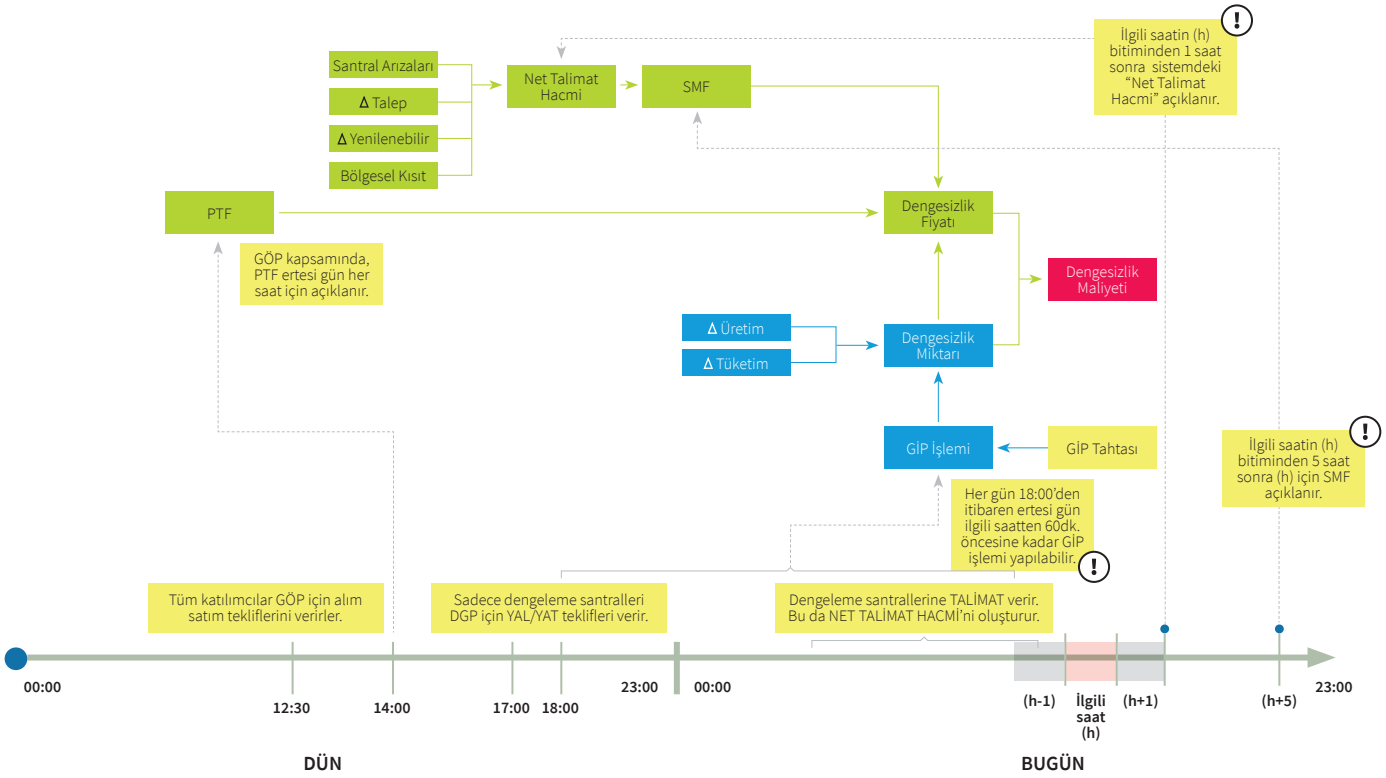
• İlgili saat için sistem yönünün negatif olması durumunda:
Üretim biriminin ilgili saatteki net pozisyonu * (maks(SMF, PTF)) * 1,03

• İlgili saat için sistem yönünün pozitif olması durumunda:
Üretim birimin ilgili saatteki net pozisyonu * (min(SMF, PTF)) * 0,97

Piyasada oluşan dengesizliklerin genel bir haritası Şekil 13'te verilmiştir.

[10] J katsayısı EPDK tarafından rüzgâr santralleri için 0,97, güneş santralleri için 0,98, jeotermal enerji santralleri için 0,995, biyokütle santralleri için 0,99, nehir tipi hidro santralleri için 0,98 ve barajlı hidro santralleri için 1 olarak belirlenmiştir.

Şekil 13: *Piyasadaki Dengesizliklerin Haritası*



3.2. Piyasada Yenilenebilir Enerji Entegrasyonunun Önündeki Mevcut Kısıtlar ve bunlar hakkındaki Paydaş Görüşleri

Çalışma kapsamında mevcut enerji sisteminde gözlemlenen temel bariyerleri ve yapılabilecek iyileştirmeleri saptayabilmek adına çeşitli piyasa aktörleriyle toplantılar gerçekleştirilmiştir. Toplantı yapılan paydaşlar; yenilenebilir enerji, doğal gaz piyasası, toptan ve perakende elektrik ticareti gibi farklı alanlarda aktif olan katılımcılardan oluşmaktadır.

Paydaş görüşmelerinden çıkartılan temel sonuçlar ışığında, piyasadaki mevcut bariyerler ve iyileştirilebilecek noktalar hakkında genel bir bakış açısı elde edilmiştir. Bu konuların bir kısmı tekil olarak belli piyasalarda yapılabilecek iyileştirmelerle çözülebilecek konumdayken, bir kısmının çözümü için ise piyasanın bütününü etkileyecek reformlar yapılması gerekmektedir. Bahsi geçen konuların bir özetine aşağıda yer verilmiştir.

Konu: Liberalleşme ve Öngörülebilirlik
İlgili Olduğu Piyasa: Tüm Piyasalar

- Paydaşlarla yapılan toplantıların neticesinde piyasada gözlemlenen en önemli konulardan birinin liberalleşme ve öngörülebilirlik ile ilgili olduğu anlaşılmıştır. Bu anlamda piyasanın tam anlamıyla maliyet bazlı olarak çalışmaması temel bir sorun olarak nitelendirilmiştir. Elektrik ve doğal gaz sektörlerinde zaman zaman uygulanan sübvansiyonlar ve EÜAŞ üretiminin piyasada fiyat oluşumunu etkileyebilecek güçte olması, piyasanın maliyet bazlı ve öngörülebilir olmasını engelleyen önemli faktörler olarak karşımıza çıkmaktadır. Uygulanmakta olan kapasite mekanizmasının yapısı ve linyit alım garantisi gibi politikalar da piyasanın işleyişini liberal piyasa yaklaşımından uzaklaştırmaktadır. Piyasanın gerçekten maliyet bazlı olarak işleyebilmesi için alım garantilerinin kaldırılması ve serbest

piyasaya daha çok alan açılması gerekmektedir. Piyasanın maliyet bazlı olarak çalışması, alım garantisi desteği sona eren yenilenebilir enerji santralleri veya alım garantisi olmadan piyasada faaliyet göstermeyi hedefleyen yeni yatırımlar açısından kritik önemdedir.

Konu: Şeffaflık
İlgili Olduğu Piyasa: Tüm Piyasalar

- Şeffaflık konusu da önemli bir husus olarak görülmektedir. Piyasada şeffaflığın ve veri paylaşımının istenen düzeylerde olmaması, öngörülebilirliği negatif olarak etkileyebilmektedir. Paylaşılması durumunda, piyasanın işleyişini daha verimli hale getirebilecek pek çok veri seti bulunduğu belirtilmiştir. Bu verilerin bir kısmının ticari sır kapsamında değerlendirildiği bilinmekle birlikte son birkaç yıldır veri paylaşımı konusunda atılan adımların olumlu olduğunu belirtilmiştir. Bu adımlara rağmen süregelen öngörülebilirlik sorunlarının çözülmesi durumunda diğer pek çok sorunun kendiliğinden çözüleceği katılımcılar tarafından vurgulanmıştır.

Konu: Artan Dengesizlik Maliyetleri
İlgili Olduğu Piyasa: Tüm Piyasalar

- TEİAŞ'ın dengeleme maliyetlerinin giderek artması ve bu maliyetlerin dengesizlik cezaları yoluyla TEİAŞ tarafından tamamen karşılanamaması ve iletim tarifelerinin hızlı bir şekilde artması önemli bir sorun olarak görülmektedir.

Konu: Lisanssız Santraller
İlgili Olduğu Piyasa: Tüm Piyasalar

- Güneş enerjisi kurulu gücünün çok önemli bir bölümünün lisanssız santrallerden oluşması nedeniyle lisanssız santrallerin yeşil sertifika mekanizması ya da karbon piyasası gibi mekanizmalara katılımının sağlanması önemli görülmektedir. Ayrıca artmakta olan dağıtık üretimin ilerleyen yıllarda dağıtım şirketleri üzerinde farklı etkileri olabileceği belirtilmiştir. Bu kurulumların kendi dengesizliklerinden sorumlu olmaları gerektiği vurgulanmıştır.

Konu: Karbon Fiyatlandırması
İlgili Olduğu Piyasa: Tüm Piyasalar

- Karbon fiyatlandırması konusunda da piyasanın genelinde olumlu bir bakış olduğu anlaşılmaktadır. Elektrik üretimi maliyetlerinin karbon maliyetlerini de içermesi gerektiği vurgulanmıştır.

Konu: Bölgesel Fiyatlama
İlgili Olduğu Piyasa: Gün Öncesi Piyasası

- Türkiye toptan satış piyasalarında bölgesel bir fiyatlama uygulamasına geçişin kolay olmayacağı belirtilmiştir. Böyle bir uygulamaya geçilmesinin, bazı bölgelerde hem baz yük santrali hem de iletim sistemi kapsamında ciddi yatırımlara yol açabileceği düşünülmektedir. Bölgesel fiyatlamaya geçiş öncesinde, önemli bir hazırlık süreci ve simülasyon çalışmalarının planlanması gerekmektedir. Bölgesel fiyatlamanın ilk aşamada Anadolu ve Trakya olmak üzere iki bölge üzerinden başlatılması bir seçenek olarak düşünülebilir.

Bölgesel fiyatlama ve iletim kısıtlarıyla ilgili bir diğer konu da yeni santral yatırımlarının bölgeselliğidir. Özellikle yeni yenilenebilir enerji yatırımlarının, iletim kısıtlarını giderecek şekilde ve bölgesel pik talep dikkate alınarak yapılması gerektiği vurgulanmıştır. Halihazırda yatırımların yapılmasında bölgesel sinyallerin yeterince işlevsel olmadığı görülmektedir. Bölgesel bir fiyatlamaya geçilmesi durumunda, yenilenebilir enerji yatırımlarının yapılmasında bölgeler arasında doğal bir cazibe farkı oluşacaktır.

Konu: Asgari ve Azami Fiyat Limitleri
İlgili Olduğu Piyasa: Gün Öncesi Piyasası, Dengeleme Güç Piyasası

- Gün Öncesi Piyasası'nda uygulanmakta olan asgari ve azami fiyat limitlerinin belirlenmesi diğer önemli konulardandır. Genel olarak piyasada eksi fiyat oluşumuna izin verilmesinin ve azami fiyat limitlerinin kaldırılmasının piyasa üzerinde olumlu etkiler yaratabileceği düşünülmektedir. Eksi fiyatlar konusunda özellikle bahar aylarında bir ihtiyaç olduğu vurgulanmıştır. Fakat eksi fiyat uygulamasından doğabilecek piyasalar arası arbitraj yapılarak, bu durumun suistimal edilmesini önleyecek bazı mekanizmaların kurulması gerekecektir. Eksi fiyatların oluşmasına izin verilmesi, piyasada esnekliğin artmasına ve toptan satış piyasa fiyatlarının tüm değer zincirini etkileyecek şekilde daha verimli oluşmasına katkı sağlayacaktır. Ayrıca eksi fiyatlardan elde edilen gelirlerin potansiyel olarak olası yenilenebilir enerji kesintilerini tazmin edecek şekilde kullanılması düşünülebilir.

Konu: Kapı Kapanış Süreleri
İlgili Olduğu Piyasa: Gün İçi Piyasası, Dengeleme Güç Piyasası

- Gün İçi Piyasası'nda kapı kapanış periyodunun 60 dakika olarak uygulanması, iyileştirmeye açık bir nokta olarak görülmektedir. Bu dilimin 15 dakikaya indirilmesinin dengesizlikleri gidermek konusunda önemli faydalar getireceği düşünülmektedir. Aynı şekilde Dengeleme Güç Piyasası uzlaştırma periyodunun da 15 dakikaya çekilmesi önemli faydalar sağlayacaktır. Kapı kapanış sürelerinin gerçek zamana yakın bir zaman dilimine çekilmesi, yenilenebilir enerji üretim tahminlerinin doğruluk oranını artıracak ve piyasada oluşan dengesizlikleri azaltacaktır.

Konu: Dağıtık Enerji Kaynaklarının ve Küçük Üretim Birimlerinin Yan Hizmetler Piyasası'na Katılımı
İlgili Olduğu Piyasa: Yan Hizmetler Piyasası

- Yan hizmetler piyasasının maliyetlerini azaltmak için dağıtık enerji kaynaklarının ve küçük üretim birimlerinin bu piyasaya katılmalarına izin verilmesi gerektiği vurgulanmıştır. Bu piyasaya olan katılımın artırılması rekabeti yükseltecek ve böylelikle dengesizlik miktarı başına üstlenilen dengeleme maliyeti azalacaktır.

Konu: Ulusal Tarife Yapısı
İlgili Olduğu Piyasa: Perakende Satış Piyasası

- Türkiye'de uygulanan ulusal perakende satış tarifesinin, piyasa ve şebeke maliyetlerini yansıtan, şeffaf ve şebekenin verimli çalışmasını destekleyecek şekilde tasarlanması gerekliliği belirtilmiştir. Ulusal tarifeden bölgesel bir tarife yapısına geçişin yakın zamanda gerçekleşmesi ise mümkün görünmemektedir.

Konu: Talep tarafı Katılımı
İlgili Olduğu Piyasa: Tüm Piyasalar

- Talep tarafı katılımı konusunun mevzuatlarda ve piyasada önemli değişiklikler gerektirmeden uygulanabileceği ve yatırım gerekliliklerini önemli oranda azaltabileceği belirtilmiştir. Elektrik talebinin daha esnek hale gelmesi, yenilenebilir enerji üretimindeki ani değişimlerin de daha kolay bir şekilde yönetilmesini sağlayacaktır.

Konu: Enterkonneksiyon Kapasitesinin Artırılması
İlgili Olduğu Piyasa: Tüm Piyasalar

- Enterkonneksiyon kapasiteleri ve yatırımları konusunda iyileştirmeye açık alanların olduğu söylenebilir. Bu konuda yapılan öneriler arasında ENTSO-E dışında kalan enterkonneksiyon kapasitesinin tek bir merkezden idare edilmesi bulunmaktadır. Şu an farklı ülkelerle geliştirilmiş olan farklı pratikler, var olan potansiyelin tam anlamıyla kullanılmasını engellemektedir. Öte yandan, ağırlığın ENTSO-E tarafına verilmesi gerektiği de farklı paydaşlar tarafından vurgulanmıştır. Ülkeler arası ticaretin geliştirilmesinin sistem esnekliği açısından çok yararlı olacağı ancak bunu gerçekleştirmenin ülkeler arasındaki ikili temaslarla mümkün olabileceği düşünülmektedir. Enterkonneksiyon kapasitesinin ve sınır ötesi ticaretin artırılması; elektrik sisteminin daha esnek bir hale gelmesini sağlayacak ve bu da yenilenebilir enerji entegrasyonuna katkı sağlayan bir durum olacaktır.

4. Elektrik Sistemi Esnekliği ve Yenilenebilir Enerji Entegrasyonunu Hızlandırmaya Yönelik Olası Piyasa İyileştirmeleri

4.1. Piyasa İyileştirmeleri

Türkiye organize toptan satış elektrik piyasalarında uygulanabilecek olan temel iyileştirme ve çözüm seçenekleri bu bölümde detaylı olarak ele alınmıştır. Önerilen temel seçeneklerin sistem esnekliği ve değişken yenilenebilir enerji entegrasyonu üzerinde yaratacağı etkiler de bu bölümde incelenen konular arasındadır. Getirilen öneriler; paydaş görüşleri, uluslararası ölçekte en iyi örnekler ve mevcut bariyerler değerlendirilerek oluşturulmuştur.

Organize toptan satış piyasalarında olası iyileştirmelerin neler olabileceğinin anlaşılması ise temel hedeftir. Bu kapsamda, modelleme yapılması mümkün olan konularda önerilen iyileştirmelerin etkileri nicel olarak gösterilmiştir. Önerilen iyileştirmelerin bazıları için yürütülmüş olan simülasyon çalışmasının sonuçları bölümün sonunda paylaşılmıştır.

41.1. Yerli Kömür Alım Garantisinin Sonlandırılması

Optimum bir üretim portföyüne ulaşmak ve sistemin verimli işlemesi; sadece yeni kapasite girişlerinin veya mevcut yatırımların sürdürülmesi için değil, aynı zamanda artık ihtiyaç duyulmayan veya amaca uygun olmayan kaynakların sistemden zamanında çıkışını sağlamakla da ilgilidir. Bu durum Türkiye için de değerlendirilmesi gereken bir konudur. Pek çok faktörün etkisiyle geçtiğimiz dönemde, ülkedeki elektrik üretim yatırımlarının artmasıyla arz fazlası yaşanabilecek bir noktaya gelinmiştir.

Belirli bir sayıda eski, verimsiz olma özelliklerini taşıyan üretim kapasitesinin sistemden çıkarılması gerekirken, devre dışı olacak bu kapasitenin hangi kaynaklardan elde edileceğinin belirlenmesi önemlidir. 2027 yılına kadar süreceği belirtilen yerli linyit elektrik üretimine verilen mevcut satın alma garantileri ilk dikkate alınması gereken konuların başında gelmektedir. Bu satın alma garantileri daha yeni ve daha verimli tesisleri sistemin dışına iterken, eski ve verimsiz üretim kapasitesinin korunmasını teşvik etmektedir. Bunun neticesinde tüketiciler için daha yüksek maliyetler oluşurken, kaynakların maliyet etkin şekilde kullanımı zorlaşmaktadır. Alım garantisinin kaldırılması ayrıca halen finansman arayışları devam eden birkaç kömür santral projesi bakımından da önemli olacaktır. Özellikle batılı finans kurumlarının çoğu, kömür yatırımları finansmanından çıkmış olsalar dahi mevcut satın alım garantisi yatırım aşamasında olan yerli kömür santralleri için en önemli dayanağı oluşturmaktadır. Satın alım garantisinin kaldırılması sonucunda bu projelerin finanse edilmesinin de önü tamamen tıkanacak ve enerji sistemindeki verimliliği ve esnekliği düşürecek yatırımlar engellenmiş olacaktır.

Halihazırda piyasada uygulanan yerli kömür alım garantisi, piyasa işleyişini önemli oranda bozan bir etki yaratmaktadır. İlgili santrallerin ürettiği elektriğin EÜAŞ tarafından piyasa fiyatlarının üstünde fiyatlardan satın alınması, EÜAŞ'ın maliyetlerini artırmakta ve bu son tüketici tarifelerine yansıyabilmektedir. Yerli kömür alım garantisinin diğer bir olumsuz etkisi ise yüksek karbon salımına sahip olan bu kaynakların üretiminin artmasıyla birlikte hava kirliliğinin ve emisyonların fazlalaşmasına da yol açmasıdır.

Piyasanın daha verimli ve liberal bir yapıda işlemesi için bu alım garantilerinin tekrar değerlendirilmesi gereklidir. Alım garantisinin kaldırılması durumunda, yerli kömür santrallerinin piyasa fiyatlarına dayalı olarak üretim yapması ve bu nedenle üretimlerinin düşmesi beklenmektedir. Bu durumda EÜAŞ'ın maliyetleri de önemli oranda azalacak ve bunun olumlu etkileri son kullanıcı tarifelerinde görülebilecektir. Bununla ilgili olan simülasyon 3.2 no'lu bölümde ele alınmış ve alım garantisinin kaldırılmasının olası etkileri nicel olarak gösterilmiştir. Özellikle piyasada negatif fiyat oluşumuna izin verildiği takdirde, alım garantisinin kaldırılmasının olumlu etkileri daha fazla görülmektedir. Böyle bir durumda piyasa fiyatları, maliyet bazlı olarak gerçek koşulları yansıtacaktır.

Türkiye piyasası için potansiyel iyileştirmeler

- Yerli kömürden elektrik üretimi için satın alma garantilerinin sona ermesi, piyasanın verimli işleyişi ve sistem esnekliği açısından gelişmeleri beraberinde getirecektir. Satın alım garantilerinin kaldırılmasıyla birlikte EÜAŞ'ın maliyetleri düşecek ve bu durum tüketici tarifelerine olumlu yansıyacaktır. Öte yandan alım garantilerinin kaldırılması, piyasaya verilen tekliflerin de daha yüksek oranda maliyet bazlı olmasını sağlayacaktır.
- Yerli kömür alım garantisinin sona ermesiyle başta düşük verimliler olmak üzere bazı kömür santrallerinin üretiminin düşmesi beklenmektedir. Bu durum da yerli kömür santrallerinden kaynaklanan sera gazı salımlarının azalmasını sağlayacaktır. Enerji sistemindeki bu dönüşüm, Türkiye'nin çevresel hedeflerini gerçekleştirebilmesi açısından önem taşır.

4.1.2. Kapasite Mekanizmasının Tekrar Değerlendirilmesi

Türkiye, yerli kömür, doğal gaz ve bazı rezervuarlı hidroelektrik santralleri için bir kapasite mekanizması uygulamaktadır. Türkiye elektrik piyasasında kapasite mekanizması, 2018 yılında kurulmuş ve mekanizma kapsamında dağıtılan kaynak miktarı 2018 ve 2020 yılları arasında %50'yi aşan bir oranda artmıştır (Mekanizmanın bütçesi 2018 yılında 1,4 milyar Türk Lirası seviyesinden 2020 yılında 2,2 milyar Türk Lirasına ulaşmıştır). 2020 yılında bu mekanizma için ayrılan toplam bütçenin %54'ü yerli kömür, %37'si doğal gaz, %7'si rezervuarlı hidroelektrik ve %2'si ise ithal ve yerli kömür karışımı kullanan santrallere aktarılmıştır (EÜAŞ, 2020). 2021 yılında ise toplam 2,6 milyar Türk Lirası seviyesinde bir kapasite mekanizması desteği uygulanacaktır. Kapasite mekanizması, kaynak bazlı kırılımdan da anlaşılacağı üzere temelde linyit gibi yerli kaynakları hedeflemekte, bu kaynaklardan arta kalan fonlar ise çoğunlukla doğal gaz santrallerine aktarılmaktadır. Bu uygulamanın temel amacı, elektrik sisteminin güvenliği için bazı kaynakların sistemde kalmasını sağlamaktır. Fakat elektrik talebinin beklenen oranlarda büyümemesi nedeniyle halihazırda piyasada görülen arz fazlası durumu, kapasite mekanizmasının gerekliliği konusunu gündeme getirmektedir.

Yerli kömür alım garantisine benzer şekilde, mevcut durumda uygulanan kapasite mekanizmasının da piyasa üzerinde olumsuz etkileri bulunmaktadır. Şu anda uygulandığı şekliyle kapasite mekanizması yalnızca kurulu güç üzerinden ödenmekte ve ödeme miktarlarının belirlenmesinde herhangi bir verimlilik ya da esneklik kriteri kullanılmamaktadır. Bu durumda, düşük verimlilikteki bazı doğal gaz ve yerli kömür santrallerinin yapay olarak sistemde kalması sağlanmaktadır. Dolayısıyla bu haliyle kapasite mekanizması, piyasada esneklik ve verimlilik artırıcı yatırımların yapılmasını zorlaştıran bir işleve sahiptir. Öte yandan kapasite mekanizması ödemeleri, TEİAŞ bütçesinden yapılmakta ve bu maliyet iletim tarifeleri üzerinden bütün üretici ve tüketicilere yansıtılmaktadır.

Mevcut durumda piyasada bulunan arz fazlası, piyasa genelinde arz güvenliği endişelerinin yaşanmaması, mevcut mekanizmanın olası bölgesel arz problemlerine yönelik bir uygulamasının bulunmaması gibi nedenlerden dolayı kullanılan mekanizmanın piyasa reformu içerisinde bir yerinin olup olmadığı tartışmalı bir konu haline gelmiştir. Piyasada oluşmuş olan artık kapasite de göz önüne alınarak kapasite mekanizmasının aşamalı olarak devreden çıkartılması ya da daha esnek kaynaklara öncelik verilecek şekilde mekanizmanın değiştirilmesi düşünülebilir.

Sistem güvenliği konusunda oluşabilecek meşru kaygılar ise daha hedef odaklı bazı mekanizmalar yoluyla çözülebilir. Çalışma kapsamında yürütülen modelleme içerisinde kapasite mekanizması da kaldırılmış ve bunun yaratabileceği olası etkiler incelenmiştir.

