

ELEKTRİK PİYASASININ SERBESTLEŞMESİ VE ARZ GÜVENLİĞİNİN SAĞLANMASI İÇİN ÖNERİLER

TÜSİAD ENERJİ STRATEJİSİ

DİZİSİ - 1

MAYIS 2008

TÜSİAD Yayın No: T/2008-05/460

© 2008, TÜSİAD

*Tüm hakları saklıdır. Bu eserin tamamı ya da bir bölümü,
4110 sayılı Yasa ile değişik 5846 sayılı FSEK uyarınca,
kullanılmazdan önce hak sahibinden 52. Maddeye uygun
yazılı izin alınmadıkça, hiçbir şekil ve yöntemle işlenmek, çoğaltılmak,
çoğaltılmış nüshaları yayılmak, satılmak,
kiralananmak, ödünç verilmek, temsil edilmek, sunulmak,
telli/telsiz ya da başka teknik, sayısal ve/veya elektronik
yöntemlerle iletilmek suretiyle kullanılamaz.*

ISBN Numarası: 978-9944-405-33-1

ERSİS REKLAM, MATBAACILIK VE TANITIM HİZ. TİC. LTD. ŞTİ.
Eğitim Mah. Poyraz Sok. No:1 D.65 Kadıköy - İSTANBUL
Tel: (0216) 450 46 38 - 349 89 72 Faks: (0216) 450 46 39

ÖNSÖZ

Türk Sanayicileri ve İşadamları Derneği (TÜSİAD), özel sektörü temsil eden sanayici ve işadamları tarafından 1971 yılında Anayasamızın ve Dernekler Kanunu'nun ilgili hükümlerine uygun olarak kurulmuş, kamu yararına çalışan bir dernek olup gönüllü bir sivil toplum örgütüdür.

TÜSİAD, demokrasi ve insan hakları evrensel ilkelerine bağlı, girişim, inanç ve düşünce özgürlüklerine saygılı, yalnızca asli görevlerine odaklanmış etkin bir devletin varolduğu Türkiye'de, Atatürk'ün çağdaş uygarlık hedefine ve ilkelerine sadık toplumsal yapının gelişmesine ve demokratik sivil toplum ve laik hukuk devleti anlayışının yerleşmesine yardımcı olur. TÜSİAD, piyasa ekonomisinin hukuksal ve kurumsal altyapısının yerleşmesine ve iş dünyasının evrensel iş ahlakı ilkelerine uygun bir biçimde faaliyette bulunmasına çalışır. TÜSİAD, uluslararası entegrasyon hedefi doğrultusunda Türk sanayi ve hizmet kesiminin rekabet gücünün artırılarak, uluslararası ekonomik sistemde belirgin ve kalıcı bir yer edinmesi gerektiğine inanır ve bu yönde çalışır. TÜSİAD, Türkiye'de liberal ekonomi kurallarının yerleşmesinin yanı sıra, ülkenin insan ve doğal kaynaklarının teknolojik yeniliklerle desteklenerek en etkin biçimde kullanımını; verimlilik ve kalite yükselişini sürekli kılacak ortamın yaratılması yoluyla rekabet gücünün artırılmasını hedef alan politikaları destekler.

TÜSİAD, misyonu doğrultusunda ve faaliyetleri çerçevesinde, ülke gündeminde bulunan konularla ilgili görüşlerini bilimsel çalışmalarla destekleyerek kamuoyuna duyurur ve bu görüşlerden hareketle kamuoyunda tartışma platformlarının oluşmasını sağlar.

TÜSİAD Sanayi, Hizmetler ve Tarım Komisyonu altında faaliyet gösteren Enerji Çalışma Grubu, ülkemiz gündeminin öncelikli konusu olarak hızla yaklaşan arz güvenliği sorununa somut çözüm önerileri getirebilmek üzere "Türkiye Enerji Stratejisi Dizisi" çalışmasını başlatmıştır. 'Türkiye Enerji Stratejisi Dizisi'nin 'Elektrik Piyasasının Serbestleşmesi ve Arz Güvenliğinin Sağlanması İçin Öneriler' başlıklı birinci raporu, EDB Danışmanlık yöneticileri Fulya Baş ve Seçkin Ülgen tarafından Enerji Çalışma Grubu ile gerçekleştirilen etkileşimli bir çalışmanın sonuçlarını yansıtacak şekilde kaleme alınmıştır.

Mayıs 2008

ÖZGEÇMİŞ

Fulya Canan BAŞ

1983 yılında Hacettepe Üniversitesi Fizik Mühendisliği Bölümünden mezun olmuş ve aynı yıl Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) bünyesinde çalışma yaşamına başlamıştır. TEK'in TEAŞ ve TEDAŞ olarak ikiye bölünmesi sonrasında TEDAŞ'a geçmiş ve bu kuruluşta çeşitli kademelerde görev yapmıştır.

TEDAŞ bünyesindeki görevi sırasında, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yürütülen yeniden yapılanma çalışmalarının tümüne katılmış ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununu ve Elektrik Piyasası Uygulama El Kitabını hazırlayan gruplarda yer almıştır. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmasının hemen ardından, bu Kurumda görevlendirilerek elektrik piyasasına ilişkin ikincil mevzuatın oluşturulması ve uygulanması çalışmalarında bulunmuştur. Strateji Geliştirme ve Koordinasyon Grup Başkanlığı görevini sürdürürken 2006 yılı Ağustos ayında EPDK'dan emekli olmuştur.

Halen 2007 yılı başında kurulan EDB Enerji Danışmanlık Ltd. Şirketinde kurucu ortak olarak çalışmaya devam etmektedir.

Nedim Seçkin ÜLGEN

ODTÜ Makina Mühendisliği Bölümünden 1974 yılında mezun olmuş ve aynı bölümde yüksek lisans programını tamamlamıştır.

1975 yılında Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) bünyesinde mühendis olarak çalışmaya başlamış, TEK'in bölünmesiyle kurulan TEAŞ ve TEAŞ'ın yeniden yapılandırılmasıyla oluşturulan TETAŞ'ta çeşitli kademelerde görev almıştır. Bu kuruluşlardaki görevi sırasında, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu hazırlık çalışmalarına katılmış ve Kanunun yürürlüğe girmesini takiben Elektrik Piyasası El Kitabı hazırlayan grupta yer almıştır.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmasını takiben, bu Kurumda görevlendirilerek elektrik piyasasına ilişkin ikincil mevzuatın oluşturulması ve uygulanması çalışmalarında bulunmuştur. 2006 yılı Eylül ayında EPDK'da sürdürmekte olduğu Üretim ve Ticaret Faaliyetleri Grup Başkanlığından emekli olmuştur. Halen 2007 yılı başında kurulan EDB Enerji Danışmanlık Ltd. Şirketinde kurucu ortak olarak çalışma yaşamını sürdürmektedir.

İÇİNDEKİLER

1. GİRİŞ	35
KISIM I SERBESTLEŞME VE ÖZELLEŞTİRME SÜRECİ	
2. TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNDE SERBESTLEŞME SÜRECİ	41
2.1 Ekonomik Krizin Etkileri	46
3. AB'DE SERBESTLEŞME SÜRECİ VE TÜRKİYE'NİN UYUMU	49
3.1 AB Elektrik Direktifi	51
3.2 AB Elektrik Direktifine Türkiye'nin Uyumu: AB İlerleme Raporları ve Somut Hedefler	52
4. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA SERBESTLEŞME SÜRECİNİ GECİKTİREN FAKTÖRLER	57
4.1 "Sıfır Maliyet" Yaklaşımı	59
4.2 Kamu Hizmeti Anlayışı	61
4.3 Yetki ve Mevzuat Karmaşası	65
4.4 Özelleştirmelerin Zamanlaması	66
4.5 Serbestleşme ve Serbest Tüketici Limitleri	68
5. SERBEST PİYASA VE ARZ GÜVENLİĞİ	71
5.1 Şebekeler ve Şebeke Faaliyetlerinin Reform Açısından Önemi	73
5.2 Atıl Kapasitelerin Kazanımı	75
6. REKABETÇİ PİYASA YAPISI VE DÜZENLEYİCİ KURUMLARIN ÖNEMİ	77
6.1 Düzenleyici Kurumların Anayasal Temelleri	79
6.2 EPDK'nın Yapısı	80
6.3 Şeffaflık ve Bilgi Paylaşımı	86
7. ÜRETİM	89
7.1 Üretim ve Tüketim Durumu	91
7.1.1 Talep ve Türkiye'nin Kaynakları	91

7.1.2. Enerji Kaynaklarının Çeşitliliğinin Sağlanması.....	99
7.1.2.1 Hidro ve Linyit Yerli Kaynak Potansiyelinin Değerlendirilmesi	103
7.1.3 Lisans ve Düzenleyici Risk.....	103
7.1.3.1 Üretim Tarafında Serbestleşme Adımları.....	104
7.1.3.2 EÜAŞ Fiyatlandırması	104
7.1.3.3 Üretim Yatırımlarının Yönlendirilmesi ve TEİAŞ'ın Rolü	107
7.1.4 Orman Arazilerinde Kurulan Üretim Tesisleri	109
7.1.5 OSB'lerdeki Üretim Faaliyeti.....	110
7.1.6 Nükleer Enerji Üretim Tesisleri.....	111
8. İLETİM	115
8.1 TEİAŞ'ın İdari Statüsü ve Elektrik Enerjisi Sektörü İçindeki Yeri	117
8.2 Kamu İhale Kanunu	119
8.3 TEİAŞ'ın İşlevlerinin Ayrıştırılması.....	120
8.4 Şebeke Kayıplarının Satın Alınması.....	121
9. DAĞITIM VE PERAKENDE SATIŞ	123
9.1 Dağıtım ve Perakende Satış Faaliyetinin Sınırları	125
9.2 Dağıtım Şirketlerinin Üretim Faaliyetleri ve Enerji Alımları	126
9.3 Dağıtım Şirketlerinin Hizmet Yükümlülüğü ve Sisteme Bağlantı Sorunları	128
10. TETAŞ VE TOPTAN SATIŞ	133
10.1 Toptan Satış Faaliyetinin Elektrik Piyasasındaki İşlevi	135
10.2 TETAŞ'ın Alıcı Pozisyonu ve Mevcut Sözleşmeler.....	137
10.3 DSİ tarafından Tamamlanan HES'lerin Durumu	143
11. PİYASA MEKANİZMALARI	147
11.1 Serbest Bir Piyasada Piyasa Mekanizmalarının İşlevi	149
11.2 Fiyatlar.....	152
11.3 Piyasa Mekanizmaları Çerçevesinde EÜAŞ'ın Durumu	154
11.4 Kapasite Piyasası	156

KISIM II DİĞER HUSUSLAR VE PİYASA BAZLI TESPİT VE DEĞERLENDİRMELER

2. ARZ GÜVENLİĞİ ÇERÇEVESİNDE YATIRIMLARIN DEĞERLENDİRİLMESİ... 161

12.1 Arz Güvenliğinin Sağlanması İçin Üretim Yatırımlarının Yakından İzlenmesi	163
12.2 Tüketicilerin Desteklenmesi.....	166
12.3 Enerjinin Etkin Kullanımına İlişkin Bir Alternatif	169

13. FİYATLANDIRMA..... 171

13.1 Maliyetlerin Yansıtılması	173
13.2 Referans Fiyatlar	174
13.3 Türkiye Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatı	176
13.4 Dağıtım Şirketleri İçin İlk Uygulama Dönemine İlişkin Hususlar.....	179
13.5 Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği Nakdi Uygulaması.....	180
13.6 YEK Kapsamındaki Fiyatlandırma	184
13.7 Sistem Kullanım ve Sistem İşletim Fiyatlandırması.....	186

14. MEVCUT KAPASİTENİN ETKİN KULLANIMI 189

14.1. Üretim Programları	191
14.2 Rehabilitasyonlar	192
14.3 Talep Yanlı Yönetim	193
14.4 Teşvikler.....	194

15. SİSTEM GÜVENİLİRLİĞİ..... 197

15.1 Trafo Merkezlerine Üretim Tesisi Kurulması	199
15.2 Ticari Yan Hizmet Anlaşmaları	200
15.2.1 Kapasite Yedeği İçin İhale	201
15.2.2 Kapasite Kiralama.....	202

16. YATIRIM ORTAMININ İYİLEŞTİRİLMESİ..... 203

16.1 Dağıtım Şirketlerinin Mali Yeterliliği	207
16.2 Sisteme Bağlantı	210
16.3 Arazi Temini	211
16.4 Proje Onayı ve Tesis Kabulü	215
16.5 Termik Santral Potansiyeli	215

16.6 Rüzgar Santralı Seçim Kriterleri	216
16.7 Teşvikler.....	217
16.7.1 Çok Yakıtlı Tesisler	218
16.7.2 Emisyon Ticareti	218
16.8 Teminatlar	221
17. TARİFE DIŞI UNSURLARIN YAPILANDIRILMASI	223
18. İTHALAT	227
19. YÖNETİŞİM MEKANİZMALARININ TESİSİ	233
20. SONUÇ VE DEĞERLENDİRME	239

Tablo Listesi

Tablo 3.1	2006 Sonu Mevcut Durum ve 2007 Güvenilir Üretim Değerleri.....	55
Tablo 6.1	AB Ülkeleri Düzenleyici Kurumları.....	81
Tablo 7.1	2006 Yılı Sonu Mevcut Durum ve 2007 Yılı Güvenilir Üretim Değerleri	93
Tablo 7.2	Yerli Kaynak Potansiyelinin Kullanılması	94
Tablo 7.3	Aylık Talep Gelişimi.....	95
Tablo 7.4	2007 Yılı Üretim-Tüketim	96
Tablo 7.5	2007 Yılı Üretim Üretici Kuruluşlara Dağılımı.....	97
Tablo 7.6	2007 Yılı Birincil Kaynaklara Göre Üretim	98
Tablo 11.1	2006-2007 Sistem Dengesizlik Fiyatları	153
Tablo 12.1	Hane Halkı Büyüklüğüne Göre Aylık Yoksulluk Sınırları	167
Tablo 13.1	TETAŞ Ortalama Satış Fiyatı ve TORETOSAF Gelişimi	178
Tablo 13.2	Günlük Rapor (9 Ocak 2007)	182
Tablo 14.1	2007 Yılı EÜAŞ Termik Santrallerinin Programlanan ve Gerçekleşen Üretimleri	191
Tablo 16.1	İzin ve Onaylar - Birincil Mevzuat	205
Tablo 16.2	İzin ve Onaylar - İkincil Mevzuat.....	206
Tablo 16.3	CO ₂ Salınımı Açısından Türkiye'nin Dünya Ülkeleri Arasındaki Yeri.....	220

Şekil Listesi

Şekil 7.1	2006-2007 Üretim-Tüketim Grafiği	95
Şekil 13.1	Aylık Tüketimler ve Uzlaştırma Dönemleri Bazında Sistem Dengesizlik Fiyatları.....	181
Şekil 13.2	2007 Yılı'nın Kasım Ayında Gerçekleşen Saatlik Dengesizlik Fiyatlarının Uzlaştırma Dönemleri Bazında Değişimi.....	183
Şekil 17.1	AB Ülkelerinde Sanayi Aboneleri İçin Fiyat Yapısı.....	226

Kısaltmalar

3096 sayılı Kanun	TEAŞ ve TEDAŞ Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında Kanun
4628 sayılı Kanun	Elektrik Piyasası Kanunu
Bakanlık	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
BOTAŞ	Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.
ÇED	Çevresel Etki Değerlendirme
DPT	Başbakanlık Devlet Planlama Teşkilatı Müsteşarlığı
DSİ	Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü
DUY	Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
EİE	Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPE	Elektrik Piyasası Endeksi
EÜAŞ	Elektrik Üretim A.Ş.
Kurul	Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
OG	Orta Gerilim
OSB	Organize Sanayi Bölgesi
PMUM	Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi
RES	Rüzgar Enerji Santrali
SDF	Sistem Dengesizlik Fiyatı
SMF	Sistem Marjinal Fiyatı
Strateji Belgesi	17.3.2004 Tarih ve 2004/3 Sayılı Yüksek Planlama Kararı Eki Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Stratejisi Belgesi
TAEK	Türkiye Atom Enerjisi Kurumu
TEAŞ	Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (Mülga)
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
TEK	Türkiye Elektrik Kurumu (Mülga)
TETAŞ	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.
TKİ	Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu
TORETOSAF	Türkiye Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatı
TRT	Türkiye Radyo Televizyon Kurumu
TTK	Türkiye Taşkömürü Kurumu
TÜFE	Tüketici Fiyatları Endeksi
TÜİK	Türkiye İstatistik Kurumu
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
UEA	Uluslararası Enerji Ajansı
YEK	Yenilebilir Enerji Kaynakları
YEK Kanunu	5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun

ÖZET

Elektrik piyasasında 1980'li yıllarda başlayan yeniden yapılanma çabaları bir dizi idari ve hukuki engelle karşılaşmıştır. 2001 yılında çıkartılan 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile sektörde öngörülen yeniden yapılanma için gerekli yasal zemin teşkil edilmiştir. Bununla birlikte, aradan geçen 7 yılda, gerçek maliyetlere dayalı, rekabetçi, şeffaf ve sürdürülebilir bir piyasa yapısı oluşturulamamıştır.

2001 yılında yaşanan ekonomik kriz, bu tarihe kadar olan son yirmi yılda % 8.7 olan ortalama elektrik enerjisi talep artış oranının % -1.1'e inmesine neden olmuştur. 2002 yılında ise beklenmeyen ölçüde ve negatif seviyede gerçekleşmiş olan 2001 yılı talebine göre ancak % 4.4 seviyesinde bir artış gerçekleşmiştir. Takip eden dönemde talep artışı sırasıyla, % 6.5, % 6.3, % 7.2, % 8.6 ve 2007 yılında % 8.5 olarak gerçekleşmiştir. Özellikle ekonomide istikrarlı bir gelişme sürdüğü takdirde Türkiye elektrik enerjisi talebinin de % 8 - 9 civarında artabileceği görülmektedir. Dolayısıyla bu talep artışını karşılayacak yatırımların serbest piyasa yapısı korunarak gerçekleştirilmesine ihtiyaç bulunmaktadır.

Bu Raporda, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu kapsamındaki uygulamalar mercek altına alınmıştır. Bu kapsamda; ağırlıklı olarak birincil mevzuat olmak üzere birincil ve ikincil mevzuata ilişkin değişiklik ve ilave düzenleme önerileri ile yerine getirilmesi gerektiği değerlendirilen bazı idari tedbirlere yer verilmiştir.

Temel olarak, iki bölümden oluşan Raporun ilk bölümünde genel hususlara ilişkin tespit ve değerlendirmeler yapılarak; alt sektörler olan üretim, iletim, dağıtım ve perakende satış ve toptan satış ile ilgili değerlendirmelerde bulunulmuştur.

İkinci bölüm, kurulması hedeflenen piyasaya ilişkin olarak 'piyasa bazlı' tespit ve değerlendirmeleri içermiştir. Bu çerçevede öncelikle, sıcak gündemi oluşturan fiyatlandırma konusu ile arz güvenliği sorunu bağlamında mevcut kapasitenin etkin kullanımı konularına değinilmiş ve bu kapsamda da rehabilitasyonlar, talep yanlı yönetim ve teşvikler gibi konular ele alınmıştır. İkinci bölümde ayrıca, sistem güvenilirliği, yatırım ortamının iyileştirilmesi, tarife dışı unsurların yapılandırılması ve ithalat konuları ele alınmış ve bölümün sonunda, yönetim mekanizmalarının tesisi hususuna değinilmiştir.

Raporun sonunda ise, ilgili bölümler bazında yapılan tespit ve değerlendirmeler ışığında ulaşılan sonuçlar özetlenmiş ve genel bir değerlendirme yapılmıştır.

Buna göre, ilk bölümde ulaşılan tespit ve değerlendirmeler ile bu kapsamda yapılan öneriler şu şekilde özetlenebilir:

- 1) 4628 sayılı Kanundan önceki yapının terk edilmesinin temel nedeni, söz konusu yapının 'sürdürülebilirlik' sorgulamasını geçememesidir.
- 2) 4628 sayılı Kanunun temel başlangıç noktası ve esin kaynağı, 1996 tarihli Avrupa Birliği Elektrik Direktifi çerçevesinde AB müktesebatına uyum hedefidir.
- 3) 4628 sayılı Kanun, gerçek maliyetlerin görünür hale geldiği ve sübvansiyonlarla gizlenmediği rekabetçi bir serbest piyasa hedefini gözetmektedir.
- 4) 2001 yılında yaşanan ekonomik kriz, anılan tarihe kadar son yirmi yıl ortalamasına göre yılda yaklaşık % 8.7 düzeyinde seyretmekte olan elektrik enerjisi talep artış oranının % -1.1 düzeyine inmesine neden olmuştur. Yapılan tüm tahminleri altüst eden bu durum, yaklaşık 19 milyar kWh düzeyinde ilave bir yedek kapasitenin oluşmasına yol açmıştır.

2001 yılında yaşanan ekonomik krizin bu etkisi, elektrik enerjisi sektörü reform sürecine doğrudan yansımıştır. Al ya da öde şeklindeki mevcut sözleşmeler kapsamında olan santrallerin üretimlerine herhangi bir sınırlama getirilemediğinden, kömür ve doğal gaz yakıtlı EÜAŞ santrallerinin üretimlerinde kısıntıya gidilmiştir. Ayrıca, fiyatların da sabit tutulması amacıyla hidroelektrik üretimine ağırlık verilmeye başlanmış; ancak barajlı santraller rezervuarlarındaki suyun fırsat maliyeti dikkate alınmamıştır.

Esasen, hangi sektörde, hangi alana yönelik olursa olsun, bir 'reform'un belli bir maliyet göğüslenmeksizin yaşama geçirilebilmesi mümkün değildir. Serbestleşme-özelleştirme sonucu oluşacağı öne sürülen maliyet sistemde zaten mevcuttur. Buna rağmen; elektrik enerjisi sektöründe rekabetçi bir piyasaya geçişin 'sıfır maliyet'le yaşanmasına çaba sarf edilmiştir. Bu çerçevede elektrik enerjisi perakende satış fiyatları 62 ay süreyle sabit tutulduğu için gereken yatırım iklimi yaratılmadığı gibi, mevcut yatırımlar da büyük ölçüde yavaşlamıştır.

- 5) 6 Kasım 2007 tarihli İlerleme Raporu da dahil olmak üzere, bugüne kadar yayımlanan AB İlerleme Raporlarında elektrik enerjisi sektörüne ilişkin ciddi eleştiriler yapılmıştır. Eleştirilerin büyük bir bölümü, ilgili mevzuatta AB müktesebatına büyük ölçüde uyum sağlanmış olmasına rağmen, uygulamada öngörülen hedefin uzağına düşülmüş olmasına ilişkindir. Bu durum, uygulamadaki kararlılık ve tutarlılık düzeyinin, en az, regülasyonun mükemmelliğe ulaşabilme derecesi kadar önem taşıdığına işaret etmektedir.

- 6) Elektrik enerjisi sektörüne yönelik olarak daha önce yürürlüğe giren yasal düzenlemelerden farklı olarak, 'özel nitelikli' ve uygulaması, teknik altyapıdaki gelişmeye dayalı 'çerçeve' bir Kanun olan 4628 sayılı Kanunun yürürlüğe girmesinin üzerinden geçen 7 yıldan sonra gelinen noktada kalıcı bir başarı sağlandığını söyleyebilmek mümkün değildir. Zira yeniden yapılanma çerçevesinin bütünleyici unsuru olan üretim ve dağıtım sektörlerine ilişkin özelleştirmeler yapılamadığı gibi, gerçek maliyetlere dayalı rekabetçi, şeffaf ve sürdürülebilir bir piyasa yapısı da henüz oluşturulamamıştır.
- 7) 2007 yılı Aralık ayı başı itibarıyla enerji sektöründe dışa bağımlılık oranı % 73'ler seviyesindedir ve tedbir alınmaz ise bu değer % 80'lere yükselme eğiliminde olduğu görülmektedir.
- 8) 2007 yılında yaklaşık 191.2 milyar kWh elektrik enerjisi üretilmiş ve brüt elektrik enerjisi talebi ise yaklaşık 189.5 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. 2007 yılında gerçekleşen üretimin yaklaşık % 59.3'lük kısmı, yani yarısından fazlası ithal kaynaklardan sağlanmıştır.
- 9) Ülkemiz elektrik enerjisi talebinde önümüzdeki yıllarda ortalama yıllık % 78 düzeylerinde artış olacağı dikkate alındığında, arz-talep dengesine ilişkin olarak yürütülen çalışmalar, 2009-2010 yıllarında devreye girecek yeni kapasiteye ihtiyaç olacağını göstermektedir. Ancak bununla birlikte, gerekli rehabilitasyonu bugüne kadar gerçekleştirilememiş olan EÜAŞ santrallerinin mevcut emreamadelik düzeylerinde yaşanabilecek herhangi bir aksaklık ya da elektrik enerjisi talebinin yüksek senaryo dahilindeki oran ya da daha üstü olarak gerçekleşmesi durumunda, söz konusu kapasite ihtiyacının, daha önceki bir tarihte de ortaya çıkma ihtimali bulunmaktadır.
- 10) Elektrik üretiminde kullanılan yerli kaynaklarımızdan olan linyitten elde edilecek elektrik enerjisi üretim potansiyeli toplam 120 milyar kWh/yıl civarında olup, halen bunun 53 milyar kWh/yıllık (% 44) kısmı kullanılabilirken, 11 milyar kWh/yıl potansiyele sahip olan taş kömürünün 3.1 milyar kWh/yıllık (% 32) kısmı kullanılabilir. Yaklaşık 129 milyar kWh/yıllık hidrolik enerji potansiyelimizin ise 45 milyar kWh/yıllık (% 35) kısmı değerlendirilebilmiştir. Ülkemizin hidroelektrik dışındaki en önemli yenilenebilir enerji kaynakları; rüzgar, güneş ve jeotermaldir. Bunlardan, elektrik üretimi amaçlı kullanılacak güneş potansiyelimizin 8.8 milyon ton petrol eşdeğeri (mtpe), ısınma amaçlı kullanılacak potansiyelimizin ise 26.4 mtpe olduğu tahmin edilmektedir.

Elektrik üretimi amaçlı olarak kullanılabilir toplam jeotermal potansiyelimizin 4,500 MW/yıl, termal amaçlı kullanılabilir toplam potansiyelimizin ise 31,000 MW/yıl olduğu tahmin edilmektedir.

Türkiye'nin rüzgar enerjisi potansiyeli konusunda çok farklı yaklaşımlar bulunmaktadır. EPDK'ya yapılmış olan başvuruların toplam kurulu gücünün yaklaşık 85,000 MW'a ulaşmış olması, rüzgar enerjisinde çok önemli bir potansiyele sahip olduğumuzun açık bir göstergesidir. Bununla birlikte, rüzgar enerjisi düzensiz bir enerji kaynağıdır. Söz konusu 85,000 MW kurulu gücün devreye alınabilmesi ve verimlilikle kullanılabilmesi için iletim ve dağıtım sisteminde sistem güvenilirliğini sağlamaya yönelik büyük miktarda yatırımın yapılması gerekmektedir. Ayrıca, devrede olacak rüzgar enerjisi kurulu gücü ile orantılı bir yedek kapasite de gerekmektedir.

Diğer taraftan, 2007-2016 yılları arası TEİAŞ'ın "Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Kapasite Projeksiyonu" sonuçları güvenilir üretim değerleri bazında incelendiğinde, Türkiye'nin konvansiyonel kaynakları ile yenilenebilir enerji kaynaklarının hemen hemen tümü değerlendirilse bile, 2017 yılından itibaren öngörülen talebin yerli kaynaklarla karşılanabilmesi mümkün değildir.

11) Gayri safi milli hasıla başına tüketilen enerji miktarı ya da bir birim katma değer yaratabilmek için tüketilmesi gereken enerji miktarı olarak tanımlanan enerji yoğunluğumuz AB ortalamasının çok üzerinde olarak % 0.38 mertebesinde dir.

İthalat bağımlılığımız da dikkate alınarak, 2023 yılına kadar, halen 0.38 mertebesindeki enerji yoğunluğu değerinin, asgari 0.2'nin altına düşürülmesi, ulusal bir hedef haline getirilmelidir.

12) Ülkemizde, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretimin teşvikine ilişkin olarak 10 Mayıs 2005 tarihinde yürürlüğe giren 'Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun' (YEK Kanunu), ülkemiz açısından önemli bir adım olmakla birlikte, özellikle fiyat açısından beklentileri karşılayamamıştır. Bu nedenle, 18 Nisan 2007 tarihinde 5627 sayılı Kanun çıkarılarak YEK Kanununda değişikliğe gidilmiş ve bu kapsamda öncelikle fiyat konusunda kur farkı riskinin kaldırılması olmak üzere, diğer bazı hususlarda teşvik kapsamını genişleten değişiklikler yapılmıştır. Ülkemiz, yenilenebilir enerji kaynaklarına ve bu kapsamda özellikle rüzgar enerjisine dayalı elektrik enerjisi üretiminde yaşadığı kayda değer gecikmeyi süratle telafi etmek durumundadır. Ancak bu hamle, gerçekçi bir yaklaşım dahilinde ve

uygulanabilme limitlerine bağlı olarak dengeli bir Şekilde yaşama geÇirilmelidir. **Uzun vadeli bir perspektif dahilinde, Őlkemizde kurulması Öngörölen toplam rŐzgar enerjisi santralı (RES) kapasitesine ilişkin somut bir hedefin belirlenmesi gerekmektedir. Bu kapsamda, sistemde olabilecek azami RES kurulu gŐcŐnŐn, toplam kurulu gŐç ya da sistem puantının bir fonksiyonu olarak ve tercihen de bölgeler bazında olmak Őzere 2023 yılına kadar Őçer yıllık dönemler halinde belirlenerek duyurulmalıdır.**

13)4628 sayılı Kanunun serbestleşme yönündeki araÇlarının ve piyasada rekabetin gelişip gelişmediğinin en Önemli göstergelerinden birisi de, Kurul tarafından her yıl, piyasanın gelişimi ve ihtiyaÇları doğrultusunda belirlenmekte olan serbest tŐketiciler limitleridir. Arz gŐvenlięi sorununun gŐndemde olduğu bu dönemde, ikili anlaşmalar piyasasının canlandırılması kritik bir Önem taşıdığından ve uzun vadeli gŐvenilir kestirimlerin yapılabilmesi gerektiğinden, piyasanın ne Şekilde ve ne ŐlçŐde serbestleŐeēine dair belirsizliğin giderilmesi bŐyŐk bir yarar sağlayacaktır.

TŐm piyasa aktörlerinin Önlerini net olarak görerek hareket etmeleri ve yatırım ve/veya ikili anlaşma yapma kararları alabilmeleri işin piyasanın hangi yıl, hangi oranda serbestleŐtirileēinin yasal bir dŐzenleme yoluyla Önceden bir takvime bağlanması gerekmektedir.

14)Siyaset ŐstŐ bir yaklaşımla oluşturulmuş uzun dönemli enerji politikalarının mevcut olmayışı, iktidar deęiŐiklerinde Öncelikli olarak, bir Önceki dönemin Ön yargılı olarak sorgulanmasına yol aşmakta ve her yeni gelen hŐkŐmetin kendi kurallarını sisteme dahil etme yönündeki girişimleri ise sistemi bir Çıkmaza sŐrŐklemektedir. Bu kısır dŐngŐden Őıkılabilmesinin yegane yolu kamunun ticari faaliyetlerden Çekilerek asli iŐlevleri olan dŐzenleme ve denetleme görevlerini etkin bir Şekilde yŐrŐtecek Şekilde yapılanmasıdır. Aksi halde, kamu Őzerindeki baskı ve Şaibelerin ŐnŐne geÇilebilmesi ve gereksiz ŐlçŐde ağırlaştırılmış bŐrokratik kuralların serbest piyasa Őzerindeki olumsuz etkilerinin giderilebilmesi mŐmkŐn olamayacaktır.

15)AB'ye tam Őyelik perspektifi ve kŐresel ekonomi ile bŐtŐnleŐme hedefleri doğrultusunda 'bağımsız dŐzenleme ve denetleme' kavramı Őzerinde yapılandırılan dŐzenleyici ve denetleyici kurumların Anayasal temelleri bulunmamaktadır. **Sadece dŐzenleyici istikrar ile sınırlı olmaksızın, yatırım ortamının**

iyileştirilmesiyle de ilgili olarak, EPDK'nın idari kapasitesinin gereken seviyeye ulaştırılabilmesi için EPDK ve diğer tüm bağımsız düzenleyici ve denetleyici kurumların idari ve mali açıdan özerklikleri Anayasal bir güvenceye kavuşturulmalı ve T.B.M.M.'ye hesap verebilirlikleri sağlanmalıdır.

16) Elektrik ve doğal gaz piyasasından sonra düzenleme alanına 20 Aralık 2003 tarihinde petrol ve 13 Mart 2005 tarihinde de LPG piyasalarının eklenmesiyle EPDK'nın yetki ve sorumluluk alanı büyük ölçüde genişlemiştir. Ancak, kurumsal altyapısı sadece elektrik ve doğalgaz piyasalarının gereklerine göre tasarlanmış olduğundan bahse konu kurumun görev ve sorumluluklarını piyasa ihtiyaçlarını karşılayacak şekilde yerine getirebilmesi için yeniden yapılandırılması zorunlu hale gelmiştir.

Bu kapsamda bir kıyaslama yapılabilmesini teminen Avrupa'daki düzenleyici kurumların görev ve sorumluluk alanlarına ve diğer idari otoriteler ile olan görev ve yetki paylaşımlarına bakıldığında, EPDK'nın, Avrupa ülkeleri arasında neredeyse tek örneği teşkil ettiği görülmüştür.

Kuruluş aşamasındaki kurumsal yapısı sadece elektrik ve doğal gaz piyasasını içerecek şekilde kurgulanmış olan EPDK'nın görev ve yetki alanından petrol ve LPG piyasalarının çıkarılması ve petrol ve LPG piyasalarının ayrı bir 'denetleyici kurum' çatısı altında yapılandırılmasına ihtiyaç duyulmaktadır. Ayrıca şeffaflığın tesis edilebilmesi ve Kurul kararlarındaki tutarlılığın takip edilebilmesi için, tüm Kurul kararlarının gerekçeleri ile birlikte yayımlanması gerekmektedir.

17) Serbest piyasaların en hassas ve kırılgan oldukları konu, piyasa dinamiklerini bozucu yöndeki dışsal müdahalelerdir. Serbestleşme hedefi olan piyasalarda, özellikle kamu ağırlığı da devam ettiği sürece, ilgili otoritelerin, görev ve yetki alanlarını, rekabetçi piyasa gelişimini engelleyecek şekilde kullanmalarından titizlikle kaçınılmalıdır.

18) Özellikle kamu dağıtım şirketleri, kayıp-kaçak oranlarının yanı sıra, tahakkuk ve tahsilat oranlarıyla da risk algılanmasını yükselttiklerinden, yatırımcılar için 'güvenilir bir alıcı' pozisyonu sergileyebilmekten uzaktırlar. Bu durum ise, milyar dolarlar mertebesindeki üretim yatırımları için finansman maliyetini yükseltmekte ve projelerin uygulanabilirliğini etkilemektedir. Bunun yanında, üretim özelleştirmeleri için dağıtım özelleştirmelerinin tamamlanmasının

beklenmesi, bir yandan üretimdeki kamu ağırlığının devam etmesine yol açarken, diğer taraftan da, yeni üretim yatırımlarına kaynak teşkil edecek sermayenin özel sektörde birikmemesi durumunu da ortaya çıkarmaktadır. **Üretim varlıklarının özelleştirilmesi için dağıtım özelleştirmelerinin tamamlanması beklenmemeli, üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesinin arz güvenliği ve serbest piyasa oluşumuna katkıları göz önünde bulundurulmalı, yapılacak özelleştirmelerde 'şekle uygunluk' açısından açılacak olası iptal davaları için gerekli önlemler alınmalı ve özelleştirmelerin rekabet boyutu asla göz ardı edilmemelidir.**

- 19) EPDK'nın idari kapasitesi yetersizdir ve mutlak surette güçlendirilmelidir. Zira elektrik piyasasında bir 'referans bilgi kaynağı' olması beklenen EPDK, bu talebi karşılayabilmekten uzaktır. Mevcut durumda sadece TEİAŞ'ın internet sayfasından piyasa işlemlerine ve piyasa işleyişine ilişkin bazı günlük bilgilere ulaşmak mümkündür. TEİAŞ dışında günlük bazda güvenilir veriye ulaşılabilecek başka bir referans kaynağı bulunmamaktadır.

Ticari sır niteliğinde olmayan her türlü bilgi güncel ve ulaşılabilir bir şekilde piyasa katılımcılarının bilgisine sunulmalıdır. Bunun için iş ve işlem süreçleri, ilgili tarafları ve sahip olunan bilgiler dikkate alınarak, sektöre özgü enerji bilgi ağı kurulmasına yönelik bir proje ivedilikle başlatılarak sonuçlandırılmalıdır.

- 20) Üretim Kapasite Projeksiyonu'nda yer alan tespitlerin gerçekleşmesi, ileriye yönelik güvenilir bir tahmin yapılabilmesi ve buna bağlı olarak da yatırımların gerçekleştirilebilmesi için dağıtım şirketleri tarafından hazırlanması gereken talep tahminlerine ve büyük ölçüde tahminlerdeki doğruluk oranına bağlıdır. Bölgesel talep tahminlerinin hazırlanması dağıtım şirketlerinin mevzuattan kaynaklanan bir yükümlülüğüdür. Ancak, halen resmi olarak referans alınabilecek bölgesel bazda talep tahminleri mevcut değildir.

Bakanlık tarafından 2004 yılında MAED modeli kullanılarak gerçekleştirilen talep tahmin çalışması son verilere göre güncellenmelidir. 2008-2017 dönemi Üretim Kapasite Projeksiyonu'nda da, güncellenmiş talep tahminleri esas alınarak 2007 yılında gerçekleşen talepteki artış eğiliminin 2008'de de devam etmesi durumunda, arz kapasitesindeki kısıta bağlı olarak 2008 yılının yaz aylarından itibaren arzın talebi karşılamaında sıkıntı yaşanacağı tahmin edilmektedir. Bu durumda, arz güvenliği probleminin etkin bir şekilde yönetilebilmesi için bir

eylem planı Bakanlık tarafından ivedilikle ortaya konularak uygulanmalıdır.

21) Önümüzdeki onbeş yıllık dönemde, başta Çin ve Hindistan olmak üzere, gelişmekte olan ülkelerden kaynaklanacak yüksek talep artışı ve yüksek miktarda yatırım ihtiyacının karşılanması için enerji sektöründe serbestleşme yanlı politikalara ağırlık verilmesi gerekmektedir. Özellikle petrol ve doğalgaz konusunda çok büyük üretim kapasitelerine sahip olan Rusya ve İran gibi ülkelerin, enerji sektörlerinde serbestleşme ve özelleştirme yanlı politikalar yerine, dikey entegre yapılar kapsamında daha çok devletçi politikaları benimsemeleri, anılan dönem dahilinde arz güvenliğine ilişkin kaygıları artırmaktadır. İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi ile Kyoto Protokolü gibi yükümlülükler çerçevesinde yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretimler ön plana çıkmalıdır. Ayrıca, petrol ve doğal gaz fiyatlarının gelecekteki seyri konusundaki belirsizliğin, önümüzdeki dönemde nükleer enerjinin de yeniden, ciddi bir alternatif olarak kendini hissettireceği gözlemlenmektedir.

2023 yılına kadar olan dönemde, termik-yenilenebilir enerji dengesi de gözetilmek suretiyle, yerli doğal kaynaklar ile yenilenebilir enerji kaynaklarından daha çok yararlanılması yönünde politikalar uygulamaya konulmalı ve ithal enerji kaynakları açısından yakıt, tedarik kaynağı ülke ve tedarikçi bazında çeşitliliği sağlamaya yönelik tedbirler alınmalıdır.

22) Dünya ve AB uygulamalarına bakıldığında, otoprodüktör veya otoprodüktör grubu gibi lisans türleri yerine 'kojenerasyon' kavramı yer almaktadır. Sadece kendi ihtiyaçları için enerji üretenler de, lisans almaksızın faaliyet göstermektedirler. **Yapılacak yasal bir düzenleme ile sadece kendi ihtiyacı için elektrik enerjisi üretmek isteyen tüzel kişiler şirket kurma ve lisans alma yükümlülüğünden muaf tutulmalıdır. Kullanıcıların serbest tüketici niteliğini taşımasalar dahi, kurulacak tesisten doğrudan enerji ve/veya ısı sağlayabilmeleri temin edilmeli, ancak bu tüzel kişilerin de hiçbir surette elektrik enerjisi ticaretiyle iştirak etmemeleri sağlanmalıdır.**

23) EÜAŞ'ın TETAŞ'ın yüklendiği gerçek maliyetleri yansıtmayan düşük fiyatlarıyla ve fiyatlarıyla, piyasaya yanlış fiyat sinyalleri verdikleri değerlendirilmiştir. Zira bu fiyatlar esas alındığında, serbest piyasa koşullarında yeni bir üretim tesisinin yüksek bir özsermaye girişi ya da herhangi bir ciddi teşvik/destekleme

mekanizması olmaksızın finansman temin edebilmesi mümkün değildir. Bu şartlar altında yapay olarak düşük kalan elektrik enerjisi satış fiyatları nedeniyle, tüketiciler kamu dağıtım şirketlerine geri dönmüştür. Kamu dağıtım şirketlerinin giderek artan elektrik enerjisi ihtiyacının geçiş dönemi sözleşmeleri kapsamında temin edilen elektrik enerjisi ile karşılayabilmeleri mümkün değildir. **Fiyat manipülasyonu iddialarına son verebilmek ve dağıtım şirketlerinin EÜAŞ ve TETAŞ'tan satın aldığı enerjinin fiyatındaki olağandışı düşüklüğü düzeltebilmek için EÜAŞ'ın ve portföy üretim gruplarının satış fiyatları, üretim özelleştirmeleri tamamlanıncaya kadar, EPDK'nın denetimine tabi tutulmalıdır.**

24) Hidrolik, rüzgar, kömür, jeotermal gibi sadece belli bir yörede ve/veya noktada bulunan yerli ve/veya yenilenebilir doğal kaynaklara dayalı üretim tesislerinin, kaynağın yakınına kurulma zorunluluğu söz konusudur. Hatta ithal kömüre dayalı üretim tesisi yatırımlarının, yer seçiminin de lojistik açıdan çok kısıtlı olanakların söz konusu olması nedeniyle aynı kapsama dahil edilebilmesi mümkündür.

Geriye kalan ve yer seçiminde herhangi bir kısıt getirmeyen özellikle doğal gaz yakıtlı üretim tesisi yatırımları açısından ise TEİAŞ'ın yaklaşımı oldukça belirleyicidir. Zira TEİAŞ'ın iletim sistemi ihtiyaçları doğrultusunda bu yatırımları yönlendirebilmesi mümkündür.

Ülkemiz iletim sisteminin ihtiyaçları doğrultusunda, üretim tesisi yatırımına gereksinim gösteren bölgeler ve bu bölgelerde ihtiyaç duyulan asgari üretim kapasitesinin, yine bu bölgeler kapsamında üretim tesisinin kurulabileceği sahalar ve bağlantı yapılacak noktalar ile birlikte TEİAŞ tarafından ilan edilmesi gerekmektedir.

25) Arz güvenliği sorunu da dikkate alınarak, TEİAŞ'ın ve üretim faaliyeti göstermek üzere lisanslandırılmış şirketlerin, inşaat öncesi dönem dahilinde çeşitli idarelerden temin etmesi gereken izin ve onaylara ilişkin bürokratik işlemler ivedilikle sonuçlandırılmalıdır. Bu çerçevede, ilgili idarelerin bu tür başvuruları acele işlerden sayacağı yönünde istihsal edilecek bir Bakanlar Kurulu Prensip Kararını dayanak alan bir Başbakanlık Genelgesi yayımlanmalıdır.

26) Orman arazilerinin tahsisinde, tesisin toplam yatırım tutarının % 0.5'inin yıllık kira olarak ödenmesi, enerji üretim tesisinin toplam yatırım tutarı dikkate alındığında ağır bir yük teşkil etmektedir.

Orman arazilerinde kurulacak tesisler için ödenecek yıllık kullanım bedeline ilişkin hesaplama yöntemi yeniden düzenlenmelidir. Bedelin hesaplanmasında kullanılacak yöntemlerden biri orman arazisinin üretim tesisi için kullanılan toplam araziye oranının, tesis toplam yatırım tutarı ile çarpılması suretiyle bulunacak değer üzerinden, belirlenecek bir oranda kullanım bedeli alınması olabilir. Başka bir seçenek de, kurulacak üretim tesisinin, şebekeye bağlanmak üzere yapılacak bağlantı hatlarının ve üretim tesisi için inşa edilen yolların yapımı amacıyla kullanılan orman arazisi kadar veya belirlenecek bir oranda daha fazlasını ağaçlandırarak orman arazisine katmakla yükümlü kılınmasıdır.

27) 10 Mayıs 2006 tarihinde yapılan yasal değişiklikle, OSB'ler 4628 sayılı Kanun kapsamında da düzenlenmiş ve bu durum, OSB Kanunuyla olan yetki karmaşasının netliğe kavuşturulması açısından yarar sağlamıştır. Ancak, yapılan düzenlemenin OSB tüketicileri üzerinde de olumlu bir katkı yaratıp yaratmadığı tartışma konusudur. Bu kapsamda, özellikle akabinde TETAŞ'ın gerçek maliyetlere dayalı bir piyasa fiyatından daha düşük satış OSB tüzel kişiliği dışındaki tüzel kişilerin organize sanayi bölgelerindeki üretim faaliyetleri açısından rekabetçi bir ortamın oluşturulması önem taşımaktadır.

OSB bölgelerinde, OSB tüzel kişileri dışındaki tüzel kişiler tarafından yürütülen ve/veya yürütülecek olan üretim faaliyetlerinin herhangi bir engelleme olmaksızın gerçekleştirilebilmesi için OSB bölgelerindeki elektrik enerjisi faaliyetlerinin 4628 sayılı Kanuna göre yürütüleceğine dair bir hükme OSB Kanununda yer verilmelidir.

28) Nükleer enerji santrallerinin sadece elektrik enerjisi üretimi seçeneği kapsamına sığdırılması ve enerji arz güvenliğinin teminatı gibi sunulması yönündeki değerlendirmelere, ihtiyatla yaklaşılmalıdır.

Ülkemizin hala 'nükleer teknolojiye sahip olan ülkeler' kategorisine girememiş olmasından hareketle, en az nükleer enerji santralı kurulması kadar önemli olarak bir nükleer enerji programına odaklanması daha sağlıklı ve verimli olacaktır. Bu noktada, ülkemizde nükleer santral kurulması ile ilgili geçmiş girişimlere bakıldığında ulaşılan ortak payda, geçmiş girişimlerin tümünün bir nükleer program perspektifinden yoksun olmasıdır.

Diğer taraftan, Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji

Satışına İlişkin Kanunda düzenlendiği şekilde, nükleer santral ya da santrallerin işletmeye geçmesinden sonra üretilen enerjiye TETAŞ tarafından alım garantisi verilmesinin yeterli olmayacağı düşünülmektedir. Zira, bir nükleer santralin inşaat dönemi, hem yatırımcı, hem de finansörler açısından en az işletme dönemi kadar risklidir. Özellikle, ülkemizin nükleer santral yapımı konusundaki karnesi ve idari işlem kaydı göz önünde bulundurulduğunda, inşaatın herhangi bir idari yargı kararına bağlı olarak uzun süreli durdurulması ve/veya idari mevzuatın gerekleri doğrultusunda projenin tamamen iptal edilmesi riskleri her zaman mevcuttur.

Nükleer santral projesi için kamuözel sektör işbirliği yoluyla ve stratejik bir ortaklık temelinde Bakü-Tiflis-Ceyhan benzeri ülkelerarası anlaşmalara dayalı bir model uygulanmalıdır.

29) Şebeke alt yapısının üretilen enerjiyi tüketim noktalarına taşımakta yetersiz kalması arz güvenliğini tehdit eden bir diğer unsurdur. Bu nedenle, iletim ve dağıtım şebekelerinin gerek yatırım ihtiyacına yanıt verebilecek, gerekse gerçekleşen yatırımların piyasada işlerlik kazanabilmesine imkan tanıyacak şekilde planlanması ve yapılması gerekmektedir.

30) Uluslararası Enerji Ajansının (UEA) 2007 verilerine göre, Dünya genelinde, 2030 yılına kadar elektrik enerjisi sektöründeki talebin karşılanması için gereksinim duyulan toplam 11.6 trilyon dolar civarındaki yatırım ihtiyacının içerisinde üretim yatırımlarının payı % 49 iken, şebeke altyapısı için gerekli olan oran % 51'dir. UEA'nın bu projeksiyonu, Türkiye'de arz güvenliği konusunda en az üretim yatırımları kadar şebeke yatırımlarına gerekli önemin verilmesi bakımından dikkatle not edilmesi gereken bir husustur.

Diğer taraftan, 4628 sayılı Kanuna rağmen, 233 sayılı KHK'nın tüm iktisadi devlet teşekkülleri ile kamu iktisadi kuruluşlarını herhangi bir ayırım yapmaksızın kapsamaması, EÜAŞ, TEİAŞ, TETAŞ ve kamu dağıtım şirketlerinin serbest piyasaya uyum sağlamaları açısından kısıtlar yaratmaktadır.

Ancak her şeye rağmen, arz güvenliği ve sistem güvenilirliği açısından kritik bir önemi bulunan iletim faaliyetinin kamu eliyle yürütülecek olması, sorunun en azından TEİAŞ açısından köklü bir şekilde çözülmesi gerekliliğini net olarak ortaya koymaktadır. Zira kamu finansman dengesi içerisinde 'bir oyuncu' olarak yer vermeye devam eden TEİAŞ'ın, yeterli ödenek tahsis edilmemesi halinde, yatırım programına konulmuş olsa bile gerekli olan yatırımları yapma olanağı bulunmamaktadır.

Özellikle üretim faaliyetine ilişkin lisanslar kapsamında yapımı devam eden üretim tesislerinin sisteme bağlantısı için EPDK tarafından doğrudan ya da dolaylı olarak onaylanmış şebeke yatırımlarına, yatırım programlarında gerekli ödeneğin tahsis edilmesini teminen 233 sayılı KHK'da gerekli düzenlemeler yapılmalıdır. Geçiş döneminin sona erdiği tarih itibarıyla, TEİAŞ Genel Yatırım ve Finansman Program Kararnamesi kapsamı dışına çıkarılmalıdır.

- 31) 4734 sayılı Kamu İhale Kanununun istisnaları düzenleyen 3'üncü maddesine, 4964 sayılı Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılması Hakkında Kanun ile eklenen (g) bendi ile ilgili olarak, **TEİAŞ tarafından yapılacak ihalelerin Kamu İhale Kanunu kapsamı dışında tutulmalı ya da TEİAŞ'ı bazı hükümlerden müstesna tutan bir düzenleme yapılmalıdır.**
- 32) Gerek dengeleme ve uzlaştırma hesaplarının basitleştirilmesi gerekse şebeke kayıpları için yapılan ilave üretimden kaynaklanan maliyetin, üretim şirketlerinin enerji maliyetlerinin bir parçası haline gelmesinin önlenmesi için iletimdeki **teknik kayıpların TEİAŞ tarafından satın alınması için gerekli yasal düzenleme yapılmalıdır.**
- 33) TEİAŞ bünyesindeki piyasa işletme fonksiyonunun yasal olarak ayrıştırılmasının, bu bağlamda da, TEİAŞ bünyesindeki Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi'nin ayrı bir tüzel kişilik olarak sistem dışına alınmasının ve bu oluşumun İMKB benzeri bir borsa yapılanması olarak tasarlanmasının gerektiği belirtilmiştir.
- 34) Dağıtım ve perakende satış faaliyetlerinin birlikte yürütülmesini gerektiren yapısal bir zorlama mevcut olmadığı gibi, birbirlerinden yasal bazda ayrıştırmaları, sağlıklı bir piyasa yapısının kurulmasına olumlu katkı sağlayacaktır.
- 35) **4628 sayılı Kanunda dağıtım şirketlerinin kuracakları üretim şirketlerinden serbest olmayan tüketiciler için yapacakları enerji alımlarının ülke ortalama satış fiyatı gibi bir tavan fiyatla sınırlanmaması gerekir. Bu kapsamdaki alımların piyasa koşullarına uygun olarak yapılabilmesi sağlanmalıdır.**
- 36) **4628 sayılı Kanunun, özel sektör toptan satış şirketlerine ilişkin hükümleri, toptan satış piyasasının ve bu piyasada rekabetin gelişebilmesi için yeniden düzenlenmelidir.**

37) Mevcut sözleşmelerin serbest piyasa üzerinde oluşturabilecekleri olumsuz etkileri ve yüklenen maliyetleri dengelemek üzere kurulmuş olan TETAŞ'ın, mevcut sözleşmeler yürürlükten kalktıktan çok sonra bile, serbest piyasa oluşumu önünde bir engel olarak kalmaya devam edeceği görülmektedir. Rekabete dayalı serbest bir piyasa oluşumunu engelleyen bu durumun önüne geçebilmek üzere, öncelikle serbest piyasa kuralları çalıştırılarak mevcut sözleşmelere dayalı üretim yapan üretim tesislerinin piyasalaştırılması sağlanmalıdır. Kurulacak yeni üretim tesislerine TETAŞ kanalıyla alım garantisi verilmesinden vazgeçilmelidir. Zira yatırımcılar açısından yegane garanti siyasi ve düzenleyici risklerden arındırılmış rekabetçi bir piyasa ortamıdır.

Mevcut sözleşmeler çerçevesinde üretilen elektrik enerjisi satış fiyatları, kredi geri dönüş sürelerinin tamamlanmasına bağlı olarak düşmüştür. Bu nedenle, TETAŞ'ın mevcut sözleşmeleri çerçevesinde faaliyet gösteren üretim tesislerinden satın aldığı elektrik enerjisi fiyatları ile EÜAŞ tarafından işletilen ve yapım maliyetleri EÜAŞ tarafından üstlenilmediği için kredi geri ödemesi ya da amortisman ve faiz gibi giderleri yansıtılmayan hidroelektrik üretim tesislerinin satış fiyatları ile paçalanmasına gerek kalmamıştır. Bu nedenle, 4628 sayılı Kanunun TETAŞ'a ilişkin hükümleri yeniden düzenlenmeli ve 2006 yılında 4628 sayılı Kanuna eklenen Geçici 10'uncu maddede yer alan geçiş dönemi sözleşmeleri ile ilgili uygulama gözden geçirilmelidir.

38) DSİ tarafından inşaatları tamamlanan yeni hidroelektrik santraller portföy üretim gruplarına dahil edilmeyerek, sırayla EÜAŞ bünyesine alınmıştır. Üretilen enerjinin TETAŞ'a satıldığı hidroelektrik santrallerin sayısının giderek artmakta olduğu, DSİ tarafından inşaatı tamamlanan her yeni santralin EÜAŞ bünyesine katılarak özelleştirme dışı tutulması için geçerli ya da makul herhangi bir gerekçe bulunmamaktadır.

DSİ tarafından tamamlanarak işletmeye alınan yeni hidroelektrik santralleri EÜAŞ yerine mevcut üretim portföylerine dağıtılmalıdır. Portföylerin özelleştirme programları kesinleşse dahi özelleştirmeler gerçekleşmeden önce, DSİ tarafından inşaatı sürdürülen ilgili hidroelektrik santrallerin tamamlanmalarını müteakip ilgili portföy üretim gruplarına dahil edilecekleri hususuna, özelleştirmeye ilişkin şartnamelerde yer verilmelidir. Ayrıca, üretim portföylerinin özelleştirmeleri ve üretim tesislerinin özel sektöre tamamen devrinden

sonra da, DSİ tarafından tamamlanarak EÜAŞ'a devredilen hidroelektrik santrallerin tek tek özelleştirilmeleri uygun olacaktır.

39) 4628 sayılı Kanunda elektrik piyasası için öngörülen yapı, bir dengeleme ve uzlaştırma mekanizması ile bütünlenen ikili anlaşmalar piyasasıdır. Ancak, perakende satış fiyatlarında uygulanan politikalar doğrultusunda, piyasanın temelini oluşturan ikili anlaşmalar hemen hemen uygulanamaz hale gelmiş ve sadece dengeleme ve uzlaştırma mekanizması uygulamalarına dayalı bir yapı ortaya çıkmıştır.

4628 sayılı Kanunda üretim faaliyetinin kapsamı yeniden tanımlanmalıdır. Üretim faaliyeti gösterenlere gün öncesi piyasadan alım yapabilme imkanı sağlanmalıdır. Bu piyasadan alım-satım yapabilecek lisanslı büyük tüketiciler de belirlenmelidir. Bahse konu kanun değişikliği paralelinde, Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinde de kapsamlı bir değişikliğe gidilerek gün-öncesi gibi piyasalara işlerlik kazandırılmalı ve saatlik uzlaştırmaya geçilmelidir.

40) Türkiye elektrik enerjisi üretiminin yaklaşık % 50'sini gerçekleştiren EÜAŞ'ın saatlik üretim programını saatlik talep tahminleri paralelinde vermemesinden ve elektrik enerjisinin fiyatlandırmasında ekonominin ve ilgili mevzuatın kurallarına uygun davranmamasından henüz başlangıç evresinde olan dengeleme piyasasındaki fiyatlar etkilenebilecektir. Zira mevcut yapıda EÜAŞ, kontrolündeki üretim tesislerinde üretilen elektrik enerjisi ile toplam ihtiyacın yaklaşık yarısını karşılayan ve kritik yük alma yük atma teklifleri verebilecek büyük kapasiteli hidroelektrik santrallara sahip tek piyasa katılımcısıdır. bu nedenle, dengeleme piyasası fiyatlarını yönlendirme olanağına sahip tek kuruluştur. Bu itibarla, piyasaya doğru fiyat sinyallerinin verilebilmesi için öncelikle, EÜAŞ'ın üretim maliyetleri ekonominin kuralları doğrultusunda ve tüm maliyetleri içerecek şekilde hesaplanmalıdır.

EÜAŞ çatısı altındaki portföy üretim grupları ivedilikle şirketleştirilmeli ve her biri bağımsız olarak özelleştirilebilecek portföy üretim şirketlerine dönüştürülmelidir. Oluşturulacak her bir portföy üretim şirketi özelleştirilinceye kadar, kendi yönetim kurulu kontrolünde ticari bir şirket olarak faaliyetine devam edecek şekilde yapılandırılmalıdır.

41) EÜAŞ'ın elektrik üretim maliyetlerinin doğru hesaplanmasına ek olarak, hidroelektrik santrallarda üretilen elektrik enerjisi satış fiyatının belirlenmesinde, depolanmış olan suyun alternatif maliyetinin de dikkate alınması gerekmektedir.

Bir başka ifadeyle, hidroelektrik santrallarda üretim yapılmadığı takdirde talebi karşılamak üzere devreye alınacak üretim tesisinin marjinal maliyetinin esas alınması gerekmektedir.

Ayrıca, depolanmış olan suyun en fazla fayda getireceği zamanda kullanılarak, fiyatının o andaki alternatif maliyetlere göre belirlenmesi de gerekmektedir. Bu amaçla hazırlanmış yazılımların EÜAŞ tarafından kullanılması ve talep edildiğinde depolamalı santrallardaki mevcut suyun en verimli şekilde kullanıldığının ve doğru bir şekilde fiyatlandırıldığının EPDK'ya belgelenmesi uygun olacaktır.

Bu itibarla, EÜAŞ santrallarının, emreamade kapasite göz önünde bulundurulmadan saatlik marjinal fiyatların olması gerekenden düşük tutulmasına yol açacak şekilde üretim programı verebilmesinin engellenmesi gerekmektedir.

Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği uygulamalarında yapılacak değişikliklerle saatli uzlaştırmaya geçilirken, dengeleme amaçlı talimatlar, verildikleri zamandan bağımsız olarak, dengeleme dışı amaçlı talimatlardan kesinlikle ayrılmalıdır.

Raporun ikinci bölümünde ulaşılan tespit ve değerlendirmeler ile bu kapsamda yapılan öneriler ise şu şekilde özetlenebilir:

- 1) EPDK tarafından verilen lisanslar kapsamındaki üretim tesislerinin yakından izlenmesinin arz güvenliği açısından taşıdığı öneme değinilmiştir. Bu çerçevede, lisans sahiplerinin sorumluluğuna bırakılmış olan diğer mevzuattan kaynaklanan yükümlülükler, lisans kapsamındaki tesisin ilerleme oranını gösteren en önemli kanıtlardır. Dolayısıyla, lisanslar tesis ilerleme durumunun yakından takip edilebilmesine izin verecek biçimde yapılandırılmalıdır. Bu kapsamda, belirli izin ve onayların alındığının belgelenmesi halinde, bir sonraki aşamaya geçiş izninin verilmesi daha doğru olacaktır.
- 2) Tam rekabet kurallarının işlediği bir elektrik piyasasında tüketicilerin ekonomik çıkarları da gözetilmiş olmakla birlikte, bu durumda dahi, bazı tüketicilerin asgari elektrik enerjisi ihtiyaçlarını karşılayacak mali yeterliliklerinin bulunmaması söz konusudur. Bu kapsamdaki Dünya uygulamalarına bakıldığında, söz konusu tüketiciler için 'düşük gelirli tüketicilerin korunması' başlığı altında yapılan bazı yasal düzenlemeler ile tüketici koruma programlarının uygulandığı görülmektedir.

Düşük gelirli tüketicilerin desteklenmesine ilişkin mali kaynak, nihai tüketici faturalarına ayrı bir kalem olarak yansıtılan 'sosyal katkı payı' yoluyla karşılanırken,

söz konusu katkı payının, aylık tüketilen enerji miktarına göre kWh başına bir birim bedel ile ya da aylık sabit bir ücret olarak tahsil edildiği görülmektedir. Benzer bir uygulamanın ülkemizde de başlatılmasının olumlu yöndeki sosyal etkilerinin yanısıra, kaçak elektrik kullanımının kayıt altına alınarak düşürülmesine katkı sağlayacaktır.

4628 sayılı Kanunda, 'düşük gelirli tüketicilere' ilişkin genel bir tanım yapılmalı ve bu tüketicilere 'doğrudan geri ödeme' yöntemi yerine, desteklemeye ilişkin usul ve esaslar, konuya ilişkin olarak alınacak bir Bakanlar Kurulu Kararına dayanarak çıkarılacak bir yönetmelikle düzenlenmelidir.

3) Son yıllarda giderek yaygınlaşan klima kullanımı, elektrik enerjisi tüketiminin ve sisteme verilen reaktif enerjinin bu dönemlerde artmasına neden olmaktadır. **Doğal gazla soğutma yapan klima kullanımının teşviki ve yaygınlaştırılması** için mevzuatta gerekli değişikliklerin yapılması gerekmektedir.

4) Gerek rekabete açık gerekse düzenlemeye tabi olarak elektrik piyasasında faaliyet gösteren lisans sahibi kamu tüzel kişilerinin, fon kaynak ve kullanımlarının, kamunun genel yatırım ve finansman programı çerçevesinde belirlenmeye devam etmesi, piyasaya yanlış fiyat sinyalleri verilmesine yol açarak aynı piyasada faaliyet gösteren özel sektör tüzel kişilerinin rekabet gücünü olumsuz etkilemektedir. Bu durum, rekabete dayalı bir elektrik piyasasının oluşumunu engellemektedir.

Aynı dönem dahilinde doğal gaz fiyatlarına yapılan zammın kümülatif oranı % 100'ü aşarken, elektrik enerjisi perakende satış fiyatları, Kasım 2002 Ocak 2008 tarihleri arasında 62 ay süreyle sabit tutulmuştur.

Piyasada 'güvenilir alıcı' konumunda olması gereken dağıtım şirketlerinin mali açıdan güçlü hale gelebilmeleri için özelleştirme uygulamaları çerçevesindeki ilk uygulama dönemi içerisinde enerji alım maliyetlerinde oluşan değişikliklerin satış fiyatlarına yansıtılacağı, gerekli tüm düzeltme bileşenlerinin uygulanacağı ve geçiş dönemi sonrasında perakende satış fiyatının belirlenmesinde, alım maliyetlerinin doğrudan yansıtılmasının esas olacağına ilişkin hükümler, 4628 sayılı Kanunla düzenlenmelidir.

5) Elektrik piyasasında referans fiyat olarak kullanabilecek fiyatlar olarak Elektrik Piyasası Endeksi (EPE), Türkiye Ortalama Toptan Satış Fiyatı (TORETOSAF), Sistem Marjinal Fiyatı, Sistem Dengesizlik Fiyatı, Ülke Ortalama Toptan Satış

Fiyatı ve dağıtım şirketlerinin ikili anlaşmalarla piyasadan satın alacakları elektrik enerjisinin fiyatı yer almaktadır.

Bu fiyatlardan, Ülke Ortalama Toptan Satış Fiyatı, EPE ve dağıtım şirketlerinin piyasadan satın alacakları enerji fiyatları konusundaki belirsizlikler sürmektedir.

Düzenlemeye tabi tarifelerdeki enflasyona bağlı değişimlerin TÜFE'ye bağlı olarak hesaplanması yerine, elektrik enerjisi sektöründeki mal ve hizmet fiyatlarındaki değişimleri esas alan, sektöre özgü bir fiyat endeksi ivedilikle oluşturulmalıdır.

- 6) 20 Dağıtım Şirketinin İlk Uygulama Dönemine İlişkin Gelir Düzenlemesi Hakkında Tebliğ'de, bir dağıtım şirketinin, perakende satış lisansı altında serbest olmayan tüketicilere Ortalama Perakende Enerji Satış Fiyatı Tavanını geçmeyecek bir fiyatla elektrik enerjisi satabileceği düzenlenmiştir. Bu fiyatın hesaplanmasında geçiş dönemi sözleşmelerinin fiyatları ile TORETOSAF temel alınmaktadır. Buna ek olarak, dağıtım şirketi tarafından ikili anlaşma yoluyla temin edilen enerjinin fiyatının da dikkate alınması yoluyla Kurumca belirleneceği ifade edilen dışarıdan alınan enerji alış fiyatı kullanılmaktadır. Ancak bununla birlikte, dışarıdan alınan enerjinin satış fiyatının nasıl belirleneceği ve nasıl güncelleneceğine ilişkin bir düzenleme henüz yapılmamıştır.

Söz konusu fiyat tavanı gerçekçi olarak belirlenmediği sürece, dağıtım şirketleri piyasadan ancak geçiş dönemi sözleşmelerinde yer alan fiyatlara ki bu fiyatlar gerçek elektrik enerjisi maliyetlerini yansıtmaktan uzaktır eşit veya daha düşük fiyatlarla elektrik enerjisi satın alabileceklerdir.

Dağıtım şirketlerinin dışarıdan aldığı enerji fiyat tavanının gerçekçi olarak belirlenmesine ve dışarıdan alınan enerjinin alım fiyatındaki değişikliklerin perakende satış fiyatlarına yansıtılmasına ilişkin düzenlemeler ivedi olarak yapılmalıdır.

- 7) YEK kapsamında satın alınacak elektrik enerjisi fiyatı ve miktarı, serbest olmayan tüketicilere yapılan satışa ilişkin düzenlemeye tabi tarifelerde bir girdi olacağından, tarife onaylarından önce fiyat ve miktarının bilinmesi gerekmektedir. Ayrıca, alıcılar tarafından TORETOSAF'a göre 55.5 Eurocent fiyat aralığına ilişkin dikkate alınacak referansın ne olacağı ve bu referans kapsamındaki değişmelerin nasıl yansıtılacağı da belirsizdir. Bunlara ek olarak, Kanun hükmünden yararlanmak istemeyen lisans sahipleri tarafından serbest piyasaya satış yapılması tercih edildiği takdirde, perakende satış lisansı sahiplerinin eksik kalan alım yükümlülüğünün nasıl ele alınacağı hususu da belirlenmek durumundadır.

YEK belgeli üretim tesisi lisans sahiplerinin tercih etmeleri halinde, tesislerinde ürettikleri elektrik enerjisini EPDK tarafından belirlenen bir önceki yıla ait ortalama sistem dengesizlik fiyatı üzerinden perakende satış şirketlerine satmaları önerilebilir. Referans alınan bu fiyatın 5.5 Eurocent'in altına düşmesi halinde perakende satış lisansı sahibi şirketlerin YEK belgeli üretimler için 5.5 Eurocent/kWh karşılığı bedel ödemelerini sağlamak üzere gerekli düzenlemeler yapılmalıdır.

