



Bu proje Avrupa Birliği tarafından finanse edilmektedir

**Avrupa Birliği / Katılım Öncesi
Yardıı Aracı (IPA) Enerji Sektörü
Teknik Yardıı Projesi**

EU IPA13/CS-02.a

2013 ENERJİ SEKTÖRÜ PROGRAMI FAZ 2 PROJESİ

Enerji Piyasalarının Geliştirilmesi

**ELEKTRİK PİYASALARININ BİRLEŞTİRİLMESİ
TAVSİYE RAPORU - EPBTR
Revizyon 3**

Aralık 2019



İçindekiler

KISALTMALAR TABLOSU	3
1 BAĞLAM VE HEDEFLER	5
1.1 BAĞLAM	5
1.2 BU BELGENİN YAPISI.....	5
2 DEĞERLENDİRME RAPORU TEMEL BULGULARI	6
2.1 ENERJİ GÖRÜNÜMÜ	6
2.2 POLİTİKA ENGELLERİ	7
2.3 YASAL ENGELLER.....	8
2.4 TEKNİK ENGELLER VE AB DÜZEYİNDE KULLANILAN ALGORİTMALAR.....	9
2.5 KURUMSAL ENGELLER.....	10
3 TEMEL TAVSİYELER – PİYASALARIN BİRLEŞTİRİLMESİ.....	11
4 PİYASA AYRIŞIMI	12
4.1 PİYASA AYRIŞIMI İHTİYACI	12
4.2 TÜRKİYE DEĞERLENDİRMESİ	12
4.3 PİYASA AYRIŞIMI GEREKSİNİMLERİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ	13
4.4 DÜĞÜMSSEL VE BÖLGESEL SİSTEM.....	15
4.5 TÜRKİYE’NİN DURUMUNA YÖNELİK ÖNEMLİ GÖZLEMLER	19
4.6 TEMEL TAVSİYELER	20
5 ÖZET TABLOSU - TAVSİYELER.....	21

KISALTMALAR TABLOSU

Kısaltma	Tanım
ACER	Enerji Düzenleyicileri İşbirliği Kurumu
ANDOA	Tüm NEMO'lar Gün Öncesi İşletimsel Anlaşma
ANIDOA	Tüm NEMO'lar Gün İçi İşletimsel Anlaşma
CACM	Kapasite Tahsisi ve Kısıt Yönetim Kodu
CCR	Kapasite Hesaplama Bölgeleri
OŞM	Ortak Şebeke Modeli
OŞBY	Ortak Şebeke Modeli Yöntemi
KNİK	Koordineli Net Transfer Kapasitesi
DAOA	Gün Öncesi İşletimsel Anlaşma
ED	Elektrik Dengeleme Ağ Kodu
AK	Avrupa Komisyonu
ENTSO-E	Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşleticileri Ağı
ER	Acil Durum ve Restorasyon Kodu
AB	Avrupa Birliği
FB	Akış Temelli
FCA	İleri Kapasite Tahsis Kodu
EİP	Enerji İç Piyasası
BŞM	Bireysel Şebeke Modeli
PBİ	Piyasaların Birleştirilmesi İşlemi
ÜD	AB Üye Devleti
NEMO	Atanan Elektrik Piyasa Operatörü
UDK	Ulusal Düzenleyici Kurum
SDAC	Tek Gün Öncesi Birleştirme
SDIC	Tek Gün İçi Birleştirme
GDA	Güneydoğu Avrupa
SO	Sistem İşletimi Ağ Kodu
TCID	Gün İçi Birleştirme İçin İSO İşbirliği Anlaşması
TCOA	İSO İşbirliği İşletme Anlaşması

Kısaltma	Tanım
İSO	İletim Sistemi Operatörleri
BB6	Batı Balkan İnisyatifi (6 Ülke)

1 BAĞLAM VE HEDEFLER

1.1 BAĞLAM

Görev 1DA, Türkiye'nin, "Kapasite Tahsisi ve Kısıt Yönetimi (CACM)" Tüzüğüne göre, Avrupa Tek Pazarı'na doğru uzanan sürece etkili bir şekilde katılması için gerekli olan koşulları değerlendirme, olası engelleri hesaplama ve farklı seçenekler sunmayı amaçlamaktadır.

Mevcut Rapor, bu Görev kapsamında hazırlanacak iki raporun ikincisini teşkil etmekte olup, bunlar:

- a) Elektrik Piyasalarının Birleştirilmesi Değerlendirme Raporu (EPBDR) ve
- b) Elektrik Piyasalarının Birleştirilmesi Tavsiye Raporu (EPBTR)'dur.

Bu ilk raporda, Türkiye'deki ilgili Makamların ve paydaşların ilgisini gerektiren politikalar ile yasal, kurumsal ve teknik hususların değerlendirilerek, Türkiye'deki elektrik sektöründeki mevcut koşullar, komşu ülkelerle elektrik piyasası entegrasyonu ve Tek Elektrik Piyasasına (SEM) katılım konularında olası işbirliği olanakları ve muhtemel faydaları, ele alınmıştır.

Mevcut ikinci rapor, birinci raporda sunulan analizle hazırlanan üst düzey tavsiyeler sunar, bunlar:

- a) Türkiye Elektrik sektörünün asıl kaygı konuları ve politika öncelikleri,
- b) Türkiye piyasasının Pan-Avrupa Güç Piyasasına (SEM) katılımına ilişkin seçenekleri,
- c) Ulusal düzeyde elektrik piyasası ayrışımı düzenlemelerinin olası kabulünün değerlendirmesi, avantajlar veya çarpıtmalar hakkında müzakere, piyasa ayrışımı düzenlemelerinin uygulanmasındaki faydalarının değerlendirilmesi için ön koşullar

1.2 BU BELGENİN YAPISI

Bölüm 2, diğer tüm AB ülkeleriyle piyasaların birleştirilmesi projesine katılıma ilişkin seçeneklerle ilgili temel bulgular konusunda, bir genel değerlendirme sağlamaktadır.

Bölüm 3, Türkiye piyasasının AB çapında yetkisine entegrasyonu için sonraki olası adımlara ilişkin tavsiyeleri sunmaktadır.

Bölüm 4, Türkiye'deki koşullar dikkate alınarak, Piyasa ayrışımı düzenlemeleri konusunda seçeneklere ilişkin tavsiyeler sağlamaktadır.

2 DEĞERLENDİRME RAPORU TEMEL BULGULARI

2.1 ENERJİ GÖRÜNÜMÜ

Türkiye enerji piyasasının, Avrupa'nın başlıca elektrik aktörleri olan Almanya ve Fransa gibi büyük AB ülkeleriyle kıyasla, bölgesel düzeyde ve AB düzeyinde gerçek bir elektrik enerjisi devi haline gelerek, ileriki yıllarda önemli ölçüde büyümesi beklenmektedir.

Komşu AB ve Balkan yarımadasında yer alan altı Batı Balkan (WB6) ülkesindeki elektrik tüketiminin, ileriki yıllarda 2030 yılına doğru Türkiye'nin elektrik tüketiminin en fazla %50'sine tekabül etmesi beklenmektedir.

Bu bölgedeki elektrik piyasalarının, mevcut üretim altyapısının büyük bir çoğunluğu eski ve yüksek emisyonlu olduğundan, üretim kapasitesinde giderek açıklara maruz kalması beklenmektedir. Birçok ülkede perakende tarifeler değişken üretim maliyetlerini bile karşılamaya yeterli olmadığından, gerçek piyasa şartları yine de ekonomik açıdan yetersizdir. Yeni altyapıların, AB İklim Değişikliği politikaları uyarınca, sıfır veya düşük karbon ayak izine sahip yeni teknolojiler ve yakıtlar kullanarak, eski birimleri değiştirmesi şartı arandığından, olumsuz görünümün azalması beklenmektedir.

Türkiye'nin elektrik ihtiyacı, Balkanlar bölgesindeki enerji piyasalarının (beklenen) gelişim hızı ile kıyasla, AB enerji piyasalarının tümüyle entegre bir parçası olarak, çok daha hızlı bir şekilde artacak ve büyük bir olasılıkla Türkiye'ye yeterli enerji kaynakları sağlanamayacaktır. Ancak Balkanlar'da olgun ve verimli işleyen bir enerji piyasası, büyük ölçekli ticari enerji mübadelesinin teknik ve ekonomik açıdan sürdürülebilir olması amacıyla, Türk elektrik piyasası gibi önemli ölçüde daha büyük bir piyasanın ihtiyaçlarını karşılayabilecektir. Tam ve verimli işleyen bir enerji piyasası gereklidir, net piyasa sinyalleri ve yeterli iletim altyapısının sağlanması, üretim varlıklarını geliştirmek ve Türkiye ile ticari mübadeleler için uygun opsiyonların artırılmasına yönelik iş kararlarının alınmasını mümkün kılacaktır. Türkiye elektrik piyasası ile Güneydoğu AB bölgesi piyasası arasındaki boyut ve büyüme hızındaki bu önemli asimetri, Türkiye'nin tüm mevcut ulusal kaynaklarını kullanarak, elektrik sisteminin yeterliliğini artırma çabalarına önemli ölçüde baskı yapar ve daha öne çeker.