Dünyada genelinde uygulanmakta olan çeşitli kapasite mekanizması tasarımları da Türkiye'nin bu konuda vereceği kararda önemli bir yol gösterici olabilir. Yakın tarihte Avrupa Birliği tarafından kabul edilen "Tüm Avrupalılar için Temiz Enerji" (CEP) kanun paketi, arz güvenliğine ilişkin endişelerin ortaya konulduğu özel durumlarda ileriye dönük kapasite temelli müdahalelere izin vermektedir. Paket, iyi uygulanan bir enerji ve yan hizmetler piyasasının amaca uygun bir sistem kaynakları portföyünün oluşmasına katkı sağlayabileceğini göstermektedir.

Kuzey Amerika piyasalarının çoğu kapasite mekanizmaları olmadan işlemektedir ve en önemli iki istisna (ISO New England ve PJM) son zamanlarda bu mekanizmaların kendi piyasalarında oynadığı rolü yavaş yavaş azaltacak reformlar önermiştir. Başka ülkelerde (örneğin İrlanda, PJM, ISO New England gibi) daha yüksek değerli operasyonel özelliklerin sağlanmasına dayalı kapasite ücretlendirmesini yoğunlaştırmak için tasarlanmış son reformlar göstermiştir ki kapasiteden çok kaynak kabiliyetlerinin artan önemi göz önüne alındığında, kapasite mekanizmalarının enerji fiyatlarında neden olduğu bozulmalar ve farklı kapasite türleri arasında ayrım yapılamaması konuları ayrı sorun teşkil etmektedir.

2014'de yayınlanan Birleşik Krallık'ın Elektrik Dengeleme Kanunu altında, bir rezerv kıtlığı fiyatlandırması mekanizması uygulanmaktadır (OFGEM, 2018). Sistem altında, sistemdeki arz açığı miktarına bağlı olarak kıtlık rezervi fiyatlandırılmaktadır. Benzer bir mekanizmanın Türkiye'de uygulanması kapasite mekanizmasının üstlendiği işlevi yerine getirebilir.

Türkiye'deki kapasite mekanizmasının sürdürülmesine karar verilecekse, bu mekanizma yenilenebilir enerji entegrasyonunu daha iyi desteklemek için sistemin esnekliğini sağlayacak daha esnek kapasite kaynaklarının rekabet içine gireceği bir yapıya ulaştırılabilir. Mekanizma kapsamında Avrupa Komisyonu tarafından benzer mekanizmalar için gerekli görülen 550g/kWh CO_2 salım standardına benzer bir salım performans standardı da mekanizmaya katılacak santraller için bir ön koşul olarak benimsenebilir[11]. Avrupa Birliği tarafından koyulan standart, emisyonlarını azaltmak için özel tedbirler almamış olan kömür santrallerinin mekanizmaya katılımını engellemektedir.

Piyasa reformunun amacı, kapasite mekanizmasını aşamalı şekilde tamamen bitirmek değilse bile sadece bir acil durum takviyesi gibi çalışması hedefiyle enerji ve yan hizmet piyasalarının operasyonlarını güçlendirmek şeklinde olmalıdır.

[11] 2019/943 No'lu Regulasyon Madde 22(4) (AB)

Türkiye piyasası için potansiyel iyileştirmeler

- Kapasite mekanizmasına bağlılığın azaltılması için rezerv kıtlığı fiyatlandırması da dahil olmak üzere enerji piyasası fiyat oluşumu güçlendirilmelidir.
- Mekanizmaya katılma şartı olarak santrallere belli bir asgari yük artış hızı standardı koşulu getirilebilir.
- Talep tarafının gün öncesinde rezerv edilmesi dahil olmak üzere, talep tarafı katılımı ve enerji verimliliği ile mekanizmaya katılım genişletilebilir.
- Kapasite mekanizması, yan hizmetler piyasasında olduğu gibi bir ihale yöntemi ile maliyet etkin şekilde gerçekleştirilebilir. Yapılacak olan ihalelerin koşulları ise farklı dönemler arasında ayrıştırılabilir.
- Kapasite mekanizmasına katılım için bir gereklilik olarak maksimum CO_2 emisyon limiti getirilebilir. Limit, emisyonlara neden olan santrallerin büyük çoğunluğunu mekanizmanın dışarısında bırakacak şekilde belirlenmelidir.
- Uygun maliyetli enerji verimliliğinin ve talep tarafı katılımının önemli bir kısmının kullanıldığından emin olmak için kapasite talep analizleri gözden geçirilmelidir.

4.1.3. Karbon Fiyatlandırması

Elektrik üretiminde fosil yakıtların kullanılması, yerel çevre kirliliği ve küresel iklim değişikliğine etkileri nedeniyle gizli bir maliyet içermektedir. Bu maliyetlerin fiyatlara yansıtılabilmesi amacıyla birçok elektrik piyasasında çeşitli karbon fiyatlandırma mekanizmaları kurulmuştur. Bu mekanizmalar özetle karbon vergisi ve karbon ticareti olarak iki kategori altında değerlendirilebilir. Dünyada pek çok ülkede farklı oranlarda karbon vergileri uygulanırken en geniş uygulamaya sahip karbon ticareti sistemi ise Avrupa Birliği (AB) – Emisyon Ticaret Sistemi (ETS) olarak öne çıkmaktadır. İki politika seçeneği, temel olarak aynı amaca hizmet etse de karbon vergisi altında karbonun maliyeti önden belirlenip yapılacak olan karbon azaltım miktarı piyasaya bırakılır, karbon ticareti altında ise yapılacak olan karbon azaltımı miktarı belirlenir ve karbon fiyatı buna göre piyasada oluşur.

Avrupa ve Kuzey Amerika'daki karbon piyasaları deneyimleri, bir karbon fiyatlandırma mekanizmasının benimsenmesinin (karbon piyasası ya da vergi olarak) yeni yatırım kararları üzerindeki etkisinin sınırlı kalabileceğini göstermektedir. Karbon fiyatlandırması benimsemenin temel amacı bu olmamalıdır. Ancak mütevazı bir karbon fiyatı uygulaması bile mevcut kaynak yatırımları ile ilgili kararları gerçek temel maliyet yapılarıyla uyumlu hale getirmek için yeterli olabilir. Tecrübeler ayrıca karbon fiyatından elde edilen gelirlerin nasıl değerlendirileceği konusunun, fiyatın belirlenmesinden daha kritik olduğunu göstermektedir.

Bir karbon fiyatlandırma mekanizmasının kurulması, Türkiye için orta ve uzun vadede önemli bir hedef olarak ortaya çıkmaktadır. Bu amaçla geçtiğimiz dönemde Karbon Piyasalarına Hazırlık Ortaklığı (Partnership for Market Readiness-PMR) ve Türkiye arasında önemli çalışmalar yürütülmüş ve Türkiye'de uygulanabilecek bir karbon piyasası için temel altyapı oluşturulmuştur (PMR Türkiye Programı, 2021). 2021 yılında uygulamaya geçecek olan YEK-G yönetmeliği kapsamında da yenilenebilir enerji üretiminin sertifikalandırılması ve bu sertifikaların serbest piyasada satılabilmesinin önü açılmıştır[12]. Bu da olası bir karbon piyasasının kurulması için önemli bir ilk adım olarak görülebilir. Ayrıca 2020 yılının sonunda PMR Türkiye ve Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'nın çalışmaları sonucunda taslak bir "İklim Değişikliği Kanunu" da

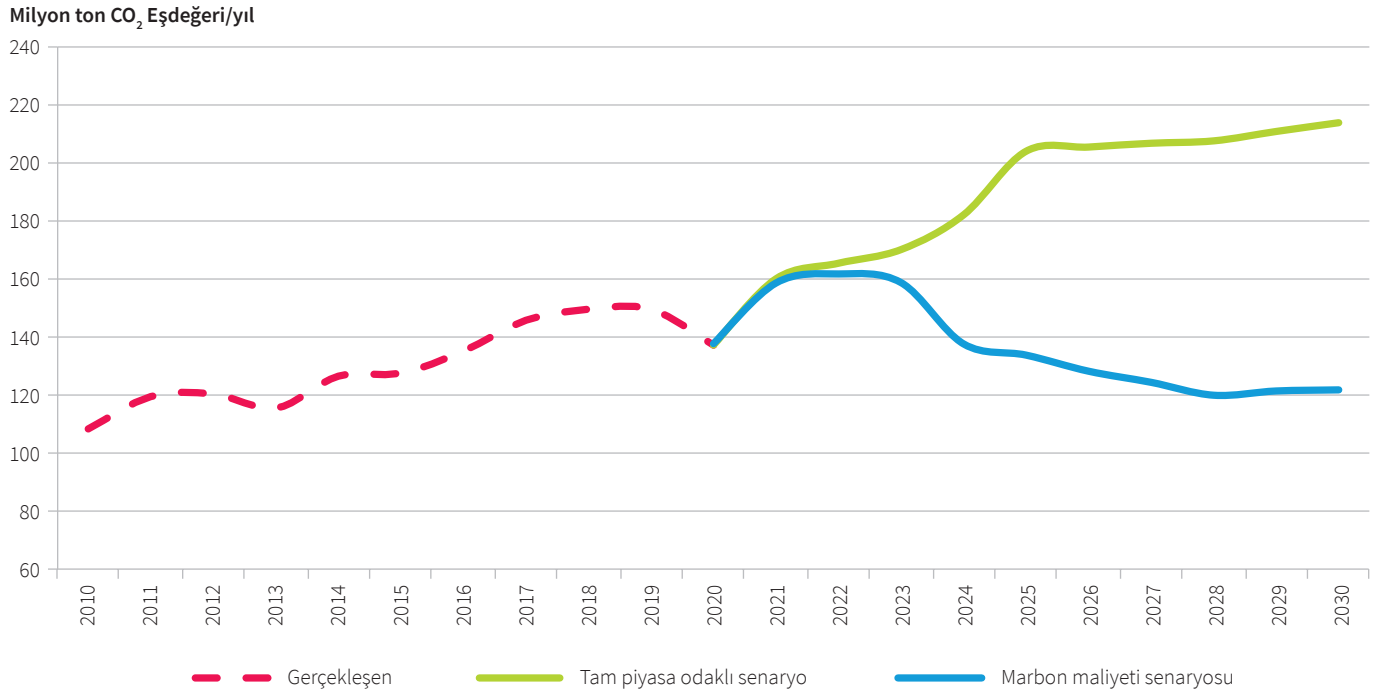
[12] 14 Kasım 2020 Tarihli ve 31304 Sayılı Resmi Gazete

hazırlanmış ve kamuoyunun görüşlerine açılmıştır. Kanun taslağında Türkiye'nin iklim değişikliği politikasının bir çerçevesi çizilmiş ve kullanılabilecek politika araçlarına ilişkin önemli tanımlamalar getirilmiştir. 2021 yılı içerisinde kanunun nihai hale getirilmesi ve iklim değişikliği konusunda alınacak önlemlerin detaylandırılması beklenmektedir.

Karbon fiyatlandırma mekanizmalarının uygulanması Türkiye için pek çok nedenle kritik bir konudur. Yerli kömür satın alım garantilerinin sonlanmasıyla bu alımların tüketicilere olan yüksek maliyetleri ortadan kalkabilir ancak bu durum kömür ve linyit santrallerinin neden olduğu sera gazı emisyonlarını ortadan kaldırmayacaktır. Karbon fiyatlandırması yoluyla karbon salımı yapan bütün kaynakların çevreye verdiği zararın fiyatlara yansıtılması mümkün hale gelecek ve Türkiye karbon emisyonu azaltım hedeflerine ulaşarak temiz bir çevre ve iklim değişikliğiyle mücadele için önemli adımlar atmış olacaktır.

Bu konu aynı zamanda uzun vadede Türkiye'nin uluslararası rekabetçiliğinin ve dış ticaret hacminin korunması açısından da önemlidir. Avrupa Birliği Yeşil Mutabakat politikaları kapsamında *'sınırda karbon vergisi'* gibi mekanizmaların kurulması gündemdedir. Bahsi geçen mekanizmanın 2025 yılı gibi devreye girmesi beklenmektedir. Böyle bir mekanizmanın devreye girmesi durumunda Avrupa Birliği sınırlarından girecek olan ithalat malları, Avrupa Birliği'nde uygulanan karbon maliyeti ile ihracatçı ülkenin piyasasında uygulanan karbon maliyeti arasındaki fark kadar bir gümrük vergisine tabi olacaktır. 2020 yılı için AB ülkelerine yapılan ihracatın, Türkiye'nin toplam ihracatının yaklaşık %41'ini oluşturduğu göz önüne alındığında, konunun Türkiye için ne kadar önemli olduğu anlaşılmaktadır (Ticaret Bakanlığı, 2021).

Şekil 14: *Senaryolar Arası Karbon Salımı Karşılaştırması*[13]



[13] TÜİK tarafından en son yayımlanan veri 2018 yılına aittir, 2019 rakamı henüz açıklanmadığı için 2019 gösterimi için 2018 rakamı kullanılmıştır. 2020 yılındaki tahmin edilen düşüş, linyit santrallerine uygulanmakta olan çevre yönetmeliği çerçevesinde ilgili santrallerin üretiminde gerçekleşecek düşüşler dolayısıyla ortaya çıkmaktadır. Bu düşüşün COVID-19 salgınının talep üzerindeki etkisiyle daha da fazla olması beklenebilir.

Türkiye'de uygulanacak bir karbon vergisi mekanizmasının olası etkileri, SHURA'nın 2020 yılında yaptığı çalışmada da incelenmiştir (SHURA, 2020). Çalışmanın sonuçları, 2030 yılına gelindiğinde 40 ABD doları/ton CO_2 miktarında bir vergi uygulanmasının, aynı yıl için elektrik üretim sektörü kaynaklı salımların 92 milyon ton CO_2 miktarında azalmasını sağlayabileceğini göstermiştir. Bu azaltım miktarı, baz senaryoya kıyasla %43'lük bir düşüşe işaret etmektedir. Aynı çalışmada, karbon vergisi uygulamasının yenilenebilir enerji yatırımlarını artırmada da önemli bir rol oynayacağı gözlemlenmiştir.

Türkiye piyasası için potansiyel iyileştirmeler

- İlk etapta en azından elektrik sektörü kaynaklı karbon emisyonları için bir fiyat uygulanmalıdır. Karbon fiyatı, kurulacak bir karbon piyasası vasıtasıyla da belirlenebilir. Bu piyasanın AB ETS sistemine de entegre edilmesi ve karbon fiyatlamasının piyasa takas fiyatlarına yansıtılması sağlanabilir. (Sektörler arası verimsizlikleri en aza indirmek için tercihen daha geniş kapsamlı olarak diğer sektörleri kapsayan bir uygulama da hayata geçirilebilir.)
- Politik kabul edilebilirliğe öncelik verilmeli ve yatırım kararlarını yönlendirmek için tamamlayıcı önlemlere -kapasite mekanizmasında emisyon performansı standartları, yenilenebilir enerji destek mekanizmaları- başvurulmalıdır.
- Karbon gelirlerinin kullanımı için açık bir strateji benimsenmelidir. Örneğin, gelirler enerji verimliliği artırıcı önlemler için kullanılabilir ve/veya belli toplum grupları üzerindeki olumsuz etkilerin dengelenmesi amacıyla vergi mükelleflerine yeniden dağıtılabilir. Bu uygulamadan elde edilecek gelirlerin, Son Kaynak Tedarik tarifesine azaltıcı yönde girişinin sağlanması yoluyla YEKDEM maliyet yükünün azaltılması da bir seçenektir. Gelirlerin bir kısmının yeni yenilenebilir enerji yatırımlarını desteklemek amacıyla kullanılması da mümkündür.

4.1.4. Şeffaflık ve Veri Paylaşımı Konusunda Yapılabilecek İyileştirmeler

Elektrik piyasasında şeffaflığın artırılması ve verilere ulaşımın kolaylaştırılması, orta ve uzun vadede piyasada verimliliği ve öngörülebilirliği artırıcı bir etki yapacaktır. Halihazırda EPİAŞ Şeffaflık Platformu aracılığıyla piyasada pek çok veri paylaşılmaktadır ve şeffaflık konusunda piyasada önemli adımlar atılmıştır. Bu kapsamda paylaşılması yararlı görülen ve piyasa katılımcılarının şu an ulaşamadığı ek bazı veriler de bulunmaktadır. Bu verilerin bazılarına aşağıda yer verilmiştir:

- Gün Öncesi Piyasası'nda verilen blok tekliflerin fiyat ve miktarları
- Dağıtım Şirketi ve toptan satış firması bazında uzlaştırmaya esas çekiş miktarları
- TEİAŞ tarafına iletilmiş olan uzun dönemli santral bakım planları
- TEİAŞ tarafından her saat için kabul edilmiş PFK miktarı ve fiyat bilgileri
- TEİAŞ tarafından her saat için kabul edilmiş SFK miktarı ve fiyat bilgileri
- Dengeleme Güç Piyasası dahilinde verilen acil kodlu yük-alma ve yük-atma talimatlarının firma bazlı miktar ve fiyat bilgileri
- TEİAŞ'a teslim edilen KGÜP verilerinin değiştirilmemiş hali
- Dengeleme Güç Piyasası dahilinde kabul edilmiş yük-alma ve yük-atma tekliflerinin miktar ve fiyat bilgileri
- Giriş noktası bazında LNG ve boru gazı akış miktarı
- LNG terminali bazında âtıl kapasite verisinin daha sık paylaşılması
- LNG terminali ve depolama tesisi bazında stok, enjeksiyon ve geri üretim miktarları
- Doğal gaz boru hatlarının uzun dönemli bakım planları
- Ön lisans sürecinde olan büyük kapasiteli (>50 MW) projelerin ilerleme durumlarının ve olası devreye giriş tarihlerinin paylaşılması

- Ülke çapındaki tüm barajlı hidroelektrik santrallerinin su durumu verileri[14]
- Barajlı hidroelektrik santrallerine ait tarihsel su verileri

Bu listede bahsi geçen bazı verilerin paylaşılması, kısa dönemli piyasa işleyişini daha verimli hale getirecek bir etki yapacaktır. Örneğin Gün Öncesi Piyasası'nda verilen blok tekliflere ilişkin detayların bilinmesi, piyasa katılımcılarının tekliflerini optimize etmesinde önemli bir katkı sunacaktır.

Diğer bazı verilerin paylaşılmasının ise piyasada uzun dönemli planlama ve modelleme yapılmasına kolaylaştırıcı etkileri olacaktır. Halihazırda pek çok yüksek kapasiteli barajlı hidroelektrik santralinin mevcut su durum verilerine ulaşılamamaktadır. Ülkedeki barajlı hidroelektrik santrallerinin doluluk oranlarının bilinmesi, yıllık hidroelektrik üretiminin tahmin edilmesini sağlayarak piyasada daha sağlıklı fiyat tahmin çalışmaları yürütülmesini ve santraller için bakım planları oluşturulmasını kolaylaştıracaktır. Ön lisans döneminde olan projelerin ilerleme durumunun bilinmesi ise devreye girebilecek projelerin daha doğru şekilde öngörülmesini sağlayarak daha da uzun vadeli projeksiyonların yapılabilmesine yardımcı olacaktır.

Piyasada şeffaf veri paylaşımı, kısa/orta ve uzun vadede öngörülebilirliği artıracak, toptan satış elektrik piyasalarının daha verimli işlemesinde ve yenilenebilir enerji de dahil olmak üzere tüm yatırım projelerinin geliştirilmesinde önemli rol oynayacaktır. Öte yandan bahsi geçen veriler paylaşılırken, piyasada rekabetçiliği zedeleyecek şekilde şirketlere ait ticari sır olarak nitelenen verilerin paylaşılmaması elzemdir.

Dünyada pek çok piyasada rekabetçiliğin korunması amacıyla çeşitli mekanizmalar geliştirilmiştir. Örneğin, dokuz Kuzey Amerika organize piyasasının her birinde, anonimleştirilmiş verileri kullanarak piyasaların rekabet edilebilirliğini düzenli olarak incelemek ve kamuya açık bir şekilde raporlamak için "bağımsız piyasa gözlemcileri" görevlendirilmiştir. Avrupa piyasası da REMIT yönetmeliği uyarınca benzer bir fonksiyona sahip ACER'i görevlendirmektedir. Türkiye piyasasında da rekabetçiliğin korunması amacıyla benzer bir uygulamanın geliştirilmesi faydalı olacaktır.

Türkiye piyasası için potansiyel iyileştirmeler

- Piyasada veri paylaşımı ve şeffaflık artırılmalı fakat bu yapılırken piyasada rekabetçiliğin zedelenmesine izin verilmemelidir.
- Piyasanın bağımsız gözlemlenmesinin yapılması, rekabetçiliğin korunabilmesi açısından kritik bir konudur. Bağımsız bir piyasa izleme işlevi oluşturulmalı ve bu görev için nitelikli bir bağımsız uzman kurum atanmalıdır.

4.1.5. Dengesizlik Cezaları ve Dengeleme Güç Piyasası'nda Olası İyileştirmeler

Esneklik hizmetlerinden azami fayda ve verimli rekabetin sağlanması için daha kısa zaman dilimlerinde işlem yapılması, gerçek zamana yakın kapı kapanış süreleri ve marjinal fiyatlandırma en önemli gereksinimlerdir. Dengesizlik fiyatlandırmasının doğru yapılması, esnekliğin çoğunun işlem gördüğü Gün Öncesi ve Gün İçi piyasalarında verimli fiyatlandırmayı desteklediği için önemlidir. Bu şekilde daha verimli bütüncül bir elektrik sistemi de oluşabilecektir.

[14] Mevcut durumda yalnızca 63 barajlı hidro santrali için veriler paylaşılmakta, özellikle Güneydoğu Anadolu bölgesinde bulunan stratejik santrallerin verileri paylaşılmamaktadır.

Avrupa Dengeleme Şebekesi Kodu, enerjiyi dengelemek için ana fiyatlandırma yöntemi olarak marjinal fiyatlandırmayı (tüm işlemler için tek bir marjinal fiyatın belirlenmesi, örneğin SMF) ve dengesizlik uzlaştırmaları için tek fiyatlamayı önermektedir. Dengesizlikler, enerjinin gerçek zamandaki değerini yansıtan bir fiyatla uzlaştırılır (AB Enerji Regulatörleri Birliği, 2015).

Tek fiyatlandırma, dengeden sorumlu tarafların uzun veya kısa pozisyonlarının aynı fiyatlarla, ikili fiyatlandırma ise bu pozisyonların farklı fiyatlarla uzlaştırıldığı mekanizmayı ifade eder (CE Delft, 2015). Türkiye'deki dengesizlikler ikili fiyatlamayla uzlaştırılmaktadır.

Tek fiyatlandırma politikası uygulandığında dengeden sorumlu tarafların pozisyonları sistemdeki dengesizlikle aynı yöndeyse, dengeden sorumlu taraflar dengesizlikleri doğrultusunda dengesizlik maliyeti öder. Dengeden sorumlu tarafların pozisyonunun dengesizliğin tersi olduğu durumda ise dengeden sorumlu taraflar ödeme alır. Çünkü böyle bir durumda dengeden sorumlu tarafların dengesizlik pozisyonu, toplam sistemin dengesizliğini azaltmaktadır. Bu yüzden tek fiyatlandırma, dengesizliği azaltmaya yardımcı olan piyasa katılımcılarını ödüllendirmekte ve dengesizliği artıran katılımcıları cezalandırmaktadır.

İkili fiyatlandırma politikası uygulandığında, sistem dengesizliği ile aynı yönde olan dengeden sorumlu tarafların pozisyonlarının fiyatlandırılması (sistem dengesizliğini artıran pozisyonlar), zıt pozisyon için uygulanan fiyatlandırmadan farklıdır. İkili fiyatlandırma, dengesizliklerinin sisteme yardımcı olup olamayacağına bakılmaksızın bütün dengeden sorumlu tarafları dengede olmaya teşvik eder. Böylelikle ikili fiyatlandırma, gereksiz sistem maliyetlerine yol açabilecek olan kasıtlı olarak dengesizlik yapılması durumunu engeller (Clo ve Fumagalli, 2019).

Tek ve ikili fiyatlandırmanın avantajları ve dezavantajları hakkında geniş bir literatür mevcuttur. Tek fiyatlandırma uygulamaları genellikle ikili fiyatlandırma uygulamalarına tercih edilmekte, özellikle alım-satım işlemi zaman dilimlerinin 15 dakika gibi kısa olduğu piyasalarda tek fiyatlandırma uygulanmaktadır. Türkiye için de piyasa tasarımı, orijinal olarak tek fiyatlandırma üzerine kurgulanmış ancak daha sonra ortaya çıkan GÖP-DGP arasında arbitraj yapıldığı iddiaları sonrasında EPDK tarafından ikili fiyat uygulamasına geçilmiştir. Esneklik sorunu yaşayan piyasalarda, tek fiyatlandırma politikasını uygulamak esneklik arzını büyük ölçüde mümkün kılmaktadır. Çift fiyatlandırma politikası ise alım-satım işlemi zaman dilimlerinin 60 dakika gibi daha uzun olduğu piyasalarda ve piyasalar arasında spekülasyon yapılmasını engellemek amacıyla uygulanabilir.