- 8) EÜAŞ'ın termik üretim tesislerine ilişkin 2007 yılı üretim programlarının çok düşük emreamadelikler dikkate alınarak hazırlanmış olduğu; 2007 yılı için beklenen talep artışı karşısında bu tür bir programın öngörülmüş olmasının, termik santrallerin emreamadelik düzeylerinin güvenilir olmadığını gösterdiği değerlendirilmiştir.

Arz güvenliği sorunu karşısında, yakıt kalitesi ve kalite sürekliliğini sağlamak amacıyla hangi önlemlerin, hangi sürelerde gerçekçi olarak alınabileceğini saptamak üzere Bakanlık, TEİAŞ, EÜAŞ, BOTAŞ, TKİ ve TTK yetkililerinin bir araya gelerek, alınması gereken önlemleri belirlemesi ve alınan önlemlere ilişkin bir öncelik sıralaması yapılması gerekmektedir.

- 9) Rehabilitasyon uygulamalarındaki gecikme, sistem güvenliğini tehdit eder boyutlara ulaşmıştır. Özellikle bürokrasi ve finansman yetersizliği nedeniyle gecikmeli olarak ele alınmakta olan rehabilitasyonların hızlandırılması ve öngörülen takvimlere titizlikle uyulması gerekmektedir.

EÜAŞ santrallerinin, kullanılabilir kapasiteleri ve emreamadeliklerinin artırılması için özel sektöre devredilmeli, yakıt kaynağının izin verdiği durumlarda tesise yeni kapasite ilavesini içeren bir özelleştirme modeli ivedilikle uygulamaya konulmalıdır.

- 10) Fiziksel olarak arz talep dengesinin korunması, tüketimin referans alınması suretiyle üretimin buna göre ayarlanmasıyla ya da üretim referans alınarak tüketimin bu referansa göre şekillendirilmesiyle gerçekleştirilmektedir. İkinci yaklaşım talep tarafı yönetimini ifade etmekte olup, talep tarafı, kurulu kapasiteye göre yönetilmektedir.

Öncelikle iletim seviyesinden bağlı tüketicilerin gün öncesi piyasasına katılımlarını sağlayacak şekilde 4628 sayılı Kanunda ve bunun paralelinde Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinde değişikliğe gidilmesi gerekmektedir. Belirlenecek

bir takvim dahilinde uygulama diğer tüketicileri de kapsayacak şekilde yaygınlaştırılmalıdır.

- 11) Mevcut ve yeni yapılacak üretim tesislerinin yapım ve işletme maliyetlerinin düşürülmesi yönünde uygulanabilecek birçok teşvik mekanizması mevcuttur. Ancak, en etkili teşvik, üretim maliyetlerinin satış fiyatlarına yansıtılabildiği bir piyasa yapısının uygulanmasıdır.
- 12) 4628 sayılı Kanunda yan hizmetler anlaşmaları iletim sistemine bağlı olan üretim şirketleri, otoprodüktörler, otoprodüktör grupları, dağıtım şirketleri veya tüketiciler tarafından Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği uyarınca TEİAŞ'a sağlanacak yan hizmet bedellerini, koşullarını ve hükümlerini belirleyen anlaşmalar olarak tanımlanmış ve TEİAŞ'ın yapılan bahse konu yan hizmetler anlaşmaları ile yan hizmetleri satın alacağı ve sağlayacağı düzenlenmiştir. **Puant yükün karşılanması veya gerilim düşümü sorunlarının yaşandığı trafo merkezlerine yan hizmetler anlaşmaları kapsamında üretim tesisleri kurulması gerekmektedir. Bu durumda, oluşacak kapasite maliyeti sistem işletim fiyatına, üretim maliyeti ise, kullanım amacına göre, dengeleme sistemi veya sistem işletme bedeli kontrol edilemeyen giderlerine yansıtılmalıdır.**

Ayrıca;

- Halen sistemdeki en büyük ünite kurulu gücü olan 770 MW kurulu güce eşdeğer bir kapasitenin yedeklenebilmesi için TEİAŞ tarafından ticari yan hizmetler anlaşmaları çerçevesinde ihaleye çıkılmalı ve kurulacak olan tesislerin yeri TEİAŞ tarafından belirlenmelidir.
 - TEİAŞ, sistemde atıl olarak bekleyen kapasitenin emreamade kılınması için ticari yan hizmetler anlaşmaları kapsamında kapasite kiralama ihaleleri yapmalıdır. Bu yolla puant yük saatlerinde ya da üretim tesislerinin arıza durumlarında, ihtiyaç duyulan enerjiyi temin edebilmelidir.
- 13) Üretim tesisi ve iletim hatlarının yapılması sırasında alınacak izin ve onayları düzenleyen mevzuat bütünü, söz konusu yatırımları hızlandırmak üzere yeniden ele alınmalıdır.
 - 14) İnşaat öncesi dönemdeki sürelerin daha verimli kullanılabilmesi ve yatırımların hızlandırılması için 4342 sayılı Mera Kanunu ile 3194 sayılı

İmar Kanununun ilgili hükümlerinde, enerji amaçlı projeleri de kapsayacak şekilde düzenlemeye gidilmelidir.

- 15) 5084 sayılı Yatırımların ve İstihdamın Teşviki ile Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılması Hakkında Kanunun, OSB'ler içinde diğer tüzel kişiler tarafından yapılacak yeni üretim yatırımlarını zora soktuğu ve ayrımcılık içerebilecek uygulamalara zemin oluşturduğu değerlendirilmiştir.

5084 sayılı Kanunda, elektrik üretim tesislerinin kurulmasına yönelik bedelsiz arazi tahsislerinde OSB'lere tanınan ayrıcalıklar kaldırılmalıdır. Buna paralel olarak, 'Organize Sanayi Bölgelerinde Yer Alan Parsellerin Gerçek veya Tüzel Kişilere Bedelsiz Tahsisine İlişkin Yönetmelik'in 4628 sayılı Kanunla çelişen hükümleri yeniden düzenlenmelidir.

- 16) Proje onayı ve tesis kabulü ile baraj güvenliği (dam safety) ve buna ilişkin proje onayı ile kontrollük hizmetleri düzenlenmelidir.

Proje onayı ve kabul işlemleri halen Bakanlık ve/veya Bakanlık tarafından yetkilendirilen kamu kurum ve kuruluşları tarafından yerine getirilmektedir. Bunun yerine, yapılacak bir yasal düzenleme yoluyla EPDK'nın bağımsız teknik denetim şirketlerine söz konusu işlemleri yaptırabilmesi sağlanmalıdır.

- 17) Alınan son başvurular ile EPDK'da değerlendirilmeyi bekleyen rüzgar enerjisine dayalı çok büyük bir sayıda başvuru bulunmakta ve bu başvuruların büyük bir çoğunluğunun, aynı bölge ve aynı kaynak kapsamında olarak, aynı trafo merkezlerini ilgilendirdiği tahmin edilmektedir.

Diğer taraftan, EPDK'nın çıkaracağı bir mevzuat yoluyla birden fazla tüzel kişi arasında seçim yapabilme olanağının ise son derece kısıtlı olduğu düşünülmektedir.

Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi kurmak üzere yapılmış veya yapılacak lisans başvuruları kapsamında, birden fazla tüzel kişinin aynı bölge ve/veya aynı trafo merkezi için başvuruda bulunması ve EPDK tarafından yapılan inceleme ve değerlendirme sonucunda da lisans almak için gerekli koşulları sağlayan birden fazla tüzel kişinin olması durumunda, lisans alabilecek tüzel kişinin, TEİAŞ tarafından azami bağlantı kapasitesinin bildirilmesini takiben EPDK tarafından düzenlenecek ihale yoluyla belirlenmesi için 4628 sayılı Kanunda gerekli değişiklikler yapılmalıdır.

18) İthal kaynaklarda dışa bağımlılığının yüksek seyrettiği ülkelerde, beklenmeyen dışsal etkenler nedeniyle genellikle belirli bir süreyle sınırlı olmak üzere arz güvenliğini tehdit eder boyutta kriz dönemlerinin yaşanması kaçınılmazdır. Bu gibi durumlarda, kritik noktalara tesis edilmiş ikincil yakıtlı üretim tesislerin varlığı ve bu tesislerin emreamade olması, bu kritik sürecin olumsuz etkilerinin asgariye indirilmesinde katkı sağlamaktadır.

19) Emisyon ticaretine, Kyoto Protokolünü imzalamadan dâhil olmak için yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinin belirli standartlara uygun biçimde projelendirilip inşa edilmesi gerekmektedir. Diğer taraftan, emisyon ticareti ülkeler arasında olabileceği gibi, işletmeler arasında da yapılabilmektedir.

Hava Kalitesinin Korunmasına ilişkin mevcut düzenlemelere göre ceza uygulamasını içeren bir mekanizmanın yerine, ulusal standartların üzerinde kirlilik yaratan işletmelerin temiz enerji üreten santrallerden ticarete konu edilebilir emisyon izni satın almak suretiyle yükümlülüklerini karşılama yoluna gitmelerini sağlayacak bir mekanizma kurulmalıdır.

20) Elektrik piyasasında sistem kullanım anlaşması, bağlantı anlaşması, lisans başvurusu, Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği kapsamındaki uygulamalar, enerji alım anlaşmaları gibi hemen her türlü işlem için teminat verilmesi gerektirmektedir. Bu teminatlar da doğal olarak piyasa katılımcıları üzerinde mali bir yük oluşturmakta dolayısıyla da elektrik enerjisi maliyetlerini artırmaktadır.

Elektrik piyasasında talep edilen teminatların her bir anlaşma veya sözleşme için ayrı ayrı verilmesi yerine, tüm talepleri tek bir kaynaktan karşılamak üzere, verilen teminatların toplamından daha düşük bir miktarın, ortak bir teminat mekanizmasında tutulması için gerekli olan düzenlemeler yapılmalıdır.

21) 3093 sayılı TRT gelirleri Kanununun 4'üncü maddesinin (c) bendi uyarınca her yıl, nihai tüketiciye satılan enerjiden elde edilen gayri safi satış hasılatının (katma değer vergisi hariç, tüm fon, vergi ve paylar dahil) % 2'si tutarındaki payın, Türkiye Radyo Televizyon Kurumuna intikal ettirilmesi gerekmektedir.

Elektrik enerjisi satışından elde edilen gelirden TRT'ye pay aktarılması şeklindeki uygulamaya kesinlikle son verilmelidir.

22) Komşu ülkelerle oluşturulmuş güçlü enterkoneksiyonların varlığı, talepteki değişime bağlı olarak arzda bir daralma olduğunda ithalat veya enerji fazlası durumunda ihracat yapılabilmesine olanak tanıyarak, gerek arz güvenliği açısından gerekse yatırımların rasyonel bir şekilde değerlendirilmesi bakımından esneklik sağlamaktadır. Bunun farklı üretim kaynaklarının birbirleriyle uyumlu bir sistem dahilinde işletilebilmesine imkan tanıyan entegre bir iletim sistemi altyapısının varlığı, aynı zamanda kaynak optimizasyonu yapılmasına da olanak vererek arz güvenliğine katkı sağlayacaktır.

Bölgesel entegrasyonlar kapsamında ülkemiz açısından alternatif oluşturan çok sayıda proje bulunmaktadır. Ayrıca, UCTE kapsamında AB ile entegrasyon sağlanması ve diğer komşu ülkelerle enerji ticaretinin gelişmesine imkan tanıyacak bağlantıların yapılması da önem taşımaktadır. Söz konusu bağlantıların belirli bir öncelik sıralaması yapılmak ve UCTE şartlarına uygunluğun da tesis edilmesini sağlayacak şekilde çift yönlü DC bağlantılar tesis edilmek suretiyle güçlendirilmesi uygun olacaktır.

23) EPDK'nın, kendisine kanunlarla verilen görev ve sorumlulukların gereğini piyasa ihtiyaçlarını karşılayacak şekilde yerine getirebilmesi için piyasa katılımcılarının düzenleme süreçlerine daha etkin ve aktif olarak katılımını sağlamak üzere usul ve esasları yasal zeminde oluşturulmuş bir yönetim mekanizmasına ihtiyaç duyulmaktadır.

Bununla birlikte, ikincil mevzuata ilişkin bu güncellemeler, mevcut yapıda piyasa katılımcılarının görüşlerinin tartışılarak mutabakata bağlandığı bir 'yönetişim mekanizması' yoluyla değil, EPDK tarafından taslak mevzuat metinlerinin kamuoyu görüşüne açılması suretiyle gerçekleştirilmektedir.

Düzenleyici risklerin asgari düzeye indirilebilmesini sağlamak üzere, çerçevesi mevzuatla açık ve net bir şekilde çizilmiş olan şeffaf bir güncelleme usulüne gereksinim duyulmaktadır. Piyasalarda yönetim mekanizmalarının tesisine yönelik bir yapının kurulabilmesi için 4628 sayılı Kanunda yasal bir dayanak oluşturulmalıdır.

Raporun son bölümünde, ilk iki bölümde yer alan tespit ve değerlendirmeler çerçevesinde yapılan öneriler özetlenmiştir.

Bahse konu tespit ve değerlendirmeler göstermektedir ki, Türkiye elektrik enerjisi piyasasındaki bazı temel sorunlar, 'sürdürülebilirlik' bağlamında stratejik bir yaklaşım sergilenememesinden kaynaklanmaktadır. Geçiş dönemi olarak nitelendirilen dönem 7 yılı geçmiştir ve bahse konu dönemin uzama ihtimalinin de giderek kuvvetlenmektedir. Ayrıca bu dönemde esasa yönelik konularda ciddi ilerlemelerin de sağlanamamış olması, bu durumu doğrular niteliktedir.

Bu noktada, er ya da geç anlaşılacağına inanılan husus, sadece elektrik enerjisi sektörü ile de sınırlı olmaksızın, eşit taraflar arasında ayırım gözetmeyen, adil, şeffaf ve gerçek maliyetlerin fiyatlara yansıtılmasına dayalı bir piyasa yapısı oluşturulamadığı sürece, ne sürdürülebilirliğin sağlanması, ne de geleceğe güvenle bakılabilmesinin imkan dahilinde olmadığıdır.

B Ö L Ü M

GİRİŞ

1. GİRİŞ

Türkiye, 2000'li yıllarla birlikte, başta enerji, bankacılık ve telekomünikasyon sektörleri olmak üzere ekonomiyi yakından ilgilendiren birçok sektörde kapsamlı yeniden yapılanma programlarını uygulamaya koymuştur.

Bu sektörler içerisinde yer alan Türkiye enerji sektörü esasen 1984 yılından itibaren silsileli bir yeniden yapılanma süreci, bir başka ifadeyle, sürekli bir arayış içerisinde. Sadece enerji arz güvenliği ve/veya tüketicilere yansıyan fiyatlar bağlamında ülke gündeminde ön sıraları teşkil edebilen enerji sektöründeki bu arayışların yegâne tartışma zemini bulabildiği dönemler de, bu yeniden yapılanma dönemleri olmaktadır.

Bu kapsamda, 80'li ve 90'lı yıllarda yürürlüğe konulan yeniden yapılanma çabalarının, idari ve hukuki kısıtlamalar nedeniyle sadece piyasaya giriş için rekabeti öngören ve buna göre de özel sektörün enerji sektörüne katılımını büyük ölçüde imtiyaz hukuku çerçevesinde şekillendirilmiş finansman modellerine dayandıran bir yaklaşımı içerdiği görülmektedir. Diğer taraftan, tekdüzelik içerisinde 'koşullu yükümlülükler' yaratan bu sürecin sürdürülebilir olmadığı, sadece Türkiye ile sınırlı olmaksızın, 90'lı yıllarda serbest piyasa ekonomisine sert girişler yapan tüm Doğu Avrupa ülkelerinde de görülmüştür.

Ülkelerin ekonomik gelişmelerinin sürdürülebilmesi ve çağdaş yaşam standartlarının sağlanabilmesi için vazgeçilemez bir kaynak niteliğinde olan enerjinin sürekli ve güvenli olarak arz edilmesinin yanı sıra, düşük maliyetli olarak arz edilmesi de büyük önem taşımaktadır. Zira enerji, girdi maliyetleri içerisinde önemli bir yer tuttuğundan, ülkelerin uluslararası rekabet gücünü belirleyen faktörlerin de en önemlilerinden biridir.

Bu nedenle, enerji sektörüne ilişkin politikaların, ekonomi politikaları ile paralellik içerisinde yürütülmesi ve oluşturulan politikanın da 'sürdürülebilirlik' açısından biteviye sorgulanması gerekmektedir. 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanununa (4628 sayılı Kanun) giden yol da, bu bakış açısıyla ele alındığında daha iyi anlaşılabilir.

Yasalaşması sırasında mevcut olan şartlar ve AB hedefi bir kenara bırakılacak olsa bile, serbest piyasa ekonomisi kurallarına uygun olmak şartıyla, 4628 sayılı Kanunun yerine koyulabilecek çok fazla bir seçeneğin bulunmadığı da ortadadır.

4628 sayılı Kanunu, elektrik enerjisi sektörüne yönelik olarak daha önce yürürlüğe giren yasal düzenlemelerden farklı tutan özelliklerden en kayda değer olanları, 'özel nitelikli ve çerçeve bir Kanun' özelliği taşıması ve uygulanmasının, önemli ölçüde teknik altyapıdaki gelişmelere dayalı olmasıdır.

Diğer bir ifadeyle, 4628 sayılı Kanun, elektrik enerjisi sektörüne özgü olarak reform nitelikli düzenlemeler getiren ve düzenleyici kuruma, ölçme-iletişim-kontrol altyapısının da gelişmesine paralel olarak, rekabetin tesisine giden yolda geniş bir düzenleme alanı oluşturan çerçeve bir Kanundur.

Bu çerçevenin mükemmel bir çerçeve olduğunu iddia edebilmek nasıl mümkün değil ise, 4628 sayılı Kanunu ortaya çıkaran tüm şartları nesnellik içerisinde irdelemeden ve bütünsellik gözetilmeden yapılan kanun değişiklikleri ile başarı sağlanabilmesinin de mümkün olmadığı düşünülmektedir.

Sonuç olarak, 4628 sayılı Kanunun yürürlüğe girmesinin üzerinden geçen 7 yıldan sonra gelinen noktada, yeniden yapılanma sürecinde arzu edilen ölçüde başarı sağlandığını söyleyebilmek mümkün değildir. 4628 sayılı Kanun ile ortaya konulan yeniden yapılanma çerçevesinin bütünleyici unsuru olan üretim ve dağıtım sektörlerine ilişkin özelleştirmeler yapılamadığı gibi, gerçek maliyetlere dayalı rekabetçi, şeffaf ve sürdürülebilir bir piyasa yapısı da henüz oluşturulamamıştır.

K I S I M

SERBESTLEŞME VE
ÖZELLEŞTİRME SÜRECİ

B Ö L Ü M
2

TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ
SEKTÖRÜNDE
SERBESTLEŞME SÜRECİ

KISIM I. SERBESTLEŞME VE ÖZELLEŞTİRME SÜRECİ

2. TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNDE SERBESTLEŞME SÜRECİ

Türkiye elektrik enerjisi sektörü, neredeyse başlangıçtan itibaren sürekli tartışmaların odağında kalmış ve yüz yıllık zaman dilimi içerisinde gel-git tarzında ortaya çıkan arayışlara bağlı olarak önemli yapısal dönüşümler yaşamıştır.

Cumhuriyetin ilk yıllarında elektrik üretimi, 2025 sayılı "Menafii Umumiyyeye Müteallik İmtiyazat Hakkında Kanun" çerçevesinde ve genellikle yabancı özel şirketler tarafından yapılmakta iken, 1930 yılında Belediyeler Kanununun yayınlanmasını takiben belediyelere, belediye sınırları içerisinde elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticareti yetkisi verilmiştir. Zaman içerisinde imtiyaz süreleri biten yabancı özel şirketlerin elektrik tesisleri de ya belediyelere devredilmiş ya da imtiyaz süreleri dolmadan belediyeler tarafından satın alınmıştır. Bu arada, ileride İller Bankası adını alacak olan Belediyeler Bankası da 1933 yılında kurulmuştur.

1935 yılına gelindiğinde ise, peş peşe 3 kamu kurumu teşkilatlandırılmıştır. Ülkemizin yeraltı doğal kaynaklarını araştırmak üzere 22 Haziran tarihinde Maden Tetkik ve Arama Enstitüsü (MTA), ülkemiz hidroelektrik potansiyelini belirlemek ve enerji projelerini hazırlamak üzere 24 Haziran tarihinde Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE) ve maden ve/veya enerji üretim tesislerini kurmak ve işletmek üzere 14 Haziran tarihinde de Etibank kurulmuştur. 1935 yılından itibaren başlayan bu dönem, imtiyazlı tekellerin kaldırılmaya başlandığı ve yabancı ortaklıkların hisseleri satın alınmak suretiyle elektrik, tramvay, havagazı ve su gibi işletmelerin millileştirildiği bir dönem olarak tarihe geçmiştir.

1950 yılından sonra ise akış tekrar tersine dönmüş ve enerji sektöründe yeniden imtiyazlı şirketler kurulmaya başlanmış birçok belediyenin yetkileri de, bu imtiyazlı şirketlere devredilmiştir. Bu dönem de, inişli çıkışlı olarak 1970 yılına kadar devam etmiş ve bu arada 1963 yılı Aralık ayında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı kurulmuştur.

1970 yılına gelindiğinde, yeniden devletçi bir yaklaşım ön plana çıkmış ve elektrik üretimi, iletimi ile dağıtımını tek elden yürütmek üzere Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur. TEK'in kurulması ile birlikte ilk etapta Etibank, İller Bankası ve DSİ gibi kamu kuruluşlarının elindeki santraller ve şebekeler TEK'e devredilirken, şehir şebekeleri belediyelerin, şehir şebekelerinin tesisi ise İller Bankası'nın yetkisinde

kalmıştır. Bununla birlikte, 1982 yılında yürürlüğe giren 2705 sayılı Kanun ile belediyeler ve İller Bankası'nın şebekelerle ilgili tüm faaliyetlerine son verilmiş ve bu tesisler de TEK'e devredilmiştir.

80'lerin ortalarına gelindiğinde ise, 19 Aralık 1984 tarihinde yürürlüğe giren 3096 sayılı Kanun, TEK dışındaki yerli ve yabancı özel sektör kuruluşlarının da elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticareti ile iştigal edebilmesinin yolunu tekrar açmıştır. 3096 sayılı Kanun esasen, daha önce imtiyaz hukuku çerçevesinde yapılmakta olan faaliyetlerin, kendilerine Bakanlar Kurulu tarafından görev verilen görevli şirketler tarafından özel hukuk hükümlerine göre yapılmasını öngörmüştür.

Ancak bununla birlikte, bu çerçevedeki sözleşmelerin imza edilmesinden çok sonra, Anayasa Mahkemesinin 1995 yılında almış olduğu 1995/23 sayılı kararda, yapılan tüm sözleşmelerin imtiyaz sözleşmeleri olarak addedilmesi gerektiği ve bu çerçevede de ancak Danıştay tarafından onaylandıktan sonra yürürlüğe girebilecekleri kararına varılmıştır.

Anayasa Mahkemesinin bu önemli kararı, 3096 sayılı Kanunun temel felsefesini boşa çıkarırken, imtiyaz hukukunu da yeniden ülkemiz gündemine taşımıştır.

4628 sayılı Kanunun yürürlüğe girdiği tarihte Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (Bakanlık) tarafından 3096 sayılı TEAŞ ve TEDAŞ Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında Kanun (3096 sayılı Kanun) çerçevesinde uzun dönemli, alım ve fiyat garantili enerji alım anlaşmaları kapsamında kamu ödeme yükümlülüklerini güvence altına alan Hazine garantilerine dayalı olarak imza ya da parafe edilmiş veya çeşitli proje geliştirme aşamalarında Bakanlığın proje portföyüne alınmış çok sayıda proje bulunmaktaydı. Bu projelerin tümünün, 3096 sayılı Kanunla öngörülen model kapsamında gerçekleştirilebilmesi ise imkan dahilinde değildi.

Bu dönemde Bakanlığın, anılan devasa proje portföyü ile ilgili yaklaşımı: “projeler finans pazarında elensin” şeklinde gelişmiştir. Ancak şu veya bu şekilde işlem tesis edilmiş projelerin tümünün birden finans pazarına yığılması ile birlikte yükselen para maliyeti nedeniyle, yapılan Anayasa değişikliği ile getirilen uluslararası tahkim ve risk olayları gibi müesseselere rağmen, hemen hiçbir proje finansman temin edememiştir.

Diğer taraftan, bir an için tüm projelerin finansman temin ettiği varsayılsa bile, ülkemiz Hazinesi'nin toplam olarak oluşan bu koşullu yükümlülüklerin altından kalkabilmesinin mümkün olmadığı tartışmasızdır.

Bu noktada: “3096 sayılı Kanun daha iyi uygulansaydı, piyasaya girişte rekabeti öngören kanun modeli, rekabete dayalı ihalelerle daha şeffaf olarak yapılandırılıyaydı, uzun dönemli ve sabit fiyatlı anlaşmalar yerine kredi geri dönüş süreleriyle sınırlandırılmış ve fiyat esnekliği içeren enerji alım anlaşmaları imzalınsaydı, devreye girecek projeler ve devreye giriş tarihleri ilgili tüm kurum ve kuruluşların mutabakatıyla seçilebilseydi ve de Fon (Elektrik Enerjisi Fonu) sisteminin finansörler açısından itibar görmesi sağlanıp sistem çalıştırılabilseydi de, Hazine garantilerine ihtiyaç duyulmasaydı; 4628 sayılı Kanun yine de çıkabilir miydi?” diye sorulabilir.

Bu sorunun yanıtı sadece, “sürdürülebilirlik” sorgusu ile verilebilmektedir.

3096 sayılı Kanun kapsamındaki uygulamada, yukarıdaki koşullar sağlansa bile değişmeyen husus, yatırım ve işletme dönemindeki maliyet artışlarından ve/veya arz fazlasından kaynaklanacak risklerin tümüyle, tek alıcı konumundaki kamunun, dolayısıyla da Hazine'nin üzerinde kalacak olmasıdır. Böyle bir yapının ise sürdürülebilir olması mümkün değildir.

Diğer taraftan, anılan uygulamanın yapıldığı dönemde ölkemize uluslararası çeşitli kredi kuruluşlarınca verilen kredi notları itibarıyla 3096 sayılı Kanun kapsamındaki proje portföyünün, gereken yabancı sermaye yatırımını çekebilmesi de mümkün değildi. Bahse konu yabancı sermaye yatırımlarının sağlanması mümkün olsa dahi şartları asla göğüslenebilir veya tercih edilebilir olmayacaktı.

Bununla birlikte, Türkiye'nin genel idari yapılanması ile bu yapılanmayı çerçeveleyen alışagelmış yaklaşımlar, 1997 yılında başlayan çalışmaların zaman içerisinde ivmelenerek hızlanmasına izin vermemiştir. Bunun temel nedeni ise, ikame edilemez bir kaynak olan elektrik enerjisinin üretiminden tüketimine kadar olan tüm süreçlerin, hiçbir ayrıştırmaya ya da sınıflamaya tabi tutulmaksızın, genel kalıplar içerisinde ve kamu hizmeti gördürme usulleri çerçevesinde kamu tarafından yerine getirilmesi gereken bir kamu hizmeti olarak görölmeye alışılmış olmasıdır.

Nitekim serbest bir elektrik piyasasının teşkil edilmesine ilişkin olarak hazırlanan kanun tasarısı taslaklarında en zorlayıcı husus, mevcut yapı ile öngörölen yeni yapı arasında olabildiğince sorunsuz bir geçişin ne şekilde sağlanacağı olmuştur.

Sadece bu yaklaşımla sınırlı olmaksızın, geçmiş dönemden devralınan mevcut sözleşmelerin de varlığı, yeni piyasa yapısı için bir 'geçiş dönemi' uygulamasını zorunlu kılmıştır. Bu dönemde ise, hem kamu hem de özel sektörün birlikte faaliyet göstereceği bir piyasa yapısının olabildiğince sorunsuz olarak tasarlanabilmesi önem kazanmıştır.

2.1 Ekonomik Krizin Etkileri

1981 - 2000 yılları arasında yılda ortalama % 8.7 olan elektrik enerjisi talep artış oranı 2001 yılında yaşanan ekonomik kriz ile birlikte, % -1.1'e inmiştir. 2002 yılında ise beklenmeyen ölçüde ve negatif seviyede gerçekleşmiş olan 2001 yılı talebine göre ancak % 4.4 seviyesinde bir artış gerçekleşmiştir.

Yapılan tüm tahminleri altüst eden bu durum, yaklaşık 19 milyar kWh düzeyinde ilave bir yedek kapasite oluşmasına yol açmıştır. 2002 ve 2003 yıllarında devreye giren Yap İşlet santralleri üretimleri ile bu durumun etkileri, diğer sektörlerle doğru yayılarak daha da derinleşmiştir.

Bu noktada, al ya da öde şeklindeki mevcut sözleşmeler kapsamında olan santrallerin üretimlerine herhangi bir sınırlama getirilemediğinden, kömür ve doğal gaz yakıtlı EÜAŞ santrallerinin üretimlerinde kısıntıya gidilmiştir. Diğer taraftan, fiyatların da sabit tutulması amacıyla hidroelektrik üretime ağırlık verilmiştir. Ancak, barajlı santrallerin rezervuarlarındaki suyun fırsat maliyeti dikkate alınmamıştır. Fiyatların sabit tutulmasına odaklanmış bu yaklaşımın devam ettirilmesi ise serbest piyasa oluşumunu sekteye uğratmıştır.

Bugün gelinen nokta itibarıyla, bu tercihin yanlışlığı daha açık bir şekilde görülmektedir. Bugün gelinen nokta itibarıyla, bu tercihin yanlışlığı daha açık bir şekilde görülmektedir. Serbest piyasa oluşumunun sekteye uğratılması yerine, kamunun elindeki arz fazlasının serbest piyasa oluşumuna da katkı sağlayacak şekilde değerlendirilebileceği bir başka çıkış yolu aranabilirdi. Örneğin, söz konusu dönemde çalıştırılmayan ya da çok düşük kapasitelerde çalıştırılan santrallerin rehabilitasyonları kolaylıkla gerçekleştirilebilirdi. Üretim ve dağıtım özelleştirmeleri tamamlanabilir, özellikle üretim özelleştirmeleri kapsamına santral rehabilitasyonları da dahil edilebilirdi.

Buna ek olarak, TETAŞ uhdesindeki fazla kapasite, düzenlemeye tabi ikili anlaşmalar kapsamında kapasite satışı ya da kiralaması yoluyla piyasaya sunulabilirdi. Zira Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından yapılan düzenlemeler buna imkan tanımaktaydı.

Ancak bu yöntemlerin hiçbiri gereğince tartışılmamış ve sonuç itibarıyla denenmemiştir. Kamunun üretimden ticarete kadar olan zincirdeki ağırlığının devam etmesi ve ekonomik krizin etkilerinin elektrik enerjisi sektöründeki serbestleşme

sürecine yansıtılması yeğlenmiştir. Böylece, 2001 yılında yaşanan ekonomik krizin yol açtığı yedek kapasitenin sunduğu fırsattan da yararlanılamamıştır.

Serbest piyasa mantığıyla uyumlu olmayan bu davranış biçiminin sürdürülmesi sonucunda gelinen durumun arz güvenliği gibi kritik bir soruna yol açması, bundan sonra izlenecek yolu da, başlangıçtaki şartlara nazaran daha karmaşık ve daha zor bir hale getirmiştir.

Kısa dönemli kazanımlar adına, sürdürülebilirlik kavramı ile bağdaşmayan yaklaşımlar benimsenmemelidir.

B Ö L Ü M

AB'DE SERBESTLEŞME SÜRECİ VE
TÜRKİYE'NİN UYUMU

3. AB'DE SERBESTLEŞME SÜRECİ VE TÜRKİYE'NİN UYUMU

3.1 AB Elektrik Direktifi

4628 sayılı Kanunun yürürlüğe girmesindeki etkenler, esas itibarıyla yukarıda çerçeve içine alınan şartlardan kaynaklanmıştır. Ancak bununla birlikte, 4628 sayılı Kanunun temel başlangıç noktası ve esin kaynağının, 1996 tarihli Avrupa Birliği (AB) Elektrik Direktifi çerçevesinde AB müktesebatına uyum hedefi olduğunu da vurgulamak gerekir.

Bilindiği üzere, 19 Şubat 1996 tarihinde yayımlanan AB Elektrik Direktifi, elektrik enerjisi sektöründe rekabetin adil ve şeffaf bir şekilde gelişebileceği asgari şartları sıralarken, AB bütününde tek bir iç elektrik piyasası kurulmasının da temellerini atmıştır. Diğer taraftan, elektrik piyasasını takiben, AB üyesi ülkelerde doğal gaz piyasalarına yönelik olarak hazırlanan AB Doğal Gaz Direktifi ise 1998 yılında çıkarılmıştır.

Bu çerçevede, faaliyetlerinin birbirinden ayrıştırılması, piyasada faaliyet gösterilmesine lisans verme yoluyla oluşturulan yetkilendirme yöntemiyle izin verilmesi, lisans verilmesine ilişkin prosedürlerin eşit taraflar arasında ayırım gözetmeyen şeffaf usullere dayandırılması, tanımlanan limitleri karşılayan tüketicilerinin elektrik enerjisi alımlarında tedarikçilerini seçme serbestisine sahip olmaları ve tüm kullanıcıların elektrik şebekelerine ayırım gözetmeksizin erişiminin güvence altına alınması, çok önemli açılımlar olarak tarihteki yerini almıştır.

Diğer Avrupa ülkeleri için olduğu kadar, tam üyelik hedefini muhafaza eden Türkiye açısından da belirleyici olan AB Elektrik ve Doğal Gaz Direktiflerinin öngörüleri, Türkiye enerji sektöründe de yeni bir yeniden yapılanma arayışını ortaya çıkarmış ve Bakanlık 1997 yılı başlarından itibaren AB Direktifleri doğrultusundaki yeniden yapılanma çalışmalarını başlatmıştır.

AB Elektrik Direktifi paralelinde Avrupa Birliği normlarına uygun olarak tasarlanmış ve piyasa içi rekabeti öngören yeniden yapılanma çalışmaları, 2001 yılında 4628 sayılı Kanununun, yürürlüğe girmesi ile birlikte yasal bir zemine kavuşmuştur. Bu yasal çerçevenin AB Elektrik Direktifine uygunluğu, birkaç küçük detay dışında Avrupa Birliği Komisyonu tarafından da teyit edilmiştir.

Bu noktada, 4628 sayılı Kanunun temel hareket noktası ve esin kaynağı olan AB'nin durumuna bakıldığında da, başlangıçta öngörülen hedeflere arzu edilen ölçüde ulaşılabildiğini söyleyebilmek güçtür.

İngiltere örneğini takip ederek, enerji sektöründe tek pazarı —artık günümüzde tek kanunu ve tek düzenleyici kurumu- savunan AB'nin kendi içinde ne denli tutarlı kalabildiği ciddi bir soru işaretidir. Her ne kadar başta Avrupa Komisyonu olmak üzere ilgili AB organlarının daha çok serbestleşme ve daha çok rekabet yönünde tutarlı bir çizgi izlemeye gayret gösterdiği söylenebilirse de, kurucu ülkeler olan Fransa ve Almanya'nın dikey entegrasyon ve yasal ayrıştırma konularında sergiledikleri tutum, soru işaretleri oluşturacak ölçüde tutarsızdır.

AB genelinde, 2007 Temmuz ayı itibarıyla tüm piyasa serbestleştirilmiş olduğu halde, perakende satışta rekabetin arzu edilen ölçüde gelişmemiş olması nedeniyle, tedarikçi değiştirme oranları son derece düşük düzeyde seyretmektedir.

Toptan satış piyasaları da düşük likidite oranlarına sahiptir ve henüz itimat telkin edici düzeylere de ulaşamamıştır.

Düzenleyici kurumların görev alanları, yetki ve sorumlulukları ülkeden ülkeye büyük bir değişim göstermekte, ülkelerin enerji sektöründeki öncelikli gündemleri de birbiriyle örtüşmemektedir.

Ancak, AB ülkelerinde yukarıda değinilen sorunlar yaşanıyor olsa da, ülkemizde olduğu gibi, gerçek maliyetlerin fiyatlara yansıtılmaması gibi bir uygulama da söz konusu olmamıştır.

Son yıllarda AB ortalama elektrik enerjisi satış fiyatlarında görülen artışlar, maliyetlerin yansıtılması uygulamasının kararlılıkla yürütüldüğünün açık bir kanıtıdır. Zira gerçek maliyetlerin fiyatlara yansıtılmadığı bir piyasanın sürdürülebilir olmadığı, tartışmasız olarak kabul görmüş bir gerçektir.

3.2 AB Elektrik Direktifine Türkiye'nin Uyum: AB İlerleme Raporları ve Somut Hedefler

6 Kasım 2007 tarihli İlerleme Raporu dahil olmak üzere, bugüne kadar yayımlanan AB İlerleme Raporlarında elektrik enerjisi sektörüne ilişkin olarak vurgulanan hususların neler olduğuna bakıldığında, genel olarak aşağıdaki tespit ve eleştirilerin yapıldığı görülmektedir:

- Elektrik piyasasına yönelik yasalar ve yönetmeliklerin AB mevzuatı ile büyük ölçüde uyumlu olmasına rağmen, etkin işleyen ve rekabetçi piyasalar halen tesis edilememiştir.
- Düzenleyici çerçevenin mevcut olmasına rağmen, başta enerji sektörü olmak üzere, temel sektörlerin serbestleştirilmesi ilerlememektedir.
- Uzun dönemli enerji alım anlaşmaları sorununun çözümlenememiş olmasına bağlı olarak kamu ticaret şirketinin toptan satış piyasasındaki hakim durum düzeltilenmemektedir.
- Doğal gaz fiyatlarının artmasına rağmen elektrik fiyatlarının sabit tutulmaya çalışılmaktadır.
- Elektrik fiyat tarifeleri maliyetleri yansıtmamakta ve çapraz sübvansiyonlar devam etmektedir.
- Dağıtım seviyesindeki yüksek kayıp ve kaçak oranları düşürülemediği, kamu dağıtım şirketlerinin tahsilat sorunları çözümlenememiş ve dağıtım özelleştirmeleri ertelenmiştir.
- Kamu kurumlarının ve yerel yönetimlerin birbirlerine olan borçlarını (elektrik/su/gaz faturaları) ödememeleri nedeniyle oluşan borç sarmalı büyümeye devam etmektedir.
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji arzındaki payı konusunda geleceğe ilişkin somut ulusal hedefler henüz belirlenmemiştir.
- Çıkarılan Enerji Verimliliği Kanunu olumlu olmakla birlikte, Kanun kapsamında somut ulusal hedefler belirlenmemiştir ve Kanunun atıktan yüksek verimlilikle enerji üretiminin artırılmasına ilişkin hükümleri Topluluk müktesebatı ile uyumlu değildir.
- Daha etkin bir düzenleme ve denetim yapabilmesinin sağlanması için düzenleyici kurumun bağımsızlığı ve idari kapasitesinin güçlendirilmesi ihtiyacı karşılanmamıştır.

AB İlerleme Raporlarında yer alan hususlar birlikte değerlendirildiğinde, uygulamadaki kararlılık ve tutarlılık düzeyinin büyük önem taşıdığı görülmektedir.

Diğer taraftan, 6 Kasım 2007 tarihli AB İlerleme Raporunda ülkemiz için enerji sektöründe somut hedeflerin belirlenmemiş olması eleştirilmektedir.

Bu kapsamda yöneltilen eleştiriler ise daha çok, yenilenebilir enerji kaynakları ve enerji verimliliği konuları üzerinde yoğunlaşmaktadır.

Enerjinin verimli kullanımı, arz güvenliğinin sağlanması açısından birçok ülkenin gündeminde öncelikli bir yer işgal etmektedir. Enerjinin verimli kullanıldığına ilişkin en temel gösterge ise düşük enerji yoğunluğudur.

Enerji yoğunluğu, geleneksel tanımıyla gayri safi milli hasıla başına tüketilen enerji miktarıdır. Bunun yanı sıra, bir birim katma değer yaratabilmek için tüketilmesi gereken enerji miktarı olarak da tanımlanabilmektedir.

UEA verilerine göre gelişmiş ülkelerde enerji yoğunluğu % 0.09 - 0.19 arasında değişirken, AB ülkelerinde ortalama % 0.14 civarındadır. Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü (EİE) verilerine göre ise Türkiye'deki enerji yoğunluğu % 0.38 mertebesindedir.

0.38 mertebesindeki enerji yoğunluğu değerinin, 2023 yılına kadar 0.2'nin altına düşürülmesi, ulusal bir hedef haline getirilmelidir.

Son AB İlerleme Raporunda eleştiri konusu edilen bir diğer husus, yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji arzındaki payına ilişkin ulusal hedeflerin henüz belirlenmemiş olmasıdır. Bu husus ne yazık ki, ülkemizde çeşitli kesimlerce gündeme getirilen, somut bir enerji politikamızın bulunmadığı yönündeki eleştirilerle de örtüşmektedir.

Bilindiği üzere AB, yenilenebilir enerjiye dayalı üretimlerin teşvik edilmesine ilişkin 2001/77/EC sayılı Direktifinde 2010 yılı için bazı hedefler belirlemiştir.

Buna göre, 2010 yılında toplam elektrik enerjisi üretimi içerisinde yenilenebilir enerjiye dayalı payın % 22, genel enerji tüketimindeki payın ise % 12 olması hedeflenmiştir. Diğer taraftan, genel enerji tüketimindeki hedef değer, Mart 2007'de gerçekleşen AB zirvesi sonrasında Avrupa Komisyonu tarafından yayımlanan 'Yenilenebilir Enerji Yol Haritası' dokümanı kapsamında 2020 yılı için % 20 olarak belirlenmiştir¹.

AB üyesi ülkelerin yenilenebilir elektrik enerjisi üretim hedefleri ve gerçekleştirmeleri aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

¹ <http://www.euractiv.com/en/energy/eu-renewable-energy-policy/article-117536>

Tablo 3.1 2010 Yılı Hedeflerine Göre Üye Ülkelerin İlerleme Durumu (%)

	Referans Yıl (1997/2000)	Gerçekleşme (2004/2005)	2010 Yılı Hedefi
Danimarka	8.7	23.1 (2005)	29
Almanya	4.5	10.4 (2005)	12.5
Macaristan	0.7	4.4 (2005)	3.6
Fillandiya	24.7	25.0 (2005)	31.5
İrlanda	3.6	6.1 (2005)	13.2
Lüksemburg	2.1	3.6 (2005)	5.7
İspanya	19.9	17.2 (2005)	29.4
İsveç	49.1	53.2 (2005)	60
Hollanda	3.5	6.9 (2005)	9
Çek Cumhuriyeti	3.8	4.8 (2005)	8
Litvanya	3.3	3.7 (2005)	7
Polonya	1.6	2.8 (2005)	7.5
Slovenya	29.9	29.1 (2004)	33.6
İngiltere	1.7	4.1 (2005)	10
Belçika	1.1	1.8 (2005)	6
Yunanistan	8.6	9.1 (2005)	20.1
Portekiz	38.5	14.8 (2005)	39
Avusturya	70	54.9 (2005)	78.1
Kıbrıs	0	0.0 (2004)	6
Estonya	0.2	0.7 (2004)	5.1
Fransa	15	11.0 (2005)	21
İtalya	16	15.3 (2005)	25
Letonya	42.4	47.1 (2004)	49.3
Malta	0	0.0 (2004)	5
Slovakya	17.9	15.4 (2005)	31
EU-25	12.9	13.7 (2004)	21

Kaynak: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/07/12>

B Ö L Ü M
4

TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA
SERBESTLEŞME SÜRECİNİ
GECİKTİREN FAKTÖRLER

4. TÜRKİYE ELEKTRİK PİYASASINDA SERBESTLEŞME SÜRECİNİ GECİKTİREN FAKTÖRLER

4.1 “Sıfır Maliyet” Yaklaşımı

Hangi sektörde, hangi alana yönelik olursa olsun, bir reform'un ‘sıfır maliyet’le yaşama geçirilebilmesi mümkün değildir. Reformların, ekonomik, siyasi ve toplumsal maliyetleri vardır ve hiçbir reform, bu maliyetler göğüslenmeksizin amacına ulaşamaz.

4628 sayılı Kanun, gerçek maliyetlerin görünür hale geldiği ve sübvansiyonlarla gizlenmediği serbest bir piyasa hedefini gözetmiştir. Ancak bilindiği gibi, 18 aylık hazırlık dönemini takiben 4628 sayılı Kanunun uygulanmaya konulması aşaması olan 2003 yılı başlarında, geçiş döneminin neredeyse sıfır maliyetle yaşanması temennisi ön plana çıkmıştır. Takip eden süreçte de Bakanlık, bir Uluslararası Uzman Paneli yoluyla Dünya Bankasından ‘sıfır maliyet’e dayalı bir geçiş dönemi stratejisi hazırlanmasına yardımcı olunmasını talep etmiştir.

Uluslararası Uzman Paneli desteğiyle Bakanlık koordinasyonunda hazırlanan Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Stratejisi Belgesi (Strateji Belgesi) Mart 2004 tarihinde Yüksek Planlama Kararı Eki olarak kabul edilmiştir. Ancak bu belgede verilen takvime göre birçok uygulamanın 2005 yılından itibaren gerçekleşmesi gerekirken, öngörülen programda ciddi bir ilerleme kaydedilememiş ve dolayısıyla da Strateji Belgesi, zaman içerisinde unutulmaya yüz tutmuş bir belge haline dönüşmüştür.

Dikkatle incelendiğinde, Strateji Belgesi ile öngörülenlerin, yine unutulmaya yüz tutmuş bir başka belge olan ‘Elektrik Piyasası Uygulama El Kitabı’ kapsamında öngörülenlerle çok büyük bir benzerlik içerisinde olduğu görülmektedir. Aradaki yegane, ancak 4628 sayılı Kanunla oluşturulmak istenen yapıyı da temelinden etkileyen farklılık, Strateji Belgesinin, geçiş döneminin sıfır maliyetle yaşanması temennisini ortaya koymasındır.

Buraya kadar yapılan tespit ve açıklamalarda, sıfır maliyet yaklaşımının sadece bir temenni olduğu hususuna vurgu yapılmıştır. Bunun nedeni ise, böyle bir yaklaşımın, sorgu anahtarı konumunda olan ‘sürdürülebilirlik’ olgusu ile bağdaşır bir yanının bulunmamasıdır.

Tekelci yapılardan rekabetçi piyasalara geçişin reform niteliğinde olduğu tartışmasızdır. Bu geçiş dahilinde ise, geçmiş dönemlerden kaynaklanan ve önüne geçilemeyen

maliyetler için bir bedel ödenmesi kaçınılmazdır. Elektrik enerjisi sektörü reformu kapsamında ödenmesi gerekebilecek muhtemel bedel, elektrik enerjisi sektörünün sağlam temeller üzerine oturtulması adına göğüslenmemiştir.

Elektrik enerjisi sektöründe benzer türde reformları uygulamaya koyan birçok ülkede, toplumun tüm kesimlerinden 'rekabete geçiş bedeli' adı verilen bir vergi yoluyla, geçmiş dönemden devralınan maliyetlerin karşılanması öngörülmüştür.

Ülkemizde ise 4628 sayılı Kanunun yasalaştığı dönemde elektrik enerjisi fiyatlarının, özellikle de sanayi aboneleri fiyatlarının yüksekliği ve genel olarak toplumun satın alma gücü göz önünde bulundurularak, bu tür bir dolaylı vergi öngörülememiştir. Bunun yerine de, geçici bir süre boyunca bir kamu toptan satış şirketi bünyesinde toptan satış fiyatlarının dengelenmesi düşünülmüştür.

Buna göre, maliyetleri arttıran bir etki yaratan mevcut sözleşmeler kapsamındaki santral üretimleri, kurulacak bir kamu toptan satış şirketi tarafından satın alınırken, söz konusu toptan satış şirketinin makul bir toptan satış fiyatı oluşturabilmesi için bu kez faaliyet bazında yasal bölünme yoluyla oluşturulacak bir kamu üretim şirketi bünyesindeki santrallerin düşük maliyetli üretimlerinin belli bir süreyle söz konusu toptan satış şirketine satılması öngörülmüştür.

Ancak bu uygulama tek başına, maliyetleri yansıtan bazda tarife uygulamasına geçilmesiyle birlikte dağıtım bölgeleri arasında özellikle kayıp-kaçaklardan oluşacak farkları karşılayacak nitelikte değildir. Bu nedenle de, 4828 sayılı Kanunun 13'üncü maddesinde, bölgesel farklılıklar nedeniyle ortaya çıkacak ilave maliyetlerin, tüketicilere doğrudan geri ödeme yapılması yoluyla karşılanması öngörülmüş; ancak bu uygulama da hayata geçirilememiştir.

Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ), bu çerçevede, geçmiş dönemden gelen maliyetleri üstlenmek ve bu maliyetleri bir geçiş dönemi dahilinde bünyesinde eritmek üzere kurulmuş bir kamu şirkettir. Dolayısıyla, uzun dönemli ve alım garantili sözleşmeler olmasaydı, ya da benzer türde reformları uygulamaya koyan birçok ülkede olduğu gibi, geçmiş dönemden devralınan maliyetlerin karşılanması için 'rekabete geçiş bedeli' uygulaması yapılabilseydi, bugün TETAŞ diye bir şirket de var olmayabilecekti.

4628 sayılı Kanunda TETAŞ, geliri ve gideri denk bir kuruluş olarak öngörülürken, asla serbest bir piyasanın oyuncusu olması düşünülmemiştir. Nitekim Kanunda

TETAŞ'a diğerk toptan satış şirketlerinden farklı olarak yer verilmesi, enerji alış ve satışlarının mevcut yükümlülükleriyle sınırlandırılmış olması, tarifelerinin mali yükümlülüklerini karşılayacak şekilde düzenlemeye tabi tutulması, TETAŞ'ın serbest piyasanın bir aktörü olarak düşünülmediğini kanıtlar niteliktedir.

Keza bu durum, Elektrik Piyasası Uygulama El Kitabı ile de ortaya konulmuş olmasına rağmen, piyasa uygulamasının başlaması ile birlikte serbest tüketicilere satış yapması gibi, TETAŞ'ın piyasadaki hakim durumunun devamına yol açacak nitelikte konular gündeme gelmiştir.

Enerji tedariki Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) tarafından, üstelik maliyet düşürmeye de imkan sağlayacak şekilde, garantide olan ve böylece, devasa bir enerji portföyünü elinde bulunduran bir kamu toptan satış şirketinin, düzenlemeye tabi olmaması düşünülemez. Zira bu şartları haiz bir toptan satış şirketiyle rekabet edilebilmesi mümkün değildir.

Esasen dikkate alınmayan temel konu, serbestleşme ve özelleştirme sonucu oluşacağı öne sürülen maliyetin, zaten sistemde mevcut olduğu; ancak sübvansiyonlarla gizlendiğidir. Sübvansiyonlara dayalı böyle bir uygulamanın aynı şartlarda sürdürülebilmesi mümkün değildir.

Diğerk taraftan, bu tercihin sonucunda bugün, 'sıfır maliyet' yaklaşımı ile edinilen tüm kazanımların, geri verilmesine yol açabilme riski taşıyan bir arz güvenliği sorunuyla karşı karşıya kalınmış bulunmaktadır.

4.2 Kamu Hizmeti Anlayışı

Anayasanın *"Herkes, mülkiyet ve miras haklarına sahiptir. Bu haklar, ancak kamu yararı amacıyla, kanunla sınırlanabilir. Mülkiyet hakkının kullanılması toplum yararına aykırı olamaz."* hükümlerini haiz 35'inci maddesi, mülkiyet hakkının kamu yararı gerekçesiyle ve kanunla da düzenlenmek kaydıyla sınırlandırılabilmesini öngörmektedir.

Bu noktada, Anayasa Mahkemesi'nin kamu yararı kavramına olan bakışını, kamu hizmetine ilişkin mütalaası çerçevesinde yansıtan 9 Şubat 1994 tarihli kararına bakıldığında, aşağıdaki tespit ve değerlendirmelere yer verildiği görülmektedir:

"Kamu hizmeti kavramının belirsizliği konusunda görüş birliği vardır. Bununla birlikte kamu hizmeti çeşitli biçimlerde de tanımlanmaya çalışılmıştır. En geniş tanıma göre kamu hizmeti, devlet ya da diğerk

kamu tüzel kişileri tarafından ya da bunların gözetim ve denetimleri altında, genel ve ortak gereksinimleri karşılamak, kamu yararı ya da çıkarını sağlamak için yapılan ve topluma sunulmuş bulunan sürekli ve düzenli etkinliklerdir.

Toplumsal yaşamın zorunlu gereksinmelerini karşılayan hizmetler, nitelikleri gereği kamu hizmeti olarak görülmüştür. Düzenlilik ve süreklilik kamu hizmetinin önemli öğelerinden birini oluşturmuştur. Çünkü bunun yokluğu toplum yaşamını altüst eder. Bir kamu hizmeti, ülke çapında, tüm halkın gereksinmesine yanıt verebileceği gibi; belli bir yörede belli bir topluluğun gereksinmesini de karşılayabilir. Başka bir anlatımla, hizmetin ülkesel, yöresel veya toplumun bir kesimi için söz konusu olması onun kamu hizmeti olma niteliğini etkilemez... Kamu hizmeti kavramının gerek öğretilerde, gerekse uygulamalarda Devletçe ve öteki kamu tüzel kişilerinince genel idare esaslarına göre yürütülen hizmetler alanının dışına taşan ve yayılan bir kapsamı olduğu ve kapsamın gittikçe genişlediği de bir gerçektir. Çağdaş kamu hizmeti kavramına giren hizmetler, yalnızca devlet etkinlikleri ile sınırlandırılmaz.

Anayasa Mahkemesi'nin yukarıda yer alan tespit ve değerlendirmelerinde en önemli hususun altı çizilen ifadeler olduğu ve son cümlede 'çağdaş kamu hizmeti' ibaresine yer verilmiş olmasının büyük bir değer taşıdığı düşünülmektedir. Ancak ne yazık ki bugüne kadar, 'çağdaş kamu hizmeti' kavramının içini dolduracak bir düzenleme yapılmamıştır.

Anayasa Mahkemesi'nin bu kararı çerçevesinde, ülkelerin gelişmişlik düzeyleri ile bağlantılı olarak toplum ihtiyaçlarının da süreklilik, düzenlilik ve vazgeçilemezlik bağlamında yeni piyasa alanları türetmekte ya da mevcut alanların piyasalaştırılmasını gerekli kılmakta olduğu söylenebilir. Bu bağlamda, herhangi bir piyasada, üretim standartlarına veya rekabetin korunması ile rekabet ihlallerine ilişkin düzenlemeler yanı sıra, tüketici bilincinin de yaygınlaşması, o piyasadaki serbestliğin sınırları üzerinde belirleyici etki yaratan unsurlar arasında sayılabilir.

Diğer taraftan, bu unsurların varlığı birçok ürün piyasası için yeterli olurken, elektrik piyasası için üretilen malın veya verilen hizmetin niteliği, bazı ilave tedbirlerin alınmasını zorunlu kılmaktadır.

Zira elektrik enerjisinin kendisine özgü bazı nitelikleri, piyasalaştırılmasına ilişkin düzenlemelerin niteliğini de derinden etkilemektedir.

Örnek olarak, elektrik enerjisinin ikame edilemez bir kaynak olması yanı sıra depolanamaz bir kaynak oluşu, sistem işletmecisinin, arz ve talebin gerçek zamanlı olarak eşleştirilebilmesi için üreticiler üzerinde sürekli ve ağırlıklı kontrolünü gerektirmektedir. Oysa serbest bir piyasada, üretilen mal veya hizmetin üretim süreçlerinde dış müdahaleler kabul edilemez.

Serbest bir piyasa, ürünün niteliğine, kalitesine ve fiyatına endekslidir. Oysa elektrik enerjisi sektöründe üretilen ürünün temel özellikleri aynıdır; bir televizyon, buzdolabı, ya da araba gibi farklılaştırılmış ve/veya zenginleştirilmiş rekabetçi bir mal üretimi söz konusu değildir. Bu nedenle de, ürün rekabeti neredeyse sadece performansla destekli olarak, fiyata dayalıdır.

Kelime anlamı olarak yaptığı çağrışım itibarıyla “serbestlik” çoğu kez kuralsızlık olarak algılanmaktadır. Oysa elektrik enerjisi sektöründe serbest bir piyasayı disipline eden en önemli faktör, serbestliğin kendi iç dinamiği olan rekabet olgusudur. Bu kapsamda ülkemizde de, 4054 sayılı Rekabetin Korunması Hakkında Kanun ile rekabeti engelleyici anlaşma ve ittifaklar, uyumlu eylem ve kararlar ile hâkim durumun kötüye kullanılması yasaklanmıştır.

Bununla birlikte, rekabet kuralları tek başına, rekabete açık alanların yanı sıra ülkesel veya bölgesel tekel nitelikli faaliyet alanlarını da bünyesinde barındıran elektrik piyasasının düzenlenmesi için yeterli olamamaktadır.

Dolayısıyla, Anayasa Mahkemesince sadece devlet etkinlikleri ile sınırlandırılmayacağı belirtilen ve giderek kapsamı genişlediği ifade edilen çağdaş kamu hizmeti kavramının özellikle elektrik enerjisi sektörü açısından tanımlanması, bu nedenle büyük önem taşımaktadır.

Elektrik enerjisi sektöründe kamusal hizmet yükümlülüğünün tek başına, Türk idare hukukunun çizdiği geleneksel çerçeveye içerisinde sığdırılabilmesi, bugün içinde bulunduğumuz şartlar itibarıyla mümkün bulunmamaktadır.

Nitekim bugün birçok gelişmiş ülkenin hukuki altyapılarında gerekli dönüşümler gerçekleştirilerek, kamu hizmeti kavramı içerisinde kalan birçok hizmetin serbest rekabet koşullarında başarıyla yürütüldüğü gözlenmekte ve sadece bazı istisnai hallerde kamu hizmeti özelliği, bazı rekabet kurallarından müstesna tutulmayı gerektirebilmektedir.

Bu kapsamdaki örnek bir düzenleme olarak, 4628 sayılı Kanunda dağıtım şirketleri, buldukları dağıtım bölgesinde başka bir tedarikçiden elektrik enerjisi ve/veya kapasite temin edemeyen tüketiciler bulunması halinde, perakende satış lisansı almak suretiyle bu tüketicilere perakende satış yapmak ve/veya perakende satış hizmeti vermekle yükümlü kılınmışlardır.

Diğer taraftan, dağıtım özelleştirmeleri kapsamında mülkiyet satışı yönteminin uygulanabilir olup olmadığı konusu gündeme gelmiştir. Ancak burada önemli olan mülkiyet sahipliğinin ötesinde çağdaş kamu hizmetinin tanımının netleştirilmesi ve bu tanım kapsamındaki gerekliliklerinin ne şekilde sağlanabileceğine yoğunlaşılmasıdır.

Kamu hizmeti yükümlülüğü² 1996 tarihli AB Elektrik Direktifinin 3. maddesinde düzenlenmiştir. Söz konusu düzenlemenin benzeri, 4628 sayılı Kanunun amaç maddesinde de yer almaktadır. Elektrik enerjisinin sürekli, düzenli kaliteli, uygun fiyatlı ve çevrenin korunarak sağlanması için üye ülkelerin ilgili taraflara yükümlülük getirmesi izni verdiği görülmektedir.

2003 tarihli AB Elektrik Direktifi ise bunlara ilave olarak, evrensel hizmet³, korunmaya muhtaç tüketiciler⁴, son kaynak⁵, yerleşim yerlerinin dışındaki tüketiciler⁶ gibi yeni kavramlar eklemiştir. Çevrenin korunması hususu yeni Direktifte daha detaylı olarak ele alınmış ve kapsamına iklim değişikliği, enerji verimliliği ve talep tarafı yönetimi de dahil edilmiştir. Ayrıca evrensel hizmet yükümlülüğü, tüketicilerin buldukları bölgede belirlenmiş kalitedeki enerjiyi, kolaylıkla kıyaslanabilir ve şeffaf fiyatlardan temin etme haklarına sahip olmaları olarak tanımlanmıştır. 2003 tarihli AB Elektrik Direktifine yeni eklenen kavramlara bakıldığında bunların büyük çoğunluğunun iletim ve dağıtım gibi tekel nitelikli faaliyetlerin kapsamı içerisinde olduğu görülmektedir.

Kamu hizmetlerinin esasen kamu eliyle yürütülmesi gereken hizmetler olarak görülmesi, bu kapsamdaki faaliyet alanlarının özel sektöre açılmasında idarenin düzenleme ve denetleme fonksiyonu dışında da etkin bir rol oynamasına rol açmıştır. Zira böyle bir yaklaşım dahilinde piyasaya girişlerde kamunun kendi elinde topladığı bazı görev ve sorumlulukları özel sektöre devretmesi gerekmektedir. Böyle bir sistemin sorunsuz bir şekilde işleyebilmesi ise, görev ve sorumlulukları devredecek idarenin, siyasi otoritenin etkisinden ne ölçüde bağımsız olarak hareket edebildiğiyle yakından ilgilidir.

² *Public service obligation yerine kullanılmıştır.*

³ *Universal service yerine kullanılmıştır.*

⁴ *Vulnerable customer yerine kullanılmıştır.*

⁵ *Supplier of last resort yerine kullanılmıştır.*

⁶ *Remote customer yerine kullanılmıştır.*

Oysa siyaset üstü bir yaklaşımla oluşturulmuş uzun dönemli enerji politikalarının mevcut olmayışı, iktidar değişimlerinde ilk icraatlardan biri olarak, bir önceki dönemin ön yargılı olarak sorgulanması şeklinde ortaya çıkmakta ve her yeni gelenin kendi kurallarını sisteme dahil etme yönündeki girişimleri ise sistemi bir çıkmaza sürüklemektedir.

İktidar değişimlerinde kesintisiz olarak sürdürülen bu tutum, kamu çalışanları üzerinde de bir baskı oluşturduğundan, hemen hemen hiçbir şekilde inisiyatif kullanma yoluna gidilememektedir. Çabalar daha çok karar alınması gereken hususlarda sorumluluğun bir başkasının üzerine yıkılması yönünde yoğunlaşmaktadır.

Bu kısır döngüden çıkılablmesinin yegane yolu ise kamunun ticari faaliyetlerden tümüyle çekilerek, asli fonksiyonları olan düzenleme ve denetleme görevlerini etkin bir şekilde yürütecek şekilde yeniden yapılanmasıdır. Aksi halde, kamu üzerindeki baskı ve şaibelerin önüne geçilebilmesi ve gereksiz ölçüde ağırlaştırılmış bürokratik kuralların serbest piyasa üzerindeki olumsuz etkilerinin giderilebilmesi mümkün olamayacaktır.

4.3 Yetki ve Mevzuat Karmaşası

Reform nitelikli düzenlemeler, hukuki zeminde bütünselliği sağlayacak şekilde diğer mevzuatla birlikte ele alınmalıdır. İlgili otoritelerin görev ve yetkileri de, bu bakış açısı çerçevesinde yeniden şekillendirilmelidir. Bu yaklaşım gereken şekilde özümşenerek içselleştirilmediği takdirde, reform nitelikli kanunlarla hedeflenen yapının hayata geçirilmesinde ciddi ölçüde gecikmeler yaşandığı gibi, farklı temellere dayalı sistemlerin birlikte yürütölmeye çalışılması, kaotik ve yönetilmesi neredeyse imkânsız bir yapıyı da ortaya çıkarmaktadır.

Serbest piyasaların en hassas ve kırılgan oldukları konu, piyasa dinamiklerini bozucu yöndeki dışsal müdahalelerdir. Serbestleşme hedefi olan piyasalarda, özellikle kamu ağırlığı da devam ettiği sürece, ilgili otoritelerin, görev ve yetki alanlarını, piyasa gelişimini engelleyecek şekilde kullanmaktan titizlikle kaçınmaları gerekmektedir.

Kanunun yürürlüğe girmesinden itibaren 7 yılı aşkın bir süre geçmiş olmasına rağmen, elektrik enerjisi sektöründe serbest piyasa yapısıyla uyumlu özelleştirmelerin gerçekleştirilememiş olması, kamu ağırlıklı bir yapının sürdürölmesine yol açmıştır.

Daha da önemlisi, kamunun tabi olduğu kurallarda gerekli esnekliğin sağlanmaması ve bu kapsamda farklı idari otoritelerin serbest piyasa ile uyumlu olmayan ve birbirleriyle çelişen tasarrufları, sorunların giderek derinleşmesine yol açmıştır.

Bu noktada, karar verme ve onay merciinde bulunan idarelerin görev ve sorumluluk alanlarının serbestleşme yönünde yeniden yapılanan enerji sektörü açısından açık ve net bir şekilde ortaya konulması büyük önem taşımaktadır.

Enerji politikasının belirlenmesinde, bu kapsamda makro düzeydeki kararların alınmasında, bunların gerekli hukuki zemininin teşkil edilmesini teminen kanun teklifleri olarak parlamentoya taşınmasında ve arz güvenliğinin sağlanmasında Bakanlığın yetki ve sorumluluk sahibi olduğu tartışmasızdır.

Diğer taraftan, DPT'nin (Devlet Planlama Teşkilatı Müsteşarlığı) enerji sektörüne yönelik görev ve sorumluluk alanlarının serbest piyasa hedefleri doğrultusunda teşvik araçlarının tesisi için Hükümete gerekli desteği sunmakla sınırlı tutulması, arz güvenliğinin temel unsuru olan altyapı ihtiyaçları için proje ödenekleri üzerinde tasarrufta bulunmaması gerekmektedir.

Nitekim DPT internet sayfasından duyurulan, 2007/12701 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı eki 2008 yılı Programında elektrik enerjisi sektöründe arz güvenliğinin sağlanmasına ilişkin olarak *“Ayrıca, kamu enerji kuruluşlarının yatırım finansman imkanlarının biran önce iyileştirilmesine gereksinim duyulmaktadır”* denilmektedir.

Buna ek olarak, diğer kamu kurum ve kuruluşlarının da, yapacakları düzenleme ve uygulamalarda eski alışkanlıklarını terk ederek, enerji sektörünü düzenleyen temel kanunlara uygun olarak hareket etmeleri ve genel nitelikli düzenlemelere enerji sektörünü de herhangi bir sektör yaklaşımıyla dahil etmemeleri gerekmektedir. Zira özel nitelikli kanunlar dikkate alınmaksızın gerçekleştirilen bu tür genel nitelikli düzenlemeler, ülke geleceği açısından kritik önemi haiz enerji sektörü gibi alanların serbestleşmesi yönündeki çabaların kesintiye uğramasına yol açmaktadır.

4.4 Özelleştirmelerin Zamanlaması

4628 sayılı Kanunla getirilmek istenen yapının temelindeki yaklaşım, yeterlilik kriterlerini sağlayan her girişimcinin eşit koşullarda ve serbestçe piyasaya girişinin sağlanması ve piyasadaki kamu ağırlığının giderek azaltılmasıdır.

Rekabete dayalı sürdürülebilir elektrik piyasası, kamunun koşullu yükümlülükler doğuracak herhangi bir garantinin taahhüdüne girmemesi ve arz güvenliğinin,

yaratılacak yatırım iklimi ile özel sektör tarafından yapılacak yatırımlarla sağlanması anlamı taşımaktadır. Zira rekabetçi bir piyasa demek, arzın talepten fazla olması ve kalite, verimlilik ve düşük maliyet unsurları ile piyasalaşabilme imkanı bulabilmesi demektir.

Bu itibarla, piyasanın sağlıklı olarak işleyebilmesi açısından kamuyu yeni yükümlülükler altına sokabilecek düzenlemelerden kaçınılması ve öncelikle 4628 sayılı Kanunun amacı ve rekabetçi bir piyasanın gerekleriyle uyumlu özelleştirmelerin ivedilikle yapılması gerekmektedir.