Ayrıca, sınırlı ara bağlantı kapasitesinin tanımladığı şekilde, Türkiye ile AB ülkeleri arasındaki ara bağlantı kapasitesi büyük ölçüde artırılarak teknik kısıtlamaların kaldırılması, hem Balkanlar bölgesindeki henüz olgunlaşmamış bölgesel piyasa şartlarının, hem de Türkiye'deki piyasa şartlarının, iletim kapasitesinde büyük ölçekli yatırımlar ve iş geliştirme konusunda uygun piyasa sinyallerini sağlamasını gerektirmektedir. Söz konusu yatırımlar, Türkiye'nin enerji temini için sağlam bir seçenek sunarak piyasalar arasında yalnızca ara sıra ortaya çıkan ticaret fırsatlarından ziyade sürekli fırsatlara olanak tanıyacaktır.

Bu nedenle, piyasa gelişimi ve iş ortamı Balkanlar'da Türkiye'deki zorlayıcı enerji ihtiyacının aksine, daha yavaş bir hızla gelişeceğinden, Türkiye Tek Elektrik Piyasasına (SEM) katılsaydı kesinlikle kolaylaşacak Türk Elektrik sisteminin Piyasaların Birleştirilmesi düzenlemelerini uygulayarak AB bölgesinden ithalatla yeterliliğini destekleme seçenekleri gerçekçi bir şekilde sürdürülebilir bir seçenek olarak değerlendirilememiştir.

Türkiye'nin yerli kaynakları kullanarak gelecek 30-40 yıl boyunca arz seviyelerinin güvenliğini artırmak için güvenilir bir kaynak sağlayabilecek linyit tesisleri kurma seçeneği, AB iklim değişikliği politikaları ile uyumlu değildir. AB ETS ticaret planı kapsamında linyit üretimi rekabetçi olmayacaktır ve dolayısıyla arz güvenliğini sağlama arayışı, AB enerji ve iklim değişikliği politikalarıyla doğrudan çelişmektedir.

2.2 POLİTİKA ENGELLERİ

Güvenilir ve pahalı olmayan elektrik enerjisi, ekonomik büyümeyi destekleyen kilit bir faktör olduğundan, arz güvenliğinin sağlanması, Türkiye adına elzem ve kapsayıcı bir amaç olmayı sürdürecektir.

Türkiye, hidrolik ve rüzgâr enerjisi, ayrıca özellikle güneş enerjisi gibi yüksek Yenilenebilir potansiyeli olan önemli yerli enerji kaynakları ve keza enerji üretimi için ağırlıklı olarak kullanılan doğal gaz gibi ithal yakıtlara olan bağımlılığı azaltmak amacıyla verimli bir şekilde kullanılması beklenen, önemli işletilebilir linyit rezervleri açısından zengindir. Söz konusu her iki kaynak ta YEK potansiyelinin ya da linyit rezervlerinin konumu ile sınırlı olup, özellikle büyük ölçekli YEK penetrasyonunu desteklemek amacıyla, Geçiş Sisteminin uygulamaya sokulması ve kapasite artırımına yönelik önemli yatırımların yapılması gerekmektedir.

Buna karşın, AB Enerji piyasalarına daha fazla entegrasyon sağlama stratejisi, özellikle de Piyasaların Birleştirilmesi İşlemine (PBi) katılarak Tek Elektrik Piyasasının bir parçası olmak, Türkiye piyasasındaki koşulları önemli ölçüde iyileştirebilir ve çok daha geniş bir piyasada yeni yatırım fırsatlarını önemli ölçüde artırabilir.

Prensipite, açık, rekabetçi ve tümüyle işleyen bir elektrik piyasasının geliştirilmesi, daha geniş bir arz çeşitlendirmesi, yerel arz risklerinin azaltılması, ekonomik açıdan verimli enerji arzı için şartları sağlayarak, ülkeler ve yerel piyasalar arasında likit ve esnek iş hacmi ile olanakları genişletir ve arz güvenliği gereklerini karşılar. Aslında Arz Güvenliğinin sağlanması, fiyat yakınsaması ve sınır ötesi iletim kapasitesinin optimum kullanımını kolaylaştırarak, ulusal piyasaların tek bir pan-Avrupa piyasasında birleştirilmesini öngören Elektrik Hedef Modeli'nin uygulanmasıyla gerçekleştirilecek AB Tek Elektrik Piyasasının temel hedeflerinden biridir.

Birleşik bir tek pan Avrupa piyasasına katılım, daha büyük bir piyasaya erişimi olan elektrik arz güvenliğini sağlamak isteyen herhangi bir ulusal piyasa için, rasyonel bir seçim olacaktır.

Buna karşın, AB Piyasalarının Birleştirme girişimi AB'nin genel iklim değişikliği politikalarıyla ayrılmaz bir şekilde bağlantılı olduğundan, arz güvenliği ancak iklim politikalarına uyumlu bir şekilde ortaya çıkabilmiştir.

AB iklim değişikliği politikalarının temel unsurlarından biri, elektrik üretimindeki CO₂ emisyon maliyetlerinin, olağan elektrik santrallerinin üretim maliyetine tümüyle dahil edilmesini gerektiren Emisyon Ticaret Sisteminin (ETS Direktifi) uygulanmasıdır. Linyit üretimi, diğer teknolojilere ve yakıt kaynaklarına kıyasla daha yüksek karbon ayak izine sahiptir ve genel AB planlaması, özellikle de ETS sisteminin¹ işleyişi ve CO₂ fiyat artışı göz önünde bulundurulduğunda, linyit elektrik üretimi için en az rekabetçi kaynak haline gelmiştir. Elektrik üretimi için yüksek emisyonlu yakıtlar kullanmayı sürdürerek muhtemelen büyük ölçüde yüksek ya da yüksek oranda değişken ETS fiyatlarına maruz kalma riski, ekonominin refahını ve rekabetçiliğini etkileyerek, tüketiciler için pahalı fiyatlara neden olabilir.

Tek Elektrik Piyasasına katılımı ile arz güvenliği faydalarından yararlanabilmek amacıyla, yalnızca düzenleyici çerçevenin tümüyle uyumlaştırılmasından ziyade, tek elektrik piyasasının (etkin) işlemesi için gerekli olan, üretim ve iletim kapasitesinde büyük ölçekli altyapının geliştirilmesi gerekmektedir. Altyapının inşası, yatırım kararlarının düzenlemelerle ilgili artmış risk nedeniyle ertelenmemesi ve gecikmemesi için, ancak AB düzeyinde tam uyum sağlandığı zaman başlatılacaktır.

¹ ETS sistemi, ekonomilerin dekarbonizasyonu için gerekli giderleri yansıtmak amacıyla piyasadaki fiyatının belirlenmesini etkileyerek, sonuçta CO₂ emisyon piyasasındaki tahsisat sayısının ayarlanmasına olanak tanıyan Piyasa İstikrar Rezervi mekanizmasını sağlar.

Dolayısıyla, AB düzeyindeki İklim Değişikliği politikaları, Türkiye'nin sürekli artan elektrik ihtiyacını karşılamak için mevcut tüm (iç kaynaklar) kaynakları kullanarak, arz güvenliğini sağlama konusundaki önceliği ile bağdaşmamaktadır.

Ayrıca Türkiye, özellikle de komşu AB ülkelerinin piyasalarının birleştirilmesi konusunda en az gelişmiş ülkeler oldukları ve büyük çapta yeni yatırımlara acilen ihtiyaç duyulduğu göz önünde bulundurularak, Balkan bölgesinde etkin piyasa şartlarının gelişmesini bekleyecek zaman lüksüne sahip değildir. Türkiye'nin arz güvenliği sorununu çözmeye acil olarak ihtiyaç duyması, AB politikaları (iklim değişikliği) ile tümüyle uyumlu olmayan kararlara ve eylemlere neden olabilir, dolayısıyla bu da uygulamada Tek Elektrik piyasasına katılım seçeneğini iptal eder.

2.3 YASAL ENGELLER

Enerji İç Piyasası'nın gelişmesi, Avrupa Birliği'nin İşleyişi Hakkında Antlaşma'da (TFEU) öngörüldüğü şekilde, bir kısmı Enerji İç Piyasasını (EİP) teşkil eden Tek Piyasasının derinleşmesi açısından önemli bir bileşendir. Elektrikte iç piyasada ortak kurallara ilişkin 2009/72/AT sayılı Direktif ile Elektrikte sınır ötesi elektrik ticareti için şebekeye erişim koşullarına dair (AT) 714/2009 sayılı Tüzük, EİP'nin geliştirilmesi için yasal temeli oluşturmaktadır. Her iki belge de "Üçüncü Enerji Paketi" olarak adlandırılan belgenin kısımlarını oluşturur.

AB çapında tamamen entegre olmuş elektrik ve gaz piyasalarının oluşturulması, genel Avrupa Ekonomik Stratejisi'nin önemli bir bileşeni olarak düşünülmelidir. Dolayısıyla, tüm Üye Devletlerin (ÜD), söz konusu sürece tümüyle uyumlaştırılmaları ve başarılı bir şekilde katılım sağlayabilmeleri için gerekli tüm tedbirleri almaları gerekmektedir.

AB'nin enerji ile ilgili politikalarının temel amaçları:

- a) Avrupa'daki enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi
- b) Ekonomide dekarbonizasyon
- c) İç piyasada tam ve etkin entegrasyon
- d) Enerji verimliliğinin artırılması

Söz konusu amaçların tümü birbiriyle yakından ilişkili ve karşılıklı bağımlı olup, yalnızca koordineli bir şekilde işlenmeleri ile beklenen sonuçlar elde edilir.

Enerji piyasalarının işleyişi için Avrupa Hedef Modeli'nin uygulanması, iç piyasanın bütünleşmesini teşvik eden Tek Elektrik Piyasasının geliştirilmesi için bir temel olarak nitelendirilmiştir.

