SHURA
ENERJİ DÖNÜŞÜMÜ MERKEZİ

ENERJİ DÖNÜŞÜMÜNDE ŞEBEKE VE PİYASA UYUMU İÇİN KONUMSAL MARJİNAL FİYATLANDIRMA

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: Alkım Bağ Güllü, Hasan Aksoy, Sena Serhadlıoğlu (SHURA), Osman Bülent Tör (EPRA), Ayda Shaker, Saaed Alp.

Teşekkürler
Bu raporun taslak bulguları, Kasım 2024 tarihinde TEİAŞ ve EPİAŞ, Temmuz 2025 tarihinde TENMAK ve Eylül 2025 tarihinde TEİAŞ uzmanları ile gerçekleştirilen paydaş istişare toplantılarında değerlendirilmiştir. İlgili paydaş istişare toplantılarında sağlanan tüm değerli değerlendirme ve geri bildirimler için teşekkür ederiz. Çalışmada uygulanan metodolojiye ilişkin değerli görüşleri ve uluslararası uygulamaların gözden geçirilmesine yönelik taslak çalışmaya yaptığı katkılar için Dominic Scott'a (RAP) ve tavsiyeleri için Bram Claeys'e (eski RAP çalışanı) teşekkür ederiz.

SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi, Crux Alliance'ın bu rapor için sağladığı 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 © 2026 Sabancı Üniversitesi

ISBN 978-625-6956-98-8

Sorumluluk Reddi
Bu rapor ve içeriği, çalışma kapsamında göz önünde bulundurulan kabuller, senaryolar ve Aralık 2024 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.

ENERJİ DÖNÜŞÜMÜNDE ŞEBEKE VE PİYASA UYUMU İÇİN KONUMSAL MARJİNAL FİYATLANDIRMA

Ana Mesajlar

- Elektrik piyasaları, arz ve talebin dengelenmesi, elektrik sisteminin etkin ve güvenli şekilde işletilmesi, operasyonel kararların alınması ve yatırımların yönlendirilmesi açısından kritik bir rol oynamaktadır. Elektrik sistemi, teknolojik gelişmelerle birlikte daha yüksek yenilenebilir payına sahip, dağıtık, dijital ve tüketici odaklı bir yapıya dönüşmektedir. Üretimden tüketime uzanan değer zincirindeki bu değişim, yeni operasyonel ve yatırım ihtiyaçlarını beraberinde getirirken, sistem dinamiklerini ve esneklik ihtiyaçlarını daha iyi yansıtacak zamansal ve konumsal fiyat sinyalleri önemli olacaktır.

- Fiyat sinyallerinde konum bazlı detayların artırılması durumunda, şebeke kısıtları, sistemin farklı bölgelerindeki esnekliğin değeri ve sistemsel maliyetler daha doğru yansıtılabilmektedir. Bunun yanında üretim, enerji depolama, elektrolizörler ve talep tarafı katılımının en verimli şekilde konumlandırılmasını sağlayarak, maliyetli YAL/YAT talimatlarının (redispatch) azalmasına destek olacaktır. Böylece bu fiyatlandırma yapısı uzun vadede yatırımların doğru bölgelere yönlendirilmesinde katkı sağlayabilir.

- Türkiye'de uygulanan ulusal gün öncesi piyasası (GÖP) fiyatı (Piyasa Takas Fiyatı - PTF), sistem kısıtlarını ve bölgesel farklılıkları yeterince yansıtmadan oluşmaktadır. Bu durum, özellikle artan yenilenebilir enerji kapasitesi ve şebeke yoğunlukları dikkate alındığında, önümüzdeki dönemde sistem işletimi açısından önemli zorluklar yaratabilir. 2035 yılı için gerçekleştirilen analizlerde, bölgesel uzlaştırma modelinde (zonal pricing), 14,6 TWh'lik kısıtın 12,4 TWh'lik kısmının bölgesel fiyat sinyalleriyle GÖP'te çözümlenebileceğini göstermiştir. Düğüm bazlı (nodal) uzlaştırmada ise kısıtların neredeyse tamamı (14,5 TWh) konumsal fiyatlandırma sayesinde piyasada giderilmektedir. Böylece şebeke kısıtları PTF'ye yansıtılabilmekte, fiziksel gerçeklerle uyumlu ve yüksek verimli bir piyasa yapısı sağlanabilmektedir. Bu durumda, sistem işletmecisinin rolü yalnızca öngörülemeyen dengesizliklerin yönetimiyle sınırlı kalırken, her düğüm (node) kendi gerçek marjinal maliyeti üzerinden fiyatlandırılmaktadır.

- 2035 yılı için yürütülen modelde, ulusal tek fiyat sisteminde yıllık 6,2 TWh seviyesinde oluşan yenilenebilir enerji kesintilerinin büyük bölümü, sistem işletmecisinin gerçek zamanlı müdahalesini gerektiren plansız kesintilerden oluşmaktadır. Bölgesel (zonal) uzlaştırma modelinde plansız kesintiler 0,9 TWh'ye düşerken 5,1 TWh'lik kısım piyasa içinde planlı olarak yönetilmektedir. Düğüm bazlı fiyatlandırmada ise plansız müdahale ihtiyacı 0,2 TWh'ye gerilemektedir. Böylece şebeke kısıtları ve bölgesel arz fazlası konumsal fiyatlara yansıtılarak piyasa fiziksel sistemle uyumlu ve yüksek verimli bir yapıya ulaşmaktadır.

- Bölgesel ve düğüm bazlı fiyatlandırma, gelirleri konumsal maliyetlere göre şekillendirerek üreticileri sisteme sağladıkları gerçek katkı doğrultusunda ödüllendirmekte ve yatırımları düşük kısıt riski ile yeterli iletim kapasitesi sunan bölgelere yönlendirmektedir. Üretimin konumsal ve operasyonel değerini fiyatlara yansıtan bu yapı piyasa şeffaflığını, operasyonel verimliliği ve yatırım disiplinini güçlendirirken, dış müdahale ihtiyacını azaltmaktadır. Bununla birlikte, bölgesel ve düğüm bazlı fiyatlandırma üretici ve tüketici gelir/giderlerinin yeniden dağılımına yol açmaktadır. Ulusal model %100 kabul edildiğinde, bölgesel uzlaştırmada üretici faydası %86'ya gerilerken tüketici faydası %134'e yükselmektedir. Toplam sistem refahı ise bölgesel

uzlaştırmada %109'a, düğüm bazlı uzlaştırmada %123'e çıkmaktadır. Bu artış iletim kapasitesinin daha etkin kullanılması, YAL/YAT maliyetlerinin azalması ve üretim ile tüketimin konumsal fiyat sinyallerine daha doğru tepki vermesinden kaynaklanmaktadır.

- Ulusal fiyatlandırma yapısı, batarya depolama sistemlerinin etkin şekilde işletilmesi için gerekli teşvikleri sunamamakta, gerçek şebeke kısıtlarını ve esnekliğin bölgesel değerini yansıtamamaktadır. Model sonuçlarına göre bataryaların düğüm bazlı bir piyasada toplam %42 daha fazla kâr elde edilebilecekleri değerlendirilmektedir. Artan kârlılık, depolama birimlerini şebekenin en çok kısıt olan yerlerde işletmeye yönlendiren güçlü konumsal fiyat sinyallerinden kaynaklanmaktadır. Öte yandan, bölgesel ve düğüm bazlı fiyatlandırma, enterkonneksiyon kapasitesinin ve sınır ötesi ticaretin ekonomik değerini daha doğru yansıtmaktadır. Bu sayede piyasa katılımcıları, üretim, talep ve iletim koşullarını gerçek zamanlı olarak yansıtan fiyat sinyalleri alacaktır.

Yönetici Özeti

A. Giriş

Elektrik, son yıllarda gelişmiş ekonomilerin giderek daha fazla merkezine yerleşmektedir. Teknolojik gelişmelerin etkisiyle elektrik sistemi daha yüksek yenilenebilir payına sahip, dağıtık, dijital ve tüketicilerin daha aktif rol aldığı bir yapıya dönüşmektedir. Bu süreçte üretim, iletim, dağıtım ve tüketimi kapsayan değer zinciri dönüşürken, ortaya çıkan yeni operasyonel ve yatırım gereksinimleri, elektrik sistemi dönüşümüne uyumlu bir piyasa yapısına duyulan ihtiyacı artırmaktadır. Türkiye elektrik piyasasında son yıllarda önemli yapısal reformlar hayata geçirilmiş olsa da Türkiye'nin uzun vadeli karbonsuzlaşma hedeflerine ulaşması, elektrik piyasasının yapısal olarak iyileştirilmesi gereksinimini gündeme getirmektedir. Elektrik sistemindeki dönüşümle birlikte, elektrik üretiminin yanı sıra tüketiminin de nasıl, ne zaman ve nerede gerçekleştiği giderek daha kritik hâle gelmektedir. Bu dönüşüme uyum sağlanamaması durumunda, elektrik sisteminin işleyişi daha belirsiz ve daha maliyetli bir hâl alabilir. Bu bağlamda, sistemdeki dönüşümü destekleyen ve üretici ile tüketicilere doğru sinyaller veren etkin bir piyasa işleyişine ihtiyaç duyulmaktadır.

Türkiye'de 2001 yılında temelleri atılan ve 2013 yılında yürürlüğe giren 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile şekillenen elektrik piyasası mevzuatı, bugün hâlâ saatlik bazda uygulanan tek bir ulusal fiyat mekanizmasıyla yönetilmektedir. Bu model, üreticilerin geniş bir kitleye satış yapmasına imkan tanısa da, sistemdeki bölgesel arz-talep farklarını ve iletim kısıtlarını fiyatlara yansıtmamaktadır. Bu durum, enerji dönüşümüyle birlikte giderek karmaşıklaşan şebeke operasyonlarının etkin şekilde yönetilmesini zorlaştırabileceği gibi, sistemin yeni nesil teknolojik ihtiyaçlara yeterince cevap verememesine de yol açabilir.