Raporun önceki bölümlerinde de değinilmiş olan Birleşik Krallık'ın Elektrik Dengeleme Kanunu ilginç bir duruma işaret etmektedir ve bir "self-dispatch" piyasası olarak Türkiye piyasası için faydalı bir referans olabilir (OFGEM, 2018). Birleşik Krallık modeli dengesizlik cezalarını sistem operatörünün sistemi dengelemek için yaptığı en yüksek harcamadan yola çıkarak hesaplamaktadır. Bu durum ise cezaları daha "marjinal" kılar. Bu hesaplama ayrıca tüketiciler için Kayıp Yük Değerine (VoLL) dayalı olarak bağlantı kesintilerinin ve voltaj kayıplarının maliyetini de içermektedir. Rezerv fiyatlandırması, sistemin zorlandığı zamanlarda rezervin tüketicilere sağladığı değerin fiyatlara yansıtılmasıyla iyileştirilebilmektedir. Bunun sağlanabilmesi amacıyla sistemdeki arz açığı miktarına bağlı olarak kıtlık rezervini fiyatlandıran bir "Rezerv Kıtlık Fiyatlandırma Mekanizması" kurulmuştur. Her bir ödeme dönemi, özellikle küçük katılımcılar için

düzenlemeleri basitleştirmek ve dengesizlik maliyetlerini azaltmak için tek bir nakit çıkış fiyatına (cash-out price) sahiptir.

Belçika'da sistem işletmecisi olan Elia, dengeden sorumlu tarafların portföylerini dengelemelerine teşvik etmek için tek fiyatlandırma metodunu kullanmaktadır. Burada kullanılan şeffaf maliyet hesaplama yaklaşımı, Türkiye'deki uygulama için faydalı bir örnek olabilir. Dengesizliğe karşı koymaya yardımcı olacak şekilde üretimden sapan dengeden sorumlu taraflar, bu sistem içerisinde ödüllendirilmektedir. Mali uzlaştırma, fiili elektrik tesliminden sonra gerçekleşir. Hem aşağı hem de yukarı yönde dengesizlik tarifeleri ayrı ayrı uygulanmaktadır. 2012'den beri Elia'nın dengesizliklerden oluşan maliyetlerini tam olarak yansıtacak şekilde yeni bir fiyatlandırma sistemi uygulanmaktadır.

Tarife iki farklı fiyata dayanmaktadır:

- **Marjinal Artan Fiyat:** Arz talep eğrisinde son aktifleştirilmiş yukarı yönlü rezerv teklifinin fiyatı
- **Marjinal Azalan Fiyat:** Arz talep eğrisinde son aktifleştirilmiş aşağı yönlü rezerv teklifinin fiyatı

Marjinal artan fiyat pozitif sistem dengesizliği durumunda, marjinal azalan fiyat ise negatif sistem dengesizliği durumunda kullanılmaktadır.

15 dakikalık dengesizlik fiyatının nasıl hesaplandığı Elia'nın internet sitesinde detaylandırılmıştır (ELIA, 2021). Dengesizlik fiyatları pozitif ya da negatif fiyatlar olarak ikiye ayrılmıştır. Pozitif bir fiyat, Elia'nın dengeden sorumlu taraflara bir ödeme yapacağı anlamına, negatif bir fiyat ise dengeden sorumlu tarafların Elia'ya ödeme yapacağı anlamına gelir. Buradaki ilginç nokta ise bir katsayı olarak alpha bileşeninin kullanılmasıdır. Alpha, sistem dengesizliği 150 MW'dan fazla olduğunda marjinal artan fiyat'ı artırır veya marjinal azalan fiyat'ı düşürür. Bir formüle göre belirlenen bu katsayının sistemi destekleyen dengeden sorumlu taraflar için ek bir teşvik olması amaçlanmıştır. Alpha, artan dengesizlik fiyatları üzerine spekülasyon yapmak isteyen dengeden sorumlu taraflara, dengeleme hacimlerini geri tutma konusunda caydırıcı bir etki sağlamaktadır.

Tablo 1: *Alfa Katsayısı ve Sistem Dengesizliği*

		Sistem Dengesizliği	
		Pozitif	**Negatif ya da 0**
Dengeden sorumlu tarafın dengesizliği	Pozitif	Marjinal azalan fiyat-α	Marjinal artan fiyat+α
	Negatif		

Gerçek zamanlı piyasa dengesizlik fiyatları için faydalı referanslar Belçika için Elia (ELIA, 2021) veya İngiltere için National Grid web sitesinde (İngiltere Ulusal Şebekesi, 2021) bulunabilir.

Türkiye piyasa işletmecisi TEİAŞ; primer frekans kontrolü (PFK) aracılığıyla anlık dengeleme ve frekans kontrolünü, sekonder frekans kontrolü (SFK) aracılığıyla 5 dakikaya kadar dengesizliği ve dengeleme güç piyasası aracılığıyla da daha uzun aralıklar için dengesizlikleri gidermeyi garanti etmektedir. Daha önceki bölümlerde

değinildiği üzere piyasada uygulanan portföy ve santral bazlı ceza olmak üzere iki tür dengesizlik cezası vardır. Her iki ceza miktarı da sistem marjinal fiyatına göre hesaplanmakta olup[15], santral bazlı ceza durumunda ise %10 oranında bir dengesizlik toleransı uygulanmaktadır. Pratikte, kontrol edilemeyen değişken üretime sahip çoğunlukla rüzgâr, güneş ve nehir tipi hidro santralleri bu tarz dengesizliklere düşebilmektedir. Halihazırda TEİAŞ, bu işleyiş altında tüm dengesizlik maliyetlerini cezalarla telafi edememektedir. Telafi edilemeyen maliyetler ise tüm piyasa katılımcılarına iletim tarifesi üzerinden yansıtılarak finanse edilmektedir.

Sonuç olarak, mevcut sistem altında Gün Öncesi piyasası katılımcılarının dengesizliklerini önlemek veya azaltmak için üretimlerini daha iyi tahmin etmelerini sağlayacak yeterli teşvik bulunmamaktadır. Büyük ölçekli termik ve baraj tipi hidroelektrik santralleri, bir dengeden sorumlu gruba katılarak Gün Öncesi, Gün İçi piyasalarından elde edeceği gelire kıyasla, dengeleme güç piyasasında verilen talimatlardan daha fazla gelir elde etme imkanına sahiptir. Buna karşılık, dengesizlik cezalarının Avrupa piyasalarında uygulanan cezalara kıyasla düşük kalmasından dolayı, dengesizlik yapan santrallere dengesizliklerini azaltmak için yeterli bir motivasyon sağlamamaktadır.

Türkiye piyasası için potansiyel iyileştirmeler

- Türkiye elektrik sisteminde, tüketici talebini daha verimli bir şekilde karşılamak ve arz güvenliğini desteklemek için piyasa katılımcılarına teşviklerin sağlandığı dengeleme düzenlemelerine ihtiyaç duyulmaktadır. Çeşitli yenilenebilir enerji kaynaklarının payının yükseldiği bir sistemde, bu durum daha da önemli hale gelecektir. Büyük ölçekli kontrol edilebilir santraller, TEİAŞ'tan dengeleme talimatı beklemek yerine, DGP işleyişi ve dengesizliklerin daha cezalandırıcı yapılması durumunda piyasaya odaklanmaya ve değişken üretim yapan santrallerin dengesizliğini azaltmaya teşvik edilebilir.
- Türkiye dengeleme güç piyasasında dengesizlik uzlaştırma süresi 1 saat olup, TEİAŞ tarafından bu bir saat içerisinde gerçekleştirilen dengeleme işlemleri, dengesizlik fiyatının tespiti için dengesizlik süresinin sonunda netleştirilmektedir. Dengesizlik çözüm süresinin kısaltılması, katılımcılara doğru maliyetlerin yansıtılmasına ve TEİAŞ tarifeleri üzerindeki yükün azaltılmasına yardımcı olacaktır.
- Dengesizlik uzlaştırma süresinin mevcutta uygulanan 60 dakikadan 30 veya 15 dakikaya indirilmesi, dengesizlik piyasasının tek fiyatlandırmaya geçmesini kolaylaştıracaktır. Bu durumun esnekliği artırmada da büyük faydası olacaktır. Tek fiyatlandırma, dengesizliği azaltmaya yardımcı olan piyasa katılımcılarını ödüllendirir ve dengesizliği artıran katılımcıları cezalandırır. Tek fiyatlandırma ve daha kısa uzlaştırma sürelerinin sisteme getirilmesi, katılımcıların rüzgâr ve güneş gibi değişken üretim yapan santrallerle, kontrol edilebilir santralleri içeren portföyler oluşturması için bir teşvik olacaktır. Bu durum, TEİAŞ ve nihayetinde tüketici için dengesizlikleri ve ilgili maliyetleri azaltacaktır. DGP, GİP gibi sürekli piyasa haline getirilebilir. Ayrıca sürekli ticarete geçilmesi veya mevcut teklif yapısının devam etmesinden bağımsız olarak DGP tekliflerinde kapı kapanış süreleri de gerçek zamana yaklaştırılmalıdır. Bu süre gerçek zamandan 30 dakika ya da 15 dakika önce şeklinde belirlenebilir. Böylece daha doğru yenilenebilir enerji üretim tahminleri ile sistemde dengesizliklerin ve ilişkili maliyetlerin azaltılması, değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının sisteme daha çok entegrasyonunu sağlayacaktır.

[15] Net yön negatifse: ceza = Saat için net pozisyon * (MAKS (sistem marjinal fiyatı, günlük piyasa fiyatı) * 1.03 Net yön pozitifse: Saat için net pozisyon * (MIN (sistem marjinal fiyatı, gün-öncesi piyasa fiyatı) * 0.97

- Literatürde bir saatlik uzlaştırma sürelerinde hem tek dengesizlik fiyatı hem de ikili dengesizlik fiyatı uygulamaları için farklı avantajlar ve dezavantajlar sıralanmaktadır. Tek fiyat uygulanan durumlarda, farklı piyasalar arasında arbitraj olanakları ortaya çıkabilmekte ve olası spekülasyonların engellenmesi için bazı tedbirler alınması gerekebilmekte iken sistem esnekliği için de genel olarak ideal çözümdür. İkili dengesizlik fiyatı uygulanması durumunda ise bu tarz spekülasyonlar doğrudan engellenmektedir. Bu seçeneğin dezavantajı ise farklı üretim santrallerine sahip geniş portföyü olan şirketlere, küçük şirketlere kıyasla bir rekabet avantajı sağlayabilecek olmasıdır. İkili fiyatlandırma uygulanması durumunda, sistemdeki dengesizliklerinin maliyetinin cezalara doğru olarak yansıtılabilmesi için bir saat içerisindeki hem eksi yönlü hem artı yönlü dengesizliklerin hesaba dahil edilmesi gerekmektedir. Halihazırda uygulanan netleştirme nedeniyle yalnızca bir saat içerisindeki net sistem dengesizliği, SMF içerisinde dengesizlik maliyetine dahil edilmekte ve saatin içerisinde verilmiş olan ters yönlü dengeleme talimatlarının maliyeti göz ardı edilmektedir. Bu sorunun çözümü her saat için bir eksi yönde, bir de artı yönde olmak üzere iki farklı SMF değerinin hesaplanması ve buna ek olarak artı ve eksi yöndeki marjinal 0 kodlu talimatların maliyetinin artı ve eksi yönlü SMF olarak belirlenmesi ile mümkün olacaktır. Türkiye için uzlaştırma süresinin bir saat olarak kaldığı durumda ikili DGP fiyatlandırması, yani çift SMF uygulaması, gerçek dengeleme maliyetlerinin tam olarak fiyatlara yansıtılmasıyla iyi bir seçenek olarak uygulanabilir.
- Diğer taraftan, ikili bir SMF uygulanması ve dengeleme güç piyasasında oluşan gerçek marjinal maliyetlerin dikkate alınmış olması sonucunda mevcut durumda uygulanan PTF'yi içeren formüle ihtiyaç kalmayacak ve artı ve eksi yöndeki dengesizliklerin cezalandırılması için sırasıyla marjinal 0 kodlu YAT ve YAL talimatlarının fiyatları ile belirlenecek SMF değerleri kullanılacaktır. Bunun sonucunda piyasa koşullarına bağlı olarak mevcut uygulamadaki eksi sistem yönünde 1,03; artı sistem yönündeyse 0,97 oranında katsayının değiştirilmesi ya da tamamen kaldırılması gündeme gelebilir. Uygulanacak olan katsayı, piyasanın en verimli şekilde işlemesine ve yeni iş modellerinin kurulabilmesine olanak verecek şekilde değişen koşullara bağlı olarak belirlenebilir.

Şekil 15: *Mevcut ve Önerilen Dengesizlik Cezalandırması*

Mevcut Dengesizlik Cezalandırması	**Önerilen Dengesizlik Cezalandırması**
Net yön pozitifse >>> min (PTF, SMF)* 0,97 Net yön negatifse >>> maks (PTF, SMF) x 1,03	Net yön pozitifse >>> SMF_{YAT} Net yön negatifse >>> SMF_{YAL}

- Her durumda dengesizlik maliyet hesaplamalarının, yan hizmetler de dahil olmak üzere tüm dengeleme tekliflerinin marjinal maliyetini dikkate alması sağlanabilir. Bu bağlamda yan hizmetler maliyetinin de ikili fiyatlama altında belirlenen dengesizlik cezaları içerisine dahil edilmesi bir seçenek olabilir.
- Dengeleme piyasası teklif süreci, ideal olarak sürekli işleyen bir süreç olmalıdır. Örneğin Birleşik Krallık'ta fiziksel bildirimler, istenilen herhangi bir zamanda gönderilebilmekte ancak söz konusu bildirimler uzlaştırmanın başlamasına yarım saat kalaya kadar kesinleşmemektedir. Temel olarak, taraflar tekliflerini gün öncesinde "toplu işlem" olarak veya her bir uzlaştırma döneminin başlangıcından 1 saat öncesine kadar verme seçeneğine sahiptir.
- Piyasada santral bazlı üretim planından sapma cezaları kapsamında uygulanan %10'luk tolerans aralığı tamamen kaldırılmalıdır. Piyasada etkili rekabet olup

olmadığına dair endişeler varsa, bu tolerans eşiğini kısa ve orta vadede düşürmek ve etkili rekabet kurulduktan sonra da tamamen kaldırmak düşünülmelidir. Diğer taraftan yukarıda belirtilen SMF belirleme ve dengesizlik fiyatı hesaplama yöntemleri uygulamaya geçerse santral bazlı ceza ihtiyacını veya kullanımını ortadan kaldıracaktır. Bu durumda santral bazlı cezanın tamamen kaldırılarak, tüm dengesizlik maliyetlerinin portföy bazlı olarak belirlenmesi de bir seçenek olarak gözden geçirilmelidir.

- Dengesizlik cezası belirleme metodolojisinde önerilen değişiklikler yapıldıktan sonra hem dengeleme güç piyasasında hem de yan hizmetler piyasasında oluşan maliyetler dengesizlik maliyetlerinden sorumlu olan taraflara yansıtılmış olacaktır. Artan bu dengesizlik maliyetlerinin sonucunda dengeden sorumlu gruplar dengesizliklerini azaltmak amacıyla daha çok çaba sarf edecek ve TEİAŞ'ın önüne daha dengeli bir sistem gelecektir. Böylesi bir yapıda TEİAŞ'ın dengeleme güç piyasasındaki talimatları daha az olarak kullanacağı ve dengesizliği çözmek için yan hizmetler piyasasının büyük oranda yeterli olacağı düşünülmektedir.
- Öte yandan, uzlaştırma süresinin 15 dakikaya indirildiği durumda ikili SMF uygulamasına ihtiyaç olmayacaktır. Bu durumda sistem yönü doğrultusunda tek bir SMF belirlenmesi ve dengesizlik cezasının bu SMF'nin bir fonksiyonu olarak belirlenmesi doğru olacaktır. Tek sistem yönüne göre fiyat belirlenmesi durumunda oluşabilecek potansiyel dengesizlik artırıcı spekülasyonların önüne geçilebilmesi için ise Belçika elektrik piyasasında uygulanana benzer bir Alpha bileşeni de hesaplamaya dahil edilebilir. Böyle bir bileşenin uygulanması, piyasada spekülasyon riskini artırarak olası istismarların önüne geçecektir. Alpha bileşenin belirlenmesinde ise yan hizmetler piyasası maliyetinin bir girdi olarak kullanılması bir seçenektir. Sistem uzlaştırma süresinin 15 dakikaya indirildiği ve tekli SMF hesaplanmasının uygulandığı sistem ise en ideal çözüm olarak kabul edilebilir.
- Bölgesel iletim kısıtlarından kaynaklanan maliyetler (negatif ve pozitif) ise iletim tarifesine değişken maliyetler olarak dahil edilmelidir çünkü bu maliyetler sistem dengesizliğinden daha çok iletim sisteminin coğrafi yayılımıyla ilgilidir. Bu maliyetleri düşürmek için ayrı yük kontrol bölgeleri ve bölgesel fiyatlandırma sistemi getirmek veya kısıtları gidermeye yardımcı olacak yerlerde kurulacak kapasiteyi teşvik eden bölgesel değişen TEİAŞ tarifeleri uygulamak etkili olacaktır. Örneğin, Almanya elektrik sistemi 4, İtalya sistemi ise 6 kontrol bölgesine bölünmüştür.
- Bahsi geçen önlemlere ek olarak dengeden sorumlu grup yapısının geliştirilmesi, hibrit santral kurulumlarının teşvik edilmesi gibi seçenekler de piyasadaki dengesizlik maliyetlerinin azaltılmasında önemli bir rol oynayabilir. Özellikle ters üretim rejimine sahip yenilenebilir kaynakların birleştirilmesiyle kurulacak olan hibrit santraller dengesizlik açısından fayda sağlayabilir.

Bilgi Kutusu 1. Teksas'ta yaşanan fırtınanın etkileri ve Türkiye için çıkartılabilecek dersler

2021 Şubat ayının ortasında, Kuzey Amerika kıtasının orta bölümünde çok şiddetli ve uzun süreli bir kış fırtınası meydana geldi. Son 100 yılda bu bölgenin güney kısımlarında görülen en etkili fırtına olma niteliği taşıyan bu doğa olayının sonucunda bölgede bulunan enerji altyapısında büyük sorunlar görüldü. Bölge genelinde enerji altyapısı, normal acil durum planlarının ötesinde bir baskı altına girdiğinden pek çok kontrollü elektrik kesintisi yaşandı. Bu etkilerin en yoğun olarak görüldüğü bölge ise böylesi hava durumlarının çok nadir olarak deneyimlendiği ABD'nin Teksas eyaleti oldu. Yaşanan bu afetin yarattığı insani ve mali kayıpları bir tarafa bıraktığımızda sorulması gereken en önemli soruların, elektrik sisteminde yaşanan bu başarısızlığa hangi faktörlerin neden olduğu ve gelecekte benzer sorunların engellenmesi için ne gibi adımlar atılabileceği üzerine olduğunu görüyoruz.

Teksas eyaleti elektrik sistem operatörü olan ERCOT, kış mevsimi için acil durum planlarını oluştururken önceki dönemde yaşanan en büyük kış fırtınası olan Ocak/Şubat 2011 hava olaylarını baz almıştı ve bahsi geçen dönemde, toplam 4 GW elektrik kurulu gücü 7,5 saatlik bir zaman dilimi içerisinde aralıklarla servis dışı kalmıştı. 2021 yılında yaşanan fırtınanın etkileri ise bunun çok ötesinde oldu. ERCOT tarafından hazırlanmış olan acil durum planı, 67,2 GW bir pik talep (57,7 GW baz senaryo pik talebine kıyasla) öngörmekteydi. Öte yandan fırtına koşulları nedeniyle oluşan puant talep öngörülen bu hacmin çok üstüne çıkarak 75 GW seviyesinin üzerinde gerçekleşti. Aşağıda verilen tablodan da görülebileceği üzere (Tablo içerisinde 0,8 GW miktarında planlanan ithalat miktarı ve 3,6 GW miktarında özel şebekelerden gelmesi beklenen miktar dahil değildir.) bahsi geçen yüksek talep miktarının dahi baz üretim planlanması dahilinde karşılanması mümkün olacaktı. ERCOT tarafından yapılan "olağan dışı" planlama senaryosuna göre normalin 5,3 GW üstünde bir termik güç kaybı ve düşük rüzgâr senaryosuna göre 2 GW (baz senaryonun 5 GW altında) miktarında bir rüzgâr üretimi beklenmekteydi. Gerçekleşmiş olan talep altında, bu rakamların bir miktar elektrik kesintisine yol açması ama bunun benzeri hava koşulları altında makul görülebilecek bir derecede gerçekleşmesi beklenebilirdi.

Fakat tablodan da görülebileceği üzere, gerçek güç kaybı oranları planlamalarda belirlenen oranların büyük derecede altında kaldı. Eksik kalan üretimin %88'i termik santrallerden, %67'si ise yalnızca doğal gaz santrallerinden kaynaklanıyordu. Bunun sonucunda ise sistemin operasyonel kalması amacıyla ERCOT, 20 GW miktarında bir elektrik kesintisini 70,5 saati içeren bir periyot için uygulamak zorunda kaldı. Doğal gaz santrallerinin yaşadığı zorlukların nedeni hala araştırılmasına karşın doğal gaz altyapısındaki eksikliklerin bunda önemli bir payı olduğu açıktır. Fırtına esnasında Teksas doğal gaz üretiminin kış normallerinin yaklaşık %45 altında gerçekleştiği anlaşılmıştır. Bunda kuyularda, gaz toplama ve işleme tesislerinde ve yedeği bulunmayan elektrikli kompresyon istasyonlarında yaşanan donmalar etkili olmuştur. Olaydan 1 hafta önce 2-3 ABD doları/mcf seviyesinde olan doğal gaz fiyatlarının, olayın yaşandığı tarihte hem Teksas içindeki hem de dışındaki bazı ticaret merkezlerinde 400 ABD doları/mcf seviyelerini aştığı da gözlemlenmiştir.

	Kış Mevsimi Kurulu Güç Kapasitesi (MW)	Kış Mevsimi Güvenilebilir Kapasite(MW)	15 Şubat 2021 Günü Ortalama Üretim (MWh)
Doğal Gaz	51.523	51.523	32.108
Rüzgâr	28.755	7.070	3.153
Kömür	13.630	13.630	8.616
Nükleer	5.153	5.153	4.141
Güneş	4.898	304	805
Hidro & Biyokütle	619	499	189
Toplam	104.578	78.179	49.102

Benzer sorunların yaşanmaması için alınabilecek önlemlerin detaylı bir analizi kuşkusuz önümüzdeki günlerde yapılacaktır. Fakat bugünden de bazı öncül çıkarımlara varmak mümkündür. Teksas eyaletinde bulunan binaların verimsiz yapısı ve hanelerin yaklaşık %60'ında elektrik kaynaklı verimsiz ısınma sistemlerinin kullanılması; elektrik talebinin çok yüksek noktalara ulaşmasına ve hanelerin birçoğunun hızlı bir şekilde olağan dışı iklim koşulları altında yaşanamaz hale gelmesine yol açmıştır. Bu sorunlara bir yanıt olarak atılabilecek adımlar arasında binalarda verimlilik artırıcı yenileme çalışmaları yapılması ve verimli ısı pompalama sistemlerinin yaygınlaştırılması en öncelikli seçenekler olarak göze çarpmaktadır. Bunun yanında doğal gaz altyapısı ve piyasası konusunda var olan eksiklikler de tespit edilmeli ve düzeltilmelidir. Tüm bölgelerdeki iletim sistemi planlama süreçlerinde, daha sık ve şiddetli olarak görülebilecek olağan dışı hava olayları göz önüne alınmalı ve diğer sektörlerle elektrik sektörü arasındaki karşılıklı bağımlılık ilişkileri daha iyi analiz edilmelidir. ERCOT piyasasının yönetiminde yatırımları ve performansı artırmak amacıyla uygulanmış olan "kıtlık fiyatlandırması" stratejisi bölgenin geleneksel yaz mevsimi baskılarına karşı bugüne kadar yeterli düzeyde bir yanıt verebilmiştir. Fakat bu stratejinin kış mevsimi koşullarını da yansıtacak şekilde güncellenmesi ve olağan dışı durumlarda fiyatların yararlı görülebilecek seviyelerin çok üzerinde oluşmasının engellemesi adına daha etkili bir otomatik mekanizmanın oluşturulması gerekmektedir.