Bu noktada, 4628 sayılı Kanunun çıkmasının üzerinden 7 yılı aşkın bir süre geçmiş olmasına rağmen özelleştirmelerde hala yol alınamamış olması düşündürücüdür.

Kamu üretim, dağıtım ve ticaret şirketleri özelleştirmelerin yapılmamış olması nedeniyle kamu finansman dengesi içerisinde tutulmaya devam edilmekte ve piyasadaki hakim durumlarını korumaktadır. Bu şirketler, doğal olarak, ticari kaygıyı gerektiren rekabetçi piyasa kurallarına göre değil, kamu finansman dengesi içerisinde kendilerine biçilen rollere göre hareket etmekte ve piyasa gelişimini etkilemektedirler.

Özellikle kamu dağıtım şirketleri, kayıp-kaçak oranlarının yanı sıra, tahakkuk tahsilat oranlarıyla da risk algılamasını yükselttiklerinden, yatırımcılar için 'güvenilir bir alıcı' pozisyonu sergileyebilmekten uzaktırlar. Bu durum ise, milyar dolarlar mertebesindeki üretim yatırımları için finansman maliyetini yükseltmekte ve projelerin uygulanabilirliğini derinden etkilemektedir.

Diğer taraftan, üretim özelleştirmeleri için dağıtım özelleştirmelerinin tamamlanmasının beklenmesi, bir yandan üretimdeki kamu ağırlığının devam etmesine yol açarken, diğer taraftan da, yeni üretim yatırımlarına kaynak teşkil edecek sermayenin özel sektörde birikmemesi durumunu ortaya çıkarmaktadır.

Üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesi arz güvenliği ve serbest piyasa oluşumu açısından kritik önem taşımaktadır.

Yapılacak özelleştirmeler sonrasında 'şekle uygunluk' açısından açılacak olası iptal davaları için gerekli önlemler alınmalı ve yapılacak özelleştirmelerin rekabet boyutu göz ardı edilmemelidir. Zira rekabet boyutunu göz ardı eden özelleştirmeler, sadece özelleştirme amacı ile sınırlı kalmaktadır. Üretim varlıklarının özelleştirilmesi için dağıtım özelleştirmelerinin tamamlanması beklenmemelidir.

4.5 Serbestleşme ve Serbest Tüketici Limitleri

4628 sayılı Kanunun serbestleşme yönündeki araçlarının en önemlilerinden biri de, Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (Kurul) tarafından her yıl, piyasanın gelişimi ve ihtiyaçları doğrultusunda serbest tüketici limitlerinin belirlenmesidir.

4628 sayılı Kanunda serbest tüketici başlangıç limiti 9 GWh olarak belirlenmiştir. EPDK ise 2004 yılından 2008 yılına kadar, sırasıyla yaklaşık % 28, % 30, % 32, % 38 ve % 42 piyasa açıklık oranlarına karşılık gelen limitleri yine sırasıyla 7.8 GWh, 7.7 GWh, 6 GWh, 3 GWh ve 1.2 GWh olarak belirlemiştir.

Serbest tüketici uygulaması, sonuçları itibarıyla piyasada rekabetin gelişip gelişmediğinin en önemli göstergelerinden birisidir. Zira tüketiciler düzenlemeye tabi tarifeler üzerinden elektrik enerjisi satın aldıkları mevcut tedarikçilerinden ayrılarak piyasadan ikili anlaşmalar yoluyla enerji almaya yöneliyorsa, bu davranış biçimi, o piyasada rekabetin ve ikili anlaşmalar piyasasının gelişmekte olduğunu göstermektedir.

Ancak bunun aksi olarak, eğer tüketicilerde serbest piyasadan enerji almak yerine düzenlemeye tabi tarifelere yönelmek gibi tersine bir eğilim varsa, bu durum, piyasada rekabetin gelişmesini engelleyen önemli bir yapısal bozukluğun bulunduğu işaret etmektedir.

Esasen, serbest tüketici limitlerinin zaman içerisinde sifıra kadar çekilmesi sonucunda beklenen durum, tedarikçi değiştirme hakkını kullanan tüketici sayısının da artmasıdır.

Ülkemizde serbest tüketici uygulamasının başladığı ilk yıllarda tüketicilerde bu yönde bir hareketlilik gözlenirken, devam eden süreçte bu eğilim giderek azalmış ve ardından da tersine bir süreç işlemeye başlamıştır.

Bunun nedeni ise, girdi maliyetlerindeki artışları zorunlu olarak satış fiyatlarına yansıtma suretiyle üretim faaliyeti gösteren özel sektör şirketlerinin aksine, dağıtım şirketlerinin referans değer olarak alınan perakende satış tarifelerinin sabit kalmış olmasıdır. Bu durum, haksız bir rekabet ortamı yaratmış ve özellikle petrol ve doğal gaz gibi petrol türevlerine dayalı yakıtlarla üretim yapan şirketleri, santrallerini kapatma ya da faaliyetlerine ara verme noktasına getirmiştir.

Bu noktada, 2006 yılının Ağustos ayında başlatılan dengeleme ve uzlaştırma uygulaması ile birlikte, düzenlemeye tabi perakende satış fiyatlarına gerçek maliyetlerin yansıtılmaması nedeniyle oluşan haksız rekabet ortamı, bir ölçüde giderilebilmiştir. Zira tüketicilerine satış yapma olanağını yitiren serbest üreticiler bu uygulama ile

birlikte, fiyatların serbest piyasa koşullarına yakın bir ortamda belirlendiği dengeleme piyasasına satış yapmaya yönelmiş ve bu uygulama, zor durumda kalan özel sektör şirketlerinin faaliyetlerine devam edebilmelerine imkan tanımıştır.

Oysa dengeleme piyasasına yapılacak satışlar, ikili anlaşmalar dışında kalan sistem ihtiyaçlarının karşılanmasına yönelik olması gereken satışlardır. Üretilen enerjinin bu yolla satılması, dengeleme piyasası üzerinden geçen enerji miktarının artmasına paralel olarak, hem satıcılar ve hem de alıcılar açısından orta ila uzun vadede bir risk oluşturmaktadır.

Dengeleme piyasasındaki fiyat oluşumları, verilen yük alma ve yük atma fiyatlarına göre günlük ve aylık olarak değişkenlik gösterdiğinden, uzun vadeli bir perspektiften yoksun olarak, gününbirlik bir pozisyon alınmasını gerektirmekte ve bu nedenle de, piyasa fiyatlarının gelecekte ne şekilde gelişebileceğine ilişkin uzun dönemli bir kestirim yapılabilmesine imkan tanımamaktadır. Dolayısıyla, dengeleme piyasasındaki fiyat oluşumlarının tek başına, yeni üretim yatırımları için yatırımların geri dönüşünü garanti edecek güvenilir bir piyasa aracı olarak addedilebilmesi mümkün gözükmemekte, serbestleşmeye ilişkin net bir program dâhilinde gelişmiş piyasa mekanizmalarının da ortaya konulması gerekmektedir.

İçinde bulunduğumuz, arz güvenliği sorununun gündemde olduğu bu dönemde, ikili anlaşmalar piyasasının canlandırılması kritik bir önem taşımakta ve uzun vadeli güvenilir kestirimlerin yapılabilmesi gerekmektedir.

Bu bağlamda, piyasanın ne şekilde ve ne ölçüde serbestleşeceğine dair belirsizliğin giderilmesinin ve serbestleşmeye eşlik eden piyasa mekanizmalarının geliştirilmesinin büyük bir yarar sağlayacağı açıktır. Bu çerçevede, piyasanın serbestleştirilmesine ilişkin olarak, piyasa açıklık oranının ya da serbest tüketici limitlerinin belirlenmesinde uygulamaya ilişkin temel faktörün, piyasada ikili anlaşmalar yoluyla müzakereye açık serbest kapasite olduğu da ortadadır.

Bununla birlikte, piyasanın değişen koşulları belli bir noktadan sonra serbest tüketici limiti ya da piyasa açıklık oranını da, piyasa şartlarını belirleyebilecek bir duruma getirebilecektir. EPDK tarafından lisans verilmiş ve halen inşaatları devam eden başta hidroelektrik olmak üzere çeşitli tipte santrallerin sistemdeki payının peyderpey olmak üzere giderek önemli bir seviyeye ulaşacağı göz önünde bulundurulduğunda, risk yönetimi açısından bu durumun da dikkatle izlenmesi gereken bir husus olarak kaydedilmesi uygun olacaktır.

Sadece AB İlerleme Raporundaki eleştiriyi dikkate almakla sınırlı olmaksızın, tüm piyasa aktörlerinin önlerini net olarak görerek kestirim yapabilmeleri ve yatırım ve/veya ikili anlaşma yapma kararları alabilmeleri için piyasanın hangi yıl, hangi oranda serbestleştirileceğinin, yasal bir düzenleme yoluyla önceden bir takvime bağlanması bir gereklilik olarak ortaya çıkmaktadır.

Bu tür bir düzenleme aynı zamanda kamuoyu tarafından serbest piyasa uygulamalarının devam edeceği yönünde siyasi otoritenin kararlılığının bir göstergesi olarak algılanacak ve yeni yatırımlar üzerinde ivmelendirici bir etki yaratacaktır.

Ancak bununla birlikte, serbestleşme takvimi yanı sıra, oluşan serbestinin değerlendirilebilmesinin, piyasa mekanizmalarının varlığına bağlı bulunduğu da gözden uzak tutulmamalıdır.

Serbestleşme takvimi ilan edilmeli, takvim titizlikle uygulanmalıdır.

B Ö 5 Ü M

SERBEST PİYASA VE
ARZ GÜVENLİĞİ

5. SERBEST PİYASA VE ARZ GÜVENLİĞİ

5.1 Şebekeler ve Şebeke Faaliyetlerinin Reform Açısından Önemi

Üretilen enerjiyi tüketim noktalarına taşıyacak yeterlilikte bir şebeke altyapısının olmaması da, arz güvenliğini tehdit eden bir diğer önemli unsurdur. Halen Türkiye elektrik piyasasında şebeke faaliyetlerinin hemen hemen tümü kamu şirketleri tarafından yürütülmektedir. Bu şirketler faaliyet göstermek üzere lisans almışlardır ve isansları kapsamında belli yükümlülükleri bulunmaktadır. Yatırımlar açısından diğer iktisadi devlet teşekküllerinin tabi oldukları kurallara herhangi bir ayırım olmaksızın tabi tutulmaları, 4628 sayılı Kanunla çeliştiği gibi, arz güvenliği açısından da ciddi bir zafiyet yaratmaktadır.

İletim ve dağıtım faaliyetleri mükemmel regülasyona (deregülasyon noktası) ulaşıncaya kadar düzenlemeye konu olması gereken faaliyetlerdir. Zira üretim ve ticaret faaliyetleri tümüyle serbestleşse bile, arz ve talebin gerçek zamanlı olarak dengelenmesi için sürekli, güvenilir, eşit taraflar arasında ayırım gözetmeksizin ve rekabete de uygun olarak bir düzenlenme ve denetlenme ihtiyacı devam edecektir. Bu nedenle, iletim ve dağıtım şebekelerinin gerek yatırım ihtiyacına yanıt verebilecek, gerekse, gerçekleşen yatırımların piyasada işlerlik kazanabilmesine imkân tanıyacak şekilde planlanması ve yapılması gerekmektedir.

Bu noktada, ABD ve AB uygulamaları, serbest piyasada arz güvenliğinin sağlanabilirliği sorusuna verdikleri yanıtlar açısından önem taşımaktadır.

Özellikle ABD deneyimi kapsamında, 2000 yılında Kaliforniya ve 2003 yılında da New England eyaletinde yaşanan krizler, serbestleşen piyasalardaki kırılgan noktaları açığa çıkarmaları bakımından dikkatle incelenmeleri gerekir.

Örneğin, Kaliforniya krizinin temel nedenleri, artan enerji alım maliyetlerinin perakende satış fiyatlarına doğrudan yansıtılmasındaki sınırlamalar ve bunun yanı sıra şebeke altyapısındaki zafiyetlerin giderilememesidir. Yine Kaliforniya'da meydana gelen Enron skandalı, haksız kazanç sağlama yönündeki manipülasyonların, iyi düzenlenememiş bir piyasada yaratabileceği etkileri kanıtlaması bakımından ilgi çekicidir.

Benzer şekilde New England piyasasında serbestleşmenin tam olarak sağlanamamış olması, bazı piyasa aktörlerine, birlikte eşgüdümlü davranış geliştirme olanağı yaratmış ve bu durum ise yük eğrisinin tepe yaptığı soğuk kış aylarında sistem oturmalarına neden olmuştur.

Bu krizlerden iki önemli sonuç ortaya çıkmıştır. Bunlardan ilki, serbestleşmiş piyasalarda sistem işletmecilerinin mali ve idari açıdan bağımsızlıklarının sağlanması ölçüsünde sistem risklerinin azaldığıdır.

İkincisi ise, piyasaların kötü politikalar, eksik düzenlemeler kadar insan kaynaklarının iyi yönetilememesi hususuna ve haksız kazanç girişimlerine karşı hassas ya da kırılabilir olduğudur. Başka bir ifadeyle, serbestleşen piyasalarda arz güvenliği konusunda yaşanan sorunlar, piyasa tasarımındaki hatalar kadar, sayılan bu unsurların bir veya bir kaçının aynı anda devrede olmasından da kaynaklanmaktadır.

AB'ye bakıldığında ise, İskandinav piyasası (Norveç, İsveç, Finlandiya, Danimarka) entegre olmuş bir enterkonneksiyon altyapısının, serbest piyasaya fonksiyonlarını doğru şekilde yerine getirebilme imkanı sağlaması ve aynı zamanda nihai tüketicilere de optimal enerji güvenliği imkanı sunması bakımından en iyi örneklerden birini oluşturmaktadır.

İskandinav ülkelerinin elektrik üretim kaynaklarını birbirine bağlayan enterkonneksiyon şebekesinin varlığı, aynı zamanda, yanlış fiyat sinyallerinin düzeltilmesine de imkan tanımaktadır. Buna ek olarak, bilgilerin şeffaf bir yaklaşımla tüm piyasa katılımcılarına açık olması ve piyasa katılımcılarının da etik kurallara uygun olarak hareket etmesi, güvenilir ve sürdürülebilir bir piyasa oluşumuna büyük katkı sağlamaktadır. İskandinav piyasası, serbest bir piyasada arz güvenliğinin sağlanması için doğru bilgiye zamanında ulaşmanın ve piyasa katılımcılarının etik kurallara uyma yönündeki davranış biçimlerinin ne kadar önemli olduğunu göstermesi bakımından özellikle dikkat çekicidir.

Özetle, gerçek maliyetlerin fiyatlara yansıtıldığı, orta ve uzun dönemli açık ve net hedefler belirlenerek bunların kararlılıkla uygulandığı rekabete dayalı bir piyasada, ilgili tüm taraflar, kamu ve özel sektör ayrımı olmaksızın yükümlülüklerinin gereğini yerine getiriyorlarsa ve sisteme erişim ile sistem kullanımında da önemli bir sorun yaşanmıyorsa, çok yüksek bir talep artışı söz konusu olsa bile yatırımların süreklilik içerisinde devam edebilmesi için gerekli şartlar oluşmuş demektir.

Elektrik enerjisi sektörünün rekabete dayalı olarak serbestleştirilmesi meşakkatli bir süreçtir. Serbest piyasa olgusuyla arz güvenliği sorununun birlikte telaffuz edildiği durumlarda, serbest piyasada arz güvenliği sağlanır mı sorusu yerine, serbest piyasa gereklerinin ne ölçüde yerine getirildiğinin sorgulanması, doğru çözümler üretilmesine de olanak sağlayacaktır. Özellikle fiyatların gerçek maliyetleri yansıtmadığı, şebeke yetersizliklerinin söz konusu olduğu ve sistem işletmecilerinin mali açıdan

sürdürülebilirliklerinin de sağlanamadığı durumlarda ise, hangi model olursa olsun ekonomik olarak sürdürülebilirliğin sağlanamayacağı son derece açıktır.

Bu süreçte, siyasi otoritelerin yapmaları gereken yegane şey; piyasanın kendi dinamikleri ile yol alabilmesine yardımcı olmaktır. Zira şeffaflık, gerçek maliyetlerin yansıtılması, yakıt çeşitliliğinin sağlanması ya da korunması adına teşvik mekanizmalarının uygulanması, düzenleyici istikrarın sağlanması, siyasi iradenin kararlılığı ve yatırım ortamının iyileştirilmesi gibi ‘içi dolu’ kavramlar, elektrik enerjisi sektöründe rekabete dayalı serbest bir piyasa oluşabilmesine yardımcı olmanın asli unsurlarıdır. Bu unsurlar yaşama geçirilmeden ve düzenleyici çerçevenin istikrarı sağlanmadan, serbestleştirilmiş bir piyasada arz güvenliğinden bahsedebilmek mümkün değildir.

Serbest piyasada arz güvenliğinin sağlanmasının koşulu, piyasa gereklerinin tam olarak uygulanmasıdır.

5.2 Atıl Kapasitelerin Kazanımı

Arz güvenliği açısından, gerçek maliyetlerin yansıtılmaması çerçevesinde perakende satış fiyatlarının 5 yılı aşkın bir süre sabit kalması nedeniyle çok cazip hale gelen TEDAŞ (Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.) fiyatlarından enerji almaya başlayarak kendi üretim tesislerini de devre dışı bırakan tüm üreticilerin aktif hale getirilmesi özendirilmelidir. Bu kapsamda geri kazanılabilecek üretim kapasitesinin yıllık yaklaşık 10 milyar kWh’in üzerinde olduğu tahmin edilmektedir.

Zira otoprodüktör ve otoprodüktör gruplarının rekabet ortamında satabilecekleri elektrik enerjisi miktarı bir önceki takvim yılı içerisinde ürettikleri elektrik enerjisi miktarının belirli bir oranı kadar olabilmektedir. Her ne kadar bu oran 31/12/2007 tarihinde Kurul tarafından % 30’dan 2007 yılı da dahil olmak üzere 31/12/2008 tarihine kadar % 50’ye çıkarılmış olsa da, kendileri üretim yapmak yerine daha ucuz olduğu için dağıtım şirketlerinden enerji satın almakta olan otoprodüktörlerin bir önceki yıla ait üretimleri bulunmadığından ya da tam kapasiteyle çalışmadıklarından Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY) kapsamında teklif verme imkanları bulunmamaktadır.

Otoprodüktör ve otoprodüktör gruplarının, DUY çerçevesinde verdikleri yük alma ve yük atma teklifleri sonucunda yaptıkları enerji alım ve satımı kapsamındaki üretim miktarlarının herhangi bir kısıtlamaya tabi tutulmamasının sağlanacağı bir düzenlemenin yapılması arz güvenliği açısından katkı sağlayacaktır.

Bu düzenleme, ihtiyaçları olan enerjiyi dağıtım şirketlerinden sağladıklarından, kendi üretim tesislerinde enerji üretmeleri durumunda miktar kısıtlamalarını ihlal ederek yaptırımla karşılaşacakları için kendi üretim tesislerini devre dışı bırakan birçok piyasa oyuncusunun sisteme yeniden dahil olmasını sağlayacaktır.

Diğer taraftan, bu imkan sağlansa bile, kurulu güçleri itibarıyla dengeleme birimi olma imkanı olmayan tesisler için ilgili mevzuatta geçici bir düzenleme yapılmasına ihtiyaç duyulabileceği hususu değerlendirilmelidir.

B Ö 6 Ü M

REKABETÇİ PİYASA YAPISI VE
DÜZENLEYİCİ KURUMLARIN ÖNEMİ

6. REKABETÇİ PİYASA YAPISI VE DÜZENLEYİCİ KURUMLARIN ÖNEMİ

6.1 Düzenleyici Kurumların Anayasal Temelleri

4628 sayılı Kanunun 4'üncü maddesinin birinci fıkrasında; EPDK'nın "idari ve mali özerkliğe sahip" olduğu ifade edilmektedir. Esasen, tümüyle benzer hükümler, Türkiye'deki tüm düzenleyici kurumların kuruluş kanunlarında da yer almaktadır.

Kuruluş kanunlarında yer alan bir diğer ortak hüküm ise, düzenleyici kurumların Bakanlıklara 'bağlı' olmaması veya Bakanlıkların 'ilgili' olduğu kurumlar olmamasını temin etmek üzere, ilk kez 1994 tarihli ve 4054 sayılı 'Rekabetin Korunması Hakkında Kanun' ile 'türetilmiş' olan 'ilişkili' ibaresidir.

Ancak bununla birlikte; ne idari ve mali özerklik, ne de 'ilişkili kurum' düzenlemesi amacına ulaşmıştır. Bahse konu düzenleme, düzenleyici kurumların kuruluş kanunlarında yer almaktan başkaca bir anlam ifade etmeyen, bir başka deyişle uygulama zemini bulunmayan bir hüküm halin gelmiştir.

AB'ye tam üyelik perspektifi ve küresel ekonomi ile bütünleşme hedefleri doğrultusunda 'bağımsız düzenleme ve denetleme' kavramı üzerinde yapılandırılan düzenleyici ve denetleyici kurumların Anayasal temelleri bulunmamaktadır.

Anayasal temeller bulunmadığı için idari ve mali özerkliklerinin güvence altına alınmamış olması, bir yandan bu kurumların bağımsızlıklarına gölge düşürürken, idari kapasitelerinin de gittikçe zayıflamasına yol açmakta ve yetkin meslek memurlarından oluşan bir kadro ile görev yapabilmelerini engellemektedir.

Sadece düzenleyici istikrar ile sınırlı olmaksızın, yatırım ortamının iyileştirilmesiyle de ilgili olarak, EPDK'nın idari kapasitesinin gereken seviyeye ulaştırılabilmesi için, EPDK'nın –ve esasen diğer tüm bağımsız düzenleyici ve denetleyici kurumların- idari ve mali açıdan özerklikleri Anayasal güvenceye kavuşturulmalıdır.

Bunun yanı sıra, EPDK gibi düzenleyici ve denetleyici kurumların idari yapılanma içerisindeki yerleri de net olarak belirlenmeli ve T.B.M.M.'ye hesap verebilirlikleri sağlanmalıdır.

6.2 EPDK'nın Yapısı

Elektrik ve doğal gaz piyasasından sonra düzenleme alanına 20 Aralık 2003 tarihinde petrol ve 13 Mart 2005 tarihinde de LPG piyasalarının eklenmesiyle yetki ve sorumluluk alanı büyük ölçüde genişleyen; ancak bununla birlikte, kurumsal altyapısı sadece elektrik ve doğalgaz piyasalarının gereklerine göre tasarlanmış bulunan EPDK'nın görev ve sorumluluklarını piyasa ihtiyaçlarını karşılayacak şekilde yerine getirebilmesi için yeniden yapılandırılmasında yarar vardır.

Özellikle Petrol Piyasası Kanunu çerçevesinde faaliyet izni verilmesi ve izlenmesi gereken piyasa katılımcısı sayısındaki büyük miktardaki artış ve petrol piyasasının ağırlıklı olarak etkin bir denetimi gerektiren yapısı EPDK'nın iş yükünü olağanüstü şekilde artırmıştır. Birbiriyle tam olarak örtüşmeyen faaliyet alanlarının tek bir düzenleyici kurum çatısı altında toplanması ise, idari ve teknik altyapı donanımı açısından sıkıntıya yol açabilecektir.

Buna ek olarak, kısa ila orta vadede, elektrik enerjisi sektöründeki dağıtım ve üretim özelleştirmelerinin gerçekleşmesine bağlı olarak ve yeni üretim yatırımlarında beklenen artış dolayısıyla elektrik piyasasına ilişkin piyasa izleme ve denetleme fonksiyonunun kritik bir önem kazanacaktır. Bu EPDK'nın iş yükünü daha da arttıracaktır.

Bu kapsamda, bir kıyaslama yapılabilmesini teminen Avrupa'daki düzenleyici kurumların görev ve sorumluluk alanlarına ve diğer idari otoriteler ile olan görev ve yetki paylaşımlarının değerlendirilmesi olacaktır.

Aşağıdaki tablo, Avrupa'daki düzenleyici kurumların düzenleme alanları ve aynı alanlarda diğer organlarla olan görev ve yetki paylaşımlarını göstermektedir.

Tablo 6.1 AB Ülkeleri Düzenleyici Kurumları

Ülke	Düzenleyici Otorite Sayısı	Üye Sayısı	Düzenlemeye Tabi Faaliyet Alanları	Diğer Kurumlarla Görev ve Yetki Paylaşımı
Almanya	1	3	* Elektrik * Doğal gaz * Telekomünikasyon * Posta ve demiryolu	* Federal Hükümet Organları: Lisansları verme ve tarifelere ilişkin ikincil mevzuat hazırlanmasına katılım sağlıyor. * Ekonomi ve Çalışma Bakanlığı: Genel içerikli genelge çıkarma yetkisine haiz.
Arnavutluk	1	5	* Elektrik	-
Avusturya	2	E-Control Komisyonu:3	* Elektrik	* Federal Ekonomi ve Çalışma Bakanlığı:
	(Aynı isimli bir şirket ve bir kurum şeklinde yapılanma)	(E-Control Şirketinin Genel Müdürlü aynı zamanda Komisyon üyesi)	* Doğal gaz * Yerli ve yenilebilir enerji kaynakları	E-Control Şirketi için karar hakkına sahip. * Yerel Yönetimler: Lisansları veriyorlar.
Belçika	4	CREG: 6 VREG: 4 CWAPE: 5 BIM: 1	* CREG: Elektrik ve gaz (Federal düzeyde) * VREG: Elektrik ve gaz (Flaman Bölgesi) * CWAPE: Elektrik, gaz, merkezi ısıtma ve çevre (Brüksel Bölgesi)	* Bakanlar Kurulu: Enerji Bakanlığının teklifi üzerine CREG'in tarifeleri ile ilgili kararlarının 30 gün süreyle askıya alınması ve düzeltme istenmesi yetkisine haiz.
Bosna Hersek	3 (İletim, üretim ve dağıtım/ tedarik)	3 (Düzenleyici otorite bazında ayrı ayrı)	* Elektrik	* Enerji Bakanlığı: Petrol ve doğal gaz alanında tam yetkili, elektrikte ise görüş veriyor.
Bulgaristan	2 (Enerji Verimliliği Kurumu yeniden yapılandırılmış)	13	* Elektrik * Doğal gaz * İçme suyu * Merkezi Isıtma	* Enerji Bakanlığı: Petrol, petrol ürünleri ve boru hatları alanlarında yetkili. * Enerji Verimliliği Kurumu: Enerji verimliliği alanında yetkili.
Çek Cumhuriyeti	1	1	* Elektrik * Doğal gaz * Isı üretimi	-

Kaynak: CEER Regulatory Benchmarking Reports

Tablo 6.1 AB Ülkeleri Düzenleyici Kurumları (Devam)

Ülke	Düzenleyici Otorite Sayısı	Üye Sayısı	Düzenlemeye Tabi Faaliyet Alanları	Diğer Kurumlarla Görev ve Yetki Paylaşımı
Danimarka	1	7	* Elektrik * Doğal gaz * Merkezi ısıtma	* Danimarka Enerji Kurumu (Ulaştırma ve Enerji Bakanlığına bağlı): Lisansları veriyor.
Estonya	1	7	* Elektrik * Doğalgaz * Merkezi ısıtma * Petrol kalitesi	-
Finlandiya	1	1	* Elektrik * Doğalgaz * Emisyon ticareti	* Ticaret ve Sanayi Bakanlığı: Sınır ötesi ticarete ilişkin lisanslar veriyor.
Fransa	1	7	* Elektrik * Doğalgaz	* Yerel Yönetimler: Lisans veriyor. * Maliye Bakanlığı ile Enerji Bakanlığı: Elektrik ve gaz şebekesi tarifeleri ile LNG tarifelerinin onaylanması yetkisine haiz.
Hırvatistan	1	5	* Elektrik * Doğalgaz * Petrol * Merkezi ısıtma	* Enerji Bakanlığı: Lisans veriyor.
Hollanda	1	3	* Elektrik * Doğalgaz	* Ekonomi İşleri Bakanlığı: Lisanslar ve tarifelere ilişkin ikincil mevzuatın hazırlanması yetkisine haiz.
İngiltere (Birleşik Krallık)	1	12	* Elektrik * Doğalgaz	* Ticaret ve Sanayi Bakanlığı: Tarifelere ilişkin ikincil mevzuatın çıkarılmasında OFGEM ile birlikte çalışma hakkına sahip.
İrlanda	1	3	* Elektrik * Doğalgaz	* Haberleşme, Denizcilik ve Doğal Kaynaklar Bakanlığı: Lisanslara ilişkin ikincil mevzuatın hazırlanması, offshore gaz ve petrol lisanslarını verilmesi yetkisine haiz.
İspanya	1	9	* Elektrik * Doğalgaz * Petrol	* Bakanlar Kurulu: Sınır ötesi ticarete ilişkin imtiyazların verilmesi yetkisine haiz. * Yerel Yönetimler: Lisans veriyor.

Kaynak: CEER Regulatory Benchmarking Reports

Tablo 6.1 AB Ülkeleri Düzenleyici Kurumları (Devam)

Ülke	Düzenleyici Otorite Sayısı	Üye Sayısı	Düzenlemeye Tabi Faaliyet Alanları	Diğer Kurumlarla Görev ve Yetki Paylaşımı
İsveç	1	1	* Elektrik * Doğalgaz * Merkezi ısıtma	* Bakanlar Kurulu: Sınır ötesi ticarete ilişkin imtiyazların verilmesi yetkisini haiz. * Enerji Bakanlığı: İkincil mevzuatın hazırlanmasına katılım sağlıyor. * Sanayi ve Verimlilik Bakanlığı: Lisanslara ilişkin mevzuatın hazırlanması ve lisans verme yetkilerini haiz. * Sanayi ve Ticaret Bakanlığı: Lisanslar ve tarifelere ilişkin mevzuatın hazırlanması ve lisans verme yetkilerini haiz.
İtalya	1	5 (fiilen 3)	* Elektrik * Doğalgaz	
İzlanda	1	1	* Elektrik * Merkezi ısıtma	
Karadağ	1	3	* Elektrik * Doğalgaz * Petrol ürünleri * Kömür (elektrik üretimi amacıyla)	-
Letonya	1	5	* Elektrik * Doğalgaz * Isı üretimi (konjenerasyon) * Elektrik	* Ekonomi Bakanlığı: Lisanslara ilişkin ikincil mevzuatın hazırlanması ve üretim lisanslarının verilmesi yetkilerini haiz.
Litvanya	1	5	* Doğalgaz * Merkezi ısıtma * İçme suyu ve atık su * Yolcu taşımacılığı	-
Lüksemburg	1	3	* Elektrik * Doğalgaz * Elektronik haberleşme ve posta	* Ekonomi İşler Bakanlığı: Lisanslar ve tarifelere ilişkin mevzuatın hazırlanması ve lisansların verilmesi ile tarifelerin onaylanması yetkilerini haiz.
Macaristan	1	2 (Bir Başkan ve 1 Başkan Yardımcısı)	* Elektrik * Doğalgaz * Merkezi ısıtma	* Ekonomi ve Ulaştırma Bakanlığı: Lisanslar ve tarifelere ilişkin ikincil mevzuatın hazırlanması ve tarifelerin onaylanması yetkilerini haiz.

Kaynak: CEER Regulatory Benchmarking Reports

Tablo 6.1 AB Ülkeleri Düzenleyici Kurumları (Devam)

Ülke	Düzenleyici Otorite Sayısı	Üye Sayısı	Düzenlemeye Tabi Faaliyet Alanları	Diğer Kurumlarla Görev ve Yetki Paylaşımı
Makedonya	1	5	* Elektrik * Doğalgaz * Petrol ve petrol ürünleri * Merkezi ısıtma * Jeotermal enerji	-
Malta	1	7	* Elektrik * Doğalgaz * Petrol * Isı üretimi * İçme suyu	* Doğal Kaynaklar Bakanlığı: Lisanslar ve tarifelere ilişkin ikincil mevzuatın hazırlanmasında söz sahibi.
Moldovya	1	3	* Elektrik * Doğalgaz * Petrol ürünleri * Merkezi ısıtma	-
Norveç	1	1	* Elektrik	* Petrol ve Enerji Bakanlığı: Kurul kararlarına karşı yapılan itirazların karara bağlanması yetkisini haiz.
Polonya	1	1	* Elektrik * Doğalgaz * Petrol * Isı üretimi	* Ekonomi Bakanlığı: Lisanslar ve tarifelere ilişkin ikincil mevzuatın hazırlanması yetkisine sahip.
Portekiz	1	3	* Elektrik * Doğalgaz	* Jeoloji ve Enerji İşleri Genel Müdürlüğü: Lisans veriyor.
Romanya	4	5	* Elektrik ve ısı üretimi-ANRE * Doğalgaz - ANRGN * Merkezi ısıtma - ANRSC * Petrol ve kömür - ANRM	-
Sırbistan	1	5	* Elektrik * Doğalgaz * Petrol	* Madencilik ve Enerji Bakanlığı: Lisans veriyor.

Kaynak: CEER Regulatory Benchmarking Reports

Tablo 6.1 AB Ülkeleri Düzenleyici Kurumları (Devam)

Ülke	Düzenleyici Otorite Sayısı	Üye Sayısı	Düzenlemeye Tabi Faaliyet Alanları	Diğer Kurumlarla Görev ve Yetki Paylaşımı
Slovakya	1	6	* Elektrik * Doğalgaz * Isı üretimi * İçme suyu ve atık su	* Ekonomi Bakanlığı: Üretim Lisansların veriyor.
Slovenya	1	6	* Elektrik * Doğalgaz * Merkezi ısıtma	* Enerji Bakanlığı: Lisanslar ve tarifelere ilişkin ikincil mevzuatın hazırlanması, üretim lisanslarının verilmesi ve tarifelerin onaylanması yetkilerini haiz.
Türkiye	1	9	* Elektrik * Doğalgaz * Petrol * LPG	(Uygulama farklı yönde tezahür ediyor. Bu bağlamda, Bakanlık, DPT ve Hazine' nin yetkileri devam ediyor.
Kosova	1	5	* Elektrik * Merkezi ısıtma	* UN/SRGS
Yunanistan	1	5	* Elektrik * Doğalgaz * Petrol * Merkezi ısıtma	* Kalkınma Bakanlığı: Lisanslar ve tarifelere ilişkin ikincil mevzuatın hazırlanması, liras verme, tarif onayı.

Kaynak: CEER Regulatory Benchmarking Reports

Düzenleyici kurumların diğer organlarla görev ve yetki paylaşımının olmadığı ülkelere bakıldığında, bu ülkelerden Türkiye'nin yanı sıra, Estonya, Makedonya, Moldova ve Karadağ'ın elektrik, doğalgaz ve petrol piyasalarını aynı düzenleyici kurum bünyesinde topladıkları, Romanya'nın ise enerji piyasasını dört farklı düzenleyici kurum altında yapılandığı görülmektedir. Ancak bu ülkelerin hiçbirinin enerji piyasaları, Türkiye enerji piyasasıyla kıyaslanabilir büyüklükte değildir. Söz konusu ülkelere örnek olarak Romanya'nın 2006 yılı kurulu gücü 20 GW iken, onu 3.3 GW ile Estonya izlemektedir. Diğer taraftan, Romanya'nın doğal gaz piyasası düzenleyici kurumu (ANRGN) ile elektrik piyasası düzenleyici kurumunun (ANRE) birleştirilmesi gündemde olup, petrol piyasasının bu birleşme kapsamına dahil edilmediği görülmektedir.

Düzenleyici kurum yapısının bağlamında gerek görev ve yetki alanlarının tek başına kullanımı, gerek lisans ve tarife uygulamalarında tek başına sorumluluk ve gerekse düzenlenen piyasa büyüklükleri açısından Türkiye ve dolayısıyla da EPDK, Avrupa ülkeleri arasındaki tek örneği teşkil etmektedir.

Kuruluş aşamasındaki kurumsal yapısı sadece elektrik ve doğal gaz piyasasını içerecek şekilde kurgulanmış olan EPDK'nın görev ve yetki alanından petrol ve LPG piyasalarının çıkarılması ve petrol ve LPG piyasalarının ayrı bir 'denetleyici kurum' çatısı altında yapılandırılması uygun olacaktır.

Diğer taraftan, gerek birincil mevzuatın ve gerekse ikincil mevzuatın olabildiğince yoruma yer bırakmayacak şekilde 'öngörülebilir' olması sağlanmak zorundadır. Ayrıca, ikincil mevzuatta yorum gerektirebilecek konuların bir tartışma zeminine taşınması ve tercihen de, aşağıda değinilecek olan 'yönetişim' mekanizması yoluyla karara bağlanması uygun olacaktır. Yönetişim mekanizmaları konusuna bölüm B.7'de ayrıntılı olarak değinilmiştir.

6.3 Şeffaflık ve Bilgi Paylaşımı

Elektrik enerjisi üretimi ve ticareti (toptan ve perakende) faaliyetleri potansiyel olarak fiyat rekabeti içeren alanlardır. Ancak bununla birlikte, optimum şartlar altında giderek artan rekabetin kısa dönemli marjinal maliyetin türettiği fiyatlara yol açacağı, ulaşılan bu fiyat düzeyinin ise bu dönemde yeni yatırımlar veya piyasaya yeni girişleri cazip kılmayacağı ortadadır.

Ancak bunu takip eden süreçte, arz ve talep arasındaki farkın azalmasıyla birlikte daha pahalı üretim yapabilecek şirketlerin devreye girmesi piyasa fiyatlarının artmasına neden olacaktır. Bu durum yeni yatırımlar için piyasayı yeniden cazip hale getirecektir.

Dolayısıyla, enerji alışverişinin olduğu serbest bir piyasa, arz-talep dengesine bağlı bir fiyat döngüsüne sahiptir. Serbest bir piyasada arz güvenliğinin sağlanması açısından doğru fiyat sinyallerine dayanan şeffaf bir yapının kurulmuş olması, kritik bir önem taşımaktadır.

Bu şeffaf yapının kurulması kadar önem taşıyan bir diğer husus da, piyasa oyuncularının piyasa ile ilgili güvenilir bilgilere zamanında ulaşabilir olmalarıdır. Güvenilir bilgiye zamanında ulaşmamak, kümülatif etkileri itibarıyla piyasaya ya yetersiz yatırım ya da isabetsiz yatırımlar olarak yansımaktadır.

Bu noktada, EPDK'nın idari kapasitesindeki eksikliklerin mutlak surette giderilmesinin gerekli olduğu bir kez daha görülmektedir. Zira elektrik piyasasında bir 'referans bilgi kaynağı' olması beklenen EPDK, bu talebi karşılayabilmekten oldukça uzak bir görüntü çizmektedir.

Mevcut durumda sadece TEİAŞ'ın (Türkiye Elektrik İletim A.Ş.) internet sayfasından piyasa işlemlerine ve piyasa işleyişine ilişkin bazı günlük bilgilere ulaşmak mümkün olurken, bu bilgilerin yayınlanmasında da zaman zaman kesintiler oluşabilmektedir. 2008 yılı başı itibarıyla, TEİAŞ dışında günlük bazda güvenilir veriye ulaşılabilecek başka bir referans kaynağı bulunmamaktadır.

Ticari sır niteliğinde olmayan her türlü bilginin güncel ve ulaşılabilir bir şekilde piyasa katılımcılarının bilgisine sunulabilmesi için iş ve işlem süreçleri, ilgili tarafları ve sahip olunan bilgiler dikkate alınarak, sektöre özgü bir enerji bilgi ağı kurulmasına yönelik bir proje ivedilikle başlatılarak sonuçlandırılmalıdır.

Ayrıca, şeffaflığın tesisi ve Kurul kararlarındaki tutarlılığın takip edilebilmesi için, tüm Kurul kararlarının gerekçeleri ile birlikte yayımlanması büyük önem taşıdığından, enerji piyasalarını düzenleyen kanunlarda bu yönde açık ve bağlayıcı düzenlemelerin yapılması gereklidir. Buna ek olarak, uygulamaya ilişkin bazı konuların açıklığa kavuşturulması amacıyla EPDK'ya yapılan başvurular hakkında oluşturulan genel nitelikli Kurum görüşlerinin de, ilgili mevzuattaki dayanak noktaları ile birlikte kamuoyunun bilgisine sunulması gereklidir. Bu tür bir uygulama, hem uygulama bütünlüğünü, hem de piyasa katılımcılarının eş zamanlı olarak en güvenilir kaynaktan bilgilendirilmesini sağlayacağından büyük bir değer taşıyacaktır.

B Ö L Ü M
7

ÜRETİM

7. ÜRETİM

7.1 Üretim ve Tüketim Durumu

7.1.1 Talep ve Türkiye'nin Kaynakları

Ülkemiz, birincil enerji kaynakları açısından zengin sayılamayacak ülkelerden biridir. Bu nedenle de, enerji sektöründe net ithalatçı pozisyonundadır.

2007 yılı Aralık ayı başı itibarıyla % 73'ler seviyesinde olan dışa bağımlılık oranının tedbir alınmaz ise % 80'lere yükselme eğiliminde olduğu görülmektedir⁷.

Diğer taraftan, gelişmiş ülkelerle kıyaslandığında, Türkiye'nin mevcut birincil enerji kaynakları potansiyelinden de gereğince yararlanamamış olduğu görülmektedir. Örneğin, ABD hidroelektrik potansiyelinin % 86'sını, Japonya % 78'ini, Norveç % 68'ini, Kanada ise % 56'sını değerlendirmişken, DSİ tarafından ifade edildiği üzere bu değer Türkiye için henüz sadece % 36 düzeyindedir.

Ülkemiz elektrik enerjisi talebinde önümüzdeki yıllarda ortalama artışın yıllık % 7-8 düzeylerinde olacağı dikkate alındığında, arz-talep dengesine ilişkin olarak yürütülen çalışmalar, 2009-2010 yıllarında devreye girecek yeni kapasiteye ihtiyaç olacağını göstermektedir⁸.

Ancak bununla birlikte, gerekli rehabilitasyonları bugüne kadar yeterince gerçekleştirilememiş olan EÜAŞ santrallerinin mevcut emreamadelik düzeylerinde yaşanabilecek herhangi bir aksaklık ya da elektrik enerjisi talebinin yüksek senaryo öngörüsü çerçevesinde gerçekleşmesi durumunda, söz konusu kapasite ihtiyacı daha önce de ortaya çıkabilecektir.

2007 yılında yaklaşık 191,2 milyar kWh elektrik enerjisi üretilmiş ve brüt elektrik enerjisi talebi ise yaklaşık 189,5 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. 2007 yılında gerçekleşen üretimin yaklaşık % 59,3'lük kısmı, yani yarısından fazlası ithal kaynaklardan sağlanmıştır. Diğer taraftan, 2007 yılı toplam elektrik enerjisi üretimi içerisindeki doğal gazla dayalı üretimin payının % 50'ye yaklaşması, Türkiye'nin elektrik enerjisi üretiminde doğal gazla olan bağımlılığını gözler önüne sermektedir.

Elektrik üretiminde kullanılan yerli kaynaklarımızdan bir diğeri olan linyitten elde edilecek elektrik enerjisi üretim potansiyeli toplam 120 milyar kWh/yıl civarında olup, halen bunun 53 milyar kWh/yıl (% 44) kısmı kullanılmaktadır. 11 milyar kWh/yıl potansiyele sahip olan taş kömürünün ise 3.1 milyar kWh/yıl (% 32) kısmı değerlendirilebilmiş durumdadır. Aynı şekilde ekonomik olarak değerlendirilebilir

⁷ Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı M. Hilmi Güler, TBMM Plan ve Bütçe Komisyonu, 2008 yılı Bütçesi sunuşu.

⁸ Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı M. Hilmi Güler, TBMM Plan ve Bütçe Komisyonu, 2008 yılı Bütçesi sunuşu.

olduğu belirlenen 129 milyar kWh/yıl Türkiye hidrolik enerji potansiyelinin 45 milyar kWh/yıllık (% 35) kısmı işletmede, 21 milyar kWh/yıl (özel teşebbüs tarafından yapımı sürdürülen projeler dahil) kısmı ise inşa halindedir.

Ülkemizin hidroelektrik dışındaki en önemli yenilenebilir enerji kaynakları; rüzgar, güneş ve jeotermaldir.

Güneş potansiyeli açısından şanslı konumda olan ülkemizde güneşlenme süresi ve ısınım şiddeti ile ilgili olarak EİE tarafından gerçekleştirilen ölçümler sonucunda yıllık toplam güneşlenme süresinin 2640 saat ve ortalama toplam ısınım şiddetinin ise 1,311 kWh/metre-kare-yıl olduğu hesaplanmıştır. Buna göre, elektrik üretimi amaçlı kullanılacak güneş potansiyelimiz 8.8 milyon ton petrol eşdeğeri (mtpe), ısınma amaçlı kullanılacak potansiyelimiz ise 26.4 mtpe olarak verilmektedir. 2005 yılında yaklaşık 90 mtpe enerji tükettiğimiz dikkate alınır, özellikle ısınma amaçlı kullanım potansiyelinin boyutu daha net ortaya çıkmaktadır.

Türkiye'nin rüzgar enerjisi potansiyeli konusunda çok farklı yaklaşımlar söz konusudur. Örnek olarak, 1998'de gerçekleşen Türkiye 1. Enerji Şurası Sonuç Raporunda teknik ve ekonomik olarak elektrik enerjisi üretimine elverişli 10,000 MW kurulu güç değerinin söz konusu olduğu belirtilirken, bazı araştırmacılara göre 120,000 MW'lık bir potansiyelin mevcut olduğu iddia edilmektedir. Bununla birlikte, EPDK'ya yapılmış olan başvuruların toplam kurulu gücünün yaklaşık 85,000 MW'a ulaşmış olması, rüzgâr enerjisinde çok önemli bir potansiyele sahip olduğumuzun açık bir göstergesidir.

Rüzgar enerjisinin düzensiz bir enerji kaynağı olması, söz konusu 85,000 MW kurulu gücün devreye alınabilmesi için iletim ve dağıtım sisteminde sistem güvenilirliğini sağlamaya yönelik büyük miktarda yatırımın yapılması gerekmektedir. Devrede olacak rüzgar enerjisi kurulu gücü ile orantılı bir yedek kapasitenin de mevcudiyeti sağlanmalıdır.

Elektrik üretimi amaçlı olarak kullanılacak toplam jeotermal potansiyelimizin 4,500 MW/yıl, termal amaçlı kullanılacak toplam potansiyelimizin ise 31,000 MW/yıl olduğu tahmin edilmektedir.

Diğer taraftan, güvenilir üretim değerlerini baz alan aşağıdaki tablolarda da yer alan 2007-2016 yılları arası Üretim Kapasite Projeksiyonu sonuçları, Türkiye'nin konvansiyonel kaynakları ile yenilenebilir enerji kaynaklarının tümü değerlendirilse bile, 2017 yılından itibaren öngörülen talebin yerli kaynaklarla karşılanabilmesinin mümkün olmadığını göstermektedir.

⁹ Sayın Bakanın, TBMM Plan ve Bütçe Komisyonunda, Bakanlıkları 2008 yılı Bütçesinin sunuşunda yaptığı konuşmadan

**Tablo 7.1 2006 Yılı Sonu Mevcut Durum ve
2007 Yılı Güvenilir Üretim Değerleri**

		Kurulu Güç (MW)	Proje Üretimi (GWh)	Güvenilir Üretim 2007 (GWh)
EÜAŞ	Fuel Oil	680	4,760	3,669
	Motorin	196	1,365	1,094
	Taş Kömürü	300	1,950	1,605
	Linyit	4,747	30,856	18,931
	D.G.	2,782.9	19,480	17,000
	Jeotermal	15	105	93
	Hidrolik	11,161	38,958	35,268
B.Ortaklık	Linyit	2,714	17,641	12,926
	D.G.	1,120	7,840	4,360
	EÜAŞ Toplam	23,715.9	122,955	94,946
Mobil	Fuel Oil	725	1,892	1,892
İHD	Linyit	620	3,561	3,561
	Hidrolik	30.1	60	0
Yİ	D.G.	4,781.8	38,099	38,099
	İthal Kömür	1,320	9,092	9,092
YİD	D.G.	1,449.6	10,777	10,777
	Hidrolik	982	3,697	3,697
	Rüzgar	17.4	48.8	48.8
	Mev. Söz Toplam	9,200.9	65,334.8	65,274.8
Otoprodüktör	Fuel Oil	808,4	4,694	4,694
	Motorin	18.3	92	92
	İthal Kömür	331	2,550	2,550
	Taş Kömürü	255.4	1,072	1,072
	Linyit	149.9	436	436
	LPG	51.6	382	382
	Nafta	336.2	2,274	2,274
	D.G.	1,558	10,917	10,917
	Biogaz	13.2	72	72
	Diğer	21.5	120	120
	Rüzgar	1.2	2	3
	Hidrolik (Barajlı)	540	1,620	482
	Hidrolik (Nehir)	22.8	94	94
	Otop. Toplam	4,107.5	24,325	23,188
Bağımsız Üret.	Nafta	36.6	173	173
	Atık	6.6	45.7	45.7
	Fuel Oil	179.8	1,376	1,376
	Hidrolik	326.8	1,273	556
	Rüzgar	40.4	136	111
	Jeo.	8	56	56
	BÜ Toplam	2,789.6	19,877.7	18,743.7
	Genel Toplam	40.538,9	234.384,5	204,044.5

Kaynak: Üretim Kapasite Projeksiyonu (2006-2017)

Tablo 7.2 Yerli Kaynak Potansiyelinin Kullanılması

	Potansiyel (GWh/yıl)	Kullanılan (GWh/yıl)	Üretililecek (GWh/yıl)	2017(*) Yüksek Senaryo Brüt Enerji Talebi (GWh/yıl)	2020(*) Yüksek Senaryo Brüt Enerji Talebi (GWh/yıl)
Hidrolik	129,000	45,000	84,000		
Linyit	120,000	53,000	67,000		
Taşkömürü	11,000	3,000	8,000		
Rüzgar	30,000	0	30,000		
Jeotermal	30,000	0	14,000		
Kaynak Toplam	304,000	101,000	203,000		
2007 Güvenilir Üretim (GWh/yıl)			204,000		
Toplam			407,000	410,700	499,000

(*) 2004 Üretim Planlama Çalışması

Esasen, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretimlerin değişken yapısı, arz güvenliğinin daha güvenli tarafta kalınarak sağlanması bakımından termik kaynaklara olan bağımlılığı artırmaktadır.

TEİAŞ verilerine göre, 2007 yılında toplam elektrik enerjisi üretimi bir önceki yıla göre (176,3 milyar kWh) % 8.5 artış ile 191,2 milyar kWh ve elektrik enerjisi tüketimi de bir önceki yıla göre (174,6) % 8.5 artış ile 189,5 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir.

Bu noktada, elektrik enerjisi tüketiminin Üretim Kapasite Projeksiyonunda 2007 yılı için 188.3 milyar kWh olarak öngörülen değer üzerinde gerçekleştiği görülmektedir.

2007 yılında aylık bazdaki tüketim miktarları bir önceki yılda gerçekleşen miktarlarla kıyaslandığında, en yüksek talep artışının % 13.16 olarak Temmuz ayında gerçekleştiği, bunu sırasıyla Nisan ve Ocak aylarının izlediği görülmektedir. Puant talebin yaşandığı Aralık ayında ise bir önceki yıla göre talepteki en düşük artış % 4 olarak gerçekleşmiştir.

2006 ve 2007 yılına ait aylık talep gelişimi ile artış oranları aşağıdaki Tabloda gösterilmektedir.

Tablo 7.3 Aylık Talep Gelişimi

	2006 (GWh)		2007 (GWh)		Yıllık Değişim (%)	
	Üretim	Tüketim	Üretim	Tüketim	Üretim	Tüketim
OCAK	14,332.5	14,172.1	15,863.2	15,675.3	10.68	10.61
ŞUBAT	13,683.0	13,540.3	14,646.5	14,524.8	7.04	7.27
MART	14,616.8	14,471.4	15,749.7	15,568.9	7.75	7.58
NİSAN	13,397.6	13,277.5	14,917.0	14,741.8	11.34	11.03
MAYIS	13,996.9	13,875.7	15,204.9	15,070.9	8.63	8.61
HAZİRAN	14,473.8	14,336.1	15,815.6	15,634.0	9.27	9.05
TEMMUZ	15,588.0	15,452.8	17,581.2	17,487.0	12.79	13.16
AĞUSTOS	16,389.5	16,267.2	17,773.2	17,558.6	8.44	7.94
EYLÜL	14,491.3	14,395.2	15,785.8	15,618.8	8.93	8.50
EMİL	13,843.2	13,734.3	15,051.2	14,866.0	8.73	8.24
KASIM	15,236.2	15,067.9	16,079.0	16,017.0	5.53	6.30
ARALIK	16,251.0	16,045.9	16,695.0	16,687.0	2.73	4.00

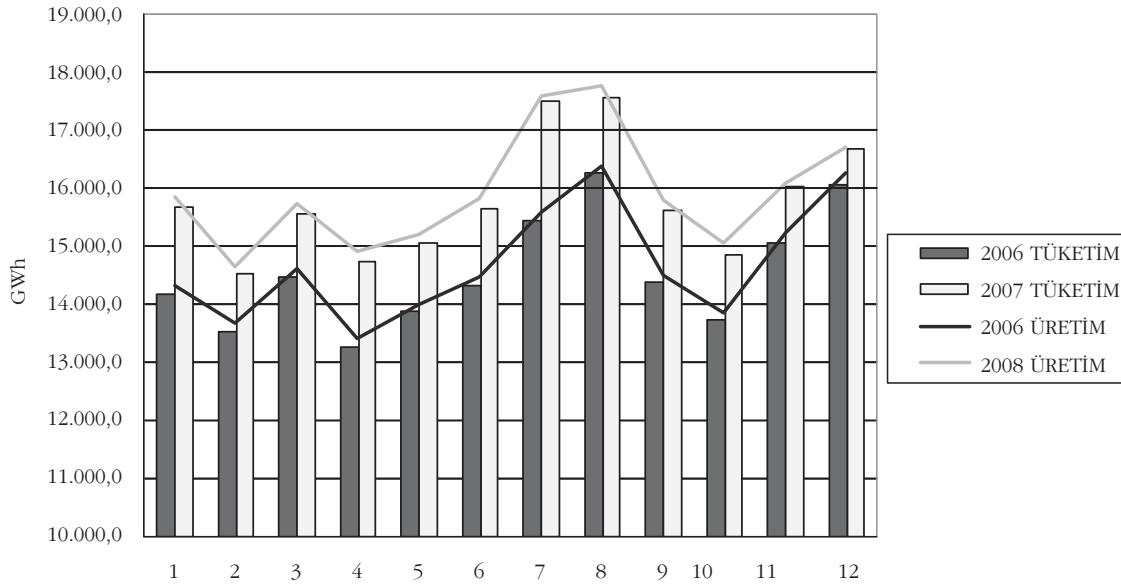
Kaynak: TEİAŞ

2006 yılının en yüksek tüketimi Ağustos ayında kaydedilmiş, 2007 yılı en yüksek tüketimi ise Temmuz ve Ağustos aylarında gerçekleşmiştir.

Bu tüketim artışının, elektrik enerjisi fiyatlarının sabit kalmasına bağlı olarak klima kullanımında yaşanan olağanüstü artıştan kaynaklandığı tahmin edilmektedir. Bunun dışında, tüketim eğrisi karakteristiği açısından 2006 ve 2007 yılları arasındaki paralellik devam etmiştir.

2007 yılı aylık üretim tüketim değerleri ile üretim tüketim grafiği aşağıda yer almaktadır.

Şekil 7.1 2006-2007 Üretim Tüketim Grafiği



Kaynak: TEİAŞ

Aylar

Elektrik enerjisi üretim tüketim miktarları ile ithalat ve ihracat miktarlarına bakıldığında, aşağıdaki tabloda da görülebileceği gibi, 2007 yılında 2006 yılına göre elektrik enerjisi ithalatının % 50.6, ihracatının ise % 15.2 oranında artmıştır

Artış, 2007 yılında Suriye ve Yunanistan'a yapılan elektrik ihracından kaynaklanmaktadır. 2007 yılında toplam elektrik enerjisi ihracatı, elektrik enerjisi üretiminin % 1.3'ü; toplam elektrik enerjisi ithalatı ise yurtiçi elektrik enerjisi talebinin % 0.5'i düzeyinde gerçekleşmiştir.

2007 yılında üretim, tüketim, ithalat ve ihracat değerleri aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

Tablo 7.4 2007 Yılı Üretim-Tüketim (GWh)

Aylar	Üretim	İthalat	İhracat	Tüketim
OCAK	15,863	65	253	15,675
ŞUBAT	14,646	57	179	14,524
MART	15,75	58	239	15,569
NİSAN	14,917	61	237	14,741
MAYIZ	15,205	107	241	15,071
HAZİRAN	15,816	70	252	15,634
TEMMUZ	17,581	100	194	17,487
AĞUSTOS	17,773	101	316	17,558
EYLÜL	15,786	61	228	15,619
EKİM	15,051	57	242	14,866
KASIM	16,079	56	118	16,017
ARALIK	16,695	71	79	16,687
TOPLAM	191,163	864	2.577	18,945

Kaynak: TEİAŞ

2006 yılında puant talep 27 Aralık Çarşamba günü saat 17:¹⁰da 27,594 MW, minimum yük ise 4 Ekim Salı günü saat 05:⁰⁰de 10,545 MW olarak kaydedilmiştir.

2007 yılında ise puant talep 24 Aralık Pazartesi günü saat 17:⁴⁰da 29,249 MW olarak kaydedilirken, minimum yük ise Ramazan Bayramının birinci günü olan 12 Ekim Cuma günü saat 19:³⁰da 15,881 MW olarak gerçekleşmiştir.

2007 yılında brüt elektrik enerjisi talebinin, Üretim Kapasite Projeksiyonunda öngörülen % 8.1'lik değer üzerinde % 8.6 oranında artış göstermiş olduğu görülmektedir. Bununla birlikte, puant talepte yaşanan artış, Üretim Kapasite Projeksiyonunda öngörülen % 8.1'lik artış düzeyinin altında % 6 olarak gerçekleşmiştir.

Keza 2006 yılında minimum yükün puant yüke oranı % 38 iken, 2007 yılında bu oran % 54 olmuştur.

Buna göre, 2007 yılında baz yük ihtiyacı artış göstermiş ve tüketim eğrisinde de, bir önceki yıla göre bir düzelme kaydedilmiştir. Ancak bununla birlikte, gerek minimum yükün puant yüke oranındaki artış; gerekse puant talepteki artış hızının öngörülenden düşük olarak gerçekleşmesinde, emreamade kapasitenin puant talebi karşılamadaki yetersizliğinin etkisi bilinmemektedir.

Güvenilir üretim kapasitesine göre 2009 yılında enerji talebi karşılanamayacaktır.

Diğer taraftan, 2007 yılında gerçekleşen üretimin kuruluşlara dağılımına bakıldığında, toplam üretimin % 48.7'sinin EÜAŞ ve EÜAŞ bünyesindeki portföy üretim grupları üretimlerinden kaynaklandığı, % 33.3'ünün ise, mevcut sözleşmeleri kapsamında faaliyette bulunan üretim tesislerinden sağlandığı görülmektedir.

Serbest piyasanın çekirdeğini oluşturan özel sektör üretim şirketleri ile otoprodüktör ve otoprodüktör gruplarının 2007 yılında üretimdeki payı % 18 ile, katkılarına bakıldığında, üretim yüzdesinin 2006 yılında gerçekleşen % 16.6'ya oranla bir artış göstermiştir.

Bu artış, otoprodüktör ve otoprodüktör grupların üretimlerini artırmalarından ziyade, 2006 yılı Ağustos ayında başlayan dengeleme ve uzlaştırma sistemi uygulaması kapsamında, özellikle üretim şirketlerinin yaptıkları üretimlerden kaynaklanmaktadır.

Üretimin üretici kuruluşlara dağılımı ile toplam üretime katkıları aşağıdaki tabloda verilmektedir.

Tablo 7.5 2007 Yılı Üretiminin Üretici Kuruluşlara Dağılımı

	Üretim (GWh)	Üretimdeki Pay (%)
EÜAŞ	73,794	38.6
EÜAŞ Bağlı Ortaklıkları	18,489	9.7
İHD	4,625	2.2
Mobil	726	0.4
Otoprodüktör-Otoprodüktör Grubu	16,129	8.4
Yİ	45,032	23.6
YİD	14,425	7.5
Üretim Şirketi	18,262	9.6
Özelleştirme Programı	221	0.1
ÜRETİM TOPLAMI	191,163	100
İthalat	864	
İhracat	2,577	
TÜKETİM TOPLAMI	189.45	

Kaynak: TEİAŞ

2007 yılı üretiminin, birincil enerji kaynaklarına göre dağılımına bakıldığında, doğal gazla dayalı üretimlerin toplam üretim içerisindeki payının % 48.2 ile ilk sırada yer aldığı görülmektedir. Bu kapsamda, ithal kaynaklara dayalı üretimin toplam üretim içerisindeki payı, 2007 yılında 2006 yılına oranla artarak % 55 seviyesinden % 59.3'e çıkmıştır.

İthal kaynaklara dayalı üretimi % 18'lik pay ile hidrolik kaynaklara dayalı üretim izlemekle birlikte; 2007 yılında gerçekleşen üretim, ortalamanın altında seyreden su gelirleri nedeniyle beklenen seviyenin oldukça altında kalmıştır.

Üretimin birincil enerji kaynaklarına göre dağılımı aşağıdaki tabloda verilmektedir.

Tablo 7.6 2007 Birincil Kaynaklara Göre Üretim

	Üretim (GWh)	Üretimdeki Pay (%)
Fuel-Oil	7,582	4
Motorin	8	-
Taş Kömürü	3,137	1.6
İthal Kömür	11,771	6.2
Linyit	38,289	20
Doğal Gaz	92,821	48.6
Jeotermal	158	-
LPG	478	0.3
Nafta	633	0.3
Biogaz	42	-
Diğerleri	106	-
Hidrolik	35,779	18.7
Rüzgar	358	0.2
TOPLAM	191,163	100

Kaynak: TEİAŞ

Diğer taraftan, Üretim Kapasite Projeksiyonunda, önümüzdeki döneme de ışık tutacak bazı hususlara değinilmiştir:

- İlgili mevzuatın bir gereği olan bölgesel talep tahminlerinin dağıtım şirketleri tarafından yapılmaması nedeniyle, Bakanlık tarafından 2004 yılında hazırlanmış olan talep serileri kullanılmaktadır.
- Buna göre, yıllık ortalama % 8.1 mertebesinde bir talep artışının önümüzdeki 10 yıl boyunca süreceği kabulüyle; Ocak 2007 tarihi itibarıyla 40,539 MW'ı işletmede, 2,621 MW'ı inşası devam eden, 5,094 MW'ı lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen santraller olmak üzere, güvenilir üretim kapasitelerine göre 2009 yılında, proje üretim kapasitelerine göre ise 2012 yılında enerji talebi karşılanamayacaktır. Ayrıca aynı koşullar altında, 2014 yılından başlayarak puant güç talebinin karşılanması da mümkün olmayacaktır.

- İletim sistemi, elektrik sisteminin ana omurgasını teşkil etmekte olup, iletim tesisleri yatırımları pahalı ve yapımı uzun süre alan, işletilmesi ise ülke ekonomisine etkileri açısından büyük önem taşıyan sistemler olduğundan, bölgesel gelişim hedeflerinin, yük tahminlerinin, arz kaynak noktalarının önceden optimum olarak belirlenmesi gerekmektedir.
- Puant talep ihtiyacını karşılamak üzere kurulması gereken yeni kapasitenin tamamının termik santrallardan karşılanması durumunda ilave kapasite miktarı, aynı kapasitenin tamamının hidrolik ve yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı santrallardan karşılanması durumundaki miktarın yaklaşık yarısı kadardır.
- Birincil kaynak dağılımındaki ilave kapasite miktarının, termik santrallara yoğunlaşması ile ilave kapasite miktarı azalmakta, hidroelektrik ve rüzgar santralleri ile ise artmaktadır.
- Bir önceki Üretim Kapasite Projeksiyon çalışmasında inşa halinde ve lisans almış üretim tesislerinin toplam kurulu güçlerinin % 63'ü hidrolik ve rüzgardan oluşurken, 2007 yılındaki çalışmanın sonuçlarına göre inşa halinde ve lisans almış üretim tesislerinin toplam kurulu güçlerinin % 88'i hidrolik ve rüzgardan oluşmaktadır. Kurulu güç artmasına rağmen değişken üretim yapan, yani termik santrallere göre daha az güvenilir olan üretim tesislerinin toplam kurulu güçlerindeki pay arttığı için üretim değerleri bir önceki çalışmaya göre daha çok azalmıştır. Bu nedenle, sisteme ilave edilecek kapasitenin ve yeni üretim yatırımlarının kaynak çeşitlendirilmesinin ve termik ile hidrolik payların dengeli olmasının, enerji talebinin güvenilir şekilde karşılanması açısından dikkate alınması gerekmektedir.

Bölgesel talep tahminlerinin hazırlanması dağıtım şirketlerinin mevzuattan kaynaklanan bir yükümlülüğüdür ve bu yükümlülüğün yerine getirilmesi sağlanmalıdır.

Ancak bu sağlanana kadar, yatırımcıların geleceğe ilişkin sağlıklı tahminlerde bulunabilmeleri açısından Bakanlık tarafından 2004 yılında MAED modeli kullanılarak gerçekleştirilen talep tahmin çalışması, son verilere göre güncellenmeli ve 2008–2017 dönemi Üretim Kapasite Projeksiyonunda da, güncellenmiş talep tahminleri esas alınmalıdır.

7.1.2. Enerji Kaynaklarının Çeşitliliğinin Sağlanması

Ülkemiz, elektrik enerjisi üretiminde ithalata bağımlıdır. Bu bağımlılık büyük ölçüde ulusal kaynakların yetersizliğinden kaynaklansa da, yürütülen enerji politikalarının bu bağımlılıktaki payı da yadsınamaz. Her şeyden önce, bu bağımlılık tablosunun değişmesi ve çeşitlendirilmesi gerekmektedir.

Bu da, halen yarısını bile kullanamadığımız hidroelektrik potansiyelimizin tamamının değerlendirilmesini; halen % 2'sinden yararlanabildiğimiz rüzgar enerjisi potansiyelinin kullanılmasını; jeotermal enerjinin yaygınlaştırılmasını; güneş, biyokütle ve dalga enerjisi gibi enerji kaynaklarının da enerji arzında yer almasını gerektirmektedir. Ancak bunlar gerçekleştirilirken, sistem ihtiyaçları çerçevesinde termik-hidrolik (ya da yenilenebilir) enerji dengesinin de mutlak surette gözetilmesi gerekmektedir. Bu noktada, bunun nasıl başarılacağı ve eğer başarılırsa da, enerjide arz güvenliğimizin sağlanmış olup olmayacağı sorusuyla karşılaşmaktadır.

Ülkemizin içerisinde bulunduğu ekonomik şartlar, özellikle ilk yatırım maliyetleri çok yüksek olan enerjinin kamu finansman kaynakları ile yapılmasına imkan tanımamaktadır. Yatırımların kamu tarafından yerine getirilmesi ile gerek maliyet ve gerekse süre açısından kabul edilebilir limitlerin üzerine çıkmaktadır.

Her ülke arz güvenliğini kendi koşullarında değerlendirerek bir yol çizmek durumundadır. Fransa'da elektrik enerjisi üretiminde nükleer enerji kullanımı ağırlıklıyken, Norveç ve Finlandiya'da hidroelektrik, Danimarka'da rüzgar, Almanya'da kömür kaynaklarına dayalı üretime ağırlık verildiği görülmektedir. Ancak bu yaklaşım, adı geçen ülkelerin hiçbirinde için arz güvenliğinin sağlanması için yeterli olmamıştır.

Diğer taraftan, İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi ve Kyoto Protokolü gibi unsurlar da, geleceğe ilişkin belirsizlikleri artırırken, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretimlerin ön plana çıkmasını gerektirmektedir.

2023 yılına kadar olan önümüzdeki onbeş yıllık dönemde, başta Çin ve Hindistan olmak üzere, gelişmekte olan ülkelere kaynaklanacak olan yüksek talep artışı ve yatırım ihtiyacı söz konusudur. Talep ve arzın optimum bir noktada buluşabilmesi ise, enerji sektöründe serbestleşme yanlı politikalara ağırlık verilmesinden geçmektedir.

