

SANTRALLARDA YERLİ MALZEME KULLANIMI

Muzaffer BAŞARAN
Makina Yük. Mühendisi
EÜAŞ Emekli Genel Md. Yrd.
DEK TMK Denetleme Kurulu Üyesi

1.GİRİŞ

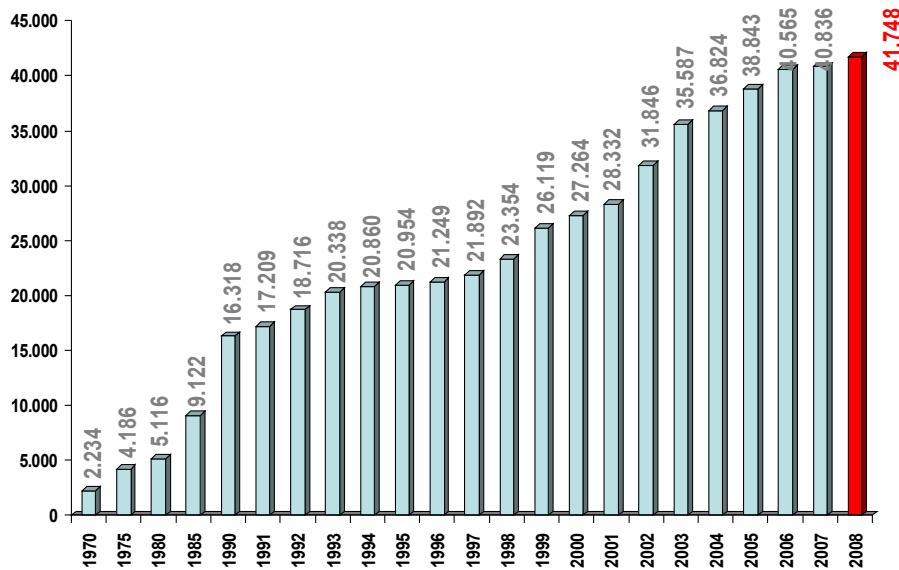
Türkiye’de elektrik üretim tesisi olan santrallerin kurulu gücü 25.10.2009 itibariyle 44.067,5 MW’dır. 2008 yılı elektrik üretimi ise 198,33 milyar kWh’dir. Kurulu gücün %54,9’u yani 24.202,8 MW kamu kuruluşu olan EÜAŞ Elektrik Üretim A. Ş.’ye aittir.

Bu çalışmada EÜAŞ Santrallerinin hem kuruluş aşamasında hem de işletme döneminde yerli malzeme kullanımı incelenecektir.

2. TÜRKİYE KURULU GÜCÜ

1970 yılında 2.234 olan Türkiye Kurulu gücü 2000 yılında 27.264 MW olmuş ve 2008 yılında 41.747,8 MW’a ulaşmıştır. 25.10.2009 itibariyle de 44.067,5 MW olmuştur. 1970’lerden 2003’lere kadar yılda %8’in üzerinde büyüme sağlanmışken son yıllarda bir duraklama olduğu görülmektedir. Aşağıdaki grafikte 1970’den bu güne kadar kurulu güçte ki gelişme verilmektedir. (Şekil 1).

Şekil 1: Türkiye’de Kurulu Güç Gelişimi (MW)



Kurulu gücün kuruluşlara göre dağılımı Tablo 1’de verilmektedir.

Tablo 1: Türkiye kurulu gücünün kuruluşlara göre dağılımı (25.10.2009)

Kuruluş	MW	%
EÜAŞ	24.202,8	54,9
Serbest Üretici	6.841,6	15,5
Yap İşlet Santraller	6.101,8	13,8
Otoprodüktörler	3.569,2	8,1
Yap İşlet Devret	2.439,4	5,5
İşletme Hakkı Devri	650,1	1,5
Mobil Santral	262,7	0,6
Toplam	44.067,5	100,0