4.1.6. Lisanssız Santrallerin Durumuna Yönelik Yapılacak İyileştirmeler

Halihazırda piyasada faaliyet gösteren lisanssız elektrik üretim santralleri, dengeden sorumlu tutulmamaktadır. Çoğunlukla güneş enerjisi santrallerinden oluşan lisanssız kurulu gücün dengeden sorumlu olmaması piyasadaki dengesizlikleri artırabilmektedir. Dolayısıyla bu dengesizliklerden oluşan sistem maliyetleri, dengesizlikleri yapan sorumlulara yansıtılmalıdır. Doğrudan dağıtım şebekesine bağlı bu santrallerin değişken üretimi, ilerleyen dönemde dağıtım sistem operatörleri açısından da yönetilmesi gereken bir konu olma potansiyeli taşımaktadır. Bu santrallerin piyasa ve şebekenin gerçek koşullarına göre davranmaları (sayaç arkası batarya teknolojileri ile birlikte) çok önemli olacaktır (SHURA, 2021). Ayrıca bu santrallerin ilerleyen dönemde uygulanması beklenen yeşil enerji sertifikaları gibi olanaklardan yararlanabilmeleri de önemlidir. Bu nedenle bu santrallerin lisans sahibi olmaları ya da başka bir mekanizma yoluyla bu piyasalara katılmasının sağlanması gerekebilir.

Türkiye piyasası için potansiyel iyileştirmeler

- Dünya genelindeki örneklerde olduğu gibi şebekenin ve piyasanın bölgesel olarak tüm sistem unsurlarının dikkate alındığı (dengesizlik, şebekenin fiyatlardan bağımsız kullanımı vb.) gerçek maliyetlerinin üreten tüketicilere de yansıyacağı net faturalama (net-billing) veya Al-Sat (buy-all sell-all) gibi fiyatlama uygulamalarıyla öz-tüketimi sayaç arkası batarya kullanımıyla daha çok teşvik edici sistemlere geçiş yapılabilir (SHURA, 2021).
- Şebeke ve piyasa maliyetlerinin dağıtık enerji kaynaklarına sistemi nasıl kullandıklarına bağlı olarak yansıtıldığı çok zamanlı dinamik şebeke tarife yapılarına geçiş yapılması ve üreten tüketicilerin yüklerini optimize etmelerine teşvik edecek fiyatlama uygulamalarının hayata geçirilmesi gerekebilir.
- Piyasada faaliyet gösteren lisanssız santrallerin dengelemeden sorumlu tutulabilmesi ve bu santrallerin yeşil enerji sertifikaları gibi çeşitli uygulamalardan yararlanabilmeleri için formüller geliştirilmelidir.

4.1.7. Bölgesel Fiyatlama Sistemine Geçilmesi

Türkiye enerji piyasasında elektrik üretmenin ve tüketmenin marjinal maliyetlerinde bölgesel farklılıkların olmaması (“bakır levha” fiyatlandırması), operasyonel verimlilik (örneğin, kaçınılabilir yüksek ve artan yeniden dengeleme maliyetleri) açısından yarattığı sorunların yanı sıra, rekabetçi toptan satış piyasasının kaynak yatırımını desteklemek ve şekillendirmek için kullandığı birçok araca da zarar vermektedir. Talep tarafı katılımının optimum bir yatırım düzeyine ulaşmadaki rolü ise ilgili bölümde tartışılmaktadır. Ancak talep tarafı katılımının dayanabileceği fiyat sinyalleri, bölgesel fiyatlamanın olmaması nedeniyle doğru çalışmayabilir. Örneğin, sistem genelinde oluşan düşük bir fiyat, marjinal maliyetin oldukça yüksek olabileceği Trakya’da tüketimi artırırken; marjinal maliyetin oldukça düşük olabileceği Trabzon’da sistem genelinde yüksek bir fiyat, tüketimi azaltabilir. Tek fiyatlama sistemi altında şebeke genişlemesinin maliyeti belirsizleştiği için piyasadaki aktörlerin bu maliyetleri azaltmak adına herhangi bir davranış değişikliğine gitmesi mümkün olmamaktadır. Öte yandan, Balkanlar ile Türkiye piyasası arasında bulunan enterkonneksiyon kapasitesi yeterince kullanılmamaktadır ve bu da Türkiye’de yapılacak yeni yatırımların değerini yapay bir şekilde yükseltmektedir. Bölgesel fiyatlandırma mekanizmasının oluşturulması herhangi bir piyasa reform paketi için öncelikli olmalıdır. Bu konuda ilerleme sağlanması için tercih edilebilecek değişik seçenekler mevcut olmakla beraber,

aşamalı bir evrim yoluyla bölgesel fiyatlamaya geçilmesi makul bir seçenek olarak karşımıza çıkmaktadır.

Avrupa piyasalarının çoğu, üye devlet sınırları içinde "bakır levha" fiyatlandırma yöntemini sürdürmektedir. Bunun bir istisnası olarak İskandinav ülkeleri, uzun yıllardır "fiyat bölgeleri" adı verilen bir bölgesel fiyatlandırma biçimini kullanmaktadır. Bu model altında şebekenin fiziksel özellikleriyle önceden tanımlanmış olan bölgelerin arasında kısıt oluştuğunda fiyat ayrımına gidilebilmektedir. İtalya son zamanlarda birden fazla fiyatlandırma bölgesi uygulamasına geçerken, Polonya ise trafo merkezi (nodal pricing) bazlı bir fiyatlama sistemine doğru ilerlemektedir. Avrupa'da piyasa düzenleyicileri, bölgesel veya trafo merkezi bazlı fiyatlandırmaya yönelik daha kapsamlı bir geçişi halihazırda gündemlerine almışlardır. Şu anda dokuz Kuzey Amerika piyasası içinden sekiz tanesi, en azından üretim tarafı için trafo merkezi bazlı fiyatlandırma mekanizmaları kullanmaktadır ve her bir piyasa son 25 yılda bu noktaya farklı şekillerde evrilmiştir.

Türkiye piyasası için potansiyel iyileştirmeler

- Şebekenin fiziksel özelliklerini yansıtacak şekilde, alıcılar ve satıcılar için bir bölgesel fiyatlandırma sistemi kademeli olarak oluşturulmalıdır. Daha sonraki aşamalarda en azından satıcılar için trafo merkezi bazlı fiyatlama modeline geçilmesi de Türkiye piyasası için bir seçenek olarak değerlendirilebilir.
- AB enterkonneksiyon kapasitesi artırılmalı, Gün İçi ve Dengeleme Güç piyasaları için de bir kapasite ayrılmalıdır.
- Senkronize komşu AB üye devletleri ile piyasa eşleştirmesi, bölgesel kaynak planlaması katılımı ve koordinasyon konularında ilerlemeler sağlanmalıdır.

4.1.8. Piyasada Uygulanan Azami ve Asgari Fiyat Limitleri

Türkiye toptan elektrik piyasasının işlerliğinin önemli bir ölçüsü hem mevcut kaynaklarda hem de ihtiyaç duyulan her türlü yeni kaynakta, sistem kaynaklarının yatırımları şekillendirmedeki etkinliği olmalıdır. Bu yalnızca doğru miktarda kaynak kapasitesi elde etmekten ziyade, aslında rüzgâr ve güneş gibi değişken kaynaklardan gelen enerji üretim payının yükselmesiyle birlikte kapasite artışlarının doğru kaynaklardan gerçekleşmesiyle ilgilidir. Bu kaynak türlerinin değişik özellikleri ise (örneğin operasyonel esneklik) enerji piyasası için daha kritik bir öneme haiz olacaktır. Maliyetli, yetersiz kullanılan arz kaynaklarına olan ihtiyacı azaltmada, talep taraflı katılımın rolünü içselleştirmek de dahil olmak üzere, bu raporun başka bölümlerinde ele alınan bir dizi faktör bu bölümde de yer almaktadır.

Piyasanın sağlıklı bir şekilde işleyebilmesi için izin verilen azami ve asgari fiyat limitlerinin belirlenmesi önemli bir etkendir. Halihazırda Türkiye Gün Öncesi Piyasası'nda fiyatların 0 TL/MWh'den aşağıda ya da 2.000 TL/MWh'den yukarıda oluşmasına izin verilmemektedir. Önceki bölümlerde de değinildiği üzere bu azami limit Ekim 2020'den itibaren farklı bir formüle bağlanmıştır. Bu formüle göre, iki ay önceden itibaren geçmişe dönük on iki aylık ağırlıklı ortalama piyasa takas fiyatının iki katı, içinde bulunulan ayın azami fiyat değeri olarak kabul edilmiştir. Bu uygulamayla birlikte azami fiyat limitleri 2.000 TL/MWh seviyesinin de oldukça altında olarak uygulanmaktadır. Yeni uygulamanın hangi tarihe kadar geçerli olacağı henüz bilinmemektedir.

Piyasa dinamiklerinin tam olarak fiyatlara yansıtılabilmesi için fiyat limitlerinin kaldırılması gerekmektedir. Taban fiyatı uygulaması, piyasada faaliyet gösteren esnek olmayan üretimin maliyetini gizleyen bir rol oynamaktadır. Öte yandan, tavan fiyatı uygulaması ise sağlıklı işleyen bir piyasa ve arz güvenliğinin sağlanması için çok önemli olan "kıtlık fiyatlaması" olgusunun gerçekleşmesini engellemektedir. Bazı zamanlarda fiyatlar resmi olarak kabul edilen sınırların altında da yapay olarak tutulabilmektedir.

Negatif fiyatlara izin verilen pek çok piyasada, bazı saatlerde negatif fiyat oluşumunun mümkün olduğu gözlemlenmiştir. Bunun temel nedeni esnekliği düşük bazı kömür santrallerinin açma-kapama maliyetlerinin yüksekliğidir. Bu santraller, bu maliyetleri göze almaktansa eksi fiyatlarda çalışmayı tercih edebilir ve bu nedenle belirli saatler için eksi fiyatta teklifler verir. Talebin düşük ve yenilenebilir enerji üretiminin yüksek olduğu bazı saatlerde talep bu tekliflerde kesişebilir. İlerleyen bölümde yer verilen çalışmaların sonuçlarından da görülebileceği gibi Türkiye piyasası özelinde de asgari limitlerin kaldırılması durumunda eksi fiyatlı bazı saatlerin oluşması beklenmektedir. Bu etki, yüksek yenilenebilir enerji ve nükleer üretimi olan senaryolarda daha yüksek olarak görülmektedir. Piyasada eksi fiyatlara izin verilmesinin esneklik açısından büyük faydaları olacaktır. Eksi fiyatlara izin verilmesi durumunda esnekliği düşük olan santraller üretimlerini kesmek ya da eksi fiyattan ortaya çıkan maliyetlere katlanmak durumunda kalacaktır. Bu da orta ve uzun vadede piyasada esneklik yatırımlarını özendirecek ve dengesizlikleri azaltarak yenilenebilir enerji kaynaklarının şebekeye entegrasyonunu kolaylaştıracaktır.

Öte yandan bazı yüksek talebe sahip saatlerde fiyat daha yüksek seviyelere çıkabilecekken bu yükselme halihazırda uygulanan azami fiyat uygulamasıyla engellenmektedir. Bu durum, piyasada doğal olarak oluşabilecek kısa vadeli arz krizi durumlarının gizlenmesine ve gerekli yatırım sinyallerinin piyasaya verilememesine yol açmaktadır. Azami fiyat limitlerinin kaldırılması ve piyasa fiyatına yapay baskılar uygulanmasının engellenmesi, sağlıklı işleyen bir piyasa için kritik öneme sahiptir. Çalışma kapsamında yürütülen modellemede hem asgari hem de azami fiyat limitleri kaldırılarak bu değişikliğin olası etkileri test edilmiştir.

Rekabetçi bir toptan elektrik piyasasının tüm faydalarından yararlanılabilmesi için enerji fiyatlarının kaynak yatırımını şekillendirmede oynayabileceği ve oynaması gereken rol büyük önem arz etmektedir. İyi oluşturulmuş enerji fiyatları, hem enerji hem de dengeleme rezervleri için oluşan talebi karşılamanın gerçek zamanlı marjinal maliyetini yansıtır ve böylece yeterli düzeyde kapasite yatırımının değerini gösteren bir işleve sahiptir. Fakat enerji piyasasında yaşanan gelişmelerle birlikte enerji fiyatlarının ikinci ve giderek önem kazanan bir işlevi de öne çıkmaktadır. Bu ikincil işlev ise değişik kaynak türlerinin doğru karışımının değerini göstermek olarak karşımıza çıkar.

Örneğin, ABD'deki PJM piyasasında, daha esnek kaynakların güvenilirlik değerini daha iyi yansıtmak için son zamanlarda fiyat sınırını MWh başına 850 ABD doları'ndan 2.000 ABD doları'na çıkarma önerisi getirilmiştir. İngiltere ise MWh başına fiyat tavanını aynı nedenle önce 3.000 £'a ve ardından 6.000 £'a yükseltmiştir. Marjinal enerji maliyeti her zaman sadece yakıt maliyetinden oluşmamaktadır. Kıtlık koşullarında marjinal maliyetler, yakıt maliyetlerinden çok daha yüksek olabilecek fırsat maliyetleri ile belirlenebilir ve maliyet çok düşük, hatta fazlalık durumlarında negatif olabilir. Türkiye'de olduğu gibi düzenlemelerin fiyat tavan ve taban sınırlarını belirlediği durumlarda, bu kısıtlamalar fiyatlardaki gerekli değişkenliği sınırlar ve farklı türdeki sistem kaynaklarının değerinin tek ve en önemli göstergesini çarpıtır ve

bozar. Bu nedenle, piyasa reformunun bir amacı, fiyat tavanlarının ve tabanlarının benimsenmesine yol açan faktörleri ele almak olmalıdır (2019'da kabul edilen "Tüm Avrupalılar için Temiz Enerji" düzenlemelerinde ve direktiflerinde belirtilen hedefler gibi).

Toptan satış fiyatlarına sınır koymanın gerekçesi, çoğunlukla piyasa gücünün güçlü aktörler tarafından kötüye kullanılmasıyla ilgili endişelerdir. Bu geçerli bir endişe olsa da bu endişe daha çok piyasa gücünü sınırlamaya yönelik kısıtlı önlemler yoluyla giderilmelidir. Bu önlemler, tekelleşmeye başlamış tedarikçileri önlemek ya da rekabete aykırı uygulamaların etkilerini azaltmak için gerektiğinde müdahale etmek yoluyla gerçekleştirilebilir. Bu tür önlemlerin başarılı bir şekilde uygulandığı birkaç uluslararası örnek vardır. Dokuz Kuzey Amerika organize piyasasının her biri, anonimleştirilmiş verileri kullanarak piyasaların rekabet edilebilirliğini düzenli olarak incelemek ve kamuya açık bir şekilde raporlamak için "bağımsız piyasa gözlemcileri" görevlendirirken, Avrupa piyasası da REMIT yönetmeliği uyarınca benzer bir fonksiyona sahip ACER'i görevlendirmektedir. Pek çok organize piyasa, bir tedarikçinin hakim bir konuma geldiği zamanda ve yerde kötüye kullanım uygulamalarını azaltmak için etkili "ex ante" ve "ex post" mekanizmalar geliştirmiştir.

Taban fiyatları uygulamasının arkasındaki mantık ise piyasa gücünün büyük alıcılar tarafından kötüye kullanılması konusundaki endişelere dayanmaktadır. Daha önemli bir endişe, çeşitli yakıtlar veya teknolojiler için üretim sübvansiyonlarının, üreticileri doğrudan işletme maliyetlerinin altında fiyatlarda üretmeye yönlendirebilmesidir. Fiyat tavanlarında olduğu gibi alıcı tarafındaki piyasa gücüne ilişkin temel endişeler, piyasa çapında taban fiyatları aracılığıyla değil, doğrudan ele alınmalıdır. Sonuçta, fiyat alt sınırının sıfır noktasında belirlenmesinin özel bir nedeni yoktur. Sıfır seviyesinin biraz üstünde bir fiyatın yaratacağı sonuçlar ile sıfır seviyesinin biraz altında bir fiyatın yaratacağı sonuçlar arasında ayırt edilebilir bir fark yoktur ve aynı şey seçilen herhangi bir fiyat noktası için de geçerli olacaktır. Üretim sübvansiyonlarının yarattığı teşvikleri, tedarik zincirinin esnek olmaması gibi çok düşük veya negatif fiyatların daha bilinen sebeplerinden ayırmak zordur. 2020'nin başlarında küresel petrol piyasasında görülen negatif fiyatlandırma bu durum için bir örnek olabilir. Bazı durumlarda istenen yeni kapasite artışlarını, üretim sübvansiyonuyla destekleme kararının verilmesinin altında yatan da bu gibi sorunlardır. Bununla birlikte, bu tür politikaların etkilerini tek tek belirleme arzusunun güdüldüğü piyasalar için en iyi uygulama, piyasa geneli için geçerli taban fiyatlara başvurmak yerine, fiyatların belirli bir seviyenin altına düştüğü saatlerde bu desteğin kesilmesidir.

Avrupa piyasalarında saatlik toptan elektrik fiyatlarının negatif oluşmasına izin verilmektedir. Negatif saatlik fiyatlar genellikle elektrik talebi çok düşük olduğunda, değişken yenilenebilir üretim (rüzgâr ve güneş) yüksek olduğunda ve nispeten esnek olmayan baz yük güç üretimiyle birlikte (örneğin kömür, nükleer) ortaya çıkar. Negatif saatlik fiyatlar, şebekedeki değişken yenilenebilir üretim kaynaklarının daha iyi bir şekilde entegrasyonunu gerektirir ve bunu da teşvik etmelidir çünkü negatif fiyat oluşumu, piyasada esnekliği teşvik edici bir rol oynar. Piyasada yeterli esnekliğin bulunmadığı durumlarda ise negatif fiyatlar, yenilenebilir enerji kesintilerine ve kesintilerin maliyetinin ise kesinti gerçekleştiren santrallere ödenmesi gerekliliğine yol açabilmektedir. Negatif fiyatlar, aynı zamanda komşu piyasalar arasında elektrik akışını sağlayan, yerel seviyedeki üretim fazlası ve talep fazlası durumlardan kaçınan bir piyasa tasarımını ve altyapısını gerektirir (Avrupa Komisyonu, 2018).

Avustralya'da Piyasa Fiyatı Üst Sınırı olarak da bilinen maksimum bir spot fiyatı belirlenmektedir. 2020-2021 mali yılı için bu sınır 15.000 Avustralya doları/MWh (8.770 EURO/MWh) olarak belirlenmiştir (Avustralya Enerji Piyasası Komisyonu, 2020). Bu fiyat yıllık olarak enflasyona göre ayarlanmaktadır. Ayrıca, 1.000 Avustralya doları/MWh (-600 EUR/MWh) olarak bir piyasa taban fiyatı belirlenmiştir. Avustralya Enerji Piyasası Komisyonu (düzenleyici), her 4 yılda bir piyasa fiyatı üst sınırı ve piyasa taban fiyatı ayarlarını yeniden değerlendirir.

Bu mekanizmalar, maksimum fiyat dalgalanmasını sınırlandırarak piyasanın uzun vadeli bütünlüğünü korumakta ve böylece piyasa katılımcılarının, tedbirli bir piyasa katılımcısının finansal uygulanabilirliğini tehdit edebilecek fiyatlara maruz kalmasını sınırlamaktadır. Bu mekanizmalar, güvenilirlik standardına ulaşmak için yeterli yatırıma izin verecek şekilde ayarlanmıştır. Avustralya Enerji Piyasası Komisyonu, güvenilirlik standardı ve ayarları üzerinde çapraz bir kontrol sağlayarak Müşteri Güvenilirliği Değeri'ni (VCR) hesaplamaktadır (Avustralya Enerji Düzenleme Kurumu, 2021). Bu değer, VoLL (kayıp yük değeri) ile karşılaştırılabilir.

Birleşik Krallık, enerji piyasasında yaşanan başarısızlıkları ele almak için bir dizi uygulama yürütmüştür (Avrupa Komisyonu, 2020). Ülkede Elektrik piyasalarının liberalleşmesi 1980'lerin sonunda başlamıştır. Yürütülen sürecin sonunda, Birleşik Krallık elektrik piyasasında toptan elektrikle ilgili herhangi bir fiyat tavanı veya düzenlenmiş fiyatlar bulunmamaktadır. Dengeleme mekanizmasındaki dengesizlikte kalan üreticiler, voltaj azaltma gibi Sistem İşletmecisi tarafından gerçekleştirilen dengeleme eylemlerinin tam maliyetini yansıtmayan maliyetlerle karşı karşıya kalmaktadır. Bu sorunun çözümü ve nakit çıkış fiyatlarının gerçekleştirilmesi için bir dizi reform uygulanmıştır.

Nakit çıkış fiyatları, sistem işletmecisinin sistemi dengelemek için yaptığı en pahalı işlem kullanılarak hesaplanarak "marjinal" hale getirilmiştir. Daha sonra, tüketicilere yönelik Kayıp Yük Değerine (VoLL) dayalı nakit çıkış fiyatı hesaplamalarına bağlantı kesintileri ve voltaj azaltma maliyetleri de dahil edilmiştir. Bu değer, Kasım 2015'ten itibaren 3.000 Birleşik Krallık Poundu/MWh (3.280 EUR/MWh) ve Kasım 2018'den itibaren 6.000 GBP/MWh (6.560 EUR/MWh) olarak uygulanmıştır.

Belçika, Kuzey Batı Avrupa (NWE) birleşik gün öncesi piyasasının bir parçasıdır. NWE bölgesi, teklif bölgeleri arasındaki ticari akışları belirleyerek ve her bir teklif bölgesinde piyasa fiyatlarını sabitleyerek gün öncesinde sosyal refahı optimize etmek için Bölgelerin Fiyat Birleştirmesi (PCR) projesinin bir parçası olarak geliştirilen Euphemia algoritmasını kullanan ilk bölge olmuştur. Taban fiyat 2014 yılında -500 EURO/MWh olarak revize edilirken, tavan fiyat 3.000 EURO/MWh olarak devam etmiştir.

Belçika'daki iletim sistem operatörü şirketi Elia, 2018'de dengeleme piyasası fiyat üst sınırını 13.500 EURO/MWh'lik dinamik bir fiyat üst sınırına yükseltmiştir ve bu değer, mevcut gün içi maksimum takas fiyatı olan 10.500 EURO/MWh'nin çok üzerindedir (Belçika Federal Kamu Ekonomi Servisi, 2020). Total Lampiris'in bu fiyat sınırının çok yüksek olduğunu savunduğu yakın tarihli bir dava ise reddedilmiştir. Mahkeme, fiyat sınırının iyi bir şekilde gerekçelendirildiğine ve orantılı olduğuna karar vermiştir (Belçika Elektrik ve Doğal Gaz Regulasyon Komisyonu, 2019).

Yukarıdaki tartışmaya dayanarak, Türkiye toptan satış piyasası ve değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının uygun maliyetli entegrasyonu için aşağıdaki maddeler önerilmektedir:

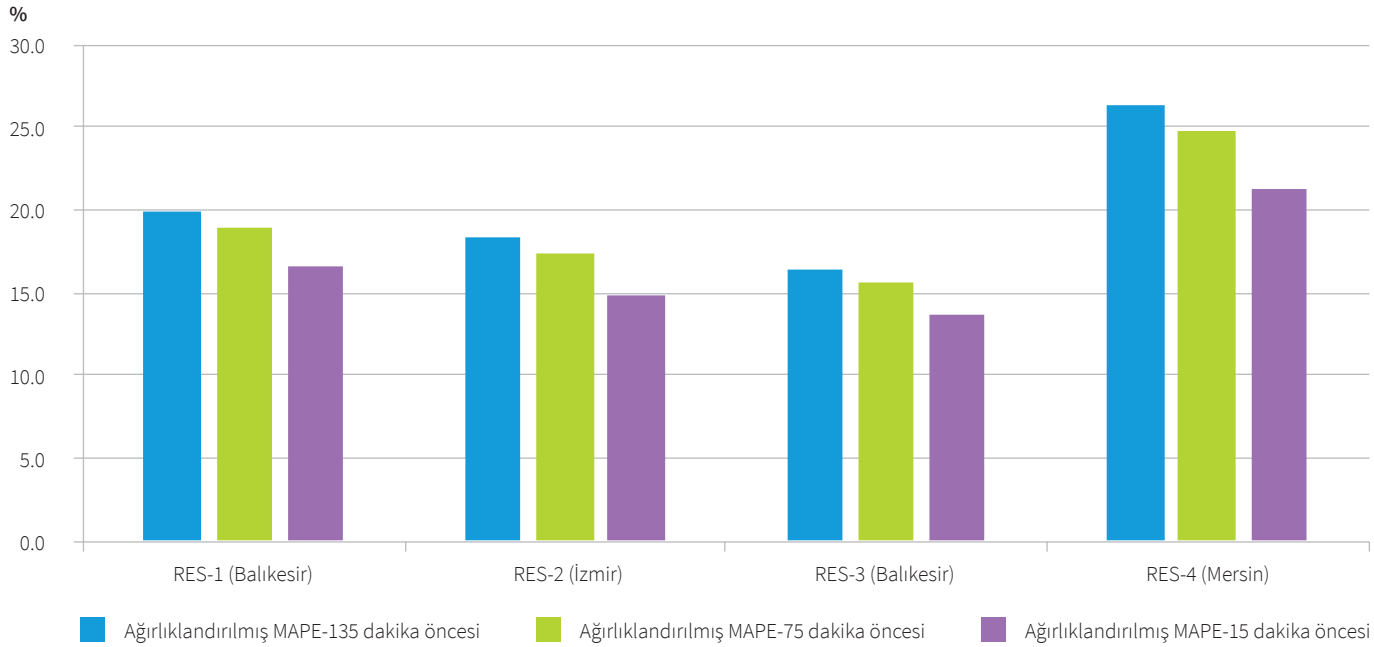
Türkiye piyasası için potansiyel genel iyileştirmeler

- Piyasada fiyat tabanları kaldırılmalıdır.
- Bir kayıp yük sistem değeri (VoLL) benimsenmeli ve fiyat tavan sınırı kademeli olarak bu seviyeye yükseltilmelidir.
- Bağımsız bir piyasa izleme işlevi oluşturulmalı ve bu görev için nitelikli, bağımsız uzman kurumlar atanmalıdır.
- Doğrudan piyasa gücünün azaltılmasında etkili en iyi uygulamalar, Türkiye piyasası bağlamına uyarlanmalıdır.
- Bölgesel marjinal fiyatlandırma uygulanmadığı durumda veya uygulanana kadar, maliyet bazlı yeniden dengeleme sürdürülmelidir.