Piyasaların Birleştirilmesi İşlemine ilişkin temel tüzük, kapasite tahsisi ve kısıt yönetimine (CACM Tüzüğü) ilişkin bir kılavuz oluşturan 2015/1222 sayılı Komisyon (AK) Tüzüğüdür.

CACM Tüzüğü, diğer bir Üye Devletin teklif verme bölgesine elektrik bağlantısı bulunan tüm Üye Devletlerin, Tek Gün Öncesi Birleştirme (SDAC) ve Tek Gün İçi Birleştirme (SDIC) işlemlerini yasa gereği gerçekleştirmek zorunda olduklarını açıkça belirtmektedir. Bu durum, piyasaların birleştirilmesi projesine katılımın bir seçenekten ziyade bir zorunluluk olduğu anlamına gelir.

Ayrıca, toptan enerji piyasası bütünlüğü ve şeffaflığına dair 1227/2011/AT sayılı Tüzük (REMIT) Avrupalı enerji tüketicilerinin yararına piyasa bozucu eylemleri tespit etmek ve önlemek, piyasa bütünlüğünü ve şeffaflığını sağlamak amacıyla sektöre özel toptan enerji piyasası gözetim çerçevesi belirlemiştir.

REMIT Tüzüğü, iletim sistemi operatörleri (İSO), tedarikçiler, işlemciler, üreticiler, komisyoncular ve geniş kitle kullanıcılar da dahil olmak üzere piyasa katılımcıları için belirli raporlama gereklilikleri belirlemiştir. Böylece, gerçekleşen işlemlerin kayıtlarına, kapasiteyle alakalı ve

elektrik veya doğal gaz üretim, depolama, tüketim veya iletim tesislerinin kullanımına dair yapısal verilere erişmek mümkün kılınmıştır. REMIT, AB çapında izleme süreçlerini uyumlaştırmayı amaçlayan zorunlu raporlama çerçevesidir. REMIT, Enerji Regülatörleri İşbirliği Ajansı (ACER) ve yetkili Ulusal Düzenleyici Kurumlar (UDK) arasında paylaşılan bir uyum sorumluluğu oluşmasını sağlar.

Bu durum, Tek Elektrik Piyasası ile bütünleşme sürecine katılımın, bütün katılımcıların enerji sektöründeki, keza ilgili iklim değişikliği, çevre ve arz güvenliği sektöründeki AB Müktesabatı ile tümüyle uyumlu olması gerektiği anlamına gelmektedir. Enerji Topluluğu Enerji Müktesabatına uyması gereken Enerji Topluluğunun Sözleşme Taraflarına da benzer yükümlülükler getirilmiştir.

Bununla birlikte, Enerji Topluluğunda Gözlemci Statüsüne sahip olan Türkiye, kaydedilen ilerleme konusunda bölgenin en ileri ülkelerinden biri olarak, Enerji Topluluğu Enerji Müktesabatına uyum konusunda önemli bir ilerleme kaydetmiş olmasına rağmen, uygulamada AB Müktesabatını tümüyle yürürlüğe koymayı sürdürmeye ve bu husustaki tüm diğer gelişmelere uymaya yönelik yasal olarak bağlayıcı bir taahhüt üstlenmemiştir.

AB Müktesabatının tümüyle uygulanmasına yönelik herhangi bir bağlayıcı olmayan taahhüdün bulunmaması, AB Müktesabatının uygulanmasında tam uyum için, bir çok kez önemli siyasi, sosyal ve ekonomik yük üstlenerek, önemli bir çaba gösteren ve bu çabayı sürdüren diğer Üye Devletlerin itirazlarına neden olmaktadır.

2.4 TEKNİK ENGELLER VE AB DÜZEYİNDE KULLANILAN ALGORİTMALAR

Tek Elektrik Piyasasının pratik uygulamasını ifade eden Piyasaların Birleştirilmesi İşlemi (PBi) planı, *NEMO'ların CACM tüzüğü amaçlarını etkin bir şekilde uygulamak amacıyla halihazırda kabul edilen çözümleri kullanması gerektiğini* belirten CACM Tüzüğü madde 36 hükümleri uyarınca PCR Euphemia'nın tek gün öncesi birleştirme (SDAC) algoritması için temel olarak kullanılacağı teyit etmiştir.

CACM Tüzüğü, tüm Üye Devletler için yasal olarak bağlayıcı olduğundan ve 2020 yılına kadar tümüyle işler olması beklendiğinden, piyasanın AB üyesi olmayan ülke sınırları ile birleşme kapasitesinin daha fazla genişletilmesine yönelik herhangi bir seçenek, 2020 yılına kadar geliştirilecek platformlar kullanılarak değerlendirilecektir. Bu durum, CACM Tüzüğü'nün "hafif" bir versiyonunun uygulanacağı Enerji Topluluğu Sözleşme Tarafları (ST) yanı sıra, EİP temel hedeflerini desteklemek amacıyla piyasaların birleştirilmesi süreci için gerekli olan diğer AB enerji ve ilgili mevzuat için de söz konusudur.

Bu durum nihayetinde, Piyasaların Birleştirilmesi İşlemine katılımın, seçilen algoritmanın, katılan tüm taraflarca kullanımını gerektirdiği anlamına gelir.

Benzer bir şekilde, Tek Gün İçi Piyasaların Birleştirilmesi (SDIC), farklı teklif verme bölgeleri çapında sınır ötesi ticaretin devamlı olarak sürdürülmesini sağlayacak şekilde, Avrupa düzeyinde bir gün içi piyasanın oluşturulmasını ve işletilmesini ifade etmektedir.

Gün öncesi piyasasına benzer bir şekilde ve Gün İçi Hedef Modelinin etkin bir şekilde işlemlerini kolaylaştırmak amacıyla, farklı teklif bölgelerinde sürekli sınır ötesi ticareti mümkün kılan Tek Gün İçi Piyasaların Birleştirilmesi (SDIC) çerçevesinde, ortak bütünleşmiş bir Gün İçi bölgesel üstü piyasa oluşturmaya yönelik, XBID Piyasa Projesi olarak adlandırılan bir girişim geliştirilmiş ve ve gün içi piyasaların birleştirilmesi için kullanılmak üzere seçilmiştir.

Türkiye'deki mevcut emre amade enterkonneksiyon kapasitesi, AB ülkeleri ile kritik olmak üzere, çok sınırlı olup bazen teknik veya acil işlemlerle sistemin dengelenmesini destekleyen bazı zayıf ticari fırsatları mümkün kılmaktadır. Türkiye ve komşu AB ülkeleri arasındaki mevcut sınır ötesi

kapasiteyi arttıracak projelerin OÇP listesine² dahil edilmesi mümkün olsa da, bu zamana kadar elektrik sektörü için bu türden projeler teşvik edilmemiş ve listeye dahil edilmemiştir. Bununla birlikte, TEİAŞ ile Bulgaristan ve Yunanistan İSO'ları arasında, mevcut rota üzerine ikinci bir iletim hattı inşa edilerek ilgili sınırlar üzerindeki emre amade kapasitenin artırılması ve sonuç olarak mevcut emre amade kapasitenin takriben 1500 MW'a çıkarılması için hâlihazırda ön görüşmeler yapılmaktadır. Her iki İSO da (Bulgaristan ve Yunanistan'daki), mevcut kapasitenin daha da artırılmasını görüşme konusunda olumlu bir tutum sergilemektedir. Bununla birlikte, bu iki AB İSO'sunun projeyi teşvik eden kurum olması muhtemel olan TEİAŞ ile birlikte bu modernizasyon bakımlarının OÇP listesine girmesi için hazırlık yapabilmeleri amacıyla koordinasyon hazırlık çalışması yapılması gerekmektedir. Bu projelerin, OÇP listesinde yer alması sürecinde herhangi bir zorluk veya belirsizlik yaşanmayacağı, sadece İSO'ların açık ve sağlam bir teklif hazırlamak amacıyla koordine halinde olmalarının gerektiği düşünülmektedir. OÇP projelerinin, genel hatlarıyla, enerji sektöründe daha fazla ortak çıkar projesi (OÇP) geliştirilmesi ve uygulanmasına katkı sağlayan Connecting Europe Facility (CEF) fonlarına erişimi bulunmaktadır.

2.5 KURUMSAL ENGELLER

Türkiye, halihazırda enerji ve diğer ilgili sektörlerde kendi düzenleyici çerçevesini AB Müktesebatıyla uyumlaştırma konusunda önemli ilerlemeler kaydetmiştir.

Enerji Borsası (EPIAŞ) ile İletim Sistemi Operatörü (TEİAŞ) olarak adlandırılan bir enerji piyasası geliştirilmesi için gerekli kurumlar halihazırda tesis edilmiş olup, tümüyle faaldir. AB yasal çerçevesinde enerji piyasası birleştirme sürecini uygulamak için bir Piyasa Operatörü ve bir İSÖ de iki kilit aktördür.

CACM Tüzüğünde yer alan süreç uyarınca, Türkiye için de benzer bir süreç izlenecek olup, EPIAŞ, ulusal Düzenleyici (EMRA) tarafından tek gün öncesi ve/veya gün içi piyasaların birleştirilmesi işlemini gerçekleştirmek üzere Atanmış Elektrik Piyasası Operatörü ("NEMO") olarak atanmalıdır. Ulusal Düzenleyici (EPDK) AB Komisyonuna, EPIAŞ'ın Türkiye'de belirlenen NEMO'lar olacağını bildirmelidir.

Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), Türk şebekesinin Kıta Avrupa'sının senkronize şebekesi ile başarılı bir şekilde senkronize edilmesinin ardından, Nisan 2015'te Avrupa Elektrik İletim Sistemi İşleticileri Ağı (ENTSO-E) ile uzun vadeli bir anlaşma imzalamıştır. Bu anlaşma, Türk Şebekesi'nin Senkronize Kıta Bölgesi'ne kalıcı olarak fiziksel entegrasyonu ile birlikte aynı zamanda ENTSO-E'de gözlemci olmasını sağlamıştır.

Avrupa enerji piyasası entegrasyonunda, Avrupa Enerji İç Piyasası (EİP) oluşturmayı amaçlayan AB Üçüncü Enerji Paketi'nin süregelen uygulama sürecinde, İletim Sistemi Operatörlerinin (İSÖlar) rolü elzemdir. Bu nedenle, Gözlemci statüsünde de olsa, TEİAŞ'ın ENTSO faaliyetlerine katılması, Avrupa iletim sisteminde uygulanan mevcut ve planlanan kuralların tam olarak benimsenmesi için TEİAŞ'ın etkili bir şekilde sürece hazırlanmasını sağlayacaktır.

² Ortak Çıkar Projeleri (OÇP), şebeke gelişimi için AB düzeyinde planlamaya ilişkin TEN-E tüzüğü'nün temel bir unsurudur (TEN-E Tüzüğü: 347/2013)

3 TEMEL TAVSİYELER – PIYASALARIN BİRLEŞTİRİLMESİ

Türkiye'nin Tek Enerji Piyasasına (SEM) ve özellikle de Piyasaların Birleştirilmesi İşlemine (PBi) katılımı aşağıdaki hususları gerektirir:

- a. Uygulamada AB Müktesebatını tümüyle yürürlüğe koymayı sürdüreceğine ve bu husustaki tüm diğer gelişmelere uyacağına yönelik yasal olarak bağlayıcı bir taahhüt. Bu durum Türkiye'nin Enerji Topluluğunda (EnC) bir Sözleşme Tarafı (ST) olması durumunda mümkün olabilecektir.
- b. AB Müktesebatının en elzem kısmı, Emisyon Ticaret Direktifi hükümlerinin kabul edilerek, CO2 emisyonlarının maliyetinin elektrik üretim maliyetine dahil edilmesidir. Bu durum, linyit ve diğer fosil yakıtlı üretimin rekabetçiliğini büyük ölçüde etkiler ve nihai tüketici açısından elektrik tarifelerinin seviyesini oldukça etkiler.
- c. Piyasaların Birleştirilmesi İşlemine katılım, PCR Euphemia ve XBID algoritmalarının kullanılmasını gerektirir ve piyasa işletmecisinin (EPIAŞ), ya algoritmaların ortak sahibi olması ya da çözüm motorlarının ortak sahipleri olan diğer Piyasa Operatörlerinden piyasa çözüm hizmetleri alan bir hizmet alan taraf olması gerekir.

Türkiye, Enerji Topluluğu Antlaşmasını uygulamadığından ve temel AB enerji mevzuatının kabulüne yönelik yasal olarak bağlayıcı bir taahhütte bulunmadığından, "Enerji Topluluğu Müktesebatı" (EnC Müktesebatı) olarak adlandırılan değerlendirmeye alınabilecek bir seçenek, Türkiye'nin ulusal hukukunun AB elektrik piyasası mevzuatının ana hükümlerini uyguladığını doğrulamak amacıyla Avrupa Birliği ile elektrik işbirliği konusunda bir ikili anlaşmanın akdedilmesidir.

Söz konusu hükümetlerarası anlaşma, Tek gün öncesi birleştirme ve Tek gün içi birleştirme süreçlerinin EPIAŞ ve TEİAŞ erişimine açılması için gerekli koşulları oluşturabilir.

Türkiye'nin SEM gelişimine katılım sağlarken, henüz piyasaların birleştirilmesi süreçlerine katılım sağlamaması, aşağıdaki hususları gerektirir:

- a) AB ile Türkiye Arasında bir İkili Anlaşma
- b) Ülkenin uygulamada AB Müktesebatını tümüyle yürürlüğe koymayı sürdüreceğine ve bu husustaki tüm diğer gelişmelere uyacağına yönelik yasal olarak bağlayıcı bir taahhüt.
- c) Tüm AB Şebeke Kodlarının Ulusal Mevzuata dahil edilmesi

Türkiye'nin linyit kapasitesinin geliştirilmesini de kapsayan arz güvenliğinin sağlanması için acil öncelikleri dikkate alındığında, Piyasaların Birleştirilmesi İşlemine tam katılımı, Türkiye'nin stratejik hedefleriyle bağdaşmayabilir.

4 PİYASA AYRIŞIMI

4.1 PİYASA AYRIŞIMI İHTİYACI

Rekabetçi bir toptan enerji piyasasının verimli bir şekilde işlemesi için gerekli olan ana unsur, enterkonnekte iletim sistemindeki kısıtın idaresidir. İletim kısıtı, arz ve talep koşullarından etkilenen elektrik akışlarının iletim hatlarının güvenilir sınırlarını aşması şeklinde tanımlanabilir ve belirli bir alandaki tüm ticari işlemleri eş zamanlı olarak gerçekleştirecek iletim kapasitesi bulunmaması halinde ortaya çıkar.

Bilindiği üzere, tüm iletim ve üretim projelerinin tek, entegre bir şirket tarafından tasarlandığı ve yürütüldüğü dönemlerde, iletim ve üretim altyapısının geliştirilmesinde, geliştirilen projenin etkin koordinasyonunun, ağırlıklı olarak boyut ve zaman açısından asimetrilere gelen kısıt durumlarından imtina edilmesini sağlaması beklenmiştir. Genellikle İSO tarafından uygun yeniden dağıtım faaliyetleriyle çözülen, ağırlıklı olarak üretim veya iletim kapasitesi bakımı ya da arıza kesintilerden kaynaklanan tüm ara sıra meydana gelen kısıtlar.

İletim Sistemi kapasitesinin güçlendirilmesi ve geliştirilmesine ilişkin kararın yeni üretim kapasitesi inşa edilmesine ilişkin (ticari) kararlar ile paralel olarak alınmadığı serbestleştirilmiş enerji piyasalarında, bir yandan sistemin güvenilirliği sağlanırken, diğer yandan da yatırımlar için net sinyaller vererek ve nihai müşteriler tarafından ödenecek meblağları azaltarak rekabeti teşvik etmek amacıyla yeni kısıt yönetim yaklaşımları geliştirilmiş ve bazı ülkelerde uygulanmıştır. Söz konusu yaklaşımlar düğümsel piyasa tasarımı ve bölgesel piyasa tasarımıdır.

Düğümsel sistemde, enerjinin üretildiği veya tüketildiği düğüme bağlı olarak kısıt maliyeti her bir elektrik işleminin fiyatına yansıtılırken, birkaç düğümün bir araya toplandığı bölgesel sistemde, enerjiyi bir bölgeden diğerine aktarırken kısıt maliyeti, işletimsel güvenliği sağlamak amacıyla İSO'nun düzeltici eylemlerinin miktarı ve maliyetine yansıtılır.

Piyasa ayrışımı, kısıt koşullarının bulunmadığı genel piyasanın tek bir bölge olarak kabul edildiği bölgesel sistemin uygulanması olup, tek bir piyasa takas fiyatı ile neticelenir, kısıt durumlarında ise, piyasa birden fazla bölgeye ayrışır ve bölgelerin her birinde tek bir piyasa takas fiyatı bulunur.

4.2 TÜRKİYE DEĞERLENDİRMESİ

2018 yılı itibarıyla Türk elektrik sistemi, yaklaşık 300TWh tüketime hizmet vermiş olup, 1998-2020 döneminde yıllık ortalama %5.5 oranında büyüme kaydetmesi beklenmektedir.

Tüketim, Batı ve Kuzey Batı bölgelerinde yoğunlaşmışken, çok büyük bir iletim sisteminin geliştirilmesini ve işletilmesini gerektiren, üretim kapasitesinin önemli bir kısmı ise, üretilen elektriğin bir kısmının ana tüketim merkezlerine aktarıldığı Orta, Doğu ve Güney Doğu bölgelerinde yoğunlaşmaktadır. TEİAŞ'tan alınan verilere göre enerji iletim hatlarının toplam uzunluğu yaklaşık 68.000 km'dir.

Linyit arazileri veya linyit üretim tesislerinin kurulacağı rezervler ve YEK (rüzgar ve güneş) kullanılacak alanlar nihai kullanıcıların buldukları alanlara oldukça uzaktadır. Üretilen enerjinin dağıtılması için, uzun mesafelere yüksek voltajlı elektrik taşıyan ve elektrik üretim tesisleri ile elektrik tüketicileri arasında bir bağ kuran iletim hatları kurulması gerekmektedir. Benzer şekilde, teklif verme bölgeleri konfigürasyonunun kararlaştırılması gerektiğinde, Türkiye'nin güney bölgesinde geliştirilmekte olan nükleer santrallerin konumu ile birlikte YEK'in gelecekteki gelişimine yönelik potansiyel konumlar dikkate alınmalıdır. Üretim alanları ve tüketim merkezlerinin yeri değiştirilemeyeceğinden dolayı, elektriği nihai kullanıcılara kesintisiz bir şekilde iletecek iletim sisteminin kurulması gerekmekte olup, uygun iletim altyapısının

geliştirilmesi için yeterli teşvik ve sinyalleri sunmak amacıyla bu alana özgü düzenleyici politikaların uygulanması gerekmektedir.