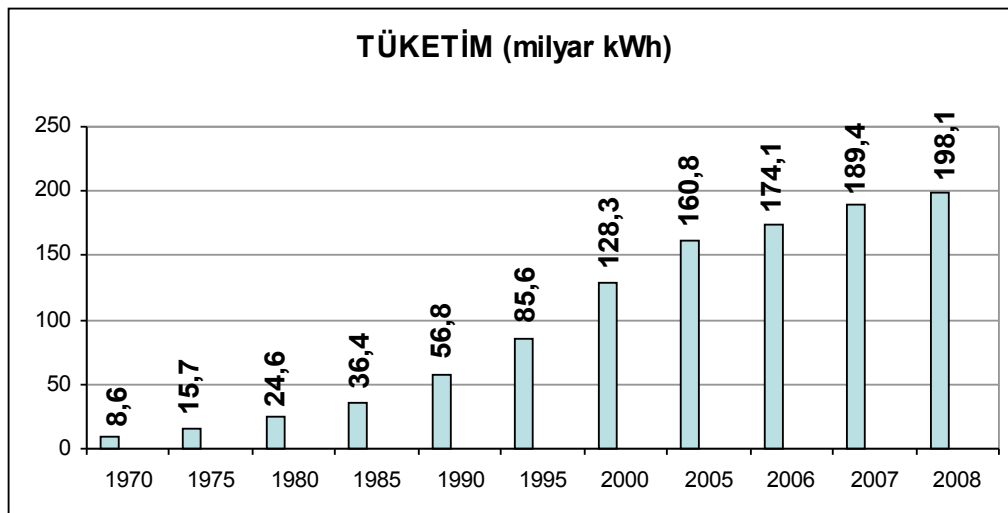
Kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı da Tablo 2’de verilmektedir.

Tablo 2. Türkiye kurulu gücünün kaynaklara göre dağılımı (25.10.2009)

Kaynak	MW	%
Doğal Gaz	14.433,5	32,8
Hidrolik	14.301,7	32,5
Linyit	8.109,7	18,4
İthal Kömür	1.786,0	4,1
Taş Kömürü	335,0	0,8
Sıvı Yakıt	1.798,8	4,1
Rüzgar	657,7	1,5
Jeotermal	77,2	0,2
Diğer	2.567,9	5,6
Toplam	44.067,5	100,0

3. TÜRKİYE ELEKTRİK ÜRETİMİ

Türkiye elektrik tüketimi 1970’den bu yana yılda ortalama %8’in üzerinde artış göstermiştir. Şekil 2’de Türkiye elektrik tüketimindeki gelişme görülmektedir.



Şekil 2: Türkiye Elektrik Tüketiminin Gelişimi

Doğal olarak tüketime paralel olarak üretimde de aynı şekilde artışlar görülmüştür. Tablo 3’de 2008 yılındaki toplam 198.330 GW’lık üretimin kuruluşlara göre dağılımı verilmektedir.

Tablo.3 : Türkiye 2008 Elektrik Üretiminin Kuruluşlara Göre Dağılımı

Kuruluş	GWh	%
EÜAŞ	97.859	49,34
Yap İşlet	43.437	21,90
Serbest Üretici	23.615	11,91
Otoprodüktör	15.327	7,73
Yap İşlet Devret	13.162	6,64
İşletme Hakkı Devri	4.315	2,18
ADÜAŞ	323	0,16
Mobil Santrallar	293	0,15
Toplam	198.330	100,00

2008 elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı da Tablo. 4’de verilmektedir.

Tablo 4. Türkiye 2008 üretiminin kaynaklara göre dağılımı

Kaynak	GWh	%
Doğal Gaz	95.530,74	48,17
Yerli Kömür	44.917,07	22,65
Hidrolik	33.264,46	16,77
İthal Kömür	12.551,47	6,33
Sıvı Yakıt	9.772,30	4,93
Rüzgar	797,30	0,40
Jeotermal	161,67	0,08
Diğer	1.334,47	0,67
Toplam	198.329,48	100,00

4. EÜAŞ SANTRALLARI

EÜAŞ’ın toplam 24.202,8 MW’lık kurulu gücü, 12.524,9 MW’lık 19 adet termik santraldan ve 11.677,9 MW’lık 104 adet hidrolik santraldan oluşmaktadır. EÜAŞ kurulu gücünün kaynaklara göre dağılımı Tablo 5’de verilmektedir.

Tablo 5. EÜAŞ kurulu gücünün kaynaklara göre dağılımı

Kaynak	MW	%
Hidrolik	11.677,9	48,25
Kömür	7.761,0	32,07
Doğal Gaz	4.082,9	16,87
Sıvı Yakıt	681,0	2,81
Toplam	24.202,8	100,0

Toplam 12.524,9 MW gücündeki EÜAŞ’ın 18 termik santralının listesi Tablo 6’da verilmektedir.