4.1.9. Gün içi Piyasası'nda Kapı Kapanış Sürelerinin Gerçek Zamana Yaklaşması

Gün içi Piyasası mevcut haliyle, Gün Öncesi Piyasası'nda tahmin edilen üretim tüketim değerlerinde olası dengesizlikleri, gerçek zamana yaklaşırken gidermeye fırsat veren, özellikle değişken yenilenebilir enerji kaynakları için çok önemli bir piyasadır. Mevcut durumda bu piyasada yapılan elektrik ticareti işlemlerinin, fiziksel teslimattan 60 dakika önce yapılabilmesi bu piyasadan elde edilebilecek faydaları kısıtlamaktadır. Halihazırda Gün İçi Piyasası'na katılan yenilenebilir enerji santralleri, piyasaya satacakları miktarı belirlerken fiziksel teslimattan en az bir saat önce yaptıkları üretim tahminini kullanabilmektedir. Bu 60 dakikalık sürenin kısaltılması durumunda, yenilenebilir enerji santralleri gerçek zamana daha yakın üretim tahminlerini kullanabilecek ve bu durum da tahminlerdeki hata paylarının ve piyasadaki dengesizlik maliyetinin düşmesini sağlayacaktır.

Şekil 16: *2020 Yılının bir Ayında 4 Örnek Rüzgâr Santrali için farklı zaman dilimlerinde saatlik üretim tahmini Sapmaları*



Bu durumu göstermek amacıyla toplanmış olan ülkenin farklı bölgelerinden seçilmiş 4 örnek rüzgâr santralinin farklı zaman aralıklarındaki üretim tahmini sapmaları Şekil 16'da verilmiştir. Şekilde verilen tahmin sapmaları, 2020 yılının bir ayı için toplanmış gerçek verilerdir. Bu verilerin gösterdiği trende göre 135 dakika ve 75 dakika önce yapılan üretim tahminleri sapmasında, hatırı sayılır bir fark olsa da en fazla gelişim 75 dakika ile 15 dakika öncesi yapılan tahminler arasında gözlemlenmektedir. 15 dakika önce yapılan üretim tahminleri, 75 dakika önce yapılan tahminlere göre ortalamada %2,6 oranında daha az hata içermektedir. Bu durum, Gün İçi Piyasası'nda kapı kapanışlarının öne çekilmesinin, dengesizlik miktarlarını azaltmada ne kadar önemli olabileceğini göstermektedir.

Türkiye piyasası için potansiyel iyileştirmeler

- Halihazırda Gün İçi Piyasası'nda uygulanan 60 dakika kapı kapanış süresi, 15 dakika seviyesine çekilmelidir.

4.1.10. Yan Hizmetler Piyasası'nda Yapılacak İyileştirmeler

Mevcut durumda yan hizmetler piyasasına katılma şartı minimum limiti olarak 30 MW belirlenmiştir, bu kurulu güç ve üzerindeki üretim birimlerinin piyasaya katılımına izin verilmektedir. Talep tarafının doğrudan yan hizmetler piyasasına katılmasına ya da talep toplayıcılar aracılığıyla katılımına da izin verilmemektedir. Dolasıyla sistem işletmecisi TEİAŞ'ın, olası arz problemlerini çözmek için nispeten maliyetli olan kaynakları kullanmaktan başka bir seçeneği bulunmamaktadır.

Bu nedenle, yan hizmetler piyasasına katılım gereksinimlerine uygun teknik özelliklere sahip her tür kaynağın (bataryalar, talep tarafı katılımı vb.) kullanılabilir olması daha verimli bir seçenek olarak görünmektedir. Uluslararası birçok sistem işletmecisi, yan hizmetler piyasalarında dağıtık enerji kaynaklarından faydalanmaktadır. Bu sebeple, minimum katılım eşiği, bu kaynakların doğrudan piyasalara katılmasına fırsat verecek şekilde yani birkaç yüz kW kapasite seviyelerine kadar düşürülebilir. Bu süreç içerisinde katılım limitinin 1 MW'a kadar düşürülmesi bir ara adım olarak düşünülebilir. Diğer taraftan dünyada birçok ülke, dağıtık enerji kaynaklarının bu piyasalara talep toplayıcılar aracılığıyla katılımına fırsat vermektedir.

Yan hizmetlerin satın alınma sürecinin gerçek zamana yaklaştırılması (örneğin G-1), gün geçtikçe TEİAŞ'ın ihtiyaçları daha iyi değerlendirmesine, kısıt yönetimini ve dengeleme enerjisini optimize etmesine olanak verecektir. Buna karşın yan hizmet rezervlerinin bir kısmının önceden satın alınabilmesini içeren bir seçenek olması da mantıklı olabilir. Sürekli devam eden bir yan hizmet piyasasının oluşturulması da başka bir seçenek olarak değerlendirilmelidir.

Türkiye piyasası için potansiyel iyileştirmeler

- Yan Hizmetler Piyasası'na katılım için aranan en az 30 MW kurulu güç şartı, kademeli olarak birkaç yüz kW seviyelerine indirilmelidir. Bu noktada bu sınırın ilk aşamada 1 MW seviyesine çekilmesi uygun bir ilk adım olacaktır.
- Batarya sistemleri ve talep tarafı katılımı gibi dağıtık enerji kaynaklarının yan hizmetler piyasasına katılımı sağlanmalıdır.
- Yan hizmetler ihaleleri gerçek zamana yaklaştırılmalı, bu konuda uygulanabilecek farklı seçenekler değerlendirilmelidir.

4.1.11. Piyasalara Talep Tarafı Katılımının Sağlanması

Optimum bir kaynak yatırımı düzeyine ve çeşitliliğine ulaşmak ve Türkiye'deki değişken yenilenebilir kaynakların entegrasyonunu hızlandırmak, arz yönlü yatırımların maliyetinin ve performansının, talep tarafı önlemlerin maliyet ve etkinliğiyle dengelenmesine dayanmaktadır. Bahsi geçen talep tarafı önlemlerine; enerji verimliliği önlemleri ile arz kıtlığını ve fazlasını azaltmak için talebi şekillendirme yeteneği ("talep tarafı katılımı") de dahildir.

Halihazırda talep tarafı (özellikle sanayi tüketicileri) dengeden sorumlu gruplar vasıtasıyla piyasada tedarikçiler aracılığıyla sınırlı faaliyetlerde bulunabilir. Bununla birlikte talep tarafı katılımı ve talep toplama (aggregation) faaliyetinin yasal çerçevesi henüz oluşmamıştır.

Talep tarafı katılımının özendirilmesi piyasadaki verimliliği artıracak bir faktördür. Talebin çok yüksek olarak gerçekleştiği kimi saatlerde arzın artırılması yerine talepten kesinti yapılması en ekonomik tercih olabilir. Bunun mümkün olabilmesi için tüketicilerin Elektrik Piyasalarına doğrudan ya da talep toplayıcılar aracılığıyla katılımı gerekmektedir. Modelleme çalışmaları kapsamında böylesi bir değişikliğin olası sonuçları da incelenmiştir.

Küresel düzeyde talep katılımı potansiyeli, bilgi ve iletişim teknolojilerinin maliyetindeki ve performansındaki iyileştirmelerin yönlendirdiği bir devrimin içinden geçmektedir. Elektrik talebini oluşturan pek çok bileşenin (örneğin su pompalama veya depolama, elektrikli su ısıtma veya elektrikli araçların akıllı şarjı) içerisinde içsel olarak bulunan esneklik özelliğinden yararlanılması hem fiyat oynaklığını azaltmanın etkili bir yoludur hem de sonuç olarak kapasite artırımı yatırımları için uygun maliyetli, risksiz bir alternatif yaratmaktadır. Örneğin, Kaliforniya piyasasındaki Ağustos 2020 yük atma olayının temel sebep analizleri, esnek talebin sahip olabileceği ve oynamış olması gereken çok daha büyük bir rol olduğu çıkarımı üzerinde birleşmektedir. Esnek talebin oynayabileceği bu rol, nadiren kullanılacak âtıl üretim kapasite artışlarına yatırım yapmak yerine alternatif olarak çok daha az maliyetli bir seçeneğe işaret etmektedir.

Bu nedenle, esnek talebin enerji ve yan hizmetler piyasalarına katılımının önündeki engelleri kaldırmak, ayrıca bu piyasaların sağlayabileceği değerlere (fiyat tabanlarının ve tavanlarının kaldırılması dahil) yönelik talebi adil bir şekilde karşılamasını sağlamak önemlidir. Bu durum farklı yenilenebilir enerji kaynaklarının uygun maliyetli entegrasyonunu kolaylaştıracaktır. Ayrıca, talep katılımı için uygun maliyetli potansiyelin, yeni nesil yatırım ihtiyacının ileriye dönük projeksiyonlarına yeterince yansıtılmasını sağlamak da önemlidir. Böylelikle tüketiciler için faydalardan yararlanma fırsatının, önceki dönemlerde yapılan uzun vadeli yatırımlar (yani daha az maliyet etkin arz tarafı kaynakları) tarafından engellenmesinin de önüne geçilecektir.

Türkiye piyasası için potansiyel iyileştirmeler

- Enerji depolama ve talep tarafı katılımı da dahil olmak üzere dağıtık enerji kaynaklarının piyasalara katılım minimum sınır limiti azaltılmalıdır. Bu azaltım en iyi uygulama olan 100 kW'a ulaşmak hedefiyle kademeli olarak yapılabilir.
- Arz tarafındaki kaynaklarla eşit seviyede rekabet edebilmesi için talep tarafı oyuncularının yan hizmetler, dengeleme güç, Gün İçi ve Gün Öncesi piyasalarına katılımına izin verilmelidir.

- Piyasa düzenlemeleri yoluyla talep tarafı katılımının 3. taraf talep toplama uygulamalarıyla sağlanmasının önü açılmalıdır.
- Dengeden sorumlu tarafların, 3. taraf olarak talep toplayıcılar tarafından tazmin edilebilmesi için bir net fayda testi uygulanmalıdır. Bu test sonucunda talep tarafı katılımının, elektrik fiyatlarını düşürüp düşürmediği görülebilecektir. Diğer bir deyişle net fayda testleri talep tarafı katılımının maliyet etkinliğini ölçecektir.
- Küçük güç ünitelerinin rekabetçi piyasalara katılmasının sağlanması üzerine, büyük üreticilere kıyaslanabilir çevresel standartlar uygulanmalıdır.

4.2. Modelleme Çalışmaları

4.2.1. Piyasa Tahmin Modeli Analizi

4.2.1.1. Kullanılan Metodoloji

Çalışma kapsamında yürütülen çeşitli senaryolarda APLUS Enerji tarafından Türkiye Elektrik Piyasası için özel olarak geliştirilen elektrik fiyat tahmin modeli AVIEW | MarketSim kullanılmıştır. Kullanılan tahmin modeli, piyasa işleyişini temel hatlarıyla simüle ederek her saat için değişen parametrelerle bir arz talep eğrisi oluşturarak saatlik fiyat tahmini yapmaktadır.

4.2.1.2. Senaryolar

Çalışma kapsamında 3 ayrı senaryo oluşturulmuş ve bu senaryolar çeşitli fayda ve maliyetler kapsamında karşılaştırılmıştır. 2021-2030 yılları arası dönemi kapsayan senaryolar sırasıyla; Mevcut Politikalar Senaryosu, Nükleer Enerji Duyarlılık Analizi Senaryosu ve Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu'dur. Burada temel hedef piyasada yapılabilecek olası değişikliklerin piyasa üzerindeki olası etkilerini sayısal olarak değerlendirmektir.

- **Mevcut Politikalar Senaryosu:** Mevcut piyasa mimarisinin devam edeceği varsayımıyla güncel piyasa beklentilerini yansıtacak şekilde oluşturulmuştur. Bu senaryo, test edilen iyileştirmelerin karşılaştırılacağı bir baz oluşturma amacı gütmektedir. Senaryo kapsamında piyasada uygulanan alt ve üst fiyat limitleri mevcut düzenlemeyle aynı olarak alınmış[16], kapasite mekanizması 2030 yılına kadar devam ettirilmiştir. Yerli kömür alım garantisinin ise 2021 yılında üretimin %50'sine uygulanacağı, sonrasında ise bu uygulamanın 2027 sonuna kadar %60 oranında devam ettirileceği varsayılmıştır.
- **Nükleer Enerji Duyarlılık Analizi Senaryosu:** Senaryo kapsamında Akkuyu Nükleer Enerji Santrali'nin 2027 ve 2030 yılları arasında aşamalı olarak devreye gireceği varsayılmıştır. Senaryo kapsamında kullanılan diğer varsayımlar Mevcut Politikalar Senaryosu ile paralellik göstermektedir.
- **Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu:** Mevcut piyasa yapısında pek çok değişimin öngörüldüğü senaryodur. Ayrıca mevcut beklentilere kıyasla daha yüksek bir güneş enerjisi, rüzgâr enerjisi ve batarya kapasite artışı öngörülmüştür. Piyasa yapısında değiştirilen temel noktalar aşağıda verilmiştir:

o Piyasada uygulanan alt ve üst fiyat limitlerinin kaldırılması:

Senaryo kapsamında 2021 yılından itibaren Gün Öncesi Piyasası'nda uygulanan alt ve üst fiyat limitlerinin kaldırılacağı varsayılmıştır. Böylelikle piyasada negatif fiyatların oluşması ve fiyatın kimi saatlerde 2.000 TL/MWh seviyesinin üstüne çıkması mümkün olmuştur.

[16] 2021 yılı üst limiti için bahsi geçen geçmiş 6 ay ortalaması*2 formülü uygulanmış, diğer seneler içinse 2,000 TL/MWh değeri kabul edilmiştir. Alt fiyat limiti olarak simülasyon periyodu boyunca 0 TL/MWh uygulanmıştır.

- **Kapasite mekanizmasının kaldırılması:**
Piyasada uygulanan kapasite mekanizması uygulaması 2021 yılından itibaren kaldırılmıştır. Bu durumun bazı santrallerin sabit gelirleri üzerinde ve toplam TEİAŞ maliyetleri üzerinde bir etkisi olmuştur.

- **Yerli kömür alım garantisinin kaldırılması:**
Piyasada yerli kömürden üretilen elektrik için uygulanan alım garantileri, tüm santralleri kapsayacak şekilde 2021 yılından itibaren kaldırılmıştır.

- **Talep tarafı katılımının sağlanması:**
Talep tarafının Gün Öncesi Piyasası'na katılımı kolaylaştırılarak yüksek fiyatların ortaya çıktığı kimi saatlerde talep kesintisi yapılabilmesinin önü açılmıştır. Geliştirilen modelde talep tarafı katılımcıları, seviyelendirilmiş bir set içerisinde piyasada teklif vermektedirler. Bu teklif setleri katılımcıların tahmini VoLL değerlerinden yola çıkarak oluşturulmuştur. Tekliflerinin kabul edilmesi durumunda katılımcılar ilgili saat için elektrik tüketimlerini düşürmektedir.

4.2.1.3. Temel Senaryo Varsayımları

Farklı senaryolar için kullanılan varsayımların detayları Ek-1 altında verilmiştir. Tablo 2'de bahsi geçen bu varsayımların bir özeti görülebilmektedir.

Tablo 2: *Senaryo Varsayımları Özet Tablosu*

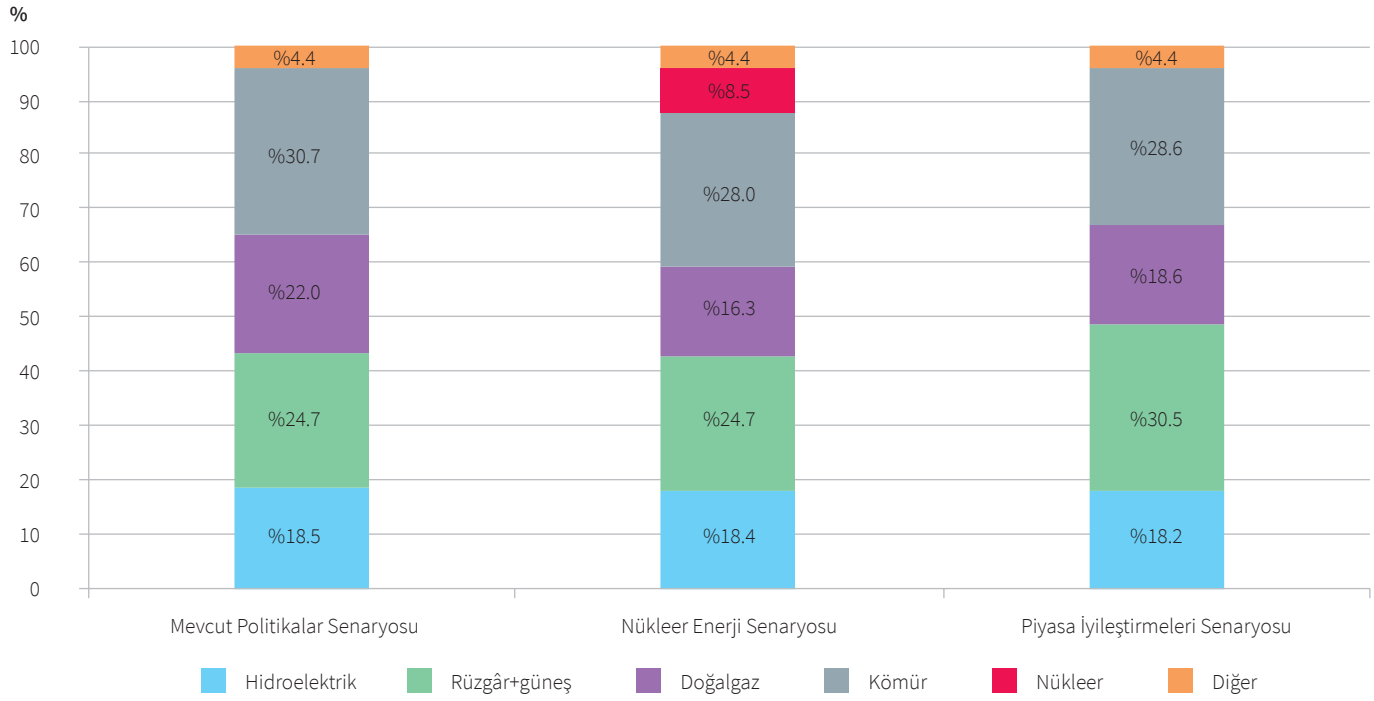
Girdi Seti	Mevcut Politikalar Senaryosu	Nükleer Enerji Senaryosu	Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu
Arz ve Talep Varsayımları			
Kurulu Güç Artışları	Mevcut devlet politikaları ve hedefler üzerinden tahmin oluşturulmuştur. Akkuyu Nükleer Enerji Santrali'nin tahmin periyodu boyunca devreye girmeyeceği varsayılmıştır.	Baz Kurulu Güç Tahmini + Akkuyu Nükleer	Baz Kurulu Güç Tahmini + Yüksek rüzgâr, güneş ve batarya varsayımı
Elektrik Talebi	Baz talep tahmini	Baz talep tahmini	Baz talep tahmini
Yakıt Fiyatları	Baz doğal gaz ve kömür maliyet varsayımı	Baz doğal gaz ve kömür maliyet varsayımı	Baz doğal gaz ve kömür maliyet varsayımı
Piyasa Mimarisine İlişkin Varsayımlar			
Yerli Kömür Alım Garantisi	2021 yılında %50 oranında, 2022 ve 2027 arasında ise %60 oranında uygulanacağı varsayılmıştır.	2021 yılında %50 oranında, 2022 ve 2027 arasında ise %60 oranında uygulanacağı varsayılmıştır.	Alım garantisi kaldırılmıştır.
Kapasite Mekanizması	Mevcut haliyle devam edeceği varsayılmıştır.	Mevcut haliyle devam edeceği varsayılmıştır.	Kapasite Mekanizması kaldırılmıştır.
Asgari ve Azami Fiyat Limitleri	Mevcut haliyle devam edeceği varsayılmıştır.	Mevcut haliyle devam edeceği varsayılmıştır.	Asgari ve azami limitler kaldırılmıştır.
Talep tarafı katılımı	GÖP talep tarafı katılımına izin verilmemektedir.	GÖP talep tarafı katılımına izin verilmemektedir.	GÖP talep tarafı katılımı

4.2.1.4. Karşılaştırmalı Senaryo Sonuçları

Yapılan kabuller sonucunda Mevcut Politikalar Senaryosu'nda 2030 yılı için rüzgâr ve güneş kaynaklarından elektrik üretimi, toplam üretimin %24,7'sini oluşturmaktadır. %18,5 oranında hidroelektrik üretimi, biyokütle ve jeotermal gibi kaynakların etkisiyle toplam yenilenebilir enerji üretiminin payı ise %47 olmuştur. Öte yandan %16,8 oranında yerli kömür ve %13,9 ithal kömür payıyla birlikte %30,7 oranına ulaşan kömür enerjisi, üretimdeki en yüksek paya sahip olmuştur. Doğal gaz santralleri ise aynı yıl için üretimin %22'sini gerçekleştirmişlerdir.

Nükleer Enerji Senaryosu'nda ise 2030 yılında 4,800 GW kurulu güce ulaşan Akkuyu Nükleer Santrali'nin etkisiyle nükleer enerji üretiminin toplam içindeki payı %8,5 seviyesine ulaşmıştır. Nükleer enerjinin elektrik üretim karışımına dahil edilmesi ise kömür ve doğal gaz kaynaklı elektrik üretimini düşürmüş ve bu kaynakların payı sırasıyla %28,0 ve %16,3 seviyelerine gerilemiştir.

Şekil 17: *Senaryolar Arası 2030 Yılı Kaynak Bazlı Üretim Payları*



Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu altında yapılan piyasa iyileştirmelerinin yenilenebilir enerji artışının önünü açacağı, rüzgâr ve güneş kurulu gücünde önemli artışlar yaşanacağı öngörülmüştür. Senaryo altında rüzgâr ve güneş üretiminin toplamdaki payı 2030 yılı için %30 seviyesini aşarken kömürün payı %28,6, doğal gazın payı ise %18,6 olarak gerçekleşmiştir. Burada dikkat çeken bir nokta kömürün üretimdeki payının nükleer enerji üretimi olmamasına rağmen neredeyse Nükleer Enerji Senaryosu'nda görülen seviyeye gerilemiş olmasıdır. Bu gerilemede artan rüzgâr ve güneş üretiminin yanı sıra piyasa mimarisinde ve politikalarda yapılan değişiklikler de etkili olmuştur.

