



2012

# TR21 TRAKYA BÖLGESİ ENERJİ RAPORU

TRAKYA KALKINMA AJANSI

## İÇİNDEKİLER

Tablolar Listesi.....	4
Şekiller Listesi .....	5
ÖNSÖZ .....	<b>Hata! Yer işareti tanımlanmamış.</b>
GİRİŞ .....	6
1. DÜNYADA ENERJİ SEKTÖRÜNÜN GENEL DURUMU .....	8
2. TÜRKİYE’DE ENERJİ SEKTÖRÜNÜN GENEL DURUMU.....	12
2.1. Elektrik Piyasası.....	16
2.2. Doğal gaz piyasası .....	19
2.3. Petrol ve LPG piyasası .....	21
2.4. Arz ve talep gelişimi .....	25
2.5. Fiyat oluşumları ve tarifeler .....	29
3. TRAKYA’DA ENERJİ SEKTÖRÜ: ENERJİ POTANSİYELİ VE EKONOMİK ANALİZİ .....	32
3.1. Trakya bölgesi elektrik talep gelişimi.....	32
3.2. Elektrik üretim potansiyeli.....	33
3.2.1. Bölgedeki mevcut elektrik üretim santralleri.....	33
3.2.2. Yerli kömür .....	36
3.2.3. Rüzgâr .....	45
3.2.4. Biyokütle.....	50
3.2.5. Güneş.....	57
3.3. Petrol ve doğal gaz potansiyeli .....	61
3.3.1. Bölgedeki mevcut rezervler .....	61
3.3.2. Doğal gaz depolama faaliyetleri .....	62
3.3.3. LNG faaliyetleri .....	63
4. Bölgenin Enerji Potansiyelini Aktif Kullanmaya Yönelik Yol Haritası .....	64
4.1. Yerli kömürün değerlendirilmesi.....	64
4.2. Lisanssız üretim faaliyetleri.....	65
4.3. Biyokütle için öneriler .....	67
4.4. Kaya gazı.....	71

5. SONUÇ.....	73
EK – 1 Elektrik Piyasası Mevzuatı .....	76
EK – 2 Doğal gaz Piyasası Mevzuatı .....	79
EK – 3 Petrol Piyasası Mevzuatı.....	81
EK – 4 LPG Piyasası Mevzuatı .....	82
KISALTMALAR LİSTESİ .....	83
KAYNAKÇA .....	84

## Tablolar Listesi

Tablo 1 2010 yılı birincil enerji kaynakları rezervi .....	28
Tablo 2 Elektrik ve doğal gaz piyasaları düzenlemeye tabi tarifeler listesi .....	29
Tablo 3 Petrol piyasası 2012 Mayıs ayı ortalama fiyat oluşumu .....	30
Tablo 4 Trakya bölgesi lisanslı elektrik üretim santralleri .....	35
Tablo 5 Kömür santrali emisyon azaltma sistemleri.....	38
Tablo 6 Kömür santrali teknolojileri karşılaştırması .....	40
Tablo 7 Katı yakıtlı yakma tesisleri emisyon sınır değerleri.....	41
Tablo 8 Trakya bölgesi linyit envanteri.....	41
Tablo 9 Trakya bölgesi yerli kömür çalışması .....	42
Tablo 10 Yerli kömür için birim elektrik üretim maliyeti hesaplaması (TL/MWs).....	43
Tablo 11 Lisanssız rüzgar santrali örnek çalışma .....	46
Tablo 12 Biyokütle türleri .....	50
Tablo 13 Trakya bölgesi toplam orman varlığı .....	51
Tablo 14 2011 yılı Trakya bölgesi tarım ürünleri hasat miktarı .....	52
Tablo 15 Tarımsal atık kapasite çalışması varsayımları .....	52
Tablo 16 Çeltik sapı örnek enerji potansiyeli hesaplaması.....	53
Tablo 17 Trakya bölgesi tarımsal atık elektrik üretim potansiyeli.....	54
Tablo 18 2011 yılı Trakya bölgesi hayvan sayıları.....	55
Tablo 19 Hayvanlardan elde edilen yaklaşık gübre değerleri.....	55
Tablo 20 Trakya bölgesi hayvansal atık biyogaz potansiyeli .....	55
Tablo 21 Trakya bölgesi kentsel atık elektrik üretim potansiyeli .....	56
Tablo 22 Edirne ili örnek evsel güneş enerjisi santrali kazanç hesaplaması.....	58
Tablo 23 Bazı ülkelerde yenilenebilir için verilen tarife teşvikleri .....	61
Tablo 24 Lisanssız üretim santrallerinin bağlanabileceği trafo merkezleri .....	67
Tablo 25 Lisanssız biyokütle santrali örnek çalışma .....	70

## Şekiller Listesi

Şekil 1 1990-2030 Dünya birincil enerji arz ve talep gelişimi (milyar tep) .....	8
Şekil 2 Ülkelere göre 2035 yılı birincil enerji talebi (milyar tep) .....	9
Şekil 3 Sektörlere göre enerji talep gelişimi (milyar tep) .....	10
Şekil 4 Türkiye enerji tüketimi gelişimi.....	12
Şekil 5 Enerji yoğunluğu .....	13
Şekil 6 2010 Yılı kaynaklara göre birincil enerji arzı .....	14
Şekil 7 2010 Yılı yerli ve ithalat birincil enerji arzı .....	14
Şekil 8 Temmuz 2012 kaynaklara göre Türkiye elektrik Kurulu gücü.....	17
Şekil 9 2011 yılı kaynaklara göre Türkiye elektrik üretimi.....	17
Şekil 10 Türkiye elektrik piyasası yapısı.....	18
Şekil 11 Doğal gaz piyasası yapısı .....	21
Şekil 12 2011 yılı ülkelere göre LPG ithalatı .....	24
Şekil 13 2011 yılı Türkiye LPG tüketim dağılımı.....	25
Şekil 14 AB ve Türkiye kişi başı enerji tüketimi gelişimi .....	26
Şekil 15 2020 yılı sektörel enerji tüketim tahmini.....	27
Şekil 16 Trakya bölgesi elektrik talep gelişimi .....	32
Şekil 17 Kaynaklar göre Trakya bölgesi elektrik üretim santralleri .....	36
Şekil 18 Edirne ili rüzgar hızı dağılımı .....	47
Şekil 19 Kırklareli ili rüzgar hızı dağılımı .....	48
Şekil 20 Tekirdağ ili rüzgar hızı dağılımı.....	49
Şekil 21 Trakya bölgesi mevcut rüzgar santralleri .....	50
Şekil 22 Güneş enerjisi santrali yapılabilecek alanlar .....	57
Şekil 23 Türkiye güneş enerjisi potansiyel atlası .....	59
Şekil 24 Edirne ili global radyasyon değerleri (kwh/m <sup>2</sup> -gün) ve güneşlenme süreleri (gün) .....	60
Şekil 25 Kırklareli ili global radyasyon değerleri (kwh/m <sup>2</sup> -gün) ve güneşlenme süreleri (gün).....	60
Şekil 26 Tekirdağ ili global radyasyon değerleri (kwh/m <sup>2</sup> -gün) ve güneşlenme süreleri (gün).....	60
Şekil 27 Trakya bölgesi petrol ve doğal gaz kuyuları .....	62
Şekil 28 Dünya kaya gazı rezervleri .....	71
Şekil 29 Trakya bölgesi elektrik arz-talep tahminleri (GWs) .....	74

## GİRİŞ

Türkiye enerji talebi 1999-2010 arasındaki 11 yıllık dönemde 2009 yılında tüm Dünya çapında yaşanan ekonomik krize rağmen %47 artmıştır. Son 25 yıldır süregelen bu hızlı enerji artışı, enerjinin güvenli, çevreye duyarlı ve en az maliyetle arzının sağlanmasını zorlaştırmıştır. Arz güvenliğini sağlama amacı ile artan doğal gaz santrali yatırımları ile 1990'lı yılların ortalarından itibaren ithal kaynaklara olan bağımlılığın artması enerji kesintilerini azaltmış fakat cari açığı son derece olumsuz etkilemiştir. Yerli kömür kaynaklarının değerlendirilmesi sürecinde ise güvenli ve ucuz enerji arzı öncelikli amaç olmuş ve nihayetinde inşa edilen kömür santralleri çevreye önemli zararlar vermiştir.

Cumhuriyetin 100.yılı olan 2023 yılındaki hedeflerin belirlendiği günümüzde enerji politikalarında temel amaçlar yine enerjinin güvenli, sürekli, en ucuz maliyetle ve çevreye duyarlı şekilde arzının sağlanmasıdır. Bu amaçla yerli ve yenilenebilir kaynakların çevreye en az zararı verecek şekilde kullanılması ve bu suretle enerji ithalatının azaltılması hedeflenmiştir. Aynı zamanda daha rekabetçi piyasa yapısı oluşturularak enerjinin son tüketiciye olan maliyetinin düşürülmesi amaçlanmıştır. Yüksek Planlama Kurulu tarafından 2009 yılında yayımlanan Elektrik Enerji Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi'ne göre 2023 yılına kadar tüm yerli linyit, hidroelektrik, jeotermal kaynakların ekonomiye kazandırılması ve en az 20.000 MW rüzgar ile mümkün olduğu kadar güneş enerjisi santralının yapılması planlanmıştır. Bu amaçla 2011 yılında yenilenebilir kaynaklara, faaliyete geçmesinden itibaren 10 yıl süreli sabit fiyattan alım garantisi teşviki sağlanmıştır.

Enerjinin ekonomideki yükünü azaltmak için alınan bir başka önlem ise 2007 yılında yürürlüğe giren Enerji Verimliliği Kanunu olmuştur. Kanun ve peşinden yayımlanan ilgili ikincil mevzuatlarda enerjinin binalarda ve sanayi tesislerinde daha verimli kullanılması için bir dizi teşvik ve zorunlu önlemler uygulamaya konulmuştur. Bu sayede talepteki artış hızının ekonomiyi olumsuz etkilemeyecek şekilde azaltılması ve enerji yoğunluğunun AB 27 ortalamasına yaklaştırılması planlanmıştır.

Enerjinin yerinde tüketimi ve bölgesel kalkınmayı destekleyecek nitelikte lisanssız elektrik üretimi uygulaması 2011 yılında devreye alınmıştır. EPDK tarafından yayımlanan yönetmeliğe göre 500 kW altı hidroelektrik, rüzgâr, biyokütle, güneş, jeotermal ve diğer yenilenebilir tesisler ile 50 kW altı mikrokojenerasyon tesisleri kurulması için lisans alma ve şirket kurma yükümlülükleri kaldırılmıştır. Ayrıca dağıtım şirketlerine bu tesislerden üretilen enerjiyi sabit fiyattan alma zorunluluğu getirilmiştir.

Elektrik enerjisi piyasasına getirilen yeni uygulamalar ile piyasada önemli hareketlilik olmuş ve birçok yerli ve yabancı yatırımcı Türkiye elektrik piyasasında üretim yatırımı yapmıştır. Ayrıca, lisanssız elektrik üretim uygulamaları için başvuru süreçleri 2012 yılında başlamıştır ve devam etmektedir.

Elektrik piyasasındaki gelişmelerin Trakya bölgesinde önemli yansımaları olmuştur. Tüketimin yoğun olduğu bölgelere yakın olması sebebiyle arz güvenliği açısından stratejik önemi olan bazı doğal gaz

santralleri yine Trakya bölgesinde inşa edilmiştir. Önümüzdeki dönemlerde bölgedeki kömür ve rüzgar kapasitesinin de değerlendirilmesi beklenmektedir. Ayrıca, bölgedeki tarım, hayvancılık, kentsel atık ve orman atıklarından elektrik enerjisi elde edilmesi konusunda önemli potansiyel bulunmaktadır.

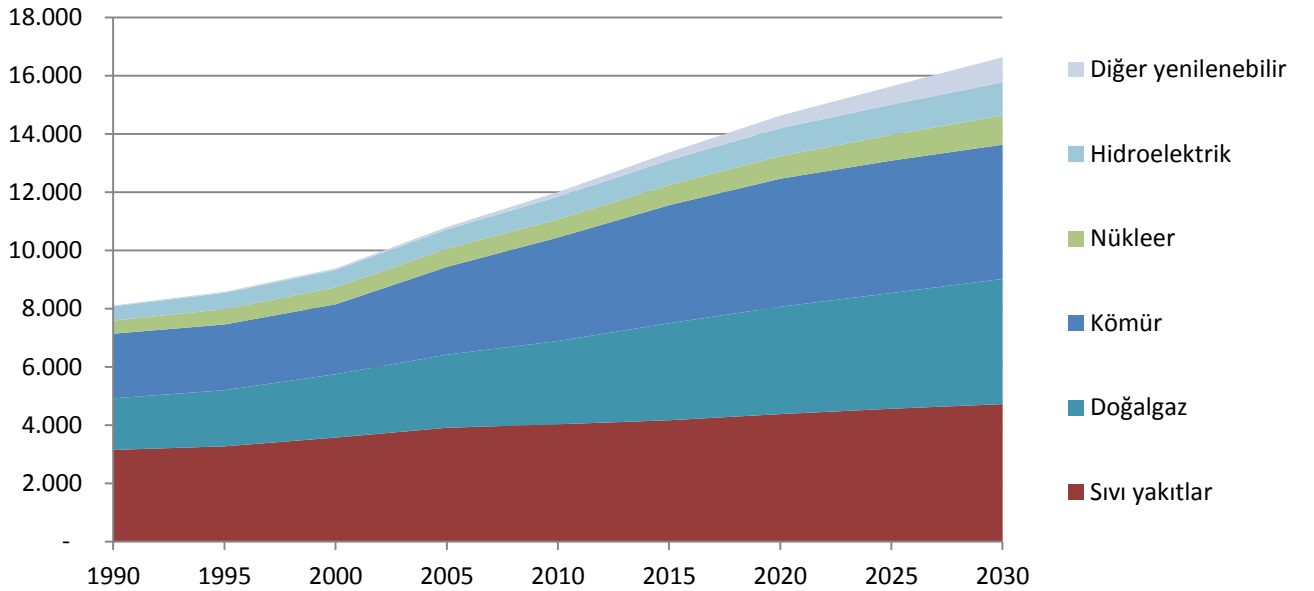
Elektrik enerjisi haricinde Trakya bölgesi Türkiye'nin en büyük yerli doğal gaz rezervine sahip bölgedir. Mevcut durumda TPAO ve bazı özel kuruluşlar tarafından işletilmekte olan sahalarda Türkiye yerli doğal gaz üretiminin çoğunluğu Trakya bölgesinden sağlanmaktadır. BOTAŞ'ın işletmesini yaptığı ve Marmara Ereğlisi'nde bulunan LNG terminali ise hem ülkemize gelen sıvı doğal gazın gazlaştırılması hem de ihtiyaç anlarında şebekeye verilmesi için depolama hizmeti görmektedir. Bölgede yoğun şekilde petrol araması yapılmaktadır. Güneydoğu Anadolu bölgesi ile birlikte Türkiye'deki yerli petrol rezervlerinin en çok olduğu bölge Trakya bölgesidir. Son dönemlerde ABD'de ortaya çıkan ve doğal gaz fiyatlarını önemli ölçüde düşüren kaya gazı konusunda yapılan açıklamalara göre yine Güneydoğu Anadolu bölgesi ve Trakya bölgesi ön plana çıkmaktadır.

Trakya bölgesi son derece kritik öneme sahip olan elektrik, doğal gaz ve petrol kaynakları açısından önemli bir potansiyeli barındırmaktadır. Bu raporda Dünya ve Türkiye'deki enerjinin genel görünümü ile birlikte Trakya bölgesindeki potansiyelin yaklaşık tahmini ve bu potansiyelin değerlendirilmesi için atılması gereken adımlara yer verilmiştir. Raporda yer alan bilgiler ve önerilerin gerek güvenli, sürekli, çevreye duyarlı ve düşük maliyetli enerji arzı amacı doğrultusunda Trakya bölgesinin sağlayabileceği katkıyı göstermesi gerekse özel sektör yatırımcıları için bölgedeki potansiyeli su yüzüne çıkarması açısından faydalı olması amaçlanmaktadır.

## 1. DÜNYADA ENERJİ SEKTÖRÜNÜN GENEL DURUMU

Dünya enerji sektörünü yakından takip eden ve yıllık düzenli olarak uzun vadeli tahminler yayımlayan birkaç farklı kuruluş bulunmaktadır. Özellikle OECD'ye bağlı olarak çalışan Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), Amerikan Enerji Bakanlığına bağlı çalışan Energy Information Administration (EIA) ve BP tarafından yayımlanan yıllık raporlar uzun vadeli Dünya enerji görünümü için güvenilir kaynak olarak değerlendirilmektedir. Raporun bu bölümünde IEA, EIA ve BP tarafından yayımlanan Dünya enerji görünümü raporlarından derlenmiş olan bilgiler sunulacaktır.

Dünyadaki enerji talep artışını tetikleyecek en önemli 2 değişkenin önümüzdeki yıllarda da yine nüfus ve GSYİH olması beklenmektedir. IEA tahminlerine göre 2009 yılında 12.130 milyar TEP olan birincil enerji talebinin 2035 yılında %51 artışla 18.300 milyar TEP'e ulaşacağı tahmin edilmektedir. BP, 2030 yılına kadar talebin %39 artacağını, EIA ise yine 2035 yılına kadar %53 artacağını beklemektedir. Her üç kuruluşun da tahminlerinin birbirine yakın olduğu görülmektedir.



Şekil 1 1990-2030 Dünya birincil enerji arz ve talep gelişimi<sup>1</sup> (milyar tep)

Enerji talebi gelişiminde vurgusu yapılan önemli bir nokta ise enerji verimliliğidir. Enerjiyi daha verimli kullanmak isteyen ülkeler birim GSYİH başına tüketilen enerjinin azaltılması için ülke geneli politikalar belirleyerek talep artışını yavaşlatmaktadırlar. BP raporuna göre birim GSYİH başına tüketilen enerji son 20 yılda ortalama %1,2 seviyesinde azalmış olup 2030 yılına kadar bu değer yıllık ortalama %2 azalarak talep artışını önemli ölçüde dizginleyeceği tahmin edilmektedir.

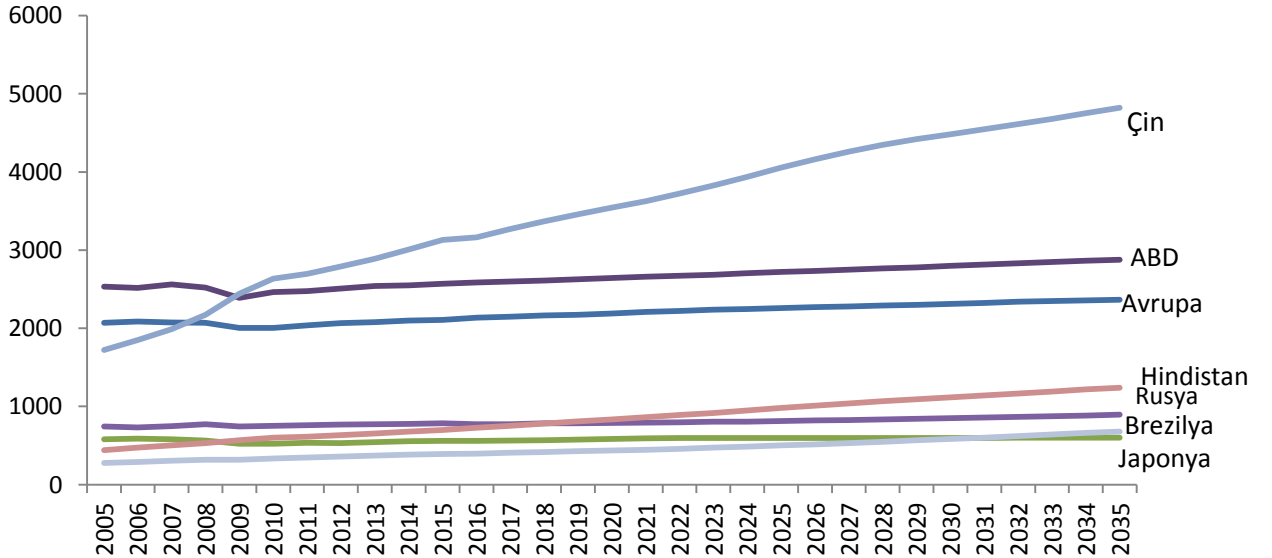
<sup>1</sup> "BP Energy Outlook 2030", 2012



Enerji talebinin önümüzdeki dönemlerde de yoğun şekilde fosil yakıtlardan karşılanması beklenmektedir. Kömür ve doğal gazın öneminin uzun vadeli olarak devam edeceği bunun yanında nükleer de Fukushima kazasına rağmen öneminin azalmayacağı tahmin edilmektedir. IEA, 2035 yılı tahminlerinde farklı senaryolar çalışmıştır. Her bir senaryoda fosil yakıtların yine ağırlıklı kullanımı devam etmekle birlikte özellikle çevresel senaryoda fosil yakıt kullanımı 2011'deki %81 seviyelerinden 2035'te %65 seviyesine inmektedir. IEA, mevcut enerji politikaları devam ettiği müddetçe bir başka deyişle sera gazı emisyonlarının azaltımına büyük ülkeler tarafından destek verilmemesi durumunda fosil yakıtların 2035 yılındaki payının %80 olmasını beklemektedir.

IEA tahminlerine göre 2011-2035 yılları arasında enerji sektörüne tüm Dünyada toplam 37,9 trilyon USD miktarında yatırım yapılması beklenmektedir. Alt sektörler bakımından en çok yatırımın 16,9 trilyon USD olarak elektrik sektörüne (üretim, iletim ve dağıtım olmak üzere) yapılacağı, onu 10 trilyon USD ile petrol, 9,5 trilyon USD ile doğal gaz ve 1,2 trilyon USD ile kömürün takip etmesi beklenmektedir.

Ülkelere göre değerlendirme yapıldığında EIA tahminlerine göre 2035 yılında Dünya enerji talebinin önemli bir kısmı Çin tarafından gelecektir. 2035 yılındaki toplam Dünya enerji tüketimi içerisinde Çin'in payının %14,8 olması beklenmektedir. Çin'i ABD, Hindistan, Rusya, Brezilya ve Japonya takip edecektir. Bu 6 ülkenin enerji tüketimi toplam talebin %57'si olacaktır. Avrupa'nın toplam enerji talebinin Çin'in neredeyse yarısı durumunda olacak olması ise dikkat çekici bir noktadır.

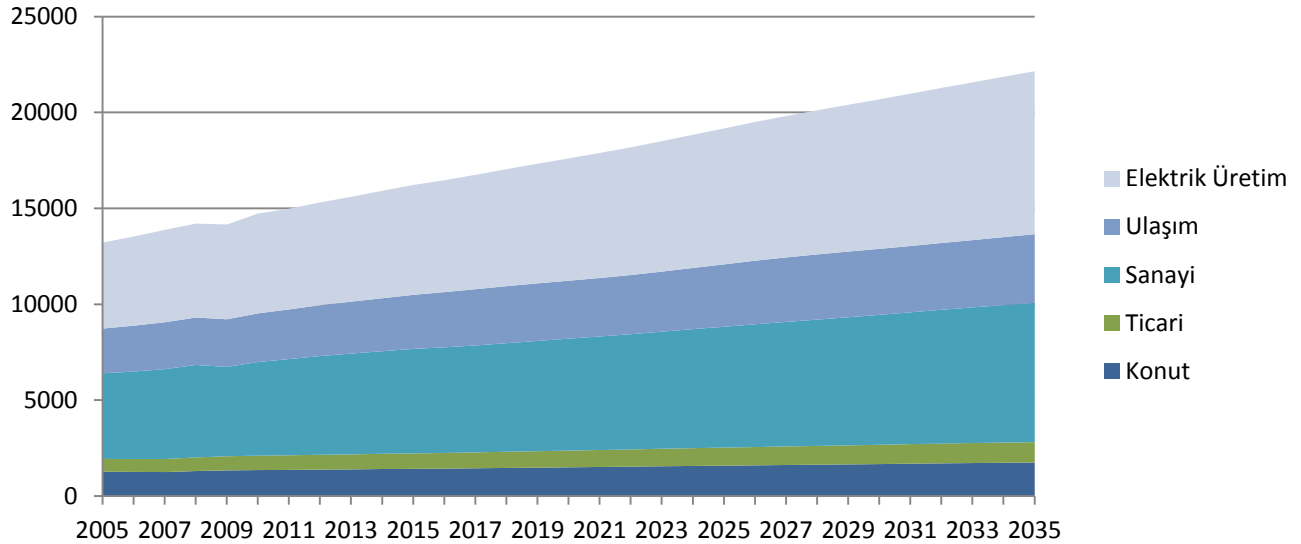


Şekil 2 Ülkelere göre 2035 yılı birincil enerji talebi<sup>2</sup> (milyar tep)

<sup>2</sup> EIA Baz senaryo, <http://www.eia.gov/>

Dünya enerji görünümündeki 2030 ve 2035 yıllardaki tahminler incelenirken tahminleri etkileyecek faktörlerin de göz ardı edilmemesi gerekir. Örnek vermek gerekirse baz senaryolar genellikle enerji verimliliği uygulamalarının başarısı ve Çin'in büyümesinin sürdürüleceği senaryosuna endeksli olarak hazırlanmaktadır. Ayrıca, sera gazı emisyon politikalarında olacak değişiklikler arz ve talep dengelerini doğrudan değiştirecektir. Mevcut durumda en büyük enerji tüketimi olan Çin, ABD, Hindistan ve Brezilya sera gazı azaltımı çalışmalarına katılım sağlamadığı için baz senaryolara çevresel faktörler dahil edilmemekte ve fosil ağırlıklı arz tahminleri oluşturulmaktadır. Çin veya ABD'nin sera gazı azaltımı çalışmalarına destek vermesi durumunda baz senaryoda fosil yakıtların ağırlığı azalacaktır.

Son tüketici bazındaki yapılan tahminlere baktığımızda EIA tahminlerine göre 2035 yılında 2011'de de olduğu gibi elektrik üretim/çevrim sektörü en fazla enerji tüketen sektör olacaktır. Elektrik üretim sektörünün aynı zamanda yıllık ortalama %2,1 artış ile en hızlı talep artışı gerçekleşen sektör olması beklenmektedir. Talebin en yavaş yıllık ortalama %1,1 artış oranı ile konutlarda artması beklenmektedir.



Şekil 3 Sektörlere göre enerji talep gelişimi<sup>3</sup> (milyar tep)

Ulaşım sektöründeki artışı tetikleyen en önemli girdi refah standartlarında olan yükseliştir. Artan gelirler uçak talebini ve özel araç sayısını arttırıp ulaşım sektöründeki yakıt ihtiyacını doğrudan yükseltmektedir. Konutlarda ve sanayideki verimli enerji kullanımı çalışmaları bu iki kullanıcı grubundaki talep artışını sınırlandırmıştır.

Dünya enerji görünümü analizleri incelenirken dikkate alınması gereken başka bir husus ise bu tahminlerin işlerin olduğu gibi gideceği (*business as usual*) yaklaşımı ile hazırlanmış olmasıdır. Yıllar içerisinde enerji talebi hiçbir zaman azalmamakta; bir başka deyişle önümüzdeki dönemlerde küresel

<sup>3</sup> EIA baz senaryo, <http://www.eia.gov/>

veya ülkelere özel olarak yaşanabilecek 2008 yılı benzeri ekonomik kriz, resesyon, vb. durumların etkileri görülememektedir.

----Birinci bölüm sonu----

## 2. TÜRKİYE'DE ENERJİ SEKTÖRÜNÜN GENEL DURUMU

Ekonominin ve sanayinin hızlı gelişmesine paralel olarak birincil enerji talep artışı bakımından OECD ve Avrupa'nın çok üzerinde olan Türkiye'de enerji sektörü stratejik alanlardan bir tanesidir. Ülke çapında güvenilir ve sürdürülebilir enerji arzının sağlanabilmesi ekonomik büyümedeki istikrarı doğrudan etkilemektedir.

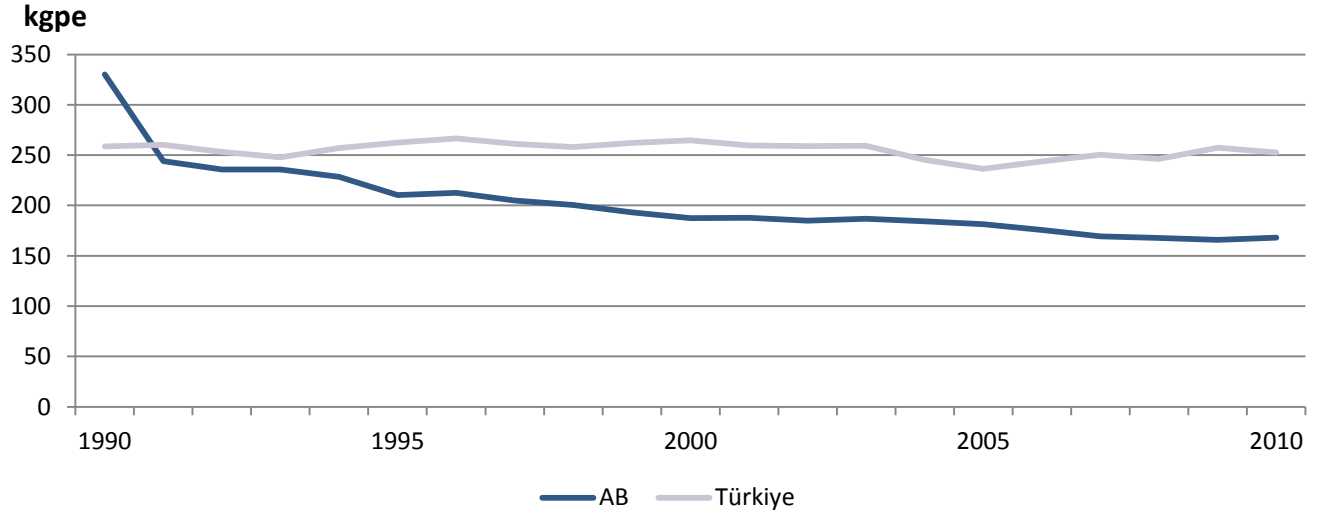


Şekil 4 Türkiye enerji tüketimi gelişimi<sup>4</sup>

1999-2010 arasına kümülatif olarak bakıldığı zaman kriz dönemlerindeki önemli düşüşlere rağmen Türkiye enerji tüketimi %47 artarken aynı dönemde AB toplam enerji tüketimi %3,6 artmıştır. Enerji tüketimi artışı her ne kadar gelişmişlik göstergesi olarak sunulsa da diğer taraftan artan tüketimin neden olduğu dışa bağımlılık sorununu ön plana çıkarmaktadır. ETKB tarafından yayımlanan istatistiklere göre 2010 yılında Türkiye'nin birincil enerji arzında ithal kaynakların payı %80 olarak gerçekleşmiştir. Enerjide artan dışa bağımlılık cari açığı önemli ölçüde olumsuz şekilde etkilemiştir.

Ülkemizde enerji arzında artan dışa bağımlılık haricindeki bir diğer önemli sorun enerjinin verimli kullanılmamasıdır. Ekonomilerdeki enerji yoğunluğu enerji verimliliği göstergesi olarak kabul edilmiştir. "Enerji Yoğunluğu", belirli bir dönemde üretilen GSYİH ile aynı dönemde tüketilen enerjinin oranı ile bulunmaktadır. 1 birim GSYİH üretmek için daha az enerji tüketen ülkeler enerjiyi daha verimli kullanmaktadırlar.

<sup>4</sup> Kaynak: Eurostat



**Şekil 5 Enerji yoğunluğu<sup>5</sup>**

1990'lı yıllarda enerjiyi AB ortalamasına göre %28 daha verimli kullanan Türkiye 2010 yılına geldiği zaman AB ortalamasından %50 daha az verimli enerji tüketir hale gelmiştir. 2010 yılı sonuçlarına bakıldığında AB ortalamasında 1000 Euro miktarındaki GSYİH üretmek için 168 kgpe enerji tüketimi yapılmışken, Türkiye'de bu değer 252,5 kgpe olarak gerçekleşmiştir.

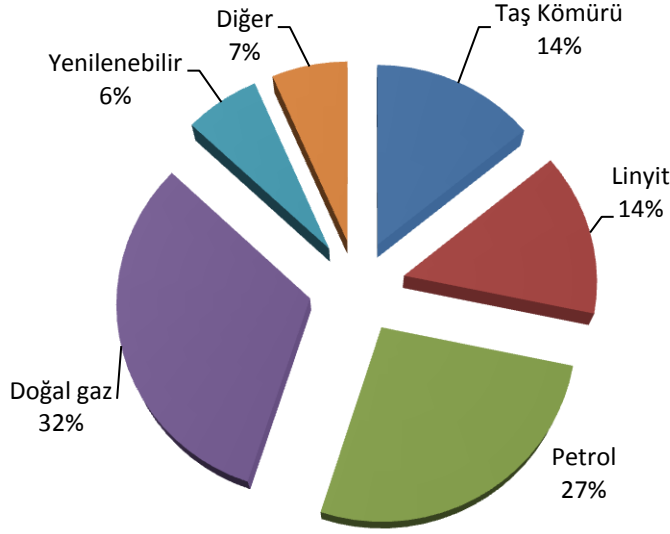
Enerjinin verimsiz kullanımı sanayinin en büyük girdisi olan enerji maliyetlerini yükseltmekte ve ülkelerin global pazarlardaki rekabet avantajlarını olumsuz yönde etkilemektedir. 2007 yılında kabul edilen Enerji Verimliliği Kanunu sonrasında gelen uygulamalar ile enerjinin verimli kullanımı yaygınlaştırılmaya çalışılmaktadır.