Tablo 6. EÜAŞ Termik Santralleri

No	Santral	İl	Yakıt	MW
1	Çatalağzı	Zonguldak	Taş Kömürü	300,0
2	Afşin Elbistan A	K. Maraş	Linyit	1.355,0
3	Afşin Elbistan B	K. Maraş	Linyit	1.440,0
4	Seyitömer	Kütahya	Linyit	600,0
5	Tunçbilek	Kütahya	Linyit	365,0
6	Kangal	Sivas	Linyit	457,0
7	Orhaneli	Bursa	Linyit	210,0
8	Çan	Çanakkale	Linyit	320,0
9	Ambarlı DGKÇ	İstanbul	Doğal Gaz	1.350,9
10	Bursa DGKÇ	Bursa	Doğal Gaz	1.432,0
11	Aliğa DGKÇ	İzmir	Doğal Gaz	181,0
12	Ambarlı F. O.	İstanbul	Fuel Oil	630,0
13	Hopa F. O.	Artvin	Fuel Oil	50,0
	Alt Toplam			8.690,9
	Bağlı Ortaklıklar			
14	Kemerköy	Muğla	Linyit	630,0
15	Yeniköy	Muğla	Linyit	420,0
16	Yatağan	Muğla	Linyit	630,0
17	Soma A ve B	Manisa	Linyit	1.034,0
18	Hamitabat	Kırklareli	Doğal Gaz	1.120,0
	Genel Toplam			12.524,9

EÜAŞ'ın işlettiği toplam 11.677,9 MW gücündeki 104 hidrolik santraldan 100 MW'ın üzerinde olanlar Tablo 7'de verilmektedir.

Tablo 7. 100 MW'ın üzerindeki EÜAŞ hidrolik santralleri

No	Santral	İl	MW
1	Atatürk	Şanlıurfa	2.405,0
2	Karakaya	Diyarbakır	1.800,0
3	Keban	Elazığ	1.330,0
4	Altınkaya	Samsun	702,6
5	Berke	Osmaniye	510,0
6	Hasan Uğurlu	Samsun	500,0
7	Borçka	Artvin	300,0
8	Sır	K. Maraş	283,5
9	Gökçekaya	Eskişehir	278,4
10	Batman	Diyarbakır	198,0
11	Karkamış	Gaziantep	189,0
12	Özlüce	Elazığ	170,0
13	Çatalan	Adana	168,9
14	Sarıyar	Ankara	160,0
15	Gezende	İçel	159,4
16	Aslantaş	Osmaniye	138,0
17	Hirfanlı	Kırşehir	128,0
18	Menzelet	K. Maraş	124,0
19	Muratlı	Artvin	115,0
20	Dicle	Diyarbakır	110,0
	Toplam		9.769,8

Tablo 4 ve 5'in mukayeselerinden görüleceği gibi yerli kömüre dayalı santralların %91,90'ı ve hidrolik santralların %81,65'i EÜAŞ'ın elindedir.

5. KAMU SANTRALLARINDA TESİS DÖNEMİNDE MALZEME TEMİNİ

Kamu Santralları geçmişte 3 modele göre ihale edilmişlerdir.

1. Anahtar Teslimi (Turn Key)
2. Paket Usulü (Lot)
3. Çoklu Paket (Multiple Lot)

Anahtar teslimi yöntemde Yabancı Konsorsiyum Lideri yerli ortağının (İnşaat ve montaj) yerli olarak imal edeceği veya ettireceği malzeme ve ekipman dışında hemen her şeyi yurt dışından, özellikle kendi ülkesinden getirecektir. Bu tür ihalelerde Türkiye'de çok kolaylıkla yapılan veya yapılabilen civata somun, ızgara, kablo gibi malzemeler bile yurtdışından getirilir. Bunun örnekleri olarak kömür santrallarında Yatağan, Yeniköy, Kemerköy, Soma, Afşin Elbistan B; doğal gaz santrallarında Hamitabat, Ambarlı ve Bursa Santralları verilebilir.

Paket Usulü ihalede Kazan, Turbo-generatör, Şalt Sahası, Soğutma Kuleleri, Ölçü Kontrol, İnşaat işleri gibi 7-8 paket ayrı ayrı ihale edilir. Özellikle dış sahadaki ortak tesislerden yerli yapılabilecekler ayrılabilceği için yerli malzeme kullanımı artacaktır. Ama yurt dışı firmaların alacağı ana ihale paketlerinde yerli malzeme kullanımı düşük olacaktır. Bu tür ihaleye, Seyitömer, Tunçbilek, Çayırhan, Kangal, Çatalağzı kömür santralları örnek olarak verilebilir.