Türkiye'de değişken yenilenebilir enerji entegrasyonunun hızlanması ve dağıtık enerji kaynaklarının yaygınlaşması, mevcut ulusal fiyatlandırma mekanizmasının etkinliğini tartışmaya açmaktadır. Rüzgâr ve güneş kapasitesinin belirli coğrafi bölgelerde yoğunlaşması, şebeke kısıtlarını artırarak esneklik ihtiyacını tetiklemektedir. Bu dinamikler karşısında ulusal tek fiyat modelinin, bölgesel arz-talep dengesizliklerini yansıtmada yetersiz kalabileceği öngörülmektedir. Bu nedenle, şebekenin anlık durumunu daha doğru yansıtan bölgesel (zonal) veya düğüm bazlı (nodal) fiyatlandırma modellerinin, üretim kesintilerini (curtailment) minimize edeceği ve yeni altyapı yatırımlarını doğru bölgelere yönlendirebileceği değerlendirilmektedir.

B. Amaç ve Kapsam

Bu çalışma, Türkiye elektrik piyasasındaki mevcut ulusal uzlaştırma modeline alternatif olarak, bölgesel ve düğüm bazlı fiyatlandırma mekanizmalarının etkilerini analiz etmeyi amaçlamaktadır. Analizler, bölgesel şebeke kısıtları ve arz-talep dengeleri gözetilerek 2035 yılı projeksiyonu üzerinden iki ana senaryo çerçevesinde yürütülmüştür:

- **Referans Senaryo:** Mevcut trendler ışığında, güneş ve rüzgâr kapasitesindeki kademeli ve orta ölçekli artışı temel alan senaryodur.
- **Net Sıfır Senaryosu (NZ2053):** SHURA'nın "Net Sıfır 2053" model çalışmasıyla uyumlu, yüksek düzeyde değişken yenilenebilir enerji kapasitesini öngören senaryodur.

Türkiye elektrik piyasası ve iletim şebekesinin simüle edildiği bu çalışmada, ulusal, bölgesel ve düğüm bazlı modellerin çıktıları iki temel perspektiften değerlendirilmiştir:

1) **Piyasa Etkileri:** Fiyat oluşumu, maliyetler, gelir dağılımı ve sosyal refah analizi.
2) **Sistem İşletimi:** Kısıt yönetimi, yenilenebilir enerji entegrasyonu, üretim kesintileri (curtailment) ve sistem güvenilirliği.

C. Sonuçlar ve Tartışma

Farklı uzlaştırma mekanizmaları kapsamında gerçekleştirilen piyasa ve şebeke simülasyonu sonuçlarında, hem piyasa verimliliği hem de sistem işletimi açısından etkiler değerlendirilmiştir. Her bir uzlaştırma yaklaşımı, fiyat oluşumunu, üretim ile talep arasındaki etkileşimi ve şebekenin yenilenebilir enerjiyi hangi ölçüde entegre edebildiğini doğrudan etkilemektedir. Dolayısıyla, söz konusu etkilerin analiz edilmesi, Türkiye'nin gelecekteki elektrik piyasası tasarımında ekonomik verimlilik, arz güvenliği ve yenilenebilir enerji entegrasyonu arasında nasıl bir denge kurulabileceğine dair önemli içgörüler sunmaktadır.

Dikkate alınan varsayımlar ve girdiler ışığında yapılan analizlerde, Bölgesel Fiyatlandırma kapsamında Referans Senaryosunda 3 bölge, Net Sıfır Senaryosunda ise 6 bölge oluşabileceği gözlemlenmiştir. Bu sonuç, yenilenebilir enerji penetrasyonu arttıkça ve şebeke kısıtları daha bağlayıcı hale geldiği durumda, fiyat davranışlarının mekansal olarak daha fazla ayrıştığını ve sistemin etkin biçimde temsil edilebilmesi için daha fazla fiyat bölgesine ihtiyaç duyulduğunu göstermektedir.

C.1. Düğüm bazlı ve bölgesel uzlaştırmanın kısıtlar üzerindeki etkisi

Net Sıfır Senaryosu uyarınca 2035 yılı için yapılan analizler, ulusal uzlaştırma mekanizması kapsamında 400 kV iletim hatlarında meydana gelen enerji kısıtlarının boyutunu ve dağılımını ortaya koymaktadır (Şekil 1).

Şekil 1. Net Sıfır Senaryosunda 400 kV iletim hatlarında oluşan kısıtlar

Bu projeksiyonda, yıllık toplam enerji kısıt miktarının 14,6 TWh seviyesine ulaşacağı öngörülmektedir. Sistemin güvenli işletme sınırları içerisinde tutulabilmesi için TEİAŞ'ın oluşan ilgili kısıtları gerçek zamanlı yük al (YAL) ve yük at (YAT) talimatlarıyla yönetmesi gerekecektir. Bu durumda:

Operasyonel Baskı: Gerçek zamanlı şebeke izleme ihtiyacı artacak ve sıklaşan müdahale gereksinimi sistem işletmecisi üzerinde ciddi bir operasyonel yük oluşturacaktır.

Ekonomik Kayıp: Artan talimat hacmi sistem işletim maliyetlerini yukarı çekerken, piyasanın genel verimliliğini düşürecektir.

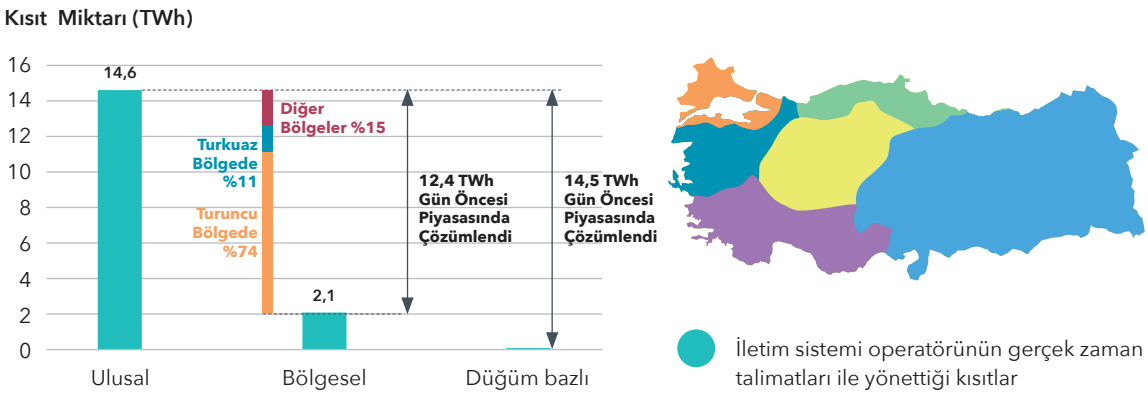
Piyasa ve Fiziksel Ayrışma: Ulusal tek fiyatın şebeke kısıtlarını yansıtmaması, piyasa sonuçları ile fiziksel gerçeklik arasındaki uçurumu derinleştirecektir.

Buna karşın, Şekil 2'de gösterildiği üzere, bölgesel (zonal) veya düğüm bazlı (nodal) uzlaştırma mekanizmalarının devreye alınması bu sorunları önemli ölçüde hafifletebilmektedir.

Model sonuçlarına göre bölgesel uzlaştırma stratejisi Net Sıfır Senaryosu kapsamında, yıllık 14,6 TWh'lik kısıt miktarını 2,1 TWh seviyesine düşürerek operasyonel yükü piyasa mekanizmasıyla yönetilebilir hale getirmektedir. Bu modelde 12,4 TWh'lik kısıt, bölgesel fiyat sinyalleri sayesinde gün öncesi piyasasında (GÖP) ekonomik olarak çözülürken, TEİAŞ bölgeler arası iletim hatlarından kaynaklanan kısıtları yönetmektedir.

Düğüm bazlı (nodal) uzlaştırma ise sistem verimliliğini azami seviyeye çıkararak oluşan 14,6 TWh'lik kısıtın neredeyse tamamını (14,5 TWh) konumsal fiyatlandırma yoluyla piyasada bertaraf etmektedir. Şebeke kısıtları ve kayıplarının fiyatlara tam olarak yansıtılabildiği bu yapıda, piyasanın fiziksel gerçeklerle tam uyumlu olması sağlanabilmektedir. Böylece sistem işletmecisinin rolü yalnızca öngörülemeyen dengesizliklerin yönetimiyle sınırlı kalırken, her düğüm (node) kendi gerçek marjinal maliyeti üzerinden fiyatlandırılmaktadır.

Şekil 2. Farklı uzlaştırma senaryolarında yıllık kısıt miktarı karşılaştırmaları – Net Sıfır Senaryosu (2035)



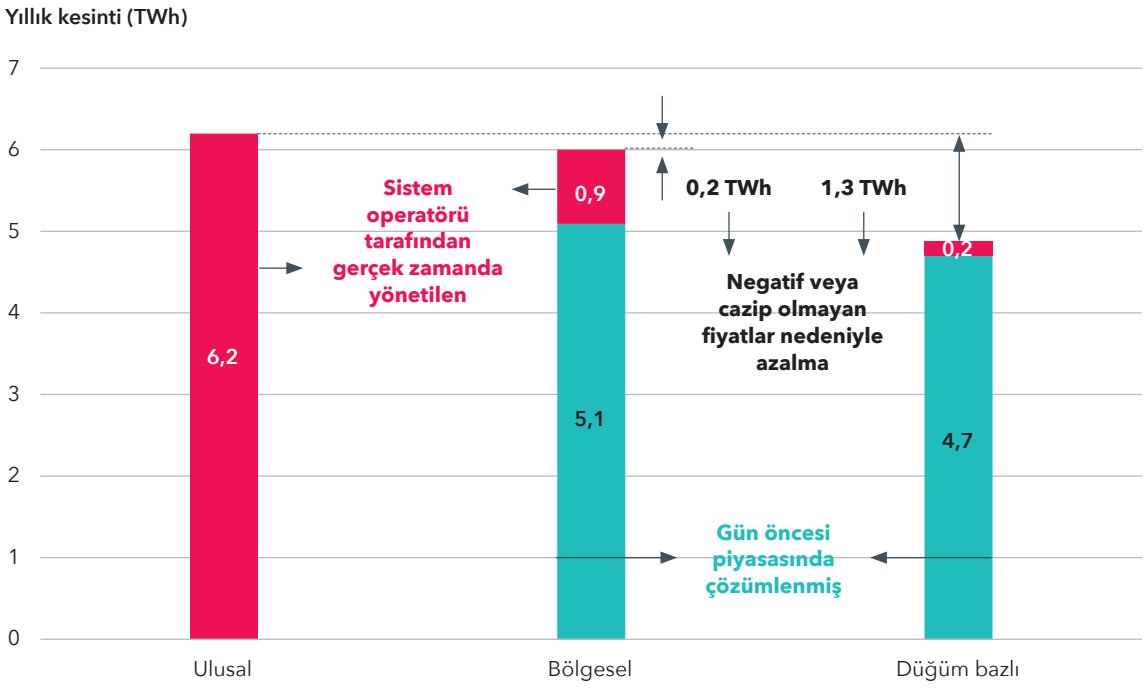
Sonuçlar, ulusal piyasa yapısından bölgesel ve nihayetinde düğüm bazlı bir piyasa yapısına geçişin YAL/YAT talimatlarında kayda değer bir azalışa, işletme verimliliğinde artışa ve piyasa fiyatlarının maliyetleri daha doğru yansıtmasına yol açtığını göstermektedir.