Türkiye fosil kaynakların yoğun olarak tüketildiği bir ülkedir. Yıllar içerisinde hızlı talep artışını karşılayabilmek için fosil kaynaklara özellikle doğal gazla olan bağımlılık giderek artmıştır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı verilerine göre 2010 yılı içerisinde gerçekleşen birincil enerji arzının %87'si fosil kaynaklardan karşılanmıştır.

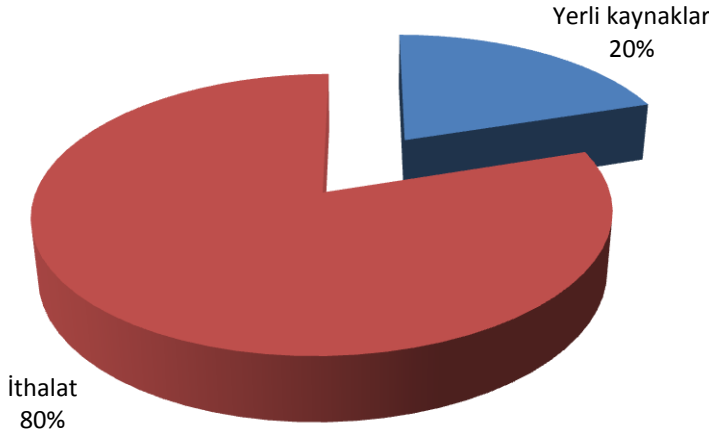
Fosil kaynakların yoğun tüketiminin doğal sonucu olarak çevrenin dengesi olumsuz yönde etkilenmiştir. Kyoto protokolü olarak bilinen sera gazları azaltımı sözleşmesine Türkiye son anda dahil olmuş fakat sözleşmeden dolayı herhangi bir yükümlülük altına girmemiştir. Sera gazı azaltma konusu tüm Dünya'da tartışma halindedir. En büyük sera gazı salınımı yapan ülkeler arasında olan ABD, Çin ve Hindistan bu konuya soğuk yaklaşmaktadırlar. Konu ile ilgili en somut adım AB tarafında mevcuttur. AB mevzuatı gereği üye ülkelerin 20-20-20 hedefleri bulunmaktadır. Bu doğrultuda her bir ülke 2020

<sup>5</sup> Kaynak: Eurostat

yılında 1990 yılındaki emisyonların en az %20'si kadar azaltma gerçekleştirecek ve enerji üretiminin en az %20'si yenilenebilir kaynaklardan olacaktır.



Şekil 6 2010 Yılı kaynaklara göre birincil enerji arzı<sup>6</sup>



Şekil 7 2010 Yılı yerli ve ithalat birincil enerji arzı<sup>7</sup>

Yukarıda anlatılanlar sonucunda elde edilen genel duruma bakıldığı zaman Türkiye enerji piyasasının temel özellikleri aşağıda verilmiştir,

- Yüksek talep artışı
- Fosil kaynaklara bağımlılık

<sup>6</sup> Kaynak: ETKB

<sup>7</sup> Kaynak: ETKB

- Yüksek ithalat
- Enerjide düşük verimlilik
- Yüksek sera gazı salınımı

ETKB, Türkiye enerji piyasasının temel özelliklerini dikkate alarak piyasadaki sorunlara arz güvenliğini dikkate alınarak aşağıdaki politikaları belirlemiştir,

- Yerli kaynaklara öncelik vermek suretiyle kaynak çeşitliliğini sağlamak,
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji arzı içindeki payını arttırmak,
- Enerji verimliliğini arttırmak,
- Serbest piyasa koşullarına tam işlerlik kazandırmak ve yatırım ortamının iyileşmesini sağlamak,
- Petrol ve doğal gaz alanlarında kaynak çeşitliliğini sağlamak ve ithalattan kaynaklanan riskleri azaltacak tedbirleri almak,
- Jeostratejik konumumuzu etkin kullanarak, enerji alanında bölgesel işbirliği süreçleri çerçevesinde ülkemizi enerji koridoru ve terminali haline getirmek,
- Enerji ve tabii kaynaklar alanlarındaki faaliyetlerin çevreye duyarlı halde yürütülmesini sağlamak,
- Tabii kaynaklarımızın ülke ekonomisine katkısını arttırmak,
- Endüstriyel hammadde, metal ve metal dışı madenlerimizin üretimlerini arttırarak yurt içinde değerlendirilmesini sağlamak,
- Maliyet, zaman ve miktar yönlerinden enerjiyi tüketiciler için erişilebilir kılmak<sup>8</sup>

ETKB birimleri, bağlı ve ilgili kuruluşları kendi sorumluluk alanlarındaki piyasalara yön verirken bakanlık tarafından belirlenen yukarıdaki politikaları dikkate almaktadır.

Ülkemizde enerji sektörü politikaları ve yasal çerçevesi Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı yönetiminde belirlenmektedir. ETKB'ye bağlı her biri sektörün farklı alanına yoğunlaşmış birçok ilişkili kuruluş bulunmaktadır. Bu kuruluşlardan belki de en önemlilerinden bir tanesi 2001 yılında kurulan Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'dur. AB normlarında bağımsız idari otorite statüsünde faaliyet gösteren EPDK; elektrik, doğal gaz, petrol ve LPG sektörlerinin her türlü regülasyonun belirlenmesi, tariflerin düzenlenmesi ve belirtilen sektörlerin denetimden sorumludur. Madenler ve tabii kaynaklar elektrik üretiminin konusu olmadığı sürece EPDK sorumluluk alanı dışındadır.

Elektrik, doğal gaz, petrol ve LPG piyasalarına ait genel görünüm aşağıda verilmiştir.

---

<sup>8</sup> ETKB Strateji Geliştirme Başkanlığı, "ETKB Bütçe Sunumu", Kasım 2011

## 2.1. Elektrik Piyasası

2001 yılında TBMM’de kabul edilen Elektrik Piyasası Kanunu ile genel çerçevesi çizilen Türkiye elektrik piyasası 2001 yılından bugüne gelinceye kadar hızlı bir değişim içerisine girmiştir. 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanun’una göre elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması amaçlanmıştır. Kanun’da genel manada elektrik enerjisinin üretimi, iletimi, dağıtımı ve perakende satış piyasalarındaki oyuncular, bunların görevleri, lisanslandırma süreçleri, tarifeler ve özelleştirme sürecinin nasıl işleyeceği belirtilmiştir. EPDK’nın yapısı ve görevleri de 4628 sayılı Kanun ile tanımlanmıştır. Kanun’un çıkarılması akabinde EPDK’nın kurulması ile birlikte EPDK tarafından ikincil mevzuat çalışmaları kapsamında birçok Yönetmelik, Tebliğ ve Kurul Kararı yayımlanmıştır. Elektrik piyasası ikincil mevzuatı ile ilgili tam liste Ek – 1’de verilmektedir.

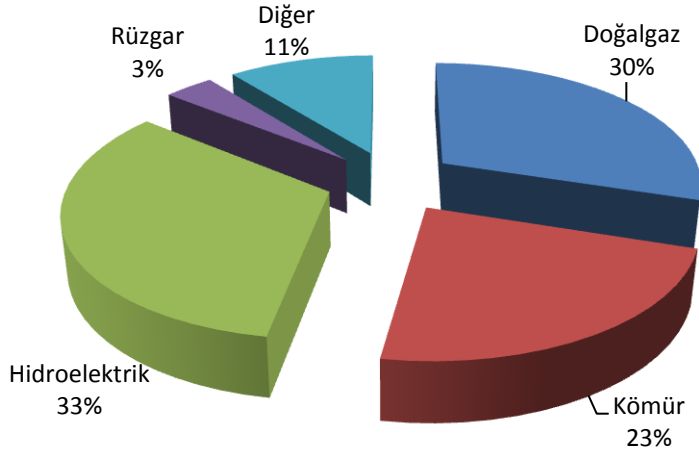
2001 yılından beri hızlı bir şekilde liberalleşme sürecine giren Türkiye elektrik piyasasında, mevzuat altyapısını kurma sürecinde önemli miktarda yerli ve yabancı özel sektör yatırımı yapılmıştır. Serbest tüketici limitlerinin düşmesi ve Gün Öncesi Piyasası’nın aktifleştirilmesi ile birlikte ticaret hacimleri genişlemiş ve piyasanın cazibesi daha da artmıştır. 2003-2012 yılları arasında özel sektör tarafından toplam 16.367 MW üretim santrali yatırımı yapılmıştır.<sup>9</sup>

Özel sektörün son 10 yılda yaptığı yatırımlar ile birlikte Temmuz 2012 sonu itibariyle Türkiye elektrik kurulu gücü 55.139,2 MW seviyesine ulaşmıştır. Bunun %56’lık kısmı özel sektör tarafından işletilmektedir. Kaynaklara göre bakıldığında elektrik üretiminde en yoğun kullanılan kaynağın doğal gaz olduğu anlaşılmaktadır.

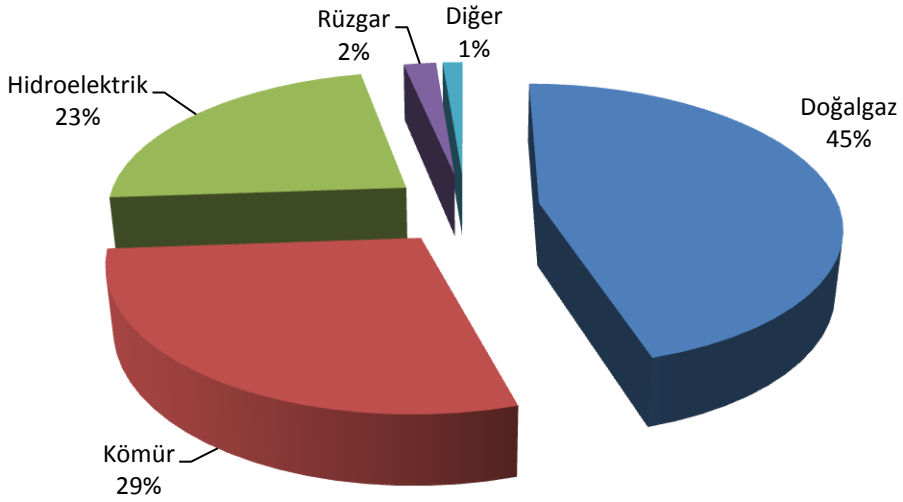
---

<sup>9</sup> EPDK, “Enerji Yatırımcısı El Kitabı”, 2012





Şekil 8 Temmuz 2012 kaynaklara göre Türkiye elektrik Kurulu gücü<sup>10</sup>

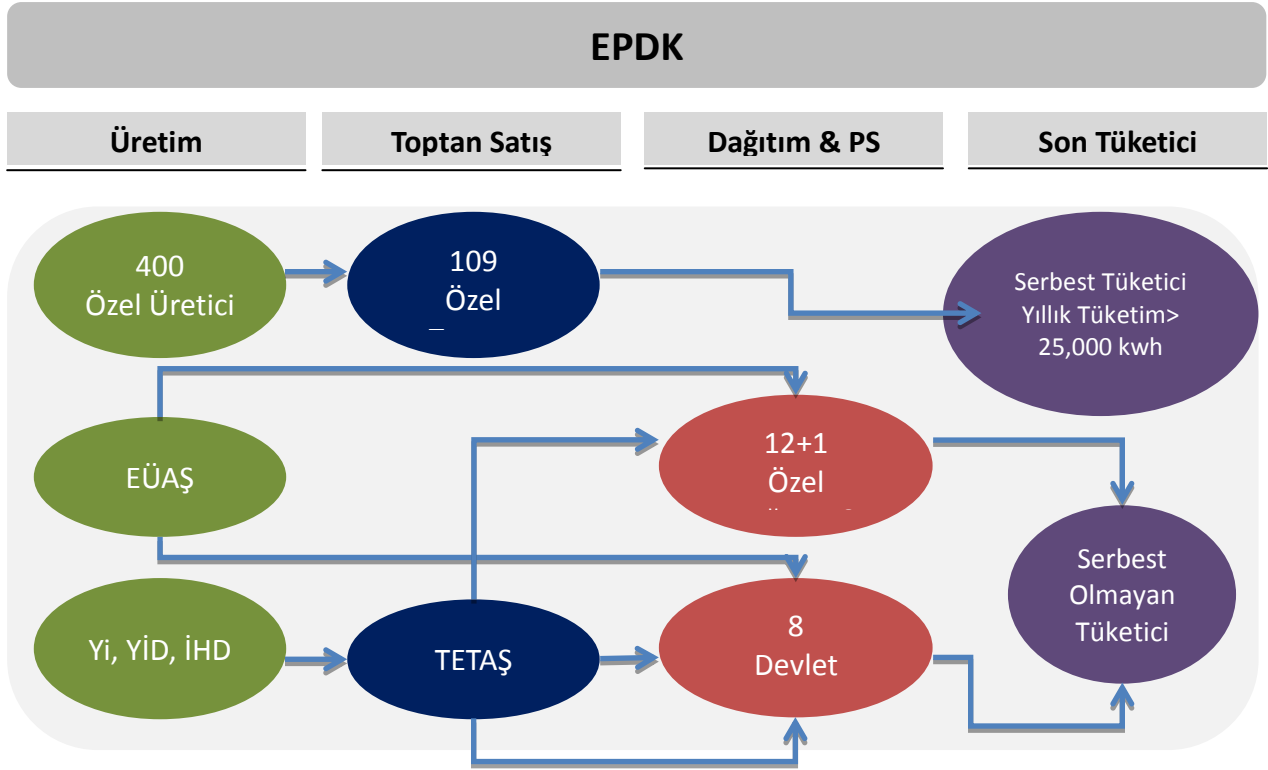


Şekil 9 2011 yılı kaynaklara göre Türkiye elektrik üretimi<sup>11</sup>

4628 sayılı Kanun ile kurulan piyasa yapısı ve piyasa oyuncuları aşağıda verilmiştir.

<sup>10</sup> Kaynak: TEİAŞ

<sup>11</sup> Kaynak: TEİAŞ



Şekil 10 Türkiye elektrik piyasası yapısı<sup>12</sup>

**EPDK:** Sektördeki düzenleyici ve denetleyici otoritedir. İkincil mevzuatın hazırlanması, güncellenmesi, tarifeler, lisanslar, kamulaştırma ve denetim faaliyetlerini yürütür. EPDK, Bakanlar Kurulu kararı ile atanan 1 Başkan ve 8 Kurul Üyesinden oluşan Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu vasıtası ile karar alır. Elektrik, petrol, doğal gaz ve LPG piyasasında faaliyet gösteren her bir piyasa katılımcısının EPDK'dan lisans alması ve faaliyetlerini EPDK mevzuatına göre yürütmesi zorunludur.

**TEİAŞ:** Türkiye Elektrik İletim A.Ş.'nin kısa yazılışdır. Elektrik enerjisinin 36 kV ve üstü hatlardan iletiminden sorumludur. Hatların tamir bakımı, yeni yatırımların yapılması ve dış ülkelerle yapılan ithalat ihracat faaliyetlerinde senkronizasyonun sağlanması görevlerini üstlenir. Ülkedeki tek iletim sistemi operatörüdür. Yürürlükteki mevzuata göre özelleştirilmesi planlanmamaktadır. Ayrıca bünyesinde mevcut bulunan Elektrik Piyasası İşletme Dairesi ve Milli Yük Tevzi Merkezi aracılığı ile Piyasa İşleticisi sıfatı ile GÖP de DGP'nin işletilmesini yürütmektedir.

**EÜAŞ:** Elektrik Üretim A.Ş.'nin kısa yazılışdır. Bakanlığa bağlı olarak çalışmaktadır. Devletin elinde bulunan elektrik üretim santrallerinin işletilmesinden, bakımından ve üretilen enerjinin ticari olarak değerlendirilmesinden sorumludur. Sahipliği altında bulunan santrallerin bir kısmının özelleştirilmesi planlanmaktadır.

<sup>12</sup> Piyasa katılımcısı sayıları Temmuz 2012 itibariyle <http://dgpys.teias.gov.tr/dgpys/> adresinden alınmıştır.

*Yİ-YİD-İHD:* Yap-İşlet, Yap-İşlet-Devret ve İşletme Hakkı Devri sözleşmeleri ile TETAŞ vasıtası ile dağıtım şirketlerine al ya da öde koşulu altında enerji tedariki yapmaktadırlar. Özel sektör üretim şirketlerinden farklı olarak rekabet altında değillerdir.

*Özel üretim:* Rekabetçi piyasada faaliyet gösteren enerjisini doğrudan serbest tüketicilere, toptan satış şirketlerine, GÖP ve DGP’de değerlendirebilen enerji üretim şirketleridir. Üretim, otoprodüktör, otoprodüktör grubu lisansları altında faaliyet göstermektedirler.

*TETAŞ:* Bakanlığa bağlı olarak çalışan toptan satış şirkettir. Yİ, YİD ve İHD santralleri ile enerji alım, dağıtım şirketleri ile enerji satış sözleşmeleri vardır. Özel sektör toptan satış şirketleri ile rekabet halinde değildir.

*Özel toptan satış şirketleri:* Üretim şirketleri, başka bir toptan satış şirketi veya GÖP’ten enerji alıp yine üretim şirketleri, başka bir toptan satış şirketi, GÖP veya serbest tüketiciye satış yaparak rekabetçi piyasada faaliyet göstermektedirler. Ayrıca toptan satış şirketleri lisansları gereği ithalat ve ihracat yapma hakkına da sahiptir. Toptan satış şirketleri DGP piyasasına katılamazlar. Serbest tüketici limitinin 0’a inmesi ile birlikte toptan satış lisansı ile faaliyet gösteren şirketler tüm tüketicilere enerji satabileceklerdir.

*Dağıtım ve perakende satış şirketleri:* Elektrik enerjisinin 36 kV ve altı hatlar ile şehir içinde dağıtım faaliyetini yürütmektedirler. Hatların bakımı, tamiri ve yeni yatırımlardan sorumludurlar. Elektrik enerjisinin kaliteli bir şekilde tüketicilere ulaştırılması, kesintilerin azaltılması, kesintilere olabildiğince çabuk müdahale edilerek yeniden enerji verilmesi ve kayıp & kaçak oranının düşürülmesi dağıtım şirketinin en önemli görevleri arasındadır. Dağıtım şirketi ile aynı çatı altında çalışan perakende satış şirketleri ise serbest olmayan veya hiçbir tedarikçi bulamayan tüketicilere enerji tedariki yapmaktadırlar. Dağıtım şirketinin sahibi olduğu perakende satış şirketi tedarikçi bulamayan tüketiciye düzenlenmiş tarifeler kapsamında enerji tedariki yapmak zorundadır.

## 2.2. Doğal gaz piyasası

2001 yılında kabul edilen 4646 sayılı Doğal gaz Piyasası Kanunu 4628 sayılı Kanun ile benzer şekilde doğal gaz piyasasının serbestleştirilmesi suretiyle şeffaf, rekabetçi bir piyasa oluşturulması sayesinde tüketicilere ucuz doğal gaz tedariki yapılmasını amaçlamaktadır. Bu bağlamda 4646 sayılı Kanun doğal gazın ithali, iletimi, dağıtımı, depolanması, pazarlanması, ticareti ve ihracatı ile bu faaliyetlere ilişkin tüm gerçek ve tüzel kişilerin hak ve yükümlülüklerini kapsamaktadır. Doğal gaz piyasası ikincil mevzuatı ile ilgili tam liste Ek – 2’de verilmektedir.

Kanun çerçevesinde 2009 yılında yapılan kontrat devirleri ile BOTAŞ haricinde 7 adet özel şirket ithalat yapar hale gelmiştir. Diğer taraftan serbest tüketici limitinin de düşürülmesiyle ithalatçı

şirketler ile son tüketiciler arasında bulunan toptan satış piyasasında hareketlenmeler yaşanmıştır. Serbestleşme yolundaki en önemli adım olan kontrat devirlerinin Kanun'un öngördüğü biçimde önümüzdeki dönemde de devam etmesi beklenmektedir. 2013 Ocak ayı itibariyle özel sektörün piyasadaki toplam payı 10 milyar m<sup>3</sup> seviyesinde olacaktır. BOTAŞ'ın payı beklenen seviyede düşürülemediği ve %80 seviyesinde kalmıştır. 4646 sayılı Kanun'un öngördüğü şekilde BOTAŞ'ın ayrıştırılması ve ithalat payının düşürülmesi ile birlikte doğal gaz piyasasında beklenen seviyede rekabete ulaşma yolunda en önemli adım tamamlanmış olacaktır.

Ülkemiz doğal gaz rezervleri açısından oldukça fakir sayılmaktadır. 2011 yılında Türkiye'de yaklaşık 44 milyar m<sup>3</sup> doğal gaz tüketilmiş olup bunun sadece 760 milyon m<sup>3</sup>'ü Türkiye'de üretilmiştir. Ülkemizde kullanılan doğal gazın %98,3'ü boru hatları ve LNG olarak ithal edilmektedir.

Rusya mevcut durumda Türkiye'nin en büyük gaz tedarikçisidir. 2011 yılındaki doğal gaz ithalatının %57,9'u Rusya'dan sağlanmıştır. Rusya'yı %18,7 ile İran ve %8,7 ile Azerbaycan izlemektedir. LNG olarak yapılan ithalata bakıldığında 2011 yılındaki toplam ithalat içerisinde Cezayir'in payı %9,5, Nijerya'nın payı %2,8 ve spot LNG ithalatının payı ise %2,4 olarak gerçekleşmiştir.<sup>13</sup>

Yüksek seviyede ithalatımızın olduğu ve cari açığı önemli ölçüde etkileyen doğal gaz konusuna alternatif olarak geliştirilen ve ABD'de önemli rezervleri tespit edilen kaya gazı için Türkiye'de de tespit çalışmaları başlamıştır. Konu ile ilgili olarak raporun ilerleyen bölümünde daha detaylı bilgi sunulmaktadır.

Son yıllarda Türkiye'de soğuk kış dönemlerinde özellikle Rusya'dan gelen doğal gazda kesintiler yaşanmaktadır. Bu gibi durumlarda ülkedeki gaz ihtiyacının karşılanması için gaz depolama tesislerinin önemi büyüktür. Türkiye'nin ilk yer altı doğal gaz deposu olan Kuzey Marmara ve Değirmenköy Yer Altı Doğal Gaz Depolama Tesisleri 20 Temmuz 2007'de Silivri'de faaliyete açılmıştır. Silivri'deki depolama tesisi TPAO tarafından işletilmektedir. Ayrıca, Marmara Ereğli'sinde BOTAŞ'a ait LNG depolama tesisi bulunmaktadır.

2011 yılı sonu itibariyle 62 adet ilimizde konutlar ve sanayi için doğal gaz arzı sağlanmıştır. EPDK tarafından yeni iller doğal gaz dağıtım ihaleleri yapılmaya devam edilmektedir. Hızlı bir şekilde tamamlanan doğal gaz boru hattı yatırımları ile 2011 yılı sonunda doğal gaz kullanan abone sayısı 9.100.000'e ulaşmıştır.

Doğal gaz piyasası elektrik piyasasına göre daha yavaş bir seyir ile serbestleşmektedir. LNG ve farklı ülkeler ile yapılan boru hattından gaz alım kontratları ile aslında tedarik tarafında kaynak çeşitliliği olabildiğince sağlanmıştır. Aynı zamanda Türkiye üzerinden geçmesi planlanan boru hattı projeleri ile

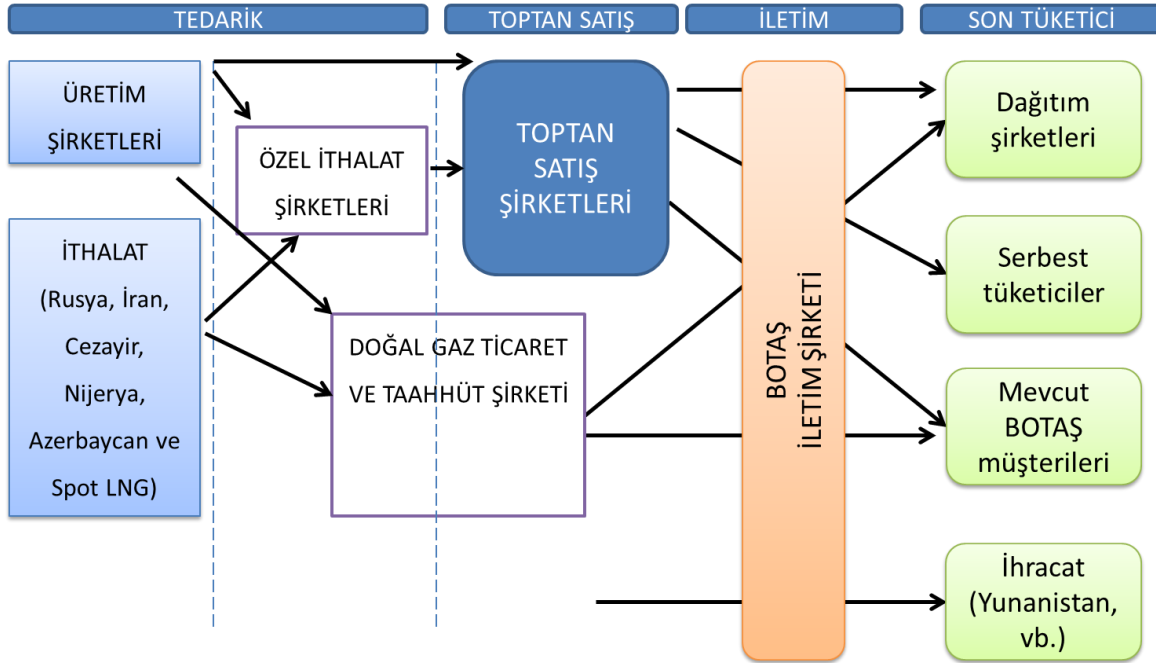
---

<sup>13</sup> EPDK, "Doğal Gaz Piyasası 2011 Yılı Sektör Raporu"

Orta Asya'daki doğal gazı Avrupa'ya ulaştırarak alternatif güzergahlar oluşturulması planlanmaktadır. Söz konusu boru hattı projeleri hem Türkiye hem de Rusya'ya olan bağımlılığını azaltacak AB için büyük önem arz etmektedir.

Bu kapsamda en çok gündeme gelen projelerden birisi NABUCCO'dur. Türkiye-Bulgaristan-Romanya-Macaristan-Avusturya hattı ile Orta Asya'dan gelen gazın Avrupa'ya taşınması planlanmaktadır. 10 yıldan fazla geçmişi olan projedeki gelişmeler beklentilerinden daha yavaş hareket etmektedir. Azerbaycan doğal gazını Avrupa'ya taşıyacak olan TANAP projesinde 27 Haziran 2012'de imzalar atılmıştır. 5 yıl içerisinde tamamlanacak projede %80 Azerbaycan %20 Türkiye ortaklığı bulunmaktadır. Irak tarafında siyasi istikrarın bir nebze sağlanması ile birlikte Irak-Türkiye arasında doğal gaz alışverişine imkân verecek boru hattının yapımına başlanılmıştır. EPDK Irak'tan doğal gaz ithal etmek için lisans başvurusu açmış olup Temmuz 2012 itibariyle başvurular henüz sonuçlandırılmamıştır.

Doğal gaz piyasası mevcut yapısı ve piyasa oyuncuları aşağıda verilmiştir.



Şekil 11 Doğal gaz piyasası yapısı

### 2.3. Petrol ve LPG piyasası

2003 yılı sonunda TBMM'de kabul edilen 5015 sayılı Petrol Piyasası Kanunu Türkiye'de petrol piyasasında faaliyet gösteren oyuncuların düzenlenmesi, denetim ve gözetimine ilişkin genel kuralları

içermektedir. Petrol piyasası, elektrik ve doğal gazdan farklı olarak EDPK gözetimine girmeden önce serbestleşmiş ve rekabet altında çalışmaktaydı. EPDK kurulduktan ve petrol piyasası EPDK kontrolüne verildikten sonra, piyasadaki mevcut faaliyetler düzenleme çerçevesinden yeniden değerlendirilmiş ve lisanslandırma, tarife oluşturma, şeffaflık, rekabet, izleme, denetim ve 3. tarafların eşit şekilde sisteme erişimine ilişkin ikincil mevzuat belirlenmiştir. Petrol piyasası ile ilgili ikincil mevzuat listesi Ek-3'te verilmektedir.

Petrol piyasasında rafinaj, işleme, madeni yağ üretimi, depolama, iletim, serbest kullanıcı ve ihrakiye faaliyetlerinin yapılması ve bu amaçla tesis kurulması ve/veya işletilmesi, akaryakıt dağıtımı, taşınması ve bayilik faaliyetlerinin yapılması, için lisans alınması zorunludur.<sup>14</sup>

Yerli ham petrol üretimimiz ülkemizdeki petrol ürünleri talebinin karşılamayacak durumdadır. 2011 yılında yerli ham petrol üretimi 2,43 milyon ton, ham petrol ithalatı ise 18,09 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Ham petrol ithali gerçekleştirilen ülkeler ise sırasıyla İran (%51), Irak(%17), Rusya(%12), Suudi Arabistan (%11), Kazakistan (%7), kalan miktar ise Suriye, Azerbaycan ve İtalya'dan ithal edilmiştir.<sup>15</sup> Bir başka deyişle tüketilen ham petrolün %88,2'si ithal edilmiştir.

Mevcut durumda 3 rafinerici lisansı ve aynı ortaklık yapısı ile faaliyet gösteren 4 adet petrol rafinerisi bulunmaktadır. Kalan 2 adet rafinerinin inşaat süreci devam etmektedir. Ham petrol ürünleri açısından yüksek rafineri kapasitesiyle birçok üründe Türkiye kendi kendine yetecek durumdadır. Dış pazarlardaki fiyat oluşumuna göre veya mevcut rafinerinin kapasitesinin üstünde talep geldiği durumlarda ithalat yapılmaktadır. 2011 yılında en çok ithalatı yapılan ürün motorin, en çok ihracatı yapılan ürünler ise benzin türleridir.

Akaryakıtın rafinerilerden veya ithalat yoluyla yurt dışından temin edilip bayilere satışını dağıtım şirketleri gerçekleştirmektedir. Temmuz 2012 EPDK verilerine göre akaryakıt piyasasında 47 adet dağıtıcı faaliyet göstermektedir. Dağıtım şirketleri serbest kullanıcılar hariç doğrudan son kullanıcılara satış yapamazlar.

Ülkemiz karasuları ve hava suları bittiği noktada deniz ve hava taşıtlarına vergisiz olarak akaryakıt tedariki yapan şirketler ihrakiye lisansı altında faaliyet göstermektedir. 2011 yılı itibariyle ihrakiye satışı yapan 71 adet şirket bulunmaktadır.

Dağıtıcılardan akaryakıt alıp son tüketicilere satan şirketler bayilik lisansı altında faaliyet göstermektedir. 2011 yılı sonu itibari ile Türkiye çapında 12.348 adet istasyonlu 551 adet istasyonsuz olmak üzere toplam 12.899 adet akaryakıt bayisi bulunmaktadır. Petrol Piyasası Kanunu'na göre bir

<sup>14</sup> Petrol Piyasası Kanunu, Madde 3 (a), (b)

<sup>15</sup> EPDK, Petrol Piyasası Sektör Raporu 2011

bayi sadece tek bir dağıtıcının akaryakıtını satmak zorundadır. Farklı dağıtıcılardan akaryakıt ikmali yapan bayiler Kanun'a aykırı hareket etmektedirler. Bir bayi ile bir dağıtıcı arasında yapılan sözleşmenin süresi Rekabet Kurumu tarafından en fazla 5 yıl ile sınırlandırılmıştır.

Yıllık asgari 5000 ton akaryakıt kullanan şirketler serbest kullanıcı lisansı kapsamında doğrudan dağıtım şirketlerinden akaryakıt temin edebilmektedirler.

Yerel piyasada petrol arzında kesinti sağlanamaması ve uluslararası petrol krizleri olması durumunda global piyasaların olabildiğince az etkilenmesi amacıyla uluslararası anlaşmalar gereği ülkemizde bir önceki yıl günlük ortalama kullanımının içindeki net ithalatın en az doksan günlük miktarı kadar petrol stoku tutulur. Bu yükümlülük, rafinerici ve dağıtım lisansı sahipleri arasında paylaştırılmıştır. Ulusal stokun tutulmaması durumunda EPDK cezai yaptırım uygulamaktadır.