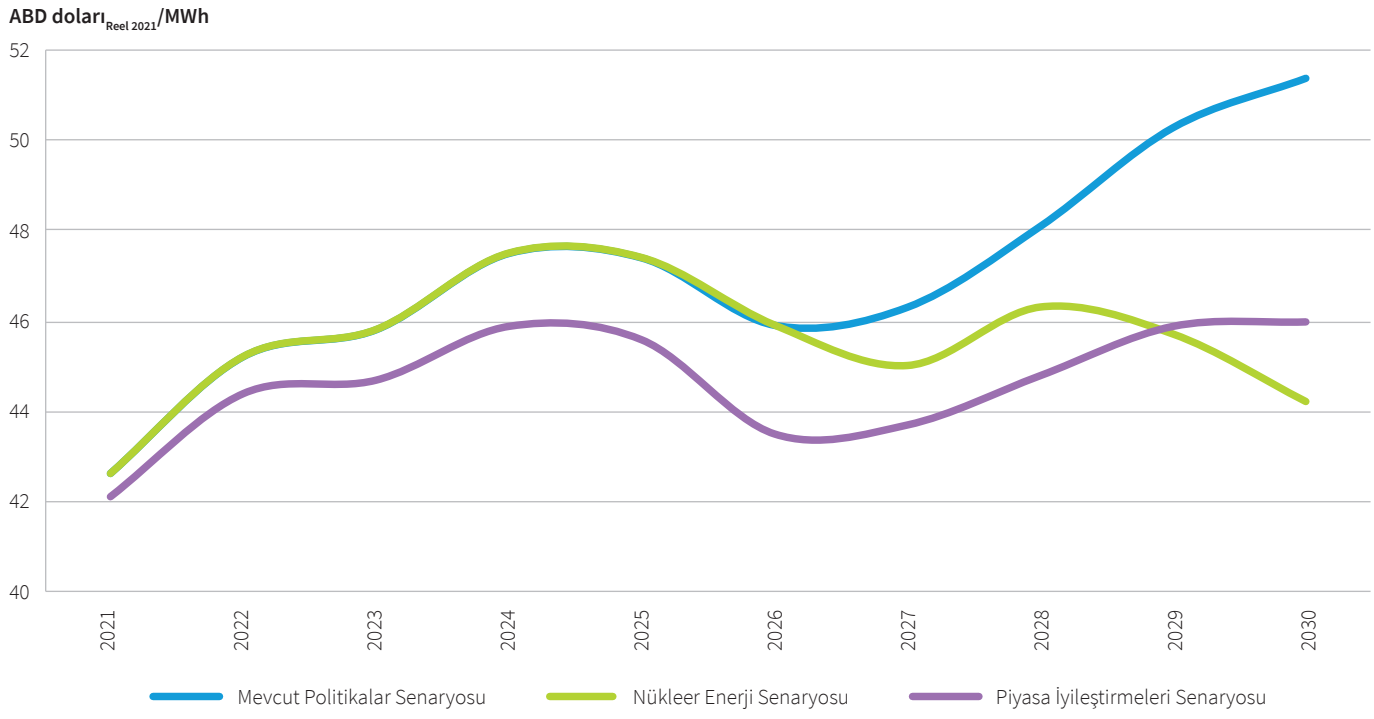
Yerli kömür alım garantisinin kaldırılması, bu santrallerin baz yük olarak çalışmasını engellemiş olsa da bu önlemin tek başına yerli kömür kaynaklı üretimi düşürmesi beklenmemelidir. Bunun nedeni yerli kömür santrallerinin genel olarak düşük marjinal maliyetlere sahip olmaları ve piyasada yüksek saat miktarlarında çalışmalarıdır.

Ancak hem alım garantisinin kaldırılması hem de piyasada asgari fiyat limitlerinin kaldırılması bu santrallerin üretimini düşürücü bir etki yapmıştır. Alım garantisine sahip olmayan yerli kömür santralleri, eksi fiyatların oluştuğu bazı zaman dilimlerinde üretimlerini durdurmak zorunda kalmışlardır. Bu etkilerle birlikte Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu'nda 2030 yılı için öngörülen yerli kömür kaynaklı elektrik üretimi, Mevcut Politikalar Senaryosu'nun yaklaşık 2,5 TWh altında kalmıştır.

İthal kömür santrallerinde ise nispeten daha yüksek marjinal maliyetleri nedeniyle eksi fiyatların daha büyük bir etkisi vardır. Buradan hareketle 2030 yılında Piyasa İyileştirmeler Senaryosu'nda tahmin edilen ithal kömür kaynaklı üretim Mevcut Politikalar Senaryosu'nun 6,2 TWh altında kalmıştır.

Senaryolar arası değişen üretim karışımının ve politika tercihlerinin etkisi, piyasa takas fiyatları tahmininde de kendisini göstermektedir. Mevcut Politikalar Senaryosu altına piyasa takas fiyatları giderek yükselerek 2030 yılında 51,4 ABD doları/MWh seviyesine yükselmiştir. Şekil 18'de görülebileceği üzere ise Nükleer Enerji Senaryosu altında fiyatlar yüksek baz yük nükleer üretiminin etkisiyle 2027 yılından itibaren ilk senaryonun oldukça altında gerçekleşmiş ve 2030 yılında 44,2 ABD doları/MWh seviyesine gerilemiştir. Yüksek nükleer üretiminin, piyasa fiyatları üzerinde düşürücü bir etkiye sahip olacağı görülmektedir. Fakat bu noktada nükleer enerjinin piyasa takas fiyatlarını düşürmede etkili olmasına karşın yüksek alım garantisi fiyatı nedeniyle EÜAŞ maliyetlerini önemli ölçüde artırdığını da eklemek gerekir. Buna karşın Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu altında tahmin edilen piyasa takas fiyatları, simülasyonun genelinde diğer iki senaryonun altında gerçekleşmiştir. Bunda artan yenilenebilir enerji kapasitesi, asgari fiyat limitinin kaldırılarak eksi fiyat oluşumuna izin verilmesi ve talep tarafı katılımının sağlanması gibi faktörler etkili olmuştur.

Şekil 18: *Senaryolar Arası Piyasa Takas Fiyatı Gelişimi*



Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu'nun sonuçları incelendiğinde 10 yıl içerisinde toplam 1.464 saat için eksi fiyatların oluştuğu görülmektedir. Bu saatlerin yıllık ve aylık dağılımı 4'te görülebilir. Simulasyonun ilk yıllarında eksi fiyatlar daha çok Ramazan ve Kurban Bayramı gibi normal düzeyin hatırı sayılır derecede altında elektrik talebinin gözlemlendiği tatil günlerinde oluşmuştur. YEKDEM altındaki kapasitenin artmasıyla ise 2024 ve 2025 yıllarından itibaren daha fazla saatte ve değişik aylarda eksi fiyatların oluştuğu gözlemlenmiştir. YEKDEM altındaki kapasitenin 2030 yılına doğru azalmaya başlamasıyla birlikte ise eksi fiyatların çıkma sıklığı da nispeten azalmıştır.

Tablo 3: *Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu Kapsamında Hesaplanan Eksi Fiyatlı Saat Sayısı*

Yıl	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
2021					20							
2022					34	3				2		
2023				29	7	16						
2024			8	23	6	61	2			8	2	
2025	3		43	12	18	47	3	8	3	14	11	
2026			39	30	105	47	24	18	3	1	5	
2027		6	30	21	68	37	19	13	14	25	19	
2028		43		23	35	31	21	17	5	23	5	
2029	4	31	11	37	7	31	18	14			2	
2030	5	25	22	45	9	25	17	12	14	18	7	

Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu kapsamında, azami fiyat limitlerinin kaldırılmasıyla beraber yüksek talebe sahip olan bazı saatlerde çok yüksek fiyatların oluşmasının önü açılmıştır. Ortaya çıkan bu yüksek saatlik fiyatlar da talep tarafı katılımının mümkün hale gelmesini sağlamıştır. Bu saatlerde oluşan fiyat, talep tarafından gelen tekliflerin kabul edilmemesi sonucunda talebin kısılmasıyla birlikte sınırlanmıştır. Tablo 4'te talep tarafı katılımı sağlanan saatlerin sayısı, aylık ve yıllık olarak gösterilmiştir. Bu sonuçlara göre 10 yıllık bir dönem içerisindeki toplam 3.466 saatte talep tarafı katılımı gerçekleşmiştir. Bu saatlerde oluşan talep düşüşü, 10 yıl toplamı için 0,8 TWh, son yıl için ise 0,2 TWh seviyesindedir. Bu nispeten düşük rakamlara rağmen talep tarafı etkisinin, en yüksek fiyatlı saatlerde oluşması nedeniyle fiyatların üzerinde önemli bir etkisi vardır.

Tablo 4: *Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu Kapsamında Talep Tarafı katılımı gerçekleşen saat sayısı*

Yıl	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
2021	0	0	0	0	0	0	1	14	100	46	7	5
2022	1	0	0	0	2	0	3	4	91	2	0	0
2023	0	2	0	0	0	2	6	9	81	32	22	10
2024	0	3	0	7	0	14	17	59	73	47	4	2
2025	0	2	1	8	6	22	33	31	48	12	0	3
2026	0	11	37	50	16	33	59	49	43	20	4	7
2027	1	15	12	30	21	60	68	77	50	31	4	6
2028	7	24	26	62	24	43	74	85	47	36	5	33
2029	10	49	39	65	24	82	124	114	44	68	0	12
2030	20	33	32	43	64	113	88	110	205	97	6	22

Mevcut Politikalar Senaryosuna kıyasla hem Nükleer Enerji Senaryosu'nda hem de Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu'nda önemli bir karbon azaltımı gerçekleştirildiği Şekil 19'da görülmektedir. Sonuçlara göre Mevcut Politikalar Senaryosu'nda 201 milyon ton CO_2 eşdeğeri olarak gerçekleşen karbon azaltımı, 2030 yılı elektrik üretimi kaynaklı salımlar Nükleer Enerji Senaryosu'nda 181 milyon ton, Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu'nda ise 186 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Yılların geneline bakıldığında ise Piyasa İyileştirme Senaryosu'nun en çok azaltımın gerçekleştirildiği senaryo olduğu görülmektedir. Bu sonuç, Nükleer Enerji Senaryosu'nda nükleerin kömür ve doğal gaz üretiminin bir kısmını ikame etmesiyle gerçekleşmiş; Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu'nda ise benzer sonuç, artan yenilenebilir enerji üretimi ve değiştirilen piyasa mimarisi neticesinde elde edilmiştir. Bu sonuç bir kez daha Türkiye'nin karbon azaltımı konusunda tek seçeneğinin nükleer enerji olmadığını, yenilenebilir kaynaklar ve az masraf içeren politika değişiklikleri aracılığıyla da karbon azaltım hedeflerinin gerçekleştirilebileceğini göstermiştir. Öte yandan, Nükleer Enerji Senaryosu altında baz senaryoya kıyasla gerçekleştirilen 20 milyon ton CO_2 eşdeğeri azaltım miktarı da bu kaynağın iklim değişikliği ile mücadele konusunda etkili olabileceğini göstermektedir.

Şekil 19: *Senaryolar Arası Karbon Salımı Karşılaştırması*

Nükleer Enerji Senaryosu altında Akkuyu Nükleer Santrali'nden yapılacak alımların, YEKDEM kapsamındaymış gibi değerlendirileceği diğer bir deyişle bu alımın doğrudan EÜAŞ tarafından yapılmayıp mevcut YEKDEM'e benzer şekilde tüm piyasaya mal edileceği varsayılmıştır. Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu altında ise YEKDEM dışında piyasada bulunan tek alım garantisi olarak Çayırhan Termik Santrali'ne uygulanan alım garantisi kalmıştır. Bu alım garantisinin de benzer şekilde YEKDEM içinde değerlendirileceği ve bu alımı EÜAŞ'ın yapmasındansa maliyetlerin tüm piyasaya yansıtılacağı varsayılmıştır. Uygulanan bu yöntem sayesinde farklı alım garantilerinin sisteme maliyetini toplam olarak görmek ve senaryolar arasında karşılaştırabilme yapabilmek mümkün hale gelmektedir. Burada YEKDEM maliyeti olarak verilen değer altında yalnızca yenilenebilir enerji üretiminin değil, Nükleer Enerji Senaryosu altında nükleer enerji alım garantisinin ve Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu altında da Çayırhan için uygulanacak alım garantisinin de bulunduğu dikkate alınmalıdır.

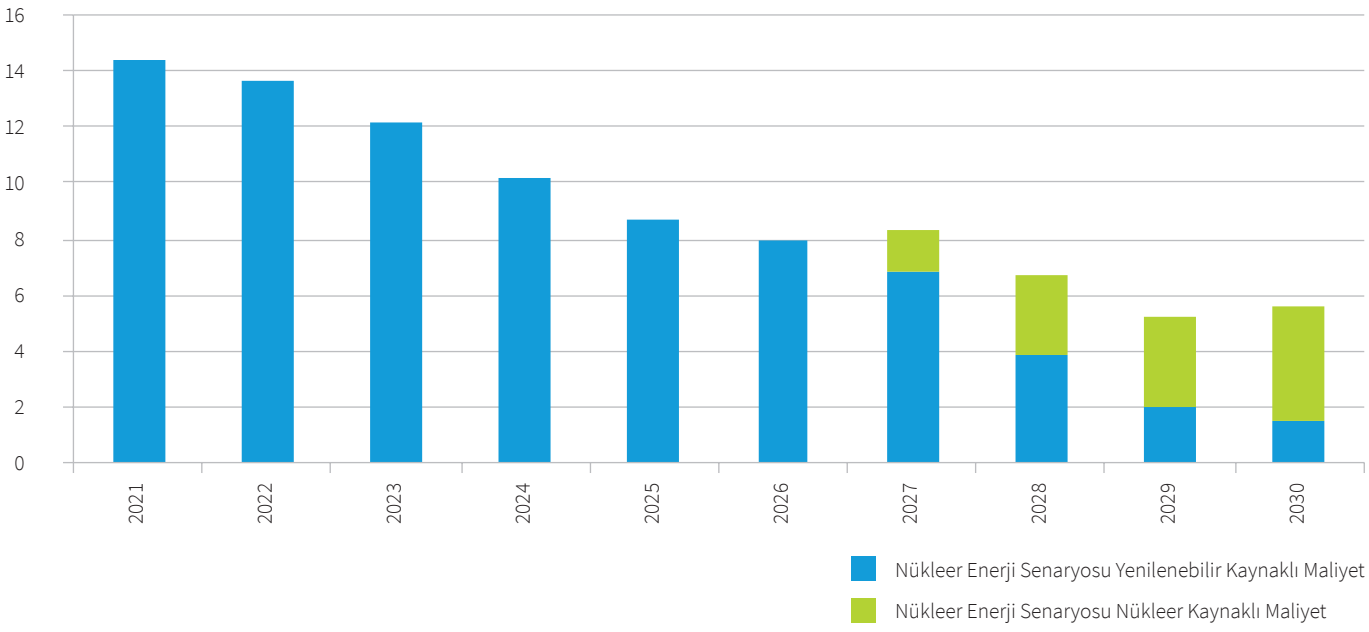
Hesaplanan birim YEKDEM maliyeti bakımından, senaryolar arasında 2026 yılına kadar çok büyük bir fark olmadığı Şekil 20'de görülebilmektedir. Nükleer Enerji Senaryosu hariç tutulmak üzere bütün senaryolarda, YEKDEM birim maliyetleri 2021 yılında 14 ABD doları/MWh seviyesinden başlayıp 2030 yılında 1 ABD doları/MWh seviyesine yaklaşmıştır. Nükleer Enerji seviyesinde 2026 sonrasında da devam eden yüksek YEKDEM maliyeti ise nükleer enerjinin yüksek maliyetini göstermektedir.

Mevcut Politikalar Senaryosu'na kıyasla YEKDEM maliyetlerinin Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu altında simülasyon başlangıcından itibaren daha yüksek gerçekleştiği görülmüştür. Bunun nedeni Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu altında piyasa takas fiyatlarının, yapılan iyileştirmeler ve artan yenilenebilir enerji üretiminin etkisiyle Mevcut Politikalar Senaryosu'nun altında kalmasıdır. YEKDEM sisteminde santraller piyasaya teklif vermekte ve sonrasında çalıştıkları saatlerdeki piyasa takas fiyatı ile YEKDEM'den alacakları fiyat arasındaki fark bu santrallere ödenmektedir. Bu nedenle piyasa takas fiyatlarının düşmesi, YEKDEM maliyetleri üzerinde artırıcı bir etki yapmaktadır.

Şekil 20: *Senaryolar Arası Yıllık Ortalama YEKDEM Birim Maliyeti*

Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu ve diğer senaryolar arasındaki önemli rüzgâr ve güneş kurulu güç farkına rağmen YEKDEM maliyetlerinin büyük oranda artmaması, yeni YEKDEM yönetmeliği ile yayımlanan fiyat seviyelerinin eski fiyatlara kıyasla çok düşük kalmasından dolayıdır. Bu nedenle eski YEKDEM altında alım garantileri devam eden santrallerin sayısının 2030 yılına doğru azalmasıyla birlikte YEKDEM birim maliyetleri de önemli oranda düşmektedir.

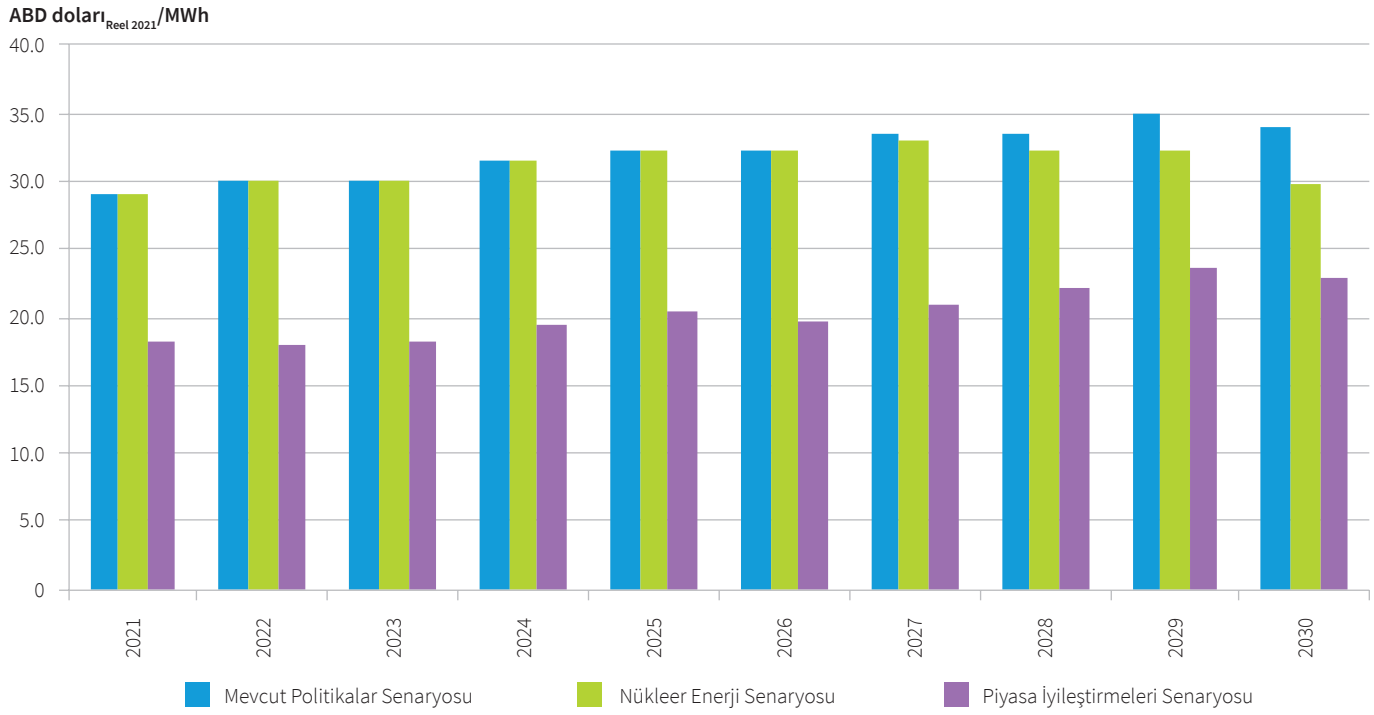
Şekil 21: *Nükleer Enerji Senaryosu Altında YEKDEM Maliyeti Bileşenleri*



Şekil 21'de Nükleer Enerji Senaryosu altında hesaplanan YEKDEM maliyetini oluşturan iki bileşen görülmektedir. Şekilden görülebileceği üzere yenilenebilir enerji santrallerinin kademeli olarak mekanizmadan çıkması nedeniyle birim maliyetler düşmektedir. Fakat 2027 yılı ve sonrasında toplam maliyet tekrar artış trendine girmiştir. Bunda 2027 yılından itibaren her yıl birer ünite olmak üzere devreye giren Akkuyu Nükleer santrali ve bu santralin alım garantisinin maliyeti etkili olmuştur.

Diğer yandan yeni YEKDEM altında yüksek bir kurulu gücün yıllar içinde devreye girmesine karşın bu santrallerin yararlandığı Türk Lirası bazlı YEKDEM fiyatları senaryolar altında hesaplanan piyasa fiyatlarına yakın, hatta bazı durumlarda piyasa fiyatlarının altındadır. Bu durumda, devreye giren santrallerin bazı yıllar için YEKDEM yerine piyasa fiyatları üzerinden satış yapması da olasıdır. Fakat piyasa fiyatlarından satış yapılması durumunda, bu santraller için önemli olan üretimleri en yüksek olan saatlerdeki fiyatlar olacaktır. Bu nedenle bu santrallerin fiyat profilindeki olası riskleri minimize etmek adına YEKDEM içerisinde kalmayı tercih edecekleri öngörülmüştür.

Şekil 22: *Senaryolar Arası Yıllık Ortalama EÜAŞ Maliyetleri*



Öte yandan, ortalama EÜAŞ maliyetlerine bakıldığında Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu'nun yarattığı avantaj daha açık olarak görülmektedir. Yerli kömür alım garantisinin uygulanmaması, daha düşük ortalama piyasa takas fiyatı ve nükleer enerji alımının yapılmaması nedeniyle bu senaryo altında hesaplanan EÜAŞ maliyetleri diğer iki senaryonun oldukça altında kalmaktadır. Ayrıca piyasada asgari fiyat limitlerinin kaldırılması ve talep tarafı katılımının etkisi de piyasa fiyatlarını ve EÜAŞ maliyetlerini düşürmede önemli bir rol oynamaktadır. EÜAŞ maliyetlerinin ve piyasa takas fiyatlarının son kullanıcı tarifelerine de yansıtılacağı düşünüldüğünde Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu'nun sağlayacağı faydalar daha net bir şekilde görülebilmektedir. Öte yandan Nükleer Enerji Senaryosu altında da EÜAŞ maliyetleri Mevcut Politikalar Senaryosu'na kıyasla daha azdır. Bunun nedeni ise nükleer enerjinin etkisiyle düşen piyasa takas fiyatlarıdır. Ancak bu etki yüksek nükleer enerji maliyetinin YEKDEM'e yansıtılması nedeniyle önemini yitirmektedir.

Simulasyon sonuçlarında açıkça görülemeyen bir etki de Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu'nda kapasite mekanizmasının kaldırılması sonucunda oluşmuştur. Kapasite mekanizması yıllık 2 milyar TL civarında bütçeyle TEİAŞ'ın önemli maliyet kalemlerinden birini oluşturmaktadır[17]. Bu mekanizmanın kaldırılmasıyla birlikte TEİAŞ'ın sabit ve değişken iletim tarifelerini düşürerek, tüm piyasanın daha verimli çalışması ve yenilenebilir enerji yatırımlarını kolaylaştırması mümkün olmaktadır.

Tablo 5: *Senaryo Sonuçları Özet Tablosu*

Sonuçlar	Mevcut Politikalar Senaryosu	Nükleer Enerji Senaryosu	Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu
2030 Sonu Toplam Kurulu Güç (GW)	126,6	131,4	137,4
2030 Sonu Toplam Rüzgâr ve Güneş Kurulu Gücü (GW)	45	45	55,8
2030 Yılı Rüzgâr ve Güneş Üretiminin Toplam İçerisindeki Payı	%25,4	%25,4	%30,4
Ortalama Piyasa Takas Fiyatı (ABD doları$_{\text{Reel 2021}}$/MWh) (2020-2030)	47,1	45,6	44,7
2030 Yılı Elektrik Sektörü Kaynaklı Emisyon Miktarı (milyon ton CO_2)	200,5	181,2	185,7
Ortalama YEKDEM Maliyeti (ABD doları$_{\text{Reel 2021}}$/MWh)[1] (2020-2030)	7,8	9,2	8,4
Ortalama EÜAŞ Maliyeti (ABD doları$_{\text{Reel 2021}}$/MWh)[2] (2020-2030)	32,1	31,3	20,5

Bahsi geçen bütün faktörler göz önüne alındığında Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu'nun karbon azaltımı ve sistem maliyetlerinin düşürülmesi gibi konularda istenen sonuçları verdiği görülmektedir. Piyasa iyileştirmelerinin yapılması, sistem esnekliğinin artmasına katkı sağlayarak 2030 yılında rüzgâr ve güneş enerjisi üretim payının %30'a ulaşmasında kritik rol oynamıştır. Bu durum, piyasa tasarımında yapılacak neredeyse maliyetsiz iyileştirmelerin piyasa işleyişinde, sistemin esnekliğinin artmasında ve yenilenebilir enerji entegrasyonunda ne kadar kritik bir rol oynama potansiyeli olduğunu göstermektedir.

[17] 2020 yılında 2,2 milyar TL olarak belirlenen kapasite mekanizması bütçesi 2021 yılında 2,6 milyar TL seviyesine yükseltilmiştir.

5. Temel Çıkarımlar

Toptan satış elektrik piyasasında; maliyetlerin fiyat oluşumlarına tam olarak yansıdığı, şeffaflık ve öngörülebilirliğin sağlandığı tam rekabetçi elektrik piyasa yapısının oluşması, yenilenebilir enerji tedarik anlaşmalarının ve serbest piyasa koşullarında yapılan yatırımların artmasını sağlayabilir. Öngörülebilirliğin sağlandığı tam rekabetçi piyasa yapısı, risklerin iyi yönetilebilmesine olanak verirken, alım garantileri olmaksızın yatırımlara finansman sağlanmasında önemli fırsatlar sunabilir.