C.2. Düğüm bazlı ve bölgesel uzlaştırmanın yenilenebilir enerji kesintisi üzerindeki etkisi

Türkiye elektrik piyasasındaki yenilenebilir enerji üretim kesintileri, gerçekleşme zamanı ve nedenine bağlı olarak iki ana kategoriye ayrılabilir. Bu kategoriler, Planlı Kesinti ve Plansız Kesintilerdir. Bu sınıflandırma, kesintinin altında yatan nedenlerin belirlenmesinin yanı sıra, bölgesel (zonal) ve düğüm bazlı (nodal) fiyatlandırma gibi gelişmiş piyasa tasarımlarının bu sorunları nasıl azaltabileceğinin anlaşılması açısından kritiktir.

Farklı piyasa uzlaştırma yaklaşımlarının yıllık yenilenebilir enerji kesintileri üzerindeki nicel etkisi, Net Sıfır Senaryosu temel alınarak Şekil 3'te gösterilmektedir. Analiz, ulusal, bölgesel ve düğüm bazlı olmak üzere üç farklı piyasa yapısı altında güneş ve rüzgâr üretiminde yıllık enerji kesinti miktarlarını planlı ile plansız kesintiler arasında ayrım yaparak karşılaştırmaktadır.

Şekil 3. Farklı piyasa uzlaştırma yaklaşımlarının yıllık yenilenebilir enerji kesintileri üzerindeki etkisi (Net Sıfır Senaryosu)



Ulusal tek fiyat modeli altında yıllık 6,2 TWh'ye ulaşan yenilenebilir enerji kesintilerinin neredeyse tamamı, gün öncesi aşamasında öngörülemeyen ve TEİAŞ'ın gerçek zamanlı müdahalesini gerektiren "plansız" kesintilerden oluşmaktadır. Bu durum, özellikle Ege ve Güneydoğu gibi üretim yoğun bölgelerde ciddi bir operasyonel yük ve verimsizlik yaratmaktadır. Bölgesel (zonal) uzlaştırmaya geçildiğinde, kısıtların fiyat sinyallerine yansımasıyla plansız kesintiler 0,9 TWh seviyesine gerilemekte ve 5,1 TWh'lik kısım piyasa mekanizması içinde "planlı" olarak çözülmektedir. En yüksek etkinlik

ise düğüm bazlı (nodal) fiyatlandırma ile sağlanmaktadır. Bu fiyatlandırma modelinde toplam kesinti 4,9 TWh'ye düşerken, plansız müdahale ihtiyacı yalnızca 0,2 TWh seviyesinde kalmaktadır. Düğüm bazlı yapı, şebeke kısıtlarını ve yerel arz fazlasını konumsal fiyatlara tam yansıtarak, kapsamlı işletme müdahalelerine gerek duymadan piyasayı optimal dengesine ulaştırmaktadır.

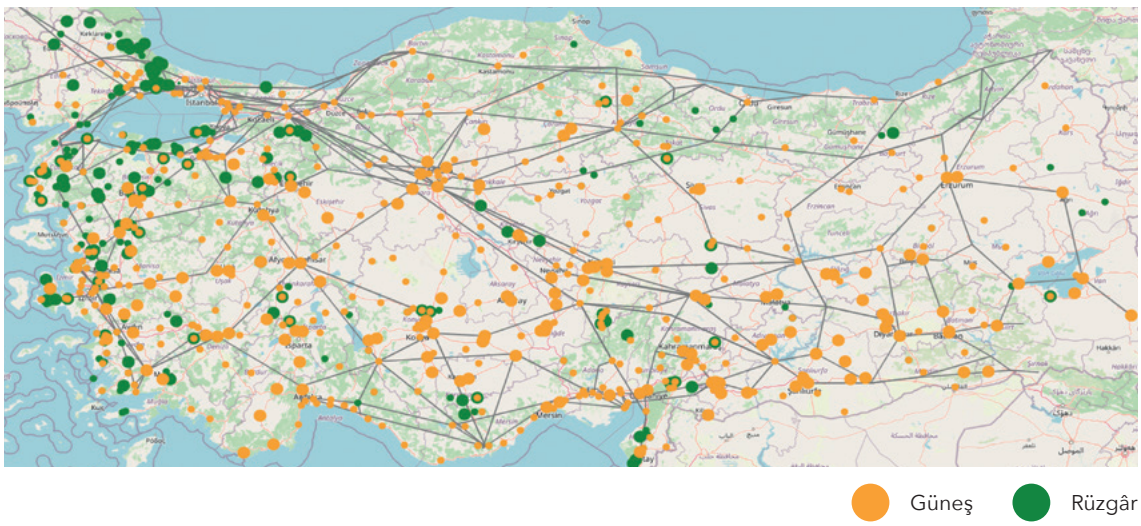
Özetle, ulusal uzlaştırmadan bölgesel veya düğüm bazlı yapıya geçiş, fiziksel şebeke gerçeklerinin piyasa mekanizmasına entegre edilmesi anlamına gelmektedir. Ulusal modelde kesintiler büyük oranda plansız müdahalelerle yönetilirken, bölgesel modelde bu süreç piyasa kaynaklı bir nitelik kazanmaktadır. Düğüm bazlı yapıda ise kesinti miktarları asgari seviyeye inerken, sistem hem operasyonel hem de ekonomik açıdan en verimli noktaya ulaşmaktadır.

C.3. Düğüm bazlı ve bölgesel uzlaştırmanın yenilenebilir enerji konumlandırılması üzerindeki etkisi

Yenilenebilir enerji santrallerinin konumsal dağılımı, sistemin işletme performansını ve ekonomik verimliliğini doğrudan etkilemektedir. Bu çalışmada, düğüm bazlı uzlaştırmanın yer seçim kararının üzerindeki etkisi, arazi uygunluğu, şebeke bağlantısı veya izin süreçleri gibi dışsal faktörlerden bağımsız olarak, yalnızca piyasa fiyat sinyalleri üzerinden değerlendirilmiştir. Dolayısıyla bulgular, tamamen fiyat odaklı teorik tercihleri yansıtmakta ve düğüm bazlı bir piyasa yapısının, ekonomik teşvikler yoluyla yatırım kararlarını ne şekilde yönlendirebileceğine işaret etmektedir.

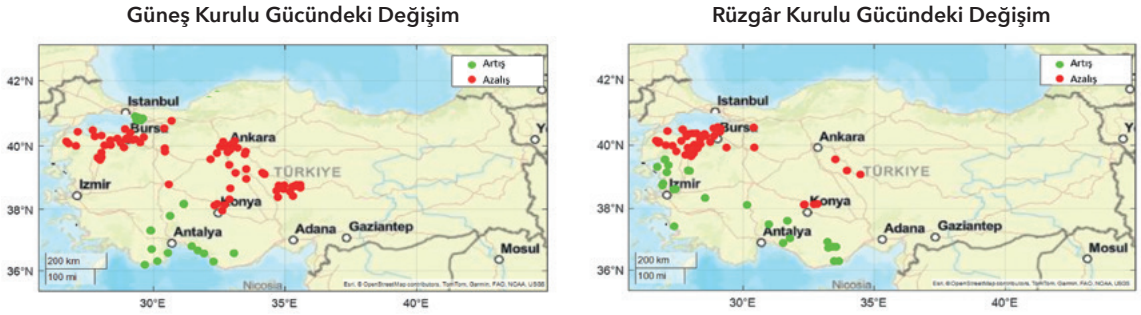
Mevcut ulusal fiyatlandırma modelinde tüm piyasa katılımcıları, konumdan bağımsız olarak aynı fiyattan uzlaştırılmaktadır. Bu yapı nedeniyle yenilenebilir enerji yatırımcıları şebeke kısıtlarını veya iletim kapasitesi sınırlamalarını gözetmeksizin, öncelikle kaynak kalitesinin (yüksek rüzgâr hızı veya güneşlenme süresi) en yüksek olduğu sahaları tercih etmektedir. Bu durum Ege, İç Anadolu ve Güneydoğu Anadolu gibi kaynak potansiyeli yüksek ancak iletim kısıtlarının belirgin olduğu bölgelerde yüksek kapasite artışına yol açmaktadır. Sonuç olarak, bu kısıtlı bölgelerdeki projeler için üretim kesintisi (curtailment) riski artmakta ve beklenen gelir düzeyleri düşmektedir (Şekil 4).

Şekil 4. Trafo merkezlerinin yıllık kapasite faktörüne göre güneş ve rüzgâr enerjisi santrallerinin yerleşimleri



Şekil 5'te görüldüğü üzere, düğüm bazlı fiyatlandırmanın yarattığı konumsal sinyaller, yenilenebilir kapasite dağılımını doğrudan etkilemektedir. Güneş santralleri özelinde Konya, Afyon ve Kuzey Ege gibi bölgelerde (kırmızı noktalar) yatırım cazibesinin azaldığı saptanmıştır. Bunun temel nedeni, bu bölgelerdeki yoğun iletim kısıtlarının düğüm bazlı fiyatları baskılayarak ekonomik fizibiliteyi zayıflatmasıdır. Antalya çevresi ile Güney ve Batı Anadolu kıyı bölgelerinde (yeşil noktalar) yatırım potansiyeli yükselmektedir. Bu artış, söz konusu bölgelerdeki daha yüksek fiyat seviyeleri ve yerel üretim-tüketim dengesinin sağladığı operasyonel uyumla ilişkilidir.