Ham petrol ve akaryakıt ürünlerinin depolanması Petrol Piyasası Kanunu'na göre depolama lisansına tabi olarak yapılmaktadır. Akaryakıt depoları yoğun olarak Mersin, İstanbul, Kocaeli, İzmir ve Tekirdağ bölgelerinde bulunmaktadır.

Akaryakıt piyasasındaki yoğun dışa bağımlılık ve yüksek vergi oranları sebebiyle artan kaçakçılık en önemli iki sorun olarak karşımıza çıkmaktadır. 2011 yılı içerisinde akaryakıttan toplam 34,5 milyar TL vergi toplanmıştır. Bu değer toplanan tüm vergilerin %14'üne denk gelmektedir.<sup>16</sup>

EPDK kaçak petrolü önlemek için ulusal marker, izleme sistemi, yoğun denetim gibi birçok önlem almıştır. Tüm bu önlemlere karşın yine de kaçak petrol piyasasının 10 milyar USD seviyelerinde hacimlere ulaştığı tahmin edilmektedir. Akaryakıt kaçakçılığının önlenmesine ilişkin Gümrük ve Ticaret Bakanlığı nezdinde bir komisyon oluşturulmuş ve bir dizi önlemlerini içeren eylem planı yürürlüğe konmuştur.

LPG, ham petrolden üretilen özel bir yakıt türü olup ülkemizde kullanım yoğunluğundan dolayı ayrı bir piyasa olarak değerlendirilmiştir. 2005 yılında kabul edilen 5307 sayılı LPG Piyasası Kanunu ile düzenlenen piyasada LPG'nin dağıtımı, taşınması ve otogaz bayilik faaliyetlerinin yapılması (tüplü LPG bayiliği hariç), depolanması, LPG tüpünün imalatı, dolumu, muayenesi, tamiri ve bakımı ile bu amaçla tesis kurulması ve işletilmesi için lisans alınması zorunludur.<sup>17</sup>

---

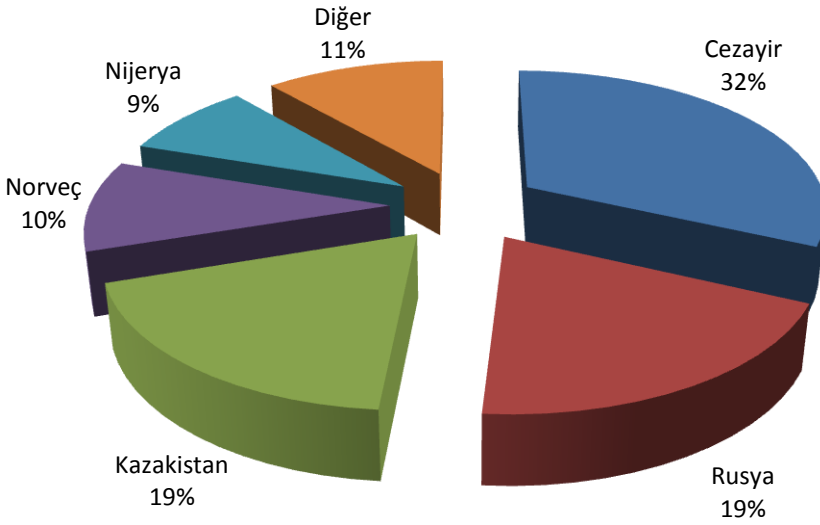
<sup>16</sup> Yazıcı H., "Akaryakıt Kaçakçılığı Eylem Planı 2012 Değerlendirme Toplantısı", <http://www.hayatiyazici.com.tr/konusmalar/akaryakit-kacakciligiyla-mucadele-eylem-planı-2011-yılı-değerlendirme-toplantisi>

<sup>17</sup> 5307 sayılı Kanun, Madde 3

LPG piyasası da petrol piyasasının benzer dinamiklerine sahiptir. EPDK, Kanun sonrası yayımladığı ikincil düzenlemeler ile mevcut durumda birçok özelliği oturmuş durumda olan piyasayı düzenleme normları doğrultusunda izleme, lisanslandırma ve denetim altına almıştır.

Yerli olarak TÜPRAŞ rafinerilerinde üretilen LPG aynı zamanda birçok farklı ülkeden ithal de edilmektedir. EPDK verilerine göre 2011 yılında 739.421 ton yerli LPG üretimi ve 3.047.948 ton LPG ithalatı gerçekleşmiştir. 2011 yılında ülkemizde kullanılan LPG'nin %80,5'i ithal edilmiştir. En çok LPG ithalatı yapılan ülke Cezayir'dir. Cezayir'i Rusya ve Kazakistan izlemektedir. Cezayir, Rusya ve Kazakistan toplam ithalatın %70'ini oluşturmuştur. Kalan bölüm ise içlerinde Norveç, Fransa, Almanya, Katar, Suudi Arabistan, Ekvator Ginesi dahil olmak üzere toplam 12 farklı ülkeden yapılmıştır.

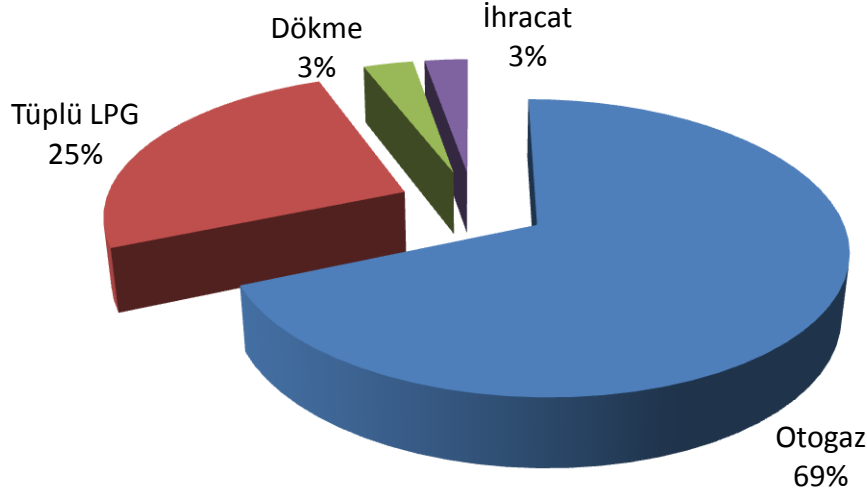
Üretilen ve ithalatı yapılan LPG en çok araçlarda otogaz olarak tüketilmiştir. LPG'nin diğer tüketim alanları evde tüplü LPG ve sanayi tesislerinde dökme LPG olarak sınıflandırılmıştır. Ayrıca serbest bölgelerde LPG satışı, KKTC, Yunanistan ve başka bazı ülkelere olmak üzere ihracatımız da mevcuttur.



Şekil 12 2011 yılı ülkelere göre LPG ithalatı<sup>18</sup>

<sup>18</sup> EPDK, LPG Piyasası Sektör Raporu 2011





**Şekil 13 2011 yılı Türkiye LPG tüketim dağılımı<sup>19</sup>**

Kanun'da belirtildiği üzere LPG piyasasındaki faaliyetler dağıtım, taşıma, LPG tüpü imalatı, LPG tüpü muayenesi, tamiri ve bakımı ve otogaz bayiliğidir. Dağıtım, bayilik ve depolama yapısı petrol piyasasına benzer şekilde yapılandırılmıştır. Bir otogaz bayisi sadece bir LPG dağıtıcısının ürünlerini satabilir. Aynı arsa üzerinde hem otogaz hem akaryakıt bayisi bulunması mümkündür. Hem otogaz hem de akaryakıt bayisi sahibinin otogaz ve akaryakıt satışı için farklı dağıtıcılar ile anlaşma yapması mevzuata göre mümkündür. LPG piyasasında petrol piyasasından farklı olarak ulusal stok tutma yükümlülüğü bulunmamaktadır.

LPG'nin araçlarda kullanımının cazip hale gelmesi ve hızlı artışı ülkemizdeki otogaz bayisi sayısını da arttırmıştır. 2011 yılı sonu itibariyle Türkiye'de 71 adet LPG dağıtıcısı ve 9.419 adet otogaz bayisi bulunmaktadır.

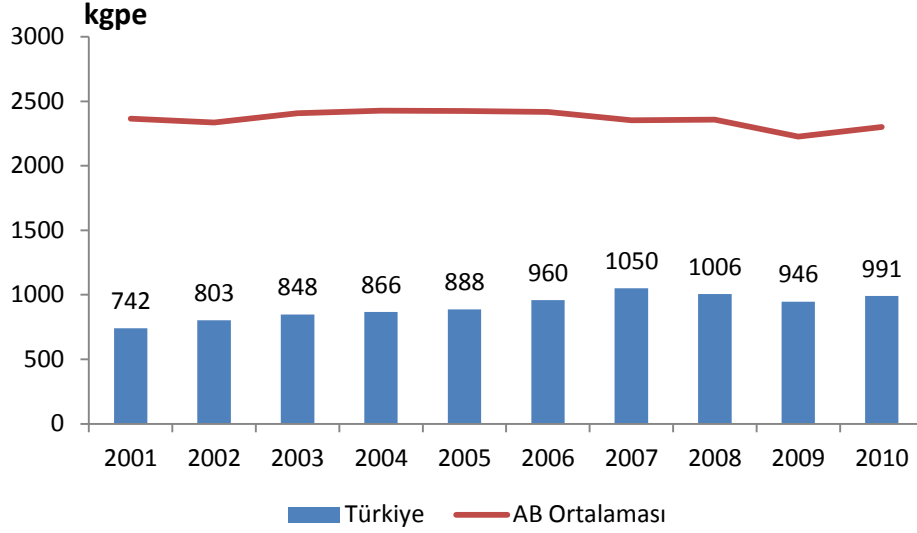
Doğal gazın henüz ulaşmadığı bölgelerde LPG tüpünün yoğun kullanımı devam etmektedir. Otogaz istasyonlarında LPG tüpü dolumu yapılması yasaktır. Konu ile ilgili EPDK ve işbirliği yaptığı kuruluşların sıkı denetim ve takibi bulunmaktadır.

#### **2.4. Arz ve talep gelişimi**

2010 yılı Eurostat enerji tüketim ve TÜİK nüfus verileri karşılaştırıldığında Türkiye'de kişi başına 991 kgpe enerji tüketimi gerçekleştiği anlaşılmaktadır. Aynı dönemde 27 AB ülkesinde ortalama kişi başına enerji tüketimi 2297 kgpe olarak gerçekleşmiştir. Türkiye'nin ekonomik büyümesinin devam ettiği

<sup>19</sup> a.g.e.

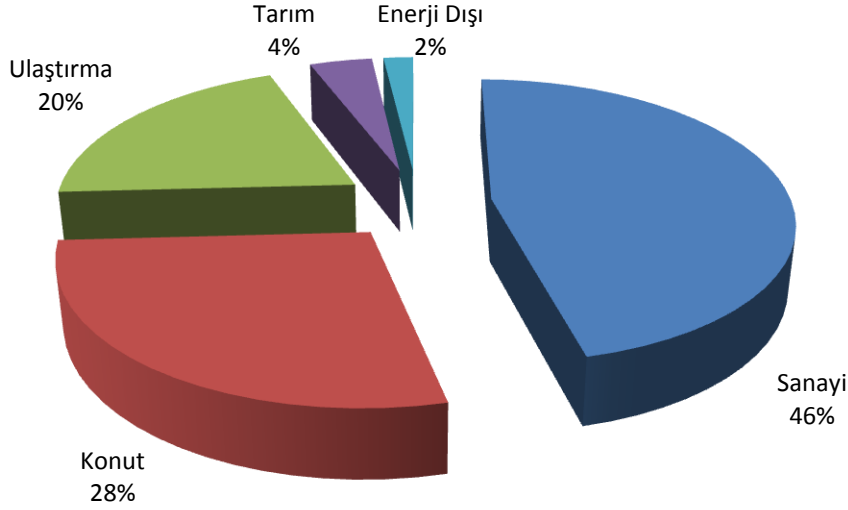
sürece kişi başı enerji tüketiminin AB ortalamasına yaklaşacağı varsayımıyla Türkiye'deki hızlı enerji talebi artışının devam edeceği sonucu elde edilmektedir.



**Şekil 14 AB ve Türkiye kişi başı enerji tüketimi gelişimi**

Kişi başı birincil enerji tüketimi hedefi ile ilgili olarak resmi bir gösterge bulunmamaktadır. Diğer taraftan yine ETKB tarafından yapılan bir çalışmada 2020 yılında Türkiye'nin toplam birincil enerji kaynağı talebinin 222,4 milyon tep olması beklenmektedir. Yine aynı çalışmaya göre bu talebin %29,5'i yerli %70,5'i ithal kaynaklardan karşılanacaktır.<sup>20</sup> Buradan Türkiye'nin enerji talebinin karşılanması için yerli ve yenilenebilir kaynakların yeterli olmayacağı ve ithal kaynaklara olan bağımlılığın önümüzdeki yıllarda da devam edeceği sonucuna varılması mümkündür. Dış kaynaklara olan bağımlılığın bir nebze olsun azaltılması için yerli fosil kaynak arama ve enerji verimliliği çalışmalarına önem verilmesi gerekmektedir. Özellikle sanayi kuruluşları ve konutlardaki enerji verimliliği çalışmaları planlanan hedeflere ulaşacak şekilde yürütüldüğü zaman enerji tüketiminden önemli tasarruf sağlanacaktır.

<sup>20</sup> Mavi Kitap, ETKB, 2010



**Şekil 15 2020 yılı sektörel enerji tüketim tahmini**

Ulaştırma sektöründeki büyümenin tetiklemesi ile petrol talebinin 2020 yılında 2010 yılına göre %48 oranında artması beklenmektedir. Elektrik talebi artışımızın ise yüksek senaryoda yıllık ortalama %7,5; düşük senaryoda ise yıllık ortalama %6,7 olacağı öngörülmektedir. Elektrikteki bu talep artışının karşılanabilmesi için yenilenebilir kaynaklar, yerli fosil yakıtlar ve nükleer öncelikli olarak değerlendirilecek seçeneklerdir. Mevcut yerli kömür ve yenilenebilir kapasitemizin talep artışını karşılayamadığı durumlarda mevcut durumdaki seçenekler doğal gaz veya ithal kömür ile çalışan elektrik santralleri kurulmasıdır. Bu da ileriki dönemlerde de doğal gaza olan bağımlılığımızın devam edeceğinin bir göstergesi sayılabilir.

ETKB çalışmasında nükleer enerjinin payı da göz önünde bulundurulmuş ve buna rağmen 2020 yılında 2010 yılına göre doğal gaz talebinin %40 artacağı öngörülmüştür.<sup>21</sup> Doğal gaz talebindeki artışın bir nebze azaltılması ve arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi için ülkemizdeki birincil enerji arzına önümüzdeki dönemde nükleer enerjinin katılması beklenmektedir. Türkiye – Rusya arasında yapılan hükümetler arası anlaşma ile Türkiye’de yapılacak olan ilk nükleer santralin inşaatı Mersin-Akkuyu’da başlamıştır. 2019 yılında 1200 MW gücündeki birinci ünitenin devreye girmesi planlanmaktadır. Santralin 2025 yılına kadar 4 ünitesinin devreye alınması ve toplam 4800 MW kapasitede çalışması beklenmektedir. Bu santralin işletmesi Rosatom şirketi tarafından yapılacak ve üretilen elektrik enerjisi 15 yıllık dönem boyunca 12,35 USDcent/kwh fiyat ile TETAŞ tarafından satın alınacaktır.

Enerji arz güvenliği planlamaları kapsamında Mersin-Akkuyu haricinde 2 adet daha nükleer santral yapılması planlanmaktadır. Sinop’ta yapılması planlanan ikinci nükleer enerji santrali için Rusya, Çin, Kanada, Güney Kore ve Japonya nükleer enerji şirketleri ile EÜAŞ arasında görüşmeler devam

<sup>21</sup> Mavi Kitap, ETKB, 2010

etmektedir. Sinop nükleer santrali için henüz iyi niyet anlaşmaları ve fizibilite çalışmaları haricinde bir gelişme olmamıştır. Üçüncü nükleer santralin ise yer belirleme çalışmaları devam etmektedir. Trakya – İğneada bölgesi üçüncü nükleer santral için değerlendirilen bölgeler arasında yer almaktadır. Trakya bölgesinde enerji talebinin Türkiye ortalamasından daha hızlı artması ve İğneada'nın deprem fay hatlarından uzak güvenli alanlara sahip olması nükleer santral yapımına aday yerler arasında yer almasının en önemli iki nedenidir.

2010 yılı itibariyle birincil enerji kaynakları rezerv hesaplaması aşağıda verilmiştir. Yapılan arz tahmini çalışmalarında ETKB tarafından belirlenen rezerv miktarları baz alınmaktadır. Diğer taraftan ithal kaynaklara bağımlılığın azaltılması için ülkemiz sınırları dahilinde yerli ve yenilenebilir kaynaklara ilişkin teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilir rezerv hesaplamaları sürekli olarak güncellenmektedir.

**Tablo 1 2010 yılı birincil enerji kaynakları rezervi<sup>22</sup>**

KAYNAKLAR	GÖRÜNÜR	MUHEMEL	MÜMKÜN	TOPLAM
Taşkömürü (Milyon Ton)	534,6	431,5	368,4	1.334,6
Linyit (Milyon Ton)				
Elbistan	4.917,9			4.917,9
Diğer	4.920,0	1.345,0	262,0	6.527,0
Toplam	9.837,9	1.345,0	262,0	11.444,9
Asfaltit (Milyon Ton)	40,7	29,5	7,3	77,5
Bitümler (Milyon Ton)	1.641,4			1.641,4
Hidrolik				
GWh/Yıl	129.388			129.388
MW/Yıl	36.603			36.603
Ham Petrol (Milyon Ton)	44,3			44,3
Doğalgaz (Milyar m <sup>3</sup> )	6,2			6,2
Nükleer Kaynaklar (Ton)				
Tabii Uranyum	9.129			9129
Toryum	380.000			380.000
Jeotermal (MW/Yıl)				
Elektrik	98		512	600
Termal	3.348		28.152	31.500
Güneş (Milyon Tep)				
Elektrik				
Isı				32,6
Rüzgar				
Elektrik (MW)				48.000
Isı				
Biyokütle (Milyon TEP)				
Elektrik				2,6
Isı				6,0

<sup>22</sup> Mavi Kitap, ETKB, 2010

## 2.5. Fiyat oluşumları ve tarifeler

Elektrik ve doğal gaz piyasalarında, EPDK tarafından belirlenen tarifeler düzenlemeye tabi tarifeler olarak adlandırılmaktadır. Üçüncü tarafların eşit şekilde erişim elde edebilmesi ve faaliyeti sürdüren tarafın makul kar marjı ile faaliyetini sürdürmeye devam etmesi, ayrıca son tüketicinin korunması amacı ile EPDK doğal tekel niteliğindeki faaliyetlerin tarifelerini düzenlemektedir. Piyasada rekabet koşulları altında faaliyet gösterilen alanlarda tarife düzenlemesi bulunmamaktadır.

Örnek vermek gerekirse, elektrik iletimi doğal tekel niteliğinde bir iş olması sebebiyle iletim hatlarının işletmecisi TEİAŞ için EPDK tarafından yıllık olarak belirli bir gelir öngörülmekte ve bu gelir iletim tarifesi adı altında sistemi kullanan herkesten sistemi kullandıkları oranda tahsil edilmektedir. Diğer taraftan, ikili anlaşma ile kendi aralarında enerji alım satımı yapan iki adet tüzel kişinin arasındaki fiyat ve diğer şartlar ile ilgili herhangi bir EPDK düzenlemesi bulunmamaktadır.

**Tablo 2 Elektrik ve doğal gaz piyasaları düzenlemeye tabi tarifeler listesi**

	Düzenlemeye tabi
Elektrik	<ul style="list-style-type: none"><li>• İletim bağlantı tarifesi,</li><li>• Dağıtım bağlantı tarifesi,</li><li>• İletim tarifesi,</li><li>• Dağıtım tarifesi,</li><li>• Perakende satış tarifesi,</li><li>• TETAŞ'ın toptan satış tarifesi</li></ul>
Doğal gaz	<ul style="list-style-type: none"><li>• Bağlantı tarifeleri,</li><li>• İletim ve sevkiyat kontrolüne ait tarifeler,</li><li>• Depolama tarifesi,</li><li>• Toptan satış tarifesi,</li><li>• Perakende satış tarifesi.</li></ul>

Petrol piyasasında EPDK tarafından iletim, depolama, rafinerici ve dağıtıcı lisansları kapsamındaki faaliyetler ile ilgili olarak tarife belirlemesi yapılmaktadır. İşleme lisansı altındaki faaliyetlerde fiyat listesi, bayilik lisansı kapsamındaki faaliyetlerde ise fiyat ilanı uygulaması vardır. Petrol piyasasında tarifeler onaya tabi ve bildirim tabi olarak ikiye ayrılır. *“İletim lisansı ile iletim tesisleriyle bağlantılı olan depolama tesislerine ilişkin depolama lisansı sahipleri, faaliyetlerini onaya tabi tarifelerine, rafinerici, dağıtıcı ve iletim tesisleriyle bağlantılı olmayan depolama tesislerine ilişkin depolama lisansı sahipleri, faaliyetlerini bildirim tabi tarifelerine göre yapar.”*<sup>23</sup>

<sup>23</sup> Petrol Piyasası Fiyatlandırma Sistemleri Yönetmeliği, 7 nci Madde'nin 2 nci fıkrası

Örnek vermek gerekirse, iletim lisansı ile piyasada faaliyet gösteren bir şirket EPDK tarafından belirlenen fiyat çerçevesinde iletim hizmeti vermektedir. Bu fiyatlarda yapılmak istenen değişimler EPDK onayına tabidir. Diğer taraftan bir akaryakıt bayisi fiyat ilanı uygulaması çerçevesinde satış fiyatlarını ürün bazında tüketicilerin görebileceği bir şekilde istasyon dahilinde ilan etmesi gereklidir. Pompadaki satış fiyatı ile tabelada ilan edilen satış fiyatının farklı olması durumu cezai yaptırım gerektirir. Akaryakıt bayisi satış fiyatlarını EPDK'ya bildirmekle yükümlüdür. EPDK onayı alması gerekmez.

Her ne kadar petrol piyasasında rekabet tesis edilmiş olsa bile hakim durumun kötüye kullanımını engellemek için 5015 sayılı Kanun'dan alınan yetkiyle EPDK'nın piyasaya müdahale hakkı bulunmaktadır. EPDK, *"Piyasada faaliyetleri veya rekabeti engelleme, bozma veya kısıtlama amacını taşıyan veya bu etkiyi doğuran veya doğurabilecek nitelikte anlaşma veya eylemlerin piyasa düzenini bozucu etkiler oluşturması halinde, gerekli işlemlerin başlatılmasıyla birlikte, Kurul Kararıyla her seferinde iki ayı aşmamak üzere, faaliyetlerin her aşamasında, bölgesel veya ulusal düzeyde uygulanmak için taban ve/veya tavan fiyat tespit edilebilir."*<sup>24</sup>

Akaryakıt ürünlerindeki fiyat oluşumu sürekli olarak kamuoyunun gündemini meşgul etmektedir. EPDK, mevzuat gereği elinde bulundurduğu tavan fiyat uygulaması hakkını dönem dönem kullanmış ve akaryakıt ürünleri fiyatlarını sabit bir seviyede tutmuştur. Konu ile ilgili son derece şeffaf bir yaklaşım sergileyen EPDK aylık olarak piyasadaki fiyat oluşumlarını yayımlamaktadır. Akaryakıt ürünlerindeki vergi, rafineri payı, ham petrol payı, dağıtıcı ve bayi payı hakkında bilgi edinmek isteyenleri için en güvenilir kaynak EPDK tarafından yayımlanan aylık petrol piyasası raporlarıdır.

**Tablo 3 Petrol piyasası 2012 Mayıs ayı ortalama fiyat oluşumu**<sup>25</sup>

TL	Rafineri Vergisiz	ÖTV	Gelir Payı	Akdeniz CIF Fiyatı	Rafineri Payı	Dağıtıcı Payı	Bayi Payı	Toplam KDV	Pompa fiyatı
Kurşunsuz Benzin 95 Oktan	1,42	1,8915	0,00206	1,38	0,04	0,23	0,18	0,67	4,38
Kurşunsuz Benzin 95 Oktan (Diğer)	1,46	1,8915	0,00206	1,38	0,08	0,24	0,18	0,68	4,45
Motorin	1,50	1,3045	0,00206	1,47	0,04	0,24	0,19	0,58	3,82
Motorin (Diğer)	1,50	1,3045	0,00206	1,47	0,04	0,30	0,20	0,60	3,91

<sup>24</sup> Petrol Piyasası Fiyatlandırma Sistemleri Yönetmeliği, Madde 15

<sup>25</sup> Petrol Piyasası Sektör Raporu, EPDK, Mayıs 2012

LPG piyasasındaki fiyat oluşumunda dağıtıcı lisansı sahiplerinin önemli etkisi bulunmaktadır. Dağıtıcı lisansı sahibi şirketler *“Piyasa faaliyetlerine ilişkin fiyatları, erişilebilir dünya serbest piyasalarındaki fiyat oluşumunu dikkate alarak, tavan fiyatlar olarak hazırlamak ve Kuruma bildirmek”*<sup>26</sup> ile yükümlüdür. Dağıtıcı lisansı sahiplerinin bayileri söz konusu tavan fiyatların üzerinde satış yapamazlar. Tavan fiyat belirleme çalışmasına rafineri lisansı sahipleri de katılır. Ayrıca dağıtıcılar EPDK’ya LPG depolanması için de tavan fiyat bildirimini yaparlar. Her bir dağıtıcının iller bazında uyguladığı LPG ürünleri fiyat listesine <https://lpg.epdk.org.tr/Fiyatlar.aspx> adresinden erişilmesi mümkündür.

18 Mayıs 2012 tarihinde yürürlüğe giren ÖTV listesine göre motorlu taşıtlarda kullanılacak olan LPG’nin ÖTV’si 1,2780TL/kg, diğer LPG türlerinin ÖTV’si ise 1,21 TL/kg olarak belirlenmiştir. LPG’nin yoğunluğu dikkate alındığında kg olarak belirlenen ÖTV fiyatı otogaz olarak kullanılan LPG’de pompa fiyatına yaklaşık 0,70-0,75 TL/lt aralığında yansımaktadır. Bir başka deyişle Temmuz 2012 fiyatları dikkate alındığında otogaz LPG içerisindeki ÖTV payı %30 seviyesindedir.

----İkinci bölüm sonu----

---

<sup>26</sup> Sıvılaştırılmış Petrol Gazları (LPG) Piyasası Lisans Yönetmeliği, 20 nci Madde’nin 1 inci fıkrasının (h) bendi

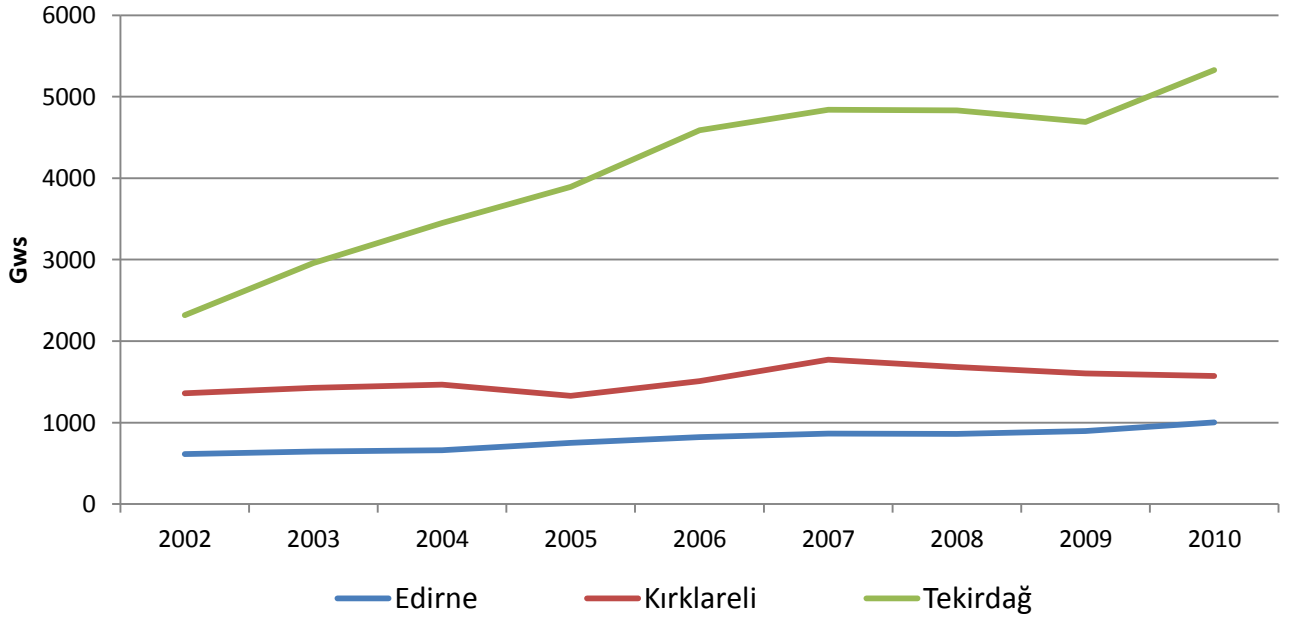
### 3. TRAKYA'DA ENERJİ SEKTÖRÜ: ENERJİ POTANSİYELİ VE EKONOMİK ANALİZİ

Raporun ikinci bölümünde bahsedilen Türkiye'nin genel enerji görünümünden ortaya çıkan özet sonuç ülkemizdeki hızlı talep artışını karşılayacak arz güvenliğinin ithal kaynaklara en az bağımlı olacak şekilde sağlanması olduğudur. Bu bağlamda yerli ve yenilenebilir kaynaklarımızın maksimum seviyede değerlendirilmesi gerekmektedir. Raporun bu bölümünde Trakya Kalkınma Ajansı bölgesi kapsamında Edirne, Kırklareli ve Tekirdağ illerinde bulunan enerji kaynakları potansiyeli değerlendirilecektir.

Malum olduğu üzere bir yerde rezervin bulunması her şartta o kaynağın enerjiye dönüştürülmesi anlamına gelmemektedir. Teknik, hukuki, ekonomik ve çevresel birçok etmen rezervin kullanımını etkilemektedir. Dolayısıyla raporun bu bölümünde Trakya bölgesindeki enerji kaynaklarının yapılabirlik bakış açısı ile değerlendirilmesi uygun görülmüştür. Bu kapsamda bölgedeki elektrik üretim, petrol ve doğal gaz potansiyeli ile ilgili çalışma aşağıda verilmektedir.

#### 3.1. Trakya bölgesi elektrik talep gelişimi

Trakya Kalkınma Ajansı sorumluluğu kapsamındaki Edirne, Kırklareli ve Tekirdağ illerindeki elektrik talep gelişimi aşağıdaki grafikte verilmiştir.



Şekil 16 Trakya bölgesi elektrik talep gelişimi

Tekirdağ ili Edirne ve Kırklareli illerinin toplamından daha fazla enerji tüketmektedir. Tekirdağ ili aynı zamanda enerji tüketim artış oranında da diğer illere göre ön sıradadır. 2002-2010 yılları arasında



Tekirdağ, Edirne ve Kırklareli illerinin elektrik tüketimleri yıllık ortalama sırasıyla %11, %6 ve %2 olarak gerçekleşmiştir. 2008 yılında yaşanan ekonomik krizden bölgede en çok sanayi tüketimi yoğun olan Tekirdağ ili etkilenmiştir. Bununla birlikte ekonominin toparlanması ile birlikte 2010 yılında Tekirdağ'da elektrik tüketimi Türkiye ortalamasının çok üstünde %14 seviyesinde artış göstermiştir. 2010 yılında Trakya bölgesinde tüketilen elektrik miktarı Türkiye toplam tüketiminin %4,6'sı miktarında gerçekleşmiştir.

2002-2010 döneminde yıllık ortalama %8 artış gösteren Trakya bölgesindeki elektrik tüketiminin önümüzdeki dönemlerde de ekonomik kriz senaryoları haricinde Türkiye ortalamasının üzerinde artması beklenmektedir. Diğer taraftan bölgedeki yoğun sanayi tüketimi sebebiyle ekonominin duraksayacağı veya gerilemeye yaşayacağı dönemlerde elektrik talebinin Türkiye ortalamasından daha yüksek miktarda azalması beklenmektedir.

İl bazında talep gelişimi izlendiğinde Kırklareli ilindeki 2007 yılı sonrasındaki düşüş dikkat çekicidir. Edirne ilindeki düzenli yükselme ise elektrik talebinin GSYİH'ten ziyade nüfus artışı ile daha ilişkili olduğunu göstermektedir. Tekirdağ'da ise elektrik talep artışında GSYİH etkisi nüfustan çok daha fazla olduğu gözlenmektedir.

### 3.2. Elektrik üretim potansiyeli

Trakya bölgesinde elektrik üretimde ithal bağımlılığımızı azaltacak önemli yerli kömür potansiyeli bulunmaktadır. Diğer taraftan bölgedeki pirinç, ayçiçeği, buğday ekimi ve hayvancılık faaliyetlerinden kaynaklanan biyokütle enerjisi potansiyeli bulunmaktadır. Özellikle Tekirdağ bölgesindeki yüksek rüzgar hızının da lisanssız elektrik üretimi şeklinde ekonomiye kazandırılmasının mümkün olduğu düşünülmektedir.