Halihazırda sistem kullanımı iletim bedellerinin belirlenmesi için kullanılan yöntem, iletim sisteminin yıllık geri ödemesinin %50'lik kısmının Üretim birimleri tarafından karşılanmasını ve geriye kalan %50'nin tüketiciler tarafından karşılanmasını öngörür (G ve L modeli).

Hem üretim hem de tüketim kullanıcıları için iki bölümden oluşan bir tarife (kapasite ve emtia) uygulanırken, G ve L gruplarının her biri için uygulanan emtia bölümünde ulusal düzeyde aynı tarife uygulanır ve kapasite bölümü, coğrafi alana göre G ve L grupları için münferit olarak uygulanır.

Sistemin geliştirilmesi için gerekli olan uzun vadeli yatırım maliyetleri baz alınarak toplam on dört (14) iletim sistemi alanı belirlenmiş olup; tüketim tarafının mevcut kapasiteye kıyasla daha güçlü olduğu alanlardaki üretim birimlerinde daha düşük bir kapasite tarifesi ortaya çıkarken, tüketicinin mevcut üretim kapasitesine kıyasla daha zayıf olduğu alanlarda bulunan üretim birimlerinde daha yüksek ücretler uygulanmaktadır.

Söz konusu yöntemin, güç üretim kapasitesinin geliştirileceği yere yeterli sinyal sağlaması gerekmektedir, bununla birlikte üretim biriminin ekonomik ömrü boyunca, iletim sisteminin topolojisinin değişmesi beklendiğinden ve iletim fiyatının G bileşeninin tahsisi, muhtemelen iletim sistemi alanına göre değişeceğinden bu sinyaller, yatırım kararının temel etkeni olmamalıdır.

Türkiye'nin ekonomik faaliyetinin olumlu yönde ilerlemesi neticesinde talepteki beklenen büyümeye bağlı olarak Türk elektrik sisteminin gelecek 5 ila 10 yıl içerisinde önemli ölçüde artış ve gelişme göstermesi beklenmektedir. Türk şebekesi, kullanılan teknolojiler veya bu tür büyük ve karmaşık sistemlerin işletilmesinde gereken deneyim, teknolojik beceriler ve know-how'dan ziyade, yenilenebilir enerjinin penetrasyonunun yanı sıra, kurulacak olağan ve muhtemelen nükleer kapasiteyi desteklemek amacıyla, sistemde kayda değer kapasite artırımı ve güçlendirmenin gerekeceği gelecek birkaç yıl içerisinde ortaya çıkacak önemli değişiklikler açısından olgun bir sistem olarak değerlendirilmemelidir. Bu bağlamda, elektrik sistemi topolojisinin önemli ölçüde değişmesi beklenmekte olup, İSO'nun üstlenmiş olduğu, uygun bir uzun vadeli gelişim planı oluşturmaya yönelik rolünün yanı sıra, sistem kullanımını artıracak uygun teşviklerin sağlanması amacıyla uygun bir düzenleyici yaklaşımı geliştirecek bir Düzenleyici rolü de, kritik önem taşımaktadır.

TEİAŞ'ın üretim planlaması üzerinde kontrolü olmasa da, Türkiye'de tek bir İSO bulunmasının faydası çok önemlidir. Türk iletim şebekesi gibi büyük ölçekli elektrik sistemlerinin uzun vadeli iletim planlaması oldukça büyük ve karmaşık bir sorun teşkil etmektedir. Mevcut durumda, iletim planlaması genellikle 10 yıllık dönemler için yapılmakla birlikte, yenilenebilir enerji üretiminin önemli kısmının entegrasyonu için henüz hazır değildir. İSO'nun daha uzun vadeli (20 yıldan fazla) iletim planlaması yapmak üzere bir yöntem geliştirmesi ve formüle etmesi için önemli çalışmalar yapılması gerekmektedir.

4.3 PİYASA AYRIŞIMI GEREKSİNİMLERİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ

Türk elektrik sistemi boyutundaki bir elektrik sisteminde sıklıkla kısıt oluşması beklenmekte olup, İSO'nun sıklıkla yeniden dağıtım faaliyetlerinde bulunması gerekmektedir.

Türk elektrik sisteminin işleyişine ilişkin piyasa kuralları uyarınca İSO, sistemin istikrarını koruyabilmek amacıyla merit order (değer sıralaması) veya diğer piyasa bazlı süreçleri gözetmeksizin, üretim birimlerine özel talimatlar verebilir.

Türk sisteminin kritik hatlarındaki kısıta atfedilen söz konusu yeniden dağıtım faaliyetlerinin ek maliyeti, güvenilirlik kriterleriyle kısıtların azaltılması amacıyla olası iletim yatırımlarının maliyeti ile karşılaştırılarak, söz konusu talimatların sıklığı, tekrarlanabilirliği ve farklı kapasite kaynaklarına tahsisi incelenmek suretiyle, faydalı sonuçlara erişilebilir.

Gerçek anlamda, söz konusu yeniden dağıtım faaliyetleri, sistemin genel maliyeti üzerinde önemli bir etkiye sahip olsa da, elektrik dengeleme fiyatlarına yansıtılmamaktadır. Dolayısıyla, geniş bir alanın bölünmüş teklif verme bölgelerine ayrışım kararının alınması durumunda, Türk sistemindeki kaynak yeterlilik değerlendirmeleri açısından, söz konusu bölgelerin konfigürasyonu özellikle önem taşımaktadır. Fiyatlar, büyük ölçekli yeniden dağıtım faaliyetlerinin beklendiği ve İSO tarafından uygulandığı çok büyük bir alan için formüle edildiğinde, belirli bir bölge için ek üretim kapasitesine ihtiyaç duyulduğuna dair açık bir gösterge bulunmamakta olup, iletim kısıtları, yeterli niteliklere sahip olan tesisler yerine yetersiz tesislerin “hizmet dışı talimatlar” çerçevesinde çalıştırılmasına sebep olabilir.

Yeniden dağıtım faaliyetleri veya toptan piyasasının ayrıştırılması ve piyasa bölümlendirmesi çerçevesinde kısıt getirilerini yansıtan ek maliyetler, belirli noktalardaki belirli birimlerin piyasa gücünü hafifleten tedbirler veya yeni iletim hatları için öncelikli yatırım getirisi gibi iletim şebekesi geliştirme teşvik tedbirlerinin uygulanması ile ilgili farklı düzenleyici müdahaleler açısından temel etkindir.

Piyasa ayrıştırma düzenlemelerinin teşvik edilmesinin ya da iletim kapasitesinin desteklenmesinin sebebini belirlemek amacıyla genel olarak basit bir düzenleyici kural uygulanmalıdır.

Dağıtım faaliyetlerinin İSO tarafından incelenmesi ve özellikle de oluşan maliyetler, her ikisi de kısıt durumlarına çözüm getirecek piyasa ayrıştırma düzenlemelerinin teşviki veya iletim altyapısının uygulanması için net sinyaller verebilir. Dağıtım faaliyetleri maliyetinin, iletim kapasitesinin uygulanması için gereken yatırımın yıllık ödemelerine kıyasla daha düşük olması durumunda, piyasa faaliyetini ve maliyet istirdadı verim oranını artırmak amacıyla, bir piyasa ayrışımı düzenlemesi bir seçenek haline gelebilir. Aksi takdirde, yeniden dağıtım faaliyetlerinin maliyetinin, iletim kapasitesi yatırım maliyetine kıyasla daha yüksek olması durumunda, iletim sisteminin geliştirilmesi en uygun seçenek olacaktır.

4.3.1 Piyasa ayrışımının etkileri

Piyasa ayrışımının uygulanması durumunda aşağıda belirtilen çıktılar değerlendirilmelidir:

- a) Bölgesel düzeyde farklı toptan fiyatlarının belirlenmesi, talep tarafında farklı fiyatlar oluşmasına sebep olabilir. Tüketiciler, bölgesel düzeyde formüle edilen fiyatları veya talep tarafında geçerli olan SMF’yi öder (Örneğin İtalya’da uygulanan PUN); ilgili meblağ, arz tarafındaki bölgesel SMF’nin ağırlıklı ortalaması üzerinden hesaplanır. Bu gibi bir durumda fiyat değişiminde müşterilerin esnekliği değerlendirilemez ve farklı fiyatlar yalnızca üretim birimlerinin gelirini etkiler. Yeni iletim altyapısını finanse etmek için kısıt ücreti alınamaz.
- b) Önümüzdeki 10 ila 15 yıl içerisinde sisteme eklenmesi beklenen yeni üretim birimlerinin (katı yakıtlar veya YEK) düşük fiyatlı bölgelerde kurulması beklenmektedir. Bunun sebebi, üretim birimlerinin aşırı düzeyde kapasiteye sahip olması ve iletim kapasitesinin enerjiyi talebin ve fiyatların yüksek olduğu alanlara taşıma becerisinin kısıtlı olmasıdır. Düşük fiyatlar, yeni üretim kapasitesine ilişkin iş kararlarına zarar verebilir.
- c) Önemli sorunların yaşandığı ve önemli değişikliklerin olduğu bir sistemde teklif bölgelerinin konfigüre edilmesi için sürekli inceleme yapılması gerekebilir.