Şekil 5. Düğüm bazlı fiyatlandırmanın güneş (sol) ve rüzgâr (sağ) santrali yerleşimi üzerindeki etkisi

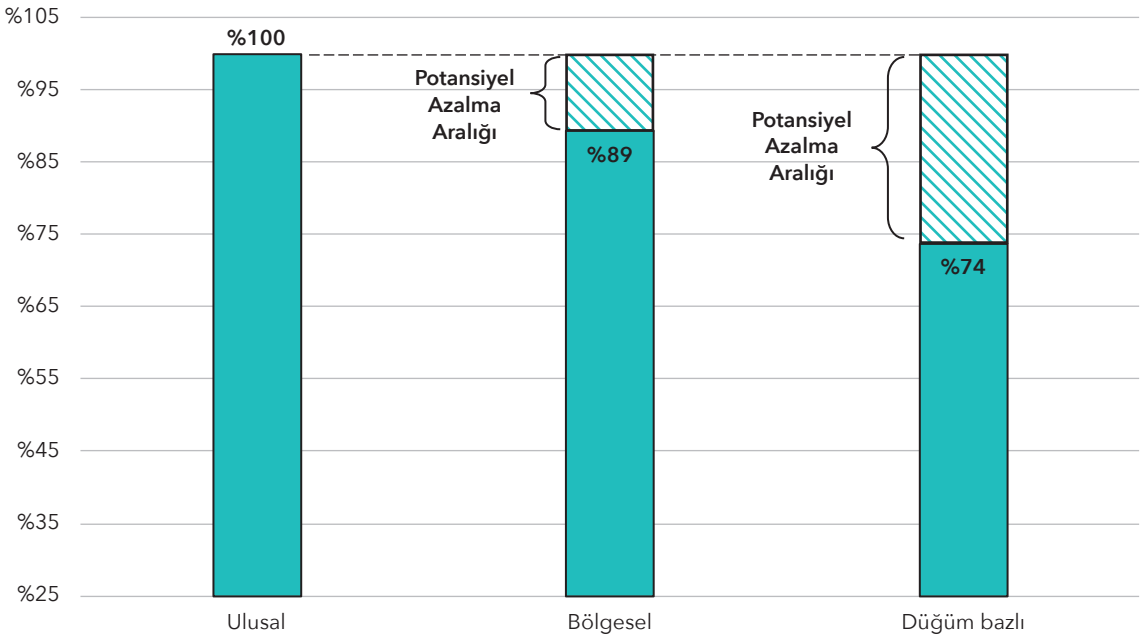


Bu sonuç, düğüm bazlı fiyatlandırmanın yenilenebilir enerji yatırımları üzerindeki uzun vadeli yönlendirici etkisini açıkça ortaya koymaktadır. Yatırım kararları zamanla yapısal olarak daha yüksek LMP (Konumsal Marjinal Fiyat) seviyelerine sahip, güçlü yerel talep, yeterli iletim kapasitesi ve düşük kısıt riski ile öne çıkan düğümlere yönelecektir. Böylece düğüm bazlı piyasa yapısı, Türkiye genelinde yenilenebilir enerji kapasitesinin şebekeyle uyumlu ve ekonomik açıdan en verimli noktalarda genişlemesini teşvik edecektir.

C.4. Düğüm bazlı ve bölgesel uzlaştırmanın üretim geliri üzerindeki etkisi

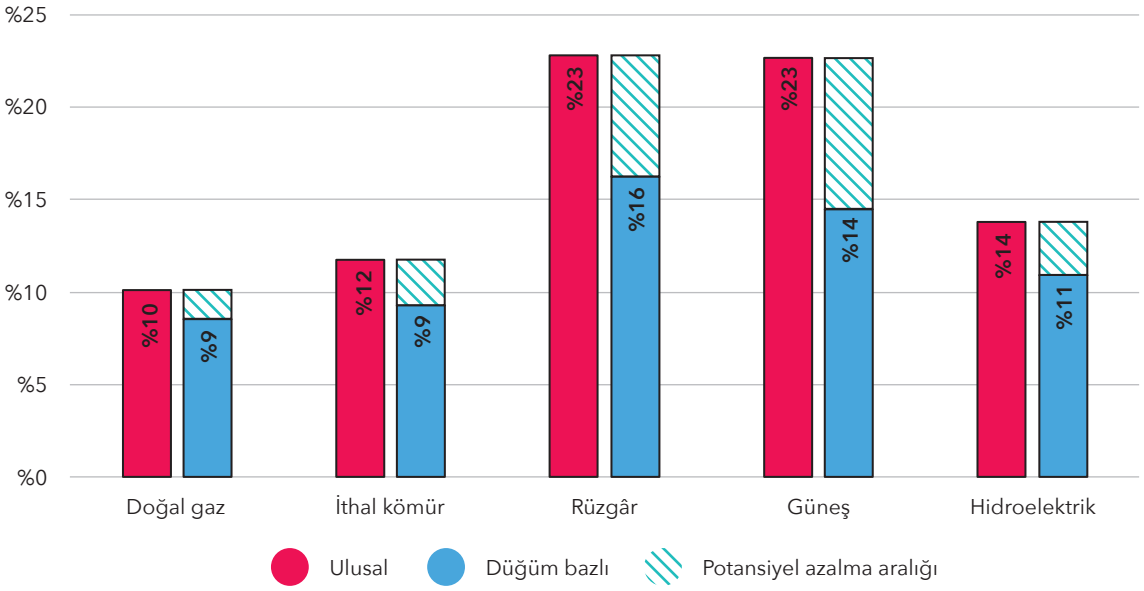
Piyasa uzlaştırma mekanizması, üretim tesislerinin gelir dağılımı üzerinde belirleyici bir etkiye sahiptir. Ulusal uzlaştırma modelinde tüm üreticilere konumdan bağımsız tek bir sistem fiyatı uygulanırken, bölgesel ve düğüm bazlı mekanizmalarda iletim şebekesindeki fiziksel kısıtlar ve oluşan marjinal maliyetleri yansıtan "konumsal fiyatlandırma" yaklaşımı esas alınmaktadır. Bu modellerde bir üretim tesisinin geliri, yalnızca üretim miktarına değil, aynı zamanda bulunduğu düğüm veya bölgedeki piyasa eşleşmesi sonucunda oluşan yerel fiyat seviyesine bağlıdır. Net Sıfır Senaryosu kapsamında, ulusal uzlaştırma mekanizmasından bölgesel veya düğüm bazlı fiyatlama modellerine geçiş, toplam üretim gelirlerinde belirgin bir azalışa neden olmaktadır (Şekil 6). Ulusal piyasa yapısı referans (%100) kabul edildiğinde, toplam gelirler bölgesel uzlaştırmada %89, düğüm bazlı uzlaştırmada ise %74 seviyesine gerilemektedir. Bu veriler, mevcut tek fiyatlı sisteme kıyasla gelirlerde %26'ya varan bir daralma potansiyeline işaret etmektedir. Bu düşüşün temel nedeni, yenilenebilir enerji penetrasyonunun yüksek, iletim kapasitesinin ise sınırlı olduğu bölgelerde oluşan sıfır veya negatif konumsal fiyatlardır. Bölgesel ve düğüm bazlı mekanizmalar, yerel arz fazlası ile şebeke kısıtlarını fiyatlara doğrudan yansıttığı için toplam gelir düzeyini de aşağı çekmektedir.

Şekil 6. Farklı uzlaştırma mekanizmaları altında 2035 yılı için üretim gelir değişimi (Net Sıfır Senaryosu)



Toplam sistem gelirlerindeki genel azalışın ötesinde, düğüm bazlı uzlaştırmanın etkisi üretim teknolojileri arasında belirgin farklılıklar göstermektedir. Şekil 7, Net Sıfır Senaryosu kapsamında her bir üretim teknolojisinin toplam üretim geliri içindeki payını, ulusal uzlaştırma çerçevesindeki gelirine göre yüzdesel olarak göstermektedir.

Şekil 7. Teknoloji bazında üretim gelir değişimi – ulusal uzlaştırma fiyatına oranla (2035)



Teknolojiler bazında görülen potansiyel gelir değişimleri, konumsal fiyatlandırmanın hem riskler hem de fırsatlar barındırdığını göstermektedir. İletim kısıtlarının yoğun olduğu veya arz fazlası yaşanan bölgelerdeki üreticiler düşük fiyatlarla karşılaşırken, yüksek konumsal değere sahip veya talep yoğun bölgelerdeki tesisler, yüksek fiyatlardan yararlanarak kârlılıklarını artırmaktadır.