#### 3.2.1. Bölgedeki mevcut elektrik üretim santralleri

Yatırımcı ismi	Santral yeri	Kurulu Güç (MW)	Tesis Tipi	Durumu	Lisans tarihi
Osres Elektrik Üretim A.Ş.	Keşan/Edirne	12	RES	İnşa halinde	22.03.2012
Sone Enerji Yatırım Üretim ve Tic. A.Ş.	Malkara/Edirne	3	RES	İnşa halinde	15.03.2012
Çanres Elektrik Üretim A.Ş.	Keşan/Edirne	33	RES	İnşa halinde	14.02.2012
Konum Enerji Yatırım Üretim ve Tic.A.Ş.	Süloğlu/Edirne	60	RES	İnşa halinde	16.03.2011

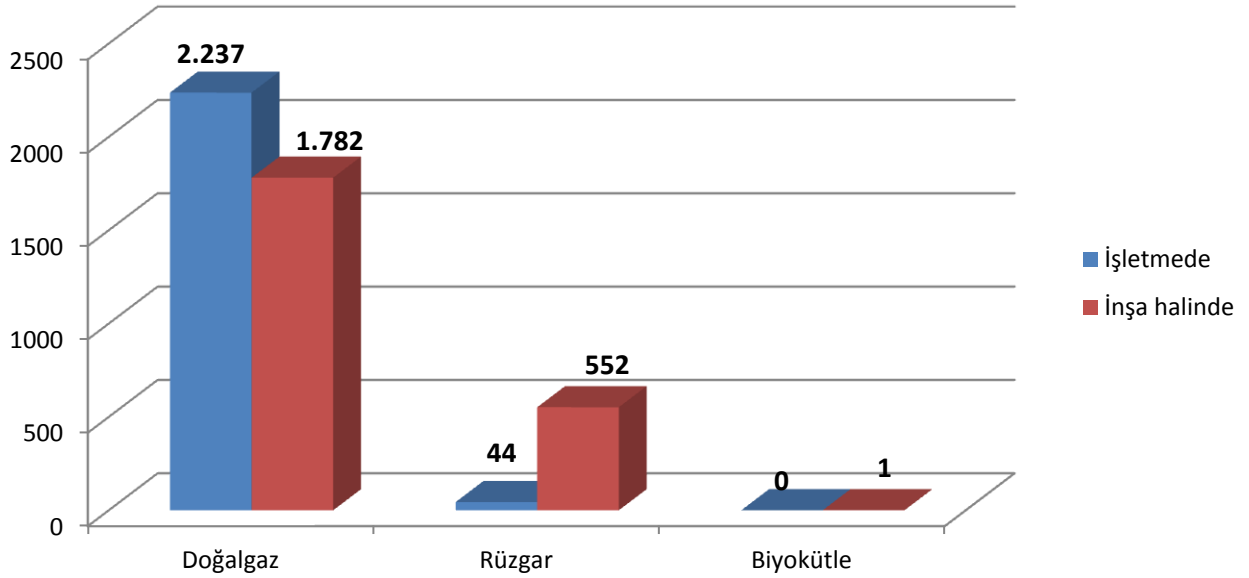
Meriç Rüzgar Enerjisi Elektrik Üretim A.Ş.	Lalapaşa/Edirne	3	RES	İNŞA HALİNDE	17.02.2011
Iberdrola Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Enerji Ürt. Tic.ve San. Ltd Şti.	Uzunköprü/Edirne	48	RES	İNŞA HALİNDE	09.02.2011
Boreas Enerji Üretim Sistemleri San. ve Tic. Ltd. Şti.	Enez/Edirne	15	RES	İŞLETMEDE	05.03.2007
Verim Enerji Yat. Üretim Tic. A.Ş.	Şarköy/Tekirdağ	12	RES	İNŞA HALİNDE	28.06.2012
Sarp Elektrik Üretim A.Ş.	Şarköy/Tekirdağ	881,5	Doğal gaz	İNŞA HALİNDE	09.05.2012
Beşiktepe Enerji Üretim ve Ticaret Ltd. Şti.	Kıyıköy/Tekirdağ	44	RES	İNŞA HALİNDE	28.03.2012
Tepe Enerji San. ve Tic. Ltd. Şti.	Çorlu/Tekirdağ	13	RES	İNŞA HALİNDE	21.07.2011
Balabanlı Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretim Limited Şirketi	Çorlu/Tekirdağ	50	RES	İNŞA HALİNDE	31.03.2011
Can Enerji Entegre Elektrik Üretim A.Ş.	Merkez/Tekirdağ	30	Doğal gaz	İŞLETMEDE	20.05.2010
Modern Enerji Elektrik Üretim Anonim Şirketi	Çorlu/Tekirdağ	101	Doğal gaz	İŞLETMEDE	31.07.2009
Şahinler Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Çorlu/Tekirdağ	26	Doğal gaz	İŞLETMEDE	31.07.2009
Uğur Enerji Üretim Ticaret ve Sanayi Anonim Şirketi	Çerkezköy/Tekirdağ	123	Doğal gaz	İŞLETMEDE	25.06.2009
Ekolojik Enerji Anonim Şirketi	Çorlu/Tekirdağ	0,8	Biyokütle	İNŞA HALİNDE	24.09.2008
Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Şarköy/Tekirdağ	28,8	RES	İŞLETMEDE	18.04.2007
Alenka Enerji Üretim ve Yatırım Ltd. Şti.	Sırakayalar/Tekirdağ	12	RES	İNŞA HALİNDE	04.04.2007
Burgaz Elektrik Üretim A.Ş.	Lüleburgaz/Tekirdağ	7,13	Doğal gaz	İŞLETMEDE	28.11.2005
Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.	Çerkezköy/Tekirdağ	96	Doğal gaz	İŞLETMEDE	01.04.2005
Çerkezköy Enerji Elektrik Üretimi A.Ş.	Çerkezköy/Tekirdağ	52	Doğal gaz	İŞLETMEDE	17.03.2005
Can Enerji Entegre Elektrik Üretim A.Ş.	Çorlu/Tekirdağ	28	Doğal gaz	İŞLETMEDE	25.11.2004
Global Enerji Elektrik Üretimi A.Ş.	Çorlu/Tekirdağ	7,83	Doğal gaz	İŞLETMEDE	30.10.2003
Global Enerji Elektrik Üretimi A.Ş.	Çorlu/Tekirdağ	26,5	Doğal gaz	İŞLETMEDE	30.10.2003
Çebi Enerji Elektrik Üretimi A.Ş.	Tekirdağ	66,35	Doğal gaz	İŞLETMEDE	25.09.2003

Airres Elektrik Üretim San. Ve Tic. A.Ş.	Vize/Kırklareli	55	RES	İNŞA HALİNDE	28.03.2012
Evrencik Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretim Ltd. Şti.	Vize/Kırklareli	120	RES	İNŞA HALİNDE	09.02.2012
Iberdrola Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Enerji Üretimi Tic.ve San. Ltd. Şti.	Merkez/Kırklareli	15	RES	İNŞA HALİNDE	28.12.2011
MB Elektrik Üretim Ltd. Şti.	Pınarhisar/Kırklareli	30	RES	İNŞA HALİNDE	17.11.2011
Aysu Enerji San. Ve Tic. A. Ş.	Demirköy/Kırklareli	15	RES	İNŞA HALİNDE	11.11.2011
Verbena Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.	Babaeski/Kırklareli	900	Doğal gaz	İNŞA HALİNDE	29.09.2011
Delta Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.	Lüleburgaz/Kırklareli	199	Doğal gaz	İŞLETMEDE	13.03.2008
Alenka Enerji Üretim ve Yatırım Ltd. Şti.	Kıyıköy/Kırklareli	27	RES	İNŞA HALİNDE	04.04.2007
Altek Alarko Elektrik Santralleri Tesis İşletme ve Ticaret A.Ş.	Kırklareli	169,3	Doğal gaz	İŞLETMEDE	07.07.2005
Camiş Elektrik Üretim A.Ş.	Lüleburgaz/Kırklareli	32,88	Doğal gaz	İŞLETMEDE	27.01.2005
Zorlu Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Lüleburgaz/Kırklareli	152	Doğal gaz	İŞLETMEDE	07.09.2004
Hamitabat Elektrik Üretimi ve Tic. A.Ş.	Lüleburgaz/Kırklareli	1120	Doğal gaz	İŞLETMEDE	13.03.2003

**Tablo 4 Trakya bölgesi lisanslı elektrik üretim santralleri<sup>27</sup>**

Edirne, Kırklareli ve Tekirdağ illerindeki mevcut lisans almış santrallerin kaynak tipi doğal gaz ve rüzgardır. EÜAŞ'a ait olan Hamitabat santrali haricindekilerin tamamı özel sektöre aittir. Bölgede su kaynaklarından enerji üretimi yapan santral veya lisans başvurusu bulunmamaktadır. İşletmede ve inşa halindeki santrallerin toplam kurulu gücü 4616 MW olup bölgede 4018,5 MW doğal gaz, 596 MW RES ve 0,8 MW biyokütle santral lisansı bulunmaktadır. Bölgede bulunan santrallerden 2264 MW kapasite işletmede, 2412 MW kapasitenin ise inşa halinde yatırımı devam etmekte veya sadece lisansı bulunup henüz inşaatına hiç başlanılmamış durumdadır. Ağustos 2012 itibariyle Trakya bölgesindeki santrallerin toplam kurulu gücü Türkiye'deki elektrik üretim kapasitesinin %4,1'i seviyesindedir.

<sup>27</sup> Kaynak: EPDK, [www.epdk.org.tr](http://www.epdk.org.tr), Erişim Tarihi: Ağustos 2012



**Şekil 17 Kaynaklar göre Trakya bölgesi elektrik üretim santralleri**

### 3.2.2. Yerli kömür

Birincil enerji kaynağı olarak kömür, gerek elektrik üretimi gerekse ısınmada yıllardan beri kullanılmaktadır. Uluslararası kuruluşların yaptıkları tahminlere göre enerji talebinin karşılanması için kömürün önümüzdeki dönemlerde de kullanımı devam edecektir. Kömürden elektrik üretimi yıllardan beri kullanılan bir teknoloji olması sebebiyle birçok üretici tarafından üretim prosesleri çok iyi anlaşılmıştır. Bu sayede, gerek nitelikli işgücü çalıştırma gerekse arızalara hızlı müdahale etme konularında önemli avantaj sağlamaktadır. Kömür, güvenilir ve kesintisiz bir elektrik üretimi sağlar. Dünya üzerindeki kömür rezervleri incelendiğinde diğer önemli kaynaklar olan doğal gaz ve petrole göre daha yayılmış olduğu görülür. Bu durum gerek güvenli arz kaynağına ulaşma noktasında avantaj sağlar gerekse kömür fiyatlarının alternatiflerine göre daha düşük volatiliteye sahip olmasına yardım eder.

Kömür santrallerinin yüksek ilk yatırım maliyeti gerektirmesi ve inşasının doğal gaz, hidroelektrik gibi diğer üretim santrallerine göre daha uzun sürmesi ve çevreye daha zararlı olmaları önemli dezavantajları olarak sayılabilir. Kömürle elektrik üretimi yapan santraller esneklikten yoksundurlar ve sürekli olarak baz yük çalışmaları gereklidir. Ayrıca, kömürün taşınmasının diğer fosil yakıt türlerine göre daha zor olmasından dolayı kömür santralleri kömür madeni yakınına, kömürün santrale tedarikinin sağlanabileceği tren yolu veya su derinliği yüksek olan bir limanın yakınına yapılması gerekmektedir. Kömür santrallerinin belki de en önemli eksi yönlerinden bir tanesi çevreye verdikleri

zarardır. Bu sebepten dolayı santral yatırımcılarının çevreye verilen zararı azaltması için önemli tutarlarda ek yatırımlar yapmaları gerekmektedir. Santralin zararını önleyecek yatırımlar yapılacak olsa bile kömür santrali yapılmak istenen bölgede önemli sosyal tepkiler oluşmaktadır.

Kömürden elektrik üretim yapan tüm çevrim santrallerinde kömürün yakılması ile elde edilen yüksek basınçlı buharın türbinlenmesi suretiyle elektrik üretimi yapılmaktadır. Kömürle elektrik üretim yapan santrallerde farklı kömür yakma teknolojileri bulunmaktadır. Daha verimli kömür yakma teknolojisi birim kömür başına daha çok enerji elde etmekte ve daha düşük kirliliğe yol açmaktadır. Diğer taraftan düşük verimli teknolojilerin sebep olduğu yüksek seviyedeki kirlilikler de bazı ek önlemlerle azaltılabilmektedir. Kömür kazanlarının bacalarından çıkan ve kirliliğe yol açan partiküllerin, SO<sub>2</sub> (sülfürdioksit) ve NO<sub>x</sub> (azotdioksit) gazlarının yapılan ek yatırımlarla çevreye olan zararları asgariye indirilebilmektedir. Örnek olarak, bacadan çıkan partiküllerin elektrostatik yoğunlaştırıcılar veya filtreler ile, NO<sub>x</sub> gazlarının kazanın içerisinde kullanılacak düşük NO<sub>x</sub> yakıcılar ya da seçici katalitik veya katalitik olmayan azaltıcılar ile, SO<sub>2</sub> gazlarının ise birçok farklı baca gazı arıtma yöntemlerinden birisi kullanılarak azaltılması mümkündür.

Kömür yakma teknolojileri ile ilgili özet bilgi aşağıda verilmiştir.

**Pulverize kömür yakma teknolojisi (*pulverized coal combustion, PCC*):** Geleneksel kömür yakma teknolojilerinden birisi olarak sayılabilir. Kullanılan buharın basıncına göre sub-kritik (*subcritical*) veya süperkritik (SPCC, *supercritical*) olarak adlandırılır. Pulverize kömür yakma teknolojisinde süreç kömürün toz haline getirilmesi ile başlar. Toz haline gelmiş kömür yanma odasının içerisine hava yardımıyla gönderilir ve burada 1300-1700 C<sup>0</sup> sıcaklıklar arasında yanma sağlanır. Süperkritik pulverize kömür teknolojilerinde 30 MPa basınç ve 600 C<sup>0</sup> sıcaklıktaki buhar kullanılır. Buharın daha yüksek basınç ve sıcaklıkta kullanılması verimlilikte yaklaşık 5-12 puan arası bir artış doğurmaktadır. Sub-kritik teknolojiye kazan verimliliği %30-33 arasında olurken süperkritik teknolojiye verimlilik %45'e kadar çıkabilmektedir. Yüksek basınç ve sıcaklıkta buharın kullanılması teknik riskleri arttırmakta ve daha geniş güvenlik tedbirleri alınmasını zorunlu kılmaktadır. Kömürün daha yüksek verimle yakılmasını sağlayan süperkritik teknolojinin diğer taraftan ilk yatırım maliyetleri subkritik teknolojiye göre daha yüksektir. Santral ve kazan verimliliğini bir adım öteye taşıyan ultra-süperkritik PCC teknolojilerinin de Dünya üzerinde kullanım alanları bulunmaktadır.

**Akışkan yataklı kömür yakma teknolojisi (*fluidized bed coal combustion, FBC*):** Bu teknolojiye pulverize kömür yakmaya benzer şekilde kömür toz halinde yakılmaktadır. Akışkan yataklı kazanlarda sıcak hava alt kısımdan kazana verilir ve kömür ile sorbent olarak kullanılan bir madde beraber "akışkan" hale getirilir. Sorbent madde – genellikle kireçtaşı kullanılır – yanma sonucu ortaya çıkan SO<sub>2</sub> emilimini sağlar. Bu yüzden yüksek kükürtlü kömürler için akışkan yataklı kazanlar daha uygundur. SO<sub>2</sub> emilimi ayrıca kazanın yanma verimini de PCC teknolojilerine göre daha yüksek olmasını sağlar. FBC'nin bir diğer özelliği de bacadan çıkan gazın özel bir temizleme prosesinden geçerek gaz

türbininde yakılması sonucu fazladan enerji elde edilmesidir. Bu sayede FBC tipli kömür santralleri hem buhar hem de gaz türbininin kullanıldığı kombine çevrim yapıda çalışırlar ve santral genel verimliliği yükselir. FBC tipi kazanlarda kömürün yanma sıcaklığının düşük olması sebebiyle ortaya çıkan NOx gazı miktarı da azalmaktadır. Genel olarak bakıldığında FBC'nin PCC'ye göre daha çevreci bir teknoloji olduğu söylenebilir. Atmosferik basınçta çalışan (atmospheric fluidized bed combustion, AFBC) ve basınçlı çalışan (pressurized fluidized bed combustion, PFBC) olarak iki alt teknolojisi bulunmaktadır. PFBC, daha kompakt bir tasarıma sahiptir ve özellikle PCC'ye göre çok daha az yer kaplamaktadır. Kükürt oranı düşük kömürlerde (<%1) FBC kullanımı uygun olmadığı değerlendirilmektedir. Kükürt oranı (%1,5-5) arası olan kömürlerde PCC'ye göre daha çevreci ve daha verimli bir teknoloji olduğu söylenebilir.

**Entegre gazlaştırıcı kombine çevrim teknolojisi (*integrated gasification combined cycle, IGCC*):**

IGCC teknolojisi diğerlerine göre oldukça verimli ve çevresel bir kömür yanması sağlamaktadır. Bu teknolojiye kömür katı olarak değil özel bir prosesle gazlaştırılmak suretiyle gaz türbininde yakılmaktadır. Kömürün gazlaştırılması sonrasında içerisindeki civa ve kükürtün ayrıştırılması gerçekleştirilmektedir. Bu sayede daha verimli bir yanma gerçekleşmekte ve çevreye olan zararlar oldukça azaltılmaktadır. Gaz türbininden elde edilen atık ısının kazan yardımıyla buhar türbininde kombine çevrim oluşturacak şekilde değerlendirilmesi kömürün yanma verimliliğinin yükselmesi yanında tesisin elektrik üretim verimliliğini de yükseltmektedir. Bir IGCC tesislerinde üretilen emisyonlar ABD standartlarının yaklaşık onda biri oranında olmaktadır. IGCC'nin temiz ve verimli özelliklerinin yanı sıra yüksek ilk yatırım maliyetleri ekonomik olarak birçok kömür çeşidi için neredeyse imkansız hale getirmektedir. IGCC, ABD'de ve başka ülkelerde temiz kömür teknolojilerine sunulan teşvikler ile desteklenmektedir.

Kömürün kalitesine, içeriğine, ısı değerine, çıkarma masraflarına, sahanın durumuna, teşviklere, çevresel kısıtlamalara ve diğer makroekonomik faktörlere bağlı olarak yukarıda verilen teknolojilerden bir tanesi seçilmektedir. Seçilen teknoloji kendi içerisinde de kömürü farklı basınç ve sıcaklık derecelerinde yakılması sonucu farklılaştırılabilmektedir. Ayrıca, yine seçilen teknolojiye bağlı olarak çevresel kısıtlamalara uymak için bazı ek yatırımlar yapılmaktadır. Kömür santrallerinin çevreye olan etkilerini azaltmak için uygulanabilecek emisyon azaltma sistemleri aşağıdaki tabloda özetlenmiştir.

**Tablo 5 Kömür santrali emisyon azaltma sistemleri<sup>28</sup>**

Teknoloji	Temizlenen madde	Verimlilik (%)	Yaklaşık maliyet (USD/kw)
Islak baca gazı arıtma	SO <sub>2</sub>	99	130

<sup>28</sup> Ness H.M., Kim S.S., Ramezan M., "Status of Advanced Coal Fired Power Generation Technology Development in the U.S.", 13th US/Korea Joint Workshop on Energy&Environment, 1999

Wellman-Lord	SO <sub>2</sub>	98	380-440
MgEL	SO <sub>2</sub>	98	215-240
Sprey kurutucu	SO <sub>2</sub> , Hg, Cl	75-90	140-210
Boru enjeksiyonu	SO <sub>2</sub>	50-70	70-120
NOXSO	SO <sub>2</sub> / NO <sub>x</sub>	80-90 (NO <sub>x</sub> ) 90-99 (SO <sub>2</sub> )	280-380
Bakır Oksit	SO <sub>2</sub> / NO <sub>x</sub>	80-90 (NO <sub>x</sub> ) 90-95 (SO <sub>2</sub> )	260-340
SNRB	SO <sub>2</sub> / NO <sub>x</sub> / PM	90 (NO <sub>x</sub> ) 70-90 (SO <sub>2</sub> ) 99+ (PM)	275-365
SNOX	SO <sub>2</sub> / NO <sub>x</sub>	90 (NO <sub>x</sub> ) 95 (SO <sub>2</sub> )	320-470
LNB/OFA	NO <sub>x</sub>	35-70	10-25
Yeniden yakma	NO <sub>x</sub>	40-65	30-50
SCR ( <i>selective catalytic reduction</i> )	NO <sub>x</sub>	80-90	50-75
SNCR ( <i>selective non-catalytic reduction</i> )	NO <sub>x</sub>	35-50	10-20

Kömür santralinde SO<sub>2</sub> ve NO<sub>x</sub> gazlarının yanı sıra sera gazı etkisinin en büyük sebebi olan CO<sub>2</sub> gazı da ortaya çıkmaktadır. Kömür santralinin çevreye zararını azaltabilmek için yukarıda verilen yöntemlerden bir veya birkaçına ek olarak CO<sub>2</sub> azaltma yöntemlerinin de kullanılması gerekmektedir. Temel olarak 2 adet CO<sub>2</sub> azaltma yöntemi vardır. Bunlardan birincisi yakıtlardaki karbon miktarını azaltan dekarbonizasyon, ikincisi yanma prosesindeki verimin artırılması üçüncüsü ise CCS (carbon capture and storage) CO<sub>2</sub> yakalanması ve depolanması olarak sıralanabilir. CCS teknolojisi fosil yakıtlardan üretilen karbondioksitin yakalanması ve yer altında depolanması suretiyle atmosfere salınan CO<sub>2</sub> miktarını azaltmaktadır. CO<sub>2</sub> yakalanması için yanma sonrası, yanma öncesi ve oxy-fuel yanma şeklinde farklı teknolojiler mevcuttur. Yakalama teknolojileri sonucunda elde edilen CO<sub>2</sub> boru hatları ile depolanacağı yer altı tesisine taşınmaktadır. ABD’de mevcut durumda rezervi tükenmiş petrol sahaları CO<sub>2</sub> deposu olarak kullanılmaktadır. Tüm bu süreçler gerek santralde yakıt olarak kullanılan kömür miktarını arttırmakta gerekse ek işletme ve yatırım maliyetleri ortaya çıkarmaktadır. Sonuç olarak kömür santrallerine CO<sub>2</sub> azaltma sistemlerinin eklenmesi gerek ilk yatırım gerekse birim elektrik üretim maliyetlerini %30-70 arasında yükseltmektedir.

Yukarıda anlatılan farklı kömür üretim teknolojileri Massachusetts Institute of Technology (MIT) tarafından etraflıca incelenmiş ve 2007 yılında “The Future of the Coal” raporu yayımlanmıştır. Ayrıca benzer bir çalışma yine ABD’de National Energy Technology Laboratory (NETL) tarafından hazırlanmıştır. Bu iki rapordan derlenen verilere göre farklı kömür üretim teknolojilerinin karşılaştırılması aşağıdaki tabloda verilmiştir.

**Tablo 6 Kömür santrali teknolojileri karşılaştırması<sup>29</sup>**

		PCC (Subkritik)	PCC (Superkritik)	PCC (Ultrasuperkritik)	FBC	IGCC
İlk yatırım malİYeti (Usd/kw)	MIT	1.280	1.330	1.360	1.330	1.439
	NETL	1.549	1.575	-	-	1813 (GE) 1733 (CoP) 1977 (Shell)
Verimlilik (%)	MIT	34,3	38,5	43,3	34,8	38,4
	NETL	36,8	38,5	-	-	38,2 (GE) 39,3 (CoP) 41,1 (Shell)
Birim elektrik üretim malİYeti (USDc/kwh)	MIT	4,8	4,8	4,7	4,7	5,1
	NETL	6,4	6,3	-	-	7,8 (GE) 7,53 (CoP) 8,05 (Shell)

Yukarıdaki tablodan görüldüğü üzere IGCC teknolojisi birim elektrik üretim malİYeti ve ilk yatırım malİYeti açısından en pahalı teknolojidir. Tablodaki değerlere CCS teknolojisi malİYetleri eklenmemiştir. Mevcut durum itibariyle CCS teknolojisi malİYeti dışarıda bırakıldığı takdirde kömürden elektrik üretilmesi ekonomik olarak anlamlıdır. Diğer taraftan CCS teknolojisi malİYetleri eklendiği zaman elektrik üretim malİYeti 7,34 – 8,16 USDcent/kwh seviyelerine çıkmaktadır. Türkiye'deki mevcut durumda ve önümüzdeki dönem beklentilerinde bu malİYetler ile kömürden elektrik üretimi yapılması ekonomik olmayacaktır. Dolayısıyla CCS teknolojisinin emisyonlar için herhangi bir **teşvik verilmediği** durumlarda Türkiye koşullarında hayata geçirilemeyeceği söylenebilir. Bir başka deyişle Türkiye'de yapılacak bir kömür santralinde her ne kadar SO<sub>x</sub>, NO<sub>2</sub> ve partiküllerden kaynaklanan emisyonlar azaltılabilecek olsa bile CO<sub>2</sub> emisyonları yine üst seviyelerde olacaktır. Diğer taraftan ülkemizdeki mevcut çevre koşulları gereği CCS yapılması gerekli değildir. Türkiye, Kyoto protokolüne taraf olmuş olsa da karbon emisyonlarını azaltma konusunda herhangi bir yükümlülük altına girmemiştir. 8 Haziran 2010 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren Büyük Yakma Tesisleri Yönetmeliği'ne göre yeni yapılacak olan 100 MW üstü katı yakıtlı tesislerin CO emisyonu sınır değeri 200 mg/Nm<sup>3</sup> (yaklaşık 162 ppm) olarak belirlenmiştir. Diğer kirletici maddeler için yönetmelikte belirtilen sınır değerler Tablo 7'de verilmektedir.

<sup>29</sup> NARUC, "Clean Coal Generation Technologies for New Power Plants", 2008



**Tablo 7 Katı yakıtlı yakma tesisleri emisyon sınır değerleri**

Yakıt türü	Yakıt Isıl Gücü	Emisyon Sınır Değerleri (mg/Nm <sup>3</sup> )			
		Toz	SO <sub>2</sub>	NO <sub>2</sub> (NO ve NO <sub>2</sub> )	CO
Katı yakıt	50 MW ≤ Yakıt ısı gücü <100 MW	50	850	400	150
	Yakıt ısı gücü ≥100 MW	30	200	200	200
Petrol koku	50 MW ≤ Yakıt ısı gücü <100 MW	20	400	400	150
	Yakıt ısı gücü ≥100 MW	20	200	200	200
Biyokütle	50 MW ≤ Yakıt ısı gücü <100 MW		200	400	
	100 MW ≤ Yakıt ısı gücü <300 MW		200	300	
	Yakıt ısı gücü ≥300 MW		200	200	

Trakya bölgesi kömür ve fosil kaynaklar açısından ülkemizin zengin bölgelerinden bir tanesidir. Bölgede MTA tarafından 1950 yılından beri sondaj çalışmaları devam etmektedir. MTA kaynaklarına göre Trakya bölgesinde mevcut durumdaki kömür sahaları aşağıda verilmiştir.

**Tablo 8 Trakya bölgesi linyit envanteri<sup>30</sup>**

	Yeri	Rezerv (milyon ton)	Alt ısı değeri (kcal/kg)	Kömür yoğunluğu (ton/m <sup>3</sup> )	Kullanım amacı	Sahiplik durumu	Ortalama kimyasal değerler (%)		
							Su	Kül	Kükürt
<b>Demirhanlı-Geçkinli</b>	Edirne	10,3	2100	1,5	Teshin	Özel	40	11,65	1,63
<b>Meriç - Küçükdoğanca</b>	Edirne	1,8	2500	1,5	Teshin	Özel	38	20	2
<b>Meriç – Karayusuflu</b>	Edirne	1	2005	-	Teshin	Özel	32,6	30,45	-
<b>Uzunköprü – Harmanlı</b>	Edirne	13,6	3500	1,1	Teshin	Özel	19,2	23,29	0,71
<b>Enez – Çavuşköy</b>	Edirne	1,5	2600	1,5	Teshin	Özel	29	25	3,98
<b>Vize – Topçuköy</b>	Kırklareli	34,2	2300	1,4	Teshin, Sanayi	Özel	32,5	22,5	1,5
<b>Saray – Küçükyoncalı</b>	Tekirdağ	73,6	2000	1,39	Teshin, Termik Santral	TKİ	41	22	1,8

<sup>30</sup> Türkiye Linyit Envanteri, MTA, 2010

<b>Saray – Safaalan</b>	Tekirdağ	50,1	1677	1,39	Teshin, Termik Santral	TKİ	42,2	21	1,4
<b>Saray – Edirköy</b>	Tekirdağ	14,3	1716	1,39	Teshin, Termik Santral	TKİ	42	24	2,4
<b>Malkara – Ahmetpaşa</b>	Tekirdağ	6,9	2200	1,3	Teshin, Termik Santral	TKİ	22,1	37,4	1,6
<b>Malkara – Evrenbey – Karamurat</b>	Tekirdağ	14,4	2359	1,3	Teshin	TKİ	33,3	27,3	1,41
<b>Malkara – Hasköy – İbrice</b>	Tekirdağ	8,5	2277	1,3	Teshin	TKİ	28,3	31,1	1,6
<b>Çerkezköy</b>	Tekirdağ	495	2075	1,4	-	MTA	33	25	2

Bir kömür rezervinin değerlendirilmesi için yanma teknolojisi, kazan ve türbin tipi seçimi ve santralin genel tasarımı kömürün içeriği, kalitesi, maden yeri, soğutma tipi, vb. birçok konuya dayanmaktadır. Bu özellikler belirlendikten sonra detaylı bir mühendislik çalışması ile uygun sistem seçimi yapılmalıdır. Bu çalışmadaki amaç detaylı mühendislik çalışması yerine Trakya bölgesindeki kömürlerin çevreye zararının azaltılarak yakılmasının ön ekonomik analizinin yapılmasıdır. Bu sebeple, bölgede TKİ kontrolünde olan ve termik santral yapımına uygun Saray-Küçükyoncalı, Saray-Safaalan, Saray-Edirköy ve Malkara – Ahmetpaşa sahalarında kurulması olası bir termik santralin yaklaşık maliyet çalışması yapılmıştır. Bölgede kurulacak PCC, FBC ve IGCC teknolojilerinin ekonomileri kendi içerisinde karşılaştırmalı olarak raporun ilerleyen bölümlerinde sunulmuştur.

Rezervi en yüksek olan Çerkezköy sahasında sondajlar 2005 yılında başlamıştır. MTA verilerine göre sahada yapılan sondajlar ile varlığı ve yayılım alanı belirlenmiş olan kömür rezervinin görünür hale getirilmesi ve sahanın geliştirilmesine yönelik sondajlı aramalar devam etmektedir. Söz konusu sahada daha güvenilir veriler elde edilinceye kadar ekonomik fizibilite sonuçlarının güvenilir olmayacağı değerlendirilmektedir. Bununla birlikte gösterge olması açısından eldeki mevcut MTA verileri ile örnek bir fizibilite çalışması hazırlanmıştır. Yapılan çalışmanın sonuçları aşağıda verilmektedir.

**Tablo 9 Trakya bölgesi yerli kömür çalışması**

Saha	Kömür rezervi (milyon ton)	Ortalama AID (kcal/kg)	İlk yatırım maliyeti (milyon USD)			Kurulu Güç (MW)	Yıllık üretim (GWs)
			PCC	FBC	IGCC		
Küçükyoncalı	73,6	2000	362	400	450	250	1.625

Safaalan	50,1	1677	203	224	252	140	910
Edirköy	14,3	1716	58	64	72	40	260
Ahmetpaşa	6,9	2200	36	40	45	25	163
Çerkezköy	495	2075	2.462	2.720	3.060	1.700	11.050
Toplam	640		3.120	3.448	3.879	2.155	14.008

MTA kaynaklarına göre bölgede toplam 639,9 milyon ton linyit rezervi bulunmaktadır. Söz konusu rezervin 40 yıl süresince kullanılacağı varsayımıyla Trakya bölgesindeki linyitlerden toplam 2155 MW kurulu gücünde elektrik santralleri kurulabilir. Bölgedeki en büyük santral potansiyeli Çerkezköy sahasında bulunmaktadır. Bu sahada MTA sondajları devam etmektedir. Sondajların tamamlanması ile birlikte daha kesin bilgiler elde edilebilecektir.