- d) Fiyatların yüksek olduğu alanlarda bulunan birimler, artık yüksek fiyatlar ödenmeyeceğinden, iletim sistemindeki kısıtların çözülmesine yönelik projeler açısından olumsuz olacaktır.
- e) Halihazırda, her bir iletim sistemi alanı için tüketiciler (L bileşeni) ya da üretim birimleri (G bileşeni) tarafından ödenecek iletim ücretleri arasında ayırım yapan, her bir iletim alanı için bir iletim tarifesi yöntemi uygulanmaktadır. Mevcut iletim tarifesi yöntemine ek olarak bir piyasa ayırımı yaklaşımı uygulanması durumunda, gelişim yerlerini seçen elektrik üretim birimleri için birbiriyle etkileşime geçmeyen faydalar sağlayan örtüşen teşvikler verilebilir.

4.4 DÜĞÜMSEL VE BÖLGESEL SİSTEM

Rekabetçi bir toptan enerji piyasasının verimli bir şekilde işlemesi için gerekli olan temel unsurlardan biri, enterkonekte iletim sistemindeki kısıtın idaresidir. İletim kısıtı, arz ve talep koşullarından etkilenen elektrik akışlarının iletim hatlarının güvenilir sınırlarını aşması şeklinde tanımlanabilir ve belirli bir alandaki tüm ticari işlemleri eş zamanlı olarak gerçekleştirecek iletim kapasitesi bulunmaması halinde ortaya çıkar.

İdeal olan, üreticiler ve tedarikçiler arasında yapılan enerji işlemlerinin şebekenin kapasite sınırlamaları sebebiyle kısıtlanmaması olup, aktörler arasında serbest bir şekilde ticaret yapılmasına izin verilmesi gerekmektedir. Rastgele operasyonel kısıtlamalar (örneğin üretim ve iletim hatlarındaki kesintiler, bakım programları) ortaya çıkması halinde, İSO'lar sorunu gidermek için düzeltici eylemlerde bulunur. Dağıtımın yeniden yapılması ve hatta planlanan enerji iletim işleminde kesinti yapılması gibi uygulamaları kapsayan bu düzeltici eylemler, maliyeti nihai müşteri açısından artırabilir.

İletim Sistemi kapasitesinin güçlendirilmesi ve geliştirilmesine ilişkin kararın yeni üretim kapasitesi inşa edilmesine ilişkin (ticari) kararlar ile paralel olarak alınmadığı serbestleştirilmiş ve rekabetçi enerji piyasalarında, bir yandan sistemin güvenilirliği sağlanırken bir yandan da yatırımlar için net sinyaller vererek ve nihai müşteriler tarafından ödenecek meblağları azaltarak rekabeti teşvik etmek için yeni kısıt yönetim yaklaşımları geliştirilmiştir.

Kısıtların yönetimine ilişkin bu yaklaşımlar genellikle düğümsel piyasa tasarımı ve bölgesel piyasa tasarımı olarak tanımlanır.

4.4.1 Düğümsel Tasarım

Düğümsel tasarım, bir alan (Bölge) içerisinde üreticiler ve tedarikçiler arasında yapılan tüm işlemlerde aynı hakların geçerli olduğu ve altyapının kullanımı açısından eşitlik sağlandığı varsayımından hareket eder. Düğümsel tasarımda, her türlü kısıtın çözülmesinde kullanılan ana faktörler, iletim sistemi operasyonu üzerindeki etkilerine bağlı olarak üreticiler ve tedarikçiler tarafından verilen fiyat teklifleri ve sunulan hacimlerdir. İletim sistemindeki kısıtlar, enerjinin sistemdeki iki belirli nokta (düğüm) arasında transfer edilerek her düğüm için tek bir fiyatın belirlendiği işlemlere ait maliyetlere yansıtılmalıdır. Düğüm sistemi, aynı kısıt yönetim tasarımlarının kullanılması ve toptan piyasa için uygulanan kuralların birbiriyle örtüşmesi kaydıyla, çok büyük alanlara da yayılabilir.

Özet olarak, düğümsel sistemde kısıt maliyeti, düğüm seviyesinde, her bir işlemin fiyatına yansıtılır.

4.4.2 Bölgesel Tasarım

Bölgesel tasarımda bölge içerisinde yapılan işlemlerin iletim sistemi operasyonu üzerindeki etkisi değerlendirilmez, tüm ticari işlemler bölge içerisinde serbest bir şekilde yapılır ve yalnızca farklı

bölgeler arasında yapılan transfer işlemleri (ithalat ve ihracat) her iki bölgenin iletim sistemlerinin operasyonu üzerindeki etkileri açısından değerlendirilir.

Bölgesel tasarım sistemlerinde, bir yandan operasyonel güvenlik sağlanırken bir yandan da yapacakları işlemlere karar vermeleri için oyunculara (üreticiler ve tedarikçiler) net bilgiler vermek amacıyla belirli kısıt yönetimi yöntemleri uygulanır. **Bölgesel yaklaşım uygulamasının kritik unsurlarından biri, tüm piyasa oyuncularının yapacakları işlemlere uygulanabilecek kısıtlamalar konusunda bilgilendirilmesi amacıyla, bölgeler arasındaki iletim kapasitesi ile ilgili emre amade kapasitenin önceden hesaplanmasıdır.** Aynı derecede önem taşıyan bir diğer konu da, mevcut transfer kapasitesi kullanımını artırmak için, mevcut kapasitenin ilgili taraflar arasında sistematik ve verimli bir şekilde tahsis edilmesi amacıyla kullanılan yöntemdir.

Ayrıca **bölgesel yaklaşımda**, kısıt yönetimi çerçevesinde üretim ve tedarik programının düzenlenmesi amacıyla **düzeltilici eylemler** (yeniden dağıtım) gerçekleştirilir. Bu eylemlerin sistemin güvenli bir şekilde işlemesi için yapıldığı düşünülerek, ilgili maliyetler genellikle dengeleme ve yan hizmetlerin temini için alınan ücretler çerçevesinde tüketicilerden temin edilir.

Özet olarak, birçok düğümün bir arada ele alındığı bölgesel sistemde, kısıt maliyeti, İSO'nun operasyonel güvenliği sağlamak için gerçekleştireceği düzeltilici eylemlerin miktarı ve maliyeti üzerine yansıtılır.

4.4.3 Teklif verme bölgeleri konfigürasyonun etkisi

Teklif verme bölgeleri konfigürasyonu, bir dizi karmaşık ve çok boyutlu faktörlerin analiz edilmesini gerektirir. Tablo 4-1'de, değerlendirilmesi gereken farklı kriterler özetlenmekte ve bunların, teklif verme bölgeleri konfigürasyonuna bağlı olan etkileri ele alınmaktadır

Tablo 4-1: Teklif verme bölgelerinin sayısının seçilmesine yönelik temel faktörlerin özeti

Faktörler	Düğümsel	Birden çok teklif verme bölgesi	Az sayıda teklif verme bölgesi
Şebekenin verimli kullanımı	Düğümsel tasarım teorik olarak, Şebekeyi verimli bir şekilde değerlendirmek için gerekli olan tüm bilgileri sağlar. Düğümsel tasarım kapsamında Şebekenin kullanımı optimize edilir ve ayrıca sosyal fazlalık maksimize edilir (Üretim Birimlerine, tüketicilerin belirli bir konumda tüketim yapma isteği temelinde ödeme yapılır ve tüketiciler, tüketim noktalarındaki enerji bulunabilirliğini verimli şekilde değerlendirir). Bununla birlikte, müşterilerin çoğu, konumsal değerini herhangi bir doğrudan etkisinin bulunmadığı standartlaştırılmış ve hatta düzenlemeye tabi	İletim kısıtlamalarının olduğu bir bölgede, şebeke kullanıcıları için kısa vadeli fiyat sinyalleri daha nettir ve bu durum, mevcut veya taahhüt edilen şebeke kapasitesinin daha verimli kullanılmasını teşvik etmektedir. Bununla birlikte, teklif verme bölgesi içindeki nadir iletim kısıtları yeniden dağıtım eylemleriyle değerlendirilir. Çoklu teklif verme bölgeleri, sistem için daha az verimli fiyatlandırmaya sahip olan bir düğümsel sistemin karmaşıklığına sahiptir.	Daha büyük teklif verme bölgeleri, artan sayıdaki daha küçük bölgelere veya düğümsel tasarıma nazaran, şebekenin tahsis verimliliği üzerinde olumsuz bir etkiye sahip olabilir ancak bu seçenek, basitliğe ve basitlik maliyetlerinin dağıtım eylemlerinin maliyetiyle nasıl karşılaştırıldığına bağlı olarak değerlendirilmelidir