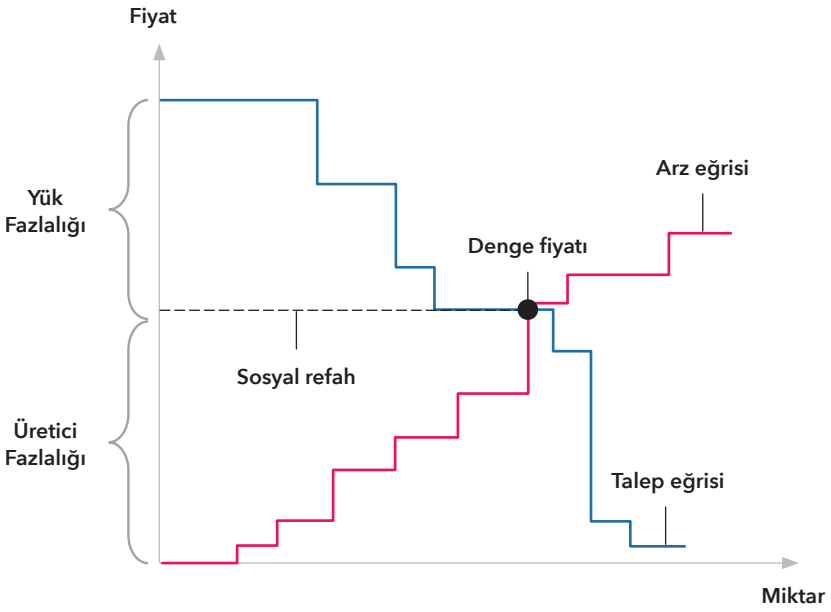
Düğüm bazlı uzlaştırma ile gelirler konumsal olarak farklılaşmakta ve maliyetleri tam yansıtan bir yapıya kavuşmaktadır. Böylece üreticiler, sistem verimliliği ve güvenilirliğine sağladıkları gerçek katkı ölçüsünde ödüllendirilmektedir. Bu mekanizma yeni yatırımları fiyatların istikrarlı seyrettiği düğümlere yönlendirerek, kapasite artışının iletim altyapısı ve bölgesel talep yapısıyla tam uyumlu gelişmesini teşvik etmektedir. Bu çerçevede düğüm bazlı uzlaştırma, üretimin konumsal ve operasyonel değerini piyasa fiyatlarına dahil ederek şebeke koşullarının şeffaf bir şekilde yansıtılmasını sağlamakta ve dış müdahale ihtiyacını azaltmaktadır. Zamanla bu dönüşüm piyasa şeffaflığını, operasyonel verimliliği ve yatırım disiplinini pekiştirerek daha sürdürülebilir ve maliyet etkin bir Türkiye elektrik piyasası yapısını destekleyecektir.

C.5. Düğüm bazlı ve bölgesel uzlaştırmanın sosyal refah üzerindeki etkisi

Elektrik piyasalarında sosyal refah kavramı, elektrik üretim ve tüketiminden elde edilen toplam ekonomik faydayı ifade etmektedir. Sosyal refah, piyasa denge fiyatında arz ve talep eğrileri arasında kalan alan olarak tanımlanmaktadır ve iki temel bileşenden oluşmaktadır (Şekil 8):

- Üretici fazlası, üreticilerin elde ettiği kârı ifade etmektedir ve piyasa fiyatı ile marjinal üretim maliyetleri arasındaki fark vasıtasıyla hesaplanmaktadır.
- Tüketici (yük) fazlası, tüketicilerin ödemeye razı oldukları azami bedelin altında bir fiyat ödemeleri sonucunda elde ettikleri faydayı temsil eder.

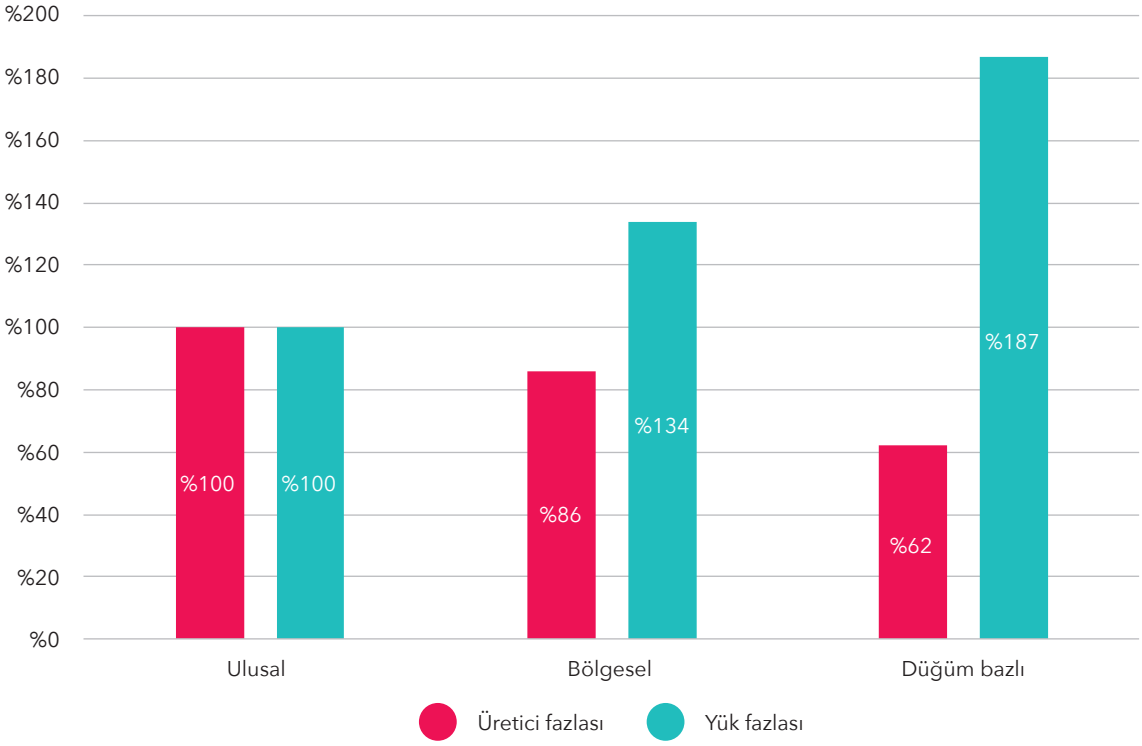
Şekil 8. Elektrik piyasalarında sosyal refah kavramı



Ulusal, bölgesel veya düğüm bazlı uzlaştırma mekanizması tercihi, piyasanın toplam refah potansiyelini ve bu refahın dağılım etkinliğini doğrudan belirlemektedir.

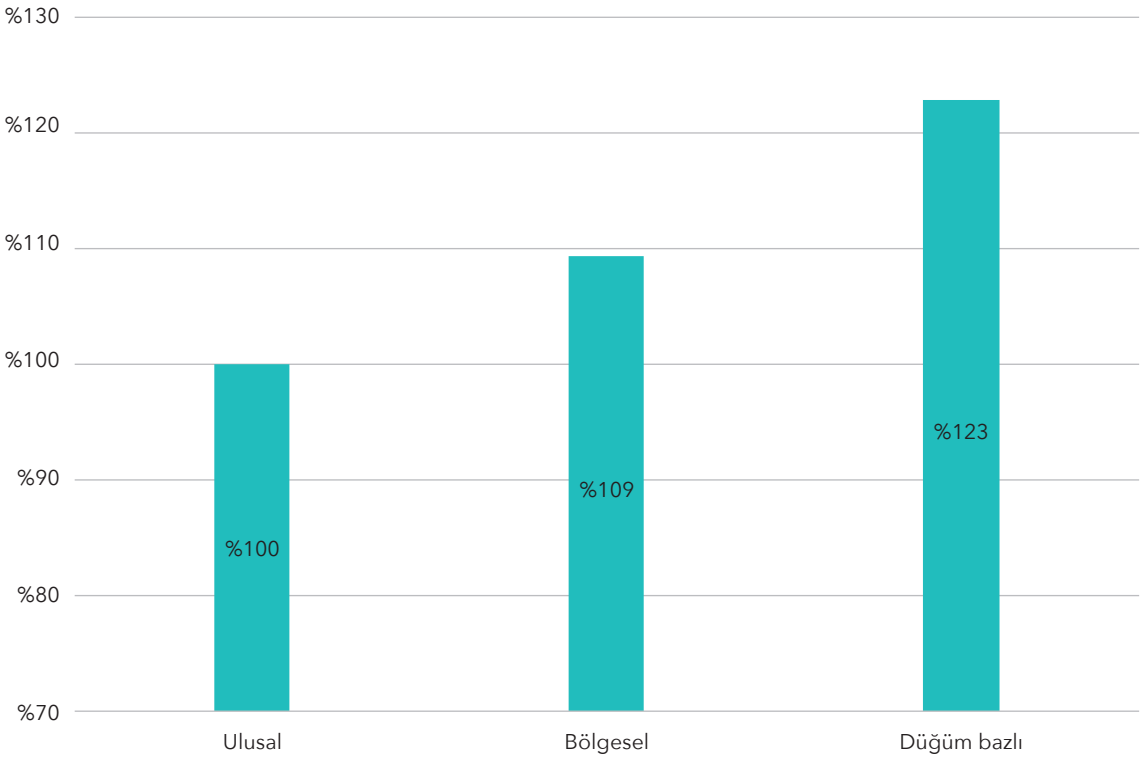
Şekil 9'da görüldüğü üzere, bölgesel ve düğüm bazlı fiyatlandırmaya geçiş, üretici ve tüketici (yük) fazlalarının yeniden dağılımına yol açmaktadır. Ulusal uzlaştırma modelindeki değerler %100 olarak normalize edildiğinde, bölgesel uzlaştırma ile üretici fazlası %86'ya gerilerken, tüketici faydası başlangıç değerinin %134'üne yükselmektedir. Bu tablo, ulusal fiyat mekanizmasında dolaylı olarak tüketiciye yansıyan iletim kısıt maliyetlerinin, bölgesel fiyatlandırma sayesinde üreticilere doğru realize edildiğini ve tüketici üzerindeki yükün hafiflediğini göstermektedir.

Şekil 9. Farklı uzlaştırma mekanizmaları kapsamında yük ve üretim fazlası (Net Sıfır Senaryosu)



İletim kısıtları ve bölgesel fiyat düşüşleri nedeniyle bazı üreticilerin gelirleri azalırken, tüketiciler sistemin gerçek marjinal maliyetlerini yansıtan fiyatlardan fayda sağlamaktadır. Diğer bir ifadeyle, belirli üretici gruplarında görülen refah kaybı, tüketici tarafındaki refah artışıyla fazlasıyla dengelenmektedir. Sonuç olarak, toplam sosyal refahta net bir iyileşme kaydedilmektedir. Bu sonuçlar, uzlaştırma mekanizmalarının sosyal refah üzerindeki etkilerini özetleyen Şekil 10'da sunulmaktadır. Ulusal piyasa (baz senaryo) %100 kabul edildiğinde, toplam refah bölgesel uzlaştırmada %109'a, düğüm bazlı uzlaştırmada ise %123'e yükselmektedir. Söz konusu refah artışı temel olarak, iletim kapasitesinin daha etkin kullanımı, operasyonel YAL/YAT talimat maliyetlerindeki belirgin azalış, üretim ve tüketim birimlerinin doğru konumsal fiyat sinyallerine tepki vermesini sağlayan gelişmiş piyasa şeffaflığı konularını kapsamaktadır.