Bölgedeki santrallerin 6-8 yıl arasında faaliyete geçebilmesi mümkündür. TEİAŞ tahminlerine göre 2020 yılında düşük talep senaryosunda ülkemiz elektrik talebi 398 TWs olarak gerçekleşecektir. Trakya bölgesindeki linyit santrallerinin o tarihe kadar işletmeye açılması ile birlikte Türkiye toplam talebinin %3,5'ü karşılanabilecektir. Türkiye'nin bugünkü yaklaşık doğal gaz ithalat fiyatı<sup>31</sup> ile hesaplama yapıldığı zaman bölgedeki linyit santrallerinin ülkemizin doğal gaz ithalat faturasını yıllık yaklaşık 1,7 milyar USD azaltacaktır.

Bölgedeki rezervlerin değerlendirilmesi için gerekli yatırım tutarı 3,1-3,9 milyar USD arasında değişmektedir. Bu değerlere çevresel zararları azaltmak için yapılması gerekli olan yatırımlar da dahil edilmiştir.<sup>32</sup> Çevresel etkilerini azaltan yatırımlar da dahil edildiği zaman bölgedeki linyit santralleri için birim elektrik üretim bedeli hesaplaması aşağıda verilmiştir.

**Tablo 10 Yerli kömür için birim elektrik üretim maliyeti hesaplaması (TL/MWs)<sup>33</sup>**

	PCC	FBC	IGCC
İlk yatırım maliyeti	43,4	50,7	57,9
İşçilik ve diğer işletme maliyetleri	2,8	1,5	1,8
Enerji bedeli	57,9	53,9	46,3
Toplam işletme maliyeti	60,7	55,3	48,1
Toplam birim elektrik üretim maliyeti	104,1	106,0	106,0

<sup>31</sup> 550 USD/Sm<sup>3</sup>

<sup>32</sup> PCC teknolojisi için FGD, LNB ve SCR, FBC için LNB dahil edilmiştir.

<sup>33</sup> **İlk yatırım maliyeti:** Pembina Institute (2001)

**Enerji bedeli:** Türkiye'deki mevcut linyit santrallerden elde edilen ortalama kömür maliyeti kullanılmıştır.

**İşçilik ve diğer işletme maliyetleri:** Pembina Institute (2001) kaynak alınarak oradaki bedeller ABD/Türkiye asgari ücret oranı ile Türkiye şartlarına göre güncellenmiştir.

Farklı teknolojilerdeki santrallerin birim üretim maliyetleri yaklaşık olarak 104 TL/MWs ile 106 TL/MWs arasında değişmektedir. Kısa dönemli marjinal maliyetler ise 48,1 TL/MWs ile 60,7 TL/MWs arasında değişmektedir. Türkiye'deki mevcut elektrik fiyatları ve ileriki dönemlerdeki beklenen fiyatlar göz önüne alındığında bu maliyetler ile Trakya bölgesindeki linyit rezervlerinin ekonomik olarak değerlendirilmesi mümkün gözükmemektedir. Risklerden ve daha sıkı çevresel koşullardan dolayı ilk yatırım maliyetlerinin artması, rodövan bedelleri, kömür sahasına göre kömür maliyetinin değişecek olması, işçilik maliyetlerindeki farklılıklar yukarıdaki hesabı doğrudan etkileyecektir.

Tekirdağ-Saray bölgesindeki linyit sahası 2006 yılında TKİ tarafından ihale edilmiş ve ihaleyi Başat Elektrik Üretim A.Ş. kazanmıştır. İhale karşılığında bölgeye 300 MW kurulu gücünde elektrik üretim santrali yapılması planlanmıştır. 15 Ocak 2009 tarihinde üretim lisansı alan Başat Elektrik Üretim A.Ş.'nin santral bölgesi için ÇED raporu alamamasından dolayı lisansı EPDK tarafından 17 Mart 2010 tarihinde iptal edilmiştir. Bölgede TKİ tarafından tekrardan rodövan usulü ihale yapılması planlanmaktadır.

Bölgedeki kömür rezervinin değerlendirilmesi konusunda ÇED raporu ve çevreye olan zarar konusundaki sosyal tepki en büyük engel olarak görülmektedir. Soma, Yatağan, Kemerköy, Afşin, Elbistan gibi bölgelerde daha önceden kurulan termik santrallerin çevreye verdiği zararlar kömür santrallerine karşı oluşan sosyal tepkilerin en büyük nedenlerinden birisidir. Kömür santrallerinin diğer elektrik üretim santrallerine göre çevreye daha zararlı olduğu doğrudur fakat yukarıda detayları verilen ek temizleme önlemleri ile bu zararlar asgariye indirilebilmektedir.

2000'li yıllara kadar Türkiye'de inşa edilen kömür santralleri konvansiyonel kömür yakma teknolojileri ile yapılmıştır. Bu sebeple bu santrallerin çevreye önemli ölçüde zararı olmuştur. Bu zararların devam etmemesi ve azaltılması için eski termik santrallere rehabilitasyon yatırımları çerçevesinde kurulan baca gazı arıtma tesisi yatırımları ile SO<sub>2</sub> emisyonları halk sağlığını tehdit eden seviyenin altına indirilebilmektedir. Son dönemde Afşin Elbistan santralinde yapılan BGD (baca gazı desülfürasyon) tesisi buna örnek olarak verilebilir. Çayırhan, Ambarlı, Aliğa ve Hamitabat santrallerinde yapımı tamamlanan rehabilitasyon çalışmaları ile santrallerdeki verim yükseltilmiş ve emisyon miktarları önemli ölçüde azaltılmıştır.

2000'li yıllardan sonra devreye alınan tek yerli linyit santrali Çanakkale'nin Çan ilçesinde bulunan 18 Mart Çan Kömür Santralidir. Bu santral temiz kömür teknolojilerinin kullanımına örnek olarak gösterilebilir. Akışkan yataklı kömür yakma teknolojisi sayesinde Çan santralinde baca gazı arıtma tesisine gerek duyulmaksızın kireçtaşı yardımı ile yanma sırasında SO<sub>2</sub> emisyonları mevzuat değerlerinin altına indirilebilmektedir. Santralde kullanılan yeni dönem temiz kömür yakma teknolojisinin aynı zamanda CO<sub>2</sub> emisyonlarının azaltılmasına da önemli katkısı bulunmaktadır.

Türkiye'deki Çan harici yerli linyit santrallerinde ortalama CO<sub>2</sub> emisyonu değeri 1 kg/kwh iken Çan santralinde bu değeri 0,84 kg/kwh seviyesindedir.<sup>34</sup>

Yeni dönemde yapılacak olan yerli linyit santrallerinin çevreye olan zararların azaltılması için alınacak önlemler en az Çan Termik Santrali kadar olacaktır. İlgili çevresel mevzuata göre yeni dönemdeki yerli linyit santrallerinin çevre yatırımları nedeni ile ilk yatırım maliyetleri yükselecektir fakat bununla beraber seragazi emisyonları konvansiyonel santraller göre önemli miktarda azalacaktır. Trakya bölgesindeki yerli kömürlerin değerlendirilmesi aşamasında söz konusu çevresel yatırımların ve temiz kömür yakma teknolojilerinin kullanılması halinde doğacak sosyal tepkinin azalacağı beklenebilir.

### 3.2.3. Rüzgâr

Dünya genelinde ve ülkemizde rüzgardan enerji üretim kapasitesi son 5 yılda önemli ölçüde artmıştır ve artmaya devam etmektedir. Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü tarafından yapılan çalışmalarda Trakya bölgesinde Edirne'nin güneyi, Tekirdağ'ın doğusu ve güneyi ile Kırklareli'nin doğusunda rüzgar santrali için uygun alanlar bulunmaktadır. YEGM tarafından belirlenen rüzgar değerlerine göre Edirne ve Kırklareli illerinde rüzgar hızı 5,5-7 m/s, Tekirdağ'da ise 6,5-7 m/s seviyelerindedir. Buradan hareketle bölgede önemli bir rüzgar potansiyeli olduğu değerlendirilmektedir.

Trakya bölgesinde EPDK verilerine göre toplam 584 MW rüzgar kapasitesi lisanslandırılmıştır. Bunlardan 44 MW kapasite işletmede kalanı ise henüz inşa halinde veya inşaata başlanmamıştır. Lisanslı rüzgar üretimi için TEİAŞ tarafından üretime alınacak kapasite belirlenmiş ve bunun için bölgesel bazda kapasite ihaleleri yapılmıştır. Belirlenen mevcut lisansların inşaatının tamamlanması ve faaliyet geçmeleri ile birlikte Trakya bölgesindeki rüzgar potansiyelinin önemli bir kısmı değerlendirilmiş olacaktır.

Edirne, Kırklareli ve Tekirdağ bölgesindeki rüzgar potansiyelinin lisanssız elektrik üretimi kapsamında da değerlendirilmesi mümkündür. 21 Temmuz 2011 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren Elektrik Piyasasında Lisanssız Üretim Yönetmeliği'ne göre 500 kW ve altı kurulu güce sahip olacak tesisler lisans alma ve şirket kurma yükümlüğünden muaf tutulmuştur. Lisanssız üretim kapsamında kurulacak enerji üretim şirketlerinin ürettikleri enerji kendi tüketimlerinden mahsup edilerek kalan enerji kaynak bazında belirlenen sabit fiyatlarla bölgedeki dağıtım şirketine satılabilecektir. Özellikle sanayinin yoğun olduğu bölgelerde enerji maliyetlerinin azaltılması için lisanssız elektrik üretimi önemli bir fırsat doğurmuştur. Trakya bölgesi özelinde sanayi tesislerinin yoğun olduğu Çorlu ve Çerkezköy bölgelerinde rüzgardan lisanssız elektrik üretimi kapsamında önemli potansiyel bulunmaktadır.

<sup>34</sup> ETKB, "Enerji Sektöründe Seragazi Azaltma Çalışma Grubu Raporu", 2005

Bir tesisin üreteceği elektrik enerjisi kurulu gücü ile çalıştığı saatin çarpımı ile elde edilmektedir. 500 kW kurulu gücündeki bir tesis 10 saat çalıştırıldığı zaman 5000 kWs enerji üretebilmektedir. Elektrik santrallerinin yıllık toplam çalışma saatinin bir yıldaki toplam saat sayısına oranına kapasite faktörü denilmektedir. %30 kapasite faktörü olan bir santral bir yılda toplam  $8760 \times 0,3 = 2628$  saat çalışabilmektedir. Bu durumda 500 kW kurulu gücü ve %30 kapasite faktörü olan bir santral bir yılda  $500 \times 2628 = 1.314.000$  kWs enerji üretimi yapabilmektedir. Fakat rüzgardan üretilen enerji bölgesine göre mevsimsel özellik göstermektedir. Üretilen enerji miktarı yaz-kış aylarında ve gece-gündüz saatlerinde önemli farklılık göstermektedir. Trakya bölgesindeki YEGM haritaları incelendiğinde bölgedeki ortalama kapasite faktörünün %30 olarak alınması uygun görülmüştür. Bölgede bulunan örnek bir sanayi tesisi için rüzgardan yapılacak lisanssız üretimin yaklaşık ekonomik faydası aşağıdaki tabloda verilmiştir.

**Tablo 11 Lisanssız rüzgar santrali örnek çalışma**

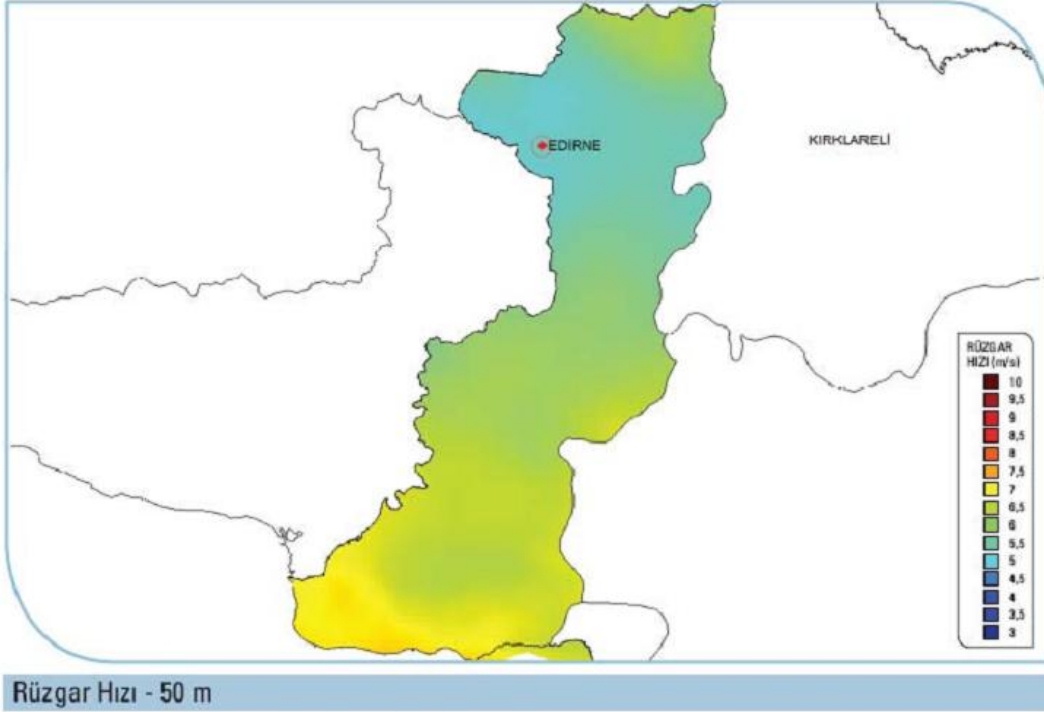
Kurulu güç	500	KW
İlk yatırım maliyeti	2.000.000	TL
Yıllık işletme & bakım maliyeti	20.000	TL
Rüzgar hızı tahmini	7	m/s
Kapasite faktörü tahmini	30%	
Yıllık ortalama elektrik üretimi	1.314	MWs
Sanayi elektrik tarifesini	219	TL/MWs
Örnek aylık ortalama tüketim	250	MWs
Örnek aylık fatura	54.638	TL
Örnek yıllık toplam tüketim	3.000	MWs
Tesis kurulması yıllık kazanç	267.766	TL
Yaklaşık geri dönüş süresi	7.5	Yıl

Yukarıdaki hesaplama göre KDV hariç yaklaşık ortalama elektrik faturası aylık 55,000 TL olan bir orta gerilim sanayi aboneliği için kurulacak 500 kW kapasiteli lisanssız rüzgar elektrik üretimi yatırımı değerlendirilmiştir. Buna göre yıllık yaklaşık olarak 3000 MWs tüketimi bulunan tesis, rüzgar tesisinin kurulması ile birlikte 1314 MWs tüketimi kendi tesisinden karşılamış olacaktır. Bu sayede güncel fiyatlarla elektrik faturası yıllık yaklaşık 268.000 TL azalmış olacaktır. İlk yatırım maliyeti 2 milyon TL olan tesis 7,5 yıl gibi bir geri dönüş süresine sahip olacaktır. Ülkemiz şartlarında 7,5 yıllık geri dönüş süresi olan yatırımlar ekonomik olarak yapılabilir seviyededir. Rüzgar hızı, kapasite faktörü, türbin maliyeti ve tüketicinin tarife grubu ile yıllık tüketimi yukarıdaki hesaplanan geri dönüş süresini doğrudan etkileyecek olan faktörlerdir. Her bir yatırımcı kendine özel değerlere göre hesaplama yapmalıdır.

Rüzgardan lisanssız elektrik üretimi her işletme için karlı bir yatırım olmayabilir. Ya da işletmenin mevcut durumunda teknik imkansızlıklar bulunabilir. Dolayısıyla lisanssız elektrik üretim yatırımı

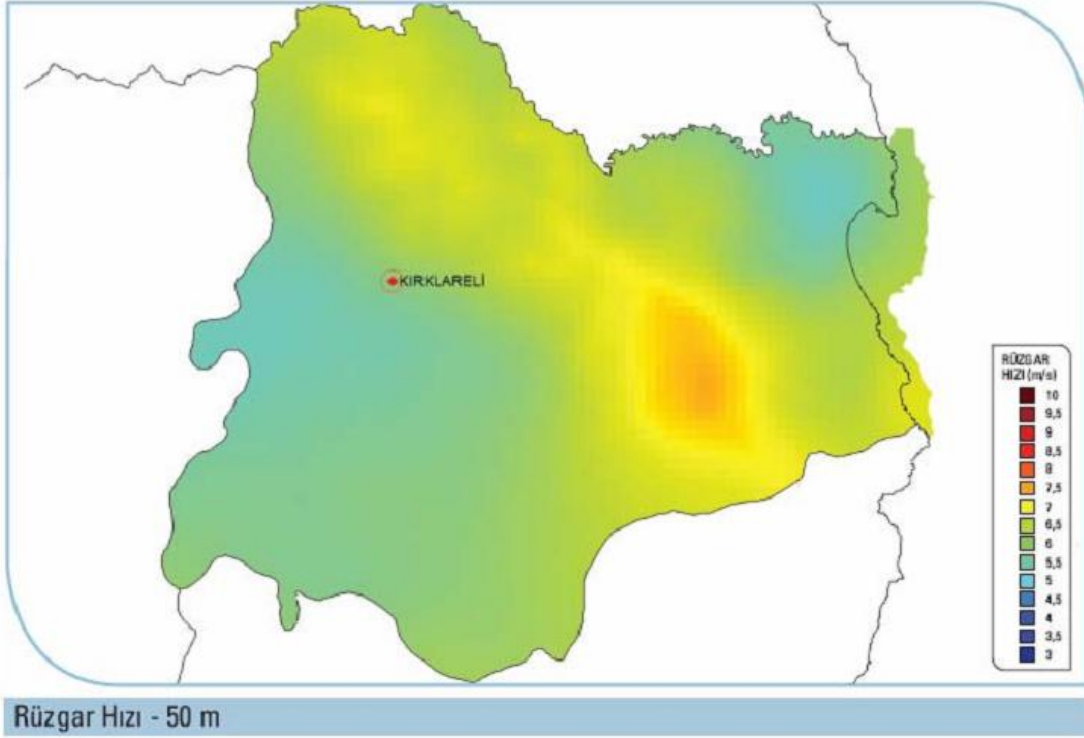
yapmak isteyen yatırımcılara raporun 4.2 bölümünde verilen yol haritasını incelemeleri ve yatırım planlarını önemli görülen noktaları ihmal etmeden yapmaları tavsiye edilmektedir.

Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü tarafından yapılan çalışmalar sonucunda Türkiye rüzgar atlası hazırlanmış ve her ildeki rüzgar hızları gösterilmiştir. Aşağıda Edirne, Kırklareli ve Tekirdağ illerindeki rüzgar hızını gösteren haritalar verilmektedir.



Şekil 18 Edirne ili rüzgar hızı dağılımı

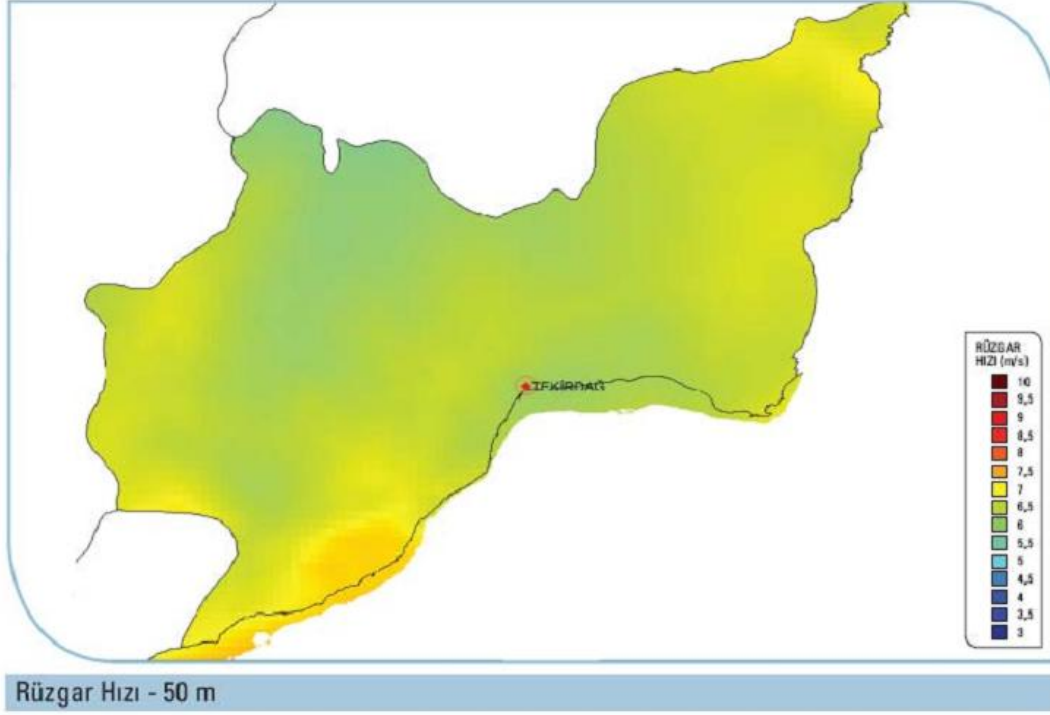
YEGM verilerine göre Edirne ilinde güney bölgelerde özellikle Enez ve Keşan ilçelerinde rüzgar santrali potansiyeli daha fazladır. YEGM tarafından yapılan çalışmalara göre Edirne ilinde 694 km<sup>2</sup> alan rüzgar santrali yapımına uygundur ve toplam 3.470 MW rüzgar santrali kurulabilir. Bölgedeki santrallerin bağlanacağı trafo merkezi ise Keşan'da bulunmaktadır. RES yatırımının artması ve daha çok rüzgar santralinin sisteme bağlanabilmesi için Enez ilçesine TEİAŞ tarafından trafo merkezi yatırımı yapılması gereklidir.



Şekil 19 Kırklareli ili rüzgar hızı dağılımı

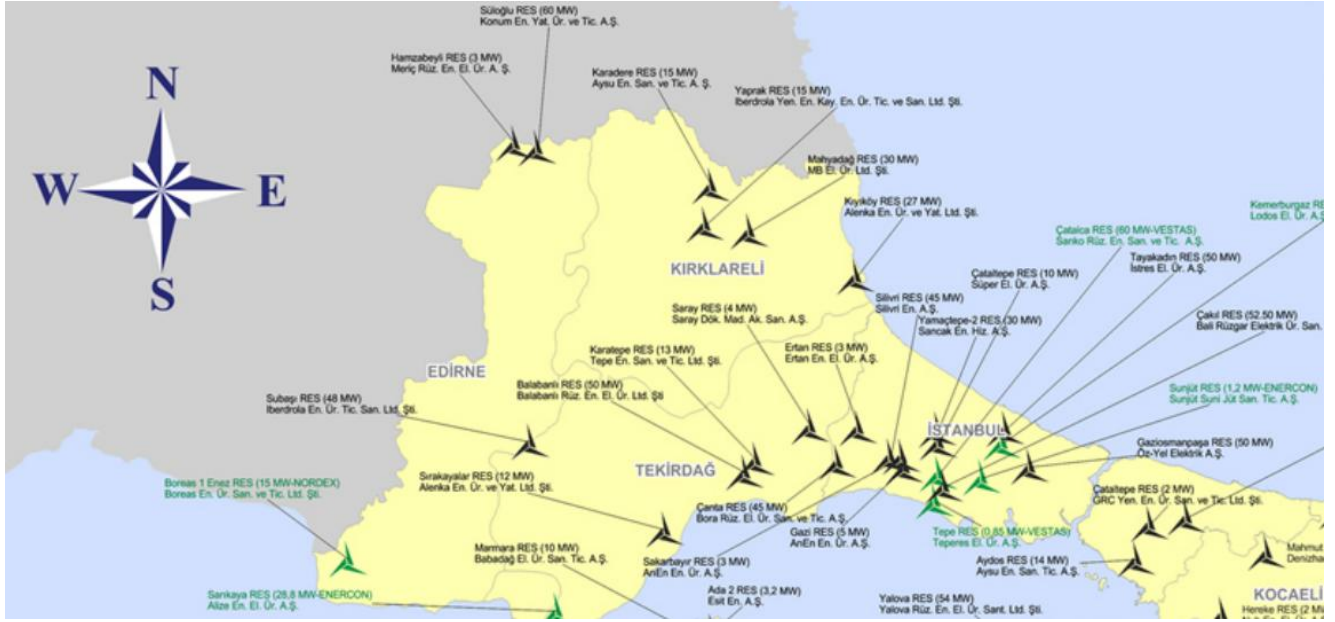
YEGM verilerine göre Kırklareli ilinde merkezin güneydoğusunda Pınarhisar, Vize ve il merkezi ve kuzeye doğru Kofçaz ilçelerinde rüzgar santrali potansiyeli daha fazladır. YEGM tarafından yapılan çalışmalara göre Kırklareli ilinde 615 km<sup>2</sup> alan rüzgar santrali yapımına uygundur ve toplam 3.079 MW rüzgar santrali kurulabilir. Bölgedeki santrallerin bağlanacağı trafo merkezi ise rüzgar hızının nispeten düşük olduğu Lüleburgaz ilçesinde yoğunlaşmıştır. Vize ilçesinde de TEİAŞ'a ait 1 adet trafo merkezi bulunmaktadır. RES yatırımının artması ve daha çok rüzgar santralinin sisteme bağlanabilmesi için Pınarhisar ve Kofçaz ilçelerine TEİAŞ tarafından trafo merkezi yatırımı yapılması gereklidir.





Şekil 20 Tekirdağ ili rüzgar hızı dağılımı

YEGM verilerine göre Tekirdağ ilinde doğu ve batı kısımlarda Malkara, Şarköy, Çerkezköy ve Çorlu ilçelerinde rüzgar santrali potansiyeli daha fazladır. YEGM tarafından yapılan çalışmalara göre Tekirdağ ilinde 925 km<sup>2</sup> alan rüzgar santrali yapımına uygundur ve toplam 4.626 MW rüzgar santrali kurulabilir. RES yatırımının artması ve daha çok rüzgar santralinin sisteme bağlanabilmesi için Malkara ve Şarköy ilçelerine TEİAŞ tarafından trafo merkezi yatırımı yapılması gereklidir.



Şekil 21 Trakya bölgesi mevcut rüzgar santralleri<sup>35</sup>

### 3.2.4. Biyokütle

Bir topluma ait yaşayan organizmaların yarattıkları atıkların belirli bir dönemdeki toplam kütlesine biyokütle denilmektedir. Biyokütleden elde edilen enerji ise biyokütle enerjisi olarak adlandırılmaktadır. Orman atıkları ile elde edilen yakacak odunlar, hayvan atıklarından elde edilen tezek, şehirlerdeki çöp atıkları, tarımdan elde edilen atıklar ve enerji için özel olarak yetiştirilen kanola, mısır, şeker kamışı gibi bitkiler biyokütleden enerji üretimi için kullanılmaktadır.

Tarım, hayvancılık atıkları, kentsel atıklar ve ormandan elde edilen atıklar katı, sıvı ve gaz formunda yakılarak enerji elde edilmektedir. Biyokütle; bioetanol, biyodizel ve biyogaz formlarına dönüştürülerek katı, sıvı ve gaz olarak yakılabilmektedir. Biyokütle kullanılarak elde edilen metan ve odun briketi de özellikle elektrik üretim santrallerinde kullanılmaktadır. Aşağıdaki tabloda biyokütle kaynakları, kullanılan çevrim teknikleri, elde edilen yakıtlar ve uygulama alanları verilmiştir.

Tablo 12 Biyokütle türleri<sup>36</sup>

Biyokütle	Çevrim Yöntemi	Yakıtlar	Uygulama alanları
Orman atıkları	Havasız çürütme	Biyogaz	Elektrik üretimi, ısınma
Tarım atıkları	Piroliz	Etanol	Isınma, ulaşım
Enerji bitkileri	Doğrudan yakma	Hidrojen	Isınma
Hayvansal atıklar	Fermantasyon, havasız	Metan	Ulaşım, ısınma

<sup>35</sup> Kaynak: TUREB rüzgar atlası, [www.tureb.com.tr](http://www.tureb.com.tr), Erişim Tarihi: Ağustos 2012

<sup>36</sup> Karayılmazlar S., Saraçoğlu N., Çabuk Y., Kurt R., "Biyokütlenin Türkiye'de Enerji Üretiminde Değerlendirilmesi", Bartın Orman Fakültesi Dergisi, 2011, Cilt:13, Sayı:19, 63-75

	çürütme		
Çöpler (organik)	Gazlaştırma	Metanol	Uçaklar
Algler	Hidroliz		Sentetik yağ, Roketler
Enerji ormanları	Biyofotoliz	Motorin	Ürün kurutma
Bitkisel ve hayvansal yağlar	Esterleşme reaksiyonu	Motorin	Ulaşım, ısınma, seracılık

Bu çalışma kapsamında Trakya bölgesindeki orman, hayvan, tarım atıkları ve kentsel organik atıklardan elektrik üretim potansiyeli değerlendirilecektir. Bunun için öncelikli olarak bölgedeki atık potansiyelinin belirlenmesi gerekmektedir.

*Orman atığı:* Orman Genel Müdürlüğü verilerine göre Trakya bölgesindeki ormanlık alan miktarı aşağıda verilmiştir.

**Tablo 13 Trakya bölgesi toplam orman varlığı<sup>37</sup>**

İller	Normal Orman (ha)	Bozuk Orman (ha)	Toplam Orman (ha)
Edirne	65.465	40.315,5	105.780,5
Kırklareli	221.889,5	36.806,4	258.695,9
Tekirdağ	66.010,5	38.075,5	104.086
Toplam	353.365	115.197	468.562

Ormanlık alanlardan elde edilen biyokütlenin ortalama %10-15'i hasat sırasında ormanda bırakılmaktadır. Ormanda bırakılan atık biyokütlenin toplanılması maliyetli ve zorlu bir süreç olduğu için özel olarak geliştirilmiş lojistik teknikleri kullanılmaktadır. ABD'de yapılan bir çalışmada ülke genelinde orman atıklarının lojistiğinin baştan uca toplam 30 USD/ton maliyetinde olduğu ve atıkların ısı değerinin ıslak halde 2900 kcal/kg, kuru halde ise 4800 kcal/kg olduğu belirtilmiştir.<sup>38</sup> Dünya üzerinde İskandinav ülkeleri, özellikle Finlandiya ve İsveç en çok orman atığı kullanan ülkeler olarak belirtilebilir. İngiltere, İrlanda ve Almanya'da da orman atığı kullanımını artarak devam etmektedir.

Orman atığı potansiyelinin ısınma ve elektrik üretiminde kullanılmasının değerlendirilebilmesi için daha detaylı verilere ihtiyaç duyulmaktadır. Öncelikli olarak bölgedeki ormanlarda kereste ve yakacak odun elde edilmesi sonrasında ormanda kalan atık miktarlarının belirlenmesi gerekmektedir. İkinci aşamada bu atıklar için en uygun lojistik tekniği seçimi yapılması ve ton başına birim atık lojistik maliyetinin hesaplanması gerekecektir. Üçüncü aşama elde edilen atıkların kalorifik değerlerinin tespit edilmesidir. Buradaki önemli noktada atıkların içerisindeki nem miktarıdır. Atığın içerisindeki nem miktarı arttıkça ısı değeri düşeceği için içerisindeki nemi azaltmak amacıyla çeşitli yöntemler kullanılmaktadır. Bu yöntemler her ne kadar atığın ısı değerini yükseltiyor olsa da ek yatırım ve

<sup>37</sup> Kaynak: Orman Genel Müdürlüğü, [www.ogm.gov.tr](http://www.ogm.gov.tr)

<sup>38</sup> EPA, Biomass and CHP Catalog, Part 3

işletme maliyeti getirmektedir. Yıllık toplam atık potansiyeli, uygun lojistik tekniği, lojistik maliyeti ve optimum ısı değer hesaplanması yapıldıktan sonra bölgede kurulabilecek bir tesisin yaklaşık ekonomik maliyeti hesaplanabilecektir.

**Tarım atıkları:** Tarımsal atıkların toplanıp içerisindeki nem oranının düşürülerek yakılması ile kojenerasyon tesislerinde elektrik üretimi yapılması mümkündür. Tarım atıkları tüm Dünya’da enerji üretiminde yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu çalışmada Trakya bölgesinde yoğun olarak ekimi yapılan ve atıkları önemli enerji potansiyeli içeren çeltik, buğday ve ayçiçeği değerlendirilecektir. 2010 yılı verilerine göre Trakya bölgesi, Türkiye buğday üretiminin %9,3’ünü, ayçiçeği üretiminin %62,5’ini, çeltik üretiminin de %44,5’ini karşılamaktadır. TÜİK verilerine göre 2011 yılında bölgedeki ayçiçeği, çeltik ve buğday üretim miktarları aşağıdaki tabloda verilmektedir.