Ülkemizde rüzgar enerjisine dayalı elektrik enerjisi üretiminde, özellikle son on yıllık süreçte ağırlıklı olarak ülke gündemimizde de yer almasına rağmen, arzu edilen ya da beklenen ölçüde bir ilerleme kaydedilememiştir.

Oysa aynı dönemde, özellikle AB üyesi ülkelerde, sağlanan ciddi teşvikler yoluyla rüzgar enerjisine dayalı kurulu güçte önemli artışlar meydana gelmiştir.

Bu kapsamda, üye ülkelerin kendi mali kapasiteleri ölçüsünde sağladıkları teşviklerin yanı sıra AB Elektrik Direktifi de, yenilenebilir enerji kaynakları ile ilgili önemli teşvikler getirmiştir. AB Elektrik Direktifinde, yenilenebilir enerji kaynaklarına

dayalı üretimlere yük tevziinde öncelik verilmesi gerektiği belirtildiğinden, bu amaçla baz yükte çalışan santrallerin, hatta nükleer santrallerin üretimleri bile düşürülürken, bu nedenle oluşan maliyet, tüm sistem kullanıcılarına yansıtılmak üzere sistem işletmecisi tarafından ödenmektedir.

Ülkemizde, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretimlerin teşvikine ilişkin olarak 10 Mayıs 2005 tarihinde yürürlüğe giren 'Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun' (YEK Kanunu), ülkemiz açısından önemli bir adım olmakla birlikte, fiyat konusundaki beklentileri karşılayamamıştır.

Bu nedenle, 18 Nisan 2007 tarihinde 5627 sayılı Kanun çıkarılarak YEK Kanununda değişikliğe gidilmiş ve bu kapsamda öncelikle fiyat konusunda kur farkı riskinin kaldırılması olmak üzere, diğer bazı hususlarda teşvik kapsamını genişleten değişiklikler yapılmıştır. Dolayısıyla da, son on yıllık dönemi yakından ilgilendirmesine rağmen, ancak 18 Nisan 2007 tarihinde, yatırımcılar açısından finansman temininde destekleyici bir yasal düzenleme ortaya konulabilmiştir.

1998 yılında gerçekleşen Türkiye 1. Enerji Şurası'nda 10,000 MW olarak belirlenen teknik ve ekonomik olarak yapılabilir rüzgar enerjisi potansiyelinin aradan geçen yıllarda, çok daha yüksek olduğu öne sürülmüştür. Keza EPDK'ya yapılan başvuruların toplam kurulu güç değeri de, saha çakışmaları olabileceği dikkate alınsa dahi, olağanüstü ölçüde yüksektir.

Ülkemiz iletim sisteminin taşıyabileceği kapasite ve gerekse rüzgar enerjisinin sistem ihtiyaçları açısından elverişliliği tartışılmadan kamuoyunda, rüzgara dayalı elektrik enerjisi üretiminde çok yüksek kurulu güç değerlerinin yaratılabileceği, hatta ülkemizin sadece rüzgar enerjisi ile elektrik enerjisi ihtiyacını karşılayabileceği beklentisi oluşmuş durumdadır.

Ülkemizin, rüzgar enerjisine dayalı elektrik enerjisi üretiminde, kendisiyle kıyaslanabilir ülkelere göre oldukça geride kaldığı ve bu durumun ivedilikle düzeltilmesi gerektiği doğru bir tespittir. Ancak bununla birlikte, kamuoyunda oluşan "ülkemizin mevcut kurulu gücünün iki katından fazlasını rüzgar enerjisinden sağlaması mümkün iken, doğal gaz lobileri, nükleer yanlıları ve dış güçler Türkiye'nin rüzgardan yararlanmasını engellemektedir" şeklindeki kanaat ise hiçbir şekilde gerçeklerle örtüşmemektedir.

Ülkemiz, rüzgar enerjisine dayalı elektrik enerjisi üretiminde yaşadığı kayda değer gecikmeyi süratle telafi etmek durumundadır. Ancak bu hamle, gerçeklere ve uygulanabilme limitlerine uygun olarak yaşama geçirilmelidir.

Uzun vadeli bir perspektif dahilinde, ülkemizde kurulması öngörülen toplam rüzgar enerjisi santrali (RES) kapasitesine ilişkin somut bir hedef belirlenmeli ve ilan edilmelidir. Bu kapsamda, sistemde olabilecek azami RES kurulu gücü, toplam kurulu güç ya da sistem puantının bir fonksiyonu olarak ve tercihen de bölgeler bazında olmak üzere 2023 yılına kadar üçer yıllık dönemler halinde belirlenerek ilan edilmelidir.

Bu hedefin gerçekleştirilebilmesi için gerekli iletim altyapısının sağlanması ve güçlendirilmesi ve yatırımları geciktiren nedenlerin ortadan kaldırılması için gerekli idari işlemler de ivedilikle tesis edilmelidir.

Böyle bir hedefin ortaya konulabilmesi için öncelikle iletim sistemi açısından bölgesel bazda bir değerlendirmenin ortaya konulması gerektiği düşünülmektedir. Zira, devrede olan toplam RES kurulu gücü dikkate alınarak sistemin yedeklenebilmesi için RES kapasitesinin devre dışı kalma olasılığına karşı gerekli önlemlerin alınması gerekmektedir.

Bu önlemlerden biri ise, RES kurulu gücünün ya toplam kurulu güce ya da çoğunlukla yapıldığı gibi sistem puantına dayalı olarak sınırlanmasıdır.

Bu çerçevede, RES kurulu gücünün toplam kurulu gücün % 30'u ile ya da sistem puantının azami % 20'si ile sınırlandırılması gerektiği şeklinde yaklaşımlar bulunmaktadır. Bu kapsamda, İngiltere Rüzgar Enerji Birliği (BWEA), RES kurulu gücünün sistem puantının % 20'sini geçmesi durumunda, bu değeri geçen kapasite için döner yedek bulundurulması gerektiğine işaret etmektedir.

2007 yılı verilerine göre Türkiye'deki minimum yükün puant yüke oranı % 54'tür. Buna göre, döner yedek ihtiyacı olmaksızın puant yükün % 20'si olan toplam yaklaşık 6,000 MW kurulu gücünde RES santralının ilave yatırım gereksiz sisteme sorunsuzca dahil edilebileceği görülmektedir.

Rüzgarın tahmin edilebilirliğinin artması ve/veya tahminlerin değişim aralığının daha sağlıklı olarak öngörülebilmesi ölçüsünde ve şebeke genişlemesi ve iyileştirilmesine ilişkin maliyetlerin de azalması paralelinde, sistemde bulundurulması gerekli döner yedek ihtiyacı da azalacaktır. Bu durumda da, sisteme bağlanabilecek RES kapasitesini sınırlayan limitlerin artırılabilmesi mümkün olabilecektir.

7.1.2.1 Hidrolik ve Linyit Yerli Kaynak Potansiyelinin Değerlendirilmesi

Ülkemizin Dünya ölçeğinde % 1.1 düzeyine karşılık gelen bir hidroelektrik enerji potansiyeli bulunmaktadır.

4628 sayılı Kanun kapsamında EPDK tarafından uygulamaya konulan düzenlemeler ve DSİ ile Bakanlığımızın katkıları neticesinde, söz konusu potansiyelin değerlendirilmesine yönelik ciddi bir hamle başlamıştır. Ancak bu hamlenin amacına ulaşması için gereken idari düzenlemelerin ve buna paralel desteklemelerin de yaşama geçirilmesi gerekmektedir.

Keza ısı değer açısından düşük değerlere sahip olsa da, ülkemizin kayda değer bir linyit rezervi bulunmaktadır. Bu rezervin değerlendirilmemiş olan kısmının özel sektöre açılarak elektrik enerjisi üretimi için emreamade kılınması büyük önem taşımaktadır.

2023 yılına kadar, başta hidrolik enerji ve linyit olmak üzere yerli enerji kaynaklarına ilişkin hedefler somut olarak belirlenmelidir.

7.1.3 Lisans ve Düzenleyici Risk

Lisans, elektrik piyasasında faaliyette bulunmak isteyen tüzel kişilerin, 4628 sayılı Kanun gereği EPDK'dan almak zorunda oldukları bir yetki belgesidir.

Türk idare hukuku açısından kamu hizmeti gördürme usullerinden 'ruhsat usulü' kapsamında değerlendirilebilmesi mümkün olan bu işlemin temelini ise elektrik piyasasının idari ve mali açıdan özerk bir kurum tarafından düzenlemeye tabi olarak serbestleştirilmesi olgusu oluşturmaktadır. Bir başka ifadeyle, lisans usulünün özünde serbestleştirme kavramı esas olmakla birlikte, mutlak bir serbestlik söz konusu olmayıp, lisans sahibi tüzel kişinin faaliyetleri düzenlemeye tabidir.

Bu şekliyle, lisansın tek taraflı bir idari işlem olmasının, piyasada mevcut veya piyasaya girmek isteyen tüzel kişiler açısından bir 'düzenleyici risk' oluşturduğu muhakkaktır.

Mevcut yapısıyla elektrik piyasasına ilişkin lisanslar, genel hükümleri itibarıyla lisans sahiplerinin ilgili mevzuata kayıtsız şartsız uyacağına ilişkin taahhüdü içermesi dolayısıyla, piyasa katılımcılarının düzenleme süreçlerine daha etkin bir şekilde dahil edilmesini sağlayacak bir yönetim mekanizmasının oluşturulmasının önemi bir kez daha ortaya çıkmaktadır.

Düzenleyici riskin asgariye indirilebilmesinin yegane yolu, mevzuatın açık ve objektif kurallara dayalı olarak düzenlenmesi ve şeffaf olarak uygulanmasıdır. Gerek birincil mevzuatın, gerekse ikincil mevzuatın yoruma yer bırakmayacak şekilde ‘öngörülebilir’ olması sağlanmalı ve piyasa katılımcılarının düzenleme süreçlerine daha etkin bir şekilde dahil edilmesini sağlayacak bir yönetim mekanizması oluşturulmalıdır.

7.1.3.1 Üretim Tarafında Serbestleşme Adımları

Dünya ve AB uygulamalarına bakıldığında, otoprodüktör veya otoprodüktör grubu gibi lisans türlerinin bulunmadığı, bunun yerine ‘kojenerasyon’ kavramının yer aldığı ve sadece kendi ihtiyaçları için enerji üretenlerin de, lisans almaksızın faaliyet gösterebildikleri görülmektedir.

Ülkemizde ise, uygulamada olan otoprodüktör kavramının dışında olarak, kelimenin tam anlamıyla ‘sadece’ kendi ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla üretim tesisi kurmak isteyen tüzel kişiler de lisans almak ve lisans alabilmek için de, anonim ya da limited şirket kurmak yükümlülüğü ile karşı karşıyadır. Oysa üniversite kampüsleri, hastaneler, oteller ve tatil köyleri gibi tesisler için elektrik piyasasında faaliyet göstermek üzere bir anonim ya da limited şirket kurma imkanı oluşmadığında, hem ilgili gerçek veya tüzel kişiler, hem de tüketiciler mağdur olmaktadır. Ülkemizde de bu paralelde, otoprodüktör yerine kojenerasyon uygulamasının yaygınlaştırılması için gerekli mevzuat altyapısının oluşturulması gerekmektedir.

Yapılacak yasal bir düzenleme ile sadece kendi ihtiyacı için elektrik enerjisi üretmek isteyen tüzel kişiler, şirket kurma ve lisans alma yükümlülüğünden muaf tutulmalı, kullanıcıları serbest tüketici niteliğini taşımaları dahi, kurulacak tesisten doğrudan enerji ve/veya ısı sağlayabilmeleri temin edilmelidir. Ancak bu tüzel kişiler hiçbir surette ikili anlaşmalar ve/veya dengeleme ve uzlaştırma sistemine satış çerçevesinde elektrik enerjisi ticareti yapmamalıdır.

7.1.3.2 EÜAŞ Fiyatlandırması

4628 sayılı Kanununun Geçici 5’inci maddesinin birinci fıkrasının (b) bendinde, EÜAŞ tarafından uygulanacak elektrik enerjisi satış fiyatlarının nasıl belirlenmesi gerektiği tanımlanmıştır. Bu çerçevede EÜAŞ bünyesindeki bağlı ortaklıklar dahil, EÜAŞ’ın işletmekte olduğu üretim tesislerinde üretilen elektrik enerjisinin satış fiyatları içerisinde; tesisler için kullanılmış öz kaynak, kredi, anapara, faiz ve kur farkları ile

EÜAŞ'ın yönetim giderlerinin de yer alacağı vurgulanmıştır. Ayrıca, temin edilmiş kredilere ait yükümlülüklerin yerine getirilmesi de EÜAŞ'ın sorumluluğuna bırakılmıştır.

Yine 4628 sayılı Kanununun 18'inci maddesiyle 6200 sayılı DSİ Umum Müdürlüğü Teşkilat ve Vazifeleri Hakkında Kanuna eklenen maddede, EÜAŞ'ın işletmekte olduğu veya inşaatı devam etmekte olan hidroelektrik santralleri, ilgili yatırım bedelleri karşılanmak suretiyle DSİ'den devralması hususu düzenlenmiştir. Bu kapsamda bedel tespitine ilişkin bir protokol hazırlanması öngörülmüş ve devir işlemlerinin usul ve esaslarının 4628 sayılı Kanununun yürürlüğe girmiş olduğu 3 Mart 2001 tarihini izleyen altı ay içerisinde Bakanlar Kurulu Kararı ile yürürlüğe girecek bir yönetmelikle belirleneceği hüküm altına alınmıştır. Bilahare anılan maddede 10/5/2005 tarih ve 5346 sayılı Kanun ile değişiklik yapılmış, bu madde kapsamında çıkarılması gereken Yönetmelik ise yaklaşık 5 yıl sonra, 20 Ekim 2006 tarihli Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Bununla birlikte, söz konusu yönetmeliğin uygulaması, bu Raporun kaleme alındığı tarih itibarıyla da henüz başlatılmamıştır.

Yeni düzenlemede, DSİ tarafından yapılan hidroelektrik santrallerinin enerji üretimiyle ilgili kısımları ve bunların mütemmim cüzleri olan taşınmazların dış kredileri ve Kamu Ortaklığı Fonu ödemeleri dikkate alınarak belirlenecek bedeller üzerinden herhangi bir ödeme yapılmaksızın EÜAŞ'a devredilmesi öngörülmüştür. Bu tesisler için sağlanmış olan dış kredilerin enerji maksadına tekabül eden kısmına ilişkin olarak devir tarihini izleyen yıllarda Hazine Müsteşarlığı tarafından yapılacak ödemelerin EÜAŞ tarafından üstlenilmesini teminen Hazine Müsteşarlığı ile EÜAŞ arasında ikraz anlaşması yapılması hükme bağlanmıştır.

Diğer taraftan, Lisans Yönetmeliğinin 39'uncu maddesinde ise, lisans sahibi tüzel kişilerin gerçekleştirdikleri faaliyet ile ilgili varlıklarını faaliyet türlerine göre muhtemel risklere karşı korumak amacıyla sigorta ettirmekle yükümlü oldukları ve bu kapsamda doğal afetler, yangın ve kaza gibi riskleri kapsayan bir 'varlık tüm risk' sigortası yaptırmaları gerektiği belirtilmiştir.

Ancak bugün gelinen noktada, TETAŞ'ın EÜAŞ'tan satın aldığı enerjinin fiyatının belirlenmesinde, yukarıda değinilen hükümlerin yerine getirilmiş olduğunu söyleyebilmek oldukça güçtür.

Mevzuattan kaynaklanan tüm bu yükümlülüklerin yanı sıra, EÜAŞ tarafından işletilmekte olan hidroelektrik santrallerde kullanılan suyun parasal değeri dikkate alınmadan belirlenen elektrik satış fiyatları üzerinden geçiş dönemi sözleşmeleri ile TETAŞ ve kamu dağıtım şirketlerine EÜAŞ tarafından enerji satışı yapılmaktadır. Oysa DSİ'den devralınan elektrik üretim tesisleri için hiçbir bedel ödenmemiş olsa dahi, elektrik üretiminde kullanılan suyun parasal değeri 'sıfır' değildir.

Elektrik enerjisi üretiminde kullanılan suyun piyasadaki parasal değeri, söz konusu hidroelektrik santralda elektrik üretilmediği takdirde ihtiyaç duyulan elektriğin üretilbileceği alternatif üretim tesislerinin marjinal maliyetinin karşılık geldiği parasal değerdir. Buna ek olarak, depolamalı üretim santrallarında depolanan su da sınırsız olmadığından, depolanmış suyun en uygun zamanda ve en fazla faydayı sağlayacak şekilde, bir başka ifadeyle 'fırsat maliyeti' gözetilerek kullanılması gerekmektedir. Ancak bu hususlara rağmen, hidroelektrik üretim tesislerinde üretilen elektrik enerjisinin, sadece kamu dağıtım şirketlerine satılan elektrik enerjisinin ortalama maliyetini düşürecek şekilde fiyatlandırılmış olduğu gözlemlenmektedir.

Sonuç olarak, öncelikle EÜAŞ'ın TETAŞ'a olan gerçek maliyetleri yansıtmayan düşük fiyatlar, sonrasında da TETAŞ'ın gerçek maliyetlere dayalı piyasa fiyatından daha düşük satış fiyatlarıyla, piyasaya yanlış fiyat sinyalleri verdikleri düşünülmektedir. Bu fiyatlar esas alındığında, serbest piyasa koşullarında yeni bir üretim tesisinin yüksek bir özsermaye girişi ya da ciddi herhangi bir teşvik/destekleme mekanizması olmaksızın finansman temin edebilmesi ve gerçekleştirilebilmesi mümkün gözükmemektedir.

Bu itibarla, talebin doyma noktasına ulaşabilmesi için en az 25 yıla daha ihtiyacı olduğu düşünülen ülkemizde, üretim tesisi yatırımlarının süreklilik arz edebilmesi için EÜAŞ enerji satış fiyatları oluşturulurken gerçek maliyetleri mutlak surette dikkate alınmalıdır.

Esasen, EÜAŞ tarafından işletilmekte olan üretim tesislerinin çoğunun amortismanlarının tamamlanmış olması, birincil yakıtlarını kamu kuruluşlarından temin etmeleri ve DSİ'den bedelsiz olarak devralınan hidroelektrik üretim tesislerinin de EÜAŞ tarafından işletilmesi nedenleriyle, bu dönem dâhilinde gerçek maliyetlere dayalı bir uygulamayı sağlayabilmek oldukça güçtür.

Buradaki temel güçlük, 233 sayılı KHK nedeniyle, EPDK'nın EÜAŞ fiyatlarına ilişkin fiyatlandırma süreçlerine müdahil olamamasıdır.

Bilindiği üzere, 4628 sayılı Kanunun Geçici 6'ncı maddesi ile kurulan bu yapıda, geçiş dönemi olarak tanımlanabilecek uygulamanın ilk 5 yılında EÜAŞ ve TETAŞ'ın hakim durumu, esasen her iki kurumun da düzenlenmesini gerektirse de, 4628 sayılı Kanuna göre sadece TETAŞ fiyatlandırması düzenlemeye tabi olup, EÜAŞ'ın satış fiyatlandırması Kurul düzenlemesine tabi değildir. Oysa % 40'a yakın bir arz fazlasının olduğu bir dönemde tesis edilmiş olan bu yapıda kamuya ait organlar, TETAŞ'ın müşteri portföyünü büyütme yönünde hareket ederken, EÜAŞ'ın fiyatlandırma usul ve esasları sürekli tartışılır hale gelmiştir.

Bir diğerk husus, yapay olarak düşük kalan elektrik enerjisi satış fiyatları nedeniyle, tüketicilerin kamu dağıtım şirketlerine geri dönmüş olmalarıdır. Artan elektrik enerjisi talebi karşısında kamu dağıtım şirketlerinin bu ihtiyacı geçiş dönemi sözleşmeleri kapsamında temin edilen elektrik enerjisi miktarı ile karşılayabilmeleri de mümkün olmamaktadır.

Bu noktada, kamu dağıtım şirketleri, piyasada faaliyet gösteren elektrik üreticileri ile doğrudan enerji alış sözleşmesi yapmak üzere girişimde bulunmuşlarsa da, bir taraftan ödeme gücünü içerisinde bulunmaları, diğer taraftan TETAŞ ve EÜAŞ'tan satın almakta oldukları elektrik enerjisi fiyatlarının referans alınması nedeniyle, bu girişimler sonuçsuz kalmıştır. Dolayısıyla, dağıtım şirketleri ikili anlaşmalar yoluyla satın alabilecekleri elektrik enerjisini, yine aynı tedarikçilerden, dengeleme ve uzlaştırma sistemi üzerinden daha pahalı fiyatlarla satın almak durumunda kalmaktadır.

Diğerk taraftan, EÜAŞ ve TETAŞ'ın elektrik enerjisi satış fiyatları esas alındığında, serbest piyasa koşullarında faaliyet göstermek üzere kurulmuş olan üretim tesislerinde üretilen elektrik enerjisinin maliyeti bu fiyatlarla rekabet edemeyeceği için, özel sektör elektrik üreticilerinin ikili anlaşmalara girmeleri mümkün olmayacaktır.

Sonuç olarak elektrik piyasasının açıldığı ilk yıllarda olduğu gibi bir arz fazlası olsa dahi mevcut şartlar devam ettiği sürece kanunla öngörölmüş bulunan ikili anlaşmalar piyasası oluşamayacağından, rekabet de gelişemeyecektir.

EÜAŞ'ın satış fiyatlarının gerçek maliyetlere dayalı olmasını temin etmek ve dağıtım şirketlerinin EÜAŞ ve TETAŞ'tan satın aldığı enerjinin fiyatlarına gerçek maliyetleri yansıtılabilmesini sağlamak üzere, EPDK'nın EÜAŞ'ın fiyatlandırma süreçlerine, bu süreçleri denetlemek suretiyle müdahil olması sağlanmalıdır.

7.1.3.3 Üretim Yatırımlarının Yönlendirilmesi ve TEİAŞ'ın Rolü

Üretim tesisi yatırımlarında, yakıt tipine bağlı olarak üretim tesisinin kurulacağı yeri belirleme konusunda güçlüklerle karşılaşabilmektedir.

Bu bağlamda, ithal yakıtlara dayalı yatırımlara ilişkin kararlarda, üretim tesisinin yeri açısından geniş bir yelpaze dahilindeki seçeneklerden yararlanabilme imkanı söz konusu iken, yerli ve/veya yenilenebilir doğal kaynaklara dayalı yatırımlarda aynı imkan mevcut değildir.

Hidrolik, rüzgar, kömür, jeotermal gibi sadece belli bir yörede ve/veya noktada bulunan yerli ve/veya yenilenebilir doğal kaynaklara dayalı üretim tesislerinin, yapılabirlik adına söz konusu yöre ve/veya noktanın çok yakınına kurulması gerekmektedir. Hatta ithal kömüre dayalı üretim tesisi yatırımlarının da, yer seçiminde lojistik açıdan çok kısıtlı olanakların söz konusu olması durumunda aynı kapsama dâhil edilebilmesi de mümkündür. Ayrıca, bu tip yatırımların gerçekleştirilebilmesi, başta çevre mevzuatına uyum olmak üzere, oldukça uzun ve kapsamlı bir izin/onay sürecinin başarıyla tamamlanabilmesine bağlı bulunmaktadır.

Geriye kalan ve yer seçiminde seçeneklere sahip olan özellikle doğal gaz yakıtlı üretim tesisi yatırımları açısından ise TEİAŞ'ın yaklaşımı oldukça belirleyici bir niteliğe sahiptir. Zira TEİAŞ'ın iletim sistemi ihtiyaçları doğrultusunda çeşitli araçlar kullanmak suretiyle, bu yatırımları yönlendirebilmesi mümkündür.

Ekonomik düzenleme yaklaşımı çerçevesinde bu yönlendirmenin esas itibarıyla fiyatlandırmadaki sinyaller yoluyla yapılması beklenir. Ancak ülkemizde halen gerçek maliyetlere dayalı bir fiyatlandırmaya geçilemediği ve gelişmiş piyasa mekanizmalarının da henüz mevcut olmadığı hususları yanı sıra, artık yüz yüze olduğumuz arz güvenliği sorunu da dikkate alındığında, fiyat sinyalleri dışında TEİAŞ tarafından resen yapılabilecek hatta yapılması gereken işlemlerin söz konusu olduğu düşünülmektedir.

Ülkemiz iletim sisteminin ihtiyaçları doğrultusunda, üretim tesisi yatırımına gereksinim gösteren bölgeler ve bu bölgelerde ihtiyaç duyulan asgari üretim kapasitesi, yine bu bölgeler kapsamında üretim tesisinin kurulabileceği sahalarda ve bağlantı yapılacak noktalar ile birlikte TEİAŞ tarafından ilan edilmelidir. Buna ek olarak, başta ÇED Raporu olmak üzere, ilgili idarelerden temin edilmesi gereken izin ve onaylar da ya hazır hale getirilmeli ya da bu süreçte yatırımcılara yardımcı olunarak yol gösterilmelidir.

Takip eden süreçte, anılan yatırımlar için birden fazla tüzel kişinin talipli olması kuvvetle muhtemeldir. Bu durumda, üretim tesisinin kurulacağı sahanın kamu arazisi olmaması halinde, saha kullanım hakkının elde edilmiş olmasının, bir eleme kistası olarak kullanılabilmesi değerlendirilmektedir.

Üretim tesisinin kurulacağı sahanın kamu arazisi olması durumunda ise, TEİAŞ tarafından yapılacak ihale ile yatırım yapmaya hak kazanan tüzel kişinin belirlenmesinin en uygun yol olacağı düşünülmektedir. Bu uygulamada ihaleyi kazanan şirketler, yer seçimi ve temini konusunda herhangi bir süreye ihtiyaç duymayacaklarından, üretim tesisinin işletmeye alınma süresinin oldukça kısılacağı açıktır.

Diğer taraftan, üretim tesisi kurmak isteyen tüm yatırımcılar standart izin ve onay uygulamalarına tabidirler.

Söz konusu izin ve onaylar ise konusuna göre farklı kurum ve kuruluşlara farklı belgelerle başvurularak alınmakta ve tesis özellikleri ile tesisin gerçekleştirileceği bölge dikkate alınarak hangi üretim tesisi için, hangi izin ve onayların alınacağını gösteren toplu bir kaynak da bulunmamaktadır. Ayrıca, bu işlemlerin ilgili idare tarafından hangi süre içerisinde sonuçlandırılacağına ilişkin düzenlemeler de mevcut değildir. Oysa gerek yer seçme şansı bulunmayan, gerekse bulunan tüm elektrik üretim tesisi yatırımları ile şebeke yatırımlarının izin ve onayları konusunun kısa zaman dilimleri içerisinde sonuçlanması gerekmektedir.

TEİAŞ ve üretim faaliyeti göstermek üzere lisanslandırılmış şirketlerin, inşaat öncesi dönem dâhilinde çeşitli idarelerden temin etmesi gereken izin ve onaylara ilişkin prosedürel işlemlerin ivedilikle sonuçlandırılacağı ve ilgili idarelerin bu tür başvuruları acele işlerden sayacağı yönünde istihsal edilecek bir Bakanlar Kurulu Prensipten Kararını dayanak alan bir Başbakanlık Genelgesinin yayımlanması sağlanmalıdır.

7.1.4 Orman Arazilerinde Kurulan Üretim Tesisleri

Bir diğer husus, orman arazilerinin tahsisinde, tesisin toplam yatırım tutarının % 0.5'inin yıllık kira olarak ödenmesidir.

Bu hesaplamada, orman arazisinin tesis için kullanılan toplam arazi içindeki oranı dikkate alınmamaktadır. Yani, tesis arazisinin tamamının orman arazisi olması durumu ile orman arazisinin, tesis arazisinin çok küçük bir kısmını oluşturması arasında bir fark olmayacak şekilde, her durumda tesis yatırım tutarının binde beşi yıllık kullanım bedeli olarak ödenmektedir.

Bu hüküm, orman arazisinde kurulacak enerji üretim tesisinin toplam yatırım tutarı dikkate alındığında ağır bir yük teşkil etmektedir. Doğal olarak, başka bir bölgede de kurulabilecek olan bir termik santralin, orman arazisinde kurulması tercih edilemez. Ancak, bir kömür madeninin orman arazisi yakınında veya içerisinde bulunması durumunda, elektrik üretim santralının başka bir yere yapılması ekonomik olarak mümkün olmayabilir.

Benzer şekilde, hidrolik kaynakların çevresinin orman arazisi olma olasılığı bulunmaktadır. Elektrik üretim tesisi kurmaya uygun rüzgar potansiyelinin genellikle

yerleşim merkezleri dışında, orman arazisinde bulunduğu göz önüne alındığında, ödenen bu bedel, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesisi kurulması için verilen teşviklerle de çelişmektedir.

Orman arazilerinde kurulacak tesisler için ödenecek yıllık kullanım bedeline ilişkin hesaplama yöntemi yeniden düzenlenmelidir. Bedelin hesaplanmasında, orman arazisinin üretim tesisi için kullanılan toplam araziye oranının, tesis toplam yatırım tutarı ile çarpılması suretiyle bulunacak değer üzerinden, belirlenecek bir oranda kullanım bedeli alınması, hakkaniyeti sağlayabilecektir. Bir diğer seçenek ise, bu bedelin alınması yerine, kurulacak üretim tesisinin, şebekeye bağlanmak üzere yapılacak bağlantı hatlarının ve üretim tesisi için inşa edilen yolların yapımı amacıyla kullanılan orman arazisi kadar veya belirlenecek bir oranda daha fazlasının ağaçlandırılarak orman arazisine katılmasının bir yükümlülük olarak getirilmesidir.

7.1.5 OSB'lerdeki Üretim Faaliyeti

Organize Sanayi Bölgeleri'ndeki (OSB) faaliyetlerin yürütülmesi, 15 Nisan 2000 tarihli ve 4562 sayılı Organize Sanayi Bölgeleri Kanunu (OSB Kanunu) kapsamında düzenlenmiştir. Bununla birlikte, elektrik piyasasını düzenleyen 'özel nitelikli' ve 'sonraki' bir kanun olan 4628 sayılı Kanunun 3 Mart 2001 tarihinde yürürlüğe girmesiyle, söz konusu iki kanun arasında, piyasa faaliyetlerinin yürütülmesine ilişkin görev ve yetkiler açısından çelişkiler ortaya çıkmıştır. Bu durum, serbest piyasa uygulamalarında bir karmaşa yaratmıştır.

OSB Kanununun alt yapı tesisleri kurma, kullanma ve işletme hakkına ilişkin 20'nci maddesinde, OSB'lerin ihtiyacı olan elektrik, su, kanalizasyon, doğalgaz, arıtma tesisi, yol, haberleşme, spor tesisleri gibi alt yapı ve genel hizmet tesislerini kurma ve işletme; kamu ve özel kuruluşlardan satın alarak dağıtım ve satışını yapma, üretim tesisleri kurma ve işletme haklarının sadece OSB'nin yetki ve sorumluluğunda olduğu belirtilmektedir. Bu hükmün kapsamına elektrik piyasasında lisans alınarak yürütülebilecek üretim, dağıtım, perakende satış ve perakende satış hizmeti faaliyetleri de girmektedir.

Bilindiği üzere, 10 Mayıs 2006 tarihinde yapılan yasal değişiklikle, OSB'ler 4628 sayılı Kanun kapsamında da düzenlenmiş ve bu durum, OSB Kanunuyla olan yetki karmaşasının netliğe kavuşturulması açısından yarar sağlamıştır. Ancak bununla

birlikte, yapılan düzenlemenin OSB tüketicileri üzerinde de olumlu bir katkı yaratıp yaratmadığı, ciddi anlamda tartışılmaya ihtiyaç göstermektedir.

Özellikle, elektrik enerjisi ihtiyacını dağıtım şirketlerinden sağlayan OSB'lerin bölgelerindeki sistem kullanım bedellerinde artış kaydedilmiş olmasının, beklenmeyen ve arzu edilmeyen bir durum olduğu değerlendirilmektedir. Zira bu OSB'ler, hem elektrik enerjisi satın aldıkları dağıtım şirketlerine iletim ve dağıtım sistem kullanım bedeli ödemekte, hem de, kendi bölgelerindeki dağıtım hizmet bedelini bu bedelin üzerine ekleyerek tüketicilerine yansıtmaktadır.

Ayrıca, dağıtım faaliyeti konusunda deneyimleri ve altyapıları olmayan birçok orta ve küçük ölçekli OSB'nin, dağıtım faaliyetlerini ilgili mevzuata uygun olarak yürütmekte bir hayli zorlandıkları görülmektedir. Bu noktada, gereken şartlar sağlanamadığı için halen lisanssız faaliyet göstermeye devam eden birçok OSB'nin bulunması ve OSB şebekesine bağlantı konusunda yaşanan sorunlar, OSB'lerin yapıları itibarıyla serbest piyasada faaliyet gösteren enerji şirketleri olarak kabul edilemeyecekleri yönündeki görüşü doğrular niteliktedir.

Diğer taraftan, sanayi müşterileri OSB bölgelerinde toplanmaktadır. Bu bölgelerdeki talebin kesintisiz ve kaliteli olarak karşılanmasının kritik önemde olması arz güvenliği çerçevesinde değerlendirildiğinde, OSB'lere kurulacak üretim tesislerine herhangi bir kısıtlama getirilmemesi ve hatta bu tesislerin OSB'lerde kurulması teşvik edilmelidir.

OSB bölgelerinde, OSB tüzel kişileri dışındaki tüzel kişiler tarafından yürütülen ve/veya yürütülecek olan üretim faaliyetlerinin herhangi bir engelleme olmaksızın gerçekleştirilebilmesini teminen, OSB bölgelerindeki faaliyetlerin 4628 sayılı Kanuna göre yürütüleceğine dair bir hükme OSB Kanununda yer verilmelidir.

OSB'lerin dağıtım özelleştirmelerine olan etkileri 'Özelleştirme' başlıklı Rapor kapsamında ayrıca ele alınacaktır.

7.1.6 Nükleer Enerji Üretim Tesisleri

Modüler tipte ve oldukça küçük kapasiteli son nesil nükleer tesisler hariç olmak üzere, bir nükleer santralin inşaatına başlanması ile ticari işletmeye geçebilmesi, UEA verileri itibarıyla Dünya ortalamasına göre yaklaşık 80 aylık (6.5 yıl) bir süreyi gerektirmektedir. Bununla birlikte, bu sürenin yaklaşık 4 yıla çekilebildiği az sayıdaki örneklere rastlanabildiği gibi, yaklaşık 19 yıla uzayabilen nadir örnekler de söz konusudur.

Nükleer enerji santrallerinin sadece elektrik enerjisi üretimi seçeneği kapsamına sığdırılması ve enerji arz güvenliğinin teminatı gibi sunulması yönündeki değerlendirmeler, ihtiyatla yaklaşılması gereken yorumlardır.

Yakıt çeşitliliği anlamında çok önemli bir alternatif olsa da, sonuç itibarıyla süreklilik içinde yakıt ithalatına dayalı bir projenin, arz güvenliği ile doğrudan ilişkilendirilmesinin doğru bir yaklaşım olmadığı değerlendirilmektedir. Bunun yerine, ülkemizin hala 'nükleer teknolojiye sahip ülkeler kategorisine girememiş olmasından hareketle, en az nükleer enerji santrali kurulması kadar önemli olarak bir 'nükleer enerji programı'na odaklanılmasının daha sağlıklı ve daha verimli bir yaklaşım olacağı düşünülmektedir.

Bu noktada, ülkemizde nükleer santral kurulması ile ilgili geçmiş teşebbüsler değerlendirildiğinde ulaşılan ortak payda, geçmiş teşebbüslerin tümünün, bir nükleer enerji programı perspektifinden yoksun olmasıdır.

Diğer taraftan, yüksek yatırım maliyeti ile baz yükte nükleer santrallarda üretilen enerjinin rekabetçi piyasalarda nasıl değerlendirildiği hususunun yanı sıra, serbest rekabete dayalı bir elektrik piyasasındaki diğer üretim yatırımlarına olan etkilerinin de ayrıca irdelenmesi gerekmektedir.

Tartışılması gereken bir diğer husus, söz konusu santral yatırımının finanse edilme ve gerçekleştirilme yöntemidir.

Tümüyle kamu tarafından (örneğin, EÜAŞ) finanse edilmesi ve gerçekleştirilmesi seçeneği, geçmiş dönemde Keban Barajı, HES ve Afşin-Elbistan projelerinde olduğu gibi para ve zaman olarak olağanüstü maliyetlere yol açma ihtimali nedeniyle önerilememektedir.

Yatırımın tümüyle özel sektör tarafından üstlenilmesi seçeneği ise, sadece bürokratik süreçler ve rekabetçi piyasaya ilişkin risklerle sınırlı olmaksızın, bir nükleer enerji programı bulunmadığı da göz önüne alındığında, önerilememektedir.

Nükleer santral projesi için kamuözel sektör işbirliği yoluyla ve stratejik bir ortaklık temelinde Bakü-Tiflis-Ceyhan benzeri ülkelerarası anlaşmalara dayalı bir modelin uygulanabileceği değerlendirilmektedir. Sadece, ilk yatırım dönemi geri dönüşü için belli bir miktar garantiyi içerebilecek bu modelle serbest bir piyasa yapısını etkileyecek unsurlar asgariye indirilirken, ülkemizin 'nükleer enerji programı' hedefi de sürdürebilecek ve projeye özel sektör finansman ve dinamizmi entegre edilebilecektir.

Diğer taraftan, Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışına İlişkin Kanunda düzenlendiği şekilde, nükleer santral ya da santrallerin işletmeye geçmesinden sonra üretilen enerjiye TETAŞ tarafından alım garantisi verilmesinin yeterli olmayacağı düşünülmektedir.

Çünkü bir nükleer santralin inşaat dönemi, hem yatırımcı, hem de finansörler açısından en az işletme dönemi kadar risklidir. Özellikle, ülkemizin nükleer santral yapımı konusundaki karnesi ve idari işlem kaydı göz önünde bulundurulduğunda, inşaatın herhangi bir idari yargı kararına bağlı olarak uzun süreli durdurulması ve/veya idari mevzuatın gerekleri doğrultusunda projenin tamamen iptal edilmesi riskinin her zaman mevcut olduğu bilinen bir gerçektir.

Bu nedenle, özellikle nükleer santral yatırımını finanse edecek olan kurum ve kuruluşlar, inşaat dönemi için de ayrıca bir garanti isteyebileceklerdir. Sonuç olarak, söz konusu nükleer santrallerin yapımı için projenin her bir döneminde geçerli olmak üzere, kullanılacak finansmana karşılık bir hazine garantisi talebinin de gündeme gelebileceği ihtimal dahilinde bulundurulmalıdır.

Dolayısıyla, 4628 sayılı Kanunda TETAŞ'a biçilen role aykırı olarak getirilen alım yükümlüğünün öngörülen amaca da hizmet edemeyeceği düşünüldüğünden, sadece nükleer santral yapımına özgü olarak, tamamen farklı bir yapım ve işletme modeli oluşturulması için gereken hazırlıklar ivedilikle başlatılmalıdır.

B Ö S Ü M

İLETİM

8. İLETİM

8.1 TEİAŞ'ın İdari Statüsü ve Elektrik Enerjisi Sektörü İçindeki Yeri

Yüksek talep artışı yüksek yatırım ihtiyacını gerektirmektedir. Bir şebeke işletmecisinin bu durumla baş edebilmesi için ise görev ve sorumluluklarını yerine getirme ve inisiyatif kullanmada olabildiğince serbest olması gerekmektedir. İşte, TEİAŞ'ın özerk olmasına duyulan ihtiyaç, bu gereklilikten kaynaklanmaktadır. 8.6.1986 tarihli ve 233 sayılı Kamu İktisadi Teşebbüsleri Hakkında Kanun Hükmünde Kararname, genel olarak kapsamına giren kamu tüzel kişilerinin ne şekilde kurulacaklarını, faaliyetlerini hangi usul ve esaslara göre yürüteceklerini, tarifelerini nasıl belirleyeceklerini, yetki ve sorumluluklarının neler olduğunu ve ne şekilde denetleneceklerini düzenlemiştir. Diğer taraftan, söz konusu düzenlemeler 233 sayılı KHK'nın yürürlük tarihi olan 1986 yılının Dünya ve Türkiye koşullarına göre tasarlanmış olup, doğal olarak aradan geçen yaklaşık 22 yıllık sürede Dünya'da ve Türkiye'de baş döndürücü bir hızla yaşanan gelişmeleri kapsamadığı gibi, liberal ekonominin gerekleriyle de uyumlu değildir.

4628 sayılı Kanun ise, daha önce 233 sayılı KHK'nın düzenlediği alanları, elektrik enerjisi sektörü için serbest piyasa koşullarının gerektirdiği şekilde düzenlemiştir. 4628 sayılı Kanuna rağmen, 233 sayılı KHK'nın tüm iktisadi devlet teşekkülleri ile kamu iktisadi kuruluşlarını herhangi bir ayırım yapmaksızın kapsaması, EÜAŞ, TEİAŞ, TETAŞ ve kamu dağıtım şirketlerinin serbest piyasaya uyum sağlamaları açısından ciddi kısıtlar yaratmaktadır.

233 sayılı KHK'da iktisadi devlet teşekkülleri, sermayesinin tamamı devlete ait, iktisadi alanda 'ticari esaslara göre' faaliyet göstermek üzere kurulan, ekonominin kurallarına uygun olarak yönetilmeleri gereken kamu iktisadi teşebbüsleri olarak tanımlanmıştır. Ancak buna rağmen, bu kuruluşların ne ölçüde "ticari esaslara göre" faaliyet gösterdikleri ve ekonominin kurallarına uygun olarak hareket ettikleri tartışmalıdır.

Keza 233 sayılı KHK'nın 29'uncu maddesinde, "Teşebbüslerin işletme bütçeleri, her hesap dönemi için, yıllık genel yatırım ve finansman programındaki hedefler esas alınarak hazırlanır" denilmektedir. Bu hüküm doğrultusunda, bu kuruluşların ticari esaslardan ziyade genel yatırım ve finansman programında kendilerine gösterilen hedefler içerisinde hareket etme zorunluluklarının bulunduğu açıktır.

Nitekim kamu iktisadi teşebbüslerinin 2008 yılına ait Genel Yatırım Programı, daha önce de olduğu gibi, 233 sayılı KHK'nın 29'uncu maddesi uyarınca belirlenmiş olup, 15.10.2007 tarihli ve 2007/12702 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı eki olarak yayımlanmıştır.

Buna göre, 2008 yılı mali hedefleri çerçevesinde EÜAŞ için 524 Milyon YTL, TEİAŞ için 300 Milyon YTL, TEDAŞ için 550 Milyon YTL tutarında yatırım öngörüsünde bulunulmuştur.

Oysa EÜAŞ'ın mevcut santrallarının emreamadeliliğinin artırılması için çok ciddi bir rehabilitasyon ihtiyacı bulunmaktadır. TEİAŞ ve kamu dağıtım şirketlerinin yeni üretim santrallarının sisteme bağlantısı ve sistem kullanımı konusunda yaşanan sorunlar dikkate alındığında yine önemli miktarda yatırım ihtiyacı içinde oldukları gözlemlenmektedir. Bu kuruluşlar için öngörülen yatırım bütçelerindeki yetersizliklerin, artık yüz yüze olduğumuz arz güvenliği sorunu çerçevesinde ne denli kritik bir risk taşıdığı aşikardır.

Bilindiği üzere, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından hazırlanan Kasım 2004 tarihli Türkiye Elektrik Üretim Planlama Çalışması (2005 - 2020), gelecekteki elektrik enerjisi talebinin karşılanması için mevcut ve inşa halinde olan tesislere ilave olarak, 2020 yılına kadar yüksek senaryoya göre (ortalama talep artış hızı % 7.9) yaklaşık toplam 51,375 MW ilave kapasitenin sisteme eklenmesini öngörmüştür. Dolayısıyla, söz konusu kapasitenin talep artışını karşılayacak şekilde ve zamanında sisteme dâhil olabilmesi için yeni yatırımların öngördüğü bağlantı ve sistem kullanım kapasitesinin oluşturulmasının yanı sıra, mevcut olan kapasitenin de yüksek bir güvenilirlikle emreamade olması kaçınılmazdır.

UEA'nın 2007 verilerine göre, Dünya genelinde, 2030 yılına kadar elektrik enerjisi sektöründeki talebin karşılanması için gereksinim duyulan toplam 11.6 trilyon dolar civarındaki yatırım ihtiyacının içerisinde üretim yatırımlarının payı % 49 iken, şebeke altyapısı için gerekli olan oran % 51'dir. UEA'nın bu projeksiyonu, Türkiye'de arz güvenliği konusunda üretim yatırımlarının yanı sıra şebeke yatırımlarına da gerekli önemin verilmesi bakımından dikkatle not edilmesi gereken bir husustur.

Elektrik piyasasında faaliyet gösteren kamu tüzel kişileri lisansları kapsamında EPDK'ya karşı sorumludurlar, ancak 233 sayılı KHK'ya uyma yükümlülükleri de devam etmektedir. Bu da, bu tüzel kişilerin lisans almış olmalarının tek başına sorun çözücü bir nitelik taşımadığını açık olarak göstermektedir. Bunun aksine, idari organlar arasında görev ve sorumluluk sınırları açısından sürekli yaşanan sıkıntılara yol açmaktadır.

Bu belirsizliğin, gereken önlemler alınmadığı takdirde, başta dağıtım varlıklarının özelleştirilmesi olmak üzere, yapılacak özelleştirmeler ile birlikte daha da netleşeceği öngörülmektedir.

Ancak her şeye rağmen, arz güvenliği ve sistem güvenilirliği açısından kritik bir önemi bulunan iletim faaliyetinin kamu eliyle yürütülecek olması, sorunun en azından TEİAŞ açısından köklü bir şekilde çözülmesi gerekliliğini net olarak ortaya koymaktadır. Zira mevcut koşullarda TEİAŞ'ın gerekli olan yatırımları yapma olanağı bulunmamaktadır.

Kamu finansman dengesi içerisinde 'bir oyuncu' olarak yer alan TEİAŞ'ın, yeterli ödenek tahsis edilmemesi halinde, yatırım programına konulmuş olsa bile gerekli olan yatırımları yapma olanağı bulunmamaktadır.

TEİAŞ'ın 2008 yılı iletim tarifesi ile 2007 yılı iletim tarifesi karşılaştırıldığında, sistem kullanım tarifelerinin düştüğü, sistem işletim tarifesinin ise arttığı görülmektedir. Bu durum, 2007 yılı sistem kullanım tarifesinden elde edilen gelirlerin tamamının yatırım programında ödenek öngörülmediği için kullanılmadığını, sistem işletim gelirlerinin ise yeterli olmadığını göstermektedir.

Diğer taraftan, lisans başvurusunda bulunulan herhangi bir üretim tesisinin sisteme bağlantısı için EPDK tarafından TEİAŞ ve/veya ilgili dağıtım şirketinden bağlantı ve sistem kullanımı hakkında görüş alınmaktadır. Lisanslarda da yer alan bağlantı görüşlerinde kimi zaman sisteme bağlantının "yapılacak trafo merkezi" ile sağlanacağı ifade edilmektedir. Dolayısıyla, bu tür bir bağlantı ve sistem kullanım görüşünü havi olan bir lisans verildiğinde, buna bağlı olarak TEİAŞ'ın yatırım programında yer alması gereken bir proje de, dolaylı olarak onaylanmış olmaktadır. Ancak buna rağmen, bir başka ifadeyle, EPDK tarafından alınan Kurul kararlarına rağmen, ilgili diğer idari organlar tarafından yatırım programında ödenek öngörülmediği takdirde, söz konusu idari işlem, amacına ulaşmamaktadır.

Lisanslar kapsamında Kurul tarafından doğrudan ya da dolaylı olarak onaylanmış şebeke yatırımlarına, yatırım programlarında gerekli ödeneğin tahsis edilmesini teminen 233 sayılı KHK'da gerekli düzenlemeler yapılmalıdır. Geçiş döneminin sona erdiği tarih itibarıyla ise, TEİAŞ Genel Yatırım ve Finansman Program Kararnamesi kapsamı dışına çıkarılmalı ve serbest piyasa dinamiklerine ayak uydurabilecek özerk bir yapıya kavuşturulmalıdır.

8.2 Kamu İhale Kanunu

Değiniilmesi gereken bir diğer husus, 4734 sayılı Kamu İhale Kanununun istisnaları düzenleyen 3'üncü maddesine, 4964 sayılı Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılması Hakkında Kanun ile eklenen (g) bendidir.

Söz konusu bentte; “2’nci maddenin birinci fıkrasının (b) ve (d) bentlerinde sayılan kuruluşların, ticari ve sınaî faaliyetleri çerçevesinde; doğrudan mal ve hizmet üretimine veya ana faaliyetlerine yönelik ihtiyaçlarının temini için yapacakları, Hazine garantisi veya doğrudan bütçenin transfer tertibinden aktarma yapmak suretiyle finanse edilenler dışındaki yaklaşık maliyeti ve sözleşme bedeli 4,428,537 YTL’yi aşmayan mal veya hizmet alımları, ceza ve ihalelerden yasaklama hükümleri hariç bu Kanuna tâbi değildir” hükmü yer almakta ve TEİAŞ da, söz konusu düzenlemeye göre (b) bendi kapsamına girmektedir.

Enerji KİT’lerinin ve bu kapsamda özellikle de TEİAŞ’ın açacağı ihalenin mali boyutunun yukarıda belirtilen parasal sınırı aşması durumunda, kanun değişikliğine gidilmeden bir istisna uygulamasına gidilebilmesi mümkün olamayacaktır.

Özellikle TEİAŞ tarafından yapılacak ihaleler, Kamu İhale Kanunu kapsamı dışında tutulmalı ya da TEİAŞ’ı bazı hükümlerden müstesna tutan bir düzenleme yapılmalıdır.

8.3 TEİAŞ’ın İşlevlerinin Ayırıştırılması

TEİAŞ’ın özerkleştirilmesi paralelinde yerine getirilmesi gereken bir diğer önemli husus ise, TEİAŞ bünyesindeki piyasa işletme fonksiyonunun ayrıştırılması ve bu bağlamda da, TEİAŞ bünyesindeki Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi’nin ayrı bir tüzel kişilik olarak sistem dışına alınmasıdır.

İMKB benzeri bir borsa yapılanması olarak tasarlanması gerektiği düşünülen bu oluşum, şeffaflık ve bağımsızlık ilkelerinin yerine getirilmesi ve yatırımcılara güven telkin edilebilmesi açısından büyük önem taşımaktadır.

Diğer taraftan, bu yapılırken, dengeleme ve uzlaştırma sisteminde de köklü bir değişikliğe gidilmesi ve gün-öncesi piyasasının oluşturulabilmesi için üretim faaliyeti kapsamının yeniden tanımlanması, üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilerin piyasadan elektrik enerjisi alımı yapabilme imkanlarının da olması gerektiği değerlendirilmektedir.

Ayrıca, gün öncesi piyasadan alım-satım yapabilecek lisanslı büyük tüketicilerin tanımlanması ve bu tüketicilere de piyasaya girme imkanı sağlanması, yük eğrisinin düzeltilmesi yoluyla arz güvenliğine katkı sağlanabilmesi açısından yararlı olacaktır.

8.4 Şebeke Kayıplarının Satın Alınması

İletim ve dağıtım sisteminde taşınarak nakledilen enerjinin belli verimlilik standartları içerisinde tutulması, şebeke işletmecilerinin temel görevidir. Bu nedenle, verimliliğin sağlanması için sistem kayıplarının azaltılması, iletim ve dağıtım şirketlerinin yükümlükleri arasında olmalıdır. Nitekim iletim ve dağıtım tarifelerindeki teşvik bazlı düzenlemeler, söz konusu faaliyetleri yürüten şirketleri şebeke kayıpları da dahil olmak üzere verilen hedefler doğrultusunda hareket etmeye yönlendirmek amacını taşımaktadır.

Mevcut Elektrik Piyasası Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY) uygulamasında ise şebeke kayıpları üretim şirketlerinin yaptıkları ilave üretimler yoluyla karşılanmaktadır. Dolayısıyla, ulusal iletim sistemindeki ortalama teknik kayıp oranı her ne kadar uluslararası standartlara yakın seyretmekte ise de, mevcut uygulama kapsamında TEİAŞ'ın söz konusu kayıpları daha da aşağıya çekme yönünde hareket etmesini gerektirecek bir mekanizma bulunmamaktadır.

Kayıpların karşılanmasının üreticinin sorumluluğuna bırakılması durumunda ise, şebeke kayıpları için yapılan ilave üretimden kaynaklanan maliyet, üretim şirketlerinin enerji maliyetlerinin bir parçası haline gelmektedir. Oysa enerji maliyetlerinin bu tür faaliyet dışı maliyet kalemlerinden arındırılmasının piyasa yapısıyla da örtüşen bir yaklaşım olacağı değerlendirilmektedir. Ayrıca, mevcut DUY uygulamasında benimsenmiş olan kayıpların üreticiler tarafından karşılanması yöntemi, uzlaştırma hesaplamalarını da karmaşık hale getirmektedir.

AB uygulamalarına bakıldığında, birçok ülkede iletim şebeke kayıplarının sistem işletmecisi tarafından satın alınması ve tarife yoluyla da tüm kullanıcılara dağıtılması yönteminin uygulanmakta olduğu görülmektedir. Bu ülkeler arasında, Avusturya, Çek Cumhuriyeti, Danimarka, Estonya, Finlandiya, Fransa, Almanya, Macaristan, Litvanya, Hollanda, Norveç, Polonya, Romanya, Slovenya ve İsveç bulunmaktadır¹⁰.

Sistem işletmecileri, kayıpların karşılanmasına ilişkin enerji alımlarını ihale yöntemiyle üreticiler ile uzun vadeli ikili anlaşma tesis ederek ya da kısa vadeli piyasadan (Gün Öncesi Piyasasından ve/veya enerji dengesizliği olarak) piyasa fiyatı üzerinden satın almak suretiyle yapabilmektedirler. Kimi örneklerde, her iki yöntem birlikte uygulanabilmektedir.

Kayıpların karşılanması için uzun vadeli ikili anlaşma yapılması durumunda daha uygun fiyatlarla istikrarlı bir yapı sağlanması mümkün olsa da, kayıplara ilişkin tahminlerdeki yanılma payı da artmaktadır. Kısa vadeli piyasalardan yapılacak alımlara yönelik uygulamada ise, tahminlerdeki yanılma payı asgari seviyeye inerken, daha pahalı ve değişken fiyatlar söz konusu olmaktadır.

¹⁰ ETSO Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2006

Bu itibarla, her iki yöntemin, gelişen şartlar çerçevesinde ihtiyaç duyulan durumlara göre birlikte uygulanması, optimum yöntem olarak karşımıza çıkmaktadır. Her iki yöntemi birlikte uygulayan ülkelere örnek olarak, Fransa ve Romanya gösterilebilir.

Yukarıdaki hususlar ışığında, Türkiye’de de, iletim kayıplarının TEİAŞ tarafından yapılacak alımlarla karşılanabilmesine izin veren bir düzenlemenin yapılması uygun olacaktır.

TEİAŞ’ın uzun vadeli ikili anlaşma yapmak suretiyle piyasadan enerji alabilmesi için gerekli altyapının tesis edilmesinin zaman alacağı ortadadır. Bu nedenle, ‘gün öncesi piyasa’ kurulması hususuna öncelik verilmesi gerekmektedir. Bir sonraki güne ilişkin tahmin edilen saatlik iletim sistem kayıplarının TEİAŞ tarafından gün öncesi piyasadan satın alınması ve yapılan tahmin ile gerçekleştirmeler arasında fark olması durumunda ise, bu farkın sistem dengesizlik fiyatı üzerinden satın alınarak karşılanmasının uygulanabilir olduğu değerlendirilmektedir. Bu kapsamda satın alınacak enerjinin iletim tarifelerine yansıtılabilmesi için tarife metodolojisinde de, kayıplara ilişkin bir düzenlemenin yapılması gerekli olacaktır.

4628 sayılı Kanuna, gün öncesi piyasanın yanı sıra, iletim sistem kayıplarının TEİAŞ tarafından satın alınmasına olanak sağlayan ve uygulamaya ilişkin detayların ikincil mevzuatla düzenleneceğine dair genel çerçeve çizen bir hüküm eklenmelidir.

B Ö L Ü M

DAĞITIM VE PERAKENDE SATIŞ

9. DAĞITIM VE PERAKENDE SATIŞ

9.1 Dağıtım ve Perakende Satış Faaliyetinin Sınırları

Genellikle dağıtım ve perakende satış faaliyetlerinin dağıtım şirketleri tarafından birlikte yürütülmesi nedeniyle dağıtım şirketi denilince daha çok, enerji satışı konusu gündeme gelmektedir. Oysa bu faaliyetler, yapıları itibarıyla birbirlerinden tamamen farklı özellikler taşımaktadır.

Perakende satış faaliyeti rekabete konu edilebilirken, dağıtım faaliyeti tümüyle düzenlemeye tabi olmakta ve tarafsızlığı sağlandığı ölçüde de, rekabeti destekleyici bir yapıya bürünmektedir.

Her ne kadar ilgili mevzuatta her iki faaliyetin birlikte yürütülmesi durumunda dağıtım ve perakende satış faaliyetlerine ilişkin hesapların ayrı tutulması yükümlülüğü getirilmiş olsa da, bu yükümlülüğün öngörüldüğü şekilde uygulanabilir olup olmadığı hayli tartışmalıdır.

Ayrıca bir dağıtım şirketinin portföyünde bulunan tüketicilerin, söz konusu dağıtım şirketi için bir avantaj mı yoksa bir külfet mi olduğu da cevaplandırılması gereken konulardan birisidir. Zira algılananın aksine, dağıtım şirketlerinin perakende satış faaliyetlerinin düzenlemeye tabi olması, bu kapsamdaki bir perakende satış faaliyetinin serbest piyasa şartlarında gerçekleştirilen bir ticari faaliyetten ayrı tutulmasına neden olmaktadır.

Kaliforniya örneğinde olduğu gibi, enerji alım maliyetlerinin satış fiyatlarına yansıtılmadığı durumlarda ise, her iki faaliyetin aynı şirket bünyesinde yürütülmesi, bu kez dağıtım faaliyeti açısından ciddi bir risk oluşturmaktadır. Kaldı ki, serbest tüketici limitlerinin zaman içerisinde sifira indirileceği dikkate alındığında, uygun koşullar oluştuğu takdirde tüketicilerin dağıtım şirketinden ayrılarak ikili anlaşmalara yönelmeleri kaçınılmaz olacaktır.

Buna ek olarak, rekabetin tesis edilebildiği bir yapıda, tedarikçi değiştiren tüketicilerin yeniden dağıtım şirketlerine dönmelerini engelleyecek kuralların gündeme gelebileceği de unutulmamalıdır.

Dağıtım ve perakende satış faaliyetinin birlikte yürütülmesini gerektiren yapısal bir zorlama mevcut olmadığı gibi, birbirlerinden yasal bazda ayrıştırmaları, sağlıklı bir piyasa yapısının kurulması açısından olumlu katkı sağlayacaktır.

Bu konu, dağıtım özelleştirmeleriyle yakın ilişkisi nedeniyle “Özelleştirme” başlıklı raporda ayrıca daha detaylı olarak ele alınacaktır.

9.2 Dağıtım Şirketlerinin Üretim Faaliyetleri ve Enerji Alımları

Elektrik enerjisi sektörünün geleneksel yapılanması içerisinde üretim, iletim, dağıtım ve perakende satış faaliyetleri bir arada yürütülmüştür.

Buna göre dikey bütünleşik yapı, 2003 tarihli AB Direktifinde, iletim ve dağıtım faaliyetlerinden en az birisi ile üretim ve tedarik faaliyetlerinden en az birisinin birlikte yürütülmesi olarak tanımlanmıştır. Ayrıca, dikey bütünleşik yapı dâhilinde faaliyet gösteren dağıtım sistem işletmecilerinin de, dağıtım faaliyeti dışındaki diğer faaliyetlerini dağıtım faaliyetinden yasal olarak ayırması, organizasyon yapısını ve karar alma mekanizmalarını da, bağımsızlığın tesis edilebilmesi için yeniden yapılandırması gerekmektedir. Diğer taraftan bu yükümlülük, toplam abone sayısı 100,000’den fazla olan dağıtım sistem işletmeleri için getirilmiştir.

Dolayısıyla, 2003 tarihli AB Elektrik Direktifinde, dağıtım şirketlerinin üretim faaliyetine girmeleri kesinlikle yasaklanmış olmamakla birlikte, rekabetçi piyasa yapısının korunabilmesi için üretim ve dağıtım faaliyetlerinin birbirinden bağımsız olarak yürütülmesinin kuralları açık bir şekilde düzenlenmiştir.

Dikey bütünleşik bir yapı gösteren sektörlerin serbestleştirilmesinde rekabetin tesisi için en temel ilke, tekel nitelikli şebeke faaliyetleri ile rekabete açık alanların birbirinden yasal olarak ayrılarak yeniden yapılandırılmasıdır.

Serbestleşme hedefi olan ancak şebeke faaliyetleri ile rekabete açık alanların bir arada yürütülmesine imkân tanıyan düzenlemelerin varlığı, bu faaliyetleri bir arada yürütme hakkını elinde bulunduran şirketleri rekabet edilen diğer şirketlere karşı avantajlı duruma getireceği açıktır.

Bilindiği gibi, 4628 sayılı Kanunda üretim ve dağıtım faaliyetlerinin birlikte yürütülmesine imkân tanıyan düzenlemeler yer almakta iken ve bu düzenlemeler üretim şirketlerinin dağıtım şirketlerine kontrol oluşturmaksızın iştirak edebilmelerine ya da dağıtım şirketlerinin üretim faaliyeti gösterebilmelerine de olanak sağlamaktaydı. Ancak, 3 Temmuz 2005 tarihli ve 5398 sayılı ‘Özelleştirme Uygulamalarının Düzenlenmesine ve Bazı Kanun ve Kanun Hükmünde Kararnamelerde Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun ve Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılması Hakkında Kanun’ ile 4628 sayılı Kanunda değişikliğe gidilmiştir.

Yapılan değişiklik ile 4628 sayılı Kanunun 3'üncü maddesinin birinci fıkrasının (c) bendinin (3) numaralı alt bendinin ikinci ve üçüncü paragrafı değiştirilerek, “*Özel sektör dağıtım şirketleri, dağıtım veya perakende satış faaliyeti dışında, üretim lisansı almak ve hesapları ayrı tutulmak kaydıyla üretim tesisi kurabilir ve sahibi olduğu veya iştirak ilişkisinde bulunduğu üretim şirketi veya şirketlerinden ülke ortalama elektrik toptan satış fiyatını geçmeyecek fiyattan elektrik enerjisi satın alabilir*” hükmü getirilmiştir. Bu çerçevede, özel sektör dağıtım şirketlerinin bu hüküm kapsamındaki enerji alımlarının sadece sahibi oldukları veya iştirak ilişkisinde buldukları üretim şirketi veya şirketlerinden gerçekleştirebileceği değerlendirilmektedir. Dolayısıyla, AB Elektrik Direktifindeki şebeke işletmecilerinin, şebeke faaliyetleri ile diğer faaliyetlerini yasal olarak ayırması şeklindeki yapılanmaya benzer bir yapılanma Türkiye elektrik piyasası için de düzenlenmiş bulunmaktadır. Ancak, burada AB Elektrik Direktifinden farklı olarak bir dağıtım şirketinin üretim şirketini kontrol edebilme olanağı mevcuttur.

Diğer taraftan, yapılan kanun değişikliğinde dikkat çekici olan husus, dağıtım şirketlerinin kendi üretim tesislerinden satın alacakları enerji fiyatına bir üst sınır getirilmesi ve bu sınırın da ‘ülke ortalama toptan satış fiyatı’ olarak belirlenmiş olmasıdır. Bu noktada, 4628 sayılı Kanunda ve ilgili mevzuatın hiç bir yerinde ‘ülke ortalama toptan satış fiyatı’ tanımı bulunmamaktadır.

Bununla birlikte, 17.12.2007 tarihli ve 1424/38 sayılı Kurul kararında, 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun kapsamında tanımlanan Türkiye Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatı'nın (TORETOSAF), ‘ülke ortalama toptan satış fiyatı’ için referans bir değer olarak alınabileceği kararına varılmıştır. Bununla birlikte, söz konusu kararda geçen ‘referans olabilecek’ ibaresi kesin bir ifade olmayıp, kanundaki sınırlamayı da tam olarak yansıtmamaktadır. Ayrıca TORETOSAF, uygulamadan önceki yıla ait verilere göre hesaplanması gereken bir değer olup, piyasa dinamikleri açısından yeterli bir esnekliğe de sahip değildir.

4628 sayılı Kanunda dağıtım şirketlerinin kuracakları üretim şirketlerinden serbest olmayan tüketiciler için yapacakları enerji alımları, ülke ortalama satış fiyatı gibi bir tavan fiyatla sınırlanmamalı, bu kapsamdaki alımlar piyasa koşullarına uygun olarak yapılabilmelidir.

9.3 Dağıtım Şirketlerinin Hizmet Yükümlülüğü ve Sisteme Bağlantı Sorunları

Dağıtım şirketlerinin yatırımcıları mağdur etmemeleri için mali açıdan güçlü şirketler olmaları ve basiretli birer tüccar gibi hareket etmeleri gerekmektedir. Ancak, mevcut koşullarda ciddi mali sorunlar yaşayan bu kuruluşlar, yatırımcıların mağdur edilmemesi hususu bir yana, mevzuattan kaynaklanan yükümlülüklerini dahi yerine getiremez durumdadırlar. Bu nedenle, ikincil mevzuatta dağıtım şirketleri için düzenlenmiş birçok hüküm sürekli olarak ertelemeye konu olmaktadır.

Bir dağıtım şirketinin esas gelir kaynağını dağıtım faaliyetinden elde ettiği gelirler oluşturmaktadır. Buna göre şebekeden akan enerjinin ve/veya şebekeye bağlı kullanıcı sayısının özellikle OG (Orta Gerilim) seviyesinde artması, dağıtım şirketinin gelirlerinin de artması demektir. Dolayısıyla gerek yeni kullanıcıların sisteme sorunsuzca dâhil olması, gerekse sürekli bir enerji akışının sağlanması için sistemin emreamade tutulması, sistem kullanıcıları için olduğu kadar dağıtım şirketlerinin de lehine olan bir durumdur. Kaldı ki bu husus, bir dağıtım şirketinin varlık nedeni olup, Kanun ve lisansının gereği olarak yerine getirmesi gereken temel yükümlülüğüdür.

Ayrıca, özellikle arz sıkıntısının yaşandığı durumlarda, dağıtım sistemine bağlı olan üretim tesislerinin faaliyetlerini kesintisiz olarak sürdürmeleri kritik bir önem taşımaktadır. Bunun yanı sıra, şebekeden elektrik enerjisi aktığı oranda, dağıtım şirketine dağıtım sistem kullanım bedeli ödeneceğinden dağıtım şirketlerinin gelirleri açısından oluşacak risk asgari düzeye inecektir.

Yatırımcıların, dağıtım şirketlerinden kaynaklanan şikâyetlerinin genel olarak neler olduğuna bakıldığında;

- Lisans Yönetmeliğinin 38'inci maddesinin uygulanması yerine, gerekli yatırımın lisans sahibince yaptırılıp, bedelsiz olarak devralınmak istenmesi,
- Kurulu gücü 10 MW aşan üretim tesislerinin, gerekliliği yeterince irdelemeden doğrudan iletim fiderine bağlanmaya yönlendirilmesi,
- Bağlantı ve sistem kullanımı ile ilgili görüşlerde, detaylı inceleme ve değerlendirme yapılmadan, konunun doğrudan TEİAŞ'a havale edilmesi,

gibi hususların söz konusu olduğu görülmektedir.

Bilindiği üzere, 2002 yılı Ağustos ayında yürürlüğe giren Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinin, bir üretim tesisinin şebekeye bağlantısının sağlanması için şebekede genişleme yatırımı veya yeni yatırım yapılmasının gerekli olduğu ve şebeke işletmecisinin

yeterli finansmanın mevcut olmadığı hallerde, söz konusu yatırımın şebeke işletmecisi adına, bağlantı yapmak isteyen gerçek veya tüzel kişi tarafından yapılabilmesi veya finanse edilebilmesini sağlayan 38'inci maddesinin dağıtım şirketleri tarafından uygulanmasında sürekli sorunlar yaşanmaktadır.