	tarifelerden yararlandığından, elektriğin müşteri tarafından etkin bir şekilde değerlendirilmesi, muhtemel bir teorik sonuçtur. Tüketim esnekliğinde bir değişiklik, yalnızca, tüketicilerin konumsal etkiler nedeniyle fiyat değişikliklerine maruz kalması halinde beklenmelidir.		
Piyasa Likiditesi	Bazı düğümlerde, bu düğümlere ilişkin fiyatı etkileyen çok az sayıda birim olduğundan, düğümsel fiyatlandırmanın piyasadaki likiditeyi düşürmesi beklenmektedir. Fiyatlandırma çok dinamik olduğundan üreticilerin ekonomik özgürlüğü azalır çünkü ürünlerini daha geniş bir piyasada satma yetenekleri önemli ölçüde azalır.	Bölgesel tasarım likiditeyi artırabilir, ancak bölge sayısı arttıkça likidite seviyesinin düştüğü göz önünde bulundurulmalıdır.	Daha büyük teklif bölgeleri daha fazla likidite sunar ve sonuç olarak alış/satış fiyat marjlarındaki farkın azalması beklenir. Bununla birlikte likidite; piyasanın yoğunlaşması, mülkiyet yapısı ve piyasa yapısı gibi diğer faktörlerden etkilenebilir.
Yatırım teşvikleri	Düğümsel Fiyatlandırma, bölgeler arası şebeke geliştirme, üretim ve yük yatırımları için net fiyat sinyalleri sağlar. Bununla birlikte, konumsal sinyallerin teklif verme bölgeleri konfigürasyonundaki bir değişiklik tarafından değiştirilme derecesi, fiyat sinyalleri tarafından yönlendirilen yeni yatırımlar sonucunda fiyatlardaki değişikliklerin büyüklüğünü göstermek için değerlendirilmelidir.	Teklif verme bölgeleri konfigürasyonu, fiziksel şebeke kısıtlarını ne kadar fazla yansıtırsa, bölgeler arası şebeke gelişimine yönelik fiyat sinyallerinin ile üretim ve yük yatırımlarına yönelik fiyat sinyallerinin verimliliği o kadar artar. Bununla birlikte, yatırımların fiyat sinyallerinin önemi şu hususlara göre değerlendirilmelidir: a) iletim projeleri için gerekli olan yatırımların türü ve izin ve inşaat kısıtları; ve b) fiyat sinyallerinden etkilenmeyen üretim kapasitesi yatırımları, yani bölgelerin konfigürasyonu üzerinde	Daha büyük teklif verme bölgesindeki şebeke kısıtları, maliyeti yalnızca kısa vadeli bir sinyal sağlayan ve uzun vadeli yatırımları teşvik etmek için yeterli olmayan dağıtım eylemleriyle çözülür.

		büyük etkiye sahip olabilecek ancak bu konfigürasyonun aldıkları fiyatı etkilemediği YEK destek sistemleri.	
Piyasa Gücü	Bölge konfigürasyonlarından herhangi birinin piyasa gücünü etkileyip etkilemediğini değerlendirmek mümkün olmadığından, çeşitli faktörler piyasa gücünün varlığını etkileyebilir. Piyasa gücünün varlığını etkileyebilecek faktörler şunlar olabilir:		
	<ul style="list-style-type: none"> - Likidite, piyasa oyuncuları - Jeneratörlerin yoğunluğu, mülkiyet yapısı ve dikey entegrasyonu - Yatırım teşvikleri (yani Tarife garantisi) ve teklif verme davranışının şebeke özelliklerine bağlı olma şekli - Yeniden dağıtım eylemlerindeki enerji piyasası 		
Sınır ötesi akışlar	Teklif verme bölgeleri konfigürasyonu şebeke kısıtlarına göre yapıldığında, sınırlar ötesi güç akışlarının verimliliği artar. Bu anlamda, bölgelerin verimli tasarımı, şebekenin mevcut içeriğine dayanarak kararlaştırılmalıdır. Türkiye’de halihazırda tanımlanmış toplam on dört (14) iletim sistemi alanının (iletim ücretlerinin tanımlanması temelinde) bulunması, tanımlanacak teklif verme bölgelerinin sayısı ile ilgili bir ipucu vermektedir. Bununla birlikte, iletim alanları arasındaki akışların, gerek iletim gerekse üretim tarafındaki gelecekteki muhtemel gelişmeleri de dikkate alacak şekilde değerlendirilmesi için bir güç akışı çalışması yapılmalıdır.		

Bu etkilerin, esas olarak, teklif verme bölgesi konfigürasyonundaki bir değişiklik sonrasındaki dönüşümün etkisiyle ilgili daha genel sorularla birlikte değerlendirilmesi gerekmektedir. Dikkate alınacak bu hususlar şunlardır³:

1. Teklif verme bölgeleri yeniden konfigüre edilirse mevcut iletim veya üretim altyapısına ne olur? Bu durum gelirleri nasıl etkiler?
2. Genel maliyetler, iletim sistemi kısıtlarının çözülmesi için halihazırda uygulanan yeniden dağıtım faaliyetlerinin maliyeti ile nasıl karşılaştırılır?
3. Bir bölgede bulunan ve teklif verme bölgeleri konfigürasyonundaki bir değişikliğin ardından iki bölgede kalan hatlar nasıl ele alınacak?
4. Teklif verme bölgelerinin yeniden konfigürasyonu sonucunda sistem kullanımı ücretlendirilmesinde bir değişiklik yapılması gerekecek mi?
5. Bir değişikliğe uyum sağlamak amacıyla Şebeke kodlarının ne şekilde değiştirilmesi gerekebilir?
6. Türkiye’deki teklif verme bölgeleri çizimindeki bir değişikliği uygulamanın maliyeti ne kadar olur? Bu maliyetleri kim karşılayacak?

4.4.4 Teklif verme bölgeleri konfigürasyonu için temel parametreler

Teklif verme bölgeleri konfigürasyonu, farklı konfigürasyonların hem sistem hem de piyasa işlemini açısından etkisinin değerlendirilmesi için, bir piyasa simülasyon aracı ile birlikte, bir güç

³ Bu bölüm Ofgem’in 2014 yılındaki teklif verme bölgeleri konfigürasyonu ile ilgili literatür taraması çalışmasından alınmıştır. Bu, literatürde belirtildiği üzere, teklif verme bölgelerindeki bir değişimin teorisini ve etkisini dikkate almaktadır.

akışı analiz çalışmasını (güç akışı ve kısıtlılık analizi, optimum güç akışı, gerilim kararlılığı dahil) da içeren kayda değer bir modelleme çalışması gerektirir. Bölge konfigürasyonunun, genel elektrik sektörü gelişimi ile ilgili spesifik amaçlara hizmet etmesi için, modelleme çalışması başlamadan önce bir takım temel parametrelerin kararlaştırılması gerekir

- A. Simülasyonlar belirli bir yıla dayanmalıdır. Modelleme çalışması, piyasanın evriminin, sadece talep açısından değil aynı zamanda daha önce karar verilen ve planlanan ya da geliştirilme aşamasında olan projeler dahil olmak üzere üretim tarafının gelişimi açısından da dikkate alınması amacıyla gelecek yıllar bazında, yani 5 ila 10 yıl arasında yapılmalıdır. YEK penetrasyonu, dikkate alınması gereken temel bir parametredir.
- B. Kullanılacak yük verilerinin, elektriğin, Türkiye'nin enerji çeşitliliğinde beklenen payına dayanılarak ve yük profilinde ve mevsimselliğindeki olası değişiklikler dikkate alınarak seçilmesi gerekir.
- C. Hava durumu değişikliklerinin geliştirilecek olan senaryolara yansıtılması amacıyla hidro kullanılabilirliğine ve diğer YEK üretimine ilişkin hava durumu tahminleri istatistiksel olarak geliştirilmelidir.
- D. Teklif verme bölgelerinin, halihazırda iletim sisteminde geliştirilmekte olan tüm planlanmış projeleri dikkate alacak şekilde belirlenmesi amacıyla, sınır ötesi gelişim dahil olmak üzere Şebekenin gelecekteki gelişimi de dikkate alınmalıdır.

4.5 TÜRKİYE'NİN DURUMUNA YÖNELİK ÖNEMLİ GÖZLEMLER

Daha önce açıklandığı üzere, Türkiye elektrik sisteminin temel özellikleri şunlardır:

1. Önemli talep merkezleri, Türkiye'nin kuzey batı ve batı bölgelerindedir. Bu durum, Türkiye'nin en yoğun ve gelişmiş bölgelerinin tüketimini yansıttığından daimi bir özelliktir.
2. Başlıca üretim yerleri, ülkenin doğusunda (hidro), güney doğusu ve merkezinde (liniyit), güneyinde (beklenen nükleer) ve batısında (rüzgar ve fotovoltaik) yer almaktadır. Yerli kaynaklar sahaya bağımlı olduğundan bu konular da daimi bir özelliktir.
3. 2030-2050'ye doğru beklenen tüketim artışının bir sonucu olarak önemli ölçüde yeni kapasitenin devreye girmesi beklenmektedir.
4. Piyasa ayrıştırma düzenlemelerinin uygulamaya alınmasıyla daha etkin piyasa işleyişinin desteklenmesi, tüketicilere yönelik toplam maliyetlerin azaltılması, piyasaları olumlu yönde etkileyebilecek yeni yatırımların teşvik edilmesi ve piyasaları olumsuz yönde etkileyen yatırımların iptal etmesi için beklenmektedir. Bununla birlikte, bölgesel veya bölgesel fiyatların perakende düzeyinde de yansıtılmaması durumunda (bölgeye bağlı olarak nihai tüketiciler farklı nihai tüketici tarifeleri ödemektedir) verilen fiyat sinyallerinin etkinliğini azalabilir.
5. Bir bölgesel tasarım, özellikle toptan satış seviyesindeki rekabet ve likidite seviyesi göz önünde bulundurulduğunda, karmaşık bir seçenek olabilir.
6. Bölgesel bir sistem prensip olarak iletim sistemi kısıtlarını yansıtmalıdır. Bugün 14 iletim alanı işletmededir, dolayısıyla teklif verme bölgeleri konfigürasyonu, iletim alanlarının sayısından daha fazla olmamalıdır. Türkiye'deki sistemin temel özellikleri (talep ve üretim sahalarının yerleri) dikkate alındığında, benzer şebeke akış özellikleri göstermesi durumunda, mevcut iletim alanlarından bazılarının gruplandırılması için bir çalışma yapılması gerekli olabilir.