**Tablo 14 2011 yılı Trakya bölgesi tarım ürünleri hasat miktarı<sup>39</sup>**

	<b>Ayçiçeği (ton)</b>	<b>Buğday (ton)</b>	<b>Çeltik (ton)</b>
Edirne	240.417	451.743	379.182
Kırklareli	130.889	365.081	18.473
Tekirdağ	253.471	592.982	22.103
<b>Toplam</b>	<b>624.777</b>	<b>1.409.806</b>	<b>419.758</b>

Tarımsal atık olarak hasat sonrasında elde edilen ayçiçeği, buğday, çeltik saplarının ve çeltik kabuğunun elektrik üretiminde değerlendirilmesi mümkündür. Elde edilen bu atıklar katı olarak (*biomass*), gazlaştırılmak suretiyle sentez gazı halinde, fermantasyon sonrasında elde edilecek biyogaz olarak veya piroliz sonucunda elde edilen biyoyag şeklinde yakılması mümkündür.

Bölgedeki tarımsal atıkların toplam enerji kapasitesini belirleyebilmek için aşağıda verilen çalışma yapılmıştır. Bu noktada öncelikli olarak çalışmaya temel varsayımlar aşağıdaki tabloda verilmiştir.

**Tablo 15 Tarımsal atık kapasite çalışması varsayımları<sup>40</sup>**

Çeltik sapı AID (kcal/kg)	2500
Çeltik kabuğu AID (kcal/kg)	2500
Buğday sapı AID (kcal/kg)	2500
Ayçiçeği sapı AID (kcal/kg)	4100
Çeltik kabuğu/Çeltik üretimi oranı	0,2
Çeltik sapı/Çeltik üretimi oranı	1,5

<sup>39</sup> Kaynak: TÜİK, [www.tuik.gov](http://www.tuik.gov)

<sup>40</sup> Tablodaki değerler literatürdeki çeşitli çalışmalardan derlenmiştir. İlgili çalışmalara kaynakça kısmında yer verilmiştir. Tablodaki tüm değerler potansiyel hesaplaması için kullanılan ortalama varsayım değerleridir. Söz konusu değerler bölgelere göre farklılık gösterebilecektir.

Buğday sapı/Buğday üretimi oranı	1
Ayçiçeği sapı/Ayçiçeği üretimi oranı	0,5
Toplam çeltik kabuğu içerisinde elektrik üretiminde kullanılacak miktar	%60
Toplam çeltik sapı içerisinde elektrik üretiminde kullanılacak miktar	%60
Toplam buğday sapı içerisinde elektrik üretiminde kullanılacak miktar	%60
Toplam ayçiçeği sapı içerisinde elektrik üretiminde kullanılacak miktar	%60
Enerji çevrim verimi	%40
Yıllık çalışma saati	6500

Elektrik üretimi için belirlenecek kapasite seçilen yakma tekniğine göre farklılaşmaktadır. Aşağıda verilen hesaplamada yukarıdaki alınan varsayımlara göre yapılan teorik hesaplamalar verilmiştir. Daha net sonuçlar elde edilebilmesi için yapılacak deneme çalışmaları ile yukarıda verilen varsayım seti yerine gerçek değerler kullanılmalıdır.

Herhangi bir yakıt kaynağının elektrik üretim potansiyelinin tespit edilebilmesi için öncelikle kaynaktan elde edilecek enerji miktarının tespit edilmesi gerekmektedir. Bunun için kullanılacak olan iki değişken elektrik üretiminde kullanılacak atık miktarı ve atıkların alt ısıl değerleridir. Tablo 17’de Trakya bölgesinde çeltik sapı, çeltik kabuğu, buğday ve ayçiçeği atıklarından yıllık yaklaşık elde edilecek enerji değerleri verilmiştir. Bu değerler enerji üretimi için kullanılacak atık miktarları ile Tablo 15’te verilen alt ısıl değerlerin (AID) çarpılması sonucu elde edilmiştir. Toplam atıkların %60’ının enerji üretiminde kullanılabileceği varsayılmıştır. Atıkların yanması sonucunda ortaya çıkan enerji yaklaşık olarak %40 verimle elektrik enerjisine dönüştürüleceği varsayılmıştır. Seçilecek olan türbinin teknolojisi ve büyüklüğüne göre bu verim oranı artabilir veya düşebilir. Bir biyokütle elektrik üretim tesisi bakım ve arıza durumları çıkartıldığı zaman yıllık 6500 saat çalışabilmektedir. Diğer taraftan tesis sahiplerinin elektrik enerjilerini nasıl değerlendirdiklerine bağlı olarak çalışma saati değişiklik gösterebilir. Kendi ihtiyacı için elektrik üretmek isteyen bir işletme, tesisi daha uzun süre kullanabilecektir. Diğer taraftan gün öncesi piyasası veya dengeleme güç piyasasında satış yapmak isteyen tesis sahiplerinin talimat alma durumlarına göre yıllık çalışma saatleri değişecektir.

Tablo 16’da çeltik kabuğu özelinde örnek potansiyel hesaplaması verilmiştir.

**Tablo 16 Çeltik sapı örnek enerji potansiyeli hesaplaması**

	Edirne	Kırklareli	Tekirdağ	Toplam
<b>A) Toplam Çeltik Sapı (ton/yıl)</b>	568.773	27.710	33.155	629.637
<b>B) Enerji üretimi için kullanılacak çeltik sapı (ton/yıl)</b> (Toplam çeltik kabuğu * %60)	341.264	16.626	19.893	377.782

<b>C) Çeltik sapı alt ısıl değer (AID) (kcal/kg)</b>	2.500	2.500	2.500	2.500
<b>D) Yıllık toplam enerji miktarı (Gcal)</b> = B * C / 1000	853.159	41.564	49.732	944.456
<b>E) Yaklaşık çevrim verimi</b>	40%	40%	40%	40%
<b>F) Yıllık enerji üretim miktarı (Gcal)</b> = D * E	341.263	16.626	19.893	377.782
<b>G) Yıllık enerji üretim miktarı (MWs)</b> = F/0.860	396.818	19.332	23.131	439.282
<b>H) Yıllık toplam çalışma saati</b>	6.500	6.500	6.500	6.500
<b>I) Yaklaşık teorik kurulu güç (MW)</b> = G/H	61	3	4	68

Tablo 16’da verilen hesaplama tüm yakıt kaynakları için geçerlidir. Bu hesaplama Tablo 17’de diğer kaynakları içerecek şekilde genişletilmiştir.

**Tablo 17 Trakya bölgesi tarımsal atık elektrik üretim potansiyeli**

	Edirne	Kırklareli	Tekirdağ	Toplam
<b>Toplam Çeltik Sapı (ton/yıl)</b>	568.773	27.710	33.155	629.637
<b>Toplam Çeltik Kabuğu (ton/yıl)</b>	75.836	3.695	4.421	83.952
<b>Enerji üretimi için kullanılacak çeltik sapı (ton/yıl)</b>	341.264	16.626	19.893	377.782
<b>Enerji üretimi için kullanılacak çeltik kabuğu (ton/yıl)</b>	45.502	2.217	2.652	50.371
<b>Toplam buğday sapı (ton/yıl)</b>	451.743	365.081	592.982	1.409.806
<b>Enerji üretimi için kullanılacak buğday sapı (ton/yıl)</b>	271.046	219.049	355.789	845.884
<b>Toplam ayçiçeği sapı (ton/yıl)</b>	120.209	65.445	126.736	312.389
<b>Enerji üretimi için kullanılacak ayçiçeği sapı (ton/yıl)</b>	72.125	39.267	76.041	187.433
<b>Yıllık toplam enerji miktarı (Gcal)</b>	1.944.900	758.257	1.262.517	3.965.675
<b>Yaklaşık çevrim verimi</b>	40%	40%	40%	
<b>Yıllık toplam çalışma saati</b>	6.500	6.500	6.500	
<b>Yaklaşık teorik kurulu güç (MW)</b>	139	54	90	284
<b>Yıllık elektrik üretim miktarı (GWs)</b>	905	353	587	1.844

Edirne, Kırklareli ve Tekirdağ illerinden elde edilecek olan çeltik, ayçiçeği ve buğday atıklarının teorik olarak yaklaşık toplam 284-300 MW elektrik üretim kapasitesi bulunmaktadır. Bunun karşılığı olarak yaklaşık 1844-2000 GWs yıllık elektrik üretimi yapılabilir. Bu miktar Türkiye toplam elektrik tüketiminin %0,9'una karşılık gelmektedir.

*Hayvansal atıklar:* Kümes hayvanları ve büyükbaş hayvanlardan elde edilen atıkların metan veya sıvı formda kojenarasyon tesisinde yakılması ile elektrik ve ısı üretimi yapılabilmektedir. Trakya bölgesindeki gelişmiş hayvancılık faaliyetlerinden yola çıkılarak bölgedeki hayvancılık atıklarından elde edilebilecek elektrik üretim potansiyeli aşağıda hesaplanmıştır.

Öncelikli olarak TÜİK verilerinden Edirne, Kırklareli ve Tekirdağ illerindeki hayvan sayıları elde edilmiştir.

**Tablo 18 2011 yılı Trakya bölgesi hayvan sayıları<sup>41</sup>**

İller	Büyükbaş hayvan	Küçükbaş hayvan	Kümes hayvanları
Edirne	156.460	251.048	265.783
Kırklareli	132.922	213.591	352.788
Tekirdağ	153.162	307.684	904.020
Toplam	442.544	772.323	1.522.591

Hayvan cinslerine göre elde edilebilecek yıllık gübre miktarı yaklaşık olarak aşağıdaki tabloda verilmiştir.

**Tablo 19 Hayvanlardan elde edilen yaklaşık gübre değerleri<sup>42</sup>**

	Gübre miktarı (ton/yıl)	Biyogaz miktarı (m <sup>3</sup> /gün)	Enerji değeri (Mj/gün)
Büyükbaş	6	0,42-0,60	12,96
Küçükbaş	0,7	0,37-0,61	7,4
Kümes	0,013	0,05	0,22

Trakya bölgesindeki toplam hayvan sayısı, yukarıdaki tabloda verilen yaklaşık gübre değerleri ve biyogaz miktarından Edirne, Kırklareli ve Tekirdağ illerinde kurulabilecek toplam hayvansal atıkla beslenen biyogaz santrali potansiyeli elde edilmiştir.

**Tablo 20 Trakya bölgesi hayvansal atık biyogaz potansiyeli**

<sup>41</sup> Kaynak: TÜİK, [www.tuik.gov](http://www.tuik.gov)

<sup>42</sup> Toruk F., Eker B., "Trakya Bölgesinde Biyogaz Enerjisinin Kullanılabilirliği",

	Toplam Gübre (ton/yıl)	Toplam Biyogaz miktarı (m3/yıl)	Biyogaz AID (kcal/m3)	Toplam Enerji Değeri (MWh/yıl)	Yanma verimi	Santral yıllık çalışma saati	Kurulu güç (MW)	Yıllık elektrik üretimi (GWs)
Edirne	1.117.949	29.261.332	5.000	170.124	60%	7.000	15	102
Kırklareli	951.632	24.865.729	5.000	144.568	60%	7.000	12	87
Tekirdağ	1.146.103	28.707.072	5.000	166.902	60%	7.000	14	100
<b>Toplam</b>	<b>3.215.684</b>	<b>82.834.133</b>		<b>481.594</b>			<b>41</b>	<b>289</b>

Yapılan hesaplama göre bölgedeki hayvansal atıkları kullanılarak yaklaşık toplam 41 MW gücünde biyogazdan elektrik elde edilebilecek santral yatırımı yapılabilir. Elde edilen biyogazın alt ısı değeri, yanma verimi ve toplam gübre miktarı yaklaşık olarak kabul edilmiştir. Daha net sonuçların elde edilmesi için numuneler üzerinde testler yapılması tavsiye edilmektedir.

Türkiye'nin toplam enerji dengesi adına her ne kadar 41 MW büyük bir kapasite olmasa da atıkların biyogaz olarak değerlendirilmesi bölgesel kalkınma adına büyük önem arz etmektedir. Bugünkü biyogaz için devlet tarafından verilen teşvik olan 13,3 UScent/kws ile hesaplama yapıldığında sadece elektrik üretiminde bölge için yıllık 38,5 milyon USD tutarında bir ekonomi oluşturmaktadır. Tesisten elde edilecek atık ısının da ısınma ve seracılık faaliyetlerinde değerlendirilmesi mümkündür. Gübrenin fermantasyonla biyogaza dönüştürülme sürecinde içerisindeki amonyak ve tarıma zararlı bazı mikroorganizmalar ayrıştırılmaktadır. Bu sayede fermantasyonla biyogaz üretimi sonrası kullanılan gübrenin verimi yükselmekte ve gerek koku gerekse mikroorganizma yönünden zararı azalmaktadır.

*Kentsel atıklar:* Ülkemizde kentsel atıkların elektrik enerjisine dönüştürüldüğü ilk tesislerden birisi Ankara sınırları içerisinde. 2006 yılında elektrik üretim lisansı alınan tesiste Mamak bölgesinde toplanan Ankara iline ait atıklardan elde edilen LFG (landfill gas) ürününün yakılarak elektrik ve ısı üretimi yapılmaktadır. Ankara bölgesinden elde edilen kentsel atık miktarı verileri ile Trakya bölgesi verileri karşılaştırılarak Edirne, Kırklareli ve Tekirdağ illeri için yaklaşık kentsel atıktan elektrik üretim potansiyeli belirlenmiştir.

**Tablo 21 Trakya bölgesi kentsel atık elektrik üretim potansiyeli**

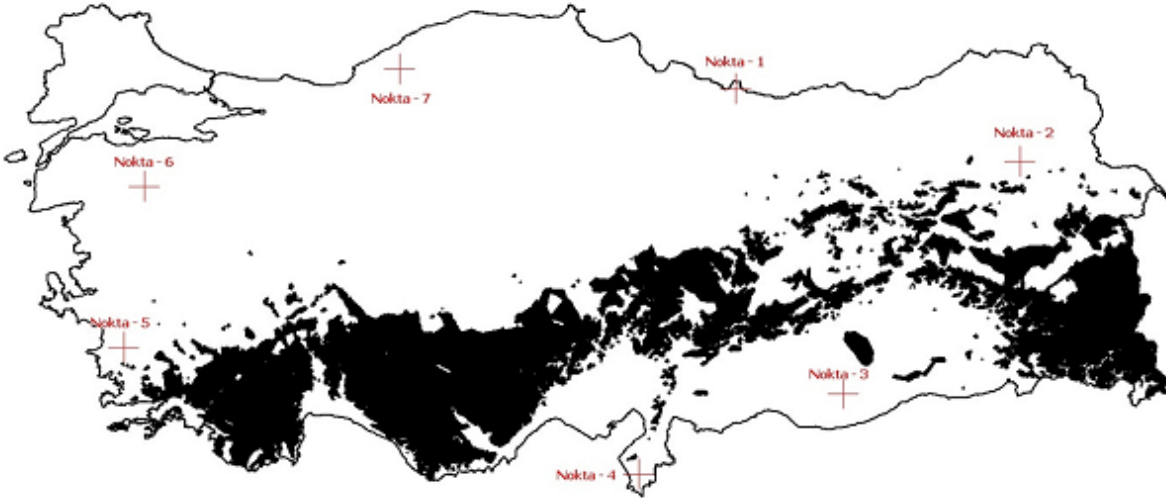
	Toplanan atık (ton/yıl)	Kurulu güç (MW)	Yıllık tahmini üretim (GWs)
Edirne	194.076	3	23
Kırklareli	144.389	3	17
Tekirdağ	376.306	7	44
<b>Toplam</b>	<b>714.771</b>	<b>13</b>	<b>84</b>



Tablodaki değerler 2010 yılındaki TÜİK belediye atık istatistiklerinden elde edilmiştir. Ankara ilinde mevcut kurulu santralin kurulu gücü, toplanan atık bazında Trakya illerine oranlanmıştır. Bu kapsamda bölgede 13 MW kapasitede kentsel atık kullanan elektrik santrali kurulması mümkündür.

### 3.2.5. Güneş

Türkiye’de güneş enerjisinin elektrik üretiminde değerlendirilmesi için Enerji Bakanlığı tarafından yapılan duyuruya göre Şekil 19’da verilen haritada siyah ile gösterilen bölgeler güneş enerjisi santrali için uygun olarak değerlendirilmiştir. Bakanlık ayrıca trafo merkezi bazında güneş enerjisi santrali için ayrılan kapasiteyi açıklamıştır. 2013 yılı Haziran ayında EPDK güneş enerjisi lisans başvurularını alacaktır. İlk etapta toplam 600 MW güneş enerjisi santrali kurulumu yapılacaktır. Trakya bölgesi güneş enerjisinden elektrik üretilmesi açısından verimli görülmemiş ve herhangi bir trafo merkezinde kapasite ayrılmamıştır.



Şekil 22 Güneş enerjisi santrali yapılabilecek alanlar

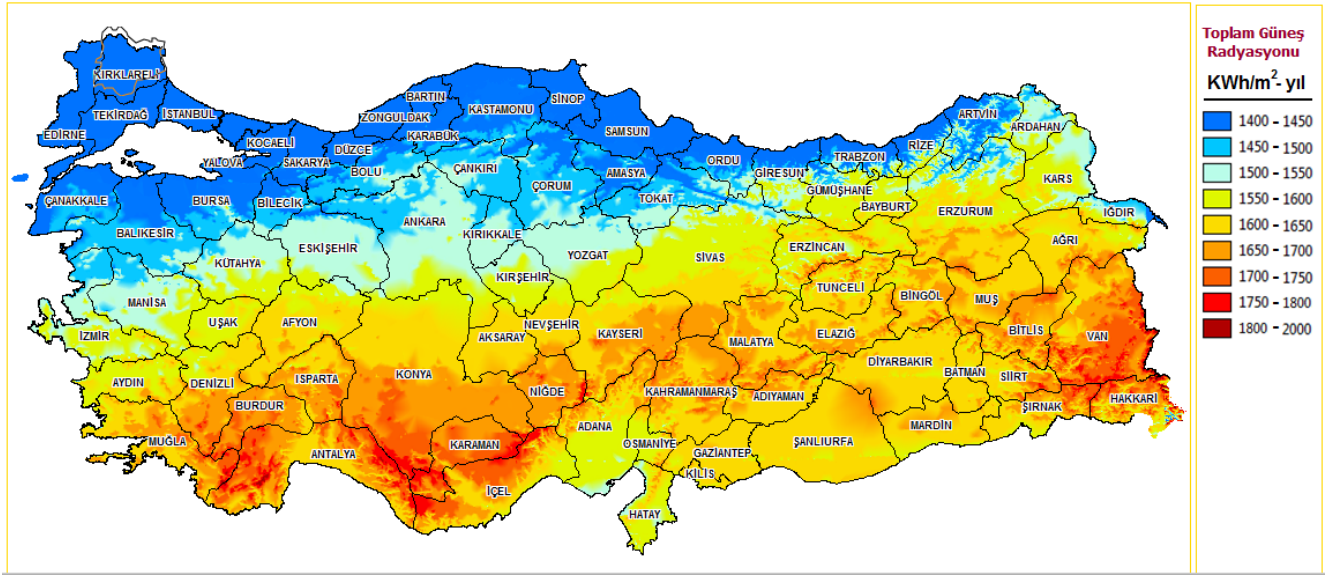
ETKB tarafından yapılan duyuruya göre Trakya bölgesinde lisanslı olarak güneş enerjisi santrali yapılması ilk etapta mümkün olmayacaktır. Bununla birlikte bölgede lisanssız olarak güneş enerjisi tesisi kurmak isteyen yatırımcılar için herhangi bir engel yoktur. YEGM tarafından Edirne, Kırklareli ve Tekirdağ illerindeki ortalama radyasyon 1400-1450 kWh-M<sup>2</sup>/yıl olarak tespit edilmiştir. Lisanssız olarak güneş enerjisinden elektrik üretim tesisi kurmak isteyen yatırımcılar rüzgar veya biyokütle yatırımcıları ile aynı bürokratik yolu izleyeceklerdir. Güneş enerjisinin rüzgara göre daha kararlı yapıda olmasından dolayı şebekeye olan olumsuz etkisi daha azdır. Bu sebeple bir trafo merkezinde rüzgara nazaran daha çok güneş enerjisi bağlanma potansiyeli vardır.

Lisanssız olarak güneş enerjisi yatırımı özellikle kırsal bölgelerde güneş paneli kurulabilecek geniş alanların olduğu durumlarda bölgedeki yatırımcılara fayda sağlayabilecektir. 1 kW güneş paneli yaklaşık olarak 7 m<sup>2</sup> alana ihtiyaç duymaktadır. 20 kW güneş paneli ile bir evin ihtiyacı karşılanabilmektedir. Bunun için 140 m<sup>2</sup> doğrudan veya dolaylı olarak aydınlanan alana ihtiyaç duyulmaktadır. Edirne ilinde, evsel tüketim için kullanılacak lisanssız güneş enerjisi santrali için örnek hesaplama aşağıdaki tabloda verilmiştir.

**Tablo 22 Edirne ili örnek evsel güneş enerjisi santrali kazanç hesaplaması**

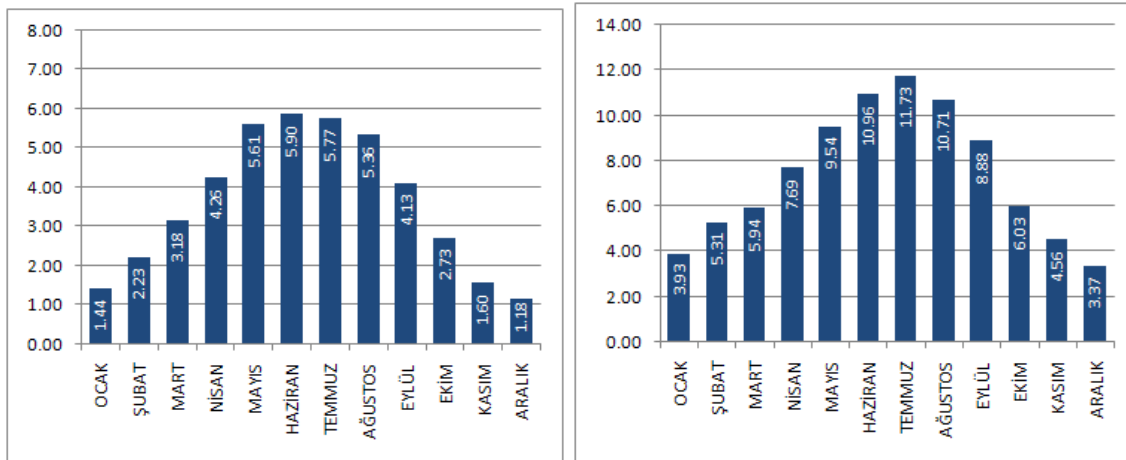
	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
<b>A) Radyasyon (kwh/m<sup>2</sup>-gün)</b> (YEGM değerleri)	1,44	2,23	3,18	4,26	5,61	5,9	5,77	5,36	4,13	2,73	1,6	1,18
<b>B) Güneşlenme süresi (gün)</b> (YEGM değerleri)	3,93	5,31	5,94	7,69	9,54	10,96	11,73	10,71	8,88	6,03	4,56	3,37
<b>C) Santral kurulu gücü (kW)</b>	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
<b>D) Santral alanı (m<sup>2</sup>)</b> = (C x 7)	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
<b>E) Toplam enerji üretimi (kwh)</b> = (A x B x E)	792	1.658	2.644	4.586	7.493	9.053	9.475	8.037	5.134	2.305	1.021	557
<b>F) Yaklaşık elektrik tüketimi (kwh)</b>	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
<b>G) Şebekeye satılan enerji (kwh)</b> = (E - F)	492	1.358	2.344	4.286	7.193	8.753	9.175	7.737	4.834	2.005	721	257
<b>H) Mesken elektrik tarifesi (Uscent/kwh)</b> (USD/TL kuru = 1,8)	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7
<b>I) Teşvik tarifesi (Uscent/kwh)</b>	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3
<b>J) Fatura kazancı (TL)</b> = (F x H)/100	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
<b>K) Şebeke satış kazancı (TL)</b> = (G x I)/100	118	325	561	1.026	1.722	2.095	2.197	1.852	1.157	480	173	61
<b>L) Toplam aylık kazanç (TL)</b> = (J + K)	208	415	651	1.116	1.812	2.185	2.287	1.942	1.247	570	263	151

Tablo 22’de verilen hesaplama göre 140 m<sup>2</sup>’lik alana 20 kW büyüklüğünde bir güneş enerjisi tesisi kuran tüketici yıllık toplam 12,848 TL gelir elde edecektir. Bu yıl içindeki elektrik faturaları ve şebekeye satılan enerjinin toplam değeridir. Türkiye’de henüz pilot uygulamalar haricinde farklı ölçeklerde güneş santralleri kurulumu yapılmadığı için yaklaşık maliyet ve geri dönüşüm süresi hesaplamak mümkün olmamaktadır. Eysel tipte güneş enerjisi santrali kurmak isteyen yatırımcılar santral için ayırabilecekleri alan ve kendi tüketimleri doğrultusunda yukarıdaki kazanç hesabını kolayca yapabilirler.



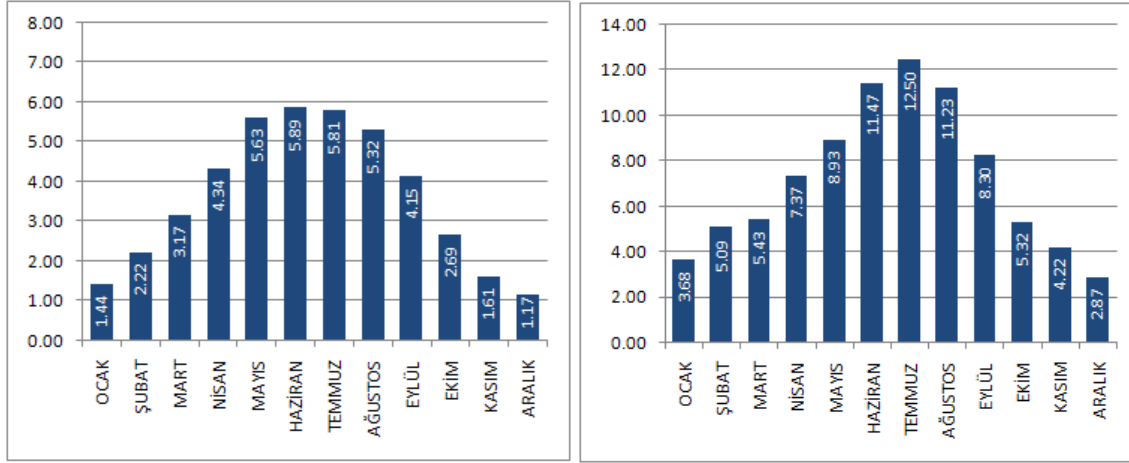
Şekil 23 Türkiye güneş enerjisi potansiyel atlası<sup>43</sup>

Şekil 23’ten görüldüğü üzere Trakya bölgesindeki güneş enerjisi potansiyeli Türkiye ortalamasının altında seyretmektedir. Aşağıda il bazında Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü tarafından yapılan hesaplamalar sonucunda elde edilen güneşlenme süreleri ve global radyasyon değerleri verilmiştir.

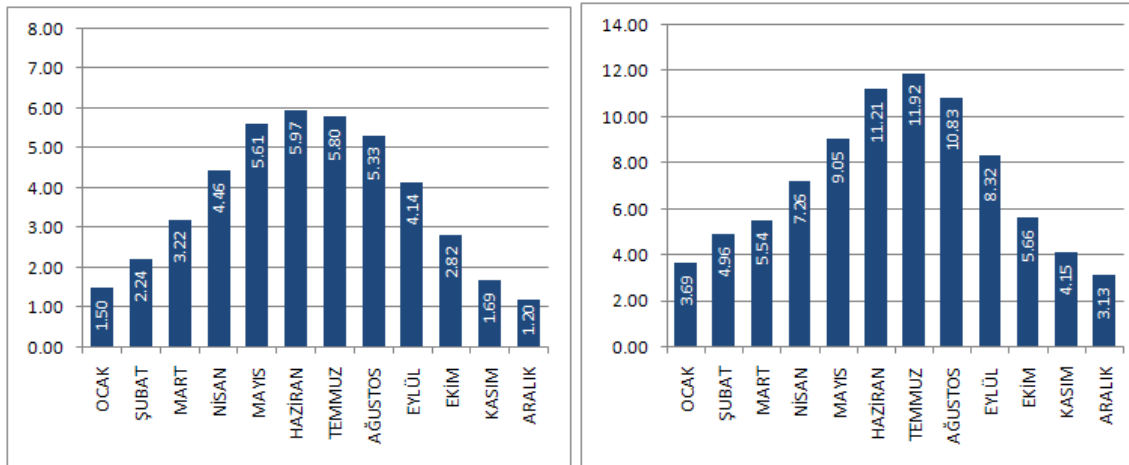


<sup>43</sup> Kaynak: [www.yegm.gov.tr](http://www.yegm.gov.tr), Erişim Tarihi: Eylül 2012

Şekil 24 Edirne ili global radyasyon değerleri (kwh/m<sup>2</sup>-gün) ve güneşlenme süreleri (gün)



Şekil 25 Kırklareli ili global radyasyon değerleri (kwh/m<sup>2</sup>-gün) ve güneşlenme süreleri (gün)



Şekil 26 Tekirdağ ili global radyasyon değerleri (kwh/m<sup>2</sup>-gün) ve güneşlenme süreleri (gün)

Trakya bölgesindeki ortalama radyasyon oranının Türkiye ortalamasına göre düşük olması bölgedeki güneş enerjisi yatırımlarının önündeki en büyük engeldir. Kanun kapsamında verilen yenilenebilir enerji teşvikleri Trakya bölgesindeki güneş enerjisi potansiyelinin değerlendirilmesi için yeterli olmamaktadır. Diğer taraftan güneşlenme oranı Trakya bölgesine göre daha düşük olan Almanya'da (ortalama 1200 kwh-M<sup>2</sup>/yıl) 2012 itibarıyla 25.000 MW seviyesinin üzerinde güneş enerjisi santrali bulunmaktadır. Yenilenebilir kaynaklara verilen yüksek teşvikler ile Almanya'da düşük radyasyon oranı ve güneşlenme süresine rağmen yüksek miktarda güneş enerjisi santrali kurulmuştur. Almanya son dönemlerde teşvikleri düşürmüştür. Güneş için Almanya'da Ekim 2012'den itibaren uygulanacak teşvik tarifesi 29 Euro cent/kwh seviyesine kadar çıkabilecektir. Türkiye'de uygulanan baz tarife 13,3 USDcent/kwh seviyesindedir. Almanya'da uygulanan teşvik fiyatları ile karşılaştırma yapıldığında Türkiye'de güneş enerjisi için verilen teşvik tarifesi yaklaşık olarak %20-25 daha ucuz kalmaktadır. Güneş radyasyonu ve güneşlenme süresi Almanya'dan daha iyi olan Trakya bölgesinde güneş enerjisi santralının ekonomik olabilmesi için verilen teşviklerin Almanya seviyesine yaklaştırılması

gerekmektedir. Bir başka deyişle güneş enerjisi teşvik tarifesi %20 seviyesinde artış gösterirse Trakya bölgesinde güneş enerjisi santrali ekonomik hale gelebilecektir.

**Tablo 23 Bazı ülkelerde yenilenebilir için verilen tarife teşvikleri<sup>44</sup>**

Ülke	Güneş	Rüzgar	Biyokütle	Jeotermal	Hidroelektrik
Brezilya	Yok	Yok	Yok	Yok	Yok
Avusturya (cent/kwh)	19-26	9,6	5,8 - 18,5	7,5	Yok
Çin	Fiyat Komisyonu bölgelere göre farklı fiyatlar belirliyor. Üretilen yenilenebilir enerjinin tamamına belirlenen fiyata göre alım garantisi veriliyor.				
Fransa (cent/kwh)	11,08 - 38,80	8,2 - 13	4,3 - 12,53	20	6,07 - 15
Almanya (cent/kwh)	21,11 - 28,74	8,93 - 15	6 - 25	25	3,4 - 12,7
İtalya (cent/kwh)	12,1 - 37,5	Ücretsiz yeşil enerji sertifikası veriliyor. Bu sertifika serbest piyasada satılabiliyor.		Yok	Yok
Türkiye (Uscent/kwh)	13,3 - 22,5	7,3 - 11	13,3	10,5 - 13,2	7,3 - 9,6

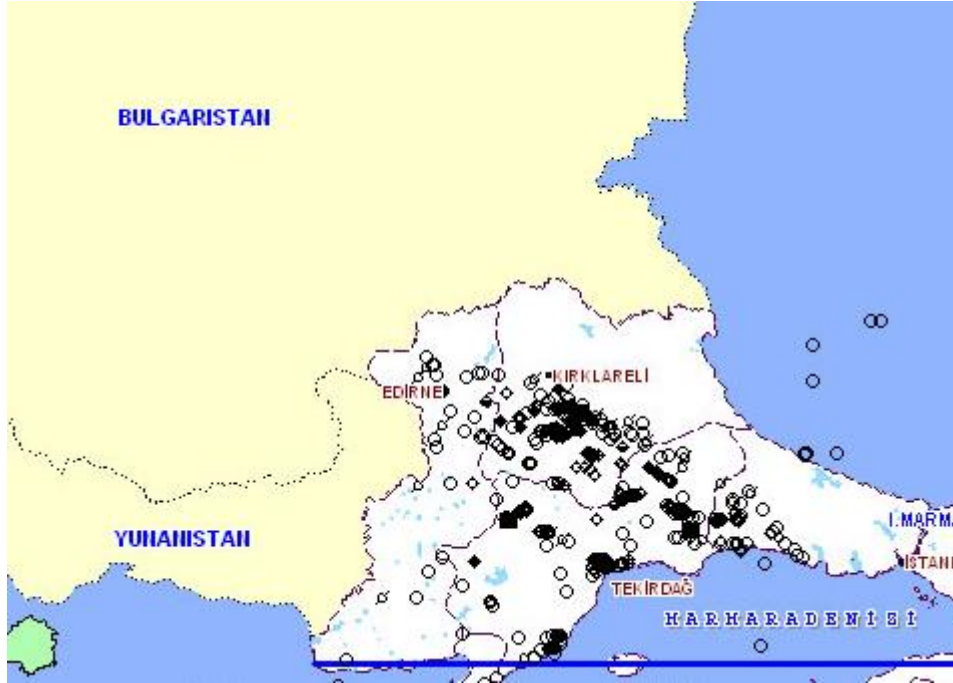
### 3.3. Petrol ve doğal gaz potansiyeli

#### 3.3.1. Bölgedeki mevcut rezervler

Ülkemizdeki petrol ve doğal gaz rezervleri Trakya ve Güneydoğu Anadolu bölgesinde yoğunlaşmıştır. PiGM verilerine göre Türkiye’de 2009 yılı sonu itibariyle açılan toplam kuyuların %17’si Marmara Bölgesinde açılmıştır. Trakya bölgesinde PiGM verilerine göre 356 adet petrol arama kuyusu açılmıştır. Bu kuyulardan Kırklareli ve Tekirdağ’da bulunan 194 tanesinde rezerv tespiti yapılmıştır. Kırklareli’nde 35, Tekirdağ’da 63 tane olmak üzere toplam 98 adet kuyuda üretim yapılmaktadır.