Çoklu paket sistemi sadece Afşin Elbistan A santralında uygulanmıştır. O dönemde TEK santralin çeşitli tesisleri yanında, montaj malzemesi, sarf malzemesi, montaj ekipmanları, iş makinaları ve el aletlerini da ayrı ayrı ihalelerle satın almış; inşaat işlerini ayrı ayrı ihale etmiş ve bunları montajı yürüten Genel Montaj müteahhidine vermiştir. Montaj Müteahhidi her paketin süpervizörleri nezaretinde montajı yapmış ve daha sonraki işletmeye alma safhasında personel desteği vermiştir. Bu sisteme göre yapılan Afşin Elbistan A Santralında yerli malzeme oranı diğer santrallara göre daha yüksektir.

Afşin Elbistan A Santralında tüm inşaat işleri, kablolar, topraklama iletkenleri ve hırdavatları, alçak basınç boruları ve vanaları, soğutma suyu boruları, ızgaralar, tanklar ve basınçlı kaplar, kömür bunker saç kaplama, küçük kaldırma aletleri, alçak basınç boru askıları, ısı eşanjörleri, fuel oil tankları ve fuel oil ısıtıcıları, düşük sıcaklık izolasyon, alüminyum ve çelik saçlar yerli olarak yapılmıştır.

6. İŞLETME DÖNEMİNDE MALZEME TEMİNİ

İşletme döneminde temin edilen malzemeleri iki sınıfa ayırabiliriz.

- A. Amil-i mütehassis malzemeler
- B. Amil- i mütehassis olmayanlar

Termik Santrallarımızda özellikle türbin generatör sistemleriyle ilgili olmak üzere bir takım malzemeler amil-i mütehassis (orijinal imalatçı) firmasından tedarik edilmektedir. Ancak zaman zaman Santral İşletme Müdürlüklerinin çabaları ile bazı amil-i mütehassis tedariklerin yerli sanayide imalatı yoluna da gidilmektedir.

Amil-i mütehassis kapsamında yurt dışından alınan malzemeler:

Buhar türbininde: Türbin kanatları, nozul blok, türbin rotoru, aksiyel şaft, iç gövde, sızdırmazlık ringleri, buhar ve yağ labirentleri.

Gaz türbininde: İç gövde, türbin rotoru (kanat, diskler), türbin statoru (kanat, kanat taşıyıcı gövde), sızdırmazlıklar, yanma odası, yakıcılar.

Generatör: Sargılar, kepler.

Valf yedekleri: YB türbini reglaj valfi, OB türbini kesme valfi, YB ve AB by-pass valfleri, YB ve AB püskürtme suyu valfleri, kazan besi suyu kontrol valfleri.

Pompa yedekleri: Kazan besi suyu pompaları, kazan besi suyu pompa kaplini, türbin yağ pompaları yedekleri.

Bu malzemelerin direk orijinal imalatçıdan tedarik etme gerekçeleri kısaca aşağıda açıklanmıştır.

- İmalata yönelik teknik dokümantasyon genellikle yetersizdir. Malzeme bilgisi yoktur veya yetersizdir. Detaylı imalat bilgisi yoktur. Teknik resimleri ya yoktur veya eksiktir. Ebatlarla ilgili tolerans sınırları bilinmemektedir.
- Bu malzemeler sık kullanılan değilde 5-10 yıl da ihtiyaç olabilecek malzemelerdir.
- Sistemin emniyeti açısından eldeki yetersiz bilgiyle yerli piyasaya imal ettirilmesi oldukça risklidir. Karşılanamayacak hasarlanmalara sebebiyet verilebilir.
- Genel olarak yüksek sıcaklık ve basınç altında kullanılan yüksek mukavemetli malzemelerdir.
- Özel imalat gerektiren malzemelerdir.

Amil-i mütehassıs olmayan malzemelerde de bazı santraller, kendileri ve diğerleri için bazı malzemeleri imal etmektedirler. Örnekler:

- Yeniköy ve Yatağan Santralleri, Tunçbilek, Seyitömer, Kangal, Çatalağzı Santralleri için değirmen aynalarını imal etmektedirler.
 - Afşin Elbistan A Santrali kendisi için cebri çekme fan rotoru ve kanadı yapmaktadır.
 - EÜAŞ Sarıyar HES Atölyesi: Seyitömer TS için generatör sargısı yapmıştır. Çok sayıda santralin ısı eşanjörlerini ve 6 kV motorlarını tamir etmiştir.
- Santrallerin piyasadan temin ettikleri yerli malzemeler ise şöyle özetlenebilir.
- Kazan kısmı: Değirmen aşınan parçaları (Travers, zırh, çekiç), hava ve gaz kanalları, alçak basınç su boruları, kül boruları ve bazalt kaplama, her türlü izolasyon ve refrakter malzeme, asansör, kaldırma aletleri, drenaj pompaları, kül suyu ve yangın suyu tankları.
 - Türbin kısmı: Besi suyu ısıtıcıları, Türbin izolasyonu, soğutma, konsensat ve drenaj suyu tankları.
 - Elektrik: Şalt sahası çelik konstrüksiyon, YG ve OG transformatörler, OG elektrik dolapları, her türlü güç ve kontrol kablosu, generatör fırçaları.
 - Kömür, kül sistemleri: Konveyör çelik konstrüksiyon, konveyör bant, rulo, tambur, sıyrıcı.
 - Su Tasfiye Bölümü: Kimyasal tankları, kauçuk kaplı borular, dozaj pompaları.

Bu arada Hamitabat Santralının gaz türbinleri ve buhar türbinlerinin parçalarının imalatı için yapılan çalışmalardan bahsetmek gerekir. Ekim 2004'de EÜAŞ, HEAŞ ve TUBİTAK MAM arasında yapılan bir protokolla 1509 adet gaz türbin rotor ve stator ısı plakaları, yanma odası metal tuğlaları, türbin ısı giriş zırhları gibi sıcak gaz yollarına ait süper alaşımlardan çeşitli parçalar TUBİTAK MAM tarafından imal edilmiş ve monte edildiklerinde de başarılı bir şekilde çalışmışlardır.

Mayıs 2008'de de HEAŞ ve TUBİTAK MAM arasında yapılan sözleşmeyle bu defa 9.186 adet gaz ve buhar türbinlerinin özel saplama, somun, kovan, gerdirmeli tip saplamaları ve özel makine elemanlarının imalatı yapılmış ve bunlarda başarılı bir şekilde kullanılmaktadır. Böylece hem bu parçalar ithal edilecek parçalara göre %50-60 civarında daha ucuza temin edilmiş, hem de daha yüksek sıcaklıklara dayanıklı alaşımlar kullanılarak gaz türbin verimlerinde artış sağlanmıştır.

Yine aynı şekilde Ambarlı Doğal Gaz Santralında da çok sayıda parça TUBİTAK MAM'a yaptırılmıştır.

Hidrolik Santrallarda da dolu savak kapakları ve cebri çekme kapakları yerli firmalarca yapılmıştır. TEMSAN yabancı firmalar tarafından verilen imalat resimleriyle salyangoz başta olmak üzere çok sayıda parçayı imal etmişlerdir.

EÜAŞ'ın Sarıyar HES'de bulunan atölyesinde hidrolik santrallar için önemli miktarda yedek ve arızalı parçaların tamirata yapılmıştır. Keban'ın generatör sargılarının yapıldığı ve monte edilerek başarılı bir şekilde kullanıldığı özellikle kayda değerdir.

7. SONUÇ

Mühendisliğin tanımı içinde dizayn etmek, imal etmek vardır, ancak esas olan bunların ekonomik yapılmasıdır. Çoğu imalatında ekonomik olabilmesi için belli bir miktarın üzerinde üretilmesi esastır. Dolayısıyla her bir imalat kalemi için, Türkiye'de imalatı durumunda yeteri kadar alıcı var mıdır irdelemek gerekir.

İmalat içinde yeterli bilgi varsa, teknik resmi varsa ve malzemesi biliniyorsa imalatını yapmak sorun olmayacaktır. Ancak Türkiye'nin esas sorunu mühendislik hizmetleridir. Türkiye'de bir santralin dizaynını yapabilecek düzeyde mühendislik firmaları geliştirilmeden santrallarda yerli malzeme oranını büyük ölçü de artırmak olası görülmemektedir.

Kuruluş safhasında yerli malzeme oranını artırmak için anahtar teslimi ihale yöntemi uygun değildir. Çoklu paket yöntemiyle ancak bu sağlanabilir. Çoklu paket yönteminde de projeyi yönetmek, koordine etmek, her paket için şartnameleri hazırlayabilmek için ya işverenin nicelik ve nitelik olarak yeterli bir kadrosu olmalıdır, ya da güçlü ve tecrübeli bir mühendis, müşavir firmayla çalışmalıdır.