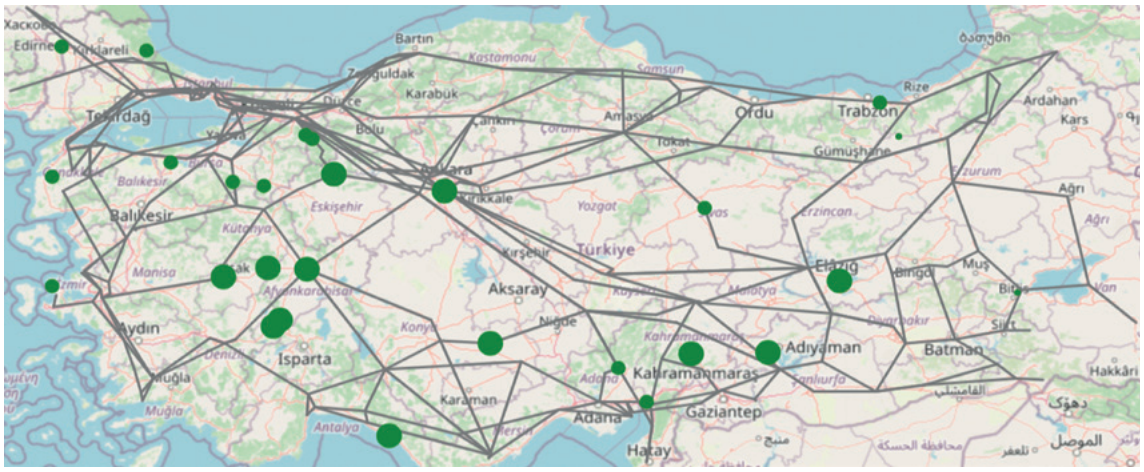
Şekil 10. Farklı uzlaştırma mekanizmaları altında sosyal refah (Net sıfır senaryo)



C.6. Düğüm bazlı ve bölgesel uzlaştırmanın batarya depolama işletimi ve yerleşimi üzerindeki etkisi

Net Sıfır Senaryosu kapsamında, 2035 yılı için TEİAŞ işletme bölgelerine dağıtılmış toplam 7.200 MW/ 28.800 MWh batarya depolama kapasitesi öngörülmektedir (Şekil 11). Bu ünitelerin, enerji arbitrajı ilkesi altında düşük fiyat dönemlerinde şarj olup yüksek fiyat dönemlerinde deşarj ederek elektrik piyasasına katılacağı varsayılmaktadır.

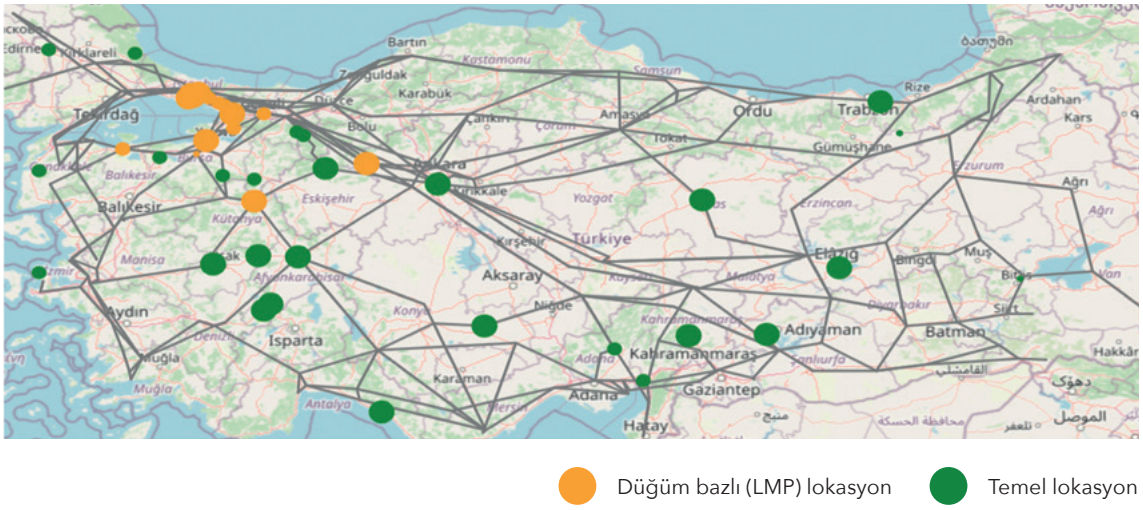
Şekil 11. Batarya depolama konumları – temel yerleşim (2035)



Fiyatların ülke genelinde tek tip olduğu ulusal uzlaştırma mekanizması altında, konumsal ve zamansal fiyat farkları sınırlı kalmaktadır. Konumsal fiyat çeşitliliğinin olmayışı nedeniyle bataryalar çoğu zaman benzer seviyelerdeki şarj ve deşarj fiyatlarıyla karşı karşıya kalmaktadır. Bu nedenle, ulusal fiyatlandırma yapısı batarya sistemlerinin etkin işletimini yeterince teşvik edememekte, ayrıca şebekedeki gerçek kısıtları ve esnekliğin bölgesel ölçekte yarattığı değeri tam olarak yansıtamamaktadır. Model sonuçlarına göre bataryaların düğüm bazlı bir piyasada toplam %42 daha fazla kâr elde edilebilecekleri değerlendirilmektedir. Artan kârlılık, depolama birimlerini şebekenin en çok kısıt olan yerlerde işletmeye yönlendiren güçlü konumsal fiyat sinyallerinden kaynaklanmaktadır. Konumsal etkinin daha ayrıntılı olarak incelenmesi amacıyla iki farklı yerleşim senaryosu değerlendirilmiştir:

- Şekil 11'de gösterilen temel yerleşim ve
- Bataryaların, düğüm bazlı fiyat sinyallerine dayalı yerleşim (Şekil 12)[1]

Şekil 12. Modellenen batarya enerji depolama ünite yerleşimleri



Düğüm bazlı (LMP) lokasyon Temel lokasyon

Bataryaların düğüm bazlı fiyat farklarına göre yeniden konumlandırılması, kârlılığı %42'den %48'e çıkararak ilave %6'lık bir iyileşme sağlamaktadır. Bu konfigürasyonda bataryalar, kısıt ve talep oynaklığının en yüksek fiyat farklarını yarattığı İzmir, Bursa, Antalya ve Marmara bölgesi çevresindeki batı ve güney yük koridorlarında yoğunlaşmaktadır. Buna karşılık, fiyat dalgalanmalarının ve arbitraj fırsatlarının sınırlı olduğu doğu bölgelerinde daha az birim yer almaktadır.

Genel olarak bu sonuçlar, düğüm bazlı uzlaştırmanın etkin enerji depolama işletimi ve yatırımı için gerekli ekonomik sinyalleri doğal olarak sağladığını göstermektedir. İşletim koşullarını ve yer seçimi kararlarını gerçek şebeke koşullarıyla uyumlu hale getirerek bataryaları pasif piyasa katılımcıları olmaktan çıkarıp, aktif sistem dengeleme varlıklarına dönüştürmektedir. Buna karşılık, tek tip ulusal fiyatlandırma yaklaşımında konumsal farklılaşmanın olmayışı, hem işletme etkinliğini hem de yatırımın fizibilitesini sınırlamaktadır.

[1] Burada konumların yalnızca LMP sinyaline göre belirlendiği ve arazi uygunluğunun dikkate alınmadığına dikkat edilmelidir.

C.7. Düğüm bazlı uzlaştırmanın ENTSO-E ile ticaret üzerindeki etkisi

Sınır ötesi elektrik ticareti, özellikle yenilenebilir enerji payı yüksek sistemlerde esnekliğin artırılmasında kritik bir rol oynamaktadır. Türkiye ile ENTSO-E arasındaki enterkonneksiyon, Trakya bölgesinde konumlanmakta ve Avrupa ile gerçekleştirilen ithalat-ihracat operasyonlarının ana aksını oluşturmaktadır. Ancak mevcut "tek tip ulusal fiyatlandırma" modeli, iletim kısıtları ve konumsal verimsizlikler nedeniyle, yüksek yenilenebilir enerji üretim dönemlerinde bu bağlantıların operasyonel etkinliğini sınırlandırmaktadır.

Ulusal uzlaştırma altında Anadolu–Trakya arasındaki kısıtlar, bölgesel fiyat farklılaştırması olmaksızın TEİAŞ tarafından YAL/YAT talimatları yoluyla yönetilmektedir. Bu durum, ekonomik açıdan verimsiz sonuçlara yol açmaktadır. Bu durumda, Anadolu'da gerçekleşen düşük maliyetli üretimin kısıtlanması gerekirken, Trakya'daki yüksek maliyetli santrallerin çalışmaya devam etmesi söz konusudur. Buna karşılık düğüm bazlı uzlaştırma, gerçek iletim kısıtlarını yansıtan konumsal fiyatların oluşmasını sağlamakta ve sınır düğümündeki gerçek marjinal değerlere dayanarak ENTSO-E ile ithalat/ihracat fırsatlarını otomatik olarak göstermektedir. Analiz edilen dört durum için düğüm bazlı piyasa simülasyon sonuçları Şekil 13'te gösterilmektedir. Analiz edilen durumlarda, ENTSO-E fiyatları (merit order) ile Trakya bölgesindeki marjinal fiyat etkileşiminin sınır ötesi ticaret eğilimini, iç kısıtları ve genel şebeke etkinliğini nasıl şekillendirdiği incelenmektedir.