Yerli ve yabancı petrol arama şirketlerinin Trakya bölgesine ilgisi yüksek seviyededir. 2009 yılındaki arama ruhsatları verilerine göre arama ruhsatlarının %69’u TPAO’ya kalan %31’i ise yerli ve yabancı özel şirketlere aittir.

<sup>44</sup> Kaynak: KPMG International, “Taxes and Incentives for renewable energy”, Haziran 2012



Şekil 27 Trakya bölgesi petrol ve doğal gaz kuyuları

TPAO tarafından verilen rakamlara göre 2010 yılında TPAO'nun yurtiçi ham petrol üretimi 12,7 milyon varil olmuştur. Bu üretimin sadece %1'i Trakya bölgesinden elde edilmiştir.<sup>45</sup> Buradan hareketle bölgedeki rezervlerin henüz tamamının değerlendirilmediği sonucu elde edilebilir. Trakya bölgesinde PİGM'den ruhsat almak suretiyle arama çalışmasına devam eden birçok yerli ve yabancı şirket bulunmaktadır. Fakat, PİGM'in yayımladığı veriler kısıtlı olduğu için mevcut durumda devam eden arama çalışmalarının net istatistikleri verilememektedir.

Trakya bölgesinin yerli doğal gaz üretimine önemli katkısı bulunmaktadır. 2010 yılında TPAO tarafından yapılan 260,7 milyon Sm<sup>3</sup> doğal gaz üretiminin %94,7'lik kısmı Trakya bölgesinde gerçekleşmiştir.

### 3.3.2. Doğal gaz depolama faaliyetleri

Ülkemizdeki birincil enerji tüketiminin önemli bir kısmı doğal gazdan sağlanmaktadır. Türkiye'nin doğal gaz tedarikinde %98 oranında dışa bağımlı yapısı göz önüne alındığında doğal gaz depolamasının ülke için önemi ortaya çıkmaktadır. Geçtiğimiz yıllarda birçok defa ağır kış koşulları nedeni ile gerek İran gerekse Rusya tarafından ülkemize olan gaz arzı belirli süreliğine durdurulmuştur. Önümüzdeki yıllarda da yine benzer koşullar oluştuğunda gaz arzının kesilmesi riski mevcuttur. Böylesi kriz durumlarında ülke içerisindeki depoların önemi büyüktür.

<sup>45</sup> TPAO, [http://www.tpao.gov.tr/tp2/sub\\_tr/sub\\_icerik.aspx?id=33](http://www.tpao.gov.tr/tp2/sub_tr/sub_icerik.aspx?id=33)

Doğal gaz depolanması için en uygun alanlar rezervi tükenmiş doğal gaz kuyularıdır. TPAO tarafından 2007 yılında Silivri bölgesinde devreye alınan doğal gaz deposu; 2,6 milyar Sm<sup>3</sup> depolama ve günlük 20 milyon Sm<sup>3</sup> geri üretim kapasitesine sahiptir. Trakya bölgesindeki mevcut doğal gaz kuyuları içerisindeki gaz rezervinin tükenmesi sonrasında yeni depolar kurulması için uygun olacaktır.

### 3.3.3. LNG faaliyetleri

Doğal gaz tedarikini çeşitlendirmek amacı ile ülkemizde ilk olarak 1994 yılında Marmara Ereğlisi'nde LNG terminali kurulmuştur. Terminalin görevi baz yük ve ihtiyaç duyulduğunda pik düşürücü olarak ülkeye doğal gaz tedariki sağlamaktır. Cezayir ve Nijerya ile yapılan al ya da öde sözleşmeleri kapsamında ve spot piyasadan tedarik edilen LNG, sıvı halde Marmara Ereğlisi terminaline ulaşmakta ve burada gaz hale çevrilerek ulusal doğal gaz iletim şebekesine verilmektedir. Marmara Ereğlisi terminali BOTAŞ tarafından işletilmektedir. Yine benzer şekilde faaliyet gösteren bir başka LNG terminali ise İzmir'de özel bir şirket tarafından işletilmektedir.

EPDK'ya İzmir ve Adana illerinde LNG faaliyeti için yapılmış olan yeni lisans başvuruları mevcuttur. Doğal gazın önümüzdeki dönemlerde de Türkiye için önemli bir enerji kaynağı olmaya devam etmesi ve boru hatları ile ülkemize gelen doğal gazın birkaç yıl içerisinde yetersiz hale gelmesinden dolayı LNG terminali yatırımları cazip hale gelmeye başlamıştır. Trakya bölgesi de LNG terminali için yatırımcılar tarafından değerlendirilmektedir.

---Üçüncü bölüm sonu---

## 4. Bölgenin Enerji Potansiyelini Aktif Kullanmaya Yönelik Yol Haritası

### 4.1. Yerli kömürün değerlendirilmesi

Trakya bölgesinde MTA tarafından tespit edilen linyit rezervlerinin ekonomik olarak değerlendirilmesi mümkündür. Söz konusu kaynak tipinde çevresel koşulların dikkate alınması her ne kadar santralin ekonomisini azaltsa da yine de yapılabilir olmaktan çıkarmamaktadır. Yerli kömür sahaları son yıllarda TKİ tarafından yapılan rodövans ihaleleri ile özel sektör kullanımına sunulmaktadır. Buna göre maden sahası gerekli sondaj çalışmaları tamamlandıktan sonra elektrik santrali yapma koşulu ile ihale edilmektedir. İhale şartnamesinde sahada yapılabilecek olan santralin kurulu gücü ve yaklaşık yıllık elektrik üretimi verilmektedir. İhale katılımcıları üretilen birim elektrik enerjisi başına devlete ödenecek olan rodövans (UScent/kws) bedeli üzerinden teklif vermektedirler. En yüksek teklif veren ihale katılımcısı maden sahasının işletmesine elektrik santrali kurma şartı ile sahip olmaktadır.

Maden sahasının özel koşullarına göre yatırımcıya santrali tamamlaması için belirli bir süre verilmektedir. 4-6 yıl arasında değişen bu sürenin sonunda yatırımcı santrali tamamlamamış olsa bile teorik üretim miktarına göre rodövans tahsilatı başlamaktadır. Bu durum yatırımcıların santrali belirlenen süre dâhilinde tamamlaması için önemli bir etkidir. En son Adana/Tufanbeyli kömür sahası bu şekilde ihale edilmiştir. ETKB, yerli kömürün ekonomiye kazandırılması için verdiği destekler kapsamında Adana/Tufanbeyli sahasının bürokratik işlemlerinin hızlı bir şekilde halledilebilmesi için özel bir komisyon oluşturmuştur. Bu komisyon yatırımcı şirkete her türlü devlet kurumu ile olan ilişkilerinde Bakanlık adına yardımcı olacak ve olası tüm gecikmeler bu şekilde önlenmeye çalışılacaktır.

Yerli kömürün ekonomiye kazandırılması amacı ile rodövans dışında kamu-özel ortaklığı (PPP) ve Yap-İşlet (Yİ), Yap-İşlet-Devret (YİD) modelleri de halen tartışma konusudur. Özellikle daha öncesinde ihalesi olmasına rağmen hiç teklif gelmeyen Afşin Elbistan C-D sahaları için rodövans modelinin değiştirilmesi ve PPP, Yİ ve YİD modeli ile ihale yapılabilmesi konusu şu an değerlendirme aşamasındadır.

Trakya bölgesinde bu rapor kapsamında yapılan çalışmaya göre 2000 MW üstünde kömür santrali yapılabilmesi mümkündür. Bu kömür rezervlerinin ülkemiz ekonomisine kazandırılmasının özellikle elektrik arzına önemli katkısı olacaktır. Ayrıca, ithal edilen doğal gaz miktarında azalmaya yol açacak ve cari açığa da olumlu yönde etki yapacaktır. Fakat bölgedeki kömürlerin değerlendirilmesi için seçilecek olan model büyük önem taşımaktadır. Birim elektrik üretim maliyetini doğrudan etkileyecek olan rodövans giderleri santrali yapılabilir olmaktan çıkarılabilir. Diğer taraftan sosyal tepkilerden kaynaklı gecikme riskleri, çevre için ek yatırımların yapılması, en uygun belirlenen santral yerinde doğabilecek yeniden yerleşim ve kamulaştırma sorunları ve maden sahasına has diğer risklerin hepsi ilk yatırım maliyetine ve santralin ekonomisine olumsuz yönde etki yapabilecektir.



Kömür sahalarında elektrik santrali kurulması için aşağıdaki adımların izlenmesi gerekecektir:

- 1- Kömür sahalarında rezerv, kömür kalitesi, içeriği, dekupaj miktarı ve ilgili diğer karakteristiklerin tespiti için gerekli sondajların tamamlanması
- 2- Kömür sahalarında yapılacak olan enerji santrali yatırımı için yapılması gereken diğer ek işlemlerin belirlenmesi (yerleşim yeri nakli, soğutma suyu temini, vb.)
- 3- Santral ihale modelinin belirlenmesi
- 4- Santral ihalesinin yapılması
- 5- Yatırımın başlaması
- 6- Yatırımın tamamlanması

Yukarıdaki çalışmalar ETKB koordinasyonunda MTA, TKİ ve bölgesel kamu otoritelerinin işbirliği içerisinde gerçekleşmesi gerekmektedir. Mevcut durumdan santralin tamamlanmasına kadar olan sürecin en iyi koşullarda 6-8 yıl sürmesi beklenmektedir. Santral ihalesi ve yapımı sırasında halktan gelecek tepkiler, santral inşasına karşı çevresel vb. nedenler ile açılacak davalar, kamu kurumları nezdindeki bürokratik işlemlerdeki gecikmeler bu süreci uzatacak en temel etkilere sahiptir.

#### 4.2. Lisanssız üretim faaliyetleri

Trakya bölgesi şartları göz önüne alındığında lisanssız üretim kapsamında uygun hidroelektrik potansiyeli olmadığı değerlendirilmektedir. Bölgede, lisanssız üretimin rüzgar ve biyokütle olarak yapılabilmesi mümkündür. Rüzgar için belirlenen alım fiyatı 7,3 UScent/kws iken biyokütle için bu fiyat 13,3 UScent/kws olmaktadır. Bir başka deyişle lisanssız elektrik üretim tesislerinde üretilen her birim enerji yatırımcının mevcut tesisinin tüketiminden mahsup edilecek ve fazla üretim olduğu takdirde bu fiyatlardan dağıtım şirketine enerji satılacaktır. Yürürlükteki mevzuata göre dağıtım şirketi fazla enerjiyi almak ve eksik kalan enerjiyi ise şirkete EPDK tarafından belirlenen tarifeler üzerinden tedarik etmekle yükümlüdür.

Lisanssız olarak rüzgar ve biyokütle yatırımı yapmak isteyen yatırımcılar için dikkat edilmesi gereken noktalar ve izlenmesi gereken yol haritası aşağıda verilmiştir.

- 1- *Kaynak tespiti:* Rüzgardan üretim yapmak isteyen yatırımcılar için öncelikli olarak ellerinde bulunan uygun arsaların yaklaşık rüzgar ölçüm değerlerinin tespit edilmesi gerekmektedir. Bu iki şekilde yapılabilir. Yatırımcı rüzgar tesisi kuracağı arsada belirli bir süre rüzgar ölçümü yapabilir ya da o arsaya en yakın devlete ait olan rüzgar ölçüm istasyonlarının verileri ile kestirim yapabilir. Arsanın üzerinde doğrudan ölçüm yapılması daha net sonuç sağlayacaktır fakat bu durumda yatırımcının ölçüm maliyetine katlanması gerekecektir.

Biyokütle için kaynağın tipi (tarım, orman, hayvancılık atığı, çöp gazı, vs.) belirlendikten sonra kaynaktan alınacak numuneler ile alt ısıl değerinin belirlenmesi gerekmektedir. Burada kaynak kullanımının devamlılığı da önemli olmaktadır. Güvenilir alt ısıl değer ve aylık kaynak miktarı tespiti yapılması gerekmektedir. Yatırımcı bu noktada kaynak arzında sıkıntı yaşayabileceğini düşünüyorsa bu riskleri de göz önünde bulundurması gereklidir.

- 2- *Uygun ekipman seçimi:* Belirlenmiş olan rüzgar hızı, biyokütle ısıl değeri, tipi ve güvenilir arz miktarına en uygun olan kapasite ve ekipman seçimi yapılır. Enerji tesisi tasarımı uzman mühendislik çalışması gerekmektedir. Yatırımcıların anahtar teslim teklifler aldığı durumlarda bile kendilerine sunulan farklı ekipman alternatiflerinin değerlendirilmesi için mühendislik firmalarından destek alması tavsiye edilmektedir.
- 3- *Ekonomik fizibilite ve finansman:* Ekipman seçiminin yapılması ile birlikte yapılacak olan tesisin yaklaşık maliyeti belirlenmiş olacaktır. Bu aşamada belirlenen maliyete ve sahadan elde edilen teknik verilere göre tesisin ekonomik fizibilitesinin yapılması gerekmektedir. Finans kuruluşları nezdinde kabul görmüş bağımsız danışmanlık şirketlerine hazırlanacak olan ekonomik fizibilite raporu santralin finansmanı aşamasında önemli katkı sağlayacaktır. Yatırımcıların ayrıca yenilenebilir kaynaklara özel olarak kullanılan kredileri ve yine bu kaynaklara özel sağlanan kamu desteklerinden faydalanması yatırımın geri dönüş süresini kısaltacaktır.

Fizibilite aşamasında önemli olan bir diğer husus ise yatırımcının mevcut durumda farklı tesislerinde kullandığı elektrik enerjisi miktarıdır. Yönetmelik kapsamında tüketim birleştirme yapılabilmektedir. Yatırımcı farklı tesislerdeki elektrik enerjisi kullanımını ve tarifesini de dikkate almalıdır. Örnek vermek gerekirse, ucuz veya teşvikli tarifeden elektrik enerjisi kullanılan tesisler yatırımcının kendi kuracağı lisanssız üretim tesisinden enerji temin etmek yerine ucuz tarifesinden devletten veya başka bir tedarikçiden enerji temin edebilirler. Lisanssız üretim kapsamında üretilen elektrik ise teşvik fiyatından dağıtım şirketine satılır. Başka bir deyişle, biyokütle santrali kurmak isteyen bir yatırımcı piyasadan 13.3 UScent/kws, rüzgar yatırımcısı ise 7.3 UScent/kws fiyatından daha ucuza enerji bulabiliyorsa kendi ürettiği enerjiyi tüketmek yerine sisteme satması daha karlı olacaktır.

- 4- *Yatırım dönemi:* Yatırımın mevzuatta belirtilen süreler dahilinde tamamlanabilmesi için yatırımcının yakın takibi önem arz etmektedir. Yine bu aşamada yatırımcılar bağımsız mühendislik şirketleri kullanarak yapılan tesisin sözleşme koşullarına uygun olup olmadığını denetletirebilir.
- 5- *Resmi işler:* Santralin üretim kapasitesi belirlendikten sonra başlatılmasında fayda vardır. Arsa seçimi yapıldıktan sonra bölgedeki elektrik dağıtım şirketine bağlantı başvurusu yapılır. Başvuru dosyasında Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik ve diğer

ilgili mevzuat hükümleri doğrultusunda hazırlanacak olan evrakların bulunması gerekmektedir. Dağıtım şirketi, diğer başvuruları da Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik uyarınca değerlendirip başvurunun kabul veya ret edildiğini ilgili taraflara bildirir. Başvurusu kabul edilen yatırımcılar dağıtım şirketi ile bağlantı ve sistem kullanım anlaşması yaparlar. Daha sonra tesisin tipine göre 1-3 yıl arası süre içerisinde yatırımın tamamlanması gerekmektedir. Yatırım tamamlanması ile birlikte santralin ticari üretime geçmesi için gerekli koşulları sağlayıp sağlamadığı ETKB'den gelecek geçici kabul ekibi tarafından test edilir ve ETKB onayının ardından santral üretime başlayabilir.

Aşağıdaki tabloda Trakya bölgesinde lisanssız elektrik üretim santrallerinin bağlanabileceği trafo merkezleri verilmiştir. Tabloda belirtilen 19 adet trafo merkezine bağlanabilecek lisanssız üretim kapasitesi her bir trafo merkezi için 2 MW olarak belirlenmiştir.

**Tablo 24 Lisanssız üretim santrallerinin bağlanabileceği trafo merkezleri<sup>46</sup>**

Tekirdağ (7 adet Trafo Merkezi)		Kırklareli (6 adet Trafo Merkezi)		Edirne (6 adet Trafo Merkezi)	
TM İsmi	İlçesi	TM İsmi	İlçesi	TM İsmi	İlçesi
BOTAŞ	Marmara Ereğlisi	Kırklareli	Kırklareli Merkez	Havsa	Havsa
Tegesan	Marmara Ereğlisi	Pınarhisar	Pınarhisar	Keşan	Keşan
Tekirdağ	Tekirdağ merkez	Babaeski	Babaeski	Uzunköprü	Uzunköprü
Çorlu	Çorlu	Lüleburgaz	Lüleburgaz	Edirne	Edirne merkez
Çerkezköy	Çerkezköy	Kıyıköy	Vize	Ediçim	Lalapaşa
Ulaş	Çorlu	Büyükkarıştıran	Lüleburgaz	Enez	Enez
Malkara	Malkara				

### 4.3. Biyokütle için öneriler

500 kW üstündeki ölçeklerde üretim yapmak isteyen biyokütle yatırımcıları için lisans alma zorunluluğu bulunmaktadır. YEKDEM kapsamında verilen teşvik ile biyokütle kullanılarak kurulacak olan santralden üretilen elektrik enerjisi devlet tarafından 13,3 UScent/kws sabit fiyattan satın alınmaktadır. Bu fiyat teknik şartları uygun olan biyokütle santrallerinin ekonomik olarak yapılabilir olmasına yetmektedir.

Biyokütle'de dikkat edilmesi gereken hususlar kaynak lojistiği, kaynağın dönüşümü, elde edilen katı, sıvı veya gaz formundaki yakıtın alt ısıl değeri ve güvenilir kaynak arz miktarıdır. Örnek verilmek

<sup>46</sup> Kaynak: Trakya Elektrik Dağıtım A.Ş.

gerekirse Trakya bölgesindeki genel tarımsal atık kapasitesi belirli bir miktardaki biyokütleden elektrik santrali potansiyeli barındırıyor olsa bile söz konusu atıkların ekonomik olarak toplanabilmesi ve depolanması mümkün olmayabilecektir. Ya da kaynaktan elde edilen katı, sıvı veya gaz yakıtların ısı değerleri ve içeriği kararsız olabilecek bu durum da ekipman seçimini doğrudan etkileyecektir. Tarımsal, hayvansal ve orman atıklarından elde edilen biyokütle enerjisinin değerlendirilebilmesi için aşağıda verilen adımların takip edilmesi tavsiye edilmektedir.

- 1- *Kaynak rezervinin belirlenmesi:* Süreç belirli bir bölgede toplanabilecek tarımsal, hayvansal ve orman atıklarının aylık toplam miktarının belirlenmesi ile başlamalıdır. Bu sayede kurulacak olan santralin kapasitesi doğru bir şekilde tespit edilebilecektir.
- 2- *Atıkların dönüşüm yönteminin belirlenmesi:* Atıklardan alınacak numuneler ile yapılacak testler doğrultusunda atıkların en uygun hangi formda yandığı, üzerindeki nemin ne kadarının kurutulması gerektiği ve bunun için hangi ek yatırım ihtiyacı doğacağı konuları belirlenecektir. Bu aşamada ayrıca uygun dönüşüm ve yakma yöntemi seçimi belirlendikten sonra atıklardan alınan numunelerden alt ısı değer tespiti yapılacaktır. Alt ısı değer tesisin ekonomik fizibilitesini ve teknik tasarımını doğrudan etkilemektedir.

Seçilen dönüşüm yöntemine göre açığa çıkacak olan emisyon gazlarının da değerlendirilmesinin yapılması gereklidir. Atıkların enerjiye dönüşüm sürecinde çevreye verdikleri zararın asgariye indirilebilmesi için yapılması gereken ek yatırımlar ortaya çıkan emisyon gazlarının türüne ve miktarına göre belirlenecektir.

- 3- *Kaynak lojistiğinin belirlenmesi:* Ormansal ve kentsel atıklarda atık sahibinin belli olması sebebiyle (Orman Genel Müdürlüğü, yerel belediyeler) uygun lojistik ve güvenilir kaynak arzı miktarının belirlenmesi nispeten daha kolaydır. Diğer taraftan, birçok farklı tarla ve hayvan sahibi ile anlaşma yapılmasını gerektirecek tarımsal ve hayvansal atıklarda ise gerek lojistik gerekse güvenilir arzın sağlanması oldukça zordur. Tarla ve hayvan sahiplerine atıklarının belirli dönemlerde toplanmasını sağlayacak çalışmalara destek vermeleri açısından ödeme yapılması gerekecektir. Başka bir önemli husus ise bölgesel biyokütle kaynaklarının belirli bir santral sayısından fazlası için ekonomik olmayacağı hususudur. Örnek olarak, bir santralin belirli bir miktarda atık toplaması gerekeceği için bölgede onunla rekabet amaçlı kurulacak olan ikinci bir santral her iki tesisin birden ekonomisini bozacak ve atıkların değerlendirilmesinin önünü kapatacaktır. Kendi tarım ve hayvancılık faaliyetinden yeteri kadar atık elde edebilenler için bu durum sorun teşkil etmemektedir. Kalan atıkların toplanması ise yerel belediyeler veya başka bir kamu otoritesi tarafından yapılabilir. Bu durumda uygulanacak olan model şu şekilde işleyecektir. Atıkların toplanması ve depolanması için uygun merkezler belirlenecek, atıkların toplanmasından sorumlu otorite yıllık olarak kaynak bazında belirlediği fiyattan atık sahibine ödeme yapacak ve atıkların belirlenen merkezlerde toplanmasını ve

depolanmasını sağlayacaktır. Uygun ve güvenilir lojistik tasarımıyla sonra toplanan atıkların kaynak kullanım hakları ihale yoluyla santral kurmak isteyen yatırımcılara sunulabilir. Bu durumda gerek yatırımcı kaynak tarafında gerekse atık sahipleri tek bir otorite ile muhatap olacaktır. Ayrıca bu sayede hem yatırımcılar arasında kaynak kullanım ihaleleri ile rekabet tesis edilecek hem de bu rekabetin bölgedeki kaynakların etkin kullanımını engellemesi önlenecektir.

Trakya bölgesindeki en önemli biyokütle kaynakları öncelikli olarak belediyelerin kontrolünde bulunan çöp sahalarıdır. Kentsel atıkların biriktiği bu noktalarda kurulacak kojenerasyon tesisleri ile atıkların katı olarak veya atık bölgelerinde yapılan sondajla elde edilecek metan gazının yakılması suretiyle elektrik ve ısı üretimi yapılabilecektir. Üretilen atık ısının seracılık faaliyetlerinde değerlendirilmesi mümkündür.

Ülkemizdeki belediyeler kentsel atıkların elektrik enerjisine dönüştürülmesi sürecinde iki adet yöntemle ilerlemektedir. Birinci yöntemde, belediye atıklardan enerji üretecek santrali kendi mülkiyetinde kurup kendisi işletmesini üstlenmektedir. İkinci yöntemde ise belediyeler atıkların kullanım hakkını ihale ile özel yatırımcılara sunup atıkların satışından gelir elde etmektedirler.

Belediyeler uygun değerlendirme yöntemini kendi iç karar alma mekanizmaları doğrultusunda belirlemektedirler. Diğer taraftan kentsel atıkların katı veya gaz olarak yakılması ayrı bir teknik karar verme sürecidir. Atıkların katı olarak yakılması için katı haldeki atıkların belirli bir kalorifik değerinde olması gereklidir. Ayrıca katı olarak yakılan atıklar çevreye daha çok zarar vermektedir. Bu yüzden ortaya çıkan emisyonları azaltacak ek tesis yatırımları gerekecektir. Atıkların biriktirildiği yerde organik atıkların ayrıştırılması sonucu ortaya çıkan metan gazının iyileştirilerek yakılması suretiyle de enerji üretimi yapılması mümkündür. Katı veya gaz olarak yakılması yöntemleri arasında seçim yapılması kararının belediyeler tarafından yaptırılacak olan ön etütler sonucunda alınması tavsiye edilmektedir.

Belediyeler tarafından değerlendirilecek bir başka biyokütle ise atık su arıtma merkezlerindeki anaerobik ayrıştırma sonucu elde edilen gazdır. Katı atık tesislerindeki benzer şekilde bu gaz da ya doğrudan belediye ya da ihale sonucu tespit edilecek bir özel yatırımcı tarafından kojenerasyon santrali kurulması suretiyle değerlendirilmesi mümkündür.

Bu konuda Trakya bölgesindeki belediyelerin mevcut durumda katı atık tesislerinden elektrik üretimi yapan veya yapmak için lisanslandırılmış olan İstanbul, Ankara, Bursa, Gaziantep, Kocaeli, Konya ve Kayseri belediyelerinin tecrübelerinden faydalanılması tavsiye edilmektedir.

Örnek teşkil etmesi açısından aşağıda hayvansal atıklardan yapılacak bir biyokütle santrali için basit fizibilite çalışması verilmiştir. Çalışmada kullanılan veriler genel kabullerden elde edilen veriler olduğu

ve santralin yapılacağı bölgenin koşullarına göre mali verilerin değişebileceği göz önünde bulundurulmalıdır.

**Tablo 25 Lisanssız biyokütle santrali örnek çalışma**

Kurulu güç	500	KW
Gerekli hayvan sayısı	5.400	büyükbaş
<b>Toplam ilk yatırım maliyeti</b>	<b>2.350.000</b>	<b>TL</b>
Biyogaz tesisi ilk yatırım maliyeti	550.000	TL
Santral ilk yatırım maliyeti	1.800.000	TL
<b>Toplam işletme &amp; bakım maliyeti</b>		
Biyogaz tesisi yıllık işletme & bakım maliyeti	90.000	TL
Santral yıllık işletme & bakım maliyeti	60.000	TL
Kapasite faktörü tahmini	80%	
Yıllık ortalama elektrik üretimi	3.504	MWs
Sanayi elektrik tarifesi	219	TL/MWs
Örnek aylık ortalama tüketim	250	MWs
Örnek yıllık toplam tüketim	3.000	MWs
Satılabilir elektrik miktarı	504	MWs
YEKDEM teşvik tarifesi	133	USD/MWs
USD/TL	1.8	
<b>Toplam kazanç</b>		
Yıllık fatura kazancı	657.000	TL
Elektrik satışı	120.000	TL
Yaklaşık geri dönüş süresi	3,8	Yıl

Büyükbaş hayvan gübresini gazlaştıracak ve daha sonra elektriğe dönüştürecek 0,5 kw gücündeki elektrik üretim potansiyelin sahip olacak bir tesisinin yaklaşık kurulum maliyeti 2,35 milyon TL olarak hesaplanmaktadır. Biyogaz ve elektrik üretim tesisinin yıllık toplam 150.000 TL civarında işletme ve bakım maliyeti söz konusu olacaktır. Fizibilite hesabı aylık elektrik faturası yaklaşık 55.000 TL olan bir işletme için yapılmıştır. Santral ürettiği elektrik sayesinde işletmenin tüm ihtiyacını karşılamakta ve ayrıca fazla üretim yaparak sisteme elektrik satmaktadır. Sisteme elektrik satışından elde edilen gelir YEKDEM kapsamında verilen 13,3 USDcent/kws teşvik fiyatı üzerinden hesaplanmıştır. Yukarıda verilen maliyetler sonucunda hayvansal atıklar kullanılarak yapılan bir biyogaz tesisinin geri dönüş süresinin 4 yıldan az olduğu gözlemlenmiştir. İşletmenin tükettiği elektrik miktarı ve hayvancılık tesisinin maliyetlerine göre geri dönüş süreleri farklılık gösterecektir.

Yukarıdaki hesaplama hayvanların bakımı (yem, vs.) için yapılacak olan harcamalar dahil edilmemiştir. Yıllık işletme ve bakım maliyeti sadece elektrik üretim santrali dahilinde harcanan

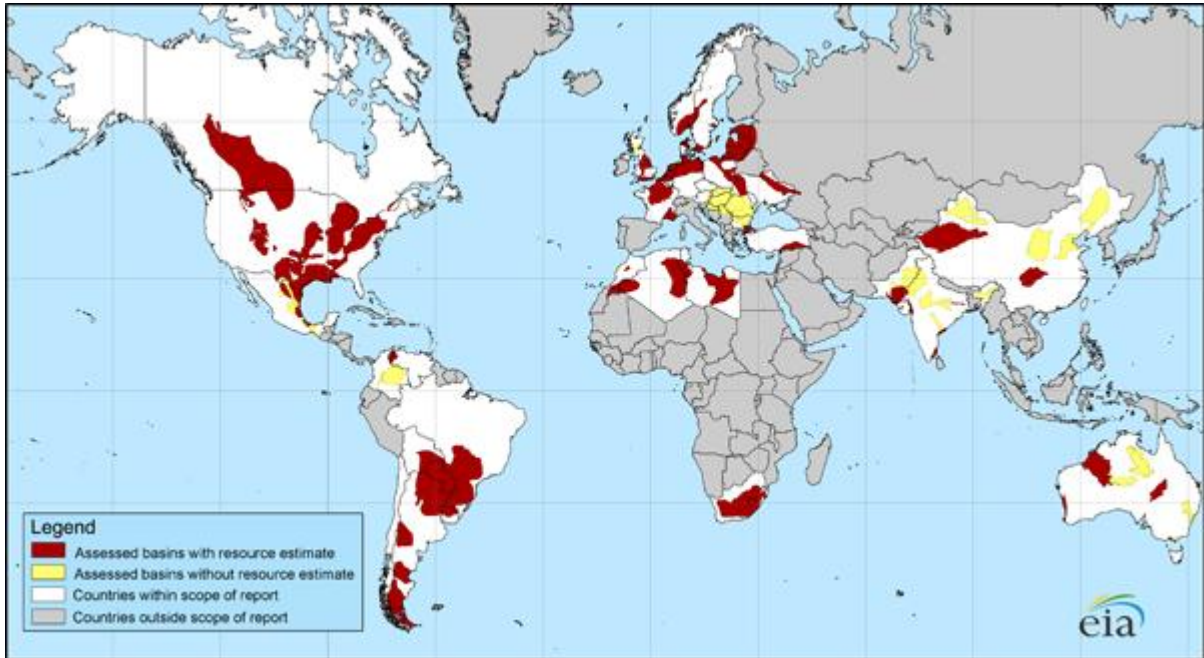
miktarları içermektedir. Ayrıca hayvan gübresinin santrale taşınması sürecinde de oluşabilecek maliyetler çalışmaya eklenmelidir.

#### 4.4. Kaya gazı

Son dönemlerde özellikle ABD’de büyük rezervlerin keşfedilmesi ve ekonomik sondaj imkanlarının gelişmesi ile kaya gazı (*shale gas*) Dünya enerji dengelerinde önemli yer elde etmeye başladı. 2010 yılında ABD’de 50 milyar m<sup>3</sup>’ten fazla kaya gazı üretimi yapıldı. Kaya gazı, ABD’de doğal gaz fiyatlarının önemli ölçüde düşmesini sağlamıştır.