Yerli imalat açısından olumsuz bir gelişme de geçmişte önemli hizmetler yapmış bazı tesisler ya kapanmış, ya da atıl vaziyettedir. Örnek: Sungurlar, Alamsaş ve Gürış Makina. Yerli malzeme oranı artacaksa bu tür tesisler desteklenmelidir.

8. REFERANSLAR

1. Sefer Bütün, "Enerji ve Çevre", Enerji ve Çevre Sempozyumu, 18-19.04.2008, Sabancı Üniversitesi, İstanbul
2. Dünya Enerji Konseyi, Türk Milli Komitesi, Elektrik Çalışma Grubu Raporu, Cilt 2, Aralık 2007, Ankara
3. Muzaffer Başaran, "Termik ve Hidrolik Santrallarda Verim Artırıcı Çalışmalar, İTÜ Enküs 2007, 04-05.12.2007, İTÜ, Maslak, İstanbul
4. Muzaffer Başaran, "A Systematic Approach to Rehabilitations in Power Plants", German Turkish Workshop on Sustainable Energy, 12-14.11.2008, TÜBİTAK MAM, Gebze, Kocaeli
5. TEİAŞ web sitesi
6. EÜAŞ web sitesi
7. HEAŞ web sitesi

KÖMÜR KÖKENLİ METANIN DOĞAL GAZ OLARAK KULLANIMI

Arş. Gör. İzzet KARAKURT

karakurt@ktu.edu.tr

Karadeniz Teknik Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Maden Müh. Bölümü

Arş. Gör. Gökhan AYDIN

gaydin@ktu.edu.tr

Karadeniz Teknik Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Maden Müh. Bölümü

Yrd. Doç. Dr. Kerim AYDINER

aydiner@ktu.edu.tr

Karadeniz Teknik Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Maden Müh. Bölümü

ÖZET

Kömürleşme ile oluşmaya başlayan metan gazı, özellikle kömür işletmeleri için büyük tehlike oluşturmaktadır. Son yıllarda gerek yapılan araştırmalar gerekse geliştirilen yeni üretim teknikleri sayesinde kömür işletmeleri için sorun oluşturan bu gazın, tehlikesiz hale getirilmesi mümkün hale gelmiştir. Gazın üretilmesiyle kömür işletmelerinde metan kaynaklı problemler önlenecek ve gaz bir enerji kaynağı olarak kullanılabilir. Kömür kökenli gaz, içerdiği metan oranına göre çeşitli uygulamalarda kullanılabilir. Gazın yaygın kullanım alanlarından biri doğal gaz olarak kullanılmasıdır. Kömür damarlarından drenaj vasıtasıyla elde edilen gaz, içerdiği metan miktarına ve bileşimine bağlı olarak zenginleştirme ile veya zenginleştirme yapılmadan doğal gaz olarak kullanılabilir. Bu çalışmada farklı drenaj yöntemleriyle üretilebilecek gaz miktarı ve saflığı belirlenmiş gazın, doğal gaz olarak kullanılabilmesi için gerekli koşulları irdelenmiştir. Bunun yanı sıra, dünyada uygulanan kömür kökenli doğal gaz çalışmaları hakkında bir değerlendirme de sunulmuştur.