Elektrik piyasalarının işleyişi, sistem esnekliğinin artması ve daha fazla değişken yenilenebilir entegrasyonunda kritik öneme sahiptir. Çalışma kapsamında yapılan araştırmalar ve analizler ışığında, tüm elektrik sisteminin daha verimli işlemesini sağlayacak Türkiye organize toptan elektrik piyasalarında gerçekleştirilebilecek olası iyileştirmeler belirlenmiştir. Sistem esnekliğini ve verimliliğini artırmaya yönelik piyasa işleyişinde yapılacak bu iyileştirmeler, teknolojik çözümlere kıyasla neredeyse maliyetsiz çözümler sunabilmektedir. Yenilenebilir enerji entegrasyonunun hızlandıracağı düşünülen piyasa iyileştirmeleri aşağıda özetlenmiştir:

- **Piyasada bir karbon fiyatlandırma mekanizmasının uygulanması:** Elektrik piyasasında bir karbon fiyatlandırma mekanizmasının uygulanması ve sera gazı emisyonlarına neden olan elektrik üretim tesislerine bu fiyatların geçerli kılınması, iklim değişikliğiyle mücadele ve yerel hava kalitesinin iyileştirilmesi kapsamında faydalar sağlarken, bu maliyetlerin elektrik fiyatları içerisine yansıtılmasına da olanak verecektir. Karbon fiyatlandırması konusu hem bu emisyonların neden olduğu çevresel sorunlar hem de Türkiye'nin Paris Anlaşması çerçevesindeki uluslararası yükümlülükleri nedeniyle kritik öneme sahiptir. Bu nedenle ilk etapta elektrik sektörü kaynaklı karbon emisyonları için bir fiyat belirlenebilir. Fiyatın belirlenmesinde kabul edilebilirlik göz önünde bulundurulmalı, olası tamamlayıcı önlemler uygulanmalı ve karbon gelirlerinin kullanımı için açık bir strateji benimsenmelidir. SHURA'nın 2020 yılında gerçekleştirdiği çalışmanın sonuçları, 2030 yılına gelindiğinde 40 ABD doları/ton CO_2 miktarında bir vergi uygulanmasının aynı yıl için elektrik üretim sektörü kaynaklı salımların 92 milyon ton CO_2 miktarında azalmasını sağlayabileceğini göstermiştir (SHURA, 2020).

- **Şeffaflığın ve veri paylaşımının artırılması:** Elektrik piyasasında şeffaflığın artırılması ve verilere ulaşımın kolaylaştırılması, piyasada verimliliği ve öngörülebilirliği artıran bir etki yaratacaktır. Ancak piyasada veri paylaşımı ve şeffaflık artarken piyasada rekabetçiliğin zedelenmesine ise izin verilmemelidir. Buna ek olarak bağımsız bir piyasa izleme işlevi oluşturulabilir ve bu görev için nitelikli bir bağımsız uzman kuruluş atanabilir.

- **Dengeleme Güç Piyasası ve dengesizlik cezalarının sistem esnekliğini destekleyecek şekilde iyileştirilmesi:** Türkiye elektrik sisteminde, tüketici talebini daha verimli bir şekilde karşılamak ve arz güvenliğini desteklemek için piyasa katılımcılarına teşviklerin sağlandığı dengeleme düzenlemelerine ihtiyaç duyulmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının payının arttığı bir sistemde bu unsur daha da önemli hale gelecektir. Dengesizlik uzlaştırma süresinin halihazırda uygulanan 60 dakikadan, 30 veya 15 dakikaya kadar indirilmesi, katılımcılara doğru maliyetlerin yansıtılmasına ve TEİAŞ tarifeleri üzerindeki yükün azaltılmasına yardımcı olacaktır. Bu aynı zamanda, dengesizliği azaltmaya yardımcı olan piyasa katılımcılarını ödüllendiren ve dengesizliği artıran katılımcıları cezalandıran tek

fiyatlandırma uygulamasına geçilmesini de kolaylaştıracaktır. Tek fiyatlandırma ve daha kısa uzlaştırma sürelerinin sisteme getirilmesi, katılımcıların rüzgâr ve güneş gibi değişken üretim yapan santrallerle, kontrol edilebilir santralleri içeren portföyler oluşturması için bir teşvik olacaktır. Bu durum, TEİAŞ ve nihayetinde tüketici için dengesizlikleri ve ilgili maliyetleri azaltacaktır. Diğer taraftan, tekliflerin kapı kapanış süreleri de gerçek zamana yaklaştırılmalıdır. Bu süre, gerçek zamandan 30 dakika ya da 15 dakika önce gibi belirlenebilir. Ayrıca daha doğru yenilenebilir enerji üretim tahminleri, sistemde dengesizliklerin ve ilişkili maliyetlerin azaltılmasını, değişken yenilenebilir enerji kaynaklarının sisteme daha çok entegrasyonunu sağlayacaktır. Dengeleme piyasası teklif süreci, ideal olarak sürekli işleyen bir süreç olmalıdır. Ayrıca dengesizlik maliyet hesaplamalarının, yan hizmetler de dahil olmak üzere tüm dengeleme talimatlarının marjinal maliyetini içermesi gerekmektedir. Bölgesel iletim kısıtlarından kaynaklanan maliyetler (negatif ve pozitif) ise iletim tarifesine dahil edilmelidir çünkü bu maliyetler sistem dengesizliğinden daha çok iletim sisteminin coğrafi yayılımıyla ilgilidir. Bu maliyetleri düşürmek için ayrı yük kontrol bölgeleri ve bölgesel fiyatlandırma sistemi getirmek veya kısıtları gidermeye yardımcı olacak yerlerde kurulacak kapasiteyi teşvik eden bölgesel olarak değişen TEİAŞ tarifeleri uygulamak etkili olabilir. Uzlaşma süresinin bir saat olarak kaldığı mevcut durumda, ikili fiyatlandırma uygulamasının devam etmesi bir seçenek olarak düşünülebilir. Piyasada oluşan dengesizliklerin, dengesizlikleri yaratan sorumlulara tam olarak yansıtılması sistemin işleyişinde önem arz etmektedir.

- **Bölgesel fiyatlama sistemine geçilmesi:** Şebekenin fiziksel özelliklerini yansıtacak şekilde, alıcılar ve satıcılar için bölgesel bir fiyatlandırma sistemi kademeli olarak oluşturulabilir. Daha ileriki aşamalarda en azından satıcılar için trafo merkezi bazlı fiyatlama modeline geçilmesi de Türkiye piyasası için bir seçenek olarak değerlendirilebilir. Enterkonneksiyon kapasitelerinin artırılması ve komşu ülkelerle sınır ötesi ticaretin geliştirilmesi, Gün İçi ve Dengeleme Güç piyasaları için de kaynak ayrılması sistemin esnekliğini artıracaktır.

- **Piyasada uygulanan azami ve asgari fiyat limitlerinin belirlenmesi:** Piyasanın sağlıklı bir şekilde işleyebilmesi için izin verilen azami ve asgari fiyat limitlerinin belirlenmesi önemli bir etken olacaktır. Eksi fiyatlara izin verilmesi durumunda esnekliği düşük olan santraller üretimlerini kesmek ya da eksi fiyattan ortaya çıkan maliyetlere katlanmak durumunda kalacaklardır. Bu da orta ve uzun vadede piyasada, esneklik yatırımlarını özendirecek ve dengesizlikleri azaltarak yenilenebilir enerji kaynaklarının şebekeye entegrasyonunu kolaylaştıracaktır. Piyasada fiyat tabanlarının tamamen kaldırılması da sistemin verimli işlemesini sağlayacaktır. Diğer taraftan, azami fiyat limitleri için bir kayıp yük sistem değeri (VoLL) benimsenmeli ve fiyat üst sınırı kademeli olarak bu seviyeye yükseltilmelidir. Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu sonuçları, piyasada uygulanan fiyat limitlerinin kaldırılmasının fiyatların düşürülmesinde de olumlu bir etki yaratacağını göstermiştir.

- **Yerli kömür alım garantisi ve kapasite mekanizması uygulamalarının tekrar değerlendirilmesi:** Yerli kömürden üretilen elektrik için uygulanan alım garantisi; eski, düşük verimli ve esnek olmayan bazı yerli kömür santrallerinin sistemde kalmasını desteklemekte ve piyasa fiyatlarının üstünde uygulanan alım garantileri sistem maliyetleri üzerinde ek bir yük yaratmaktadır. Bu nedenle yerli kömürden elektrik üretimi için satın alma garantilerinin sona ermesi, piyasanın verimli işleyişi, sistem esnekliği mevzularında ve de çevresel açıdan birçok fayda sağlayacaktır.

Yerli kömür alım garantisine benzer şekilde kapasite mekanizması uygulaması da mevcut haliyle bazı eski ve düşük verimliliğe sahip santrallerin sistemde kalmasını kolaylaştırmaktadır. Bu nedenle mekanizmanın işlemesinde bazı temel değişikliklere ihtiyaç olacaktır. Kapasite mekanizmasına katılım için bir önkoşul olarak santraller için belli bir asgari yük artış hızı standardı ve maksimum CO_2 emisyon limiti getirilebilir. Ayrıca talep tarafı ve enerji verimliliği uygulamalarının mekanizmaya katılmasının sağlanması, sistem esnekliğinin ve yenilenebilir enerji entegrasyonunun artmasında önemli rol oynayacaktır. Yürütülen modelleme çalışması, yerli kömür alım garantisinin ve kapasite mekanizması uygulamasının yürürlükten kaldırılmasının hem sistem maliyetleri hem de karbon emisyonu azaltımı bakımından olumlu sonuçlar doğuracağını göstermektedir. Yerli kömür garantilerinin kaldırıldığı senaryo altında EÜAŞ maliyetleri, tüm yılların toplamına bakıldığında baz senaryonun yaklaşık %36'sı kadar daha düşük oranda gerçekleşmiştir.

- **Gün İçi Piyasası'nda Kapı Kapanış Sürelerinin Gerçek Zamana Yaklaşması:** Halihazırda Gün İçi Piyasası'nda uygulanan 60 dakika kapı kapanış süresinin 15 dakika seviyesine çekilmesi, değişken yenilenebilir üretim tahminlerinde görülen sapmaları azaltarak, gerçek zamanda oluşan dengesizlikleri azaltacaktır. Bu konuda yapılan sayısal analizin sonuçları, üretimin 15 dakika öncesinde yapılan rüzgâr santrali üretim tahminlerinin 75 dakika öncesinde yapılan tahminlere kıyasla yaklaşık %2,6 daha isabetli olduğunu göstermektedir. Tahminlerde gözlemlenen bu iyileşmenin dengesizlik miktarlarına yansıtılabilmesi için piyasadaki kapı kapanış sürelerinin düşürülmesi gerekmektedir.

- **Yan Hizmetler Piyasasında yapılacak iyileştirmeler:** Yan Hizmetler Piyasası'na katılım için aranan en az 30 MW kurulu güç kapasitesi şartı, kademeli olarak birkaç yüz kW seviyelerine indirilebilir. Bu sınırın ilk aşamada 1 MW seviyesine çekilmesi uygun bir ilk adım olacaktır. Batarya kurulumları ve talep tarafı katılımı gibi dağıtık enerji kaynaklarının da yan hizmetler piyasasına katılımı sağlanarak piyasa genişletilmelidir. Yan hizmetler ihaleleri gerçek zamana yaklaştırılmalı, bu konuda uygulanabilecek farklı seçenekler değerlendirilmelidir.

- **Piyasada talep tarafı katılımının sağlanması:** Arz tarafındaki kaynaklarla eşit düzeylerde rekabet edebilmesi için talep tarafı katılımının yan hizmetler, Gün İçi, Gün Öncesi ve Dengeleme Güç Piyasalarına katılımına izin verilebilir. Piyasa düzenlemeleri yoluyla talep tarafı katılımının, 3. taraf talep toplama uygulamalarıyla sağlanmasının önü açılmalıdır. Dengeden sorumlu tarafların 3. taraf olarak talep toplayıcılar tarafından tazmin edilebilmesi için bir net fayda testi uygulanmalıdır. Bu test sonucunda, talep tarafı katılımının elektrik fiyatlarını düşürüp düşürmediği görülebilecektir. Diğer bir deyişle, net fayda testleri talep tarafı katılımının maliyet etkinliğini ölçecektir.

Kaynaklar

Avrupa Birliği Enerji Regulatörleri Birliği, 2015. “Recommendation of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No. 03/2015”

Avrupa Komisyonu, 2018. “Quarterly Report on European Electricity Markets, second quarter 2018”, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q2_2018.pdf

Avrupa Komisyonu, 2020. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/gb_implementation_plan-final.pdf

Avustralya Enerji Düzenleme Kurumu, 2021. https://www.aer.gov.au/networks-pipelines/guidelines-schemes-models-reviews/values-of-customer-reliability

Avustralya Enerji Piyasası Komisyonu, 2020. https://www.aemc.gov.au/news-centre/media-releases/schedule-reliability-settings-2020-2021

Belçika Elektrik ve Doğal Gaz Regulasyon Komisyonu, 2019. https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/AnnualReports/2020/CREG-AR2019-NL.pdf

Belçika Federal Kamu Ekonomi Servisi, 2020. https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Belgian-electricity-market-Implementation-plan.pdf

CE Delft ve Microeconomix ,2016. “Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility”

Clo, Stefano ve Fumagalli, Elena, 2019. “The effect of price regulation on energy imbalances: A Difference in Differences design”, Energy Economics 81, Haziran 2019, Sf. 754-764

Dünya Bankası, 2020. “Commodity Markets Outlook October 2020”

Elektrik Üretim Anonim Şirketi, https://www.euas.gov.tr/

ELIA ,2021. https://www.elia.be/en/customers/invoicing-and-tariffs

Enerji Piyasaları Düzenleme Kurumu, 2020. “Vadeli Elektrik Piyasası İşletim Usul ve Esasları”

EPİAŞ Şeffaflık Platformu, 2020. Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi Şeffaflık Platformu, https://seffaflik.epias.com.tr/

Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi, https://www.epias.com.tr/

Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi, 2021. “Elektrik Piyasası Özet Bilgiler Raporu 2020”

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2020. “2019-2023 Stratejik Planı”

ICE Futures, 2020. https://www.theice.com/futures-us

IEA, 2018. IEA “World Energy Outlook 2018” https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018

IRENA, 2019. “Flexibility In Conventional Power Plants Innovation Landscape Brief”

İngiltere Ulusal Şebeke websitesi, https://data.nationalgrideso.com/balancing/daily-balancing-cost-report-balancing-services-use-of-system

Karbon Piyasalarına Hazırlık Ortaklığı Türkiye Programı, 2021. https://pmrturkiye.csb.gov.tr/pmr-turkey/?lang=en

OFGEM, 2018. “Analysis of the first phase of the Electricity Balancing Significant Code Review”, https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/08/analysis_of_the_first_phase_of_the_electricity_balancing_significant_code_review_as_final_version_publication.pdf

SHURA, 2020. “2030 Yılına Doğru Türkiye’nin Optimum Elektrik Üretim Kapasitesi”

SHURA, 2019. “Sistem Esnekliğini Artırmak İçin Gereken Seçeneklerin Maliyet ve Faydaları”

SHURA, 2018. “Türkiye’nin Enerji Dönüşümünde Yenilenebilir Enerjinin Entegrasyonu ve Öncelikler”

SHURA, 2021. “Yenilenebilir Dağıtık Enerji Üretiminin Şebeke ve Piyasa Entegrasyonu”

Türkiye Cumhuriyeti Ticaret Bakanlığı, 2021. https://ticaret.gov.tr/istatistikler/dis-ticaret-istatistikleri

TEİAŞ, 2020. Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi, https://www.teias.gov.tr/tr-TR/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri

TEİAŞ YBTS, 2020. Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi, Yük Tevzi Bilgi Sistemi, https://ytbsbilgi.teias.gov.tr/ytbsbilgi/frm_istatistikler.jsf

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, 2020. “Türkiye’nin Karadeniz’deki ilk ultra derin deniz keşfindeki rezerv miktarında, 85 milyar metreküp artış saptandı”, https://www.tpao.gov.tr/file/2010/basin-bulteni-tuna-1-kesif-17-10-2020-3815f8b0eef56dce.pdf

Uluslararası Enerji Ajansı, 2011. “Harnessing Variable Renewables, A Guide to the Balancing Challenge”

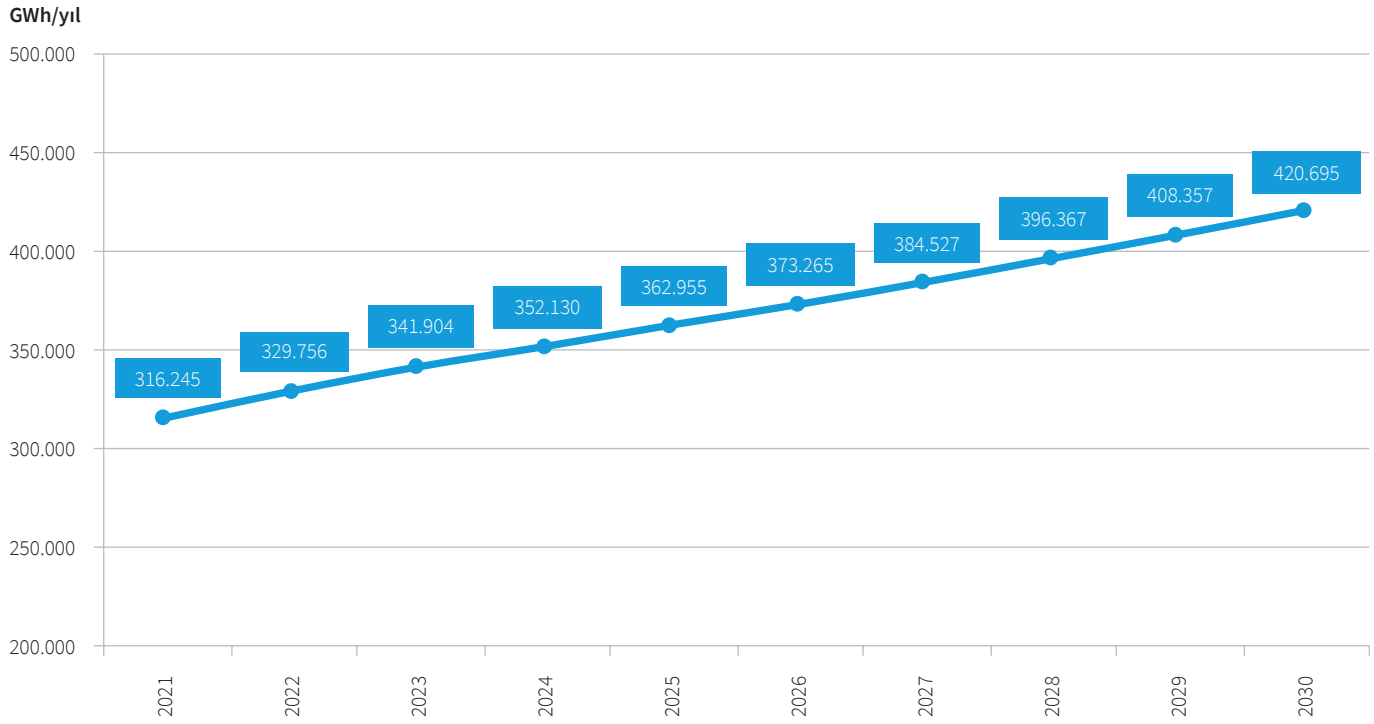
Uluslararası Enerji Ajansı, 2021. “Turkey 2021: Energy Policies Review”

EK-1: Modelleme Çalışması Varsayımları

Piyasa tasarımıyla ilgili konuların dışındaki varsayımlar, senaryolar arasında büyük oranda aynı olarak ele alınmıştır. Bu durumun istisnaları; Nükleer Enerji Senaryosu'nda 2027 yılından itibaren nükleer enerjinin elektrik üretim karışımına dahil edilmesi ve Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu dahilinde rüzgâr ve güneş enerjisi kurulumlarının artırılması ve 600 MW bir batarya kurulu gücünün enerji sistemine dahil edilmesi şeklindedir. Bu iki parametre dışında senaryolar arasındaki farklılaşma, piyasa tasarımında yapılan değişiklerle sağlanmıştır.

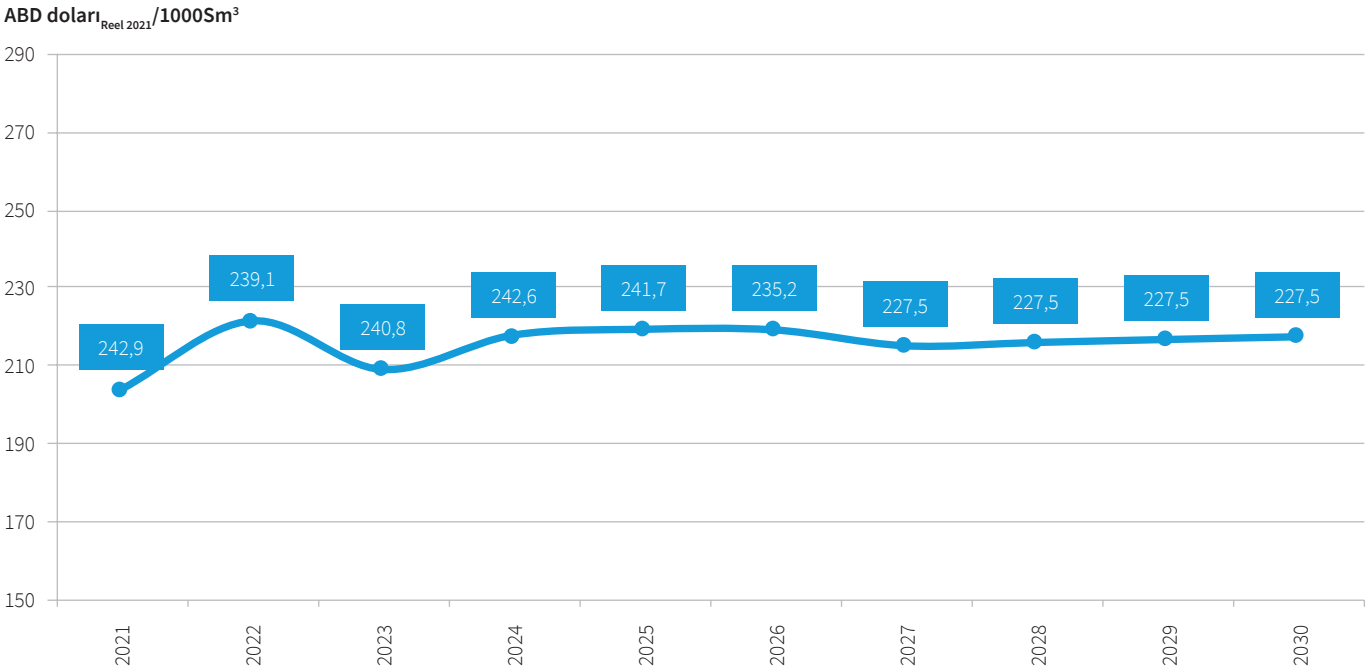
Tüm senaryolar arasında aynı olarak alınan Türkiye elektrik üretim tahmini Şekil 23'te verilmiştir. Kabul edilen değerlere göre 2021 yılında elektrik talebinin, yaklaşık %3,7'lik bir toparlanmayla 316,2 TWh seviyesinde gerçekleşmesi beklenmektedir. Sonraki yıllarda ise elektrik talebi ortalama %3'ün üzerinde bir büyüme hızıyla 2030 yılında 421 TWh seviyesine yaklaşacaktır.

Şekil 23: *Elektrik Talebi Gelişimi*



Çalışma kapsamında oluşturulan bütün senaryolarda, aynı doğal gaz tarife değerleri kullanılmıştır. Şekil 24'te verilen yıllık doğal gaz tarifesi değerleri; Türkiye'nin mevcut Brent Petrol endeksli doğal gaz ithalat kontratları, Dünya Bankası Brent petrol fiyat tahminleri (Dünya Bankası, 2020) ve ICE Futures platformunda bulunan LNG kontratları göz önüne alınarak hesaplanmıştır.