Avrupa’da özellikle Polonya’da önemli miktarda kaya gazı rezervleri bulunduğu bilinmektedir. Türkiye’de ise rezervlerin Trakya ve Güneydoğu Anadolu bölgesinde yoğunlaştığı bilinmektedir. Haziran 2012’de Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı tarafından yapılan açıklamada Türkiye’de 4 sahada kaya gazı araması yapıldığı ve 1 tanesi Trakya 1 tanesi Güneydoğu Anadolu olmak üzere 2 sahada rezerv tespit edildiği bildirilmiştir. Yine bakanlık tarafından yapılan başka bir açıklamada ise Diyarbakır ilinde kaya gazı için sondaj çalışmalarına başlandığı duyurulmuştur. Ayrıca, tespit edilen rezervin miktarı ve diğer maliyetler konusunda daha sağlıklı bilgiler verebilmek için daha çok sondaj yapılması gerektiği de belirtilmiştir.

Doğal gaz konusunda %98 oranında dışa bağımlı olan ülkemizde bulunacak kaya gazı rezervleri öncelikle enerji arz güvenliğini arttıracaktır. Yerli kaya gazı üretimi arttığı noktada doğal gaz ithalatımız ve dolayısıyla cari açık azalacaktır.



Şekil 28 Dünya kaya gazı rezervleri

Trakya bölgesinde bulunan kaya gazı sahası ile ilgili olarak yeterli sondaj faaliyetleri tamamlandıktan sonra bölgedeki gazın en ekonomik şekilde değerlendirilmesi hükümet ve ETKB nezdinde belirlenecek politikalar ile şekillenecektir.

---Dördüncü bölüm sonu---



## 5. SONUÇ

Trakya bölgesinde Ağustos 2012 itibariyle toplam 4616 MW kurulu gücünde inşa halinde ve işletmede olan lisanslandırılmış elektrik üretim tesisi bulunmaktadır. Bölgedeki elektrik üretim tesislerinin %72'si doğal gaz ile elektrik üretimi yapmaktadır. Kalan tesisler ise rüzgar santrali ve 0,8 MW büyüklüğünde bir adet biyokütle santralidir. Bölgede önemli kömür yatakları bulunmasına rağmen henüz kömür santrali yapılmamıştır.

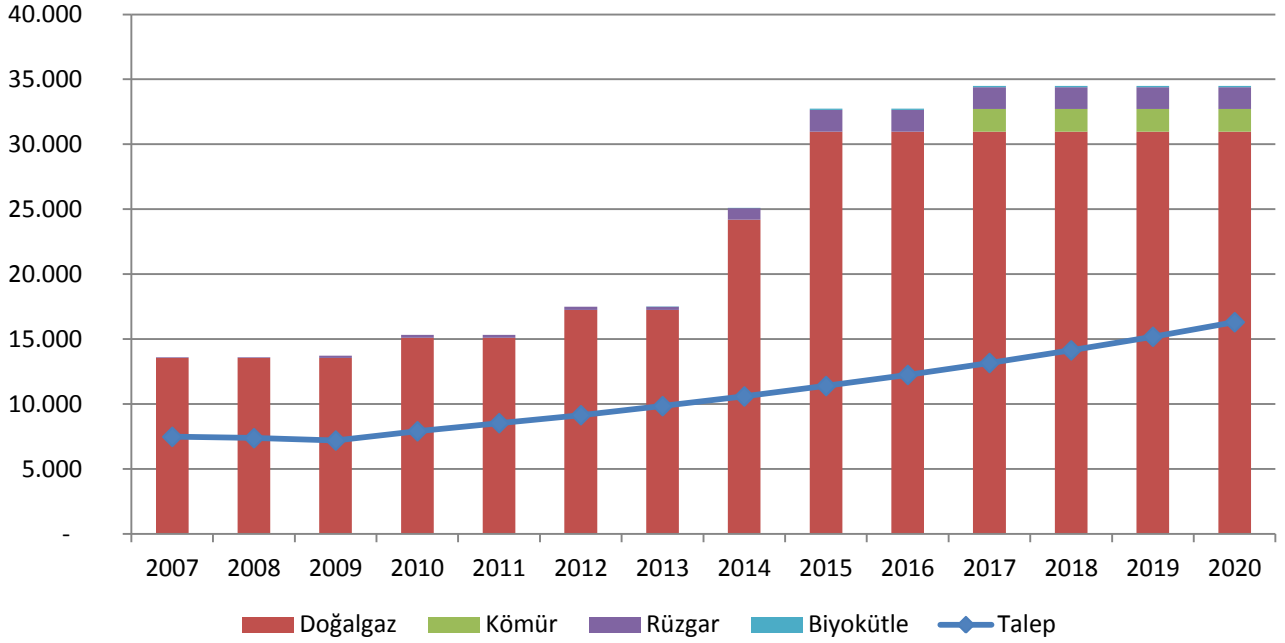
TEDAŞ verilerine göre Trakya bölgesinin 2010 yılındaki toplam enerji tüketimi 7.902 GWs olarak gerçekleşmiştir.<sup>47</sup> Bir başka deyişle Türkiye tüketiminin %4,6'sı Edirne, Kırklareli ve Tekirdağ illerinde gerçekleşmiştir. Bölgedeki elektrik üretimi hakkında resmi yayımlanan bir veri yoktur. Fakat yaklaşık olarak hesaplama yapıldığında 2010 yılında Trakya bölgesinde 15.000 GWs civarı elektrik üretimi gerçekleştiği tahmin edilmektedir. Bölge mevcut durumda kendi ihtiyacını karşılamakta ve Türkiye'nin diğer bölgeleri ile Bulgaristan ve Yunanistan'a elektrik enerjisi transferi yapmaktadır. İleriki dönemlerde bölgede kurulması beklenen kömür santrallerinin gerek Trakya bölgesi gerekse Türkiye'nin arz güvenliğine önemli katkı sağlaması beklenmektedir. Trakya'nın elektrik enerjisi bağlamında kendi kendine yeten bir bölge olması bölgedeki enerjinin kalitesini yükseltmekte ve kesinti sürelerini de azaltmaktadır.

Önümüzdeki dönemlerde mevcut lisanslı tesislerin devreye girmesi ile birlikte Trakya bölgesi dahilinde elektrik arzının talebin yaklaşık 2 katı olması beklenmektedir. Ayrıca, bölgedeki kömür ve biyoyakıtların değerlendirilmesi elektrik arzında önemli artış sağlayacaktır.

Elektrik üretimi harici diğer enerji kaynakları açısından da Trakya bölgesi ülke ortalamasının üstünde bir potansiyele sahiptir. Doğal gaz, petrol ve yeni dönemde enerji sektörünün gündemine gelen kaya gazı rezervleri açısından Trakya ve Güneydoğu Anadolu bölgeleri Türkiye'deki en zengin bölgelerdir. Fakat mevcut durumda Trakya bölgesinden elde edilen gerek doğal gaz gerekse petrol Türkiye'nin toplam doğal gaz ve petrol talebinin %1'nden bile aşağıdadır. Bölgede birçok petrol ve doğal gaz arama ruhsatı bulunmaktadır. Bu sahalardan bulunması muhtemel rezervler ile önümüzdeki dönemlerde yerli petrol ve doğal gaz üretiminde artış beklenmektedir

---

<sup>47</sup> TEDAŞ verilerinde iletim sistemine doğrudan bağlı olan tüketicilerin tüketimleri bulunmamaktadır.



Şekil 29 Trakya bölgesi elektrik arz-talep tahminleri<sup>48</sup> (GWs)

Yapılan analizler sonucunda Trakya bölgesinin enerji görünümü aşağıda verilen şekilde özetlenebilir;

- Bölgenin enerji arzı talebinden çok daha fazladır ve önümüzdeki dönemlerde de bu durumun böyle devam etmesi beklenmektedir.
- Bölgedeki yerli linyit kaynaklarının çevreye olan zararı asgariye indirecek şekilde ekonomiye kazandırılması mümkündür ve bu sayede ithal edilen doğal gaz miktarında bugünkü fiyatlarla yıllık yaklaşık 1,7 milyar USD tasarruf sağlanabilecektir.
- Bölgede bulunan sanayi tesisleri, ticarethaneler, sulama kooperatifleri ve kırsal kesimdeki meskenler için lisanssız olarak rüzgardan elektrik üretim potansiyeli mevcuttur.
- Tarım ve hayvancılığın yoğun yapıldığı kesimlerde lisanslı veya lisanssız olarak biyokütle elektrik üretim tesisi potansiyeli mevcuttur.
- Biyokütle ve lisanssız RES tesisleri ülkenin arz güvenliğine çok büyük katkı sağlamayacak fakat bölgesel kalkınmaya önemli fayda sağlayacaktır.
- Edirne, Kırklareli ve Tekirdağ illerinde belediyelerin kentsel atıkları elektrik enerjisine dönüştürecek tesisleri hızlı bir şekilde devreye alması mümkündür.

<sup>48</sup> 2017 yılında 250 MW kömür santrali devreye gireceği varsayılmıştır.

Lisanslı tesisler için resmi tamamlama süreleri esas alınmıştır.

TEİAŞ yüksek talep senaryosuna göre talep tahmini yapılmıştır.

Rüzgar kapasite faktörü %32 alınmıştır

Doğalgaz kapasite faktörü %88 alınmıştır.

2015'den itibaren yıllık 15 MW olmak üzere toplam 90 MW biyokütle tesisi öngörülmüştür.

Bölgede bulunan elektrik üretim potansiyelini lisanslı veya lisanssız olarak değerlendirmek isteyen yatırımcıların önündeki en büyük sorunlardan bir tanesi fizibilite çalışmalarına temel teşkil edecek güvenilir veri seti olacaktır. Bu kapsamda RES santral yatırımına başlamadan önce rüzgar hızı ve yönüne ilişkin güvenilir verilerin temin edilmesi gereklidir. Biyokütlede ise yakıtın ısı değeri, emisyon miktarı, yanma prosesi tasarımı ve yakıt lojistiği yatırım öncesi değerlendirilmesi gereken önemli başlıklar arasında sıralanabilir.

Trakya bölgesinde mevcut durumda 2155 MW yerli kömür, 338 MW biyokütle olmak üzere toplamda 2493 MW değerlendirilebilir yerli kaynaktan elektrik üretim kapasitesi bulunmaktadır. Ayrıca, bölgede rüzgar kapasitesi yönünden lisanssız olarak üretim yapacak işletmeciler için oldukça uygun durumdadır.

Bölgedeki yerli kömür rezervlerinin ekonomiye kazandırılması için doğabilecek sosyal tepkilerin göz ardı edilmemesi gerekmektedir. Türkiye’de 2000’li yıllardan sonra bir adet yerli linyit santrali devreye alınmıştır. Çanakkale’nin Çan ilçesinde EÜAŞ’ın işletmeciliğini yaptığı bu santral yeni nesil kömür yakma teknolojileri kullanarak çevreye olan zararını asgariye indirmiştir. Trakya bölgesinde yapılacak olan linyit santralinde de ilgili önlemlerin alındığı takdirde çevreye olan zararının kontrol altına alınmasının mümkün olduğu değerlendirilmektedir.

Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü verilerine göre Edirne, Kırklareli ve Tekirdağ illerinde toplam 11.175 MW rüzgar santrali kapasitesi bulunmaktadır. Mevcut durumda bölgedeki lisans verilmiş RES toplamı 596 MW’dır. Bölgedeki RES kapasitesinin daha iyi değerlendirilmesi için yüksek rüzgar kapasiteli lokasyonlara TEİAŞ tarafından trafo merkezi ve iletim hattı yatırımı yapılması gereklidir. Diğer taraftan EPDK mevcut durumda RES lisansı başvurusu kabul etmemektedir. Yeterli trafo merkezi ve iletim hattının yapılması ile EPDK yeni başvuru kabul edebilecek aşamaya gelecektir.

Trakya bölgesinde bulunan yerli kömür ve yenilenebilir potansiyelinin değerlendirilmesinin ETKB tarafından belirlenen güvenli, yerli, düşük maliyetli ve çevreye duyarlı enerjinin tedarik edilmesi hedefleri ile son derece uyumlu olduğu değerlendirilmektedir.

----Rapor sonu----

## EK – 1 Elektrik Piyasası Mevzuatı

<b>Kanun</b>	
Elektrik Piyasası Kanunu	Elektrik piyasası faaliyetlerini, tarifeleri, özelleştirme çalışmalarını, EPDK görev ve yetkilerini, rekabet koşullarını genel çerçeve olarak sunar. Kanun'un geçici maddeleri ile de önemli düzenlemeler yapılmıştır.
Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun	YEKDEM mekanizmasının genel çerçevesi, yenilenebilir kaynakların kullanımına ilişkin koşullar, yenilenebilir destekleri ile ilgili bilgiler verir
Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması Ve İşletilmesi İle Enerji Satışına İlişkin Kanun	Türkiye'de kurulacak nükleer santral ve santralden temin edilecek enerjiye ilişkin koşulları vermektedir.
Enerji Verimliliği Kanunu	Konutlarda ve sanayilerde enerjinin daha verimli kullanılması için alınan tedbirler ve verilen teşvikleri içerir.
<b>Yönetmelikler</b>	
Aydınlatma Yönetmeliği	Sokak aydınlatmalarına ilişkin dağıtım şirketlerinin uygulaması gereken usul ve esasları içerir
Dağıtım Sistemi Yatırımlarının Düzenlenmesi Yönetmeliği	Elektrik dağıtım şirketlerinin tarifeleri kapsamındaki yatırım harcamalarının belirlenmesi ve denetlenmesine ilişkin koşulları içerir.
Dağıtım Yönetmeliği	Elektrik dağıtım şebekesine bağlantı esaslarını içerir. Elektrik dağıtım şebekesine bağlantı yapmak isteyen kullanıcıların incelemesi tavsiye edilir.
Dengeleme Ve Uzlaştırma Yönetmeliği	TEİAŞ, Elektrik Piyasası İzleme Dairesi'nin görevi kapsamında işletimini yaptığı Gün Öncesi Piyasası ve Dengeleme Güç Piyasası'na ilişkin esasları içerir.
Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri Hakkında Yönetmelik	Dağıtım şirketlerinin EPDK'ya yıllık olarak sunmak zorunda oldukları talep tahminlerine ilişkin şartları içerir.
Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenilirliği ve Kalitesi Yönetmeliği	TEİAŞ'ın sorumluluğunda olan iletim sistemindeki enerjinin kalitesinin muhafazası için gerekli koşulları içerir.
Elektrik Piyasasında Faaliyet Gösteren Üretim ve Dağıtım Şirketlerinin Lisansları Kapsamındaki Faaliyetlerinin İncelenmesine ve Denetlenmesine İlişkin Yönetmelik	Dağıtım şirketlerinin yaptığı yatırımların ve diğer faaliyetlerinin EPDK tarafından nasıl denetleneceğine ilişkin şartları içerir.
Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik	Lisanssız olarak elektrik üretimi yapmak isteyen yatırımcılar için yol haritası niteliğindeki mevzuattır. Lisanssız rüzgar, hidroelektrik, biyokütle ve mikro kojenerasyon yatırımı yapmak isteyen yatırımcıların

	mutlaka incelemesi tavsiye edilir.
Elektrik Piyasasında Yapılacak Denetimler İle Ön Araştırma ve Soruşturmalarda Takip Edilecek Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik Elektrik Piyasasında Yapılacak Denetimler	Piyasada faaliyet gösteren tüm şirketlerdeki yapılacak olan denetimlerin yöntemi, esasları ve şirketlerin sorumluluklarını içerir.
Elektrik Piyasasında Dağıtım Sisteminde Sunulan Elektrik Enerjisinin Tedarik Sürekliliği, Ticari Ve Teknik Kalitesi Hakkında Yönetmelik	Dağıtım şirketlerinin kaliteli enerji tedariki için uyması gereken şartları içerir. Elektrik kesintilerinden dolayı dağıtım şirketlerinin tüketicilere ödeyeceği tazminat bu Yönetmelik ekinde belirtilmiştir.
İthalat ve İhracat Yönetmeliği	Elektrik ithalat ve ihracatı yapmak isteyen şirketlerin izlemesi gereken adımlar ve ithalat ihracat işlemlerine ilişkin prosedürleri içerir.
Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği	Lisanslandırmaya ilişkin adımları, başvuru evraklarını, süreçleri içerir. Elektrik piyasasında lisanslı faaliyet gösterecek şirketlerin incelemesi gerekmektedir.
Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği	Dağıtım ve perakende satış şirketlerinin tüketicilere verecekleri hizmet standartlarını içerir
Organize Sanayi Bölgelerinin Faaliyetlerine İlişkin Yönetmelik	OSB içerisinde elektrik dağıtım faaliyeti yapan OSB yönetimlerinin uyması gereken usul ve esasları içerir
Serbest Tüketici Yönetmeliği	Serbest tüketici olmak için gerekli şartlar ve ilgili süreç anlatılmıştır.
Şebeke Yönetmeliği	Elektrik iletim şebekesinin işletilmesi ve şebekeye bağlantı yapılmasına ilişkin teknik konuları içerir.
Tarifeler Yönetmeliği	Elektrik tarifelerinin belirlenme süreci ve tarifeye ulaştıran ilgili formülizasyonları içerir.
Yan Hizmetler Yönetmeliği	Üretim santrallerinin yan hizmetler kapsamında uyması gereken yükümlülükleri ve yan hizmetler piyasasının şartlarını içerir.
Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Belgelendirilmesi ve Desteklenmesine İlişkin Yönetmelik	Yenilenebilir enerji kaynaklarına verilen destekler kapsamında santrallerin tescili için başvuru evrakları ve ilgili süreçleri içerir.
Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği	Üretim santrallerinin lisans başvurusu sırasında sunması gerekli olan ÇED raporuna ilişkin prosedürü içerir
Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üreten Tesislerde Kullanılan Aksamın Yurt İçinde İmalatı Hakkında Yönetmelik	YEKDEM kapsamında yerli ekipman üretimi için verilecek olan ek teşviklerin usul ve esaslarını içerir
<b>Tebliğler</b>	

Dağıtım Bölgelerinde Uygulanacak Fiyat Eşitleme Mekanizması Hakkında Tebliği	21 dağıtım şirketi arasında kayıp kaçak oranlarının farklılığı nedeniyle elde edilen gelir farklarının eşitlenmesi amacı ile şirketler arasındaki gelir aktarımlarına ilişkin koşulları içerir.
Elektrik Piyasasında Perakende Satış Sözleşmesi Düzenlenmesi Hakkında Tebliği	Son tüketiciler ile dağıtım şirketleri arasında yapılacak olan perakende satış sözleşmesinde bulunması gereken hususlar ve ilgili süreci içerir
Elektrik Üretiminde Aynı Bölgede ve Aynı Kaynak için Lisans Başvurusu Seçim Usul ve Esasları Tebliği	Aynı rüzgar, hidroelektrik, kömür, jeotermal, vb. kaynaklara çoklu başvuru yapıldığı zaman seçimin nasıl yapılacağını belirtir.
İletim ve Dağıtım Sistemlerine Bağlantı ve Sistem Kullanımı Hakkında Tebliği	Şebekeye bağlantı yapmak isteyen üretici ve tüketicilerin bağlantı seviyelerine göre uyması gereken şartlar ve ilgili süreçleri içerir.
Elektrik Piyasas Kanunu'nun 11 İnci Maddesi Uyarınca Uygulanacak Para Cezaları Hakkında Tebliği	Mevzuata aykırı davranan şirketlere uygulanacak olan idari para cezalarını içerir.
Elektrik Piyasasında Kullanılacak Sayaçlar Hakkında Tebliği	Tüketicilerin kullanacağı sayaçlara ilişkin şartları içerir
Rüzgar ve Güneş Ölçümlerine İlişkin Tebliği	Rüzgar ve güneş enerjisinden lisanslı üretim yapmak isteyen yatırımcıların lisans başvurusu sırasında sunmak zorunda oldukları ölçümlerin nasıl yapılacağına ilişkin şartları ve ilgili prosedürü içerir.
Rüzgar Ve Güneş Enerjisine Dayalı Lisans Başvuruları İçin Yapılacak Rüzgar Ve Güneş Ölçümleri Uygulamalarına Dair Tebliği	
Güneş Enerjisine Dayalı Üretim Tesisi Kurmak Üzere Yapılan Lisans Başvurularına İlişkin Yarışma Yönetmeliği	Aynı trafo merkezine başvuru yapan rüzgar ve güneş yatırımcıları için yapılacak olan yarışma ile ilgili hususları içerir
Rüzgâr Enerjisine Dayalı Üretim Tesisi Kurmak Üzere Yapılan Lisans Başvurularına İlişkin Yarışma Yönetmeliği	

## EK – 2 Doğal gaz Piyasası Mevzuatı

<b>Kanun</b>	
Doğal Gaz Piyasası Kanunu	Doğal gaz piyasasındaki faaliyetler, tarifeler, piyasanın serbestleştirilmesi için atılması gereken adımlar ve rekabet koşullarının nasıl sağlanacağına ilişkin hususları içerir
<b>Yönetmelikler</b>	
Aynı Yerde Doğal Gaz Depolama Faaliyetinde Bulunmak Üzere Lisans Başvurusunda Bulunan Tüzel Kişilerin Seçimi Hakkında Yönetmelik	Aynı arsa üzerinde doğal gaz deposu/LNG terminali yapmak isteyen yatırımcılar arasında seçim yapılmasına ilişkin hususları içerir
Dağıtım ve Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği	Doğal gaz dağıtım şirketlerinin uyması gereken müşteri hizmet standartlarını içerir
Denetimler ve Ön Araştırmalar Yönetmeliği	Piyasada faaliyet gösteren tüm şirketlerdeki yapılacak olan denetimlerin yöntemi, esasları ve şirketlerin sorumluluklarını içerir.
Doğal Gaz Piyasası İç Tesisat Yönetmeliği	Doğal gaz piyasasında faaliyet gösteren iç tesisat şirketlerinin uyması gereken koşullar ve ilgili süreçleri içerir
İletim Şebekesi İşleyiş Yönetmeliği	BOTAŞ tarafından işletilen ulusal iletim şebekesinin teknik işletme şartlarını ve üçüncü tarafların erişimine ilişkin koşulları içerir
Lisans Yönetmeliği	Doğal gaz piyasasında faaliyet göstermek için lisans almak isteyen yatırımcılar için gerekli evrak listesi, başvuru prosedürü ve ilgili süreçleri içerir
Sertifika Yönetmeliği	EPDK tarafından verilen sertifika kapsamında doğal gaz piyasasında hizmet göstermek isteyen şirketlere ilişkin koşulları içerir
Sıvılaştırılmış Doğal Gaz Depolama Tesisi Temel Kullanım Usul ve Esaslarının Belirlenmesine Dair Yönetmelik	LNG depolama tesisinin kullanımı ve üçüncü taraflarca erişimine ilişkin koşulları içerir. Doğal gaz depolaması yapmak isteyen yatırımcıların incelemesi tavsiye edilir.
Tarifeler Yönetmeliği	Doğal gaz tarifelerinin belirlenme süreci ve tarifeye ulaştırılan ilgili formülizasyonları içerir.
Tesisler Yönetmeliği	Doğal gaz tesisleriyle ilgili faaliyetlerin ulusal ve/veya uluslararası standartlara uygun olarak yürütülmesine ilişkin usul ve esasları içerir
Yer Altı Doğal Gaz Depolama Tesisi Temel Kullanım Usul Ve Esaslarına Dair Yönetmelik	Depolama şirketlerince yer altı doğal gaz depolama tesisi için hazırlanacak temel kullanım usul ve esaslarında yer alması gereken hususları içerir

<b>Tebliğler</b>	
Doğal gazın Faturalandırmaya Esas Satış Miktarının Tespiti ve Faturalandırılmasına İlişkin Esaslar Hakkında Tebliğ	Hacim ve sıcaklık farkından dolayı genişmeye veya küçülmeye uğrayan doğal gazın adil şekilde faturalandırılması için ilgili hesaplamaları içerir
Kaçak veya Usulsüz Doğal gaz Kullanımı Durumunda Uygulanacak Usul ve Esaslar	Doğal gazın kaçak veya usulsül kullanımı sırasında yapılacak tespit prosedürü ve ilgili cezaları içerir
Muhasebe Uygulama ve Mali Raporlama Genel Tebliği	Şehir içi doğal gaz dağıtım şirketlerinin dağıtım ve satış faaliyetleriyle ilgili dönem faaliyet sonuçlarını diğer faaliyetlerden bağımsız olarak tespit etmeye imkan vermek üzere yapmak zorunda oldukları muhasebe ayrışımı uygulamasının usul ve esaslarını içerir.



### EK – 3 Petrol Piyasası Mevzuatı

<b>Kanun</b>	
Petrol Piyasası Kanunu	Petrol piyasasındaki faaliyetler, lisans türleri, rekabet kısıtlamaları, idari para cezaları ve kaçak petrole ilişkin hükümleri içerir
<b>Yönetmelikler</b>	
Bilgi Sistemi Yönetmeliği	Petrol piyasasının 5015 sayılı Petrol Piyasası Kanununda yer alan amaçlara uygun, sağlıklı ve düzenli işleyişinin sağlanmasına yönelik olarak; bilgilerin toplanması, veri tabanına işlenmesi, derlenmesi, saklanması ile kamuya ve ilgililere açıklanmasına ilişkin ilke, usul ve esasları içerir
Fiyatlandırma Sistemi Yönetmeliği	Petrol ürünlerinin fiyatlandırılmasına ilişkin usul ve esasları içerir.
Kaçak Petrolün Tespit Ve Tasfiyesine Dair Usul Ve Esaslar Hakkında Yönetmelik	Kaçak petrol tespit edildiği durumlarda uygulanacak prosedür ve kaçak petrolün yeniden piyasaya uygun hale getirilmesi ile ilgili süreçleri içerir
Lisans Yönetmeliği	Petrol piyasasında faaliyet göstermek isteyen bayi, dağıtıcı, rafinerici, depolamacı şirketlerin başvuru evrakları, prosedürler ve ilgili süreçleri içerir.
Ulusal Marker Uygulamasına İlişkin Yönetmeliği	Kaçak petrolün önlenmesi için hayata geçirilen ulusal marker uygulamasının ilgili tarafları ve uygulama prosedürlerini içerir
Uygulanacak Teknik Kriterler Hakkında Yönetmeliği	Petrol piyasasına ilişkin faaliyetler kapsamındaki tesislerin ve piyasaya sunulan petrol ve madeni yağın düzenlemelere ve standartlara uygunluğu ile ilgili usul ve esasları içerir
Yapılacak Denetimler ve Ön Araştırma Yönetmeliği	Piyasada faaliyet gösteren tüm şirketlerdeki yapılacak denetimlerin yöntemi, esasları ve şirketlerin sorumluluklarını içerir.
<b>Tebliğler</b>	
Petrol Piyasası Kanununun 19 Uncu Maddesi Uyarınca Uygulanacak Para Cezaları Hakkında Tebliğ	Petrol piyasası kanunu ve ilgili mevzuata aykırı hareketlere uygulanacak olan idari para cezalarını içerir
Sigorta Yükümlülükleri Hakkında Tebliğ	Sigorta yükümlülüğü kapsamında, petrolün ve tesislerin asgari sigorta bedelinin belirlenmesi ile yükümlülüğe ilişkin hususları içerir

## EK – 4 LPG Piyasası Mevzuatı

<b>Kanun</b>	
Sıvılaştırılmış Petrol Gazları (LPG) Piyasası Kanunu	LPG piyasasındaki faaliyetler, lisans türleri, rekabet kısıtlamaları, idari para cezaları ve fiyat oluşumlarına ilişkin hükümleri içerir
<b>Yönetmelikler</b>	
Eğitim Yönetmeliği	LPG ile ilgili piyasa faaliyetlerinde görev yapacak personelin eğitime ilişkin usul ve esasları içerir
Lisans Yönetmeliği	LPG piyasasında faaliyet göstermek için lisans almak isteyen yatırımcılar için gerekli evrak listesi, başvuru prosedürü ve ilgili süreçleri içerir
Sorumlu Müdür Yönetmeliği	LPG piyasasında görev alacak sorumlu müdürlerin yetki, sorumluluk ve niteliklerinin belirlenmesine ilişkin usul ve esasları içerir
Uygulanacak Teknik Düzenlemeler Hakkında Yönetmelik	LPG piyasasına ilişkin faaliyetlerin, bu faaliyetlerin yürütüldüğü tesislerin, donanımların ve piyasaya arz olunan ürünlerin teknik düzenlemelere ve standartlara uygunluğuna ilişkin usul ve esasları içerir
Yapılacak Denetimler İle Ön Araştırma Ve Soruşturmalarda Takip Edilecek Usul Ve Esaslar Hakkında Yönetmelik	Piyasada faaliyet gösteren tüm şirketlerdeki yapılacak olan denetimlerin yöntemi, esasları ve şirketlerin sorumluluklarını içerir.
<b>Tebliğ</b>	
Sıvılaştırılmış Petrol Gazları (Lpg) Piyasasında 2012 Yılında Uygulanacak Para Cezaları Hakkında Tebliğ	LPG piyasası kanunu ve ilgili mevzuata aykırı hareketlere uygulanacak olan idari para cezalarını içerir

## KISALTMALAR LİSTESİ

<b>CCS</b>	: Carbon capture and storage
<b>DGP</b>	: Dengeleme Güç Piyasası
<b>EIA</b>	: Energy Information Administration
<b>ETKB</b>	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
<b>EPDK</b>	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
<b>EÜAŞ</b>	: Elektrik Üretim A.Ş.
<b>FBC</b>	: Fluidized Bed Combustion (akışkan yataklı yanma)
<b>GÖP</b>	: Gün Öncesi Piyasası
<b>GSYİH</b>	: Gayri Safi Yurt İçi Hasıla
<b>IEA</b>	: International Energy Agency
<b>IGCC</b>	: Integrated Gasification Combined Cycle
<b>İHD</b>	: İşletme Hakkı Devri
<b>Kgpe</b>	: Kilogram Petrol Eşdeğeri
<b>kWh/kWs</b>	: kilowattsaat
<b>LNG</b>	: Liquefied Natural Gas (sıvılaştırılmış doğal gaz)
<b>MWh/MWs</b>	: megawattsaat
<b>OECD</b>	: Organization for Economic Development
<b>PCC</b>	: Pulverized Coal Combustion
<b>TEDAŞ</b>	: Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
<b>TEİAŞ</b>	: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
<b>TEP</b>	: Ton Eşdeğer Petrol
<b>TETAŞ</b>	: Türkiye Elektrik Toptan Satış A.Ş.
<b>TKİ</b>	: Türkiye Kömür İşletmeleri
<b>YEGM</b>	: Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü
<b>Yİ</b>	: Yap İşlet
<b>YİD</b>	: Yap İşlet Devret

## KAYNAKÇA

Bakker R., "Rice straw for electricity & heat production", 2009

BIOBIB, "A database for biofuels", University of Technology Vienna, <http://cdmaster2.vt.tuwien.ac.at/biobib/biobib.html>, Erişim Tarihi: 23.08.2012

BP, "Energy Outlook 2030", 2012

Canada National Energy Board, "Coal Fired Power Generation: A Perspective", Temmuz 2008

Delivand M.K., Barz M., Garivait S., "Overall Analyses of Using Rice Straw for Power Generation in Thailand – Project Feasibility and Environmental GHG Impacts Assessment", Journal of Sustainable Energy and Environment Special Issue 2011, sf.39-46

DOE/EIA, "International Energy Outlook", Eylül 2011

EPDK, "Petrol Piyasası Sektör Raporu", Mayıs 2012

EPDK, <http://www2.epdk.org.tr/lisans/elektrik/lisansdatabase/verilenuretim.asp>, Erişim Tarihi: 23.08.12

Jenkins B.M., Williams R.B., Bakker R.R., Blunk S., Yomogida D.E., Carlson W., Duffy J., Bates R., Stucki K., Tiangco V., "Combustion of Leached Rice Straw for Power Generation", 1999

Karayılmazlar S., Saraçoğlu N., Çabuk Y., Kurt R., "Biyokütlenin Türkiye Enerji Üretiminde Değerlendirilmesi", Bartın Orman Fakóltesi Dergisi, 2011, Cilt:13, Sayı:19, sf. 63-75

MIT, "The Future of Coal", 2007

MTA, "Türkiye Linyit Envanteri", 2010

Ness H.M., Kim S.S., Ramezan M., "Status of Advanced Coal Fired Power Generation Technology Development in the U.S.", 13th US/Korea Joint Workshop on Energy&Environment, 1999

Pembina Institute Release, "Power For The Future, Appendix: A Comparision Of Combustion Technologies For Electricity Generation", Temmuz 2001

TEİAŞ, "Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu, 2011-2020"

Tolay M., Yamankaradeniz H., Yardımcı S., Reiter R., “Hayvansal Atıklardan Biyogaz Üretimi”, VII.Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, 2008

Toruk F., Eker B., “Trakya Bölgesinde Biyogaz Enerjisinin Kullanılabilirliği”

Vardar A., Eker B., “Trakya Yöresi Kırsal Kesiminde Kurulabilecek Rüzgar Türbinleri için Öneriler”