Bu kapsamda TEDAŞ tarafından ileri sürülen temel iddia, bir üretim tesisini iletim sistemine doğrudan bağlayan hattın dağıtım sisteminin bir parçası olmadığı ve dolayısıyla dağıtım şirketinin yapım ve işletme sorumluluğunun bulunmadığıdır.

4628 sayılı Kanunun 1'inci maddesinde verilen tanımlamalar kapsamında;

- (13) numaralı bentte “dağıtım”; elektrik enerjisinin 36 kV ve altındaki hatlar üzerinden nakli,
- (28) numaralı bentte “dağıtım sistemi”; bir dağıtım şirketinin, belirlenmiş bölgesinde işlettiği ve/veya sahip olduğu elektrik dağıtım tesisleri ve şebekesi,
- (32) numaralı bentte “dağıtım tesisi”; iletim tesislerinin bittiği noktadan itibaren, müstakilen elektrik dağıtımını için tesis edilmiş tesis ve şebeke,

olarak tanımlanmıştır.

Söz konusu tanımlar birlikte değerlendirildiğinde, “dağıtım tesisi” tanımındaki “elektrik dağıtımını” ibaresi yerine “dağıtım” tanımı konulduğunda, bir dağıtım tesisinin, iletim tesislerinin bittiği noktadan itibaren, müstakilen elektrik enerjisinin 36 kV ve altındaki hatlar üzerinden nakli için tesis edilmiş tesis ve şebeke olduğu açık ve net olarak görülmektedir.

Dolayısıyla, 4628 sayılı Kanun hükümleri uyarınca söz konusu hatların dağıtım sisteminin bir parçası olarak yapımının ve işletilmesinin dağıtım şirketlerinin sorumluluğunda olması konusunda herhangi bir tereddüt bulunmaması gerekmektedir.

Dağıtım şirketleri şu an 4628 sayılı Kanunun ve ilgili mevzuatın gereklerini uygulayamamaktadırlar. Arz güvenliği sorununun gündemde olduğu bir dönemde yeni üretim tesislerinin şebekeye bağlanmalarında oluşabilecek riskleri bertaraf etmek üzere, bazı ilave düzenlemeler yapılmalıdır.

Buna bir çözüm olarak, sadece istisnai durumlarda uygulanmak üzere, üretim tesislerinin dağıtım gerilim seviyesinden iletim sistemine bağlantısını sağlayan hatların farklı bir statüde tanımlanması düşünülebilir. Bu tanım çerçevesinde, söz konusu bağlantı hatlarının üretim lisansı sahibi tarafından kabul edilmesi halinde, tüzel kişiler

tarafından finanse edilerek gerçekleştirilebilir, tanımla uyumlu şartlar devam ettiği sürece de işletilebilir ve sadece kendileri tarafından kullanılabilir.

Bu hatlardan başka bir kullanıcının da yararlanmasının zorunlu olduğu hallerde ise, bağlantı hattının niteliği değişmekte ve artık bir 'şebeke' özelliği göstermektedir. Bu nedenle, diğer bir kullanıcının bağlantı yaptığı noktadan iletim sistemine bağlantı noktasına kadar ortak kullanımda olan kısım bedeli karşılığında dağıtım şirketi tarafından özel bağlantı hattını yapan üretim şirketinden devralınacaktır.

Bu kapsamda tesis edilecek özel bağlantı hatlarının doğrudan iletim sistemiyle irtibatlanmış olması nedeniyle, bu hatların kullanımını için dağıtım şirketine bir bedel ödenmesi söz konusu olmamalıdır. Ancak bununla birlikte, bu durumda ölçüme esas sayaçların mülkiyet sınırları ve hat kayıpları dikkate alınarak, iletim sistemine bağlantı noktasında tesis edilmeleri gerekecektir.

Diğer taraftan, bu istisnai durum için geçerli olacak özel bağlantı hattının tesis edilebilmesi için Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinin 38 inci maddesi çerçevesinde EPDK'ya verilecek bağlantı görüşlerinde;

- Dağıtım şirketi tarafından dağıtım sistemine bağlantı yapılamaması konusundaki teknik gerekçelerin ve bölgede yeni dağıtım tesis yatırımı yapılmasını gerektirecek bir gelişmenin beklenmediğinin belirtilmesinin,
- Bu gerekçelerin EPDK tarafından kabul edilmesinin ve TEİAŞ tarafından söz konusu üretim tesisinin iletim sistemine bağlantısının uygun olduğunun teyit edilmesinin,

yapılacak düzenlemenin, amacı dışına taşmasının önlenmesi için gerekli olduğu değerlendirilmektedir.

Bu koşulların sağlanması halinde de, üretim şirketi tarafından özel bağlantı hattı tesis edilmek suretiyle sisteme bağlantı yapılmasının EPDK tarafından onaylanması gerekecektir.

4628 sayılı Kanunda bir 'özel bağlantı hattı' tanımı yapılarak;

- **Kullanıcının, iletim sistemine dağıtım gerilim seviyesinden bağlanmak üzere sadece kendisinin yararlanacağı bağlantı hatlarını yapabilmesi ve işletebilmesi,**
- **Üretim faaliyeti gösteren lisans sahibi tarafından talep edilmesi halinde kamulaştırma işlemlerinin EPDK tarafından yapılması ve kamulaştırılan arazi üzerinde lisans sahibi adına uzun süreli kullanım hakkı tesis edilmesi,**
- **Bu hatlardan başka hiçbir kullanıcının yararlanamaması, yararlanmasının mutlaka gerekli olduğu durumlarda ise hatların ortak kullanılan bölümünün dağıtım şirketi tarafından bedeli karşılığında devralınması,**
- **Özel bağlantı hatlarının kullanımı için dağıtım şirketine hiçbir bedel ödenmemesi, sağlanmalıdır.**

B Ö L Ü M

TETAŞ VE TOPTAN SATIŞ

10. TETAŞ VE TOPTAN SATIŞ

10.1 Toptan Satış Faaliyetinin Elektrik Piyasasındaki İşlevi

4628 sayılı Kanun, hem toptan, hem de perakende düzeyde rekabeti öngörmüştür.

Bu kapsamda, özel sektör toptan satış şirketlerinin üretim şirketlerinden piyasaya enerji satışı dışındaki farkları, elektrik enerjisi ve kapasite satın alabilmeleri ve ithalat ve/veya ihracat faaliyetlerini yürütebilmeleridir.

Özel sektör toptan satış şirketleri ayrıca, Elektrik Piyasası İthalat ve İhracat Yönetmeliği uyarınca enterkonneksiyon hattı tesis edebilmekte ve bu hat üzerinde belirli bir süre boyunca ve belirli bir kapasite için kullanım hakkına sahip olabilmektedir.

Bu noktada, özel sektör toptan satış şirketlerinin başta ithalat ve ihracat faaliyetlerinde mevcut durumda TETAŞ'tan imkan kaldığı ölçüde- bulunmaları düşünülmüştür. Bunun yanı sıra, küçük kapasiteli ve doğal kaynaklara dayalı, üretimleri kontrol edilemeyen üretim tesislerinin veya ısıbuhar temin yükümlülüğü bulunan kojenerasyon tipte tesislerin üretimlerinin birbirleriyle ve diğer kontrol edilebilir üretimlerle birleştirilerek, dengesizliğe düşme riski en aza indirilerek pazarlanabilecektir. Bir başka ifadeyle, toptan satış faaliyetinin, bir denge unsuru olarak da tasarlanmış bulunduğu anlaşılmaktadır.

Ancak beklenmeyen şekilde gelişen piyasa yapısı nedeniyle, lisans sahipleri gerçekleştirdikleri üretimleri ikili anlaşmalarla satamayarak, doğrudan dengeleme piyasasına teklif verme ya da sistem dengesizlik fiyatlarından sisteme satma yolunu seçmek zorunda kalmışlardır. Bu da özel sektör toptan satış şirketlerinin faaliyet alanlarında çok ciddi bir daralma oluşturmuştur. Zira bu piyasa yapısı şartları altında özel sektör toptan satış şirketlerinin enerji satın alma olanağı oluşsa bile, bastırılmış fiyatlarla elektrik enerjisi satan dağıtım şirketleri ile rekabet edebilmeleri son derece güçtür. Buna ek olarak, özel sektör toptan satış şirketleri dengeleme piyasasına da teklif verememektedir.

Dolayısıyla, mevcut piyasa koşulları altında özel sektör toptan satış şirketleri için kalan tek seçenek ithalat ve ihracat faaliyeti yapmak olarak gözükmektedir.

Gelinen bu durum, gerçek maliyetlerin yansıtılmadığı bir piyasanın uğradığı yapısal bozulmayı çok net olarak göstermesi bakımından, ayrıca önem taşımaktadır.

Diğer taraftan, ulusal elektrik sistemimizin henüz komşu ülkelerin sistemleri ile senkron paralel çalışmaması nedeniyle, sadece ünite yönlendirme veya komşu ülkede oluşturulacak izole bölge yöntemi ile ithalat ve ihracat faaliyeti yapılabilmektedir.

Esasen, ithalat ve ihracat faaliyetlerinde asenkron paralel çalışma yöntemi de kullanılabilir. Ancak, bu yatırımların pahalı olması, geri dönüşünün uzun vadede sağlanması ve ithalat ihracat izninin de bir yıl süreli olarak verilmesi nedenleri ile bu yöntem özel sektör toptan satış şirketleri tarafından kullanılamamaktadır.

Sonuç itibarıyla, özel sektör toptan satış şirketlerinin faaliyet alanlarının genişleyebilmesi, piyasa kurallarının gereken şekilde uygulanması ve piyasanın piyasa araçları ile gelişmesine bağlı bulunmaktadır. Örneğin gün öncesi piyasanın işlerlik kazanması ile birlikte, talep tarafının da piyasaya katılımı sağlanabildiği takdirde, serbest tüketiciler taleplerini birleştirerek özel sektör toptan satış şirketlerinden gün öncesi piyasadan daha uygun koşullarda enerji temin edebileceklerdir.

Ayrıca, komşu ülkelerle emreamade ve güçlü bir enterkonneksiyon altyapısının teşkil edilmesi büyük önem taşırken, ülkemizde ithalat ve ihracat faaliyetinin büyük ölçüde TETAŞ üzerinden gerçekleştirilmesi yönünde bir eğilim oluşmuştur. Bu eğilimden vazgeçilerek mevcut ve inşaatı devam eden enterkonneksiyon hat kapasitelerinin TETAŞ yerine özel sektör toptan satış şirketlerinin kullanımına tahsis edilmesi, serbest piyasanın gelişimine katkı sağlayacaktır.

Ülkemizin coğrafi konumu ve komşu ülkelerle ithalat ihracat potansiyeli dikkate alınarak uluslararası deniz altı enterkonneksiyon hatlarının özel sektör tarafından tesis edilerek kullanılmasına olanak sağlayacak mevzuat altyapısının oluşturulmalıdır. Böylece, komşu ülkelerle elektrik enerjisi alışverişi amaçlı yeni ticaret olanaklarının daha kısa sürede tesis edilmesine imkan tanınacaktır.

4628 sayılı Kanununun 2'nci maddesinin dördüncü fıkrasının (d) bendinin (2) numaralı alt bendinde; *“Herhangi bir özel sektör toptan satış şirketinin iştirakleriyle birlikte piyasada sahip olacağı toplam pay, piyasada bir önceki yılda tüketilen toplam elektrik enerjisi miktarının yüzde onunu geçemez”* hükmü yer almaktadır. Öncelikle bu hükümde yer alan “piyasada tüketilen” ibaresi muğlaklık yaratmaktadır. Zira 4628 sayılı Kanundaki 'piyasa' tanımında da yer aldığı gibi piyasa kavramı içerisinde tüketim değil, alım-satım ve bununla ilişkili faaliyetler yer almaktadır. Ayrıca, bu hükme aykırı davranılması halinde nasıl bir yaptırım uygulanacağı konusu da tartışmaya açıktır.

Buna ek olarak, bir toptan satış şirketinin üretim faaliyeti gösteren bir tüzel kişilikteki hissesinin nasıl değerlendirileceği, toptan satış faaliyeti göstermeyen ancak toptan satış şirketlerindeki iştirakleri % 10'u geçen tüzel kişiliklerin durumunun ne olacağı, hükümde öngörülen sınırın geçilip geçilmediğinin belirlenmesinde hangi satışların dikkate alınacağı, toptan satış şirketlerinin birbirlerine yaptıkları satışların bu hesaplama dahil olup olmadığı gibi soruların yanıtlanabilmesi için mevzuat düzenlemesine ihtiyaç bulunmaktadır.

Esasen özel sektör toptan satış şirketleri, piyasa riskleri açısından perakende satış şirketleriyle benzer bir konumdadır. Dolayısıyla, özel sektör toptan satış şirketlerinin piyasada herhangi bir kısıtlamaya tabi olmadan faaliyet gösterebilen perakende satış şirketleriyle aynı koşullarda faaliyet gösterebilmelerine olanak sağlanması gerekmektedir.

4628 sayılı Kanunun, özel sektör toptan satış şirketlerine ilişkin hükümleri yeniden düzenlenmelidir.

10.2 TETAŞ'ın Alıcı Pozisyonu ve Mevcut Sözleşmeler

TETAŞ'ın kuruluş aşamasında hem 4628 sayılı Kanun öncesi dönem kapsamında imzalanmış olan mevcut sözleşmelerden kaynaklanan yükümlenilen maliyetler ile mevcut kamu üretim tesislerinin yükümlenilen faydaları ile dengelenebilmesi, hem de yükümlenilen maliyetleri oluşturan üretim ve alım garantili sözleşmelerin hükümlerinin ihlal edilmemesinin temini amaçlanmıştır. Bu doğrultuda, mevcut sözleşmelerin ortalama toptan satış tarifesinden yüksek olan satış fiyatlarının 5 ila 7 yıl içerisinde büyük ölçüde piyasa fiyatlarına ineceği ve bu tarihlerden itibaren de TETAŞ'ın varlığına gerek kalmayacağı düşünülmesi görülmektedir. Keza EPDK tarafından TETAŞ'a sadece 7 yıl süreli olarak lisans verilmiş olması da, bu öngörüü açık ve net bir biçimde desteklemektedir.

Oysa uygulamada, bu öngörüyle örtüşmeyen bir süreç gelişmiş ve zaman içerisinde işlevselliğini yitirmesi beklenen bir kamu toptan satış şirketi olarak tasarlanan TETAŞ, piyasanın en önemli oyuncularından biri haline gelmiştir. Beklentilerin aksine gelişmiş olan bu sürecin gelecekte de sürdürülmesini öngören uygulamalar da halen devam etmektedir.

21 Kasım 2007 tarihinde yürürlüğe giren Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışına İlişkin Kanun hükümleri doğrultusunda Afşin Elbistan C ve/veya D santralının 2014 yılı sonuna kadar işletmeye girmesi halinde, TETAŞ ile onbeş yıl enerji alım sözleşmesi imzalanacaktır. Keza enerji alım anlaşmasının süresi istekli firmalarca teklif edilmek üzere, nükleer santral ihalesini kazanan firma ile de uzun süreli bir alım anlaşması imzalanacaktır. Bu durum, TETAŞ'ın en iyi olasılıkla 2029 yılına kadar varlığını sürdürmesi anlamına gelmektedir. Şu anda geçerli durumda bu tarihte TETAŞ'ın Yap İşlet Devret modeli kapsamında çok küçük kapasiteli ve fiyatı çok düşük 1 adet üretim tesisi dışında hiçbir mevcut sözleşmesi kalmamış olacaktır.

Sonuç olarak, mevcut sözleşmelerin serbest piyasa üzerinde oluşturabilecekleri olumsuz etkileri ve yükümlenilen maliyetleri dengelemek üzere kurulmuş olan TETAŞ, mevcut sözleşmeler yürürlükten kalktıktan çok sonra bile varlığını sürdürecektir. Rekabete dayalı serbest piyasa oluşumu önünde bir engel olarak kalmaya devam edecektir. Rekabete dayalı serbest piyasa oluşumunu engelleyen bu durumun önüne geçebilmek üzere, öncelikle serbest piyasa kuralları çalıştırılarak mevcut sözleşmelere dayalı üretim yapan üretim tesislerinin piyasalaştırılması sağlanmalıdır. Kurulacak yeni üretim tesislerine TETAŞ kanalıyla alım garantisi verilerek, TETAŞ'ın kalıcı bir piyasa oyuncusu olmasına yönelik yaklaşımdan da vazgeçilmelidir.

Bu noktada, mevcut sözleşmeleri çerçevesinde üretim yapmakta olan üretim tesislerinin piyasalaştırılması konusunu değerlendirmeden önce, en iyi koşullarda sözleşmeye bağlanmış yap işlet devret modeli ile kurulan ve işletilen üretim tesisi elektrik satış fiyatının bile neden kamu üretim tesislerinde üretilen elektrik fiyatlarından yüksek görüldüğünün irdelenmesinde yarar görülmektedir.

3096 sayılı Kanununun 9'uncu maddesi uyarınca; Yap İşlet Devret projelerinin tarifelerinin belirlenmesinde işletme, bakım ve onarım giderleri, faiz ve kur farkları, teknik ve sermaye amortismanları, diğer masraf ve harcamalar ile ortaklara dağıtılacak makul bir temettü için gerekli gelirin sağlanması esas alınmaktadır.

Belirtilen bu hesap yöntemiyle, üretim tesislerinin tüm yatırım harcamaları, kredi geri ödeme dönemleri paralelinde, genellikle ilk on yıl içerisinde geri ödenmektedir. Bu yöntemin uygulanmasıyla, ilk yıllarda yüksek başlayan elektrik enerjisi satış fiyatı, kredi anapara ödemeleri azaldıkça düşüşe geçerek devam etmekte ve onuncu işletme yılı sonrasında ise sadece, proje için yatırılmış özsermayenin geri ödenmesi ve işletme masrafları enerji satış fiyatına yansıtılmaktadır. Diğer taraftan, Yap İşlet Devret projelerinin elektrik enerjisi satış fiyatlarındaki bu dalgalanmayı giderebilmek üzere Elektrik Enerjisi Fonu kurulmuş, ancak hiçbir zaman bu amaçla kullanılamamıştır.

Kamu kuruluşları tarafından işletilen termik üretim tesislerinde, tesislerin yapım maliyetleri genellikle fizibilite hazırlama, kamulaştırma gibi özsermaye harcamalarının zaman değeri dikkate alınmadan hesaplanarak 25 ila 30 yıllık bir ekonomik işletme döneminde geri alınmaktadır. Yap İşlet Devret modeli ile gerçekleştirilen santrallarda ise yatırımın geri dönüşü, kredi geri ödeme dönemi ile sınırlı kalmaktadır.

Diğer taraftan, kamu tarafından yapılan ve işletilen üretim tesislerinden, Avrupa standartları düzeyinde bir kapasite kullanım faktörü beklenilmediğinden, yapımcı firmalarla uzun süreli işletme-bakım ve yedek parça teminine ilişkin anlaşmalara da girilmemekte ve gerçek anlamda bir varlık tüm risk sigortası da yaptırılmamaktadır.

Buna karşılık, mevcut sözleşmeler kapsamında yapılan ve işletilmekte olan bir üretim tesisinin yıllık üretim garantileri çok yüksek emreamadelik kapasitesi gerektirdiğinden, sözleşme dönemi boyunca geçerli olacak şekilde işletme, bakım ve yedek parça temin anlaşmaları yapılmakta, üretim tesisi tüm risklere karşı sigorta ettirilmektedir.

Bu nedenlerle, mevcut sözleşmeler çerçevesinde üretim yapmakta olan üretim tesislerinin elektrik satış fiyatları doğal olarak sözleşmenin ilk yıllarında yüksek olmaktadır. Bununla birlikte, sözleşme süresi ilerledikçe, yatırım geri ödemeleri de hafiflemekte, işletme ve bakım masrafları yüksek kalmakla beraber, yıllık elektrik üretim miktarının yüksekliği, elektrik satış fiyatını düşürmeye yetmektedir.

Bu hususlara ek olarak, 3096 sayılı Kanun çerçevesinde Yap İşlet Devret modeli ile üretim tesisi kurmak ve işletmek üzere ayrı bir şirket kurulurken, bu şirket çatısı altında kurulan bir santralin üretim maliyetini çapraz sübvansiyonla diğer üretim tesislerine paylaşmak mümkün olmamaktadır. 3096 sayılı Kanun ve ilgili yönetmelikleri çerçevesinde projelerin giderlerinin çapraz sübvansiyonuna da izin verilmemektedir.

Buna karşılık, kamu tarafından kurulan bir üretim tesisi için uzun bir amortisman süresinin uygulanmaktadır. Kamu üretim tesisi işletmeye geçiş döneminin ilk yıllarında zarar etse de, oluşan maliyetleri, amortismanını tamamlamış olan diğer üretim tesislerinin düşük maliyetleri ile sübvansiyon etmeleri de mümkün olabilmektedir.

Sonuç olarak, uygulanan mevzuat gereği, Yap İşlet Devret modeli ile gerçekleştirilen üretim tesisleri elektrik enerjisi satış fiyatlarının özellikle işletmelerinin ilk yıllarında, EÜAŞ tarafından işletilen üretim tesislerinin elektrik satış fiyatlarından yüksek olması doğal bir sonuçtur. Elektrik enerjisi satış fiyatları arasındaki bu fark, temel olarak, söz konusu üretim tesislerinden elektrik enerjisini satın alırken, elektrik enerjisi satış fiyatları vasıtasıyla, aynı zamanda üretim tesisinin de satın alınmasından kaynaklanmaktadır.

Bununla birlikte, daha sonra uygulamaya konulan Yap İşlet modeli çerçevesinde gerçekleştirilen üretim tesisleri ise, daha büyük ve daha yeni teknoloji kullanan daha verimli santrallardır. Ayrıca, Yap İşlet Modeli ile Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışının Düzenlenmesine İlişkin 4283 sayılı Kanun gereği rekabet ortamında yarışma usulü ile bir seçim yapıldığından ve tesislerin mülkiyetlerinin kurucu şirkette kalması nedenleriyle, elektrik enerjisi satış fiyatlarının yeni kurulan bir üretim tesisinden çok farklı olmadığı gözlemlenmektedir.

Buraya kadar yapılan tespit ve değerlendirmeler çerçevesinde, özellikle yapıldıkları ve işletmeye girdikleri tarihler de dikkate alındığı takdirde, Yap İşlet Devret ve Yap İşlet modelleri çerçevesinde kurulan santrallerin mevcut satış fiyatlarının, 4628 sayılı Kanun kapsamında serbest piyasada faaliyet göstermek üzere yeni kurulan benzer niteliklerdeki bir üretim tesisinin piyasada edinebileceğı gelire ilişkin fiyatlardan daha yüksek olmadığı sonucuna ulaşılmaktadır.

Diğer taraftan, İşletme Hakkı Devri modeli kapsamında işletmede olan tek termik üretim santrali olan Çayırhan Termik Santrali elektrik satış fiyatı ise, işletme hakkı devir sözleşmesi gereğı, Çayırhan 1. ve 2. ünitelerinin işletme hakkı devredildikten sonra EÜAŞ tarafından yaptırılarak işletmeye alınan 3. ve 4. ünitelerin yatırım geri ödemelerini kapsamadığından, doğal olarak üretim maliyetleri ve elektrik satış fiyatları piyasa fiyatlarının altında kalmaktadır.

Mevcut sözleşmeler çerçevesinde üretilen elektrik enerjisi satış fiyatları, kredi geri dönüş sürelerinin tamamlanmasına bağılı olarak düşmüştür. Bu nedenle TETAŞ'ın mevcut sözleşmeleri çerçevesinde faaliyet gösteren üretim tesislerinden satın aldığı elektrik enerjisi fiyatları ile EÜAŞ tarafından işletilen ve yapım maliyetleri EÜAŞ tarafından üstlenilmediğı için kredi geri ödemesi ya da amortisman ve faiz gibi giderleri yansıtılmayan hidroelektrik üretim tesislerinin satış fiyatları ile paçallanmasına gerek kalmamıştır. Buna bağılı olarak, 4628 sayılı Kanunun TETAŞ'a ilişkin hükümleri yeniden düzenlenmelidir.

4628 sayılı Kanunun Geçici 6'ncı maddesi kapsamında EÜAŞ tarafından TETAŞ'a yapılacak elektrik enerjisi satışı 5 yıl süre ile (2007 yılı Eylül ayı) sınırlandırılmıştır. 10 Mayıs 2006 tarihinde 4628 sayılı Kanuna eklenen geçici 10'uncu madde ile TETAŞ'ın süresi 5 yılı aşmayan geçiş dönemi sözleşmeleri imzalamasına olanak tanınarak, Geçici 6'ncı maddede yer alan süre dolaylı olarak 4 yıl daha uzatılmıştır. 4628 sayılı Kanunda yapılan bu değişiklik, sadece TETAŞ'ın dominant bir oyuncu olarak devamlılığını sağlamakla sınırlı kalmamakta, mevcut sözleşmeler kapsamındaki üretimin piyasalaştırılmasını engellemektedir.

Oysa mevcut sözleşmelerin piyasalaştırılması, TETAŞ'ın piyasadaki payının düşürülmesi sonucunda Türkiye'de elektrik piyasası oluşumu ve mevcut kaynakların verimli kullanımını açısından büyük önem taşıdığı kadar, piyasada elektrik satış fiyatlarının sanal olarak düşük belirlenmesinin ve yatırımcılara yanlış sinyaller verilmesinin engellenebilmesi açısından da önem taşımaktadır.

Bu kapsamda, 4628 sayılı Kanunun 5'inci maddesinin altıncı fıkrasının (s) bendinde, mevcut sözleşmelerin taraflarınca değerlendirilmek üzere, kanun hükümleri uyarınca rekabetçi piyasaya geçişi kolaylaştıracak hususlarda değişiklik önerilerinde bulunulması ve mevcut sözleşmelerin ihtilafların haline ilişkin hükümlerini ihlal etmemek kaydıyla, bu sözleşmelere ilişkin herhangi bir resmi ihtilaf halli sürecinin başlatılmasından önce, ihtilafların halli için arabuluculuk yapılması hükümleri Kurul'un görevleri arasında sayılmış olduğu görülmektedir.

Kurula verilen her iki görev de, mevcut sözleşmelerin taraflarınca yapılan önerilerin kabul görme şartına bağlı görevlerdir.

Bununla birlikte, mevcut sözleşmelerin taraflarından birinin Bakanlık ve/veya TETAŞ olduğu ve mevcut sözleşmelerin fiyatlarının yüksek olduğu konusunda çok sayıda denetim raporu bulunmaktadır. EPDK tarafından yerine getirilebilmesi taraflarca kabul edilme koşuluna bağlı olan bu görevlere 4628 sayılı Kanunda yer verilmesinin hukuken yerinde olmadığı gibi, uygulanabilme kabiliyetinin de bulunmadığı değerlendirilmektedir.

Diğer taraftan, mevcut sözleşmelerin piyasalaştırılabilmesi için öncelikle Türkiye elektrik piyasasında elektrik enerjisinin en azından orta dönemde işlem görebileceği referans bir fiyatın belirlenmesine gerek duyulacaktır. Bu fiyat ile elektrik üretim maliyeti arasında, kullanılan yakıt türüne göre doğrudan bir ilişkinin bulunması da gerekmemektedir. Böyle bir fiyatın belirlenmesi halinde, mevcut sözleşmelerine göre faaliyet gösteren tüzel kişilerin güncel elektrik enerjisi satış fiyatlarının da, bu fiyata göre sınıflandırılmaları gerekli olacaktır.

Bu noktada, mevcut sözleşmelerin piyasalaştırılmasında referans olarak kullanılacak fiyat oluşumları irdelendiğinde, bazı tespit ve değerlendirmeler yapılabilmektedir.

YEK Kanunu uyarınca bir önceki yıla ait TORETOSAF'ın belirlenmesine ilişkin olarak alınmış olan 1424/38 sayılı Kurul kararında bu hesaplamanın; TETAŞ satış fiyatı ve miktarı, portföy üretim gruplarının satış fiyatları ve miktarları, dağıtım şirketlerinin Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi'nden (PMUM) alış miktarları ve fiyatları, otoprodüktör, otoprodüktör grubu ve üretim şirketlerinin üretim miktarları ve onaylı perakende tek terimli diğer iller sanayi tarifeleri ile dağıtım şebekesinin OG (orta gerilim) seviyesindeki ortalama teknik kayıp oranları dikkate alınarak yapıldığı ifade edilmektedir.

Bu yöntemle hesaplanmış olan TORETOSAF'ın piyasadaki elektrik enerjisinin maliyetini temsil edebilmesinin önünde iki engel bulunduğu düşünülmektedir. Öncelikle, kullanılan veriler bir önceki yıla ait olduğundan, hesaplanan fiyat, içerisinde bulunulan yılın değil, bir önceki yılın üretim maliyetlerini temsil edebilir. İkinci ve asıl önemli neden ise, TORETOSAF hesaplanması için kullanılan girdilerin ağırlıklı olarak kamu üretim şirketlerinin elektrik enerjisi satış fiyatları olmasıdır.

Kamu üretim şirketlerinin elektrik enerjisi satış fiyatlarının gerçek maliyetlere dayandırılarak hesaplanmadığı ve bazı maliyetlerin ise hiç dikkate alınmadığı yönünde değerlendirmelerin mevcut olduğu düşünüldüğünde, TORETOSAF'ın Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatını temsil ettiğini söyleyebilmek güçleşmektedir. Elektrik piyasasında 2006 yılının Ağustos ayından beri uygulanmakta olan DUY çerçevesinde oluşan sistem dengesizlik fiyatları veya sistem marjinal fiyatları piyasada belirlenmekle birlikte, elektrik enerjisinin maliyetini değil, piyasadaki değerini gösterdiğinden, bu fiyatların da, mevcut sözleşmelerin piyasalaştırılması amacına yönelik olarak kullanılmasının sakıncalı olacağı değerlendirilmektedir.

Esasen, mevcut elektrik satış fiyatları, piyasada kısa ila orta vadede işlem görmesi beklenen elektrik satış fiyatının altında olan mevcut sözleşme tarafı tüzel kişiler doğrudan piyasaya elektrik enerjisi satışı yapabilecek konumdadırlar.

Elektrik enerjisi satış fiyatları bu seviyede olan ve mevcut sözleşmeleri çerçevesinde üretim yapan tesisler, belirlenmiş olan bu toptan satış fiyatı ile mevcut sözleşmelerinde yer alan elektrik enerjisi satış fiyatları arasındaki farkı TETAŞ'a bir kira veya tesis kullanım bedeli olarak ödeyerek, ürettikleri enerjiyi piyasaya, piyasa fiyatlarından satabilirler. Bu yöntemle, söz konusu üretim tesisleri serbest piyasaya kazandırılırken, bu tesislerin ortalama toptan satış fiyatının altında kalan ve TETAŞ ortalama satış fiyatının düşürülmesi yönünde etki yapan satış fiyatları yerine aynı etkiyi yapacak şekilde TETAŞ'a kira veya kullanım bedeli ödemeleri de sağlanmış olacaktır.

Bununla birlikte, bu tür bir değişikliğin yapılabilmesini teminen, mevcut sözleşme taraflarının Bakanlık ve TETAŞ ile mutabık kalarak ve üretim tesisini gerçekleştiren ve işletmekte olan tüzel kişiye finansman sağlamış olan kuruluşların onaylarını da alarak, mevcut sözleşmelerini tadil ettirmeleri gerekecektir.

İkinci grupta olan ve elektrik satış fiyatları hesaplanan orta vadeli ortalama toptan satış fiyatının üzerinde olan mevcut sözleşme taraflarının da serbest piyasaya satış yapmaları ve sözleşmelerinde yer alan geliri sağlayamamaları durumunda, TETAŞ tarafından aradaki farkın ödeneceğinin garantisinin verilmesi düşünülebilir. Bu tüzel kişiler, piyasa kurallarına uygun hareket etmeleri şartıyla piyasa koşullarında ürettikleri

elektrik enerjisini sattıkları fiyat ile sözleşmelerinde yer alan elektrik enerjisi satış fiyatı arasında bir fark oluşması halinde, bu fark kendilerine ödenebilir. Fazlalık oluşması halinde ise, fazla miktar ileride oluşabilecek farklarda hesaba katılmak üzere kayda alınabilir. Kayda alınan bu bedelin ileride kullanılmaması halinde, sözleşme dönemi sonunda üretim tesisi için daha önce ödenmiş olan bedeller dikkate alınarak mevcut sözleşmenin tarafları arasında paylaşılabilir. Böylece Hazine garantileri tam tarife üzerinden hesaplanan şirket gelirleri yerine, sözleşmede belirlenen elektrik enerjisi satış fiyatı ile piyasa fiyatı arasındaki fark için verilerek, Hazine yükümlülükleri de azaltılabilir.

Ancak, hangi çözümün uygulanmasına karar verilirse verilsin, mevcut sözleşmelerin, sözleşmelere finansman sağlayan ve garanti veren tüm tarafların onayı ve sözleşme taraflarının tam mutabakatı ile tadil edilmesi hukuki bir gerekliliktir.

Sonuç olarak, arz güvenliği ve diğer konularda yapılan önerilerde olduğu gibi, mevcut sözleşmelerin piyasalaştırılabilmesi için de elektrik enerjisi satış fiyatlarının piyasada belirlenebilmesi gerekmektedir. Piyasaların derinleştirilmesi için ise gün öncesi ve türev piyasaları teşkil edilmelidir.

10.3 DSİ tarafından Tamamlanan HES'lerin Durumu

Bilindiği üzere, sınır aşan sular üzerinde yer almaları, sistem işletmeciliği açısından vazgeçilemez olmaları ve enerji üretimi dışındaki amaçlarının da bulunması nedenleriyle işletme rejimlerine TEİAŞ ve DSİ tarafından sürekli müdahalelerde bulunan Atatürk, Karakaya ve Keban gibi büyük hidroelektrik santraller, EÜAŞ portföy gruplarına dâhil edilmeyerek, EÜAŞ bünyesinde ve özelleştirilecek santrallerin dışında bırakılmışlardır. EÜAŞ portföyünde bulunan bu santrallerin toplam kurulu gücü yaklaşık 7,700 MW civarındadır.

Bu hidroelektrik santrallerde de gerçek maliyetler dikkate alınmadığından, düşük maliyetle üretilen elektrik enerjisi TETAŞ'a satılmaktadır. TETAŞ ise mevcut sözleşme tarafı üretim şirketlerinden satın aldığı elektrik enerjisi ile fiyat paçallaması yapmak suretiyle dağıtım şirketlerine ve TETAŞ kurulmadan önce faaliyette bulunan TEAŞ'tan devralmış olduğu iletim sistemine doğrudan bağlı olan tüketicilere satış yapmaktadır.

Diğer taraftan, son dönemde birincil mevzuatta yapılan düzenlemeler sonucunda TETAŞ'a, nükleer santral ve Afşin-Elbistan C ve/veya D termik santrallerinde yapılacak üretimin, teklif edilmiş olan fiyatlardan alımı yükümlülüğü de getirilmiştir.

Bu kapsamda, Afşin C D santralleri ve nükleer santraller özel sektör tarafından yapılacak olursa, bu üretim tesislerinde üretilen elektrik enerjisinin satış fiyatı, üretim

tesisinin işletmeye girdiği ilk yıllarda nispeten yüksek olacağından, düşük maliyetli elektrik enerjisi üretimi ile paçalanması ihtiyacı söz konusu olacaktır. Bu durumda ise, fiyat dengelemesini yapmak üzere kamu kuruluşlarının elinde sadece büyük hidroelektrik üretim tesisleri kalmış olacağından, bu hidroelektrik santrallerin en az 20 yıl daha TETAŞ'a satış yapmak zorunda kalacakları anlaşılmaktadır.

Oysa dağıtım özelleştirmelerinin rekabetçi bir yapıda gerçekleştirilmesi ve piyasa kurallarının da hiçbir dış müdahale olmadan uygulanması halinde, büyük kapasiteli üretim yatırımları, yatırımı yapacak olan tüzel kişiler ile mali açıdan yeterli dağıtım şirketleri arasında yapılacak enerji alım anlaşmalarına dayalı olarak finanse edilebilecektir. Böylece TETAŞ tarafından bu tür üretim tesislerine alım garantisi verilmesine gerek duyulmayabilecektir.

Üretilen enerjinin TETAŞ'a satıldığı hidroelektrik santrallerin sayısı da her geçen gün artış göstermektedir. Zira DSİ tarafından inşaatları tamamlanan yeni hidroelektrik santraller portföy üretim gruplarına dahil edilmemekte, bunun yerine peyderpey EÜAŞ'ın bünyesine alınmaktadır. DSİ tarafından inşaatı tamamlanan her yeni santralin EÜAŞ'ın bünyesine katılarak özelleştirme dışı tutulması için geçerli ya da makul herhangi bir gerekçe de bulunmamaktadır.

DSİ tarafından tamamlanarak işletmeye alınan yeni hidroelektrik santraller EÜAŞ bünyesindeki santrallerin portföyler şeklinde özelleştirilmesi yönündeki yaklaşımın devam etmesi halinde, EÜAŞ yerine mevcut üretim portföylerine dağıtılmalıdır. Üretim portföylerinin özelleştirme programları kesinleşse dahi, özelleştirmeler yapılmadan önce, DSİ tarafından inşaatı sürdürülen ilgili hidroelektrik santrallerin tamamlanmalarını müteakip ilgili portföy üretim gruplarına dahil edilecekleri hususuna, özelleştirmeye ilişkin şartnamelerde yer verilmelidir.

Ayrıca, üretim portföylerinin özelleştirmeleri tamamlandıktan ve üretim tesisleri özel sektöre tamamen devredildikten sonra DSİ tarafından tamamlanarak EÜAŞ'a devredilen hidroelektrik santrallerin ise tek tek özelleştirilmelerinin uygun olacağı değerlendirilmektedir.

Diğer taraftan, stratejik önemi olduğu, sistem işletmeciliği açısından ihtiyaç duyulduğu veya diğer nedenlerle özelleştirme kapsamı dışında tutularak EÜAŞ bünyesinde bırakılan hidroelektrik santrallerin de piyasalaştırılabilmesi için yapılabilecek bazı düzenlemeler bulunmaktadır.

Bu kapsamda, öncelikle sistem için ihtiyaç duyulan hizmetlerin TEİAŞ tarafından gerçek değerleri üzerinden satın alınmasını sağlayacak ticari yan hizmetler anlaşmaları yapılmalı ve bu hizmetlerin sağlanması garanti altına alınmalıdır.

Söz konusu santraller EÜAŞ kontrolünde kalsa bile, bu santrallerin kullanılabilir kapasiteleri ihale ile özel sektör üretim şirketlerine kiralanabilmeli ve özel sektör üretim şirketlerinin verdikleri üretim programı çerçevesinde bu santraller işletilebilmelidir.

B Ö L Ü M

PIYASA MEKANİZMALARI

11. PİYASA MEKANİZMALARI

11.1 Serbest Bir Piyasada Piyasa Mekanizmalarının İşlevi

Serbest piyasa, alım ve satımların, alıcı ve satıcı konumunda olan taraflar arasında sağlanan mutabakata dayalı olarak yapıldığı, ürünün fiyatının piyasa koşullarında belirlendiği, arz ve talebe sistem dışı müdahalelerin olmadığı bir piyasa olarak tanımlanabilir.

Türkiye elektrik piyasasında serbest tüketicilerin tedarikçilerini seçme olanağına kavuştukları 3 Mart 2003 tarihinden başlayarak ikili anlaşmaların uygulanması ile ikili anlaşma tarafları arasında gerçekleşen arz ve talep miktarlarının dengede olmasının denetlenmesi ve dengede olmayan durumlarda da uzlaştırma yapılması gereği doğmuştur.

2003 yılında yürürlüğe giren Elektrik Piyasasında Mali Uzlaştırma Yapılmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Tebliğ çerçevesinde dengeleme TETAŞ tarafından yapılmıştır. Dengelemenin TETAŞ tarafından yapılmasının nedeni ise, o dönemde mevcut kapasitenin yaklaşık % 85'inin TETAŞ'ın portföyünde bulunmasıdır. Arz fazlasının olduğu bir dönemde yürürlüğe giren bu Tebliğ uyarınca, dengeleme esasen TETAŞ üzerinden yapılmış görünse de, fiilen EÜAŞ tarafından yapılmıştır. Dönemin ölçme ve iletişim altyapısının yetersizliği nedeniyle de, özel sektör üretim tesislerinin dengeleme faaliyetlerine katılmaları mümkün olamamıştır.

Tebliğin uygulandığı dönemde kamu kuruluşları arasında ikili anlaşmalar bulunmadığından ve arz fazlası nedeniyle kamu enerji şirketlerinin dengesizliğe düşmeleri hemen hemen olanaksız olduğundan, sadece elektrik piyasasında faaliyet gösteren özel sektör şirketleri söz konusu Tebliğ hükümlerine göre uzlaştırılmışlardır.

Diğer taraftan, sistemde oluşan enerji fazlasının TETAŞ tarafından satın alınıp, enerji açığının ise TETAŞ portföyünde bulunan üretim tesislerinin üretimleri ile karşılandığı, söz konusu Tebliğ çerçevesinde enerji fazlası ve enerji açığı için iki dengesizlik fiyatı uygulanmıştır.

Bu çerçevede, TETAŞ tarafından üç zaman dilimine göre belirlenen yük alma fiyatları ile zaman dilimine bağlı olmaksızın uygulanan yük atma fiyatı arasında büyük bir bulunmaktadır. Özel sektör tarafından üretilen fazla enerji için düşük bir fiyat ödenirken, özel sektör enerji şirketlerinin ikili anlaşmalarında ortaya çıkan enerji açıkları için çok daha yüksek bir bedelin tahsil edilmesi söz konusu olmuştur. Özel sektör şirketlerinin Mali Uzlaştırma Tebliğinin uygulamada olduğu dönem boyunca tüketiciler ve toptan satış şirketleri dışında enerji satışı yapabilecekleri başka

müşterileri olmadığı gibi, perakende satış fiyatlarının çok uzun süre değişmemiş olması ve petrol fiyatlarındaki artışa paralel olarak doğal gaz fiyatlarına gelen zamlar sonucunda, özel sektör üretim şirketlerinin TETAŞ ve TEDAŞ elektrik satış fiyatları ile rekabet edebilmeleri giderek imkansız hale gelmiştir.

Bu durumda olan şirketlerden bir kısmı üretim tesisi kurmak üzere almış oldukları lisanslarını sonlandırırken, bir kısım özel sektör şirketleri ise işletmede olan tesislerinin faaliyetlerinin durdurulması için EPDK'ya başvurmuşlardır. Keza EÜAŞ ile yapmış oldukları sözleşmeler sona erdiğinde, bazı mobil santraller da sökülerek yurt dışına taşınmıştır.

TETAŞ'ın, talebe ve maliyete karşı duyarlı olmayan fiyatları ve Mali Uzlaştırma Tebliğinin uygulanmasında yaşanan sıkıntılar dikkate alınarak, DUY üzerindeki çalışmalar hızlandırılmıştır. DUY 2004 yılı sonlarında yürürlüğe girmiş olmakla birlikte, nakdi uygulama olmaksızın, sanal olarak başlatılmıştır.

Diğer taraftan, Strateji Belgesi'nde DUY'un 2005 yılı başından itibaren tüm unsurlarıyla uygulanması belirtilmiş olduğu halde, kamu dağıtım şirketlerinin henüz uygulamaya hazır olmadıkları gerekçesiyle, bir süre daha sanal olarak uygulanması kararlaştırılmıştır. Ancak bu süre, özellikle TEDAŞ'ın katılımcı kaydını yaptırmama konusundaki direnci nedeniyle gereğinden fazla uzamış ve nakdi uygulama, 2006 yılı Temmuz ayında yaşanan bir bölgesel sistem oturması sonrası ancak 1 Ağustos 2006 tarihinde başlayabilmiştir.

4628 sayılı Kanunda elektrik piyasası için öngörülen yapı, bir dengeleme ve uzlaştırma mekanizması ile bütünlenen ikili anlaşmalar piyasasıdır. Ancak, perakende satış fiyatlarında uygulanan politikalar doğrultusunda, piyasanın temelini oluşturan ikili anlaşmalar hemen hemen uygulanamaz hale gelmiş ve bugün itibarıyla sadece dengeleme ve uzlaştırma mekanizmasına dayalı bir piyasa yapısı oluşmuştur.

2006 yılı Ağustos ayında DUY'un nakdi uygulamasının başlatılmasıyla bugün gelinen durumda, kamu şirketlerinin kontrolünde olan üretim tesislerinin üretimlerinin, dağıtım şirketlerinin elektrik enerjisi talebini karşılayamaması nedeniyle, özel sektör üretim tesislerinde üretilen elektrik enerjisinin hemen hemen tamamı ikili anlaşma olmadan, dengeleme piyasasına satılmaktadır. Oysa sistemin özünde, elektrik enerjisinin ikili anlaşmalarla alınıp satılması ve bu alım satımın taraflarının, kendi aralarındaki ikili anlaşma çerçevesinde dengesizliklerden sorumlu olmaları bulunmaktadır. Bu kapsamda üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilerin de öncelikle ürettikleri elektrik enerjisini ikili anlaşmalarla satması, satamadıkları kapasite için üretim tesisinin niteliklerinin uygun olması kaydıyla dengeleme piyasasına teklif vermeleri yer almaktadır.

Buna göre, doğru işleyen bir dengeleme ve uzlaştırma mekanizması; elektrik enerjisinin hemen hemen tamamının ikili anlaşmalarla alınıp satıldığı bir ortamda, sadece üretim tesislerinde ortaya çıkabilecek arızalar ya da tüketim tahminlerinin gerçekleşmemesinden kaynaklanabilecek arz talep dengesizliklerini gidermek üzere, en uygun fiyat ve teknik teklifi vermiş olan üretim tesislerine, oluşan dengesizlik giderilinceye kadar uygunluk sırasıyla yük aldırılması veya yük düşürülmesi işlemidir.

Uzlaştırma ise, dengelemeyi sağlamak üzere yük aldırılan veya yük atılan üretim tesislerinin bu eylemlerinden dolayı ortaya çıkan maliyetlerin dengesizliğe sebep olan taraflara yansıtılmasıdır.

İkili anlaşmalar piyasası gelişmeden çalıştırılan bir dengeleme ve uzlaştırma piyasası ise sadece kısa vadeli beklentiler için bir gösterge teşkil edebilmektedir. Bu nedenle, yeni üretim yatırımları için gerekli olan uzun dönemli fiyat projeksiyonunun yapılabilmesine imkan tanımamaktadır.

Özel sektör üretim tesislerinde üretilerek sisteme satılan bu enerjinin bir kısmını dengeleme sistemine verilen yük alma tekliflerinin kabul edilmesi sonucu yapılan üretimler oluşturmaktadır. Enerjinin kalan kısmını da, fiyatı ay sonunda belirlenecek olan sistem dengesizlik fiyatından satılmak üzere gün öncesinden verilmiş olan üretim programları kapsamında yapılan üretimler oluşturmaktadır.

Dolayısıyla, bugün gelinen noktada, dengeleme mekanizması asıl amacından sapmış ve bir merkezi alıcı (havuz) olarak çalışmaya başlamıştır. Bu yapıda, toptan satış düzeyinde özel sektör üretim şirketleri arasında marjinal fiyata dayalı bir rekabetten söz edilebilmesi mümkünken, perakende satış seviyesinde bir rekabetten söz edilebilmesi mümkün değildir.

Enerji alım maliyetlerini doğrudan perakende satış fiyatlarına yansıtmayan mevcut yapı, Kaliforniya elektrik piyasasının kriz önceki durumunu hatırlatmaktadır. Doğru çalışan bir dengeleme piyasasında, talebin yüksek olduğu saatlerde oluşan dengesizlikler, bu dengesizliği gidermek üzere devreye girecek olan üretim tesislerinin marjinal fiyatlarını ve üretim kapasitelerini yansıtan kademelerde daha yüksek marjinal fiyatların ortaya çıkmasını gerektirmektedir.

Ülkemiz piyasasında ise, aylık puant talebin gerçekleştiği gün ve saat ile en yüksek saatlik marjinal fiyatın ortaya çıktığı gün ve saat genellikle çakışmamaktadır. Örneğin, 2007 yılının Kasım ayında anlık puant yük 28 Kasım günü saat 17⁰⁰'de, saatlik puant yük ise 29 Kasım günü saat 18⁰⁰'de gerçekleşirken, en yüksek saatlik marjinal fiyat 9 Kasım Cuma günü saat 17⁰⁰-18⁰⁰ arası ortaya çıkmıştır.

Aylık bazda en yüksek marjinal fiyatın, en yüksek puant yükün gerçekleşmediği bir saatte oluşması durumu, talep tahmininin o saat için yüksek belirlenmiş olması, ancak bunun gerçekleşmemesi ya da gün öncesinde devre dışı kalan kapasite yerine daha pahalı üretilere yük aldırılmak zorunda kalınmasıyla açıklanabilir.

Sonuç itibarıyla, yukarıda verilen serbest piyasa tanımı esas alındığında, ülkemizde tam anlamıyla işlemekte olan bir piyasa mekanizmasının henüz oluşmadığı görülmektedir. Piyasa, ölçme-iletişim-kontrol altyapısının tesis edilmesi paralelinde, her türlü istismarın engellendiği kurallara dayalı olarak, dışarıdan da herhangi bir müdahale olmaksızın işlemeye başladığında, gerçek bir 'piyasa' olabilecektir.

4628 sayılı Kanunda, üretim faaliyetinin kapsamı yeniden tanımlanmalı ve üretim faaliyeti gösterenlerin gün öncesi piyasadan alım yapabilmelerine imkan sağlanmalıdır. Bu çerçevede gün öncesi piyasadan alım-satım yapabilecek lisanslı büyük tüketiciler de belirlenmelidir. Bu kanun değişikliği paralelinde, DUY'da da kapsamlı bir değişikliğe gidilerek, gün öncesi piyasasına işlerlik kazandırılması ve saatlik uzlaştırmaya geçilmesi gerekmektedir. Ayrıca bu piyasalarda uzlaştırmann çok daha kısa sürelerde yapılması hedeflenerek, sistemde sorun teşkil eden teminat miktarlarının da düşmesi için bir fırsat yaratılmalıdır.

11.2 Fiyatlar

Yönetmeliğin yürürlüğe girdiği tarihte; TETAŞ tarafından iletim sistemine doğrudan bağlı olan tüketicilere aktif enerji bedeli olarak 10.25 Ykr/kWh, TEDAŞ tarafından orta gerilimden bağlı bir sanayi müşterisine tek terimli tarifeden 11.37 Ykr/kWh fatura edilmekteydi.

Ayrıca bu fiyatlar tamamen enerji fiyatı olmayıp, iletim ve dağıtım sistem kullanım bedeli, perakende satış hizmeti bedeli gibi başka bedelleri de içermekteydi. Bir başka ifadeyle, özel sektör katılımcıların rekabet etmeleri gereken elektrik enerjisi fiyatları, kamu elektrik şirketleri tarafından tüketicilere fatura edilen elektrik fiyatlarından şebeke kullanımı ve perakende satış hizmetlerine ilişkin bedeller düşüldükten sonra bulunan enerji fiyatlarıydı.

DUY'un nakdi olarak uygulandığı ilk ay olan Ağustos 2006 tarihinde ise, sistem dengesizlik fiyatları gündüz uzlaştırma dönemi için 15.75, puant uzlaştırma dönemi için 15.68 ve gece uzlaştırma dönemi için 13.56 Ykr/kWh olmuştur. Aynı dönemde saatlik marjinal fiyatlar ise en düşük 0 Ykr/kWh ve en yüksek 17.07 Ykr/kWh olarak gerçekleşmiştir.

Nakdi uygulama arz sıkıntısı nedeniyle başlamıştır. Bu nedenle, başlangıç tarihinde özel sektör üretim şirketleri tarafından yapılan üretime ihtiyaç duyulduğundan, dengeleme ve uzlaştırma mekanizmasındaki fiyatlar yakıt maliyetlerini karşılayabilecek düzeyde oluşmuştur. Bu durum bir taraftan elektrik enerjisi kesintilerini önlerken, diğer taraftan da üretim tesisi kurmaktan vazgeçmekte olan, hatta işletmedeki üretim tesislerini süresiz olarak durdurmak üzere EPDK'ya başvuran tüzel kişilerin elektrik piyasasındaki faaliyetlerine devam etme kararı vermelerine neden olmuştur.

Ayrıca, uygulamanın izleyen aylarında da benzer şekilde maliyet esaslı sistem dengesizlik fiyatları oluşmuş ve sistemin altyapı eksikliğinden kaynaklanan bazı uygulama aksaklıklarına karşın, üretilen fiyat sinyalleri, EPDK'ya büyük kapasiteli termik üretim tesisi lisans başvurularının yapılmasına neden olmuştur.

Dengeleme sisteminin uygulanmaya başladığı tarihten itibaren aylık elektrik enerjisi tüketimleri ve üretilen sistem dengesizlik fiyatları aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 11.1 2006-2007 Sistem Dengesizlik Fiyatları

Tarih	SDF (YTL/MWh)			Tüketim (GWh)
	Gündüz	Puant	Gece	
Ağustos 2006	141.29	132.56	111.34	16,245
Eylül 2006	138.23	131.49	116.66	14,375
Ekim 2006	99.76	96.87	98.54	13,718
Kasım 2006	111.62	130.55	94.68	15,003
Aralık 2006	111.89	159.85	74.14	16,054
Ocak 2007	137.02	121.36	126.15	15,575
Şubat 2007	128.91	122.51	109.69	14,525
Mart 2007	131.29	98.26	114.98	15,569
Nisan 2007	139.00	129.90	130.26	14,742
Mayıs 2007	126.86	114.26	109.50	15,071
Haziran 2007	146.41	142.45	125.04	15,634
Temmuz 2007	150.40	154.13	143.69	17,487
Ağustos 2007	145.34	159.18	114.03	17,559
Eylül 2007	117.01	139.74	98.55	15,619
Ekim 2007	98.90	117.95	68.54	14,866
Kasım 2007	144.83	157.88	106.95	16,016
Aralık 2007	148.21	167.01	114.01	16,687

Kaynak: TEİAŞ

Uygulama süresince en yüksek saatlik sistem marjinal fiyatı 1,100 YTL/MWh olarak 27 Aralık 2006 Çarşamba günü 17⁰⁰-18⁰⁰ saatleri arası gerçekleşmiş, en düşük fiyat ise, uygulamanın başladığı ilk aydan itibaren birkaç kere tekrarlanacak şekilde 0 YTL/MWh olmuştur.

Buraya kadar değinilen bütün teknik ve teknik olmayan kısıtlar ve olumsuzluklara karşın, kamu kuruluşları kontrolündeki enerji üretiminin toplamı, talebin tamamını

karşılama yetmediğinden, dengeleme ve uzlaştırma sisteminde elektrik enerjisinin gerçek maliyetini şu veya bu şekilde yansıtan bir piyasa fiyatı oluşumu bulunmaktadır. Bir başka deyişle, en azından dengeleme sistemindeki elektrik enerjisi fiyatları, piyasada belirlenmektedir.

11.3 Piyasa Mekanizmaları Çerçevesinde EÜAŞ'ın Durumu

Piyasanın kuralları, çok sayıda katılımcının olduğu ve dolayısıyla fiyatların herhangi bir katılımcı tarafından etkilenmesinin beklenmediği ideal bir piyasa hedefine göre yapılandırılmıştır. Ancak, yukarıda da değinildiği üzere, EÜAŞ'ın EPDK'nın fiyat düzenlemesine tabi olmaması, bir zafiyet yaratmaktadır.

Türkiye elektrik enerjisi üretiminin yaklaşık % 50'sini gerçekleştiren EÜAŞ'ın saatlik üretim programını saatlik talep tahminleri paralelinde vermemesi ve elektrik enerjisinin fiyatlandırmasında ekonominin ve ilgili mevzuatın kurallarına uygun davranmaması durumunda, henüz başlangıç evresinde olan dengeleme piyasasındaki fiyatların da etkilenebilmesi olasılığı doğmaktadır. TETAŞ ise, mevcut sözleşmeler çerçevesinde enerji satın almakta olduğu üretim tesislerinin adına yük alma yük atma teklifleri vermektedir. Söz konusu üretim tesislerinin gerçek yakıt maliyetleri fiyatlara yansıtıldığı ve yakıt fiyatlarındaki değişim de yine otomatik olarak satış fiyatlarına yansıtıldığı için üretim maliyetlerinin altında bir teklif verme olanağına sahip değildir.

Ölçmeiletişim-kontrol altyapısının tam gelişmemiş olması nedeniyle, uygulanmakta olan DUY çerçevesinde gün öncesi talep tahminleri ve sunulan üretim planlarına göre dengeleme yapılmasını teminen yük alma ve yük atma talimatları verilmekte, saatlik marjinal fiyat da gün öncesinde belirlenmektedir. Bu fiyat belirlendikten sonra, değişen koşullar çerçevesinde verilen tüm yük alma ve yük atma talimatları dengeleme amacı dışındaki amaçlar için verilmiş talimatlar olarak kabul edilmekte ve maliyetleri de saatlik marjinal fiyatlara yansıtılmamaktadır.

Benzer şekilde, yine altyapının tam gelişmemiş olması nedeniyle tüketicilerin üç uzlaştırma dönemi bazında aylık olarak uzlaştırılmaları, ikili anlaşmalar kapsamında enerji satışı yapan küçük ve büyük tüm tedarikçilerin kendi lehlerine kullanabilecekleri bir olanağı sağlamaktadır.

Bu kurallar çerçevesinde yapılan uygulamalar sonucunda zaman zaman, dengeleme amacı dışında verilen yük alma talimatları, dengeleme amaçlı yük alma talimatlarını aşmakta; ancak söz konusu saate ait sistem marjinal fiyatı ise değişmemektedir.

Sonuç itibarıyla bu sistem, altyapı eksiklikleri nedeniyle uygulanmak durumunda olsa da, başta EÜAŞ olmak üzere piyasada hakim durumda olan oyuncular tarafından fiyatları yönlendirmek üzere kullanılabilme riskini doğurmaktadır.

Diğer taraftan, tüketicisi ay içerisinde çeşitli günlerde gelişigüzel dengesizliğe düşen bir tedarikçi, sadece ay sonunda, üretimini o tarihe kadar müşterilerinin tüketmiş olduğu enerji miktarına eşit olacak şekilde ayarlaması halinde, dengesizliğe düşmemektedir.

Oysa söz konusu tedarikçinin müşterilerinin toplam tüketiminin, üretilen elektrik enerjisine eşit olmadığı zaman dilimlerinde sistem fiiliyatta dengesizliğe maruz kalmakta ve bu nedenle de, sistemi dengelemek üzere başka üretim tesislerine yük aldırılmakta veya yük atılmaktadır. Ay sonunda, müşterilerinin söz konusu saatte gerçekleşen tüketimlerini değil, müşterilerinin ay sonunda gerçekleşecek tahmini tüketimlerini karşılayacak miktarda üretim yapan bir üretim şirketi, kendi sözleşmesinde dengesizliğe düşmemekte ancak, bu defa yaptığı bu üretimle sistemde tekrar dengesizliğe neden olmaktadır.

Ayrıca, özel sektör üretim şirketlerinin mevcut yapıda ikili anlaşmalarla satış yapamadıkları dikkate alındığında, piyasa kuralında istismar edilebilecek bu açık sadece, kamu kuruluşları tarafından kullanılabilir durumdadır.

EÜAŞ, kontrolündeki üretim tesislerinde üretilen elektrik enerjisi ile toplam ihtiyacın yaklaşık yarısını karşıladığı ve kritik yük alma yük atma teklifleri verebilecek büyük hidroelektrik santrallara sahip tek piyasa katılımcısı olduğu için, dengeleme piyasası fiyatlarını yönlendirme olanağına sahip tek kuruluştur.

EÜAŞ üretim tesislerinde üretilen elektrik enerjisinin maliyeti, bazı maliyetlerin EÜAŞ fiyatlarına yansıtılmamış olması, EÜAŞ'ın üretim tesisi portföyünün büyüklüğü, kamu kuruluşlarının arasındaki yakıt temini ve ödeme ilişkilerinin kamu özel sektör kuruluşları arasındaki ilişkiden farklı oluşu ve kamu kuruluşlarının genel uygulama alışkanlıkları nedenleri ile farklı ve olması gereken değerden daha düşük olarak hesaplanmış olabileceği değerlendirilmektedir.

Piyasaya doğru fiyat sinyallerinin verilebilmesi için öncelikle, EÜAŞ'ın üretim maliyetlerinin ekonominin kuralları doğrultusunda ve tüm maliyetleri içerecek şekilde hesaplanması gerekmektedir.

Santral bazında özelleştirme seçeneğinin yeğlenmemesi durumunda, EÜAŞ çatısı altındaki portföy üretim grupları ivedilikle şirketleştirilmeli ve her biri bağımsız olarak özelleştirilebilecek portföy üretim şirketlerine dönüştürülmelidir. Oluşturulacak her bir portföy üretim şirketi, özelleştirilinceye kadar, kendi yönetim kurulları kontrolünde ticari bir şirket olarak faaliyetine devam edecek şekilde yapılandırılmalıdır.

Yukarıda da değinildiği üzere, EÜAŞ üretim tesislerinde üretilen elektrik enerjisi maliyetlerinin hesaplanmasına ilişkin Kanunda açık hükümler yer almasına karşın, bu hükümler uygulanamamıştır.

EÜAŞ'ın elektrik üretim maliyetlerinin doğru hesaplanmasına ek olarak, hidroelektrik santrallarda üretilen elektrik enerjisi satış fiyatının belirlenmesinde, depolanmış olan suyun alternatif maliyetinin de dikkate alınması gerekmektedir. Bir başka ifadeyle, hidroelektrik santrallarda üretim yapılmadığı takdirde talebi karşılamak üzere devreye alınacak üretim tesisinin marjinal maliyetinin esas alınması gerekmektedir.

Ayrıca, depolanmış olan suyun en fazla fayda getireceği zamanda kullanılarak, fiyatının o zamanki alternatif maliyetlere göre belirlenmesi de gerekmektedir. Bu amaçla hazırlanmış yazılımların EÜAŞ tarafından kullanılması ve talep edildiğinde depolamalı santrallardaki mevcut suyun en verimli bir şekilde kullanıldığının ve doğru bir şekilde fiyatlandırıldığının EPDK'ya belgelenmesi uygun olacaktır.

EÜAŞ'ın üretimdeki hakim durumu dikkate alınarak, EÜAŞ santrallarının emreamade kapasitesi göz önünde bulundurulmadan saatlik marjinal fiyatların olması gerekenden düşük tutulmasına yol açacak şekilde üretim programı verebileceği yönünde şüpheler bulunmaktadır. Bu durumun gerçekleşmesi halinde, gün içinde dengeleme dışı amaçlı talimatlar verilmesine ve bunun sonucunda oluşan maliyetlerin ise, dengesizliğe neden olsun veya olmasın tüm piyasa katılımcılarına dağıtılmasına neden olunması olasıdır.

Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği uygulamalarında yapılacak değişikliklerle saatlik uzlaştırmaya geçilirken, dengeleme amaçlı talimatlar, verildikleri zamandan bağımsız olarak, dengeleme dışı amaçlı talimatlardan kesinlikle ayrılmalıdır.

11.4 Kapasite Piyasası

Arz güvenliğinin sağlanması amacıyla gerekli kapasitenin sistemde bulundurulması için uygulanan mekanizmalar arasında kapasite ödemeleri ve kapasite piyasaları bulunmaktadır. Bu mekanizmalardan ilkinde, yatırımcılara uzun dönem yatırım risklerinin azaltılması için enerji bedelinin yanı sıra bir kapasite bedelinin de ödenmesi gündeme gelmektedir. Ancak, bu yöntem üreticilere herhangi bir yükümlülük getirmediğinden, santralların emreamade olmaları sağlanamamakta ve dolayısıyla arz güvenliği de garanti altına alınamamış olmaktadır.

İkinci mekanizmada ise, kapasite ödemelerinin bir kapasite piyasası üzerinden yapılması öngörülmektedir. Kapasite piyasası, temelde arz güvenliğinin sağlanması amacıyla, rekabetçi piyasalarda belirlenen değişken enerji fiyatlarından bağımsız olarak yeterli üretim kapasitesinin ve gerekli rezerv kapasitenin tesis edilmesini sağlamak üzere kurulan bir piyasadır.

Bu piyasada, santrallerin işletmeye geçmesinden sonra oluşacak sabit giderlerin karşılanması teminat altına alınabilmesi mümkün olabilmektedir. Keza kapasite piyasasının, enerji piyasasından bağımsız olarak çalışması, üretim tesislerinin yatırım geri ödemesine ilişkin riskleri de azaltmaktadır.

Diğer taraftan, kapasite piyasası uygulamalarında tedarikçilerin, kapasite sertifikasına sahip oldukları ölçüde gün öncesi piyasasına katılabilmeleri, iletim sistem işletmecisinin yılbaşında belirlediği puant dönemlerinde emreamade olduğunu kanıtlayan üretim tesislerine sonradan ödeme yapması, tedarikçilerin müşterilerinin puant tüketimlerini bir faktörle çarpımı kadar kapasite sertifikası sahibi olmadan söz konusu müşterilere satış yapamaması gibi birbirinden farklı uygulamalar da bulunmaktadır. Bazı uygulamalarda ise, serbest tüketicilere de, taleplerini karşılayacak miktarda kapasite satın almış olmaları yükümlülüğü getirilebilmektedir.

Tedarikçilerin ve serbest tüketicilerin kapasite sertifikası bulundurma yükümlülüğüne ek olarak, bazı piyasalarda elektrik arzında sıkıntı olacağı öngörülen dönemler için kapasite ihaleleri yapılarak, üretim tesislerinin kurulmalarına da olanak sağlanabilmektedir.

Yunanistan piyasasında yapılmakta olan uygulamada, kapasite ihalesi iletim sistem işletmecisi tarafından gerçekleştirilmekte ve başlangıçta kapasite sertifikaları iletim sistem işletmecisi tarafından satın alınmaktadır. Sistem işletmecisinin sahip olduğu kapasite sertifikaları, kapasite ihtiyacı doğdukça, ihtiyacı olan tedarikçilere satılmakta, sertifikaların tedarikçilere devredileceği tarihe kadar da, sistem işletmecisinin elinde bulundurduğu kapasitenin maliyeti, iletim tarifesine eklenen bir maliyet kalemi kanalıyla karşılanmaktadır. Bu dönemde, ihale yoluyla kapasite sertifikalarını sistem işletmecisine satmış olan üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler, diğer giderlerini gün öncesi piyasada yaptıkları satışlarla karşılamaktadırlar.

Kapasite piyasasının yeni kurulacak üretim tesislerinin finansmanına yapacağı katkı da yadsınamaz. Ancak bu piyasada, talep tahminlerinin isabetli yapılmış olması büyük önem taşımaktadır. Zira tahmin edilen talep gerçekleşmese de, tedarikçiler satın almış oldukları kapasite sertifikalarının bedellerini ödemeye devam edeceklerdir.

Diğer taraftan, enerji piyasasında rekabet ortamının oluşabilmesi için her zaman ihtiyaçtan fazla kapasiteye ihtiyaç bulunmaktadır. Bu noktada da, kurulacak kapasite

piyasaının hangi orandaki fazla kapasiteyi finanse edebileceği önem kazanmaktadır. Aksi halde, aşırı yatırıma dayalı bir aşırı kapasitenin oluşabilmesi söz konusudur.

Kapasite piyasaının Türkiye’de uygulanabilmesinin ön şartı ise, dağıtım şirketleri dışındaki tedarikçilerin tüketicilerle ikili anlaşmalara girebilmesine uygun bir ortamın sağlanmasıdır. Zira bu sağlanmadığı takdirde, kapasite alma yükümlülüğü sadece kamu ya da özel dağıtım şirketlerine ait olacak, dolayısıyla yeni üretim finansmanı da bu şirketler tarafından karşılanacaktır. Bu koşul sağlanmadan, yani tüketici fiyatlarında enerji maliyetlerine gelen artışları tamamen yansıtacak bir düzenleme yapılmadan, bu piyasaının sağlıklı olarak çalışma olanağının bulunmadığı değerlendirilmektedir.