Şekil 13. Farklı durumlar altında düğüm bazlı fiyatların ENTSO-E ile ticaret üzerindeki etkisi (2035)

Durum 1: ENTSO-E merit değeri ≥ Trakya ortalama merit değeri

Durum 2: ENTSO-E merit değeri = Trakya ortalama merit değeri

Durum 3: ENTSO-E merit değeri ≤ Trakya ortalama merit değeri

Durum 4: ENTSO-E merit değeri ≤ Trakya ortalama merit değeri ve artırılmış NTC (6,5 GW) değeri

Düşük Orta Yüksek Aşırı Yüksek

Durum 1 – ENTSO-E Merit ≥ Trakya Ortalama Merit: Bu durumda ENTSO-E'den ithal edilen elektrik, Trakya'daki yerel üretimden daha maliyetli kaldığı için bölgedeki santrallerin üretimleri önceliklendirilmektedir. Haritada görüldüğü üzere, Batı Anadolu–Trakya koridorundaki iletim kısıtları (kırmızı hatlar) nedeniyle Anadolu'daki üreticiler ekonomik potansiyellerinin altında çalışmaktadır. Ulusal fiyatlandırma modelinde bu tablo yüksek YAL/YAT maliyetlerine yol açarken, düğüm bazlı piyasada Trakya'daki yüksek konumsal fiyatlar, ithalat için doğal bir caydırıcı işlevi görerek, yerel arz-talep dengesini teşvik etmektedir.

Durum 2 – ENTSO-E Merit = Trakya Ortalama Merit: Avrupa ve Trakya piyasa fiyatlarının yakınsadığı bu senaryoda, sınır ötesi ticaret, marjinal denge seviyesinde istikrar kazanmaktadır. İthalat ve ihracatın gerçek zamanlı fiyat farklarına dinamik tepki vermesi sayesinde, iletim kısıtları Durum 1'e kıyasla azalmaktadır. Düğüm bazlı fiyatlandırma, en küçük konumsal farkları bile işletmeci müdahalesine gerek kalmadan ekonomik açıdan optimum elektrik akışına dönüştürmektedir.

Durum 3 – ENTSO-E Merit ≤ Trakya Ortalama Merit: Avrupa elektrik fiyatlarının Trakya'dan düşük olduğu senaryolarda, ENTSO-E üzerinden yapılan ithalat ekonomik açıdan avantajlı hale gelmektedir. Düğüm bazlı model sonuçları, Batı Türkiye'deki yerel marjinal fiyatların (LMP) belirgin şekilde düştüğünü ve düşük maliyetli elektriğin sisteme giriş yaptığını göstermektedir.

Bu durum, bölgesel talebin ithalatla karşılanmasını sağlayarak Trakya–Anadolu hattındaki iletim kısıtlarını hafifletmektedir. Sonuç olarak, doğu-batı fiyat farkları azalmakta ve ulusal piyasa etkinliği artmaktadır. Mevcut ulusal uzlaştırma yapısında bu optimizasyon piyasa katılımcıları için "görünmez" kalırken, düğüm bazlı yapı sistem operatörünün maliyetli YAL/YAT talimatlarına (redispatch) olan ihtiyacını azaltmaktadır.

Durum 4 – Artırılmış NTC (6,5 GW) ile Durum 3: ENTSO-E ve Türkiye arasındaki Artırılmış NTC (Net Transfer Kapasitesi) etkisini değerlendirmek amacıyla bir duyarlılık testi yapılmıştır. Bu test, daha yüksek ticaret hacmine izin veren genişletilmiş kapasite senaryosunu temsil etmektedir. Sonuçlar, NTC artışıyla birlikte Trakya ve Anadolu arasındaki fiyat yakınsamasının belirgin şekilde iyileştiğini ve iletim hatlarındaki kısıtların neredeyse tamamen ortadan kalktığını göstermektedir. Trakya fiyatlarının ENTSO-E seviyelerine yaklaşması, Türkiye'nin batısında daha dengeli bir konumsal fiyat profili oluşturmaktadır. Ancak belirli bir eşikten sonra NTC artışı azalan marjinal getiri sağlamaktadır. Zira, bu noktadan itibaren temel darboğaz sınır ötesi kapasite değil, Türkiye iç şebekesindeki kısıtlar haline gelmektedir.

Genel olarak bu bulgular, düğüm bazlı uzlaştırma mekanizmasında oluşan konumsal marjinal fiyatların, enterkonneksiyon kapasitesi ve sınır ötesi ticaret kapsamında ekonomik değerini yansıtmaktadır. Bu bağlamda piyasa katılımcıları, üretim, talep ve iletim koşullarını gerçek zamanlı olarak yansıtan fiyat sinyalleri almaktadır.

D. Politika Önerileri

Toptan elektrik piyasasında konumsal fiyatlandırmaya geçiş, Türkiye elektrik sisteminin modernizasyonu yolunda köklü bir dönüşümü temsil etmektedir. Bölgesel ve düğüm bazlı modeller, şeffaflık, işletme verimliliği ve daha etkin bir yatırım ortamı kapsamında kritik avantajlar sunmaktadır. Ancak, bu dönüşümden elde edilecek verimlilik kazanımlarının, sistem güvenilirliği ilkeleriyle uyumlu seyretmesi için stratejik bir takvim, toplumsal katılım ve güçlü bir kurumsal koordinasyon temel şarttır.

1. Aşamalı ve Yapılandırılmış Piyasa Geçişi: Temel politika önerilerinden biri, piyasa reformunun dikkatle yapılandırılmış ve aşamalı bir yaklaşımla hayata geçirilmesidir. Ulusal bir uzlaştırma sisteminden doğrudan düğüm bazlı uzlaştırmaya geçmek, teknik, kurumsal ve sosyal açıdan önemli zorluklar yaratacaktır. Bu nedenle çalışma, kademeli bir geçiş yolunu önermektedir. Bununla birlikte kurumsal hazırlık düzeyi, fizibilite ve dijital altyapı olgunluğuna bağlı olarak birkaç alternatif reform seçeneği de değerlendirilebilir.

Seçenek A – Doğrudan Düğüm Bazlı Uygulama ile Kademeli Geçiş: Bu yaklaşımda, Konumsal Marjinal Fiyatlandırma (LMP) başlangıçtan itibaren devreye alınmakla birlikte, uygulama kapsamı zamanla genişletilir. İlk aşamada düğüm bazlı fiyatlandırma yalnızca üreticilere uygulanırken, tüketiciler "ulusal tek fiyat" mekanizmasında kalmaya devam edebilir. Ölçüm altyapısı ve paydaş deneyimi geliştikçe sistem, talep tarafını da kapsayacak şekilde ölçeklendirilebilir. Bu yöntem, ara bir "bölgesel aşama" gerekliliğini ortadan kaldırarak, tartışmalı veya ekonomik olarak verimsiz bölge sınırlarına takılı kalma riskini bertaraf eder. Böylece, potansiyel verimlilik kazanımlarının büyük bir kısmı, geçiş sürecinin henüz başında gerçekleşmiş olur.

Seçenek B – Bölgesel Uzlaştırma Üzerinden İki Aşamalı Geçiş: Alternatif olarak, Türkiye önce ara bir adım olarak bölgesel fiyatlandırma çerçevesini hayata geçirebilir.

- **Aşama I – Bölgesel Uzlaştırmanın Uygulanması:** Şebeke, büyük iletim koridorları ve bölgesel kısıt sınırlarıyla uyumlu yaklaşık beş veya altı bölgeye ayrılır. Bu yapı, bölgesel fiyat farklılıklarını görünür kılarak piyasa katılımcılarının bölgesel sinyallere uyum sağlamasını mümkün kılmakla birlikte, piyasa karmaşıklığını yönetilebilir düzeyde tutacaktır.
- **Aşama II – Düğüm Bazlı Piyasa Gelişimi:** Bölgesel fiyatlandırma altında birkaç yıllık işletim, yeterli şebeke verisi, operasyonel deneyim ve dijital yetkinlik birikimini sağladıktan sonra sistem, tamamen düğüm bazlı fiyatlandırma çerçevesine evrilebilir.

Her iki yaklaşımın da avantajları bulunduğundan, nihai tercih teknik uygulanabilirlik, kabul edilebilirlik ve dijital altyapı ile piyasa kurumlarının gelişim hızını dengeleyecek şekilde yapılmalıdır.

2. Fiyat Farklılaşmasının Sosyal ve Bölgesel Etkilerinin Yönetilmesi: Konumsal fiyatlandırma reformlarında en kritik endişelerden biri, fiyat farklılaşmasının sosyal ve bölgesel etkileridir. Düğüm bazlı veya bölgesel uzlaştırma kapsamında iletim kısıtları, üretim yapısı ve talep koşulları nedeniyle elektrik fiyatları bölgeler arasında doğal olarak farklılık gösterecektir:

- Politika yapıcılar, geçiş sürecinin ilk aşamasında, yüksek fiyatlı bölgelerdeki kırılgan tüketici veya stratejik öneme sahip sanayiler için çeşitli finansal koruma mekanizmaları oluşturulabilir. Örneğin, konumsal fiyatlandırma mekanizmalarında iletim sistemi operatörlerinin, iletim hatlarının kapasite sınırı ve bu kapasitenin yönetilmesine yönelik oluşan ek maliyetlere katlanmadıkları için elde edecekleri geliri üreticiler ve tüketiciler nezdinde tekrar dağıtması değerlendirilebilir.
- Yeni piyasa yapısının yarattığı konumsal bazlı avantajlardan yararlanmak için, düşük fiyatlı bölgelerde elektrik tüketimi yüksek sanayi tesislerinin taşınması ya da yüksek fiyatlı bölgelere yeni yenilenebilir enerji yatırımlarının gerçekleşmesi için yatırım teşvikleri ve bölgesel kalkınma fonları kullanılabilir.

Konumsal fiyatlandırma ile elde edilen sistem düzeyindeki verimlilik kazanımları, bölgesel fiyat artışlarını sınırlamaya yardımcı olabilir. Bu durum, kısıtların yüksek olduğu bölgelerdeki tüketicilerin, oluşan daha düşük toplam sistem maliyetleri sayesinde net fayda elde edebileceği anlamına gelmektedir. Ayrıca, düğüm bazlı fiyatlandırmanın kademeli bir geçişin parçası olarak başlangıçta yalnızca üretim tarafına uygulanması durumunda, tüketici fiyatlarındaki bölgesel farklılaşma hemen ortaya çıkmayacak ve bu durum, uygulamanın erken aşamasında sosyal kaygıların hafifletilmesine yardımcı olacaktır. Küresel deneyimler, fiyat farklılaşmasının başlangıçta adaletsiz görünse de uzun vadede düşük fiyatlı bölgelere yeni yatırımları yönlendirerek, şebeke dengesini iyileştirdiğini ve bölgesel ekonomik dayanıklılığı artırarak uzun vadeli eşitliği teşvik ettiğini göstermektedir.