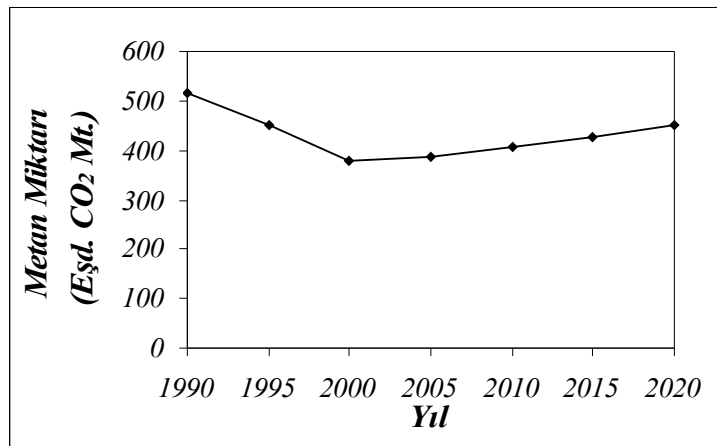
1 GİRİŞ

Jeotermal, güneş, rüzgâr, dalga gibi temiz enerji kaynakları günümüzde çevre kavramı ile iyi dost olmalarına karşın kendilerine özgü enerji dönüşüm sistemleri ve teknolojiler gerektirdiğinden gereken ilgiyi görmemektedirler. Bunun yanı sıra nükleer enerji konusundaki tartışmalar ve özellikle gelişmiş ülkelerde bu enerjiye karşı oluşan tepkiler, henüz bu teknolojiye sahip olmayan ancak yapımını planlayan ülkeleri düşündürmektedir. Bu yüzden çevresel etkileri bakımından bazı dezavantajları olmasına rağmen; kömür, bitümlü şeyl, petrol gibi fosil yakıtlar grubu içinde yer alan doğal gaz bu grup içinde en temiz yakıt olması nedeniyle özel bir ilgi alanı içindedir ve önemi her geçen gün artmaktadır (Şengiller, 1996).

Petrol ve doğal gaz oluşumuna yönelik yapılan araştırmalar, organik maddeler içeren çökel kayaların yeterli sıcaklıkta belirli bir süre kaldıklarında, organik maddelerin geçirdiği bir dizi fizikokimyasal değişimler sonucu gaz oluşturdıklarını göstermiştir. Benzer şekilde, içerisindeki minik kökenli organik madde ile bir ana kaya olarak adlandırılabilen kömür içerisinde de doğal gaz oluşumu vardır. Yani gaz oluşumu, organik maddenin sıcaklık ve zamana bağlı durumu ile ifade edilir. Kömürleşme ile birlikte % 95'ten fazla metan, çok düşük miktarlarda yüksek hidrokarbon ve % 3'ten az karbondioksit, nitrojen ve su oluşmaktadır (Gürdal ve Yalçın, 1992).

Kömürleşme ile başlayan metan gazı oluşumu, kömür yatakları için işletme sırasında büyük tehlike oluşturmaktadır. Ancak bu potansiyelin tehlikesiz duruma getirilmesi ve ekonomiye kazandırılması mümkündür. Önümüzdeki yıllarda enerji gereksiniminin artacağı düşünülen ülkemizde, enerji temini ve çeşitlilik ilkesi gözetildiğinde kömür kökenli doğal gaz yeni bir enerji kaynağı olarak karşımıza çıkmaktadır.

Bir sera gazı olan metan, toplam antropojenik (insan kaynaklı) emisyon miktarının % 16'sını oluşturmaktadır. Metan emisyonunu oluşturan kaynaklar sektörel bazda ele alındığında, toplam metan emisyonunun % 6-8'i madencilik faaliyetleri sonucunda serbest kalmaktadır (Kruger ve Franklin, 2006).



Şekil 1. Kömür Üretimine Bağlı Olarak Açığa Çıkan ve Çıkması Beklenen Metan Emisyon Miktarlarının Yıllara Göre Değişimi (Aydın, 2008)

Şekil 1, kömür üretimine bağlı olarak yıllar bazında açığa çıkan ve çıkması beklenen metan emisyonlarındaki değişimi ifade etmektedir. Emisyonlarda 2000 yılına kadar bir azalma gözlenirken bu yıldan sonra artan enerji taleplerinin karşılanabilmesi için daha fazla üretim zorunluluğu ortaya çıkmış ve bunun bir sonucu olarak metan emisyonlarında artışlar

gözenlenmiştir. Kömür kaynaklı bu emisyonların azaltılabilmesi mümkündür. Bu amaçla, gaz doğal gaza alternatif bir kaynak olarak kullanılabilir.

Metan drenaj işlemleri, gazın değişik amaçlar için kullanılmasına olanak sağlamaktadır. Ancak çoğu maden işletmesi drene edilen gazı kullanmak yerine doğrudan atmosfere bırakmaktadırlar. Bir sera gazı olarak metan CO₂'ye oranla 21 kat daha fazla etkiye sahip olduğundan küresel ısınmaya önemli derecede katkıda bulunmaktadır. Metanı atmosfere yaymak yerine yakıt olarak kullanmak gazın küresel ısınmaya etkisini yaklaşık 20 kata kadar azaltarak iklim değişim oranının yavaşlamasına yardımcı olacaktır (Aydın ve Karakurt, 2009). Çeşitli firmalar, yüksek ısı değere sahip kömür kökenli metanı değerlendirmek için bazı araştırmalar yapmaktadır. Batı Avrupa'da drene edilen metan çeşitli yollarla demir çelik endüstrisi, kok ve tuğla fırınları, cam fırınları, plastik üreten kimya endüstrisi gibi yerlerde yakıt olarak kullanılmaktadırlar (Flores, 1997).