Esasen Türkiye’de yeni üretim yatırımlarında beklenildiğı ölçüde bir gelişme sağlanamamış olmasının temel nedeni serbest piyasa koşullarının tesis edilmemiş olmasıdır. Dolayısıyla, sorunu kapasite piyasası kurarak çözme yaklaşımının tek başına arz güvenliğinin sağlanması açısından beklenen faydayı sağlamayacağı ve ilave kapasite ihtiyacının tümünün bu yolla karşılanması yaklaşımı benimsendiğı takdirde giderek serbest piyasa yapısından uzaklaşılacağı ve bu durumun merkezi planlama yaklaşımını yeniden öne çıkaracağı değerlendirilmektedir.

Diğer taraftan, puant santrallerin sistem puantının karşılanması için emreamade tutulmaları gerekli olmakla birlikte bu santraller sadece puant saatlerinde çalıştıkları takdirde sabit giderlerini karşılamakta zorlanabileceklerdir. Türkiye elektrik piyasasında da sadece puant saatlerinde devreye girmesi istenilen mevcut ve/veya yeni ilave kapasite ihtiyacının olduğu yönünde bir tespitin yapılması durumunda, bu amaçla sınırlı bir kapasite piyasaının kurulabileceğı düşünülmektedir.

Kapasite piyasası kurulmasına ilişkin karar süreçlerinde, kapasite piyasasının hangi ihtiyacı karşılamak üzere gündeme geldiğı, bu tür bir piyasa kurulduğu takdirde ihtiyacı tam olarak karşılayıp karşılayamayacağı ve serbest piyasa oluşumuna olan etkileri çok iyi irdelenip, nihai kararın bu değerlendirmelere göre verilmesi uygun olacaktır.

K I S I M
2

DİĞER HUSUSLAR VE
PİYASA BAZLI
TESPİT VE DEĞERLENDİRMELER

B Ö L Ü M 12

ARZ GÜVENLİĞİ ÇERÇEVESİNDE YATIRIMLARIN DEĞERLENDİRİLMESİ

12. ARZ GÜVENLİĞİ ÇERÇEVESİNDE YATIRIMLARIN DEĞERLENDİRİLMESİ

12.1 Arz Güvenliğinin Sağlanması İçin Üretim Yatırımlarının Yakından İzlenmesi

Üretim yatırımlarının gerçekleştirilebilmesi için gerekli tesis tamamlanma süresi (nükleer hariç olmak üzere) ilgili mevzuata göre büyük kapasiteli termik ve hidroelektrik santraller için azami 4-5 yıllık olarak verilmektedir. Diğer taraftan, 4628 sayılı Kanun uyarınca hazırlanan Üretim Kapasite Projeksiyonu 10 yıllık bir dönemi kapsadığından, projeksiyonun kapsadığı dönemin başlangıç yıllarında arz açığı ile karşılaşılması kaçınılmaz olmaktadır. Ayrıca, talep artışı sürdüğü müddetçe ya da talep doyma noktasına ulaşıncaya kadar da, bu süreç devam edecektir.

Bu noktada, EÜAŞ'ın bahse konu arz açığını gidermek üzere yeni yatırım yapma girişimi gündeme gelmektedir. Özellikle kamunun yatırım tamamlama sürelerinin özel sektöre göre çok daha uzun olduğu dikkate alındığında, bunun rasyonel bir çözüm olmadığı açıktır.

Burada kritik olan konu, verilen lisanslar kapsamındaki yatırımların öngörülen sürelerde işletmeye girip girmediklerinin tespit edilmesidir. Zira, üretim tesislerinin öngörülen tarihlerde işletmeye girmelerinde kayda değer bir sapma olmadığı takdirde, yeni yatırımların da aynı disiplin içerisinde hareket edecekleri kabul edilebilir. Ancak bunun aksi durumda, kamunun yeni yatırım yapması gündeme gelebilir.

Dolayısıyla da, odaklanması esas olan husus, yatırımların yakından izlenmesi ve yatırımları engelleyen ya da yavaşlatan unsurların giderilmesi olmak durumundadır.

Uygulamaya bakıldığında, EPDK tarafından verilen lisanslar kapsamında inşaat öncesi dönem ve inşaat dönemi olmak üzere iki ayrı sürenin öngörüldüğü ve tesis tamamlanma süresinin de, bu iki sürenin toplamı olarak belirlendiği görülmektedir.

Tüzel kişilerin elektrik piyasası dışındaki diğer mevzuattan kaynaklanan izin, onay, vs. gibi yükümlülükleri ise tüzel kişilerin kendi sorumluluklarına bırakılmıştır. Yatırım dönemi içerisinde bu hususlarla ilgili olarak EPDK'ya her aşamada belgeleme yapma zarureti bulunmamakta, sadece yılda üç kez 'Proje İlerleme Raporu' kapsamında bu tür beyanlara yer verilmesi gerekmektedir.

Sonuç olarak, yatırımların yakından izlenmesi ve yatırımları engelleyen ya da yavaşlatan unsurların giderilebilmesi adına bilgi akışının yeterli olduğunu söyleyebilmek oldukça güçtür.

Oysa lisans sahiplerinin sorumluluğuna bırakılmış olan diğer mevzuattan kaynaklanan yükümlülükler, bir anlamda lisans kapsamındaki tesisin ilerleme oranını gösteren en önemli kanıtları teşkil etmektedir.

Bu itibarla lisansların, tesis ilerleme durumunun yakından takip edilebilmesine izin verecek biçimde yapılandırılmış olması ve bu kapsamda belirli izin ve onayların alındığının belgelenmesi halinde, bir sonraki aşamaya geçiş izninin verilmesinin, daha doğru olacağı değerlendirilmektedir.

Bu kapsamda yapılacak düzenleme, üretim tesisinin ticari işletmeye geçeceği tarihe kadar olan yükümlülüklerin lisanslar kapsamında ayrı bir bölüm halinde ve aşamalı olarak düzenlenmesi şeklinde yapılabileceği gibi, inşaat dönemi ve işletme dönemi için iki ayrı lisans verilmesi şeklinde de yapılabilecektir. Ancak bununla birlikte, ikinci alternatifin uygulanabilmesi için 4628 sayılı Kanunda yasal bir dayanak teşkil edilmesine ihtiyaç bulunduğu da görülmektedir.

İlk alternatif üzerinde durulduğu takdirde ise, üç aşamalı bir lisans düzenlemesinin yapılabilmesinin mümkün olduğu düşünülmektedir.

Buna göre birinci aşamada, ilgili tüzel kişiye verilen lisansta, lisans sahibi tüzel kişi tarafından sunulmuş olan üretim tesisi kesinleşmiş termin programına göre ilgili kurum ve kuruluşlardan temin edilerek ibraz edilmesi gereken ve aşağıda bazı örneklerine yer verilen belgelerin talep edilebileceği değerlendirilmektedir:

- ÇED olumlu ya da ÇED gerekli değildir belgesi,
- Yer seçimine ilişkin izin veya izinler,
- İşyeri kurma izni,
- 100 MW üzerindeki üretim tesisleri için Genelkurmay Başkanlığından temin edilmiş izin belgesi,
- Afet İşleri Genel Müdürlüğü ve/veya İller Bankası Genel Müdürlüğüne onaylanacak jeoteknik etüt raporu,
- Sağlık Bakanlığında alınacak tesis izni,
- DSİ'den alınacak yeraltı suyu kullanım izni,
- Yol bağlantısının gerekli olduğu haller için Karayolları Genel Müdürlüğünden temin edilecek yol bağlantı izni,
- Kıyı şeridinde kurulacak tesisler için kıyı koruma, kıyı dolgu ve deniz trafiği izinleri,
- Emisyon ön izni,
- Bina yapı ruhsatı,

- Şantiye atık su izni,
- Şantiye katı atık izni,
- Yabancı uyruklu personel için çalışma ve ikamet izni.

İkinci aşama kapsamında; lisans sahibi tüzel kişi tarafından sunulmuş olan üretim tesisi kesinleşmiş termin programına göre inşaatın tamamlanmış olması ve deneme işletmesine başlanabilmesi için konusuna göre ilgili kurum ve kuruluşlardan temin edilerek ibraz edilmesi gereken ve aşağıda bazı örneklerine yer verilen belgelerin talep edilmesi düşünülebilecektir:

- Deneme izni,
- Deşarj izni,
- Derin deniz deşarj izni,
- Geçici atık depolama izni,
- Emisyon izni.

Üçüncü ve son aşama kapsamında ise; yine lisans sahibi tüzel kişi tarafından sunulmuş olan üretim tesisi kesinleşmiş termin programına göre deneme işletmesinin başarıyla tamamlanmış olması ve ticari işletmeye geçilebilmesi için konusuna göre ilgili kurum ve kuruluşlardan temin edilerek ibraz edilmesi gereken ve aşağıda bazı örneklerine yer verilen belgeler talep edilebilecektir:

- Tesis kabulünün yapıldığına ilişkin belge,
- İşletme belgesi,
- Açılma Ruhsatı.

Sonuç olarak, lisans kapsamında düzenlenen her bir aşamanın yürürlük ya da işlerlik kazanabilmesi için yukarıdaki ilgili aşamalar kapsamında örnekleri verilen izin ve onaylara ilişkin belgelerle EPDK'ya başvuruda bulunulması gerekli olacağından, böyle bir düzenleme, lisanslar kapsamındaki projelerin ilerleme durumlarının yakından izlenebilmesi ve gerekli görülmesi halinde önlem alınması bakımından son derece etkili olacaktır.

Ancak bu şekilde bir uygulamaya geçilemediği takdirde de, en azından 4'er aylık dönemler halinde EPDK'ya sunulan "Proje İlerleme Raporları" kapsamında, yukarıdaki belgelerin EPDK'ya sunulması ve termin programlarının da söz konusu izin ve onay işlemlerini içerecek şekilde standart bir yapıya kavuşturulması uygun olacaktır.

Bu çerçevede, yatırımların gerçekleşmesinde arz güvenliğini tehdit edici nitelikte bir gecikme var ise, bu durumun EPDK tarafından Bakanlığa raporlanabilmesi ve Bakanlık marifetiyle siyasi otoritenin gerekli görülen önlemleri alabilmesi mümkün olacaktır.

Ayrıca, izin ve onay prosedürlerindeki gecikme ve aksaklıkların giderilmesi için konuya ilişkin mevzuat bütününe ele alınarak birbirleriyle tutarlı ve entegre bir hale getirilmesi gerekmektedir. Takip eden süreçte izin ve onay prosedürlerinin mali yükümlülükleri özel sektör tarafından karşılanmak kaydıyla, tek bir merkezden gerçekleştirilmesi için gerekli altyapının tesis edilmesi de yatırım süresinin kısaltılması açısından yarar sağlayacaktır.

12.2 Tüketicilerin Desteklenmesi

Tüketiciler için serbest bir piyasa ve bu piyasada ekonomik çıkarların korunabilmesi genel olarak, mal ve hizmetlerin sunumundaki çeşitliliğin ve kalite standartlarının sağlanabilmesiyle mümkün olmaktadır.

Elektrik enerjisi sektörü açısından ise serbest piyasa, tüketicilerin rekabet ortamında tedarikçilerini seçme serbestisine sahip olmaları anlamını taşımaktadır.

Serbestleşen bir elektrik piyasasında talebin üzerindeki bir arzın rekabetçi bir ortam dahilinde tüketicilerin kullanımına sunulması durumunda, tüketicilerin piyasadaki en ucuz enerjiyi sağlayacak olan tedarikçileri seçme yönünde hareket ederek, fiyatların aşağıya çekilmesi yönünde bir baskı oluşturdukları, başta İngiltere olmak üzere birçok ülkede kanıtlanmıştır.

Dolayısıyla serbest bir piyasadaki tedarikçiler arasında tüketicilere enerji satışında bir rekabetin mevcut olması, o piyasada hem arz güvenliğini sağlayacak ölçüde enerjinin bulunduğunu, hem de tüketicilerin daha uygun fiyatlardan enerji satın alabilme koşullarının mevcut olduğunu göstermektedir. Bir başka ifadeyle, rekabet kurallarının işlediği bir elektrik piyasasında tüketicilerin ekonomik çıkarları da gözetilmiş olmaktadır.

Ancak bu durumda dahi, bazı tüketicilerin asgari elektrik enerjisi ihtiyaçlarını karşılayacak mali yeterlilikleri bulunamayabilmekte ve bu kapsamdaki Dünya uygulamalarına bakıldığında ise, söz konusu tüketiciler için 'düşük gelirli tüketicilerin korunması' başlığı altında yapılan bazı yasal düzenlemeler ile tüketici koruma programlarının uygulandığı görülmektedir.

Bu yaklaşımın sosyal bir politika olarak benimsenmesi durumunda cevaplandırılması gereken dört temel soruyla karşılaşmaktadır:

- 1) Gerekli olan mali kaynak nasıl sağlanacaktır?
- 2) Kimlerden sağlanacaktır?

- 3) Nasıl dağıtılacaktır?
- 4) Kaynak yönetimi kimin tarafından gerçekleştirilecektir?

Yukarıdaki soruların cevapları ve uygulama yöntemleri ülkelerin hukuki, idari ve mali altyapılarına göre ülkeden ülkeye değişiklik göstermektedir.

Bu kapsamdaki uygulamalarda genellikle, hane halkı sayısına göre gelir seviyelerini içeren bir sınıflandırma yapılmakta ve yoksulluk sınırının altında olan tüketiciler düşük gelirli tüketiciler olarak kabul edilmektedir.

Türkiye’de hane halkı büyüklüğüne göre aylık yoksulluk sınırları ile bu sınırların altındaki hane sayısı aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

Tablo 12.1 Hane Halkı Büyüklüğüne Göre Aylık Yoksulluk Sınırları

Hane Halkı Büyüklüğü	Aylık Yoksulluk Sınırı*	Yoksul Sayısı**(Bin)
1-2	594	74
3-4	986	292
5-6	1,288	344
7+	3,324	297
Toplam		1,008

*Kaynak: TÜİK
(* TÜİK 2006 yılı değerleri
(**) TÜİK 2005 yılı değerleri*

Söz konusu tüketicilerin desteklenmesi için çeşitli yöntemler kullanılmaktadır.

Bu yöntemler arasında hane halkının yaşamını idame ettirebilmesi için gereksinim duyacağı asgari elektrik enerjisi tüketiminin tamamı ya da belirli bir kısmının bedelsiz olarak verilmesi gibi örnekler bulunmaktadır. Bu tür tüketicilerin belirlenen sınırlar dahilindeki elektrik enerjisi tüketimlerine, standart mesken tarifesinin altında bir fiyattan enerji satışının sağlandığı örneklerle de rastlanabilmektedir.

Düşük gelirli tüketicilerin desteklenmesine ilişkin mali kaynak, nihai tüketici faturalarına ayrı bir kalem olarak yansıtılan 'sosyal katkı payı' yoluyla karşılanmaktadır. Söz konusu katkı payı ise, aylık tüketilen enerji miktarına göre kWh başına bir birim bedel ile ya da aylık sabit bir ücret olarak tahsil edilmektedir.

2006 yılı TEDAŞ istatistiklerine göre Türkiye’deki toplam abone sayısı yaklaşık 29 Milyon civarındadır. Diğer taraftan, Türkiye İstatistik Kurumu’nun (TÜİK) 2005 yılı istatistiklerine göre yaklaşık 1 milyon hane yoksulluk sınırının altında gelire sahiptir.

Bu durumda, yaklaşık 28 milyon abonenin, düşük gelirli mesken abonelerini destekleyeceği ve bu abonelerin aylık asgari tüketim sınırının da 100 kWh olarak

belirlendiği varsayıldığında, Ocak 2008 tarihinden geçerli olmak üzere tek terimli mesken tarifesi olan 14,830 Ykrş/kWh üzerinden hesaplanan aylık kaynak ihtiyacı yaklaşık 15 milyon YTL olmaktadır.

Uygulamada, aylık bir sabit ücret yaklaşımı benimsendiği takdirde ise bu bedel, diğer tüketicilerin faturalarına, sosyal katkı payı olarak aylık 0.5 YTL ilave bir maliyet olarak yansıyacaktır.

Sonuç olarak, ülkemizde de benzer şekilde, ödeme güclüğü olan düşük gelirliler mesken tüketicilerinin asgari elektrik enerjisi ihtiyaçlarının karşılanmasına yönelik olarak bir destek mekanizmasının oluşturulmasına ilişkin sosyal bir politika ve bunun hukuki altyapısı teşkil edilerek bir program dahilinde uygulanması, sosyal devlet şartının bir gereği olarak ortaya çıkmaktadır.

Sosyal politikaların gereği olan bu tür uygulamalar aynı zamanda, tüketicileri elektrik enerjisini daha verimli kullanmaya teşvik ettiğinden, enerji verimliliği uygulamaları kapsamındaki fonlarla da desteklenmektedir.

Konuya mevcut yasal düzenleme açısından bakıldığında, 4628 sayılı Kanununun 13'üncü maddesinin birinci fıkrasının (c) bendinde tüketicilerin desteklenmesi hususunun, *"Belirli bölgelere ve/veya belirli amaçlara yönelik olarak tüketicilerin desteklenmesi amacıyla sübvansiyon yapılması gerektiğinde, bu sübvansiyon fiyatlara müdahale edilmeksizin, miktarı ile esas ve usulleri Bakanlığın teklifi ve Bakanlar Kurulu kararı ile belirlenmek üzere söz konusu tüketicilere geri ödeme şeklinde yapılır"* şeklinde düzenlenmiş olduğu görülmektedir.

Bu düzenlemenin, dünya uygulamaları dikkate alınarak düşük gelirliler tüketicilerin desteklenmesi amacına yönelik olarak yeniden ele alınması gerekmektedir.

4628 sayılı Kanunda, 'düşük gelirliler tüketicilere' ilişkin genel bir tanım yapılmalıdır. Kanunda, bahse konu tüketicilere 'doğrudan geri ödeme' yöntemi yerine, desteklemeye ilişkin usul ve esasların, alınacak bir Bakanlar Kurulu Kararına binaen çıkarılacak bir yönetmelikle düzenleneceği belirtilmelidir.

Böyle bir uygulama yapıldığı takdirde, kaçak elektrik enerjisi tüketiminin kontrol altına alınmasında önemli bir mesafe kat edileceği gibi, dağıtım bölgeleri bazında gerçek maliyetlere dayalı olarak farklılaştırılmış fiyatların uygulanabilmesi imkanı da doğacaktır.

Ayrıca, enerji verimliliğinin artması ile birlikte kaçak elektrik kullanımının yüksek, buna karşılık tüketicilerin gelir düzeyinin düşük olduğu dağıtım bölgelerinin de özelleştirilebilmesi imkanı doğacaktır.

12.3 Enerjinin Etkin Kullanımına İlişkin Bir Alternatif

Son yıllarda giderek yaygınlaşan klima kullanımı, elektrik enerjisi tüketiminin ve sisteme verilen reaktif enerjinin bu dönemlerde artmasına neden olmaktadır.

Doğal gazla soğutma yapan klima kullanımının yaygınlaştırılması, klima kullanımından kaynaklanan talep artışını kademeli olarak düşürecektir. Yeni üretim kapasitesi eklenmeden arz güvenliğine katkı sağlanacak olan bu yöntemle aynı zamanda sisteme verilen reaktif enerji de azalacaktır.

Buna ek olarak, yaz aylarında düşüş gösteren doğal gaz tüketiminin, mevsimsel olarak dengeli bir dağılıma sahip olması da sağlanmış olacaktır.

Doğal gazla soğutma yapan klima kullanımının yaygınlaştırılması için klima standardına ilişkin mevcut düzenleme içerisinde doğalgazlı soğutma yapan klima standardı da eklenmelidir.

Buna ek olarak, yeni yapılacak tesisler için tesis tipine (turizm tesisleri, büyük iş merkezleri, vb.) ve tüketim miktarına göre proje onayında, doğal gazlı klima kullanım şartı getirilmelidir. Mevcut klimaların da doğalgaza dönüştürülmesi enerji verimliliğine ilişkin mevzuat kapsamında teşvik edilmelidir.

Diğer taraftan, mevcut tesislerdeki klimaların doğal gaza dönüştürülmesi için de, bazı teşvik tedbirlerinin oluşturulmasının yerinde olacağı değerlendirilmektedir.

B Ö L Ü M

FİYATLANDIRMA

13. FİYATLANDIRMA

13.1 Maliyetlerin Yansıtılması

Enerji KİT'lerinin kamu finansman dengesi içerisinde tutulması, 4628 sayılı Kanunun uygulanmasını oldukça zorlaştırdığı gibi, kanundan bağımsız olarak, serbest piyasa ekonomisi kuralları dahilinde maliyetleri yansıtan bazda fiyatlandırma olgusunu da hükümsüz kılmaktadır.

Gerek rekabete açık, gerekse düzenlemeye tabi olarak elektrik piyasasında faaliyet gösteren lisans sahibi kamu tüzel kişilerinin, fon kaynak ve kullanımlarının, kamunun genel yatırım ve finansman programı çerçevesinde belirlenmeye devam etmesi, fiyat bozulmasına yol açarak aynı piyasada faaliyet gösteren özel sektör tüzel kişilerinin rekabet gücünü olumsuz etkilemektedir. Bu durum da, rekabete dayalı elektrik piyasasının oluşumunu engellemektedir.

Aynı dönem dahilinde doğal gaz fiyatlarına yapılan zammın kümülatif oranı % 100'ü aşarken, elektrik enerjisi perakende satış fiyatları, Kasım 2002 Ocak 2008 tarihleri arasında 62 ay süreyle sabit tutulmuştur.

TEDAŞ'ın mali yapısının çok ciddi oranda bozulmasına yol açan bu uygulama yaklaşımı kapsamında 2004, 2005, 2006 ve 2007 yılları son çeyreğinde, TEDAŞ'ın TEDAŞ'a satış fiyatlarında TEDAŞ'ın karlılığını etkilemeyecek seviye dahilinde indirim yapılarak TEDAŞ'ın bilançosu düzeltilmeye çalışılmışsa da, durum düzeltilememiştir. TEDAŞ'ın 2007 yılını yaklaşık 1.5 milyar YTL zararla kapattığı hususu kamuoyuna yansımıştır.

Esasen, DPT internet sayfasında yayınlanmış olan 2007 yılı programında, TEDAŞ'ın Özelleştirme Fonundan yapılan transferlere bağımlı hale geldiği belirtilmiştir. TEDAŞ'ın tarifelerinin girdi maliyetlerindeki artışa rağmen değiştirilmemiş olmasının kuruluşun finansal yapısını bozduğu ve bu durumun 2007 yılında da devam etmemesi için TEDAŞ satış fiyatlarının artırılmasının programlanmış olduğu da ifade edilmiştir. Ancak, DPT'nin bu öngörüsü uygulamaya geçirilememiş ve 2007 yılında da fiyatlar sabit tutulmuştur.

Piyasada 'güvenilir alıcı' konumunda olması gereken dağıtım şirketlerinin mali açıdan güçlü hale gelebilmeleri için özelleştirme uygulamaları çerçevesindeki ilk uygulama dönemi içerisinde enerji alım maliyetlerinde oluşan değişikliklerin satış fiyatlarına yansıtılması gerekmektedir. Gerekli tüm düzeltme bileşenlerinin uygulanacağı ve geçiş dönemi sonrasında perakende satış fiyatının belirlenmesinde, alım maliyetlerinin doğrudan yansıtılmasının esas olacağına ilişkin hükümler, 4628 sayılı Kanunla düzenlenmelidir.

Buna ek olarak, dağıtım şirketlerinin TETAŞ dışındaki piyasa katılımcıları ile de uzun vadeli alım anlaşması yapmasına olanak tanıyacak değişikliklerin yapılması gerekmektedir. Dağıtım şirketlerinin son kaynak anlaşmalarının maliyetini yansıtılmasına ilişkin kurallar da düzenlenmelidir.

Dağıtım şirketlerinin enerji alımlarını en ekonomik kaynaktan yapmaları hususu bir ölçüde düzenlemiştir. Ancak, gerek özelleştirmeler ve gerekse piyasa oluşumu açısından, bu şirketlerin kendi üretim tesislerinden yapacakları alımların ve girecekleri uzun vadeli alım sözleşmelerinin bu hüküm altında nasıl değerlendirileceğinin de detaylı olarak düzenlenmesi büyük yarar sağlayacaktır.

13.2 Referans Fiyatlar

Elektrik piyasasında referans fiyat olarak kullanabilecek fiyatlara 4628 sayılı Kanun ve ilgili mevzuatı ile YEK Kanununda yer verilmiştir. Bu kapsamda, Elektrik Piyasası Endeksi (EPE), TORETOSAF, Sistem Marjinal Fiyatı (SMF), Sistem Dengesizlik Fiyatı (SDF), Ülke Ortalama Toptan Satış Fiyatı ve dağıtım şirketlerinin ikili anlaşmalarla piyasadaki satın alacakları elektrik enerjisi fiyatı yer almaktadır.

Ancak, Ülke Ortalama Toptan Satış Fiyatı, EPE ve dağıtım şirketlerinin piyasadaki satın alacakları enerji fiyatları konusundaki belirsizlikler sürmektedir.

EPE, Elektrik Piyasası Tarifeler Yönetmeliğinde (Tarifeler Yönetmeliği) tanımlandığı şekliyle, piyasadaki fiyat artışlarını yansıtmak üzere Kurul tarafından belirlenmesi gereken bir endekstir.

Tarifeler Yönetmeliğinin 29'uncu maddesinde; düzenlemeye tabi tarifelerde yer alan fiyatların, Kurul onayına gerek olmaksızın, tarifelin geçerlilik süresi dahilinde gerçekleşecek enflasyona bağlı maliyet değişimlerinin yansıtılabilmesi amacıyla, EPE'nin değişimi oranında birer ay arayla otomatik olarak ayarlanacağı yer almaktadır.

Yine Tarifeler Yönetmeliğinde, ilk tarife uygulama dönemi için Devlet İstatistik Enstitüsü tarafından yayımlanan 'Kentsel Yerler Tüketici Fiyatları Endeks Sayıları'nın EPE olarak kabul edileceği belirtilmiştir. Ancak, yukarıda söz edildiği şekilde bir otomatik fiyatlandırma uygulaması yapılmamıştır.

Diğer taraftan, 4628 sayılı Kanununun Geçici 9'uncu maddesi uyarınca 20062011 yılları arasındaki geçiş dönemi uygulamalarına ilişkin olarak '20 Dağıtım Şirketinin İlk Uygulama Dönemine İlişkin Gelir Düzenlemesi Hakkında Tebliğ'e göre EPE, elektrik piyasası ortalama maliyet değişikliğinin yansıtılması amacıyla gelir ihtiyacının bir tarife dönemi başındaki cari fiyatlar bazına getirilmesinde ve gelir farkı düzeltme bileşeni hesaplamalarında kullanılan endeks olarak tanımlanmıştır.

Buna göre EPE Değişim Oranı, 2003=100 bazlı Tüketici Fiyatları Endeksinin (TÜFE) bir önceki yıla ait aynı bazlı Tüketici Fiyatları Endeksine oranı alınmak suretiyle hesaplanmaktadır. Dolayısıyla da, yıllık bazdaki gelir farklarının tarifelere yansıtılmasında EPE olarak TÜFE kullanılmaktadır.

Bu kapsamda, 17.12.2007 tarihli Kurul kararıyla 20 dağıtım şirketinin Haziran 2006 fiyatlarına göre belirlenen 2008 yılı dağıtım sistemi iletim bedeli ve perakende satış hizmeti gelir ihtiyaçları, 20 Dağıtım Şirketinin İlk Uygulama Dönemine İlişkin Gelir Düzenlemesi Hakkında Tebliğin 3, 4 ve 5 inci maddeleri çerçevesinde Kasım 2007 Tüketici Fiyatları Endeksi kullanılarak güncellenmiştir.

TÜFE, belirli bir referans döneminde, hanehalkları tarafından satın alınan mal ve hizmetlerle belirlenen bir sepetin fiyat değişimini zaman içinde karşılaştırarak ölçmektedir.

TÜFE sınıflamasında temel olan ana gruplar olarak gıda ve alkolsüz içecekler, alkollü içecekler ve tütün, giyim ve ayakkabı, konut, ev eşyası, sağlık, ulaştırma haberleşme, eğlence ve kültür, eğitim, lokanta ve oteller, çeşitli mal ve hizmetler bulunmaktadır. Dolayısıyla, TÜFE'nin elektrik piyasasında kullanılan mal ve hizmetlerde oluşan maliyet değişimlerini ne kadar temsil edebileceği hayli tartışmalıdır.

Düzenlemeye tabi tarifelerdeki enflasyona bağlı değişimlerin TÜFE'ye bağlı olarak hesaplanması yerine, elektrik enerjisi sektöründeki mal ve hizmet fiyatlarındaki değişimleri esas alan, sektöre özgü bir fiyat endeksi ivedilikle oluşturulmalıdır.

13.3 Türkiye Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatı

YEK Kanunu uyarınca, YEK belgeli üretim tesislerinden satın alınacak elektrik enerjisine uygulanacak alım fiyatının her yıl için EPDK'nın belirlediği bir önceki yıla ait TORETOSAF olduğu düzenlenmiştir.

YEK belgeli üretim tesislerinden satın alınacak olan elektrik enerjisinin bedelini belirlemek amacıyla tanımlanan ve hesaplanan TORETOSAF, aynı zamanda piyasadaki fiyatlar için de bir referans teşkil etmektedir.

TORETOSAF'ın; üretim seviyesindeki elektrik enerjisi satış fiyatının alıcı ve satıcı arasında serbestçe belirlenmesi, kamuya ait tesislerde üretilen elektrik enerjisinin maliyetinin farklı kriterlere göre hesaplanması ve bazı maliyetlerin yansıtılmaması, özel toptan satış şirketlerinin elektrik satış fiyatlarının bilinmemesi gibi nedenlerle, piyasadaki veriler kullanılarak doğrudan hesaplanması mümkün olamamaktadır.

Bu gerekçelerle, EPDK TORETOSAF hesabı yaparken, öncelikle kamu şirketlerinin dağıtım şirketlerine sattıkları elektrik enerjisinin fiyatlarını dikkate almaktadır.

2007 yılı TORETOSAF hesaplamasında, dağıtım şirketlerinin dengesizliğe düşmeleri nedeniyle Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezinden satın almış oldukları elektrik enerjisi miktarı ve ilgili sistem dengesizlik fiyatları da, kullanılan veriler arasına alınmıştır. Bu hesaplamada ayrıca, serbest tüketicilerin özel sektör tedarikçilerinden elektrik enerjisi satın alabilmeleri için serbest tüketicinin nitelik itibarıyla yer alacağı abone gruplarına dağıtım şirketleri tarafından uygulanan düzenlemeye tabi elektrik fiyatının altında ya da bu fiyatlara eşit fiyatların uygulanması gerektiği varsayılmıştır.

Bu çerçevede de, özel sektör tarafından serbest tüketicilere satılan elektriğin fiyatı olarak, tek terimli sanayi tarifesine orta gerilim seviyesindeki kayıp oranları yansıtılıp, teorik bir fiyat hesaplanmıştır. Bilinen fiyatlarla ve satış miktarları ile bu fiyatın ve ilgili tüketimin ağırlıklı ortalamasından da TORETOSAF belirlenmiştir.

EPDK tarafından;

- 2005 yılına ait TORETOSAF; 2005 yılı TETAŞ fiili ortalama satış fiyatı ve miktarı, otoprodüktör, otoprodüktör grubu ve üretim şirketlerinin üretim miktarları ile Kurul onaylı perakende tek terimli diğer iller sanayi tarifeleri ve OG seviyesinde ortalama teknik kayıp oranları dikkate alınmak suretiyle, 8.36 Ykr/kWh olarak,
- 2006 yılına ait TORETOSAF; 2006 yılı TETAŞ satış fiyatı ve miktarı, portföy üretim gruplarının satış fiyatı ve miktarı, otoprodüktör, otoprodüktör grubu ve üretim şirketlerinin üretim miktarları ve onaylı perakende tek terimli diğer

iller sanayi tarifeleri ile OG seviyesinde ortalama teknik kayıp oranları dikkate alınmak suretiyle, 9.13 Ykr/kWh olarak,

- 2007 yılına ait TORETOSAF ise; 2007 yılı TETAŞ satış fiyatı ve miktarı, portföy üretim gruplarının satış fiyatı ve miktarı, dağıtım şirketlerinin PMUM'dan alış miktarı ve fiyatı, otoprodüktör, otoprodüktör grubu ve üretim şirketlerinin üretim miktarları ile onaylı perakende tek terimli diğer iller sanayi tarifeleri ve OG seviyesinde ortalama teknik kayıp oranları dikkate alınmak suretiyle, 9.67 Ykr/kWh olarak,

belirlenmiştir.

EPDK tarafından, genel olarak, gerçekleşen fiyat ve miktarlar kullanılarak belirlenerek yayımlanmış olan TORETOSAF'lar karşılaştırıldığında,

- 2006 yılı fiyatlarında 2005 yılı toptan satış fiyatlarına göre % 9.21 artış olduğu,
- 2007 yılında ise, 2006 yılı toptan satış fiyatlarına göre % 5.91 fiyat artışının gerçekleştiği,

gözlemlenmektedir.

Bu değerlerden 20052007 yılları arasında elektrik enerjisi toptan satış fiyatlarında TORETOSAF'a göre % 15.67 oranında bir artış olduğu görülmektedir.

TORETOSAF her ne kadar gerçek maliyetleri tam olarak yansıtmasa da, ortalama toptan satış fiyatına ilişkin bir gösterge olması bakımından önemlidir.

Uzlaştırmanın saatlik olarak uygulanması, gün öncesi piyasaya geçilmesi ve piyasada ikili anlaşmalarla elektrik enerjisi satışının artması ile TORETOSAF'ın hesaplanma yönteminin de, talep-maliyet duyarlılığını daha fazla yansıtacak şekilde değişmesi beklenmektedir.

Diğer taraftan, 20022007 dönemindeki fiyat artışlarını karşılamak üzere 4628 sayılı Kanunun geçici 9'uncu maddesi çerçevesinde alınan 24.12.2007 tarihli ve 2007/13032 sayılı Bakanlar Kurulu Kararıyla, 1.1.2008 tarihinden itibaren geçerli olmak üzere, tek zamanlı nihai tüketici fiyatlarında; sanayi, tarımsal sulama ve aydınlatma abone gruplarında % 10, mesken ve ticarethane abone gruplarında % 15 oranında artış yapılmıştır.

2006 yılının Eylül ayında EÜAŞ ile TETAŞ, EÜAŞ üretim portföy grupları ile dağıtım şirketleri ve TETAŞ ile dağıtım şirketleri arasında geçiş dönemi sözleşmelerinin yürürlüğe girmesiyle birlikte, EÜAŞ'ın üretim maliyeti yüksek olan üretim tesislerinin

yer aldığı portföy üretim grupları doğrudan dağıtım şirketlerine satış yapmaya başlamışlardır. Bu kapsamda, portföy üretim grupları dışında EÜAŞ bünyesinde sadece hidroelektrik santraller kalmış, bu nedenle de EÜAŞ'ın TETAŞ'a yaptığı satışın ortalama fiyatı daha da düşmüş, ancak buna karşılık, satılan elektrik enerjisi miktarı da azalmıştır.

Sonuç olarak, Eylül 2006 tarihinden itibaren TETAŞ'ın toptan satış piyasasındaki payı bir ölçüde düşmüş ve portföyünde bulunan üretimlerin kullanılan birincil kaynağa göre dağılımı da değişmiştir.

2005-2007 dönemi TETAŞ ortalama toptan satış fiyatları ve TORETOSAF'lar, aşağıda yer almaktadır.

Tablo 13.1 TETAŞ Ortalama Satış Fiyatı ve TORETOSAF Gelişimi

TOPTAN SATIŞ FİYATI (Ykr/kWh)		
Dönem	TETAŞ	TORETOSAF
2005	8.63	8.36
01.Ocak.06	8.63	-
01.Eylül.06	10.69	9.13
01.Ocak.07	9.8	-
01 Eylül-31Aralık 07	7.67	9.67
01.Ocak.08	9.53	-

Kaynak: EPDK

4628 sayılı Kanununun 3'üncü maddesinin birinci fıkrasının (c) bendinin (3) numaralı alt bendinin ikinci paragrafında; "Özel sektör dağıtım şirketleri, dağıtım veya perakende satış faaliyeti dışında, üretim lisansı almak ve hesapları ayrı tutulmak kaydıyla üretim tesisi kurabilir ve sahibi olduğu veya iştirak ilişkisinde bulunduğu üretim şirketi veya şirketlerinden ülke ortalama elektrik toptan satış fiyatını geçmeyecek fiyattan elektrik enerjisi satın alabilir" hükmü yer almaktadır.

Bu hükümlerle, dağıtım şirketlerinin sahip olduğu veya iştirak ilişkisinde bulunduğu üretim şirketlerinden ülke ortalama elektrik toptan satış fiyatını geçmeyecek bir fiyattan elektrik enerjisi satın alabilecekleri düzenlenmiştir.

Bu düzenlemeden, içinde bulunulan yılda geçerli olan ortalama toptan satış fiyatının uygulanacağı anlaşılabilirlikle birlikte, bu fiyat, 20 Dağıtım Şirketinin İlk Uygulama Dönemine İlişkin Gelir Düzenlemesi Hakkında Tebliğ'de, YEK belgeli elektrik üretimine uygulanan bir önceki yıla ait TORETOSAF olarak öngörülmüştür.

Benzer şekilde, 2007 yılına ait TORETOSAF'ın belirlenmiş olduğu 17.12.2007 tarihli ve 1424/38 sayılı Kurul kararında TORETOSAF'ın, dağıtım lisansı sahibi tüzel kişilerin sahibi olduğu veya iştirak ilişkisinde bulunduğu üretim şirketi veya şirketlerinden

ülke ortalama elektrik toptan satış fiyatını geçmeyecek fiyattan elektrik enerjisi satın alabilmelerine referans olabileceği belirtilmiştir.

5398 sayılı '*Özelleştirme Uygulamalarının Düzenlenmesine ve Bazı Kanun ve Kanun Hükmünde Kararnamelerde Değişiklik Yapılmasına Dair Kanunda ve Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılması Hakkında Kanun*' ile 4628 sayılı Kanunda 2005 yılında yapılan değişikliklerle eklenen, dağıtım şirketlerinin sahibi olduğu veya iştirak ilişkisinde bulunduğu üretim şirketi veya şirketlerinden ülke ortalama elektrik toptan satış fiyatını geçmeyecek fiyattan elektrik enerjisi satın alabilmesine ilişkin hüküm, Kanunun 3'üncü maddesinin birinci fıkrasının (b) bendinin (4) numaralı alt bendinde, lisanslarda asgari olarak yer alması gereken hükümler arasında sayılan "*Lisans sahibinin Kurula tam ve doğru bilgi vermesini ve tüketicilere yapılan satışlar açısından; lisans sahibinin elektrik enerjisi ve/veya kapasite alımlarını en ekonomik kaynaktan yapmasını ve gerektiğinde piyasada yaptığı alımlarda en ekonomik alımı yaptığını kanıtlamasını sağlayacak hükümler*" ile çeliştiği gibi, ülke ortalama toptan satış fiyatı da tanımlı değildir.

Sonuç olarak, uygulama sırasında geçerli olan ülke ortalama elektrik toptan satış fiyatının nasıl hesaplanacağı ve Kanunun bu hükmünde yer alan uygulamanın nasıl yapılacağı belirsizdir.

13.4 Dağıtım Şirketleri İçin İlk Uygulama Dönemine İlişkin Hususlar

20 Dağıtım Şirketinin İlk Uygulama Dönemine İlişkin Gelir Düzenlemesi Hakkında Tebliğ'de, bir dağıtım şirketinin, perakende satış lisansı altında serbest olmayan tüketicilere Ortalama Perakende Enerji Satış Fiyatı Tavanını geçmeyecek bir fiyatla elektrik enerjisi satabileceği düzenlenmiştir.

Söz konusu tavan fiyatın hesaplanmasında ise temel olarak, üzerine kar marjı eklenmiş ortalama enerji alım fiyatı kullanılmaktadır. Ortalama enerji alım fiyatı ise, uzlaştırma dönemi bazında satın alınacak elektrik enerjisinin izin verilen fiyatı ve miktarı kullanılarak hesaplanan ağırlıklı ortalama elektrik enerjisi satın alma fiyatıdır.

Bu fiyatın hesaplanmasında geçiş dönemi sözleşmelerinin fiyatları ile TORETOSAF'ın yanı sıra, dağıtım şirketi tarafından ikili anlaşma yoluyla temin edilen enerjinin fiyatının da dikkate alınması yoluyla Kurumca belirleneceği ifade edilen dışarıdan alınan enerji alış fiyatı kullanılmaktadır.

Dışarıdan alınan enerjinin satış fiyatının nasıl belirleneceği ve nasıl güncelleneceğine ilişkin bir düzenleme henüz yapılmamıştır.

Söz konusu fiyat tavanı gerçekçi olarak belirlenmediği sürece, dağıtım şirketleri piyasadan ancak geçiş dönemi sözleşmelerinde yer alan fiyatlara ki bu fiyatlar gerçek elektrik enerjisi maliyetlerini yansıtmaktan uzaktır eşit veya daha düşük fiyatlarla elektrik enerjisi satın alabileceklerdir.

Bu durumda ise, arz sıkıntısının yaşandığı bir dönemde, dağıtım şirketlerinin elektrik enerjisi ihtiyacı geçiş dönemi sözleşmeleri ile tamamen karşılanamazken, dışarıdan alınan enerji fiyat tavanının gerçekçi olarak belirlenmesine ilişkin düzenlemelerin ivedi olarak yapılması ve dışarıdan alım fiyatındaki değişikliklerin dağıtım şirketleri tarafından perakende satış fiyatlarına yansıtılmasının temin edilmesinin, dağıtım şirketlerinin orta dönemli ikili anlaşmalarla piyasadan elektrik enerjisi satın almalarına olanak sağlayarak, enerji girdi maliyetlerini düşüreceği değerlendirilmektedir.

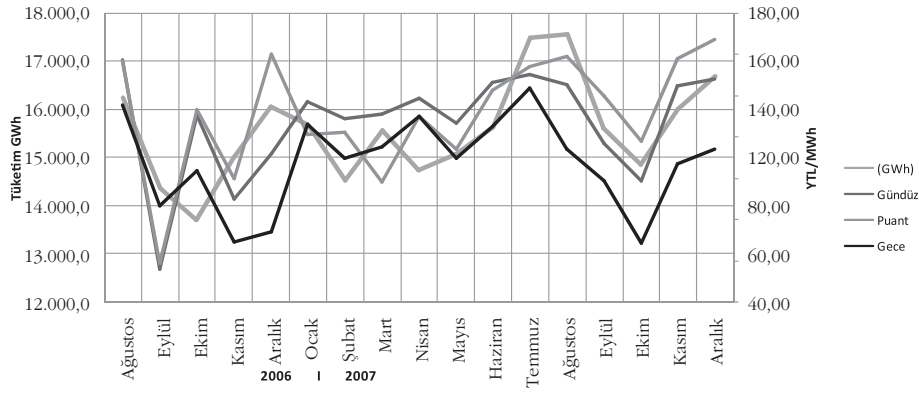
Dağıtım şirketlerinin dışarıdan aldığı enerji fiyat tavanının gerçekçi olarak belirlenmesine ve dışarıdan alınan enerjinin alım fiyatındaki değişikliklerin perakende satış fiyatlarına yansıtılmasına ilişkin düzenlemelerin ivedi olarak yapılması gerekmektedir.

13.5 Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği Nakdi Uygulaması

DUY'un nakdi uygulamasına başlanılan 1 Ağustos 2006 tarihinden başlayarak, kabul edilen yük alma ve yük atma teklifleri sonucunda oluşan saatlik marjinal fiyatların ortalaması alınarak hesaplanan aylık sistem dengesizlik fiyatları ile aynı ayda gerçekleşen Türkiye brüt elektrik tüketimi miktarları, yukarıda 9 numaralı tabloda verilmiştir.

Uzlaştırma dönemleri bazında hesaplanan sistem dengesizlik fiyatları ile bu fiyatların olduğu dönemlerdeki Türkiye brüt tüketim miktarlarının değişimi ise, aşağıda gösterilmektedir.

Şekil 13.1 Aylık Tüketimler ve Uzlaştırma Dönemleri Bazında Sistem Dengesizlik Fiyatları



Kaynak: TEİAŞ

Dengeleme piyasasında oluşan saatlik marjinal fiyatlar; her bir saat için Ulusal Yük Tevzii Merkezi tarafından bir gün sonrasına yönelik olarak yapılan saatlik yük tahminleri ile üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilerin mevzuat uyarınca bir gün sonrası için hazırladıkları saatlik üretim programları arasındaki farkı giderecek kadar, bir gün öncesinden kabul edilen yük alma ve yük atma tekliflerinin marjinal fiyatları sonucunda oluşmaktadır.

Bu fiyatlandırma yapısı içerisinde, dengeleme ve uzlaştırma sistemi uygulamasının başladığı 1 Ağustos 2006 tarihinden bu yana, saatlik marjinal fiyatların en düşük değeri, uygulama başladıktan sonra birkaç defa tekrarlanan, kesinleşmiş üretim programlarının yük tahminlerine eşit olduğu saatlerde belirlenen “0” YTL/MWh’tır.

Diğer taraftan, dengeleme ve uzlaştırma sistemi uygulamasının başlamasından itibaren en yüksek saatlik marjinal fiyat 27 Aralık 2006 tarihinde, saat 17⁰⁰ - 18⁰⁰ arasında, 1,100 YTL/MWh olarak belirlenmiştir.

Bu fiyatın, kendi prosesini olumsuz etkilememesi için dengeleme talimatı almamak amacıyla, otoprodüktör lisansı sahibi bir tüzel kişi tarafından teklif edilmiş olduğu ve sistem marjinal fiyatını temsil etmediği bilinmektedir.

Dengeleme mekanizması içerisinde üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler tarafından verilen kesinleşmiş üretim programlarını dikkate alarak, bir sonraki gün için yapılan saatlik yük tahminlerini karşılamak üzere, yine bir sonraki gün için yük alma ve yük atma teklifleri kabul edilip saatlik marjinal fiyatlar belirlenmektedir.

Ancak, bu işlemten sonra gerek üretim tesislerinin fiziksel durumlarında, gerekse talepte beklenenin dışında bir gelişme olması halinde, üretim ve tüketimin anlık

olarak dengelenebilmesini teminen, üretim tesislerine tekrar talimat verme gereği ortaya çıkmaktadır.

Dengeleme işlemlerine ilişkin mevzuatta dengeleme amaçlı talimatlar ile kısıt yönetimi gibi dengeleme dışı amaçlara yönelik talimatların farklı etiketlenerek birbirinden ayrılması öngörülmüşse de, mevcut altyapı ve uygulamanın basitleştirilmesi göz önüne alınarak, saatlik marjinal fiyatlarının belirlenmesinden sonra verilen tüm talimatlar, dengeleme amacıyla verilmiş olsalar dahi, dengeleme amacı dışındaki amaçlar için verilen talimatlar olarak değerlendirilip, maliyetleri saatlik marjinal fiyata yansıtılmamaktadır.

Bu uygulama, sistemi basitleştirmiş ve uygulanabilir hale getirmiş olsa da, dengeleme sonucunda ortaya çıkması gereken gerçek enerji maliyetlerinin ortaya çıkmasını engellemektedir.

Bu çerçevede, gelişigüzel seçilmiş olan 9 Ocak 2008 tarihli Günlük Rapor aşağıda verilmiştir.

Tablo 13.2 Günlük Rapor (09 Ocak 2007)

Saat	Kesinleşmiş Günlük Üretim Programı (MWh)	Gerçekleşen Yük (MWh)	Yük Alma Miktarları (MWh)	Yük Atma Miktarları (MWh)	Diğer Amaçlı Yük Alma Miktarı (MWh)	Diğer Amaçlı Yük Atma Miktarı (MWh)
00:00-01:00	16,727	0	1,806	0	1,269	0
01:00-02:00	15,947	0	1,636	0	1,135	235
02:00-03:00	15,467	0	1,598	0	1,056	310
03:00-04:00	15,203	0	1,370	0	867	482
04:00-05:00	15,211	0	1,362	0	888	321
05:00-06:00	15,107	0	1,361	0	1,363	477
06:00-07:00	15,220	0	1,649	0	1,594	11
07:00-08:00	15,939	0	1,768	0	1,905	389
08:00-09:00	18,139	0	2,141	0	2,266	126
09:00-10:00	19,426	0	3,156	0	1,839	260
10:00-11:00	19,726	0	3,970	0	1,110	291
11:00-12:00	19,866	0	4,414	0	558	585
12:00-13:00	19,701	0	3,321	0	990	752
13:00-14:00	19,923	0	3,691	0	920	853
14:00-15:00	20,038	0	3,647	0	906	672
15:00-16:00	20,072	0	3,444	0	1,079	804
16:00-17:00	21,447	0	3,523	0	559	1,458
17:00-18:00	21,971	0	3,679	0	598	981
18:00-19:00	21,712	0	2,949	0	1,235	854
19:00-20:00	21,073	0	2,390	0	1,088	370
20:00-21:00	20,696	0	1,995	0	1,124	187
21:00-22:00	20,065	0	2,007	0	1,223	253
22:00-23:00	19,485	0	2,951	0	845	144
23:00-24:00	18,703	0	2,606	0	758	453

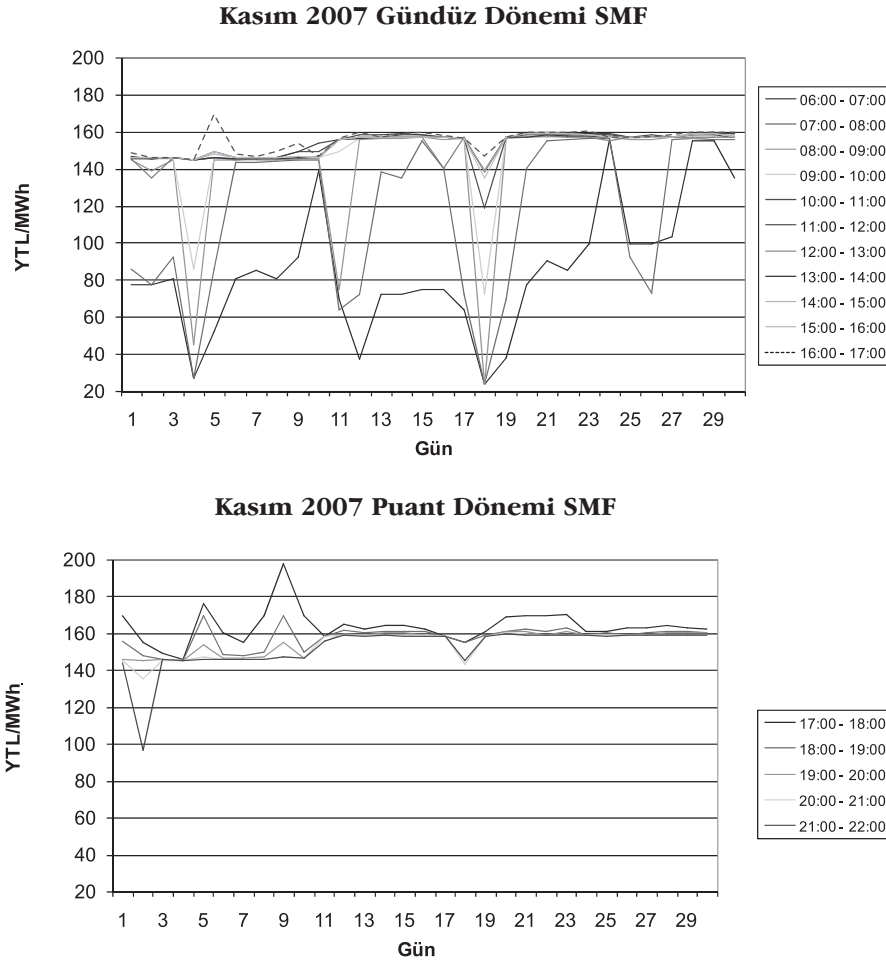
Kaynak: TEİAŞ

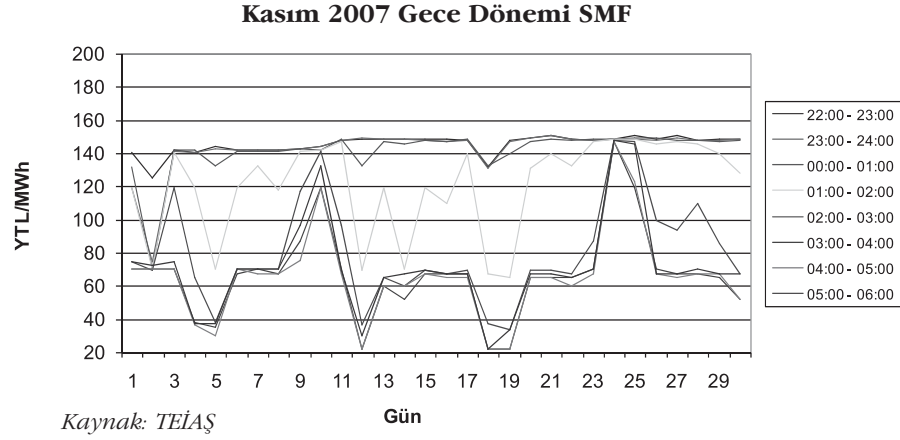
Bu rapordan da görüldüğü gibi, diğer amaçlı yük alma ve atma miktarları, dengeleme amaçlı yük alma ve atma miktarlarının yanında azımsanmayacak değerlerdedir.

Bu kategori, gerçekten dengeleme amaçlı ve diğer amaçlı yük alma ve yük atma miktarları olarak ayrılabilirdiğinde, sistem dengelenmesi için verilen talimatlar sonucunda kullanılan kapasitenin gerçek maliyetini belirlemek mümkün olabilecektir. Saatlik marjinal fiyatın gerçek değeri dengeleme birimlerine ödenmeye başlandığında ise, dengeleme sistemi yeni üretim tesisi yatırımcıları için daha etkili sinyaller üretmeye başlayacaktır.

Yukarıda sayılan koşullarda gündüz, puant ve gece uzlaştırma dönemleri için belirlenmiş olan saatlik dengesizlik fiyatlarına örnek olarak Kasım 2007 tarihli grafikler aşağıda verilmektedir.

Şekil 13.2 2007 Yılı'nın Kasım Ayında Gerçekleşen Saatlik Dengesizlik Fiyatlarının Uzlaştırma Dönemleri Bazında Değişimi





13.6 YEK Kapsamındaki Fiyatlandırma

YEK düzenlemesine göre, kanun kapsamındaki uygulamalardan yararlanabilecek YEK Belgeli elektrik enerjisi miktarına ilişkin bilgilerin her yıl EPDK tarafından yayımlanması gerekmektedir.

Perakende satış lisansı sahibi tüzel kişiler ise, bir önceki takvim yılında sattıkları elektrik enerjisi miktarının ülkede sattıkları toplam elektrik enerjisi miktarına oranı kadar, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üreten YEK Belgeli tesislerin işletmede on yılını tamamlamamış olanlarından YEK Belgeli elektrik enerjisini satın alabilmektedir.

Kanun kapsamında satın alınacak elektrik enerjisi için uygulanacak fiyat; her yıl için, EPDK'nın belirlediği bir önceki yıla ait TORETOSAF olup, yukarıda da belirtildiği gibi 2007 yılına ait TORETOSAF, 17.12.2007 tarihli Kurul kararıyla 9.67 Ykr/kWh olarak belirlenmiştir.

Diğer taraftan, YEK Kanununa göre, EPDK tarafından belirlenen fiyattan bağımsız olarak, perakende satış lisansı sahibi tüzel kişiler tarafından satın alınacak olan enerjinin fiyatı 5 Euro Cent/kWh karşılığı Türk Lirasından az, 5.5 Euro Cent/kWh karşılığı Türk Lirasından fazla olamamaktadır.

Bu noktada, 1€ = 1.7 YTL olarak alındığı takdirde, EPDK tarafından 9.67 Ykr/kWh olarak belirlenen TORETOSAF, 5.69 Eurocent'e karşılık gelmektedir. Bu durumda ise YEK Kanununda öngörülen tavan fiyat aşıldığından, YEK belgeli üretim tesislerinden satın alınacak enerjinin birim fiyatının 9.35 Ykr/kWh olarak uygulanması gerekecektir.

Ayrıca, döviz kurları günlük olarak değiştiğinde, özellikle kur değeri arttığında ve daha yüksek bir bedelin ödenmesi söz konusu olduğunda, alış fiyatı ayarlamalarının kim tarafından hangi aralıklarla yapılacağı hususu belirsizdir.

Bununla birlikte, 5.5 Euro Cent/kWh sınırının üzerinde, serbest piyasada satış imkanı bulan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı lisans sahibi tüzel kişilere, serbest piyasaya elektrik enerjisi satışı yolu da açıktır.

YEK Kanunu kapsamındaki uygulamalar 31.12.2011 tarihinden önce işletmeye giren tesisleri kapsamakta; ancak Bakanlar Kurulu, uygulamanın sona ereceği tarihi 31.12.2009 tarihine kadar Resmi Gazetede yayımlanmak şartıyla en fazla 2 yıl süreyle uzatabilmektedir.

Uygulama detaylarına bakıldığında, öncelikle EPDK'nın her yıl için, söz konusu yıl başlamadan önce işletmede on yılını doldurmamış yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisleri ile hesaba konu yıl içerisinde işletmeye geçecek olan yenilenebilir kaynaklara dayalı üretim tesislerinin yıl boyunca gerçekleştirecekleri üretim miktarını tahmin etmesi gerekmektedir. Söz konusu tesislerin kullandıkları enerji kaynağı su ve rüzgar ağırlıklı olduğundan meteorolojik tahminler bu çalışmada önem kazanmaktadır.

Diğer taraftan, YEK kapsamında satın alınacak elektrik enerjisi fiyatı ve miktarı, serbest olmayan tüketicilere yapılan satışa ilişkin düzenlemeye tabi tarifelerde bir girdi olduğundan, tarife onaylarından önce fiyat ve miktarının bilinmesi gerekmektedir.

Açıklığa kavuşturulması gereken bir diğer husus, alıcılar tarafından TORETOSAF'a göre 55.5 Eurocent fiyat aralığına ilişkin alınacak referansın ne olacağı ve bu referans kapsamındaki değişmelerin de nasıl yansıtılacağıdır. Bu konuda farklı alıcıların farklı kur değerlendirmeleri yapmalarının bir karmaşa oluşturacağı açıktır.

Ayrıca, Kanun hükmünden yararlanmak istemeyen lisans sahipleri tarafından serbest piyasaya satış yapılması tercih edildiği takdirde, perakende satış lisansı sahiplerinin eksik kalan alım yükümlülüğünün nasıl ele alınacağı hususu da belirlenmek durumundadır (tüm lisans sahiplerinden aynı oranda mı, yoksa belli lisans sahiplerinden mi, gibi).

Tüm bu sorunları çözmek üzere, nükleer veya Afşin-Elbistan linyitlerine dayalı olarak kurulacak santrallara ilişkin düzenlemeler gibi, YEK belgeli elektrik enerjisinin TETAŞ'a satılması ve TETAŞ tarafından da perakende satış lisansı sahibi tüzel kişilere satılması çözümü akla gelebilir. Benzer şekilde YEK belgeli üretim tesislerinin üretimlerinin sistem dengesizlik fiyatıyla sisteme satılması, YEK Kanununda yer alan fiyat aralığının dışına çıkılması durumunda TETAŞ ile fark kontratı yapılması yöntemi de ilk bakışta uygulanabilir bir çözüm olarak görünebilir.

Ancak bu çözümlerin tümü, hem TETAŞ'ın piyasada kalıcı ve güçlü bir oyuncu olmasını, hem de ikili anlaşmalar piyasasından tekrar havuz (merkezi alıcı) modeline dönüşü desteklediğinden, serbest piyasa yapısına kesinlikle uygun değildir.

Ayrıca, üretim aşamasından başlayarak kamu şirketlerinin enerji satış fiyatlarının gerçek maliyetlere dayalı olarak düzenlenmesi durumunda oluşacak fiyatların 55.5 € cent bandının üzerinde seyredeceği ve bu nedenle YEK belgeli üretim tesislerinin ürettikleri elektrik enerjisini YEK Kanunu kapsamı dışında doğrudan piyasaya satmayı tercih edecekleri beklenmektedir.

Bu durumda YEK Kanunuyla düzenlenmiş bulunan uygulama teorik olarak ancak piyasa fiyatlarının TORETOSAF'ın altına düşmesi halinde işlerlik kazanabilecektir. Uygulamada ise bu fiyat aralığının özellikle yeni RES yatırımları için teşvik edici bir mahiyet taşımayacağı açıktır.

Dolayısıyla da, yukarıda yer verilen tüm çözümler, uygulamayı karmaşık hale getirmekten başka bir işe yaramayacaktır.

En kolay uygulanabilir çözümün ise, kanun kapsamında elektrik satmak isteyen YEK belgeli üretim tesisi lisans sahiplerinin tesislerinde ürettikleri elektrik enerjisini EPDK tarafından bir önceki yıla ait ortalama sistem dengesizlik fiyatları esas alınarak belirlenen 'YEK belgeli üretim satış fiyatı' üzerinden perakende satış lisansı sahibi şirketlere satmaları, taban fiyat olarak 5.5 Eurocent/kWh'in alınması, dolayısıyla YEK belgeli üretim satış fiyatının 5.5 Eurocent/kWh'in altında kalması halinde YEK belgeli üretimler için 5.5 Eurocent ödenmesi olacaktır.

YEK belgeli üretim tesisi lisans sahiplerinin tercih etmeleri halinde, tesislerinde ürettikleri elektrik enerjisini bir önceki yıla ait sistem dengesizlik fiyatlarının ortalaması esas alınarak EPDK tarafından belirlenen bir fiyattan satmaları ve taban fiyat olarak 5.5 Eurocent/kWh'in garanti edilmesini teminen gerekli düzenlemelerin yapılması önerilmektedir.

13.7 Sistem Kullanım ve Sistem İşletim Fiyatlandırması

4628 sayılı Kanun ve ilgili mevzuatı gereği, şebeke işletmecileri şebeke yatırımlarına ve işletme bakımına ilişkin giderlerini sistem kullanım tarifelerine yansıtmaktadırlar.

İletim sistem kullanım bedelleri TEİAŞ'ın gelir gereksiniminden yola çıkılarak hesaplanmış ve EPDK tarafından onaylanmış şeffaf bir bedelden türetilmiştir.

Dağıtım sistemi sistem kullanım bedelleri ise, dağıtım ve perakende satış maliyetleri arasında kesin bir ayırım yapılmadan, 20 dağıtım bölgesinin maliyetleri paçallanarak, çok hassas olmayan bir yöntemle hesaplanmış ve mevzuat gereği de, bölgeler ve faaliyetler arasında çapraz sübvansiyon uygulandıktan sonra ortalama bir bedel olarak belirlenmiştir.

Dolayısıyla, hesaplanma yöntemleri bazında bu iki bedeli karşılaştırmak ve değerlendirebilmek mümkün gözükmemektedir.

Uygulama açısından bakıldığında ise, iletim sistem kullanım bedelleri bağlantı kapasitesi üzerinden hesaplanıp fatura edilirken, dağıtım sistem kullanım bedelleri şebekeden geçen birim elektrik enerjisi üzerinden hesaplanıp fatura edilmektedir. Bu nedenle de, iletim sistemine bağlı ancak düşük kapasite faktörü olan bir üretim tesisi, dağıtım sistemine bağlı olan benzer bir tesisten daha fazla sistem kullanım bedeli ödemek durumunda kalmaktadır. Bunun tersi bir durum, dağıtım sistemine bağlı olan ancak yüksek kapasite faktörü ile çalışan üretim tesisleri için de geçerli bulunmaktadır.

Diğer taraftan, iletim sistem kullanım tarifesi, 22 iletim tarife bölgesine göre değişiklik gösterirken, dağıtım sistem kullanım tarifesi, geçiş dönemi uygulaması nedeniyle, herhangi bir ayırma tabi tutulmaksızın 20 dağıtım bölgesinde eşit olarak uygulanmaktadır.

Bir tüketici için hesaplanan dağıtım sistem kullanım bedeli, bu tüketicinin tedarikçisinden tahsil edilirken, iletim sistem kullanımı konusunda, iletim tarife bölgelerine göre üreticiler için belirlenmiş olan bedeller üretim şirketlerinden, iletim sistemine bağlı tüketiciler için belirlenmiş olan bedeller ise doğrudan söz konusu tüketicilerden tahsil edilmektedir.

Bu yapı içerisinde, iletim sistemine bağlı bir üretim tesisinin dağıtım sistemine bağlı bir üretim tesisine göre yapacağı ödemeler, öncelikle üretim tesislerinin bulunduğu bölgeye, kurulu kapasitelerine ve yıllık çalışma saatlerine göre değerlendirilmek durumundadır.

Kurulu gücü itibarıyla hem iletim, hem de dağıtım sistemine bağlanması mümkün olan bir üretim tesisinin bağlanacağı şebekenin yukarıda verilen bilgiler çerçevesinde belirlenmesinde de yarar bulunmaktadır.

B Ö L Ü M

MEVCUT KAPASİTENİN ETKİN KULLINIMI

14. MEVCUT KAPASİTENİN ETKİN KULLANIMI

14.1. Üretim Programları

EÜAŞ internet sayfasında yayınlanan termik üretim tesislerine ilişkin üretim bilgileri dikkate alındığında, 2007 yılı için yapılan üretim programlarının çok düşük emreamelelikler dikkate alınarak hazırlanmış olduğu görülmektedir.

Söz konusu üretim programı ve 2007 yılı gerçekleştirmeleri aşağıdaki tabloda verilmekte olup, 2007 yılı için beklenen talep artışı karşısında bu tür bir programın öngörülmüş olması, santrallerin emreameleliklerinin güvenilir olmadığını göstermektedir.

Tablo 14.1 2007 yılı EÜAŞ Termik Santrallerinin Programlanan ve Gerçekleşen Üretimleri

	Kurulu Güç (MWh)	2007 Program (MWh)	2007 Üretim (MWh)	Programlanan	Gerçekleşen	Yıllık Fiili Çalışma Saati
AFŞİN-ELBİSTAN - A	1,355.00	2,810,000	4,157,470	23.67	35.03	3,068.24
AFŞİN-ELBİSTAN - B	1,440.00	6,865,000	6,148,842	54.42	48.74	4,270.03
SEYİTÖMER	600.00	2,710,000	3,133,621	51.56	59.62	5,222.70
KANGAL	457.00	2,100,000	2,749,153	52.46	68.67	6,015.65
TUÇBİLEK	365.00	1,590,000	1,478,058	49.73	46.23	4,049.47
ÇATALAĞZI	300.00	1,865,000	2,072,541	70.97	78.86	6,608.47
ORHANELİ	210.00	1,274,000	1,159,911	69.25	63.05	5,523.39
18 MART ÇAN	320.00	2,070,000	2,050,849	73.84	73.16	6,408.90
BURSA DG	1,432.00	5,505,000	8,116,864	43.88	64.71	5,668.20
AMBARLI DG	1,350.09	7,095,000	9,524,758	59.95	80.49	7,050.68
AMBARLU FUEL-OIL	630.00	1,020,000	2,225,583	18.48	40.33	3,5432.67
HOPA FUEL-OİL	50.00	-	0	-	-	0.00
ALİAĞA	180.0	-	10	0	-	-
VAN*	-	1,727	0	-	-	-
HAKKARİ(ÇUKURCA)	1.00	-	192	-	2.19	192.00
JEOTERMAL*	-	45	51,746	-	-	-
HABİTBAT DG	1,120.00	2,562,300	5,610,273	0.26	57.18	5,009.17
SOMA A-B	1,034.00	5,310,000	4,688,189	0.59	51.76	4,534.03
KEMERKÖY	630.00	2,910,000	2,906,500	0.53	52.7	4,613.49
YENİKÖY	420.00	1,832,800	2,197,437	0.50	59.73	5,231.99
YATAĞAN	630.00	2,870,000	3,058,211	0.52	55.41	4,854.30

Kaynak:

(*) Haziran 2007'de özelleştirme programına alınmış olup, üretim değerleri 6 aylıktır.