7. Bunu dikkate alarak, güç akışı analizi ve piyasa işleyiş analizlerinin gerçekleştirilmesi ve fiyatların seviyesinin etkilerini ve elde edilen verimlilik kazanımlarının değerlendirilmesi için, gerekli olan yeniden dağıtım eylemleri de dikkate alınarak, 3 veya 4 teklif verme bölgesi içeren bir ilk tasarıma erişilebilir. Beklenen faydaları ve maliyetleri değerlendirmek için daha fazla bölge (yani mevcut 14 iletim alanı sayısına eşit) bir konfigürasyonun ardından benzer bir uygulama yapılmalıdır.

4.6 TEMEL TAVSİYELER

Toptan piyasada piyasa ayrışımı düzenlemelerinin uygulanmasına ilişkin seçeneklerle ilgili temel tavsiyeler aşağıda verilmiştir:

- A) İSO, ekonomik gerekçeyi belirlemek için, ya yeniden dağıtım faaliyetlerini gerçekleştirmeyi sürdürmek, ya da kısıtları gidermek için yeterli iletim varlıklarının geliştirilmesini teşvik etmek amacıyla, kısıt olayları meydana geldiğinde yeniden yer değiştirme faaliyetleri ve toptan piyasasının iyileştirme hesaplarına tahsis edilen ve piyasa katılımcılarının ödediği maliyetlerle ilgili ayrıntılı bir çalışma yapılmalıdır. Yeniden dağıtım maliyetleri, geçiş kapasitesi oluşturmaya ilişkin yatırım maliyetine kıyasla daha düşükse ve iletim sisteminin topolojisinde herhangi bir değişiklik beklenmiyorsa, hiçbir üretim birimi kurulmayacaksa veya artış talebi yoksa, İSO tarafından piyasa bazlı çözümlerle birlikte piyasa ayrışımı yeniden dağıtım faaliyetleri yerine bir seçenek olarak değerlendirilebilir. İletim sisteminin gelişim planı (TYDNP) hazırlanırken, sistem masrafları yoluyla ödenecek bu varlıkların yıllık toplam maliyetinin, kısıt olayları nedeniyle oluşan maliyete kıyasla daha düşük olması koşuluyla, uygun varlıkların düzenleyici varlık tabanına (RAB, regulatory asset base) dahil edilmesi gerektiği ve kısıtın çözülmesi için yeni iletim varlıklarının gerekliliğine ilişkin çalışma sonuçları dikkate alınmalıdır.
- B) Elektrik talebindeki beklenen artışın, yerli kaynakları (YEK ve linyit) kullanması beklenen önemli yeni üretim kapasitesinin girişini tetikleyeceği Türk elektrik sisteminin kritik zorlukları göz önüne alındığında, iletim sisteminin topolojisi ve tasarımı zaman içinde önemli ölçüde değişecektir. Dolayısıyla İSO, yeni üretim kapasitesinin (konvansiyonel ve YEK) geliştirilmesi ile ilişkili politikalar ve planlama doğrultusunda, elektrik sistemi için uzun vadeli bir gelişim planı (20 yıllık bir süre için) yürütmeli ve sistemin işletimi ile ilgili elektrik akışı simülasyonları gerçekleştirmelidir. Bu çalışmada, modern teknolojilerin geliştirme giderlerinin azalan kısıt maliyetleriyle dengeleneceği varsayımı ile, depolama ve talep tarafı yönetimi gibi modern teknolojiler dikkate alınmalıdır.
- C) Piyasa ayrışımı düzenlemeleri, üretim kapasitesinin yer seçimine ilişkin teşviklerin örtüşmesi mümkün olduğundan, özellikle dengeleme hizmetleri sağlayacak birimlere verilen merit order dışı talimat ve her bir iletim sistemi alanı için sistem kullanımı iletim tarifelerinin yapısının tekrar gözden geçirilmesi, Operatörlerin yeniden dağıtım faaliyetlerine ilişkin kuralları tekrar gözden geçirmeleri suretiyle, değerlendirilmelidir.

5 ÖZET TABLOSU - TAVSİYELER

Önemli Bulgular	Tavsiye
Piyasaların Birleştirilmesi	
AB ülkeleriyle sınırlı ara bağlantı kapasitesi. Piyasaların birleştirilmesi işleminin gerçekleştirilmesinin etkisi Türkiye için minimal olacaktır.	Hali hazırda ENTSO E gözlemcisi olan TEİAŞ, zaten bölgedeki tüm AB ülkeleri uyumlaştırma işlemlerini ve CACM gereklerini tümüyle yerine getirdiklerinde geniş çaplı olarak geliştirilecek olan, sınırdaki ara bağlantı kapasitelerinin kapasite tahsisi için AB ile uyumlu yöntemler uygulamaktadır. TEİAŞ, farklı zaman dilimlerinde bir GDA Bölgesel ortak şebeke modeli geliştirmek ve farklı zaman dilimlerinde NTC/ATC hesaplaması için yöntem ve prosedürlere uyum sağlamak amacıyla ENTSO E GDA sürecinin Şebeke Operatörleri tarafından geliştirilecek olan yöntemin uygulanması ile koordine olmalıdır
CACM Tüzüğü, diğer bir Üye Devletin teklif bölgesine elektrikle bağlı bütün Üye Devletlerin, Tek Gün Öncesi Birleştirme (SDAC) ve Tek Gün İçi Birleştirme (SDIC) işlemlerini yasal olarak gerçekleştirmek zorunda olduğunu açıkça belirtmektedir.	SDAC ve SDIC işlemlerinin gerçekleştirilmesi AB Müktesebatının tümüyle uygulanmasını gerektirmektedir. Türkiye, AB üyesi ve veya Enerji Topluluğu Sözleşme Tarafı olmayıp, AB Müktesebatına uyma yükümlülüğü bulunmamaktadır. Piyasaların Birleştirilmesi projesine katılmak için herhangi bir seçenek mevcut değildir
Türkiye Enerji Topluluğu Antlaşması'nı kabul etmemiş olup, "Enerji Topluluğu Müktesebatı" (EnC Müktesebatı) olarak adlandırılan temel AB enerji mevzuatını benimsemeye yönelik yasal olarak bağlayıcı taahhütlerde bulunmamıştır.	Türkiye'nin ulusal hukukunun AB elektrik piyasası mevzuatının temel hükümlerini uyguladığını doğrulamak amacıyla, Avrupa Birliği ile elektrik işbirliği konusunda ikili bir anlaşmanın akdedilmesi. Söz konusu hükümetlerarası anlaşma, özel düzenlemeler kapsamında, Tek gün öncesi birleştirme ve Tek gün içi birleştirme süreçlerinin EPIAŞ ve TEİAŞ erişimine açılması için gerekli koşulları oluşturmaktadır.
Piyasa Ayrışımı	
Ekonomik gerekçeyi belirlemek için, ya yeniden dağıtım faaliyetlerini gerçekleştirmeyi sürdürmek, ya da kısıtları gidermek için yeterli iletim varlıklarının geliştirilmesini teşvik etmek amacıyla, kısıt olayları meydana geldiğinde yeniden yer değiştirme faaliyetleri ve toptan piyasasının iyileştirme hesaplarına tahsis edilen ve piyasa katılımcılarının ödediği maliyetlerle ilgili yeniden yer değiştirme faaliyetleri maliyet değerlendirmesi.	İletim sisteminin 14 iletim alanı arasındaki kısıtın giderilmesi için merit order dışı gönderim talimatlarının performansının değerlendirilmesi

Yeni üretim kapasitesi, linyit ve YEK, iletim sisteminin topolojisini önemli ölçüde değiştirecektir. Söz konusu kaynaklar büyük ölçüde bulunduğu yere bağlı olup, yeni iletim yatırımları gerektirir	YEK ve linyit potansiyelini ve bu iletim yatırımlarının iletim sistemindeki kısıt olaylarını çözme seçeneklerini tam olarak incelemek için iletim yatırımlarının gerçek ihtiyaçlarını değerlendirmek amacıyla, 20 yıllık süreçteki enerji sisteminin gelişimini göz önünde bulundurarak, Şebekenin gelişimi ile ilgili bir çalışmanın yürütülmesi.
İletim sistemi kullanım bedelleri yöntemi, zaten konuma bağlı olarak, üretim kapasitesi tarifelerinin ödenmesi istendiği ölçüde konumsal (bölgesel) sinyaller sağlar.	Piyasa ayrışımı düzenlemelerinin olası uygulaması, mevcut durumda uygulanan teşvik programı kapsamında, halihazırda üretim kapasitesinin engellenmesini yerinde ücretlendiren iletim tarifeleri yoluyla değerlendirilmelidir. Piyasa ayrışımı düzenlemelerinin uygulanması, mevcut durumda iletim sistemi alanlarında geliştirilen iletim ücretlerinin revize edilmesini gerektirebilir.



Bu proje Avrupa Birliği tarafından finanse edilmektedir

**Avrupa Birliği / Katılım Öncesi
Yardıma Aracı (IPA) Enerji Sektörü
Teknik Yardım Projesi**

Bu doküman Avrupa Birliği finansal yardımıyla oluşturulmuştur. Bu yayının içeriğinden sadece Yüklenici sorumlu olup hiçbir şekilde Avrupa Birliği'nin görüşlerini yansıtmamaktadır.