3. Üretim Gelirlerindeki Azalışların Yönetilmesi: Analiz sonuçları, düğüm bazlı fiyatlandırma altında toplam üretim gelirlerinin, tek fiyat modeline kıyasla %20 ile %25 oranında azalabileceğini göstermektedir. Bu durum, sistem genelinde net bir gelir kaybı anlamına gelmemekte, üretim tesislerinin bulunduğu konum ve sisteme katkıları doğrultusunda gelirler yeniden şekillenmektedir. Toplam gelirdeki bu azalışın temel kaynağı, mevcut yapıya gömülü olan piyasa dışı YAL/YAT talimatları (redispatch) ödemelerinin ve operasyonel verimsizliklerin ortadan kalkmasıdır. Arz fazlası olan bölgelerdeki üreticiler daha düşük piyasa gelirleriyle karşılaşırken, büyük talep merkezlerine yakın tesisler yüksek konumsal fiyatlardan faydalanmaktadır. Neticede sistem verimliliği artmakta, tüketici maliyetleri düşmekte ve piyasanın genel finansal dengesi korunmaktadır. Ancak, bu geçişin yatırımcı güvenini zedelememesi için sürecin titizlikle yönetilmesi kritik önemdedir.

- **Gelir İstikrar Mekanizması:** Konumsal fiyatlandırmaya geçişin ilk aşamasında, mevcut üretim varlıklarını ani fiyat değişimlerinden korumak amacıyla geçici bir gelir istikrar mekanizması uygulanmalıdır.
- **Yenilenebilir Enerji Destekleri:** Teşvik mekanizmalarının (Fark Sözleşmeleri, prim destekli tarifeler vb.) üreticileri, konumsal sinyallerden tamamen izole etmemesi gerekir. Destekler, projelerin sisteme sunduğu gerçek değeri yansıtacak ve işletim verimliliğini ödüllendirecek şekilde tasarlanmalıdır.

- **Kapasite Ödemeleri ve Esneklik:** Düğüm bazlı fiyatlar sistemin esneklik değerini yansıtmaya başladıkça, genel kapasite ödemeleri kademeli olarak azaltılmalı ve kalan destekler enerji depolama gibi stratejik esnek varlıklara yönlendirilmelidir.

- **Fiyat Risk Yönetimi Araçları (FTR/CRR):** Üreticiler ve büyük tüketicilerin lokasyonel fiyat riskini yönetebilmesi için Finansal İletim Hakları (Financial Transmission Rights, FTR) veya Kısıt Geliri Hakları (Congestion Revenue Rights, CRR) gibi uzun vadeli sözleşme ve riskten korunma araçlarının devreye alınması değerlendirilebilir. Bu araçlar, düğümler arasındaki kısıt kaynaklı fiyat farklarını telafi ederek, piyasa katılımcılarını konumsal fiyat farklılığı riskine karşı finansal olarak korur.

4. Kurumsal ve Teknik Temellerin Güçlendirilmesi: Başarılı bir konumsal piyasa, güçlü kurumsal ve teknik temellere ihtiyaç duyar.

- **Veri ve Şeffaflık:** Düğüm bazlı fiyatların oluşumunda, şebeke kısıt verileri ve sistemsel maliyetlerin şeffaf şekilde ulaşılır olması sağlanmalıdır. Bu şeffaflık, piyasaya olan güveni artırarak, özel sektör yatırımlarını kolaylaştıracaktır.
- **Sistem Modelleme ve Bilişim Teknolojisi (BT) Altyapısı:** Her saatte oluşacak binlerce düğüm fiyatı hesaplamasını yönetebilmek için gelişmiş şebeke modelleme, gerçek zamanlı takas optimizasyonu ve tahmin araçları geliştirilmelidir.
- **Düzenleyici Çerçeve:** Konumsal marjinal fiyatlandırma (LMP) ilkeleriyle uyumlu olacak şekilde piyasa mevzuatı, dengeleme ve uzlaştırma kodları ve bağlantı politikaları güncellenmelidir.
- **Kapasite Geliştirme:** ENTSO-E, PJM, CAISO gibi uluslararası ortaklıklardan yararlanarak piyasa işletmecileri, düzenleyiciler ve piyasa katılımcıları için özel bir teknik eğitim programı geliştirilmelidir.

5. Türkiye Enerji Dönüşümü İçin Fırsatların Değerlendirilmesi: Konumsal fiyatlandırma aracı, teknik bir piyasa düzenlemesi olmanın ötesinde, Türkiye'nin enerji dönüşümünü hızlandıracak stratejik bir kaldıraç görevi görebilir. Hedefe yönelik politika tedbirleriyle desteklendiğinde bu araç, yenilenebilir enerji entegrasyonunu güçlendirebilir, yatırım verimliliğini maksimize edebilir ve bölgesel enerji işbirliklerini derinleştirebilir. Bu fırsatların etkin bir şekilde hayata geçirilmesinde, aşağıdaki stratejik eylemler dikkate alınabilir:

- **Yenilenebilir Enerji Entegrasyonu:** Piyasa kuralları ve şebeke kodları, üreticilerin konumsal sinyallere dinamik yanıt vermesini sağlayacak şekilde güncellenmelidir. Bu durum, YAL/YAT maliyetlerini düşürürken, yeni projelerin sistem değeri en yüksek bölgelerde konumlanmasını güvence altına alır.
- **Koordineli Yatırım Planlaması:** Düğüm bazlı fiyat projeksiyonları, iletim planlaması ve yatırım teşviklerine entegre edilmelidir. Böylece özel sektör, şebeke kısıtlarını azaltan ve altyapı yeterliliğini destekleyen bölgelere yönlendirilir.
- **Bölgesel Entegrasyon (ENTSO-E):** Trakya–ENTSO-E sınırındaki konumsal fiyatlar, sınır ötesi piyasa eşleştirmesi için temel alınmalıdır. Komşu ülkelerle artan fiyat koordinasyonu, ihracat rekabetçiliğini artırırken Avrupa piyasasına entegrasyonu hızlandırır.

- **Şebeke Modernizasyonu ve Esneklik:** Kısıtlı bölgelerde enerji depolama ve talep tarafı katılımını teşvik eden politikaların hayata geçirilmesi değerlendirilebilir. Bu süreçte dijitalleşme, gelişmiş tahmin araçları ve gerçek zamanlı veri platformları kullanılarak, sistem dayanıklılığı artırılmalıdır.

6. Talep Tarafı Katılımı ve Tüketici Rolü: Konumsal fiyatlandırma, Türkiye'nin mevcut piyasa tasarımında henüz yeterince değerlendirilemeyen talep tarafı katılımı için kritik fırsatlar sunmaktadır:

- **Doğal Talep Tepkisi:** Yüksek fiyatlı bölgelerdeki tüketicilerin, puant dönemlerinde tüketimi kaydırmak veya azaltmak için doğrudan ekonomik teşviklerle karşılaşması mümkün olacaktır.
- **Toplayıcılık (Aggregation) Modeli:** Toplayıcılar, tüketicilerin sunduğu esnekliği bölgesel dinamikler üzerinden ekonomik bir değere dönüştürerek şebeke desteği sağlayabilirler.
- **Sistem Verimliliği:** Gerçekleşen dinamik etkileşim sayesinde, puant yükler azalarak iletim kısıtları hafifleyebilir ve toplam sistem maliyetleri düşürülebilir. Türkiye'de bu potansiyelin kullanımı, mevcut YAL/YAT maliyetlerinin önemli bir kısmını telafi edebilir.

7. Adil ve Kapsayıcı Geçiş: Konumsal fiyatlandırmanın sistem verimliliği üzerindeki faydaları net olmakla birlikte, reform sürecinin sosyal açıdan kapsayıcı olması kritik önemdedir. Bu doğrultuda geçiş sürecinin aşağıdaki temel unsurları içermesi önemlidir:

- **Paydaş Katılımı ve İletişim:** Reformun amaç ve faydalarını açıklayan şeffaf bir kamu iletişimi yürütülerek, tüketiciler, bölgesel yönetimler ve piyasa oyuncuları arasındaki koordinasyon güçlendirilmelidir.
- **Sosyal Destek Mekanizmaları:** Yüksek fiyatlı bölgelerdeki düşük gelirli haneleri korumak amacıyla hedefli sosyal destekler devreye alınmalı ve uyum sürecinde enerjiye erişilebilirlik güvence altına alınmalıdır.
- **Kurumsal Sinerji:** Piyasa reformu YEKDEM ve YEKA gibi yenilenebilir enerji destek mekanizmaları ile bölgesel kalkınma stratejileriyle tam uyumlu, kurumlar arası sıkı bir iş birliği içinde yürütülmelidir.

Sistem düzeyinde elde edilen faydalar, konumsal fiyat farklılıklarından kaynaklanabilecek üretim geliri azalmalarını önemli ölçüde telafi edebilmektedir. Bu sayede tüm tüketiciler, daha düşük maliyetler ve artan şebeke güvenilirliği sayesinde net fayda sağlayabilmektedir. Bu bütünsel yaklaşım, konumsal fiyatlandırmanın ekonomik ve çevresel kazanımlarının toplumun tüm kesimlerine adil dağıtımını güvence altına alacaktır.

Sonuç olarak konumsal fiyatlandırmaya geçiş, teknik bir piyasa düzenlemesinin ötesinde, Türkiye'nin elektrik sistemini geleceğe hazırlayan stratejik bir dönüşüm hamlesidir.

İstanbul Politikalar Merkezi

İstanbul Politikalar Merkezi (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
ENERJİ DÖNÜŞÜMÜ MERKEZİ

Bankalar Caddesi, No:2, Minerva Han,
Kat:3, 34420 Karaköy/İstanbul
T: 0 (212) 292 49 39
E-posta: info@shura.org.tr
www.shura.org.tr

SHURA Kurucu Ortakları

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

European Climate Foundation

Agora Energiewende

SHURAEDM SHURAEDM SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi /company/shura @shuraedm