Kamu santralleri fizibilitelerinde kömür santrallerinin yılda 6,500 saat, doğal gaz santrallerinin ise yılda 7,000 saat çalışabileceği varsayıldığından, üretim programı yapılırken, öngörülen çalışma saatlerinin düşük alındığı gözlenmektedir.

Kamu tarafından işletilen linyit santrallerinin bir başka genel sorunu da, sürekli olarak yakıt kalitesinin sağlanması ihtiyacının duyulmasıdır. Bu sorunun çözüme kavuşturulması amacıyla TKİ (Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu) tarafından ilgili bölgelerde yatırım yapılması gerektiği düşünülmektedir.

Bu çerçevede, başta yakıt kalitesi ve kalite sürekliliğini sağlamak amacıyla hangi önlemlerin, hangi sürelerde gerçekçi olarak alınabileceği belirlenmek durumundadır.

Arz güvenliği sorunu karşısında, yakıt kalitesi ve kalite sürekliliğini sağlamak amacıyla hangi önlemlerin, hangi sürelerde gerçekçi olarak alınabileceğini saptamak üzere Bakanlık, TEİAŞ, EÜAŞ, BOTAŞ, TKİ ve TTK yetkilileri bir araya gelerek, alınması gereken önlemler belirlenmeli ve alınan önlemlere ilişkin bir öncelik sıralaması yapılmalıdır.

Sonuç olarak, yakın bir tarihte arz sıkıntısı ile karşılaşılması beklenirken, alınabilecek acil önlemlerin başında yer alan kurulu kapasitenin emreamadeliğinin artırılmasının en kısa zamanda tamamlanması gerektiği, bir kez daha görülmektedir.

14.2 Rehabilitasyonlar

Rehabilitasyon uygulamalarındaki gecikme, sistem güvenliğini tehdit eder boyutlara ulaşmıştır.

EÜAŞ tarafından çok uzun süredir çözümlenemeyen ve 210 MW kurulu güçteki ünitelerin 170 MW'ın üzerine çıkamamasına yol açan Yeniköy Termik Santrali kazanlarının rehabilitasyonu ile çatı deformasyonunun giderilmesi ve yanma optimizasyonunun sağlanması işi için EÜAŞ ile RAFAKO Polonya Firması arasında ancak 22.11.2007 tarihinde 57,500,000 € bedelli bir sözleşme imzalanabildiği bilinmektedir. Bu sözleşmenin imzalanması memnuniyet verici olmakla birlikte, büyük olasılıkla kamu ihalelerindeki bürokrasiden kaynaklandığı düşünülen bu gecikmenin, makul karşılanabilmesi mümkün değildir.

Bu çerçevede, özellikle bürokrasi ve finansman yetersizliği nedeniyle gecikmeli olarak ele alınmakta olan rehabilitasyonların hızlandırılması ve öngörülen takvimlere de titizlikle uyulması gerekmektedir.

EÜAŞ tarafından 1000 takvim gününde tamamlanması hedeflenen Ambarlı Fuel Oil santralının iki ünitesinin doğal gaz dönüşüm ihalesinin, tekliflerin alınacağı 2007 yılı Aralık ayı başında iptal edilmiş olması ve bilahare herhangi bir tarih belirtilmeksizin yeniden gündeme getirilmiş olması, bürokratik süreçler yanı sıra, uygulama takviminin istikrarsızlığına da işaret etmektedir.

EÜAŞ santralleri, kullanılabilir kapasiteleri ve emreamadeliklerinin artırılması için özel sektöre devredilmeli, yakıt kaynağının izin verdiği durumlarda tesise yeni kapasite ilavesini içeren bir özelleştirme modeli ivedilikle uygulamaya konulmalıdır.

Bu konuya “Özelleştirme” başlıklı raporda ayrıca yer verilecektir.

14.3 Talep Yanlı Yönetim

Fiziksel olarak arz talep dengesinin korunması, tüketimin referans alınması suretiyle üretimin buna göre ayarlanmasıyla ya da üretim referans alınarak tüketimin bu referansa göre şekillendirilmesiyle gerçekleştirilmektedir. İkinci yaklaşım talep tarafı yönetimini ifade etmekte olup, talep tarafı, kurulu kapasiteye göre yönetilmektedir.

Talep tarafı yönetimi genellikle çoklu zaman dilimlerine göre ayarlanmış fiyatlandırma ile tüketim eğilimlerinin disipline edilmesi veya talep tarafının katılımı sağlayacak mekanizmaların tesisi ile gerçekleştirilirken, temel amaç, yük eğrisinin tepe noktalarının, eğrinin ortalama seviyelerine yaklaştırılabilmesi ve böylece mevcut kapasitenin etkin kullanımının sağlanmasıdır.

Yedek kapasitenin kısıtlı olduğu durumlarda talep tarafı yönetimi ile yük eğrisinin tepe noktası aşağı çekilerek yeni kapasite ihtiyacı azaltılırken, yedek kapasitenin fazla olduğu durumlarda talep tarafı yönetimi üretim maliyetlerinin düşürülmesi ve pahalı yakıtlara dayalı üretimlerin azaltılması işlevini görmektedir.

Talep tarafı yönetiminde gelişmiş bir altyapı kadar, tüketim eğilimlerinin disipline edilmesi için insan faktörü de büyük önem taşımaktadır. Bu itibarla, etkin bir talep yönetiminin yapılabilmesi için tüketicilerin bu yönde eğitilmesi ve bilinçlendirilmesi bir zorunluluk olarak ortaya çıkmaktadır.

TEİAŞ internet sayfasında yayınlanmakta olan Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2007-2016) çerçevesinde Türkiye’de minimum yükün puant talebe oranının 2007 ve sonraki yıllarda da, geçmiş yıllarda olduğu gibi % 40 dolaylarında devam edeceği, diğer bir deyişle, yük eğrisi karakteristiğinin çok fazla değişmeyeceği kabul edilmiştir. Bu oranın yükseltilmesinin sağlanması durumunda, kısa dönemde arz güvenilirliğine katkı sağlayacağına dikkate alınması gereken bir husus olduğu da, yine aynı dokümanda yer almaktadır.

Sonuç olarak, yeni üretim yatırımları yapılmamış olsa dahi, uygulanacak bir talep tarafı yönetimiyle, mevcut kapasitenin daha etkin bir şekilde kullanabileceği bir imkânın mevcut olduğu görülmektedir.

Talep tarafı yönetime ilişkin genel olarak uygulanan iki yöntemden bahsedilebilmektedir.

Bunlardan birincisinin, üretim maliyetlerini yansıtacak şekilde saatlik bazda fiyatlandırmayı ve uzaktan programlanabilir gelişmiş bir ölçme-iletişim-kontrol altyapısını gerektirmesi nedeniyle, kısa vadede Türkiye için uygulanabilir olmadığı değerlendirilmektedir.

Buna karşılık ikinci yöntem, büyük tüketicilerin doğrudan, diğer tüketicilerin ise tedarikçileri kanalıyla gün öncesi piyasasına katılımlarının sağlanmasıyla gerçekleştirilebileceğinden, çok kısa sürede uygulamaya konulabileceği düşünülmektedir.

Mevcut ölçme-iletişim-kontrol altyapısı dikkate alındığında, öncelikle iletim seviyesinden bağlı tüketicilerin gün öncesi piyasasına katılımlarını sağlayacak şekilde 4628 sayılı Kanunda ve bunun paralelinde DUY'da değişikliğe gidilmesi, belirlenecek bir takvim dâhilinde uygulamanın diğer tüketicileri de kapsayacak şekilde yaygınlaştırılması, uygulanabilir bir çözüm olarak görülmektedir.

Bu kapsamda, yukarıda da değinildiği üzere, büyük tüketicilerin tanımlanması ve büyük tüketicilerin gün öncesi piyasaya katılımlarının sağlanması için lisans almaları hususunun 4628 sayılı Kanunda düzenlenmesi gerekecektir.

Öncelikle iletim seviyesinden bağlı tüketicilerin gün öncesi piyasasına katılımlarını sağlayacak şekilde 4628 sayılı Kanunda ve bunun paralelinde Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliğinde değişikliğe gidilmesi, belirlenecek bir takvim dâhilinde uygulamanın diğer tüketicileri de kapsayacak şekilde yaygınlaştırılması gerekmektedir.

Tedarikçilerin gün öncesi piyasaya katılımları konusu ise, yasal mevzuatta bir değişikliğe gidilmeksizin, ikincil mevzuat kapsamında düzenlenebilecek bir husus olduğu değerlendirilmektedir.

14.4 Teşvikler

Serbest bir piyasanın gelişebilmesinde, uygulama düzleminde bazı teşvik araçlarına her zaman ihtiyaç duyulmaktadır.

Arz güvenliği sorununu aşmanın en kestirme yolu, mümkün olan en kısa sürede yeni üretim kapasitesini devreye almaktır. Ancak en kısa sürede devreye girebilecek olan üretim tesisleri ise petrol türevlerine dayalı üretim yapan tesislerdir.

Buna ek olarak, petrol fiyatlarının aşırı yüksekliği ve bir daha asla eski fiyat düzeylerine inilemeyeceğinin öngörülmesi nedeniyle, alternatif birincil kaynakların fiyatları da, petrol fiyatları paralelinde artış göstermektedir.

Bu nedenle, halen karşı karşıya olduğumuz arz güvenliği sorununun çözümleneceği dönemle sınırlı olmak üzere, başta doğal gaz olmak üzere petrol ve petrol türevlerine dayalı üretim yapan ve yapacak olan tesislerin mutlak surette desteklenmesi gerekmektedir.

Bu kapsamda ise, söz konusu yakıtları halen kullanan veya söz konusu yakıtları kullanarak kısa sürede işletmeye geçebilecek durumda olan yeni üretim tesisleri için;

- ÖTV muafiyeti ya da en azından kayda değer bir ÖTV indiriminin uygulanması,
- Çapraz sübvansiyon yapılarak, yakıt fiyatının bir kısmının diğer tüketicilere yansıtılması,
- Henüz işletmeye geçmemiş üretim tesisleri için yatırım indirimi sağlanması,
- Üretim tesisinin yapımı için gerekli teçhizatın ithalatında vergi, resim ve harçlardan muafiyet sağlanması,

gibi seçeneklerin göz önünde bulundurulması gerektiği değerlendirilmektedir.

Mevcut ve yeni yapılacak üretim tesislerinin yapım ve işletme maliyetlerinin düşürülmesi yönünde uygulanabilecek birçok teşvik mekanizması bulunmakla birlikte, en etkili teşvik, üretim maliyetlerinin satış fiyatlarına yansıtılabildiği bir piyasa yapısının uygulanmasıdır.

B Ö L Ü M

SİSTEM GÜVENİLİRLİĞİ

15. SİSTEM GÜVENİLİRLİĞİ

Yan hizmetler anlaşmaları 4628 sayılı Kanunda; iletim sistemine bağlı olan üretim şirketleri, otoprodüktörler, otoprodüktör grupları, dağıtım şirketleri veya tüketiciler tarafından Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği uyarınca TEİAŞ'a sağlanacak yan hizmet bedellerini, koşullarını ve hükümlerini belirleyen anlaşmalar olarak tanımlanmış ve TEİAŞ'ın yapılan yan hizmetler anlaşmaları ile yan hizmetleri satın alacağı ve sağlayacağı düzenlenmiştir.

4628 sayılı Kanunda ve ilgili mevzuatta tanımlanmış olmasına rağmen, TEİAŞ tarafından bugüne kadar özellikle ticari yan hizmetler anlaşmalarına işlerlik kazandırılmamıştır.

TEİAŞ'ın bu yükümlülüğü Strateji Belgesi kapsamında da düzenlenmiş ve Strateji Belgesi'ne göre TEİAŞ'ın, sistem güvenilirliğinin muhafaza edilebilmesi için ticari yan hizmetler anlaşmaları kapsamında ihale yoluyla gerçekleştirmesi gereken kapasite kiralamaya yönelik hazırlık çalışmalarının, yine TEİAŞ tarafından tamamlanması öngörülmüş; ancak ifade edildiği üzere, bu anlaşmalar henüz gerçekleştirilememiştir.

15.1 Trafo Merkezlerine Üretim Tesisi Kurulması

Daha önce mülga TEAŞ tarafından kiralanan, TEAŞ'ın bölünmesinden sonra EÜAŞ tarafından sözleşmeleri devralınarak işletilmelerine devam edilen ve birçoğunun sözleşmeleri sona erdiğinden faaliyetleri durmuş olan, hatta bir kısmı sökülerek yurt dışına götürülmüş bulunan mobil santrallerin kiralama amacı, gerilim düşümü yaşanan bölgelerde elektrik kalitesini düzeltmekti.

Faaliyet alanının uygunluğu nedeniyle mobil santral sözleşmelerini devir almış olmakla beraber, şebekedeki elektrik kalitesini düzeltmek EÜAŞ'ın görevi değildir.

Bu görev TEİAŞ'ındır ve ticari yan hizmet anlaşmaları ile bu görevin yerine getirilebilme olanağı bulunmaktadır.

Bu amaçla TEİAŞ'ın, puantın karşılanmasında ve/veya gerilim düşümlerinin yaşanmasında kritik olan noktaları belirleyerek, bu noktalarda gerek duydukça üretim yapmak üzere ve tesis edilmesi diğer tiplere göre daha kısa sürede gerçekleşen, devreye hızlı girebilen motor tipi üretim tesisleri veya ileride kombine çevrim santralına dönüştürmek üzere, açık çevrim gaz türbinleri tesis ettirebilmesi ilgili mevzuata göre mümkündür.

İşin aciliyeti dikkate alındığında, arazi temini ve bağlantı sorunlarının en kısa sürede aşılması açısından, sıkıntı yaşanan bölgedeki TEİAŞ trafo merkezlerinde veya hemen yakınlarında bulunan yerlerin kiralanabileceği değerlendirilmektedir.

Gerilim düşümünün yaşandığı trafo merkezlerinin içinde ya da yakınında gösterilecek bir sahada motor tipi üretim tesisi veya açık çevrim olarak da çalışabilen kombine çevrim gaz türbinlerinin kurulması durumunda, TEİAŞ bu tesislere sadece kapasite bedeli ödeyecek, ödediği kapasite bedelini sistem işletim bedeli vasıtasıyla tüm kullanıcılara yansıtabilecektir. Puant tüketimini karşılamak üzere bu tesislerde üretilen elektriğe ihtiyaç duyulduğunda ise, gerçekleşen enerji bedeli, dengeleme sistemine yapılan sözleşme çerçevesinde belirlenmiş yük alma teklifi kabul edilerek ödenebilecektir.

Sürekli gerilim düşümlerinin yaşandığı bölgelerde ise, gerçekleşen enerji bedeli, iletim sistemi sistem işletim bedeli içerisinde tüm kullanıcılardan tahsil edilecektir.

Bu yapıda, istekli şirketlerin ihale ile belirlenmesi ve tekliflerinde kapasite bedeli yanında üretim bedelini ve yakıt fiyatına göre değişimini de vermesi gerekecektir.

Bu yatırımcılar, ileride dengeleme piyasasına serbestçe teklif vermek yerine, yapılan sözleşmede yer alan fiyat güncelleme formülleri kullanılarak ihalede teklif ettikleri fiyattan elektrik satacaklardır. Ödenecek olan kapasite bedeli ise, iletim sistemi sistem işletme bedeli içerisinde tüm iletim sistemi kullanıcılarına yayılacaktır.

Puant yükün karşılanması veya gerilim düşümü sorunlarının yaşandığı trafo merkezlerine yan hizmetler anlaşmaları kapsamında üretim tesisleri kurulması, kapasite maliyetinin sistem işletim fiyatına, üretim maliyetinin ise, kullanım amacına göre, dengeleme sistemi veya sistem işletme bedeli kontrol edilemeyen giderlerine yansıtılmasına ilişkin düzenlemeler ivedilikle yapılmalıdır.

15.2 Ticari Yan Hizmet Anlaşmaları

Sistem kararlılığının sağlanabilmesine yönelik olarak sistem işletmecileriyle üretim faaliyeti gösteren tüzel kişiler arasında bazı hizmetlerin satın alınmasına yönelik anlaşmalar tesis edilmektedir.

Bu kapsama giren anlaşmalar, sağlanacak hizmetin niteliğine göre zorunlu ya da ticari yan hizmet anlaşmaları olarak sınıflandırılmaktadır.

Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliğinde, hangi hizmetlerin zorunlu ya da ticari yan hizmetler olduğu düzenlenmiş olup, zorunlu yan hizmetler kapsamında, ünitelerin jeneratör veya senkron kompansatör olarak çalışması sırasında sisteme verdiği veya çektiği reaktif güç ile primer frekans kontrolüne ilişkin hizmetler yer almaktadır.

Üretim faaliyet gösteren tüzel kişiler için zorunluluk teşkil etmeyen ve söz konusu tüzel kişiler ile iletim sistem işletmecisi arasında varılan mutabakat kapsamında sağlanan ticari yan hizmetler ise;

- Sekonder frekans kontrolü,
- Ilık ve sıcak yedekler, bekleme yedekleri, hızlı devreye alma yedekleri,
- Hızlı devreye girme şeklindeki frekans kontrolü,
- Talep kontrolü,
- Ünitelerin nominal çıkış vermesini sağlayan kapasitenin dışındaki reaktif güç kapasitesi,
- Oturan sistemin toparlanması,

olarak sayılmaktadır.

Mevcut durumda ticari yan hizmetler anlaşmaları uygulamada olmadığından, bu kapsama giren hizmetler EÜAŞ tarafından karşılanmaktadır. Ancak, bu hizmetlerin rekabetçi bir yöntem dahilinde üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilerden karşılanması, özellikle güvenilir bir emreamade kapasite yedeği oluşturulması açısından önem taşımaktadır.

Yapılacak düzenlemelerle, ticari yan hizmetlerin, üretim faaliyeti gösteren tüzel kişilerden ne şekilde alınacağı ve hizmet bedelinin nasıl belirleneceği en kısa sürede netliğe kavuşturulmalıdır.

15.2.1 Kapasite Yedeği İçin İhale

Elektrik Piyasası Şebeke Yönetmeliği yanı sıra, Strateji Belgesinde de belirtildiği üzere TEİAŞ, sistemde faaliyet gösteren en büyük ünitenin kurulu güç kapasitesine eşit bir yedek kapasiteyi emreamade bulundurmak zorundadır.

TEİAŞ bu yedeği mevcut kapasite arasından yeterli teknik özelliklere sahip olan bir tesisten sağlayabileceği gibi, ticari yan hizmetler anlaşmaları çerçevesinde ihaleye çıkmak suretiyle de, söz konusu kapasiteyi sistem açısından ihtiyaç duyulan bir bölgede inşa ettirebilir.

Halen sistemdeki en büyük ünite kurulu gücü olan 770 MW kurulu güce eşdeğer bir kapasitenin yedeklenebilmesi için TEİAŞ tarafından ticari yan hizmetler anlaşmaları çerçevesinde ihaleye çıkılmalı ve kurulacak olan tesisin yeri TEİAŞ tarafından belirlenmelidir.

Ticari yan hizmetler anlaşmaları kapsamında satın alınan hizmetler sistem işletimine ilişkin olduklarından, bu hizmetin alımından kaynaklanan maliyetlerin sistem işletim bedeli yoluyla tüm iletim sistemi kullanıcılarına yansıtılarak karşılanması esastır. Zira bu kapsamda satın alınan hizmetlerden iletim sistemini kullanan tüm taraflar yararlanmakta olup, maliyetlerin de bu kullanıcılar arasında paylaşılması gerekmektedir.

Yedek kapasitenin kullanılması halinde ise değerlendirilebilecek iki seçenek mevcuttur. Bunların ilki mevcut düzenlemede olduğu gibi bu maliyetlerin sistem işletim tarifesinin kontrol edilemeyen maliyetler bileşenine yansıtılarak karşılanması, diğeri ise üretim bedelinin kapasite yedeği için yapılan sözleşmedeki fiyat ve değişim formülü kullanılarak, dengeleme sistemine teklif edilmesidir.

15.2.2 Kapasite Kiralama

TEİAŞ'ın, ticari yan hizmetler anlaşmaları kapsamında mutlak surette göz önünde bulundurması gereken bir diğer husus, kapasite kiralama.

Bu kapsamda TEİAŞ, sistemin uygun yerlerinde mevcut olan ancak yakıt maliyeti nedeniyle üretim yapamayan üretim tesislerinin kapasitelerini kiralayarak, bu tesislerin sistem dışına çıkmalarına engel olabilir. İhtiyaç duyulduğunda da, emreamade tutulan bu tesislere, DUY kapsamındaki kurallar çerçevesinde üretim yaptırılabilir.

TEİAŞ, sistemde atıl olarak bekleyen kapasitenin emreamade kılınması için ticari yan hizmetler anlaşmaları kapsamında kapasite kiralama ihaleleri yapmalı ve bu yolla puant yük saatlerinde ya da üretim tesislerinin arıza durumlarında, ihtiyaç duyulan enerjiyi temin edebilmelidir.

B Ö L Ü M

YATIRIM ORTAMININ İYİLEŞTİRİLMESİ

16. YATIRIM ORTAMININ İYİLEŞTİRİLMESİ

Üretim tesislerinin inşaat ve inşaat öncesi dönemlerinde tesis tipi ve tesislerin kurulacakları sahanın konumu açısından ilgili idarelerden alınması gereken birçok izin ve onay bulunmaktadır.

Bu kapsamdaki mevzuata, birincil ve ikincil mevzuat bazında aşağıdaki tablolarda yer verilmiştir.

Tablo 16.1 İzin ve Onaylar - Birincil Mevzuat

	Sayı	Adı
1926	831	Sular Hakkında Kanun
1926	927	Sıcak ve Soğuk Maden Sularının İstismarı İle Kaplıcalar Tesisatı Hakkında Kanun
1934	2510	İskân Kanunu
1934	2644	Tapu Kanunu
1956	6831	Orman Kanunu
1960	167	Yeraltı Suları Hakkında Kanun
1983	178	Maliye Bakanlığının Teşkilat ve Görevleri Hakkında KHK
1983	2863	Kültür ve Tabiat Varlıklarını Koruma Kanunu
1983	2872	Çevre Kanunu
1983	2873	Milli Parklar Kanunu
1983	2942	Kamulaştırma Kanunu
1984	3083	Sulama Alanlarında Arazi Düzenlemesine Dair Tarım Reformu Kanunu
1985	3194	İmar Kanunu
1985	3213	Maden Kanunu
1987	3402	Kadastro Kanunu
1990	3621	Kıyı Kanunu
1994	3998	Mezarlıkların Korunması Hakkında Kanun
1998	4342	Mera Kanunu
2001	4628	Elektrik Piyasası Kanunu
2001	4646	Doğal Gaz Piyasası Kanunu
2001	4706	Hazineye ait Taşınmaz Malların Değerlendirilmesi ve KDV Kanununda Değişiklik yapılmasına ilişkin Kanun
2001	4721	Türk Medeni Kanunu
2003	5015	Petrol Piyasası Kanunu
2004	5084	Yatırımların Ve İstihdamın Teşviki İle Bazı Kanunlarda Değişiklik yapılmasına ilişkin Kanun
2005	5302	İl Özel İdaresi Kanunu
2005	5393	Belediye Kanunu
2005	5403	Toprak Koruma ve Arazi Kullanımı Kanunu

Tablo 16.2 İzin ve Onaylar - İkincil Mevzuat

Tarih	Adı
1973	Tescile Konu Olan Harita ve Planlar Yönetmeliği
1973	Tescile Konu Olan Harita ve Planların Kontrol Yönergesi
1983	Arsa Sayılacak Parsellenmemiş Arazi Hakkında Bakanlar Kurulu Kararı
1983	Harita Mühendislik Hizmetlerini Yükümlenecek Müellif ve Müellif Kuruluşlarının Ehliyet Durumlarına Ait Yönetmelik
1984	Devlete Ait Taşınmaz Mal Satış, Trampa, Kiraya Verme, Mülkiyetin Gayri Ayni Hak Tesis, Ecrimisil ve Tahliye Yönetmeliği
1985	3030 Sayılı Kanun Kapsamı Dışında Kalan Belediyeler Tip İmar Yönetmeliği
1985	Baraj İnşaatı İçin Yapılan Kamulaştırmalarda Kamulaştırma Sahasına Mücavir Taşınmaz Malların Kamulaştırılması Hakkında Yönetmelik
1985	Plan Yapımına Ait Esaslara Dair Yönetmelik
1985	Plansız Alanlar İmar Yönetmeliği
1990	Kıyı Kanununun Uygulanmasına Dair Yönetmelik
1994	Harita ve Harita Bilgilerini Temin ve Kullanma Yönetmeliği
1994	Tapu Sicil Tüzüğü
1995	Orman Arazilerinin Tahsisi Hakkında Yönetmelik
1998	Mera Yönetmeliği
2002	İskân Kanunu Uygulama Yönetmeliği
2003	Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği
2004	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunca Yapılacak Kamulaştırmalarda 2942 Sayılı Kamulaştırma Kanununun 27 nci Maddesinin Uygulanması Hakkında Bakanlar Kurulu Kararı
2005	Maden Kanunu Uygulama Yönetmeliği
2005	Toprak Koruma ve Arazi Kullanımı Kanunu Uygulama Yönetmeliği
2005	Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği Bilirkişi Yönetmeliği

Yukarıdaki tablolardan da görüldüğü üzere, bir üretim tesisinin lisans alınmasından sonra işletmeye geçme aşamasına kadar olan süreçteki izin ve onay aşamaları, söz konusu yatırımların öngörülen sürelerde tamamlanabilmesi açısından kritik önem taşımaktadır.

Diğer taraftan uzun bir zaman dilimine yayıldığı görülen mevzuat bütününe oluşturulması sırasında, söz konusu mevzuat bütününe birbirleriyle olan bağlantılarının ve günün koşullarına göre adaptasyonlarının ne ölçüde gözetildiği bilinmemektedir.

Bu nedenle de, izin ve onayların alınmasındaki süreçlerde öngörülemeyen sorunlarla karşılaşmakta ve bu durum arz güvenliği açısından bir risk oluşturmaktadır.

Söz konusu mevzuat bütününe, aşağıda tanımlanan yönetim mekanizması çerçevesinde ayrıntılı bir incelemeye tabi tutulması ve yatırımları yavaşlatan ya da varsa engelleyen hüküm uygulamalarının siyasi irade kararıyla kaldırılmasının gerekli olduğu değerlendirilmektedir.

Üretim tesisi ve iletim hatlarının yapılması sırasında alınacak izin ve onayları düzenleyen mevzuat bütününe, söz konusu yatırımları hızlandırmak üzere yeniden ele alınması gereklidir.

Alınması gerekli izin ve onaylar nedeniyle yatırımların gecikmesinde etken olan unsurlara bakıldığında da, yatırımcılar tarafından dile getirilen görüşler çerçevesinde aşağıdaki tespitler yapılabilmektedir:

- Üretim tesislerinin ve bu tesislerin sisteme bağlantısı için ihtiyaç duyulan enerji nakil hatlarının inşasına başlanmadan önce yapılması gereken kamulaştırma işlemleri çok uzun sürmektedir ve kamulaştırma için izlenmesi gereken hukuki süreç karmaşıktır.
- Kamu kurum ve kuruluşlarından alınması gereken izinlere ilişkin süreç beklenmedik ölçüde uzayabilmektedir.
- Bağlantı ve sistem kullanım anlaşmalarında, ancak proje onayından sonra belli olabilecek ayrıntılar talep edilmektedir.
- Kalkınma Bankasındaki prosedürler uzun sürmektedir.
- DSİ tarafından tadil kapsamındaki başvurular, yeni başvuru gibi aynı prosedüre tabi tutulmaktadır.
- 4628 sayılı Kanun çerçevesinde geliştirilen mevzuat, diğer kamu kuruluşlarınca yeterince bilinmemekte ya da anlaşılammaktadır.
- Mera Kanunundan kaynaklanan sorunlar, süreci ciddi şekilde tıkamaktadır.
- ÇED süreci, daha önce öngörülemeyen nedenlere bağlı olarak bazen çok uzun sürebilmektedir.
- ÇED belgesi için gerekli olan testleri gerçekleştirecek laboratuvarlar yetersiz olup, tüm testler tek bir yerde yapılamamakta ve farklı yerlerde yapılan test sonuçları bir araya getirildiğinde de, tutarsızlıklar oluşmaktadır.
- Gerçek kişilere kadar iştirak ilişkisinin belgelenmesinin istenmesi durumunda, özellikle yabancı ortaklar için sorun yaşanmaktadır.
- Sisteme bağlantı konusunda TEİAŞ ve dağıtım şirketinin koordineli görüş vermemesi nedeniyle, anlaşmaların imzalanması aşamasında sorunlar yaşanabilmektedir.

16.1 Dağıtım Şirketlerinin Mali Yeterliliği

Serbest piyasanın başlangıç aşamasında, tüketim portföyünün hemen hemen tamamını elinde bulunduran dağıtım şirketleri en büyük alıcı konumundadır. Bu durum devam ettiği sürece, söz konusu şirketlerin güvenilir alıcı konumlarını devam ettirmesi ya da güvenilir alıcı konumuna getirilmeleri, yeni üretim yatırımlarının gerçekleştirilmesi açısından bir gereklilik olarak ortaya çıkmaktadır.

İkili anlaşmalara dayalı serbest piyasada tüketiciler tedarikçilerini seçinceye kadar, yeni üretim yatırımları yoluyla oluşturulacak ilave kapasitenin önemli bir kısmının dağıtım şirketleri tarafından satın alınması beklenir. Dolayısıyla, dağıtım şirketlerinin

mali açıdan yeterliliği, yeni üretim yatırımlarının geri dönüşünü garanti edebilecek seviyede olmalıdır. Bu durum ise ancak, dağıtım şirketlerinin piyasadan yapacakları enerji alımlarını kontrol edilemeyen maliyetler olarak perakende satış fiyatlarına doğrudan yansıtılabilmeleri ile sağlanabilecektir. Bu mekanizmaya işlerlik kazandırılmadığı takdirde, yeni üretim yatırımlarının gerçekleştirilmesinde ve dağıtım özelleştirmelerinde yatırımcılar açısından bir risk algılaması söz konusu olacak, bu durum ise finansman teminde ilave maliyetlere yol açacaktır.

Diğer taraftan, perakende satış faaliyeti dışında dağıtım şirketlerinin esas faaliyet konusu dağıtımdır. Dolayısıyla, söz konusu şirketlerin mali durumlarının kesintisiz ve kaliteli bir dağıtım hizmeti sunabilmeleri açısından da yeterli olması gerekir.

Dağıtım faaliyetinin bölgesel tekel nitelikli yapısı, bu sistemdeki aksamaların başka bir yolla karşılanmasına imkân tanımadığından, dağıtım hizmetinin güvenilir olarak sağlanması, dağıtım sistemine bağlı ya da bağlanacak üretim tesisleri kadar, tüketiciler açısından kritik bir önem taşımaktadır. Bu kapsamda, dağıtım seviyesinden bağlı sanayi tesislerinin, sistemdeki kalitesiz enerji sunumundan ya da kesintilerden ekonomik olarak en fazla etkilenen taraf oldukları açıktır.

Esasen, Strateji Belgesinde özelleştirmelerinin dağıtımdan başlatılması öngörüsünün altında da, dağıtım şirketleri özelleştirildikleri takdirde, serbest piyasa kurallarına uygun davranış sergileyecekleri, teşvik bazlı fiyatlandırmanın avantajlarından yararlanmak üzere gerekli performansı gösterecekleri, dağıtım sistemini emreamade tutarak gelirlerini garanti almaya çalışacakları ve mali açıdan güvenilir şirketler olarak yeni üretim yatırımlarının gerçekleştirilmesine katkı sağlayacakları yaklaşımı bulunmaktadır.

Mevcut durum itibarıyla, dağıtım şirketlerinin mali açıdan piyasaya güven telkin edecek ölçüde güvenilir olup olmadıkları bir hayli tartışmalıdır.

DPT internet sayfasında yayınlanan 2007 yılı programında;

“TEDAŞ’ın tahsilât sorununun devam etmesi diğer enerji KİT’lerinin de 2006 yılında nakit açısından sıkıntı yaşamasına sebep olmuştur. Söz konusu tahsilât oranında bir iyileşme olmaması, kuruluşların yaşayacakları finansal sıkıntıyı derinleştirmenin yanı sıra serbestleştirme ve özelleştirme çalışmalarını da olumsuz yönde etkileyebilecektir. . . 2006 yılı içerisinde Özelleştirme Fonundan TEDAŞ’a, enerji KİT’lerinin içinde bulunduğu nakit sıkıntısını hafifletmek amacıyla, 600 milyon YTL, yatırım ihtiyacını karşılamak amacıyla 314 milyon YTL transfer yapılmıştır. Ayrıca, TEDAŞ’ın tarifelerinin girdi maliyetlerindeki artışa bağlı olarak değiştirilememesi de, özelleştirme öncesinde, kuruluşun finansal yapısını bozmuştur. Bu sıkıntıların 2007 yılında devam etmemesi ve TEDAŞ’ın yatırımlarını kendi kaynaklarıyla finanse edebilecek bir

kar düzeyine ulaşabilmesi için satış tarifelerinin artırılması programlanmıştır”

denilmiştir.

Ancak, DPT'nin bu Program öngörüsüne rağmen, 2007 yılında nihai tüketici tarifelerinde herhangi bir artışın gerçekleşmemiş olmasının, dağıtım şirketlerinin mali tablolarındaki açığı daha da büyütmüş olması kuvvetle muhtemeldir.

Nitekim DPT internet sayfasında yayınlanmakta olan 2008 Programında;

“Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.’nin (TEDAŞ) bazı abone grupları ve bölgeler düzeyindeki tahsilat oranlarının artırılması, genel aydınlatma bedellerinin tahsil edilmesi ve maliyet artışlarının fiyatlara yansıtılması ihtiyacı devam etmektedir. Ayrıca, yeni abonelerle birlikte, TEDAŞ’ın satış fiyatının üretim maliyetlerine göre düşük kalması sonucunda bazı otoprodüktörler ve serbest tüketicilerin TEDAŞ’tan alım yapmaya başlaması, TEDAŞ’ın program öngörülerinin 18 milyar kub üzerinde bir talep artışına yol açmıştır. Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.’den (TETAŞ) karşılanamayan söz konusu talep artışının Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezinden (PMUM) yapılan spot alımlarla karşılanması TEDAŞ’ın zararını büyüten diğer bir etken olmuştur.

TEDAŞ’taki bu gelişmeler, başta Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ) ve Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ) olmak üzere diğer enerji KİT’lerinin nakit akışında aksamaya ve bu kuruluşların vergisel ve işletme faaliyetlerine yönelik yükümlülüklerini yerine getirmelerinde zorluklara neden olmaktadır.

BOTAŞ’ın EGO’dan olan 236 milyon YTL tutarındaki alacak faizleri 5669 sayılı Kanunla silinmiştir.

TEDAŞ’a 2007 yılında yatırım harcamalarını karşılamak amacıyla Özelleştirme Fonundan 293 milyon YTL transfer yapılması beklenmektedir.

Elektrikte arz güvenliğine katkıda bulunmak amacıyla, kısa vadede mevcut fiyatların rasyonelleştirilmesinin yanı sıra maliyetlerdeki değişimlerin fiyatlara yansıtılmasını düzenleyen mevcut mekanizmanın işletilmesi önem taşımaktadır.

.....

EÜAŞ ve TETAŞ’ın PMUM’a yaptığı satışlardan elde ettiği karlar yılın ikinci yarısında yapılan fiyat indirimiyle TEDAŞ’a aktarılmıştır.”

denilmektedir.

Dolayısıyla, 2008 yılı başında yapılan tarife artışının, dağıtım şirketlerinin mali durumlarında ne ölçüde bir iyileştirme sağladığı ve söz konusu şirketleri mali açıdan ne ölçüde güvenilir şirketler haline getirdiği bilinmemektedir.

16.2 Sisteme Bağlantı

Lisans Yönetmeliğinin 38'inci maddesinde yer alan “*yeterli finansmanın mevcut olmadığı hallerde, söz konusu yatırım TEİAŞ ve/veya dağıtım lisansı sahibi tüzel kişi adına, bağlantı yapmak isteyen gerçek veya tüzel kişi tarafından ilgili mevzuat kapsamındaki teknik standartlar sağlanarak yapılabilir veya finanse edilebilir. Bu durumda; gerçekleşen yatırıma ait toplam harcama tutarı, sisteme bağlantı yapan gerçek veya tüzel kişi ile TEİAŞ ve/veya dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiler arasında yapılacak bağlantı ve sistem kullanım anlaşması çerçevesinde gerçek veya tüzel kişinin iletim ve/veya dağıtım tarifesi bedelinden düşülür.*” hükümleri, şebeke işletmecisinin yatırım programında bulunmayan ya da zamanlama açısından kullanıcı tesisinin bağlanacağı tarihte hazır olamayan şebeke yatırımlarının kullanıcılar tarafından yapılmasına veya finanse edilmesine olanak sağlamaktadır.

Bu düzenleme, yatırım maliyetinin şebeke kullanıcısı tarafından ödenmesinin yanı sıra, yatırım geri ödemesinin de bağlantı ve sistem kullanım anlaşmaları çerçevesinde kullanıcının şebeke kullanım tarifesinden düşülerek geri ödeneceğini düzenleyerek, şebekeye bağlantı maliyetinin bir anlamda tesisin fizibilitesine dâhil edilmesini sağlamakta, böylece kullanıcı tesisinin yüksek kapasiteli ya da gereksiz bir şekilde uzun hatlarla şebekeye bağlanmasının da önüne geçmektedir. Ancak, bağlantıya ilişkin yatırım bedellerinin nasıl belirleneceği tanımlanmadığından, bu uygulamada da aksaklıklar olmakta ve kamu kuruluşları tarafından geri ödenmesi öngörülen yatırımların maliyetlerinin belirlenmesi sorun yaratmaktadır.

Bu noktada, şebekeye bağlantı için yapılacak yatırımlardan birden fazla kullanıcı yararlanacak ise, mevcut düzenlemede çözüm olarak, gerekli yatırımın sadece bir kullanıcı tarafından yapılması öngörülmektedir. Diğer kullanıcılar yatırımın finansmanına katılmış olsalar dahi, bağlantı ve sistem kullanım anlaşmaları kanalıyla sadece bir yatırımcının yaptığı harcamalar, ödeyeceği bedellerden düşülebilmektedir.

Ayrıca, bu kapsamda yeni kurulan bir üretim tesisinin sisteme bağlanabilmesi için yapılacak yatırım bazı durumlarda sadece sisteme bağlantı hatlarının yapılması ile sınırlı kalmamakta, bunun dışında trafo merkezleri gibi daha büyük yatırımların yapılmasını da gerektirebilmektedir.

Mevcut düzenlemeye göre sisteme bağlanacak tüzel kişiler tarafından yapılan yatırımların geri ödemesi, sistem kullanım bedelinden mahsuplaşma yoluyla

karşılanmaktadır. Bu itibarla, yüksek maliyetli iletim sistemi yatırımlarının sistem kullanıcıları tarafından karşılandığı durumlarda, üretim santralının ekonomik ömrünün çok ötesine geçen bir geri ödeme dönemiyle de karşılaşılabilir.

Yapılacak tesisten birden fazla tüzel kişinin yararlandığı veya yararlanabilir olduğu durumlarda ise, iletim yatırım maliyetlerinin geri dönüşünün ilgili tüzel kişiler arasında ne şekilde paylaşılacağı sorun teşkil etmektedir.

Bu sorunların çözülmesi için yeni bir düzenleme yapılması gerekmektedir. Yapılacak düzenlemede de öncelikle, TEİAŞ tarafından ihtiyaç duyulan noktalarda yapılacak üretim yatırımları ve yerli doğal kaynakların kullanılması için kurulacak üretim tesislerinin dikkate alınması gerektiği değerlendirilmektedir.

Bu tesislerin sisteme bağlantısı şebeke işletmecisi tarafından yatırım programına alınarak TEİAŞ tarafından gerçekleştirilmeli ya da yatırımın finansmanı kullanıcılar tarafından karşılanmak kaydıyla TEİAŞ tarafından yapılmalı; ancak sistem için gerekli olan yatırımların geri ödemeleri, çok daha kısa sürelerde yapılmalıdır.

16.3 Arazi Temini

Üretim lisansları kapsamında inşaat öncesi dönemde arazi teminine ilişkin olarak aşağıdaki işlemler tesis edilmektedir:

- Üretim tesisinin kurulacağı yerleşim yeri üzerinde özel mülkiyette konu taşınmaz malların bulunması halinde; öncelikle özel mülkiyetteki taşınmaz malların yatırımcılar tarafından rızaen satın alınması yoluna gidilmekte; bunun mümkün olmaması halinde ise EPDK tarafından 2942 sayılı Kamulaştırma Kanununun 27'nci maddesi gereğince acele kamulaştırma yöntemi ile kamulaştırma gerçekleştirilmektedir.
- Üretim tesisinin kurulacağı yerleşim yeri üzerinde orman nitelikli taşınmaz malların bulunması halinde 6831 sayılı Orman Kanununun 17'nci maddesi gereğince lisans sahibi tüzel kişiler lehine irtifak hakkı tesis edilmektedir (Danıştay 8. Dairesi'nin, Orman Kanununun 17'nci maddesinin Anayasaya aykırı olduğu öne sürülerek iptal ve yürütmenin durdurulması istemi ile Anayasa Mahkemesinde iptal davası açıldığı gerekçesiyle bu konuda karar verilmeye kadar Orman Sayılan Alanlarda Verilecek İzinler Hakkında Yönetmeliğin yürütmesini durdurması, Ekim 2007 tarihinden itibaren orman nitelikli araziler üzerinde lisans sahibi tüzel kişiler lehine irtifak hakkı tesis edilememesine yol açmıştır. Bilahare Anayasa Mahkemesi 22/11/2007 tarihli ve 2007/83 sayılı kararı ile 31.8.1956 günlü, 6831 sayılı Orman Kanunu'nun 17'nci maddesinin 17.6.2004 günlü, 5192 sayılı Yasa'nın 1'inci maddesiyle yeniden düzenlenen üçüncü ve dördüncü fıkralarının Anayasa'ya aykırı olmadığına ve iptal isteminin reddine karar vermiş, söz konusu karar 19/1/2008 tarihli Resmi Gazetede yayımlanmıştır).

- Üretim tesisinin kurulacağı yerleşim yeri üzerinde Hazinesinin Özel Mülkiyetindeki ve Devletin Hüküm ve Tasarrufu Altındaki Taşınmaz Malların bulunması halinde, 4628 sayılı Kanununun 15'inci maddesi gereğince irtifak hakkı tesisi veya kiralama işlemleri yapılmaktadır.
- İrtifak hakkı tesisi gerektiren durumlarda, Çevre ve Orman Bakanlığı ve Maliye Bakanlığı ile irtifak hakkı tesisi sözleşmeleri düzenlenmektedir.
- Elektrik üretim tesislerinin kurulacağı alanlarda mera nitelikli taşınmaz malların bulunması halinde, 4342 sayılı Mera Kanununun 14'üncü maddesi gereğince tahsis amacı değişikliğinin yapılması gerekmektedir.
- 3194 sayılı İmar Kanunu hükümleri doğrultusunda üretim tesisi yerleşim yerini kapsayan imar planları yaptırılmakta ve ilgili kamu kurumlarına onaylatılmaktadır.

Yukarıdaki işlemler tesis edilirken, 4628 sayılı Kanun dışındaki mevzuatta bir takım uyum sorunlarıyla karşılaşmaktadır. Zira anılan mevzuat 4628 sayılı Kanun öncesi çıkarılmış olup, serbest bir elektrik piyasasının öngörülerini içermemektedir.

Diğer bir ifadeyle, enerji piyasası faaliyetlerinin kamu eliyle yürütüleceği mantığı üzerine kurgulanmış olup, özel sektörün katılımına olanak sağlayacak esneklikte değildir.

Bu kapsamda,

- 4342 sayılı Mera Kanununun 'Tahsis Amacının Değiştirilmesi' başlıklı 14'üncü maddesinde; "Tahsis amacı değiştirilmedikçe mera, yaylak ve kışlaktan bu Kanunda gösterilenden başka şekilde yararlanılamaz." denilmekte ve mera nitelikli arazilerin tahsis amacının değiştirilebileceği koşullar arasında birinci fıkranın (c) bendinde "kamu yatırımları için yapılması gerekli bulunan" araziler sayılmaktadır. Devam eden fıkralarda ise "Birinci fıkranın (c) bendi kapsamında başvuruda bulunan kamu kurumları faaliyetlerini çevreye ve kalan mera alanlarına zarar vermeyecek şekilde yürütmekle ve kendilerine tahsis edilen yerleri tahsis süresi bitiminde eski vasfına getirmekle yükümlüdürler" denilmektedir.
- 3194 sayılı İmar Kanununun 'İmar Planlarında Bakanlığın Yetkisi' başlıklı 9 uncu maddesinde ise; "Bakanlık gerekli görülen hallerde, kamu yapıları ile ilgili imar planı ve değişikliklerinin, umumi hayata müessir afetler dolayısıyla veya toplu konut uygulaması veya Gecekondu Kanununun uygulanması amacıyla yapılması gereken planların ve plan değişikliklerinin, birden fazla belediyeyi ilgilendiren metropoliten imar planlarının veya içerisinden veya civarından demiryolu veya karayolu geçen, hava meydanı bulunan veya havayolu veya denizyolu bağlantısı bulunan yerlerdeki imar ve yerleşme planlarının tamamını veya bir kısmını, ilgili belediyelere veya diğer idarelere

bu yolda bilgi vererek ve gerektiğinde işbirliği sağlayarak yapmaya, yaptırmaya, değiştirmeye ve resen onaylamaya yetkilidir” denilmektedir. Madde hükmünün devamında her ne kadar, “Bir kamu hizmetinin görülmesi maksadı ile resmi bina ve tesisler için imar planlarında yer ayrılması veya bu amaçla değişiklik yapılması gerektiği takdirde, Bakanlık, valilik kanalı ile ilgili belediyeye talimat verebilir veya gerekirse imar planının resmi bina ve tesislerle ilgili kısmını resen yapar ve onaylar” ifadesine yer verilmiş olsa bile, uygulamada, buradaki “kamu hizmeti” ibaresindeki kamu kelimesinin kamu tarafından verilen hizmet anlamında mı kullanıldığı konusunda tereddütler oluşacaktır.

Yukarıdaki ilgili mevzuat hükümlerinden de görüldüğü üzere, gerek 4342 sayılı Mera Kanunu çerçevesinde tahsis amaçlı değişikliklerin yapılmasında, gerekse 3194 sayılı İmar Kanunu uyarınca yerleşim yeri planlarının yaptırılması ve onaylatılmasında, söz konusu kanunlarda enerji projelerine ilişkin bir açıklık bulunmadığından, süreçlerde ciddi gecikmeler yaşanmaktadır.

İnşaat öncesi dönemdeki sürelerin daha verimli kullanılabilmesini ve yatırımların hızlandırılmasını teminen 4342 sayılı Mera Kanunu ile 3194 sayılı İmar Kanununun ilgili hükümlerinde, enerji amaçlı projeleri de kapsayacak şekilde düzenlemeye gidilmelidir.

Arazi temini ile ilgili bir diğer husus 5084 sayılı ‘Yatırımların ve İstihdamın Teşviki ile Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılması Hakkında Kanun’a ilişkindir. Söz konusu kanunun amaç maddesinde; “Bu Kanunun amacı; bazı illerde vergi ve sigorta primi teşvikleri uygulamak, enerji desteği sağlamak ve yatırımlara bedelsiz arsa ve arazi temin etmek suretiyle yatırımları ve istihdam imkanlarını artırmaktır” denilmektedir.

Uygulamada ise, elektrik üretim yatırımları, diğer sanayi kollarındaki yatırımlardan farklı olarak algılanmakta ve bu kapsamda söz konusu kanun çerçevesinde bedelsiz yatırım yeri tahsisinde sorunlar yaşanmaktadır.

5084 sayılı Kanunun ‘Bedelsiz Yatırım Yeri Tahsisi’ne ilişkin 5’inci maddesi, OSB’lerin ayrıcalıklı konumlarını göstermesi açısından dikkat çekicidir.

Söz konusu maddenin birinci fıkrasında, “Bu Kanunun 2’nci maddesinin birinci fıkrasının (b) bendinde belirtilen illerde en az on kişilik istihdam öngören yatırımlara girişen gerçek veya tüzel kişiler lehine; Hazineye, özel bütçeli kuruluşlara, il özel idarelerine veya belediyelere ait arazi veya arsaların üzerinde kırkdokuz yıl süreli bağımsız ve sürekli nitelikli bedelsiz irtifak hakkı tesis edilebilir. ... Ancak, talep edilen taşınmazın bulunduğu ilçenin mülki sınırları içinde organize sanayi veya endüstri

bölgesi bulunması halinde, bu bölgelerde yer alabilecek yatırımlar için tahsis edilecek boş parsel bulunmaması şartı aranır” denilmektedir. Ayrıca yine aynı Kanunun Geçici 1’inci maddesinde, OSB’lerdeki bedelsiz arazi tahsisinin, yetkili organların karar alma şartına bağlandığı görülmektedir.

Diğer taraftan, söz konusu uygulamanın ne şekilde gerçekleştirileceğine dair ‘Organize Sanayi Bölgelerinde Yer Alan Parsellerin Gerçek veya Tüzel Kişilere Bedelsiz Tahsisine İlişkin Yönetmeliğin’ elektrik piyasası faaliyetlerinin lisansa tabi olduğu ve yatırım süreleri ile zamanında gerçekleştirilemeyen yatırımlar da dahil, her türlü tasarruf yetkisinin EPDK’da bulunduğu dikkate alınmadan düzenlendiği görülmektedir.

Bu kapsamda, söz konusu Yönetmeliğin;

- 10’uncu maddesinde; altyapı inşaatının durumuna göre ilgili Organize Sanayi Bölgesi yetkili organları tarafından yapılacak duyuru tarihinden itibaren yapı ruhsatı alınarak yatırımın iki yıl içinde, 5084 sayılı Kanunun öngördüğü istihdam sayısını sağlayarak üretime geçirilmesinin zorunlu olduğu,
- 11’inci maddesinde; ilgili Organize Sanayi Bölgesi yetkili organları tarafından yatırım koşullarının yerine getirilmediğinin tespiti halinde; gerçek veya tüzel kişilere tahsis edilen parsel 30 takvim günü içinde bir başka katılımcıya tahsis edilebileceği,
- 15’inci maddesinde; Organize Sanayi Bölgesi yetkili organları tarafından yatırımın aşamalarının takip edilerek denetleneceği,

hususlarına yer verilmektedir.

Yukarıdaki mevzuat hükümleri, OSB’lerin hem elektrik dağıtımı, hem de üretim faaliyetlerini birlikte yapabilecekleri hususu ile birlikte değerlendirildiğinde, söz konusu düzenlemelerin OSB’ler içinde diğer tüzel kişiler tarafından yapılacak yeni üretim yatırımlarını ne denli zora soktuğu ve ayrımcılık içerebilecek uygulamalara ne denli açık bir zemin oluşturduğu ortadadır.

EPDK’nın faaliyet izni için lisans verdiği bir tüzel kişinin, aynı faaliyet alanında santral yeri tahsisi için yetkili kılınması, ayrıca söz konusu yatırımların süreleri, denetlenmesi ve hatta lisans iptali anlamına gelecek şekilde tasarrufta bulunması, 4628 sayılı Kanunla açıkça çelişki oluşturmaktadır.

5084 sayılı Kanunda, elektrik üretim tesislerinin kurulmasına yönelik bedelsiz arazi tahsislerinde OSB'lere tanınan ayrıcalıklar kaldırılmalı ve buna paralel olarak, 'Organize Sanayi Bölgelerinde Yer Alan Parsellerin Gerçek veya Tüzel Kişilere Bedelsiz Tahsisine İlişkin Yönetmeliğin' 4628 sayılı Kanunla çelişen hükümleri yeniden düzenlenmelidir.

16.4 Proje Onayı ve Tesis Kabulü

Proje onayı ve tesis kabulü ile baraj güvenliği¹¹ ve buna ilişkin proje onayı ile kontrollük hizmetlerinin düzenlenmesi gerekmektedir.

Mevcut yapıda proje onayı işleminin hangi kuruluş tarafından yapılacağı açık olarak yasalarda belirtilmemişken, Bakanlık daha önceleri kamu kuruluşları tarafından yapılmakta olan, ardından mevcut sözleşmeler kapsamında kamu adına yapılan üretim tesislerinin kabullerini yapmak üzere bir yönetmelik çıkarmış ve bu yönetmelik hükümlerine göre de bir uygulama yapmış ve yapmaya da devam etmektedir.

Diğer taraftan Bakanlık, yaptığı proje onayı ve tesis kabulü uygulamalarında yeterli kadrosu bulunmadığından, bağlı ve ilgili kuruluşlarını görevlendirmektedir.

Bakanlık tarafından oluşturulan bu sistemin, piyasa yapısında iletim tesisleri için TEİAŞ ve seçilen özelleştirme yöntemi dolayısıyla da TEDAŞ için uygulanmaya devam etmesi mümkün gözükmele birlikte, yeni kurulacak üretim tesislerinin projelerinin EÜAŞ tarafından onaylanması ve tesis kabulüne EÜAŞ personelinin de katılması, piyasada EÜAŞ'ın kabulünü yapacağı tesisi işletecek şirketin rakibi konumunda olması nedeniyle mümkün olmadığı değerlendirilmektedir.

Üretim tesislerinin yanı sıra, otoprodüktör tesislerinin de sayıları dikkate alındığında, bu işlemin Bakanlık tarafından gecikmeye neden olunmadan yürütülebilmesi de mümkün gözükmemektedir.

Proje onayı ve kabul işlemleri yanı sıra teknik denetim çalışmalarının, yapılacak bir yasal düzenleme yoluyla EPDK tarafından bağımsız teknik denetim şirketlerine yaptırılabilmesi sağlanmalıdır.

16.5 Termik Santral Potansiyeli

TMMOB Maden Mühendisleri Odası verilerine göre Türkiye linyit rezervlerinin yaklaşık % 46'sını oluşturan Elbistan Linyit Havzasında halen işletilmekte olan Elbistan Kışlaköy Açık İşletmesi rezervleri ile birlikte, ekonomik olarak üretilebilecek yaklaşık olarak toplam 4.3 milyar tona yakın linyit bulunmakta olup, bu rakam toplam 9450 MW gücünde bir termik santral portföyüne karşılık gelmektedir.

Elbistan linyit rezervleri kalori olarak, 486 milyar metre küp doğal gaza karşılık gelmektedir. Yine doğal gaz ile mukayese edildiğinde, elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanılan linyitin maliyeti TKİ verilerine göre 67.3 \$/1000 m³ iken, doğal gazın yakıt olarak maliyeti BOTAŞ verilerine göre 280 \$/1000 m³ civarındadır. Dolayısıyla, linyitin

¹¹ dam safety yerine kullanılmıştır.

yakıt olarak maliyeti, doğal gazın yaklaşık dördte biri oranındadır. Bu durumda, Elbistan havzasının doğru bir planlama yapılarak değerlendirilmesiyle, ülkemiz toplam 60 milyar dolar mertebesinde bir tasarruf sağlayabilecektir.

Afşin-Elbistan'da bulunan linyit yatakları ısıl değerlerinin düşük olmasına ve yüksek nem oranlarına rağmen, gerek bilinen rezervin büyüklüğü ve gerek tesis, gerekse işletme döneminde ihtiyaç duyulacak çalışan sayısı dikkate alındığında mutlaka değerlendirilmek durumundadır.

Diğer taraftan, Elbistan linyitlerinin özelliklerinden dolayı, Dünya uygulamalarında sıkça görülmeyen bir kazan ve yardımcı tesisler tasarımına gerek bulunmaktadır.

Bilindiği üzere Afşin A termik santrali, kısa bir dönem boyunca tesis projesinde öngörülen üretim değerlerini tutturabilmişse de, bu çalışma dönemi, bir türbinin kaybı ile sonuçlanmıştır. Bunun yanı sıra, halen işletmede olan Afşin B santralının performansını sürekli test edebilecek şartlar da henüz oluşmamıştır.

Bu noktada değinilmesi gereken bir diğer husus, Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışına İlişkin Kanunun Geçici 2'nci maddesinin (e) bendidir.

Söz konusu bent, yaşanacak bir çevre sorununu haber vermekte olup, bentte yer alan "İhale kapsamındaki santraller için, Endüstri Tesislerinden Kaynaklanan Hava Kirliliğinin Kontrolü Yönetmeliğinde belirlenen emisyon sınır değerlerini sağlamak kaydıyla, Hava Kalitesinin Korunması Yönetmeliğinde belirlenen hava kalitesi sınır değerleri, projenin uygulanmasına imkan verecek şekilde Çevre ve Orman Bakanlığınca yeniden belirlenir." hükmü, bugünkü teknoloji ile yapılacak santralin hava kalitesi sınır değerlerini karşılamasının mümkün olmadığını ikrar eder bir mahiyet arz etmektedir.

Hava kalitesi sınır değerlerini ya da geniş anlamda çevre mevzuatının şartlarını karşılamayan bir uygulama, ileride yapılacak başvurular neticesinde ihalelerin iptali için ciddi bir gerekçe teşkil edebileceğinden, daha tasarım aşamasında çevre ile ilgili hususlarda gereken önlemlerin mutlak surette alınması gerekmektedir.

16.6 Rüzgar Santrali Seçim Kriterleri

Alınan son başvurular ile EPDK'da değerlendirilmeyi bekleyen rüzgar enerjisine dayalı çok büyük bir sayıda başvuru bulunmaktadır. Diğer taraftan, bu başvuruların büyük bir çoğunluğunun, aynı bölge ve aynı kaynak kapsamında olduğu ve aynı trafo merkezlerini ilgilendirdiği tahmin edilmektedir.

EPDK'nın, çıkaracağı mevzuat yoluyla birden fazla tüzel kişi arasında seçim yapabilme olanağının son derece kısıtlı olduğu tahmin edilmektedir. Ayrıca, daha önce hidroelektrik amaçlı lisans başvuruları için izlenen yöntemin Danıştay kararıyla durdurulduğu da ortadadır.

Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi kurmak üzere yapılmış veya yapılacak olan lisans başvuruları kapsamında, birden fazla tüzel kişinin aynı bölge ve/veya aynı trafo merkezi için başvuruda bulunması ve EPDK tarafından yapılan inceleme ve değerlendirme sonucunda da lisans almak için gerekli koşulları sağlayan birden fazla tüzel kişinin olması durumunda, lisans alabilecek tüzel kişinin TEİAŞ tarafından azami bağlantı kapasitesinin bildirilmesini takiben EPDK tarafından düzenlenecek ihale yoluyla belirlenmesi için 4628 sayılı Kanunda gerekli değişiklikler yapılmalıdır.

Bu kapsamda elde edilecek gelirin ise, bir fon oluşturulması yoluyla yenilenebilir enerji kaynaklara dayalı üretim tesislerinin finansmanında kullanılması mümkün görülmektedir.

Bunun yerine, Dünya Bankasının yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinin teşviki amacıyla Türkiye Sınai ve Kalkınma Bankası ve Türkiye Kalkınma Bankası vasıtasıyla uyguladığı sisteme benzer bir sistemin uygulanabileceği düşünülmektedir.

Bu amaçla, ihale sonucu elde edilen gelirin söz konusu bankalarda açılacak bir hesapta toplanması ve yenilenebilir kaynaklara dayalı üretim tesisi kurmak isteyen tüzel kişilere düşük faizli kredi olarak kullandırılması uygun olacaktır.

16.7 Teşvikler

Serbest bir piyasada yatırım ortamının piyasaya girişleri cazip kılabilmesi için birinci etkeni piyasa fiyatları oluştururken, teşvik nitelikli bazı düzenlemeler de yeni yatırım kararları üzerinde olumlu etki yaratmaktadır.

Bu kapsamda, olağanüstü hallerde arz güvenliğinin sağlanması açısından katkı sağlayan çok yakıtlı tesislerin sistem ihtiyaçlarına göre tesis edilmesini sağlayacak mekanizmaların geliştirilmesi, bazı üretim yatırımlarının sistem güvenliği açısından da ihtiyaç duyulan şekilde tesis edilmesini teşvik edecektir.

Diğer taraftan piyasa modelinin gerektirdiği piyasalara ilave olarak türev piyasalarının oluşturulması ise, yeni ticaret olanaklarının kullanılmasına imkân tanıyarak yatırımlar üzerinde ivmelendirici bir etki yaratacaktır.

16.7.1 Çok Yakıtlı Tesisler

İthal kaynaklarda dışa bağımlılığının yüksek seyrettiği ülkelerde, beklenmeyen dışsal etkenler nedeniyle genellikle belirli bir süreyle sınırlı olmak üzere arz güvenliğini tehdit eder boyutta kriz dönemlerinin yaşanması kaçınılmaz olmaktadır.

Bu gibi durumlarda, kritik noktalara tesis edilmiş ikincil yakıtlı üretim tesislerin varlığı ve bu tesislerin emreamade olması, bu kritik sürecin olumsuz etkilerinin asgariye indirilmesinde katkı sağlamaktadır.

Her ne kadar serbest bir piyasada yatırımcıların piyasaya ne şekilde girecekleri kendi inisiyatifleri doğrultusunda şekillense de, yatırım kararlarının sistem ihtiyaçlarını da karşılayacak şekilde yönlendirilmesi, serbest piyasa koşullarını bozmayan bir teşvik uygulaması olarak kabul edilmektedir.

Bu çerçevede, ticari yan hizmetler anlaşmaları kapsamında kapasite kiralanmasına yönelik olarak yaptırılacak santrallerin bir kısmının gerek duyulan noktalarda çok yakıtlı olarak tesis ettirilebilmesinin mümkün olabileceği düşünülmektedir.

Bu konunun yan hizmet anlaşmaları kapsamında yer alması, olağanüstü durumlarda ikincil yakıtla geçilerek üretilecek enerjinin ihaleyle belirlenmiş şartlar dâhilinde satın alınmasına ve yansıtılmasına da imkân tanıyacaktır. Aksi halde, özellikle ikili anlaşmalar piyasasının gelişmesi paralelinde serbest piyasa koşullarında ikincil yakıtla geçilmesinin gerekli olduğu durumlarda oluşan maliyetin ne şekilde karşılanacağı konusu tartışmalara yol açacaktır.

16.7.2 Emisyon Ticareti

İklim değişikliği konusunda uluslararası nitelikli ilk girişim 1988 yılında Birleşmiş Milletler Çevre Programı ve Dünya Meteoroloji Örgütü'nün desteğiyle kurulan 'Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli'dir (IPCC).

Ardından, 1992 yılında Rio'da gerçekleştirilen Birleşmiş Milletler Çevre ve Kalkınma Konferansı'nda (Rio Zirvesi), 'İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi' (UNFCCC) imzaya açılmıştır.

Böylelikle de, ilk defa sözleşmeye taraf olan ülkeler için ulusal ve bölgesel farklılıklar dikkate alınmak suretiyle sera gazı emisyonlarının azaltılması konusunda çeşitli yükümlülükler getirilmiştir.

Devam eden süreçte, 1997 yılında Japonya'nın Kyoto şehrinde düzenlenen Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi kapsamında gerçekleştirilen Taraflar Konferansında, Kyoto Protokolü gündeme gelmiş, ancak Protokol, Rusya'nın 18 Kasım 2004 tarihinde katılımından sonra ancak 16 Şubat 2005 tarihinde yürürlüğe girebilmiştir.

Kyoto Protokolüne göre Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesinin EK1 listesinde yer alan gelişmiş ülkeler, 2008 ile 2012 yılları arasında sera gazı salınımlarını 1990 yılı seviyesinden ortalama % 5 aşağıya çekmek zorundadırlar. EK2 listesinde yer alan ülkelerin ise sera gazı salınımlarını azaltma yükümlülükleri bulunmamakla birlikte, her yıl sera gazı envanteri raporu vermeleri gerekmektedir.

Protokoldeki bir diğer önemli nokta, EK1 ülkelerinin sera gazı emisyonlarını azaltmaları için 'Esneklik Mekanizmaları'na yer verilmiş olmasıdır.

Esneklik mekanizmaları kapsamında;

- Ortak Yürütme Mekanizması¹²: EK-1 liste kapsamında yer almak kaydıyla emisyon hedefi belirlemiş bir ülkenin, emisyon hedefi belirlemiş bir diğer ülkede yatırım yapması halinde Emisyon Azaltma Kredisi¹³ kazanması ve kazanılan bu kredilerin toplam hedeften düşülmesi,
- Temiz Kalkınma Mekanizması¹⁴: Emisyon hedefi belirlemiş bir ülkenin, emisyon hedefi belirlememiş az gelişmiş bir ülke ile işbirliğine giderek, o ülkede sera gazı emisyonlarının azaltımına yönelik projeler gerçekleştirilmesi halinde Sertifikalandırılmış Emisyon Azaltma Kredisi¹⁵ kazanması ve bu değerlerin toplam hedeften düşülmesi,
- Emisyon Ticareti: Sera gazı emisyonunu belirtilen hedeften daha fazla azaltan bir EK1 ülkesinin gerçekleştirdiği bu ek indirimi, başka bir taraf ülkeye satabilmesi,

gibi mekanizmalar yer almaktadır.

Emisyon ticareti, piyasa tabanlı iktisadi bir araç olması bakımından önemli olup, bu uygulamanın temelinde, kirlilik seviyesinin sabitlenmesi ve ticari kirletme kotaları vasıtasıyla sınırlı kirletmeye izin verilmesi prensibi yatmaktadır. Bu kapsamda bir piyasa enstrümanı olarak 'Ticaret Edilebilir Kirletme Permileri' de ortaya çıkmaktadır. Söz konusu permiler kota hakkının altında kirletme yapmış olanların kota sınırını aşmış olanlara bu hakkını satmasına imkân tanımaktadır.

Avrupa Birliği 2005 yılından itibaren dünyanın en geniş kapsamlı sera gazı emisyonu değişim sistemi olan Emisyon Ticareti Programını hayata geçirmiştir. AB uygulamasında, mevcut durum itibarıyla sadece CO₂ salınımları emisyon ticaretine konu edilirken, 2008 yılında farklı kirleticilerin de sisteme dahil edilmesinin planlandığına işaret edilmektedir.

UEA verilerine göre CO₂ salınımı açısından Türkiye'nin Dünya ülkeleri arasındaki yeri, aşağıdaki tabloda verilmektedir.

¹² Joint Implementation yerine kullanılmıştır.

¹³ Emission Reduction Unit yerine kullanılmıştır.

¹⁴ Clean Development Mechanism yerine kullanılmıştır.

¹⁵ Certified Emission Reductions

**Tablo 16.3 CO₂ Salınımı Açısından Türkiye'nin
Dünya Ülkeleri Arasındaki Yeri**

	1995	1999	2003
Toplam CO ₂ Salımı (Mt CO ₂)	25	23	23
CO ₂ /Nüfus (t CO ₂ /kişi)	80	75	76
CO ₂ /GSYİH (kg CO ₂ /95 USS)	63	60	59
CO ₂ /GSYİH (satın alma gücü paritesi) (kg CO ₂ /95 US\$)	81	55	65

Kaynak: IEA, 2005

Türkiye'nin UCTE kapsamında iletim sistemini AB ile senkron paralel hale getirmesi ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretimlerin Avrupa'ya ihracı için gerekli fiziksel altyapı tesis edilecek olmakla birlikte uluslararası emisyon ticareti ancak Kyoto Protokolünü imzalamış olan ülkeler arasında ya da bu ülkeler üzerinden yapılabilmektedir.

Diğer taraftan, emisyon ticaretine, Kyoto Protokolünü imzalamadan dâhil olmak için Gönüllü Emisyon Azaltım Anlaşması yapılması (VERPA) gerekmektedir. Gönüllü Emisyon Azaltımı, herhangi bir kanun veya düzenlemeyle getirilmiş bir zorunluluk olmaksızın bir kuruluşun kendi isteğiyle iklim değişikliğini önleme çabalarına aktif olarak katılmasıdır. Bu kapsamda Gönüllü Emisyon Azaltım pazarına ilişkin, sertifikalandırma, geçerlilik, emisyon permilerinin kullanımı ve karşılanması konularında kurallar ve düzenlemeler geliştirilmiştir. Temel olarak, bu kurallar Kyoto Protokolü'nün esnek mekanizmaları ve AB Emisyon Ticareti Direktifindeki kriterlerle ilişkilendirilmiştir. Bununla birlikte geliştirilen kurallar gönüllü emisyon azaltımı faaliyetleri için bağlayıcı nitelikte bir yasal çerçeve mahiyetinde değildir. Bu boşluğu doldurmak ve gönüllü karbon pazarına girişi sağlamak üzere itibar edilir ve basit kurallar setini içeren Gönüllü Karbon Standartları (VCS) oluşturulmuştur¹⁶. Benzer şekilde Gold Standartları da yaklaşık 40 sivil toplum örgütü tarafından kabul görmektedir¹⁷.