Şekil 24: *Ortalama Doğal Gaz Tarifesi*



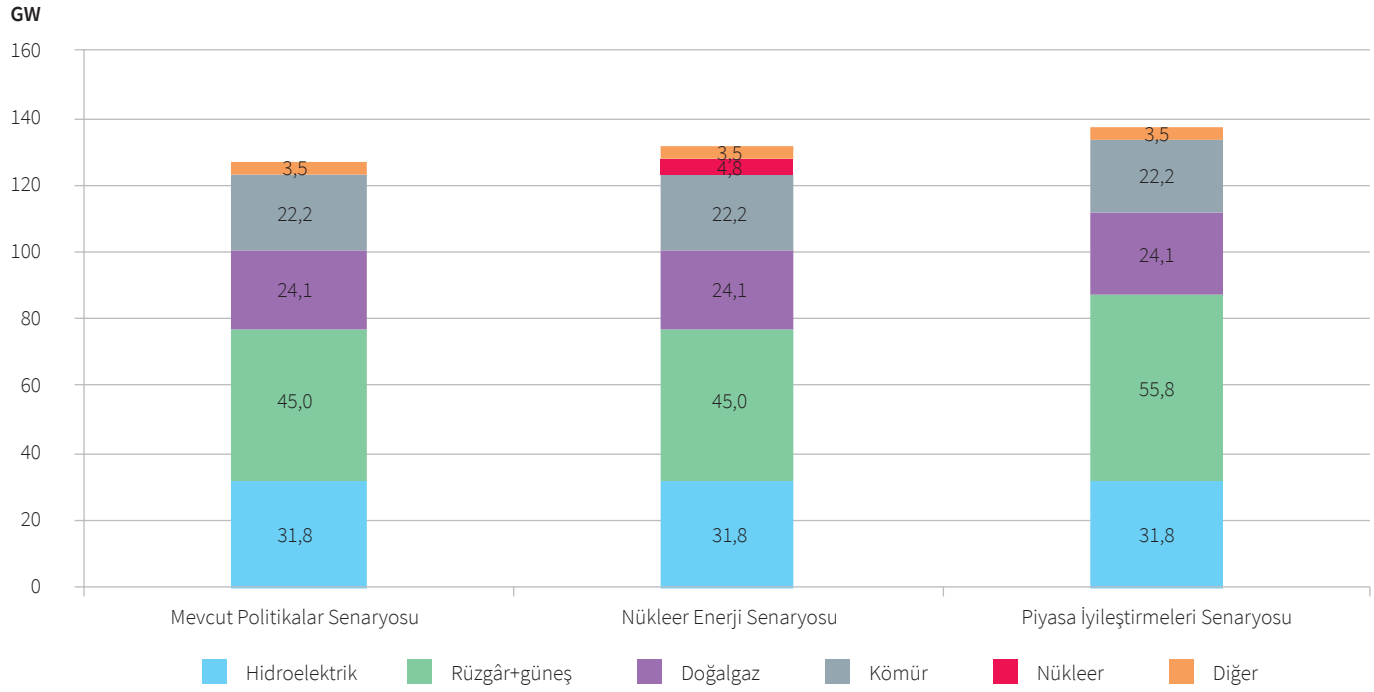
Senaryolar için oluşturulan büyük çaplı santral devreye giriş tahminleri, proje ilerleme durum raporları ve güncel gelişmeler takip edilerek oluşturulmuştur. 2022 yılında devreye girmesi öngörülen Yusufeli Barajı ve HES, öngörülebilir gelecekte devreye girecek olan tek hatırı sayılır barajlı hidroelektrik santral projesi olarak göze çarpmaktadır. Çayırhan Termik Santrali'nin ise 2025 ve 2026 yıllarında devreye girmesi beklenmektedir. Yerli kömür olarak tahmin periyodu boyunca devreye girecek tek santral Çayırhan Santrali'dir. İthal kömür yatırımı olaraksa Emba Hunutlu Termik Santrali'nin 2022 yılında devreye gireceği öngörülmüştür. Nükleer santralin devreye girdiği tek senaryo ise Nükleer Enerji Senaryosu'dur. Bu senaryo altında Akkuyu Nükleer Enerji Santrali, 2027 ve 2030 yılları arasında her yıl bir ünite olacak şekilde devreye alınmıştır. Farklı senaryolar için uygulanan devreye alış kararları Tablo 6 altında özetlenmiştir.

Tablo 6: *Senaryolar Altında Devreye Gireceği Varsayılan Santraller*

Tesis Adı	Yakıt Tipi	Kurulu Güç (MW)	Öngörülen Devreye Giriş -Mevcut Politikalar	Öngörülen Devreye Giriş - Nükleer Enerji	Öngörülen Devreye Giriş - Piyasa İyileştirmeleri
Yusufeli Barajı ve HES	Barajlı Hidro	540	01/2022	01/2022	01/2022
Emba Hunutlu TES-1.Blok	İthal Kömür	660	01/2022	01/2022	01/2022
Emba Hunutlu TES-2.Blok	İthal Kömür	660	04/2022	04/2022	04/2022
Çayırhan TES- 1. Blok	Linyit	360	03/2025	03/2025	03/2025
Çayırhan TES- 2. Blok	Linyit	360	03/2026	03/2026	03/2026
Akkuyu Nükleer Santrali- 1.Blok	Nükleer	1.200	-	01/2027	-
Akkuyu Nükleer Santrali- 2.Blok	Nükleer	1.200	-	01/2028	-
Akkuyu Nükleer Santrali- 3.Blok	Nükleer	1.200	-	01/2029	-
Akkuyu Nükleer Santrali- 4.Blok	Nükleer	1.200	-	01/2030	-

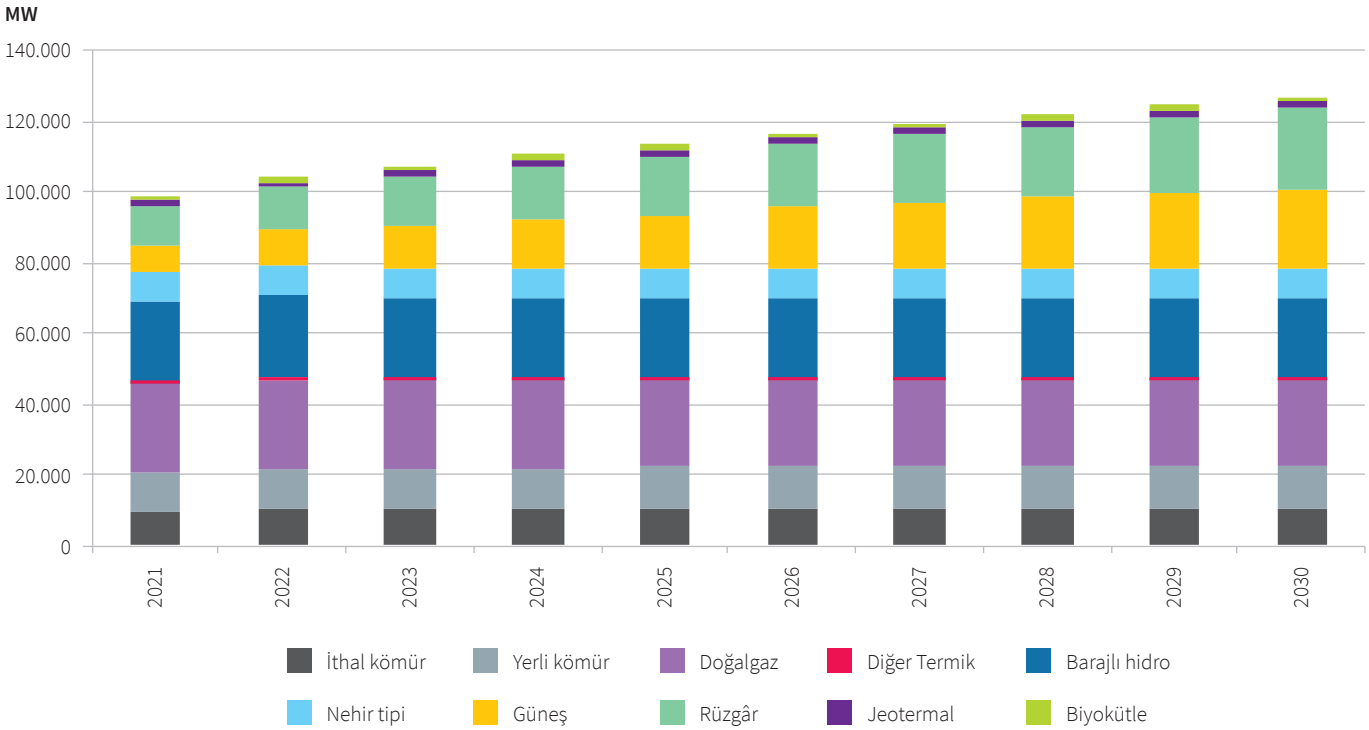
Bahsi geçtiği üzere burada yer verilen büyük çaplı santral yatırımlarının yanı sıra Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu'nda yer verilen rüzgâr ve güneş enerjisi yatırımları diğer senaryolara kıyasla artırılmıştır. Alınan varsayımlara göre ortaya çıkan 2030 kurulu güç değerleri Şekil 25'te gösterilmektedir. Diğer senaryolarda 2030 yılına gelindiğinde güneş kurulu gücü 22,6 GW, rüzgâr kurulu gücü 22,4 GW seviyesine ulaşırken Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu'nda bu değerler sırasıyla 28,0 GW ve 27,8 GW olarak alınmıştır.

Şekil 25: *Senaryolar Arası 2030 Yılı Kaynak Bazlı Kurulu Güç Değerleri*

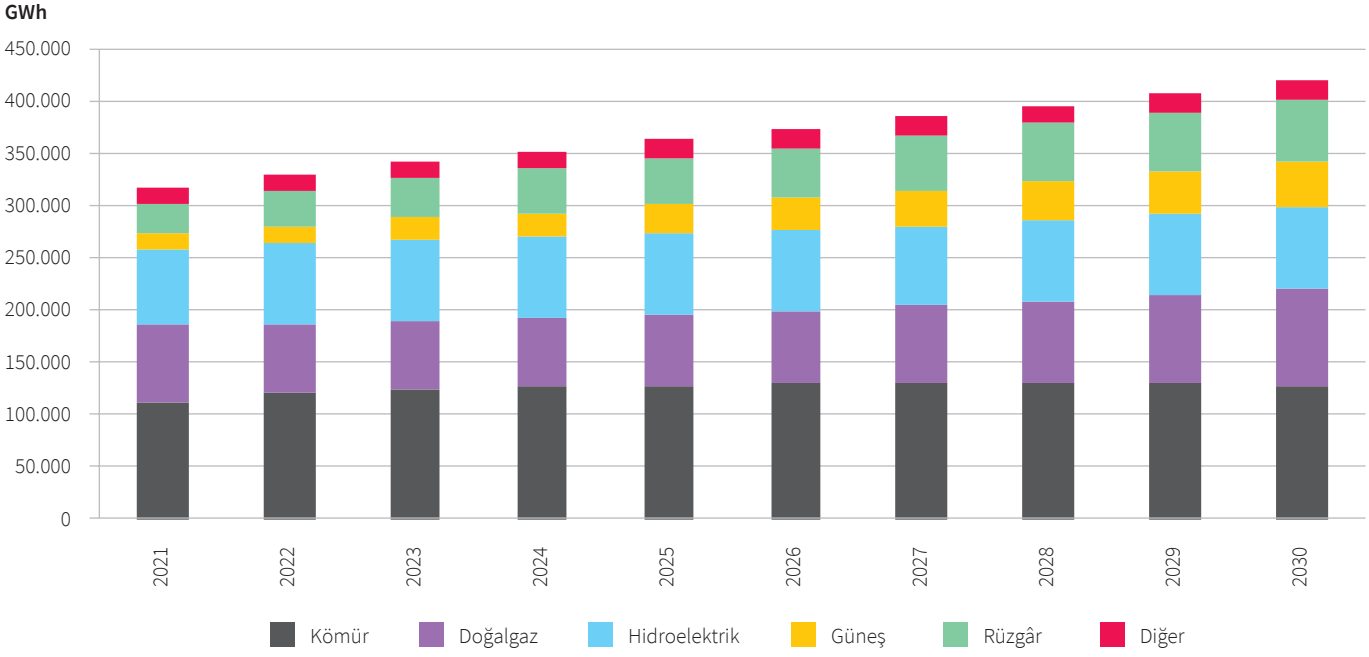


EK-2: Senaryolar Arası Kurulu Güç ve Üretimin Yıllık Gelişimi

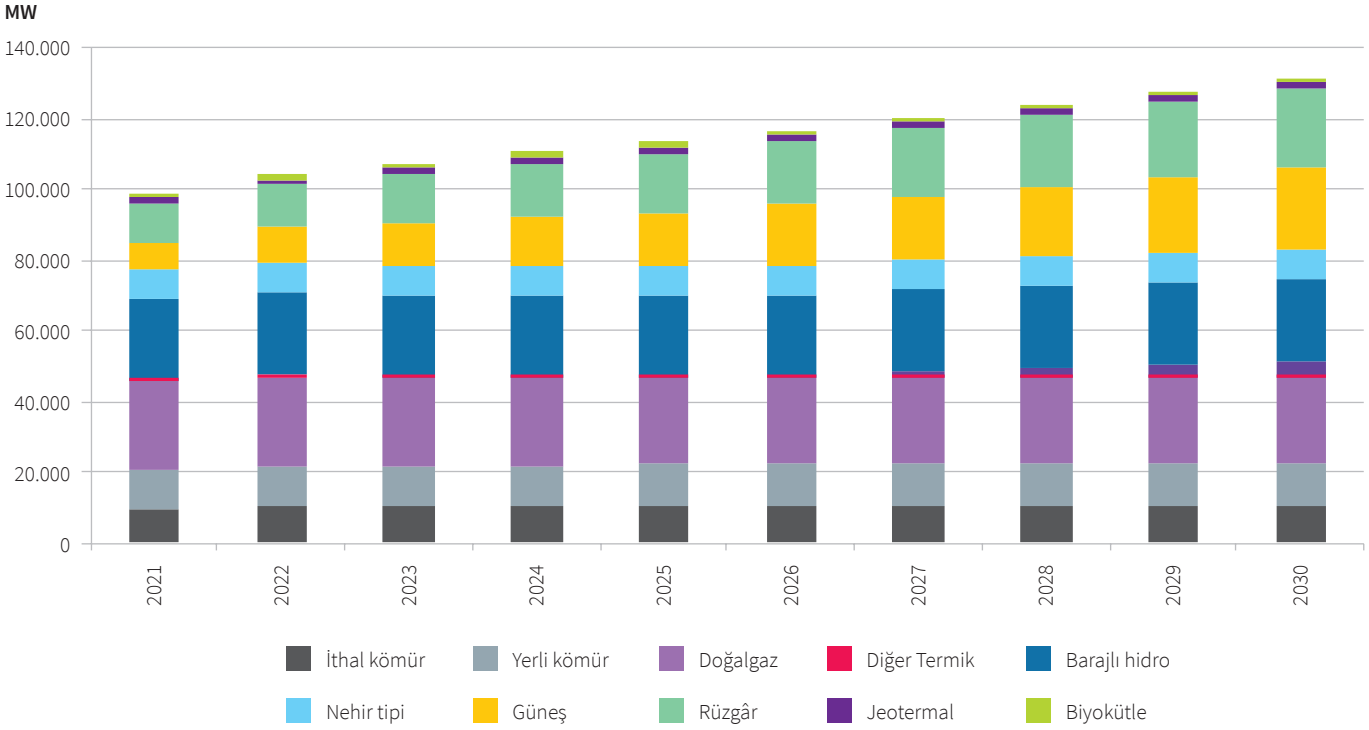
Şekil 26: *Mevcut Politikalar Senaryosu altında Kurulu Güç Gelişimi*



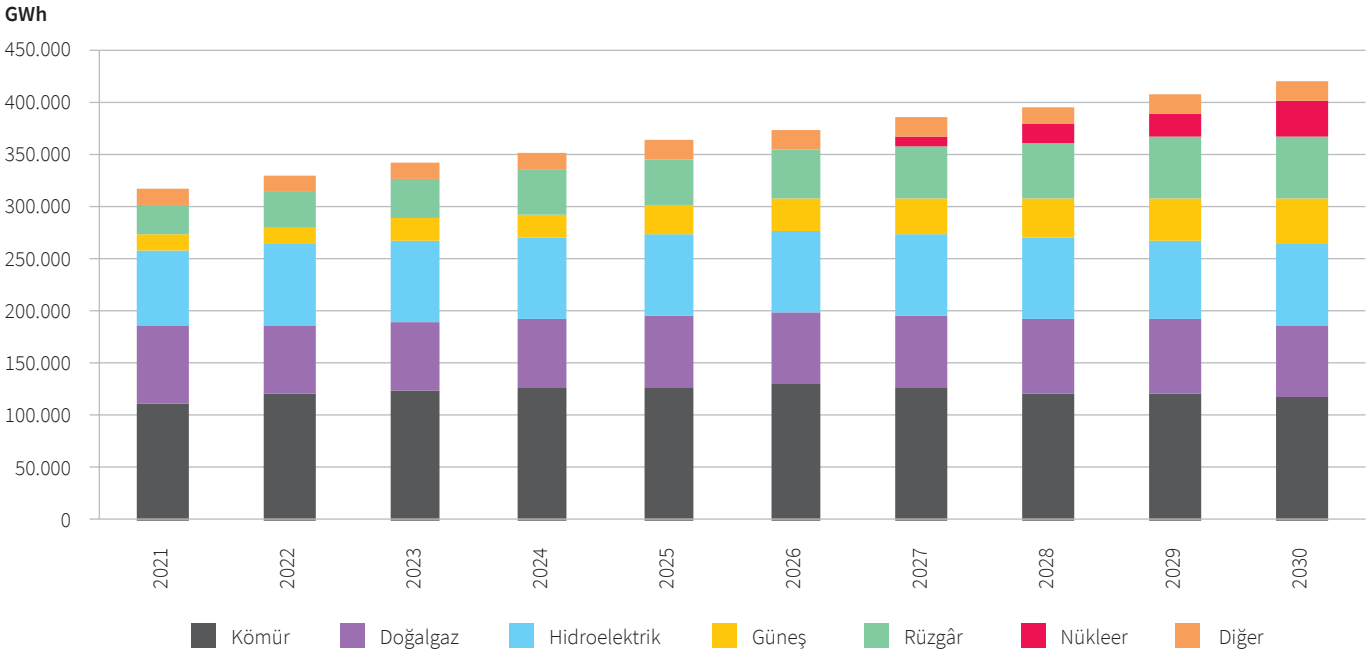
Şekil 27: *Mevcut Politikalar Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi*



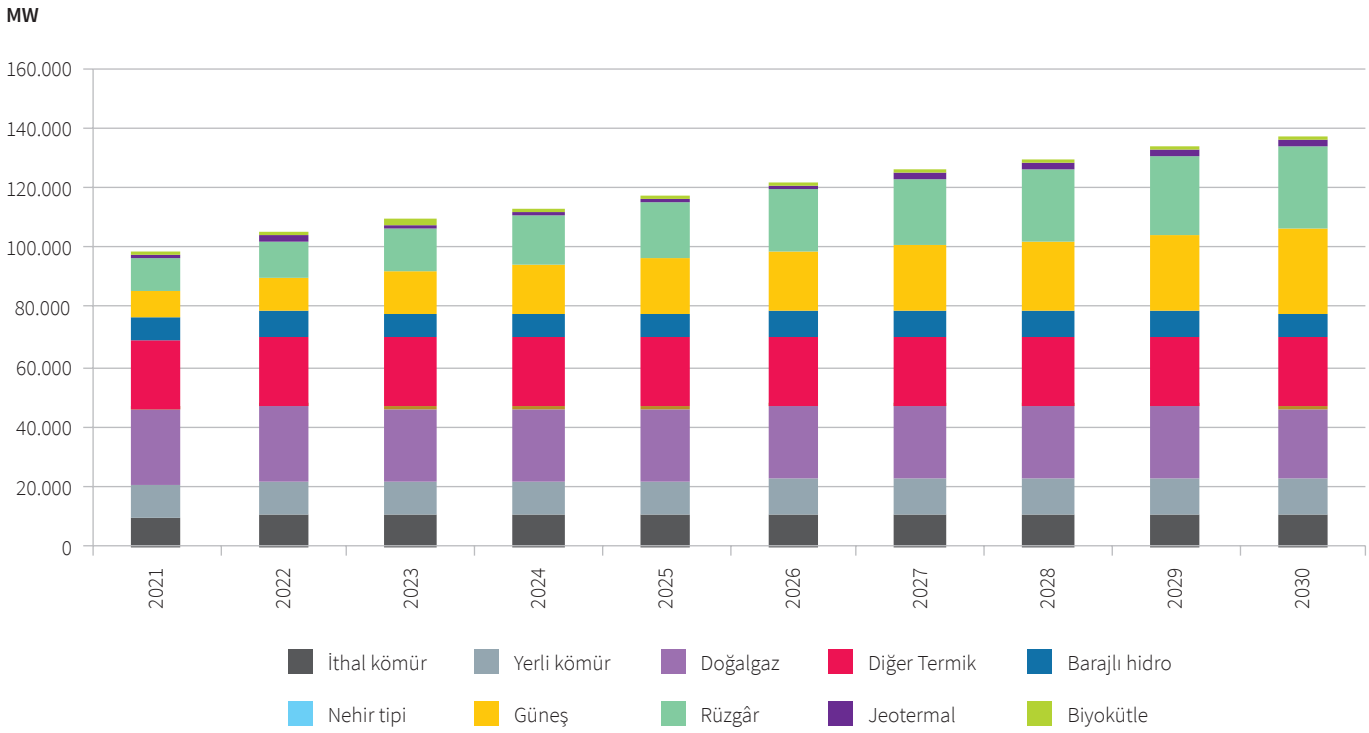
Şekil 28: *Nükleer Enerji Senaryosu Altında Kurulu Güç Gelişimi*



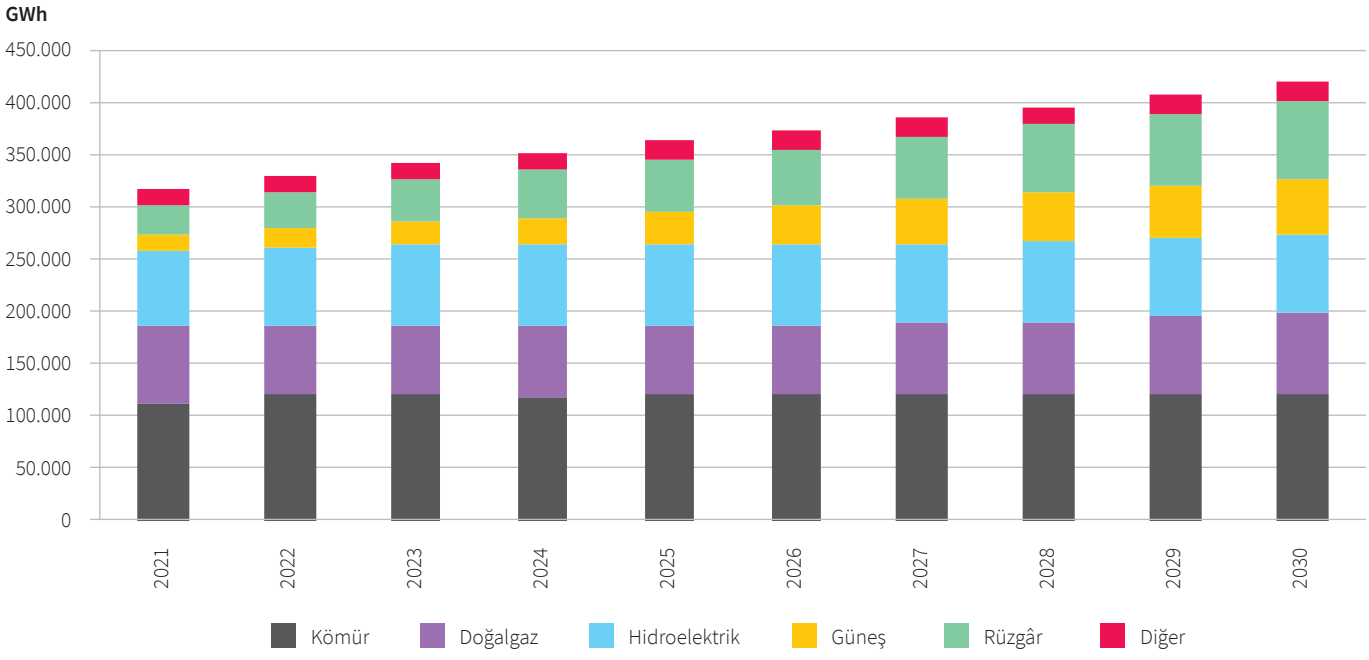
Şekil 29: *Nükleer Enerji Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi*



Şekil 30: *Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu Altında Kurulu Güç Gelişimi*



Şekil 31: *Piyasa İyileştirmeleri Senaryosu Kaynak Bazlı Üretim Gelişimi*



NOTLAR

İstanbul Politikalar Merkezi

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

European Climate Foundation

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

Agora Energiewende

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

SHURA
Enerji Dönüşümü Merkezi

Bankalar Caddesi,
Minerva Han, No:2, Kat:3
34420 Karaköy / İstanbul
Tel: +90 212 292 49 51
E-mail: info@shura.org.tr
www.shura.org.tr

SHURA Kurucu Ortakları:

İPM | IPC İSTANBUL POLİTİKALAR MERKEZİ SABANCI ÜNİVERSİTESİ KAMPUSU İSTANBUL POLICY CENTER AT SABANCI UNIVERSITY

European Climate Foundation

Agora Energiewende

/company/shura @shuraedm SHURAEDM