Dolayısıyla ülkemizde yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinin gönüllü emisyon ticaretine katılabilmeleri için, söz konusu standartlara uygun biçimde projelendirilip inşa edilmesi gerekmektedir. Son dönemlerde özellikle RES projelerinde bu yönde bir hareketlenme olduğu gözlenmektedir.

Diğer taraftan, emisyon ticareti ülkeler arasında olabileceği gibi, işletmeler arasında da yapılabilmektedir.

Bu uygulamadan yola çıkılarak Türkiye'de de iç piyasaya yönelik emisyon ticaretine imkan tanıyacak bir altyapının teşkil edilebilme imkanının değerlendirilmesi gereken bir seçenek olduğu düşünülmektedir. Bu tür bir altyapı oluşturulduğu takdirde, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinin finansmanı için ilave bir teşvik imkânı doğabilecektir.

¹⁶ www.dnv.com/binaries/voluntary%20emissions_tcm4-294596.pdf

¹⁷ www.zerogbg.com/voluntaryproject.html

Hava Kalitesinin Korunmasına ilişkin mevcut düzenlemelere göre ceza uygulamasını içeren bir mekanizmanın yerine, ulusal standartların üzerinde kirlilik yaratan işletmelerin temiz enerji üreten santrallerden ticarete konu edilebilir emisyon permisi satın almak suretiyle yükümlülüklerini karşılama yoluna gitmelerini sağlayacak bir mekanizma teşkil edilmelidir.

16.8 Teminatlar

Elektrik piyasasında sistem kullanım anlaşması, bağlantı anlaşması, lisans başvurusu, DUY kapsamındaki uygulamalar, enerji alım anlaşmaları gibi hemen her türlü işlem için teminat verilmesi gerektirmektedir. Bu teminatlar da doğal olarak piyasa katılımcıları üzerinde mali bir yük oluşturmakta ve dolayısıyla da elektrik enerjisi maliyetlerini artırmaktadır.

Diğer taraftan, teminatın en çok uzlaştırma uygulamalarında gerekli olduğu açıktır. Bu uygulamalarda ödemeler enerji alınıp tüketildikten birkaç hafta sonra yapıldığından, teminat alınmadan işlem yapmanın riski çok yüksektir.

Dengeleme ve uzlaştırma sisteminde teminat öngörölmüş olmakla birlikte, piyasa katılımcılarının içerisinde en yüksek teminatı piyasada faaliyet gösteren kamu kuruluşlarının vermesi gerektiğinden ve bu kuruluşlar da, söz konusu ilave maliyetleri fiyatlarına yansıtmadıklarından, teminat mekanizmasına işlerlik kazandırmak mümkün olamamaktadır.

Elektrik piyasasında talep edilen teminatların her bir anlaşma veya sözleşme için ayrı ayrı verilmesi yerine, tüm talepleri tek bir kaynaktan karşılamak üzere, verilen teminatların toplamından daha düşük bir miktarın, ortak bir teminat mekanizmasında tutulması için gerekli olan düzenlemeler yapılmalıdır.

Bununla birlikte, yukarıda değinildiği üzere, DUY'da yapılacak kapsamlı revizyon sonucunda, saatlik uzlaştırma ve gün öncesi piyasa uygulamasının başlatılması ve uzlaştırmanın da haftalık olarak gerçekleştirilmesi paralelinde, bu kapsamdaki teminat miktarının da ciddi ölçüde düşeceği değerlendirilmektedir.

Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği kapsamında da, üretim faaliyetinde bulunmak üzere yapılan lisans başvurularında, MW cinsinden beher kurulu güç başına Kurul kararı ile belirlenen tutarda, Kuruma muhatap düzenlenmiş ve Kurul kararı ile belirlenen örneğe uygun banka teminat mektubu sunulması, lisans başvurusunun

uygun bulunması halinde de teminat miktarını Kurul tarafından belirlenen miktara artırması düzenlenmiştir.

Kurum tarafından yayımlanan teminat mektubu örneğinde ise, “*Şirketin, elektrik piyasasına ilişkin kanun, yönetmelik, tebliğ, şartname, lisans ve ilgili diğer mevzuat hüküm ve şartları uyarınca, lisansa konu üretim tesisinin geçici kabulünü tamamlayarak Kuruma tevsih etmemesi veya herhangi bir nedenle lisansının sona erdirilmesi veya lisansının iptali halinde*” teminatın nakde çevrileceği kayıtlıdır.

Diğer taraftan, Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinin 16 ncı maddesinin üçüncü fıkrasında:

“... üretim, otoprodüktör grubu ve yerli doğal kaynaklar ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı otoprodüktör lisansları kapsamındaki tesis tamamlanma süresinin yarısını aşan bir gecikme olması veya Kuruma sunulan ilerleme raporlarının inceleme ve değerlendirilmesi sonucu; tesis tamamlanma süresinin yarısını aşan bir gecikme dikkate alındığında dahi tesisin gerçekleştirilmesinin imkansız olduğunun anlaşılması halinde, Kurul kararı ile lisans iptal edilebilir. Diğer enerji kaynaklarına dayalı otoprodüktör lisansları kapsamındaki üretim tesisleri için gecikme için öngörülen süre iki katı olarak uygulanır”

hükümleri yer almaktadır.

Bu hükmün uygulanmasında, lisansta yer alan tesis tamamlanma tarihi aşıldığında, tesisin kullanılacak ilave sürede tamamlanamayacağı kesin değilse, tesis tamamlanma süresinin yarısı kadar daha süre kullanılmaktadır. Söz konusu hüküm yönetmelikte yer aldığından, bu sürenin kullanılması konusunda Kurul kararı alınmamakta ve yeni tesis tamamlanma tarihi lisansa derç edilmemektedir.

Yapılan uygulama ile teminat mektubunda yer alan ifade birlikte değerlendirildiğinde, ilave süre kullanılması durumunda, kullanılan ilave süre lisansta yer almadığından, teminat mektuplarının nakde çevrilmesi gündeme gelebilecektir. Teminat mektuplarının inşaatı sürmekte olan ve ilave süreyi kullanan üretim tesisleri için de verilmiş olduğu değerlendirildiğinde, bu husus Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinde açıkça düzenlenmelidir.

B Ö L Ü M

TARİFE DIŞI UNSURLARIN YAPILANDIRILMASI

17. TARİFE DIŞI UNSURLARIN YAPILANDIRILMASI

3093 sayılı TRT gelirleri Kanununun 4'üncü maddesinin (c) bendi uyarınca her yıl, nihai tüketiciye satılan enerjiden elde edilen gayri safi satış hasılatının (katma değer vergisi hariç, tüm fon, vergi ve paylar dahil) % 2'si tutarındaki payın, Türkiye Radyo Televizyon Kurumuna (TRT) intikal ettirilmesi gerekmektedir.

Diğer taraftan, Hükümetimizin 2008 Yılı Programında yer alan Politika Öncelikleri ve Tedbirleri arasında, *"TRT'nin kamu hizmeti yayıncılığı kapsamındaki rolünün belirlenerek yeniden yapılandırılması ve sağlıklı bir mali yapıya kavuşturulması amacıyla, 2954 sayılı kanunda gerekli değişiklikler yapılacaktır. Yapılacak düzenlemelerde, Kuruluşun Anayasal özerkliğini zedelemeyecek, ancak hesap verilebilirliği tesis edecek bir yapının oluşturulmasına önem verilecektir"* denilmektedir.

Bu kapsamda, önümüzdeki dönemde elektrik enerjisi satışından elde edilen gelirden TRT'ye aktarılan payın düşürülebileceği gibi bir kestirim yapılabilmekle birlikte, esasen elektrik satış fiyatları üzerinde gereksiz bir mali yük oluşturan bu uygulamanın; 4628 sayılı Kanunun 13'üncü maddesinde, fiyat yapısı içinde söz konusu tüzel kişinin piyasa faaliyetleri ile doğrudan ilişkili olmayan hiçbir unsurun yer alamayacağı hükmü çerçevesinde tamamen kaldırılması gerekmektedir.

Zira bu tür bir uygulamayla elektrik enerjisindeki talebin artmasına paralel olarak TRT'ye aktarılan mali kaynak giderek büyümekte ve çağımızın gerekleri ile asla uygun düşmeyen bu destekleme uygulamasına bir son verilememektedir.

Elektrik enerjisi satışından elde edilen gelirden TRT'ye pay aktarılması şeklindeki uygulamaya kesinlikle son verilmelidir.

Nihai tüketiciye fatura edilen toplam bedellerin içerisinde % 1 oranında Elektrik Enerjisi Fonu, sanayi aboneleri için yüzde % 1 ve diğer aboneler için yüzde % 5 oranında Belediye Tüketim Vergisi, % 2 oranında TRT payı ve % 18 oranında da Katma Değer Vergisi bulunmaktadır.

Dolayısıyla elektrik fiyatları üzerinde abone grubuna göre değişmek üzere, % 22 ila % 26 oranında yansıyan ilave bir mali yük bulunmaktadır.

AB ülkelerinde ise tüketici tarafındaki fiyatlar üzerinde yer alan ilave mali yüklerle bakıldığında bu fiyat arttırıcı kalemlerin 'tüetime göre tahsil edilen çevre vergileri', 'tüetimle ilişkili diğer vergiler' ve 'katma değer vergisinden' oluştuğu görülmektedir¹⁸.

¹⁸ Euroelectric

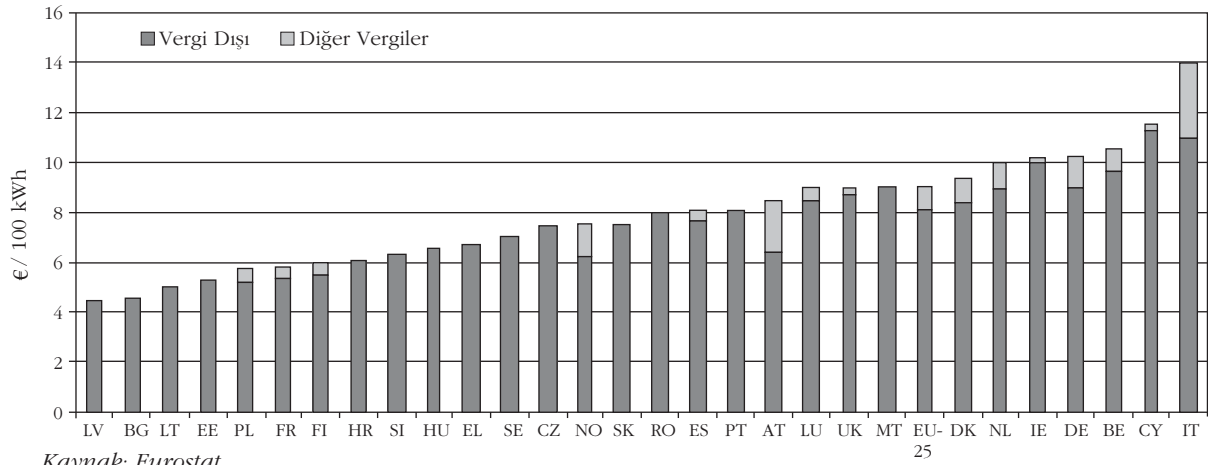
Ülkemizde ise, yukarıda ifade edildiği gibi, elektrik enerji sektörüyle hiç bir şekilde ilgisi bulunmayan kurum ve kuruluşlara kaynak oluşturmak üzere Belediye Tüketim Vergisi ve TRT Payı gibi uygulamalar yapılmakta ve dolayısıyla elde edilen gelirler de, sektörün içerisinde değerlendirilememektedir.

AB uygulamaları kapsamında vergilerin nihai tüketici fiyatları içerisindeki oranlarına bakıldığında ise, mesken aboneleri için bu oranın en düşük olduğu ülkelerin sırasıyla % 4.7 ile Malta ve % 4.8 ile İngiltere olduğu, en yüksek oranın ise % 56.4 ile Danimarka'da uygulandığı görülmektedir.

Aynı kapsamda AB üyesi 9 ülkede sanayi müşterilerine katma değer vergisi dışında herhangi bir vergi tahakkuk ettirilmezken, en yüksek vergi oranı % 25 ile Avusturya'da bulunmaktadır.

1 Temmuz 2006 verilerine göre AB ülkelerinde sanayi abone grubu elektrik enerjisi fiyatları içerisindeki vergi oranlarını gösteren şekil aşağıda yer almaktadır.

Şekil 17.1 AB Ülkelerinde Sanayi Aboneleri İçin Fiyat Yapısı



Kaynak: Eurostat

Elektrik Enerjisi Fonu 3.7.2001 tarihli ve 4684 sayılı Kanun ile yürürlükten kaldırılmış; ancak, % 1 oranındaki fon kesintisinin tüketicilerden tahsil edilmesine de devam olunmuştur.

Halen uygulanmakta olan fon kesintileri, bir gelir kalemi olarak bütçeye katkı sağlamaktan öte hiçbir anlam ifade etmemektedir.

Fon katkı payı adı altında yapılan uygulama da, esasen dolaylı olarak bir vergi uygulamasına dönüşmüş olup, kaldırılması gerekmektedir.

B Ö L E M

İTHALAT

18. İTHALAT

Komşu ülkelerle oluşturulmuş güçlü enterkoneksiyonların varlığı, talepteki değişime bağlı olarak arzda bir daralma olduğunda ithalat veya enerji fazlası durumunda ihracat yapılabilmesine olanak tanıyarak, gerek arz güvenliği açısından, gerekse yatırımların rasyonel bir şekilde değerlendirilmesi bakımından esneklik sağlamaktadır.

Özellikle ekonomik istikrarın kırılgan olduğu ve buna bağlı olarak elektrik enerjisi talebinin değişkenlik gösterdiği gelişmekte olan ülkelerde, talep tahmini hedefinden sapmalara sıklıkla rastlanmaktadır. Bu itibarla, ihtiyaç duyulduğu anda emreamade olacak şekilde komşu ülkelerle kurulmuş güçlü bir enterkonneksiyon altyapısı, bu ülkeler için ayrıca önem taşımaktadır.

Her ülkenin birincil enerji kaynak rezervleri birbirinden farklılık göstermekte, uygulanan enerji politikaları çerçevesinde kurulu kapasite kompozisyonu da ülkeden ülkeye değişmektedir. Bu durumda sadece ulusal şebeke olanakları ile diğer sistemlerden izole olarak çalışan bir şebeke altyapısına sahip olan ülkeler, aynı zamanda kaynak kullanımını açısından da kendi olanaklarıyla sınırlandırılmış olacaktırlar.

Oysa farklı üretim kaynaklarının birbirleriyle uyumlu bir sistem dahilinde işletilebilmesine imkan tanıyan entegre bir iletim sistemi altyapısının mevcudiyeti, aynı zamanda kaynak optimizasyonu yapılmasına da olanak vererek arz güvenliğine katkı sağlayacaktır.

Nitekim AB'nin arz güvenliği kapsamında titizlikle uygulamaya koymuş olduğu önlemlerden birisi, AB ülkeleri arasındaki iletim altyapısından güçlendirilmesi ve bundan kaynaklanan darboğazların süratle giderilmesidir. Zira güçlü enterkoneksiyonlar, kaynak optimizasyonunun yanı sıra elektrik enerjisi ticaretinin gelişmesine ve emisyon ticareti gibi farklı piyasa araçlarının sisteme dahil olmasını da olanaklı kılmaktadır.

Bu kapsamda Türkiye ulusal elektrik iletim sisteminin AB iletim sistemiyle senkron paralel çalışmasını imkan tanıyacak entegrasyon çalışmaları UCTE tarafından yürütülmektedir. 2005 yılının Eylül ayında başlatılan çalışmanın sonuçlarının 2007 başında alınması öngörülmüş olmakla birlikte, AB şebekesi ile senkron paralel bağlantı henüz gerçekleşmemiştir.

UCTE kapsamındaki şartlara ulusal iletim şebekesinin entegre olmasıyla birlikte, AB ile kısa dönemde 2,000 MW'lık, 2030 yılına kadar ise 5,000 MW'lık bir enerji alışverişi imkanı doğmuş olacaktır.

18.1 Bölgesel Entegrasyonlar

Bölgesel entegrasyonlar kapsamında ülkemiz açısından alternatif oluşturan çok sayıda proje bulunmaktadır.

Bu projelerden biri de, Akdeniz ülkelerinin iletim şebekelerinin birbirine entegre olmasını sağlayacak olan Med-Ring projesidir.

Med-Ring projesi kapsamında Türkiye'nin yanı sıra Fransa, İspanya, Fas, Tunus, Cezayir, Mısır ve yakın ortadoğu ülkelerinin iletim şebekelerinin birbirine bağlanması söz konusudur.

Ayrıca; uluslararası entegrasyonlar kapsamında Rusya, Romanya, Ukrayna, Bulgaristan, Türkiye ve Gürcistan üzerinden gerçekleştirilecek bir Karadeniz Elektrik Ringi projesi kapsamındaki çalışmalar da sürdürülmektedir.

Türkiye iletim şebekesinin komşu ülkelerle olan mevcut asenkron bağlantıları ve hat kullanım kapasitelerine ilişkin bilgiler aşağıda yer almaktadır.

- 1) Babaeski (Türkiye) - Maritsa East (Bulgaristan) ve Hamitabat Maritsa East (Bulgaristan) hattı:
 - a) Ünite yönlendirme metodu dahilinde 550 MW'lık ithalat ve 700 MW'lık ihracat.
 - b) İzole bölge besleme yöntemi ile Bulgaristan sistemindeki teknik olarak ayrılabilir bölgenin yükü ile sınırlı olmak üzere ithalat.
 - c) UCTE kapsamında gerekli koşulların sağlanması durumunda senkron paralel çalışma.
- 2) Hopa - Batum (Gürcistan) hattı:
 - a) Ünite yönlendirme metodu dahilinde 150 MW ihracat ve ithalat.
 - b) İzole bölge besleme yöntemi ile 75 MW ihracat ve ithalat.
- 3) Kars - Gümrü (Ermenistan) hattı: Teknik ve politik nedenlerle kullanılmamaktadır.
- 4) Iğdır - Babek (Nahcivan) hattı: Ünite yönlendirme yöntemi sınıra yakın üretim birimi olmadığı için kullanılamamakla birlikte, izole bölge besleme yöntemi ile 50 MW'lık ihracat olanağı TETAŞ tarafından kullanılmaktadır.
- 5) Doğubeyazıt - Bazargan (İran) hattı: Ünite yönlendirme yöntemi sınıra yakın üretim birimi olmadığı için kullanılamamakla birlikte, izole bölge besleme yöntemi ile ihracat için net transfer kapasitesi, İran elektrik sisteminde teknik olarak ayrılabilir bölgenin teknik bilgilerinin verilmesi durumunda belirlenebilecektir.

- 6) Başkale Khoy (İran) hattı: Ünite yönlendirme yöntemi ile 105 MW ithalat (70 MW TETAŞ tarafından kullanılmaktadır) ve 150 MW ihracat (izole bölge besleme yöntemi ile ithalat teknik kısıtlar nedeniyle mümkün değildir).
- 7) PS3 Zakho (Irak) hattı: 200 MW'lık kapasitenin halen kullanılıyor olması nedeniyle ünite yönlendirme veya izole bölge besleme yöntemi ile ithalat ve ihracat mümkün değil.
- 8) Birecik Aleppo (Suriye) hattı:
 - a) Ünite yönlendirme yöntemi ile maksimum 440 MW ihracat ve 230 MW ithalat (halen bu hat Birecik Hidroelektrik Santralından ünite yönlendirilmesi yöntemi ile Suriye'ye elektrik enerjisi ihracatı için TETAŞ tarafından kullanılmaktadır).
 - b) İzole bölge besleme yöntemi ile ihracat için net transfer kapasitesi, Suriye elektrik sisteminde teknik olarak ayrılabilir bölgenin teknik bilgilerinin verilmesi durumunda belirlenebilecektir.
- 9) Babaeski - Filippi (Yunanistan) hattı:
 - a) Ünite yönlendirme yöntemi ile ihracat Hamitabat santralından 180 MW'lık ünitenin yönlendirilmesiyle gerçekleştirilmektedir. İthalat ise Yunanistan tarafındaki santrallerin rüzgâr santrali olması nedeniyle mümkün değildir.
 - b) Senkron paralel çalışmaya geçilebilmesi için Yunanistan tarafındaki hattın tamamlanması gerekmektedir.

Görüldüğü üzere, Türkiye'nin komşu ülkeler ile asenkron bağlantıları mevcuttur. Ancak gerek ünite yönlendirme, gerekse izole bölge çalışma yöntemleri birçok teknik kısıtlar içermekte, söz konusu hatlar üzerinden çift yönlü bir enerji alışverişi mümkün olmamaktadır.

Bu itibarla, UCTE kapsamında AB ile entegrasyon sağlanması kadar, diğer komşu ülkelerle enerji ticareti imkanlarının gelişmesine imkan tanıyacak bağlantıların yapılması da önem taşımaktadır.

Söz konusu bağlantıların belirli bir öncelik sıralaması yapılmak ve UCTE şartlarına uygunluğun da tesis edilmesini sağlayacak şekilde çift yönlü DC bağlantılar tesis edilmek suretiyle güçlendirilmesi uygun olacaktır.

¹⁹ back-to-back yerine kullanılmıştır

B Ö L Ü M

YÖNETİŞİM MEKANİZMALARININ TESİSİ

19. YÖNETİŞİM MEKANİZMALARININ TESİSİ

EPDK'nın, kendisine kanunlarla verilen görev ve sorumlulukların gereğini piyasa ihtiyaçlarını karşılayacak şekilde yerine getirebilmesi için piyasa katılımcılarının düzenleme süreçlerine daha etkin ve aktif olarak katılımı sağlamak üzere usul ve esasları yasal zeminde oluşturulmuş bir yönetim mekanizmasına da ihtiyaç duyulmaktadır.

Yukarıda daha önce değinildiği üzere, 4628 sayılı Kanun çerçeve nitelikli bir kanun olup, uygulamaya ilişkin detayların ikincil mevzuat ile düzenlenmesini öngörmüştür. Kanunun 4'üncü maddesinin üçüncü fıkrasında ise, "Kurum, Kurul kararıyla bu Kanun hükümleri uyarınca çıkaracağı yönetmelikleri, piyasada faaliyet gösteren tüzel kişilerin ve ilgili kurum ve kuruluşların görüşlerini alarak hazırlar" hükmüne yer verilmiştir.

Bu kapsamda, EPDK tarafından elektrik piyasasına ilişkin ikincil mevzuat olarak çıkarılmış 16 adet yönetmelik ve bunları tamamlayıcı nitelikte 12 adet tebliğ bulunmakta olup, söz konusu ikincil mevzuat, uygulamadan kaynaklanan sorunların çözümlenmesi, piyasa yapısının geliştirilmesi amacıyla yönelik olarak ve birincil mevzuattaki değişikliklerin de yansıtılmasını sağlayacak şekilde sürekli güncellenmektedir.

Ancak bununla birlikte, ikincil mevzuata ilişkin bu güncellemeler, mevcut yapıda piyasa katılımcılarının görüşlerinin tartışılarak mutabakata bağlandığı bir 'yönetişim mekanizması' yoluyla değil, EPDK tarafından taslak mevzuat metinlerinin kamuoyu görüşüne açılması suretiyle gerçekleştirilmektedir. Dolayısıyla, mevzuat taslaklarına ilişkin olarak gelen görüşler genellikle piyasa katılımcılarının kendi faaliyet alanlarında karşılaştıkları sorunlarla sınırlı kalmakta, piyasanın gelişmesine katkı koyacak şekilde bütünsel bir bakış açısını yansıtamamaktadır.

Diğer taraftan, gelen görüşlerin EPDK tarafından ne şekilde ele alınarak değerlendirildiği ve hangi gerekçelerle dikkate alındığı ya da alınmadığı konusunda kamuoyunun bilgilendirilmesine ilişkin bir mekanizma da bulunmamaktadır.

Düzenleyici risklerin asgari düzeye indirilebilmesini sağlamak üzere, çerçevesi mevzuatla açık ve net bir şekilde çizilmiş olan şeffaf bir güncelleme prosedürüne gereksinim duyulmaktadır.

Dünya genelinde, ikincil mevzuatın geliştirilmesi ve güncellenmesine ilişkin yönetim mekanizmaları kapsamındaki bazı modellere aşağıda yer verilmiştir.

Piyasa Katılımcıları Değerlendirme Kurulu (PKDK): Bu modelde, üretim şirketleri, iletim şirketi, dağıtım şirketleri ve tedarikçileri temsil eden örgütler ile tüketici örgütleri ve diğer ilgili tarafların ikincil mevzuatı birlikte geliştirmeleri ve güncellemeleri söz konusudur.

Diğer taraftan, Dünya Bankası tarafından hazırlanan bir rapora²⁰ göre bu modelinin en yaygın kullanılan model olduğu; ancak bu modelin aşağıdaki dezavantajlarının bulunduğu ifade edilmektedir:

- Etkin bir karar alma mekanizmasından giderek uzaklaşan kalabalık ve sorunlu kurulların oluşma olasılığı bulunmaktadır.
- Katılımcıların oy hakları, olması gerektiği şekilde ayarlanamadığı takdirde, oluşan yapının bağımsızlığı konusundaki kuşkular zaman içerisinde artmaktadır.
- İkincil mevzuattaki kural değişiklikleri, ilgili tarafların çıkarları ile ilişkili olduğundan, piyasa yapısına uymayan kurulların önerilmesi ve bunda ısrar edilmesi, güncelleme sürecini sekteye uğratabilmektedir.
- Sürecin sürdürülme maliyeti, bazen beklenenin çok üzerinde bir maliyet olarak gerçekleşebilmektedir.
- Ayrıca, potansiyel yeni tarafların sisteme katılımına izin verecek değişikliklerin yapılmasında da güçlükler yaşanmaktadır.

Çeşitli ülkelerdeki deneyimler, bu yöntemin güçlü çıkar gruplarının, sektörün yararına olan birtakım kararları veto edebilmelerine imkan sağladığını ve tüketicilerin aleyhine sonuçlar doğurabilecek kararların çıkabildiğini de göstermektedir.

Tüketiciler Değerlendirme Kurulu (TDK): Bu modelde ise, kamu yararı çerçevesinde hareket etmek üzere tüketici gruplarını temsil eden örgütlerden müteşekkil bir kurulun oluşturulması ve yine ikincil mevzuatın geliştirilerek güncellenmesi işlevine katkı sağlanması söz konusudur. Katılım sağlayan tüketici örgütleri, çeşitli tipte sanayi veya ticarethane tüketicilerini ve mesken tüketicilerini temsil edenler arasından seçilmektedir. Bununla birlikte, hemen belirtmek gerekirse, bu model yaygın olarak kullanılmamakta olup, modelin tüm unsurlarıyla uygulandığı bir ülke de bulunmamaktadır.

İki Kademeli Kurul: Bu model, yukarıda açıklanan iki kurulun bir tür birleşimi olup, karar mekanizmasında TDK, PKDK'nın üstündedir. Bu model, Victoria (Avustralya), İngiltere ve bazı ABD eyaletlerinde uygulanmaktadır.

Yukarıda değinilen modellerin, gerek ülkemizde sivil toplum örgütlenmesinin ulaşmış olduğu seviye itibarıyla ve gerekse henüz gerçek anlamda bir 'piyasa'nın oluşmamış bulunduğu dikkate alındığında, birebir olarak uygulanabilirliklerinin bulunmadığı düşünülmektedir.

²⁰ "Governance and Regulation of Power Pools and System Operators: An International Comparison (Elektrik Havuzları ve Sistem İşletmecilerinin Düzenlenmesi: Uluslararası bir Karşılaştırma)", Dünya Bankası Teknik Yayın no. 382.

Bu nedenle, Türkiye için uygulanabilir bir model olarak aşağıda açıklanan bir Piyasalar İzleme ve Değerlendirme Komisyonunun (PİDK) oluşturulması suretiyle bir yönetim mekanizmasının teşkil edilebileceği değerlendirilmektedir.

Bu kapsamda oluşturulacak mekanizmanın çerçevesini esas itibarıyla 4628 sayılı Kanundaki yetki ve görevlendirmeler oluşturmaktadır. Bu nedenle, konuyla doğrudan ilgili kurum ve kuruluşlara bırakılan bazı düzenlemeler dışında elektrik piyasasına ilişkin bütün düzenlemelerin EPDK tarafından hazırlanması gerekmektedir. Bu itibarla, PİDK'nin görev ve yetki alanının, mevcut ikincil düzenlemelere ilişkin değişiklik ve/veya ilave madde önerilerinde bulunmakla sınırlı olabileceği düşünülmektedir.

Bu kapsamda, PİDK'daki üye dağılımının, piyasa katılımcılarının sayısı ve nitelikleri göz önüne alınarak belirlenmesinin en uygun seçenek olduğu değerlendirilmektedir. Oy hakkı kuralları başta olmak üzere, PİDK'nin tüm mekanizmalarının, esnekliği ve karar almada etkinliği sağlamaya yönelik olarak geliştirilmesi ve böylece büyük şirketler başta olmak üzere birtakım çıkar gruplarının Komisyonu yönlendirmesine izin verilmemesinin sağlanması büyük önem taşımaktadır.

Ayrıca, yönetim mekanizması kapsamına, ikincil mevzuata ilişkin olarak hangi yönetmeliklerin dâhil olacağı ve faaliyet alanlarına göre hangi piyasa katılımcılarının hangi yönetmeliklerin güncellenmesinde söz sahibi olabilecekleri de ortaya konulmalıdır. Buna göre, PİDK bünyesinde, alt komiteler de dahil olmak üzere komiteler oluşturulmalı ve piyasa katılımcıları tarafından komitelere temsilci atanmalıdır.

Her bir piyasa katılımcısının ayrı ayrı temsil edilmesi, gerek Komisyon ve gerekse komite ya da alt komitelerde üye sayısının çok ciddi ölçüde artmasına yol açacağından, faaliyet bazlarına göre piyasa katılımcılarının çatı örgütler oluşturmak suretiyle sürece katılmalarının ve komite çalışmalarında piyasa katılımcılarını temsil yetkisini haiz sivil toplum örgütlerinin yer almasının uygun olacağı değerlendirilmektedir.

Komite ve alt-komite çalışmaları çerçevesinde PİDK tarafından geliştirilen öneriler onay için EPDK sunulmalı ve söz konusu öneriler EPDK tarafından incelenerek onaylanmalıdır. Diğer taraftan, EPDK'ya sunulan önerilerden EPDK tarafından reddedilenler veya değişiklik yapılarak kabul edilenlerin gerekçeleri de açıklanmalıdır. Sürecin kamuyoyunun bilgisine açık bir şekilde gerçekleştirilmesi şeffaflığın tesis edilmesi bakımından önem taşıyacaktır.

PİDK'da temsil ve oy dağılımının belirlenmesinde aşağıdaki gibi soruların cevaplanmasının gerekeceği düşünülmektedir:

- PİDK'nın önerilerinin basit çoğunluk, mutlak çoğunluk ya da oybirliği esas alınarak mı karara bağlanacağı?
- Oy dağılımının piyasa payı büyüklükleri ile orantılı mı olacağı?
- Birden fazla piyasa faaliyeti ile iştirak eden tüzel kişilerin oy haklarının ne şekilde belirleneceği?

PİDK'yı oluşturan üyelerin tüm piyasa katılımcılarını ve ilgili tarafları temsil etmesi gerekmektedir. PİDK içerisindeki oy dağılımı konusundaki ilkeler, piyasa katılımcılarının PİDK'da kendilerini temsil edecek üyeleri seçerken de geçerli olmalıdır.

Oylamada mutlak çoğunluğun aranması, basit çoğunluk ile karar alınan bir sisteme göre kuralların çok sık değişmesinin önlenmiş olması bakımından avantaj sağlamaktadır.

Oy ağırlıklarının piyasa payı büyüklüğü ile orantılı olması büyük şirketlerin hakim durumlarından faydalanmaları için fırsat yaratacağından her bir üye için bir oy ilkesinin tercih edilmesinin uygun olacağı değerlendirilmektedir.

Birden fazla piyasa faaliyetinin gösterilmesi halinde (dağıtım ve perakende satış) tüzel kişi bazında tek oy hakkı veya iki oy hakkının verilebileceği değişik uygulamalar bulunmakta olup, bu aşamada bir öneride bulunulamamaktadır.

Yönetişim mekanizmasının oluşturulmasıyla birlikte, sadece EPDK tarafından hazırlanan taslak düzenlemelerin kamuoyu görüşüne açılması şeklindeki mevcut uygulamadan farklı olarak, PİDK tarafından oluşturulan mevzuat değişiklik önerilerinin de EPDK'ya gönderilerek işleme tabi tutulabilmesi ve bu itibarla iki yönlü olarak işleyen bir sistemin kurulması mümkün olacaktır.

Türkiye'nin AB'ye üyelik hedefi çerçevesinde sunduğu Ulusal Programındaki taahhütlerinden biri olduğu da dikkate alınarak, piyasalarda yönetim mekanizmalarının tesisine yönelik bir yapının kurulabilmesi için 4628 sayılı Kanunda yasal bir dayanak oluşturulmalıdır.

BÖLÜM

SONUÇ VE DEĞERLENDİRME

20. SONUÇ VE DEĞERLENDİRME

Çağımızda, ülkelerin geleceği, ancak sürekli, düzenli ve düşük maliyetli bir enerji arzının güvence altına alınabildiği oranda emniyetli tarafta kalabilmektedir. Bir başka ifadeyle, enerjideki arz güvenliğinin ülke güvenliği ile olan hayati bağı, onu ülkelerin var olma mücadelesinin odağına taşımaktadır.

Dünya enerji kaynaklarının kısıtlı, buna karşılık enerji talebinin artıyor olması, bu var olma savaşının giderek daha da ince detaylar üzerinde yükseleceğini göstermektedir.

Bu durumda ancak, bu çok boyutlu süreçler bütünü kavrayarak zamanında pozisyon alabilen ülkelerin mevcudiyetini sürdürebileceği, 'sorun oldukça çöz' yaklaşımı sergileyenlerin ise geleceklerinin bilinmezliklerle dolu olduğu açıktır.

Dolayısıyla, böylesine yaşamsal önemi olan bir konunun, uluslararası dengeler gözetilmek suretiyle ve uzun erimli stratejik bir yaklaşım çerçevesinde şekillendirilmesi zorunludur. Ancak bununla birlikte, bu uzun erimli yaklaşımın Türkiye açısından ne ölçüde uygulamaya geçirildiği tartışmalıdır.

Zira bu Raporda yapılan tespit ve değerlendirmeler de göstermektedir ki, Türkiye elektrik enerjisi piyasasındaki bazı temel sorunlar, 'sürdürülebilirlik' bağlamında stratejik bir yaklaşım sergilenememesinden kaynaklanmaktadır.

Bu kapsamda geçiş dönemi olarak nitelendirilen dönemin 7 yılı geçmesi ve öngörülenden daha fazla uzama ihtimalinin de kuvvetlenmesi, ayrıca bu dönemde esasa yönelik konularda ciddi ilerlemelerin de sağlanamamış olması, bu durumu doğrular niteliktedir.

Diğer taraftan, 2008 yılında elektrik enerjisi sektörünün serbestleştirilmesi ve arz güvenliğinin sağlanması açısından kritik bir dönemece girilmiştir.

Bu kapsamda 2007/12701 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı eki 2008 yılı Programında elektrik enerjisi sektörüne ilişkin politika öncelikleri ve tedbirlere bakıldığında, aşağıda yer verilen hususlara değinilmiş olduğu görülmektedir:

Aşağıdaki bilgilerden, özelleştirmeler için öngörülen takvim ile arz güvenliği konusunda alınacak önlemlerin Strateji Belgesinin revize edilmesinden sonra netleşeceği ve UCTE kapsamında ulusal iletim şebekesinin AB ile entegrasyonunun 2008 sonunda gerçekleşebileceği sonuçları çıkarılmaktadır.

Konu	Yapılacak İşler	Öngörülen Süre
Yenilenebilir Enerji	Rüzgar enerjisi kaynak alanları koordinatların, potansiyelin, bağlantı ve ulaşım durumlarının, arazi mülkiyetine ilişkin bilgilerin yatırımcıların hizmetine sunulması, 84 MW'lık hidrolik potansiyelin master plan çalışmalarının yapılması	Aralık sonu
Enerji Verimliliği	İkincil mevzuat çalışmalarının tamamlanması	Aralık sonu
Nükleer Enerji	Nükleer santral kurulmasına ilişkin kanun kapsamındaki sürecin başlatılması, TAEK'in yeniden yapılandırılması	Aralık sonu Haziran sonu
Afşin Elbistan C-D	İhale süreci tamamlanarak yatırımların başlatılması	Eylül sonu
Arz Güvenliği	Yatırımların hızlandırılması, mevcut kapasitenin etkin kullanımı için gerekli önlemlerin alınması	Aralık sonu
Özelleştirme	Dağıtım: 2006 yılı sonunda ihale aşamasında durdurulan özelleştirme sürecinin revize edilecek Strateji Belgesi doğrultusunda yeniden başlatılması. Üretim: EÜAŞ portföy üretim gruplarının özelleştirme kapsamına alınarak özelleştirme işlemlerinin başlatılması.	Haziran Sonu
Sınır Ötesi Ticaret	Primer frekans kontrolüne uyumunun sağlanması için yapılan çalışmaların tamamlanması.	Aralık sonu

2008 yılı Programında ayrıca

“Kamu dağıtım ve üretim varlıklarının planlanan süreç içerisinde özelleştirilememesi, gerçek anlamda rekabetçi bir serbest piyasanın oluşmasında gecikme ve gelecek yıllarda devreye girmesi beklenen üretim yatırımlarında aksama gibi olumsuz sonuçlara neden olmaktadır. Bu sıkıntılar ancak Strateji Belgesinin mevcut durum çerçevesinde revize edilerek ivedilikle uygulamaya konulmasıyla aşılabilecektir. Strateji Belgesinde, geçiş döneminde herhangi bir arz sıkıntısının yaşanmaması amacıyla gerekli önlemlerin alınacağı belirtilmiştir. Bu nedenle, serbest piyasaya geçiş süreci devam ederken, arz-talep projeksiyonlarının işaret ettiği yakın dönem elektrik arz açığının önlenmesi için talep yönetimine ve arz imkanının genişletilmesine yönelik tedbirlerin süratle uygulanmasına ihtiyaç vardır”

denilmektedir.

Bu açıklamalardan, arz güvenliğinin sağlanması hususunda alınacak önlemler kapsamında öncelikli konunun, Strateji Belgesinin revize edilmesi olduğu anlaşılmaktadır.

Ancak, burada irdelenmesi gereken husus, 2004 yılının Mart ayında YPK kararı ekinde yer alan Strateji Belgesinin uygulama kabiliyetini neden kaybettiğidir. Bu hususta gerçekçi bir değerlendirme yapılmadan ve bu değerlendirmeler ışığında da gerekli önlemler alınmadan, tek başına mevcut Strateji Belgesinin revize edilmesi çözüm oluşturamayacaktır.

Yatırımcıların, elektrik piyasasının geleceğine ilişkin konularda önlerini görebilmesi ve buna göre bir değerlendirme yaparak konum belirleyebilmesi, çerçevesi net bir şekilde çizilmiş uzun dönemli politikalar ile bu politikaların siyaset üstü bir yaklaşım dahilinde kararlılıkla uygulanacağına dair güven ortamının oluşturulmasına bağlıdır.

Diğer taraftan, yukarıda yer alan konulara ilave olarak dikkate alınması ve titizlikle incelenmesi gereken son husus, enerjinin etkin ve verimli kullanımının sağlanması için zaman kaybedilmeksizin bir kamuoyu bilinçlendirme kampanyasının başlatılmasıdır.

Elektrik enerjisi, önümüzdeki çeyrek yüzyılda her geçen gün giderek daha da değerlenen bir meta haline gelecektir. Zira fosil kaynaklardaki yetersizlik ile bu kaynakların arzı ve fiyatlandırmasındaki belirsizlik, bugün olduğu gibi gelecekte de elektrik fiyatlarına artış olarak yansımaya geçecektir. Kaldı ki, elektrik enerjisi üretiminin çevre üzerindeki olumsuz etkileri, kullanım alışkanlıklarının yeniden gözden geçirilerek düzenlenmesi için başlı başına bir sebeptir.

Diğer taraftan, bir malın fiyatının artması, fiyat talep esnekliği düşük olsa da tüketim eğilimlerini disipline eden önemli bir etkidir. Ancak, fiyatların dalgalı bir seyir izlediği ve fiyatlarda aşağı yönlü hareketin görüldüğü dönemlerde dahi, elektrik enerjisinin dikkatle kullanılması gereken hayati nitelikli bir meta olduğu unutulmamalıdır.

Sonuç olarak, bu Rapor kapsamında yukarıda detaylı olarak yer verilen bazı tespit ve önerilere, sonuçları itibarıyla bu bölümde de yer verilmesinde yarar görülmüştür.

- Elektrik Piyasası Kanununda olduğu gibi reform nitelikli dönüşümlerin öngörüldüğü yasal düzenlemeler kapsamında sürdürülebilir bir piyasa oluşturulabilmesi için yukarıdan başlayarak aşağıya doğru yayılan bir içselleştirme şarttır. Özellikle kamu ağırlıklı piyasalarda tepe yönetimin serbest piyasaya uygun davranış sergilemesi kritik önem taşımaktadır. Bu tür davranışlar, bir taraftan kamu şirketlerinin de benzer yaklaşımla hareket etmelerine yol açarken, diğer taraftan özel sektörün piyasaya olan güvenini pekiştirecektir. Dolayısıyla politik risklerin bertaraf edilebilmesi için söylemlerle eylemler arasındaki tutarlılığın sağlanması ve idareler arasındaki koordinasyon eksikliğinin giderilmesi beklenmektedir.

- Piyasada güven oluşturan ve belirsizlikleri gideren bir diğer konu, açık ve somut hedefler içeren bir tepe stratejisinin varlığıdır. Bu kapsamda elektrik enerjisi üretiminde yerli ve yenilenebilir kaynak kullanım hedefleri ile tüm unsurlarıyla ele alınarak geliştirilmiş bir nükleer enerji programı ve netleştirilmiş bir serbestleşme takviminin yasal zemini teşkil edilerek açıklanması uygun olacaktır.
- Rekabetçi piyasaların esnek olmadığı ve çok sert tepki verdiği konuların başında, rekabete açık alanlardaki fiyatlara dışarıdan yapılan müdahaleler gelmektedir. Mali açıdan şeffaflığın bozulması anlamına da gelen bu tür yaklaşımlar piyasa yapısı üzerinde beklenmedik etkiler yaratmakta, yapıyı öngörülenden farklı bir formasyona doğru dönüştürmektedir. Bu durum ayrıca, ikili anlaşmalar piyasasına göre tasarlanmış dengeleme piyasasını da giderek riskli bir piyasa hale getirmektedir.
- Geçiş dönemi düzenlemeleri ve fiyat gelişimine ilişkin veriler, Türkiye elektrik enerjisi sektörünün mali açıdan şeffaf bir yapı sergilemediğini göstermektedir. İkili anlaşmalar piyasasının oluşturulabilmesi ve piyasa yapısını geri dönülemez şekilde etkileyecek ilave yapılanmalara gidilmeksizin arz güvenliğinin sağlanması için 4628 sayılı Kanunda ve ilgili mevzuatta enerji alım maliyetinin tarifelere doğrudan yansıtılmasına ilişkin düzenlemelerin yapılması gerekmektedir.
- Piyasa faaliyetlerinin tek taraflı bir idari işlem olan lisanslar kapsamında yürütülüyor olması, idari açıdan şeffaflık konusunu piyasaya güven telkin eden konular arasında öne çıkarmaktadır. Bu kapsamda piyasa katılımcılarının düzenleme süreçlerinde aktif olarak yer alacağı bir yönetim mekanizmasının gerekli yasal zemin teşkil edilerek kurulması bir gereklilik olarak görülmektedir. Benzer şekilde Kurul kararlarının gerekçeleri ile birlikte yayımlanmasını sağlayacak düzenlemelerin yapılarak uygulamaya konulması EPDK tarafından adil bir uygulama yapıldığına ilişkin güven yaratması ve itiraz hakkının sağlıklı olarak kullanılabilmesi bakımından önem taşımaktadır.
- EPDK'nın görevlerini piyasanın ihtiyaçlarını karşılayacak şekilde yerine getirebilmesi için özerkliğinin Anayasal güvence altına alınması gerekmektedir. Ayrıca, petrol ile LPG piyasaları ilgili kanunlarda gerekli değişiklikler yapılmak suretiyle EPDK'dan ayrılarak ayrı bir denetleyici kurum bünyesinde yapılandırılması uygun olacaktır.
- Elektrik enerjisi ile kamu hizmeti kavramı arasındaki ilişki kamu hizmeti tanımını elektrik enerjisi sektörü açısından önemli kılmaktadır. Kamu hizmetinin içeriğinin değişen ve gelişen koşullara göre farklılaşmasına bağlı olarak ortaya çıkan

çağdaş kamu hizmeti kavramının kapsamı ise net değildir. Bu itibarla, geniş katılımlı bir platform dahilinde; çağdaş kamu hizmeti tanımı tartışılarak netleştirilmelidir.

- Serbestleşen piyasalardaki rekabet, tüketici haklarının korunmasının temel kriterini teşkil etmektedir. Zira bir piyasada rekabet varsa buna bağlı olarak kendiliğinden bir fiyat optimizasyonu da mevcut demektir. Ancak talep artışının eşlik ettiği bu tür piyasalarda arz ve talep arasındaki farklılık zaman içerisinde değişkenlik göstereceğinden dalgalı bir fiyat yapısı oluşacaktır. Özellikle düşük gelirlili mesken tüketicilerinin elektrik enerjisi fiyatlarındaki bu dalgalanmaya ayak uydurmaları beklenemez. Bu çerçevede diğer ülkelere benzer şekilde ülkemizde de düşük gelirlili mesken aboneleriyle ve belirli bir tüketim miktarıyla sınırlı olmak üzere, söz konusu tüketicilerin asgari elektrik enerjisi ihtiyaçlarının karşılanması için 4628 sayılı Kanunda değişiklik yapılmalıdır. Bu değişiklik, gerek kaçak kullanımın kayıt altına alınması ve gerekse ulusal tarife uygulamasının sonlandırılabilmesi açısından değerlendirilmesi gereken bir seçenektir.
- Arz güvenliği konusunda daha çok öne çıkan husus, yeni üretim yatırımlarının ne şekilde tesis edileceğidir. Ancak, üretim yatırımları kadar gündem işgal etmemekle birlikte en az onun kadar ve hatta bugün belki ondan da önemli olan konu, söz konusu üretim tesislerinin sisteme bağlantılarının sağlanması ve üretilen enerjinin kesintisiz olarak tüketim noktalarına ulaştırılmasıdır. Yıllık bazda milyar dolarlar mertebesinde ifade edilen yeni üretim yatırım ihtiyacı dikkate alındığında, şebeke altyapısının ne denli kritik bir önem taşıdığı açıkça görülecektir. Bu kapsamda kamu niteliği devam eden TEİAŞ ve dağıtım şirketlerinin gerekli şebeke yatırımlarını zamanında kullanıma hazır hale getirilebilmelerinin sağlanması için Kamu İhale Kanunu ve 233 sayılı KHK dışına çıkarılmalarını sağlayacak değişikliklerin yapılması hayati bir önemdedir. Özellikle TEİAŞ için 4628 sayılı Kanunda özelleştirme öngörülmediği de dikkate alındığında, TEİAŞ'ın ivedilikle özerk bir yapıya kavuşturulmasının da gerekli olduğu sonucuna varılmaktadır.
- Mevcut uygulamaya göre, iletimdeki teknik kayıplar üreticilerin yaptıkları ilave üretimler yoluyla karşılanmaktadır. Bu durum bir taraftan iletim faaliyetine ilişkin maliyetlerin üretim maliyeti kapsamına girmesine yol açarken, diğer taraftan da, dengeleme ve uzlaştırma hesaplamalarını karmaşık hale getirmektedir. Bu kapsamda iletimdeki teknik kayıpların TEİAŞ tarafından satın alınarak karşılanması uygulamayı basitleştirecektir. Ayrıca, TEİAŞ bünyesinde yer alan sistem işletmecisi ve piyasa işletmecisi fonksiyonlarının birbirlerinden ayrılarak, piyasa işletme fonksiyonunun İMKB benzeri bir yapıya kavuşturulması da

piyasaya ilave güven telkin edecek, yeni üretim yatırımları açısından tek referans kaynağı olan mevcut yapının daha hızlı gelişerek ilave piyasa araçlarıyla derinleşmesini sağlayacaktır.

- Şebeke altyapısının geliştirilmesi, yeni üretim yatırımlarının gerçekleştirilmesi ve piyasadaki fiyat gelişimine ilişkin tahminler talep tahminlerindeki isabet ile doğrudan ilişkilidir. Bu itibarla 2004 tarihli talep tahmininin en son gelişmeler dikkate alınarak yeniden hesaplanarak açıklanması, geleceğe ilişkin referansların düzeltilmesi için bir gereklilik olarak değerlendirilmektedir.
- Dikey entegre yapıların rekabete açık alanlarla şebeke faaliyetlerini birbirinden ayıracak şekilde yapılandırılması, elektrik enerjisi sektörünün serbestleştirilmesindeki ilk adımlardan biridir. AB'deki son gelişmeler, hesap ayrışımının tarafsızlık anlamında tek başına yeterli olmadığını, bu nedenle herhangi bir şebeke faaliyetiyle üretim veya tedarik faaliyetlerinden birini birlikte yürüten tüzel kişilerin bu faaliyetleri ayrı şirketler bünyesinde ve karar alma mekanizmalarında bağımsızlığı sağlayacak şekilde yürütmeleri zorunluluğunun getirildiğini göstermektedir. 4628 sayılı Kanunda dağıtım şirketlerinin ayrı şirket kurmak kaydıyla üretim faaliyeti göstermelerine olanak sağlanmış olmakla birlikte bu husus netleştirilmeli, söz konusu üretim şirketlerinden serbest olmayan tüketiciler için yapacakları alımlardaki tavan fiyat uygulaması kaldırılmalıdır.
- Arz güvenliğinin sağlanma yollarından birisi de tüketim noktalarının yakınına kurulmuş gömülü üretimlerdir. Daha çok kendi elektrik enerjisini üretmek için kurulmuş ya da kurulacak bu tesislerin piyasaya herhangi bir satış yapmamaları halinde lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğü olmaksızın faaliyet göstermelerine izin verilmesi, sistemdeki yüklerin bir kısmının talep noktasında karşılanmasını teşvik edecektir.
- Fiyat sinyalleri, sistem ihtiyaçları açısından üretim yatırımı yapılması gereken noktaları işaret etmemektedir. Bu itibarla, yeni üretim yatırımı yapılmasının mutlaka gerekli olduğu noktaların TEİAŞ tarafından ilan edilmesi, öncelikle yatırımların doğru yerlerde konuşlandırılması ve piyasa istismarının önlenmesi açısından fayda sağlayacaktır.
- Üretim yatırımlarının öngörülen sürelerde tamamlanması büyük ölçüde idarelerden alınan izin ve onay süreçlerine bağlı olarak gerçekleşmektedir. Bu kapsamda birbiriyle olan ilişkisi gözötilmeden çıkarılmış çok sayıdaki mevzuat kapsamında işlem tesis edilmesi, aynı mevzuata dahil başka sektörlerin de bulunduğu dikkate alındığında beklenmeyen gecikmelere yol açmaktadır. Arz

güvenliği sorununun gündemde olduğu bir dönemde yatırımların öngörülen sürelerde devreye alınmasını teminen, söz konusu izin ve onay prosedürlerine ivme kazandırıcı nitelikteki bir Bakanlar Kurulu Kararını dayanak alan bir Başbakanlık Genelgesinin yayımlanması gerekmektedir.

- Orman arazilerinin tahsisinde üretim tesisinin orman arazisi işgal etme oranına bakılmaksızın tesis toplam yatırım tutarının, % 0.5'inin yıllık kira olarak ödenmesinin adil bir uygulama olmadığı düşünülmektedir. Yapılacak hesaplamaların kullanılan alanla orantılı bir bedelin alınmasını sağlayacak şekilde düzenlemesi uygun olacaktır.
- TETAŞ, toptan satış piyasasındaki hakim durumu nedeniyle EPDK'nın düzenlemesine tabidir. Piyasadaki durumu itibarıyla TETAŞ'a benzeyen bir başka kamu kuruluşu EÜAŞ'dır. Ancak EÜAŞ, kısa sürede özelleştirileceği öngörülerek, EPDK'nın fiyat düzenlemesi kapsamına alınmamıştır. Bununla birlikte, geçiş dönemi süresinin uzaması ve üretim özelleştirmeleri konusundaki belirsizlik, EÜAŞ'ın piyasadaki hâkim durumunun dengeleme ve uzlaştırma uygulamaları açısından sorgulanmasına yol açmaktadır. Bu itibarla, EÜAŞ ve portföy üretim gruplarının satış fiyatlarının üretim özelleştirmeleri tamamlanincaya kadar EPDK'nın denetimine tabi olması, piyasadaki soru işaretlerinin giderilmesini sağlayacaktır.
- Özelleştirmelere hazırlık olmak üzere, EÜAŞ bünyesindeki santrallerin portföyler şeklinde özelleştirilmesi yönündeki yaklaşımın devam etmesi halinde, portföy üretim gruplarının portföy üretim şirketleri haline dönüştürülmeleri ve DSİ tarafından yapılarak EÜAŞ bünyesine yeni katılan hidroelektrik santrallerin de özelleştirilmeleri amacıyla uygun olan portföylere dağıtılmaları sağlanmalıdır.
- OSB'lerin bölgelerinde, OSB tüzel kişiliği dışındaki üretim tesisleri açısından herhangi bir engellemeyle karşılaşılmasının önlenmesi için OSB Kanununda gerekli değişiklik yapılmalıdır.
- TETAŞ, 4628 sayılı Kanun öncesi imzalanmış alım ve fiyat garantili mevcut sözleşmelerin tarafı olarak kurulmuş bir şirket olup, mevcudiyetinin süresi bu yükümlülüklerinin süresi ile sınırlıdır. Bu itibarla, TETAŞ'ın piyasadaki payını büyütecek düzenleme ve uygulamalardan kaçınılmalı, bunun yerine, özelleştirmeler ve gerçek maliyetlerin fiyatlara yansıtıldığı bir piyasa yoluyla gerekli güvenin tesis edilmesi yoluna gidilmelidir. Diğer taraftan, mevcut sözleşmelerin piyasalaştırılması yönündeki çalışmaların devam etmesi ancak bunun için fiyatların piyasada belirlenmesi ve ikili anlaşmalar piyasasının canlandırılması gerekmektedir.

- Nükleer santraller için esas riskin yatırım döneminden kaynaklandığı, bu itibarla kamu-özel işbirliği kapsamında yatırım dönemi için de kısmi garantiyi içeren bir modelin daha gerçekçi bir model olacağı düşünülmektedir. Ancak bundan bağımsız olarak, nükleer santral konusu, bir nükleer enerji programı kapsamında ele alınmalıdır.
- YEK belgeli üretim tesislerinde alınacak enerji için enerji alım miktarlarının hesaplanması ve kur farkının ne şekilde hesaplara dahil edileceği netleştirilmelidir. Ayrıca bu hususlara netlik kazandırılmak istenirse bile, sistemin uygulamada karmaşık bir yapıya büründüğü ve kontrolünün zor olduğu görülmektedir. Bu nedenle, YEK belgeli üretim tesislerinden yapılacak alımların 5.5 ¢ cent/kWh'lık ödemeyi garanti edecek şekilde bu tesislerin ürettikleri enerjiyi bir önceki yıla ait sistem dengesizlik fiyatlarının ortalaması esas alınarak EPDK tarafından belirlenen bir fiyattan satmaları daha kolay bir yöntem olacaktır.
- Otoprodüktörlerin arz güvenliğine katkılarının sağlanması için bu tesislerde üretilen enerjiden, dengeleme piyasasına teklif edilen miktarların herhangi kısıtlamaya tabi tutulmaması uygun olacaktır.
- Soğutma amaçlı doğalgaz kullanımının yaygınlaştırılması, yaz aylarındaki doğalgaz fazlasının kullanılmasını sağlayacak, diğer taraftan klima kullanımına bağlı olarak yükselme eğilimi gösteren yaz puantında da iyileşme kaydedilecektir. Konu enerji verimliliğine ilişkin mevzuat kapsamı içerisinde de değerlendirilmelidir.
- Yeni üretim tesislerinin sisteme bağlantısında sıkıntı yaşanmakta, sisteme bağlantı yapılabilmesi için gerekli yatırımların özel sektör tarafından yapılması konusu çok sık olarak gündeme gelmektedir. Bu noktada özellikle iletim sistemine OG seviyesinden bağlanacak santrallerin bağlantı hatlarının dağıtım sisteminin bir parçası olup olmadığı yönünde tartışmalar sürmektedir. Sisteme ulaşımın sağlanması hususu tartışma götürmez bir şekilde şebeke faaliyeti gösteren tüzel kişilerin asli görevlerinden en önemlisi olmakla birlikte, istisnai durumlarda bağlantı hatlarının sisteme bağlanacak tüzel kişi tarafından tesis edilmesini sağlayıcı bazı düzenlemelerin yapılması uygun olacaktır. Bu durumda yapılan hattın mülkiyeti ve işletmesi, yatırımı gerçekleştiren üreticide kalmalı, dağıtım şirketinin bu hatta ikinci bir kişiyi bağlaması zorlaştırılmalı, zorunluluk durumunda ise hattın bedelinin dağıtım şirketinden tahsili yoluna gidilmelidir.
- Toptan satış şirketleri için % 10'luk piyasa payı kısıtının genişletilmesi (ya da kaldırılması) ve piyasa payı hesabına esas teşkil edecek ifadelerin muğlâklığının giderilmesi gerekmekte olup, ilgili hükümlerin yeniden düzenlenmesi uygun olacaktır.

- DUY kapsamında nakdi uygulamanın başlatılması yeni üretim yatırımları açısından bir sinerji yaratmıştır. Bu uygulamaların gün öncesi piyasa ve tüketim tarafında saatlik mali uzlaştırmayı içerecek şekilde geliştirilmesi ve bu kapsamda talep tarafı katılımının sağlanmasını teminen tanımlanacak büyük tüketicilere lisans verilmesi için 4628 sayılı Kanunda değişikliğe gidilmesi, piyasa kurallarının gelişmesini ve çeşitlenmesini sağlayacaktır. Ayrıca, uzlaştırma dönemlerinin daha kısa sürelerle indirilmesi, teminat miktarının da düşmesini ve dolayısıyla da sistemin uygulanabilir olmasını sağlayacaktır.
- Enflasyondan kaynaklanan fiyat artışlarının tarifelere yansıtılmasında TÜFE kullanılmaktadır. TÜFE'nin içeriğinin elektrik enerjisi faaliyetlerinde kullanılan mal ve hizmet kalemlerini yansıtmaması, yapılan uygulamanın sağlıklı olmamasına yol açmaktadır. Bu itibarla, elektrik piyasasına özgü mal ve hizmet kalemlerinden oluşan bir "Elektrik Piyasası Endeksi" sepetinin oluşturulması gerekmektedir.
- Teşvik nitelikli uygulamalar sadece doğrudan mali katkı sağlayıcı destek mekanizmaları olarak anlaşılmalıdır. Süreçleri hızlandırıcı ve adaleti sağlayıcı her türlü idari tasarruf da, yaratacağı etkiler bakımından teşvik kapsamında değerlendirilebilir. Diğer taraftan, elektrik üretiminde kullanılması kaydıyla arz güvenliği sorununun mevcut olduğu dönemlerde petrol ve doğalgaz fiyatlarındaki ÖTV oranının düşürülmesi, hatta kaldırılması, yine aynı kapsamdaki tüketimlere ilişkin fiyatlarda çapraz sübvansiyon uygulanarak farklı bir sınıflandırmaya tabi tutulması, bu santraller için önemli bir destek oluşturacaktır.
- Sistem güvenilirliğinin sağlanması kapsamında ihtiyaç duyulan trafo merkezlerine OCGT tesis edilmesi gibi uygulamalar özellikle ABD'de de yaygın olarak kullanılmaktadır. Ayrıca, ticari yan hizmetler anlaşmaları iletim şirketlerinin arz güvenliği ve sistem güvenilirliği açısından elindeki en önemli araçlardan birisidir. Ticari yan hizmetler kapsamında TEİAŞ'ın en büyük ünite kurulu gücünün devre dışı kalması olasılığına karşı, bu güce karşılık gelecek şekilde ve istediği yerde santral inşa ettirmesi mümkün olup, bu tür bir uygulama arz güvenliği açısından çok olumlu bir katkı sağlayacaktır. Ticari yan hizmetler anlaşmaları kapsamında TEİAŞ tarafından kullanılacak bir diğer aracın da, TEİAŞ'ın pahalı üretimleri nedeniyle atıl durumda bekleyen santrallerin ya da yeni kurulacak santrallerin kapasitelerini kiralaması ve emreamade tutulmalarını sağlayarak, ihtiyaç duyulduğu anlarda sistem ihtiyaçlarını bu santrallerden karşılamasıdır.
- Arazi temini ve kamulaştırmalar, yeni üretim yatırımları üzerinde yavaşlatıcı etki yaratan bir diğer konudur. Çok sayıda lisans başvurusunun bulunduğu dikkate alındığında, konunun ivedi çözüm bekleyen hususlar içerisinde olduğu

görülmektedir. Aynı başlık kapsamında, 4342 sayılı Mera Kanununun “Tahsis Amacının Değiştirilmesi” başlıklı 14 üncü maddesi²¹ ile 3194 sayılı İmar Kanununun “İmar Planlarında Bakanlığın Yetkisi” başlıklı 9 uncu maddesinde, özel sektörü ve enerji amacını da kapsayacak değişikliklerin yapılması, hem yorum farklılıklarını ortadan kaldıracak, hem de idari süreçleri hızlandıracaktır.

- Mevcut durum itibarıyla kamu enerji şirketlerinin katkısıyla gerçekleştirilen proje onayı ve tesis kabulü işlemleri, özelleştirmelerin gündeme gelmesiyle birlikte daha fazla tartışılır bir konu haline gelecektir. Bu nedenle, bağımsız denetim mekanizmalarında olduğu gibi proje onayı ve tesis kabulü işlemlerinin de, yasal altyapısı teşkil edilmek suretiyle EPDK tarafından yetkilendirilmiş şirketler yoluyla gerçekleştirilmesi uygun bir çözüm yolu olacaktır.
- Aynı saha ve aynı bağlantı noktasına birden fazla tüzel kişinin RES başvurusunda bulunması halinde lisans verilecek tüzel kişinin, bağlantı kapasitesi için EPDK tarafından yapılacak ihale ile belirlenmesi ve elde edilecek gelirin de elektrik enerjisi konusunda faaliyet göstermekte olan bir bankaya aktarılması suretiyle, yatırımların finansmanına katkı sağlanabilecektir.
- Emisyon ticaretine doğrudan katılım şartı olan Kyoto Protokolü'nün Türkiye tarafından ne zaman imzalanacağı bilinmemektedir. Ancak CO2 emisyonlarının azaltılmasına yönelik AB benzeri bir mekanizmanın ulusal piyasada kurulması suretiyle kirleticilerin permi satın almak suretiyle temiz enerji üreticileri destekleyebilecekleri düşünülmektedir. Böyle bir altyapının hazırlanması, AB ile entegrasyon süreci dahilinde gerçekleştirilebilecek bir ticaret olanağı için de fırsat yaratmış olacaktır.
- Bölgesel entegrasyonlar, gerek Türkiye'nin ulusal bazdaki enerji arz güvenliği, gerekse transit ülke niteliği bakımından, komşu ülkelerle ilişkilerin geliştirilmesi bağlamında stratejik bir önem taşımaktadır. Ulusal elektrik şebekesinin UCTE kapsamında AB şebekesine eklenmesi için çalışmalar devam etmekle birlikte, öngörülen takvimde önemli sapmalar mevcuttur. UCTE bağlantısı sağlandığında, AB ile kısa dönemde 2000 MW'lık, uzun vadede ise 5000 MW'lık bir alış verişi imkanı doğacaktır. Bu itibarla, Türkiye tarafındaki çalışmaların öngörülen programa uygun olarak tamamlanması için gerekli önlemler alınmalıdır.

²¹ 26/3/2008 tarihli ve 5751 sayılı Toprak Koruma ve Arazi Kullanımı Kanunu ile Mera Kanununda Değişiklik Yapılması Hakkında Kanun ile değiştirilmiştir.

KAYNAKLAR

17.3.2004 tarihli YPK Kararı eki Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi

Anayasa Mahkemesinin 9.12.1994 günlü ve K:1994/422 sayılı kararı

Anayasa Mahkemesinin 9.12.1994 günlü ve K:1994/423 sayılı kararı

Bankacılık Düzenleme ve Denetleme Kurumu: Opsiyonlardan Kaynaklanan Piyasa Riski İçin Standart Metoda Göre Sermaye Yükümlülüğü Hesaplanmasına İlişkin Tebliğ

Barker, Jr.J, Tenenbaum, B, Woolf, F. (1997). "Governance and Regulation of Power Pools and System Operators. An International Comparison". Dünya Bankası Teknik yayın No:382

Danıştay Birinci Dairesinin 5.3.2004 günlü ve K: 2004/24 sayılı istişari görüşü

Danıştay Birinci Dairesinin 26.11.2004 günlü ve 2004/409 sayılı istişari görüşü

Demirci, Osman. (2006). TEDAŞ Özelleştirme Sunumu

Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC - Statements made with regard to decommissioning and waste management activities

DPT. (2007). IX Kalkınma Planı Çevre Özel İhtisas Komisyonu Raporu

DPT. (2007). 2007 Yılı Programı

http://ekutup.dpt.gov.tr/program/2007_programi

DPT. (2008). 2008 Yılı Programı

http://ekutup.dpt.gov.tr/program/2008_programi

DNV: Voluntary Emission Reductions
Zero GHG Inc. Voluntary Emission Reduction Projects

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı M. Hilmi Güler. TBMM Plan ve Bütçe Komisyonu, 2008 yılı Bütçesi sunuşu.

ETSO: Overview of Transmission Tariffs in Europe, Synthesis 2006. (2007).
http://www.etsa-net.org/upload/documents/Final_Synthesis_2006.pdf

Eurelectric: Security of Electricity Supply Roles, Responsibilities and Experience within the EU,
<http://www.globalregulatorynetwork.org/PDFs/SecurityofElectricitySupply.pdf>

Euroactive: EU Renewable Energy Policy

Euroelectric: Tax Harmonization in Electricity Sector in European Union in 2002. (2004).

Frank A. Wolak. (2004). What's Wrong with Capacity Markets.

Hazine Müsteşarlığı. (2007). 2008 Yılı Genel Yatırım ve Finansman Programı

İMKB: Vadeli İşlemler Piyasası

Nord Pool ASA: Trade at Nord Pool ASA's, Financial Market. (2007)

Özelleştirme Yüksek Kurulunun 22/4/2008 tarihli ve 2008/25 sayılı kararı

Press Releases Rapid: EU almost on track reaching its 2010 renewable electricity target, MEMO/07/12

Rekabet Kurulunun 16.10.1998 tarihli ve 87/693138 sayılı kararı

Rekabet Kurulunun 21.07.2005 tarihli görüşü

SEE WG: Survey of Capacity Support Mechanisms in the Energy Community C06-SEE-15-06

Stewart L. Brown and Steven Errera. (1987). Trading Energy Futures, A Manual for Energy Industry Professionals

TEDAŞ. (2006). Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri

TEİAŞ. Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2007-2016)

TEİAŞ. (2006). Türkiye Elektrik Üretim - İletim İstatistikleri TEİAŞ, PMUM Raporları

TEİAŞ. Aylık İşletme Faaliyetleri Raporları

TÜİK. 2005 Yılı İstatistikleri, <http://www.tuik.gov.tr>