2 KÖMÜR KÖKENLİ METAN (KKM)

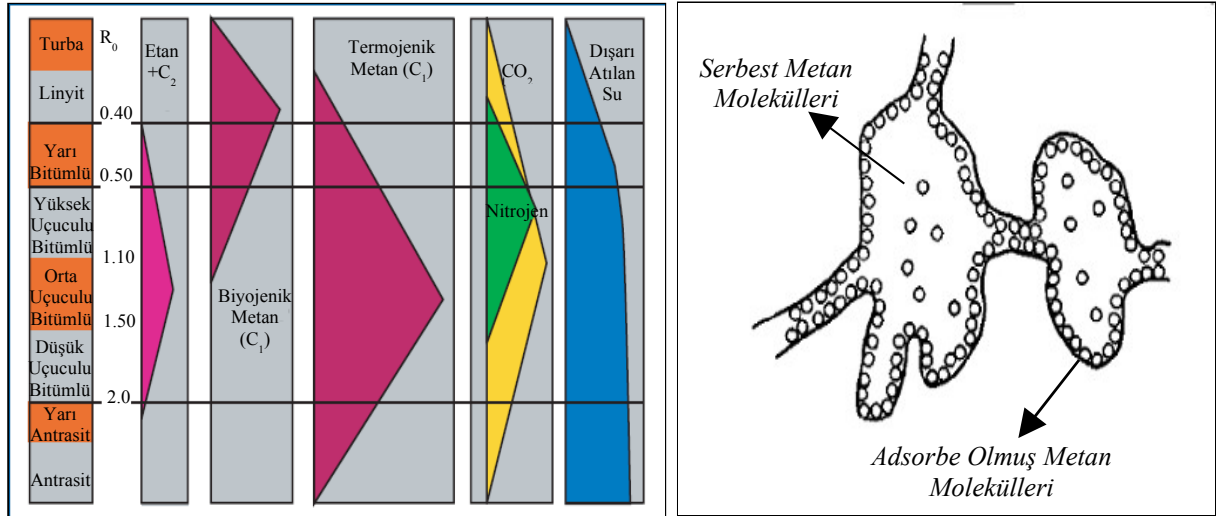
Kömür kökenli metan, kömür damarlarında doğal olarak oluşan ve az miktarlarda hidrokarbon ya da hidrokarbon olmayan gazları içeren bir gazdır. Bitkisel atıkların geçirdiği bazı kimyasal ve fiziksel işlemler sonucunda oluşan kömürleşmeyle birlikte metan gazı da oluşmaktadır. Özellikle sıcaklık ve basıncın etkisiyle bitkisel atıklar kömürleşmeye başlar ve bu olay esnasında metanın yanı sıra karbondioksit, azot ve su da oluşur.

Metan oluşumunda biyojenik ve termojenik olmak üzere iki mekanizma etkindir (Dallegge ve Barker, 1999). Kömürleşme sürecinin ilk aşamalarında, bitkisel kökenli atıkların belirli sıcaklık ve basınçta mikrobiyolojik ayrışmasıyla biyojenik metan oluşur (Şekil 2a). Kömürleşme sürecinin bu aşamasında; fosil biyojenik metan birikimleri, metanın tutunabileceği bir rezervuar ya da kütlenin olmayışı ve de oluşan gazın azlığı nedeniyle az görülür.

Artan derinlikle birlikte sıcaklığın artması, kömürleşme derecesini arttırdığı gibi termojenik metan oluşmasına da sebep olur. Artan derinlik kömürleşmeyi artıracığından metan miktarını da artırır (Yalçın ve Durucan, 1984). Kömür ile beraberindeki metan gazı, belli bir basınçta denge durumundadır. Bu basınç, kömürün rankı (derecesi), damar derinliği ve kömürün yapısına bağlıdır (Aydın ve Kesimal, 2007). Metanın kömür içerisinde denge halinde bulunduğu basınç bozulmadığı müddetçe emisyon söz konusu değildir.

Kömür içerisindeki metan; ya çatlak, kırık ya gözeneklerde serbest gaz, ya çatlaklarda veya gözeneklerde tutunmuş (Şekil 2b) ya da kömür içerisinde çözünmüş olarak bulunur.

Bunlardan metanın serbest olarak bulunduğu durum ile yüzeye tutunmuş olarak bulunduğu durum emisyon açısından önemlidir (Yalçın ve Durucan, 1992).



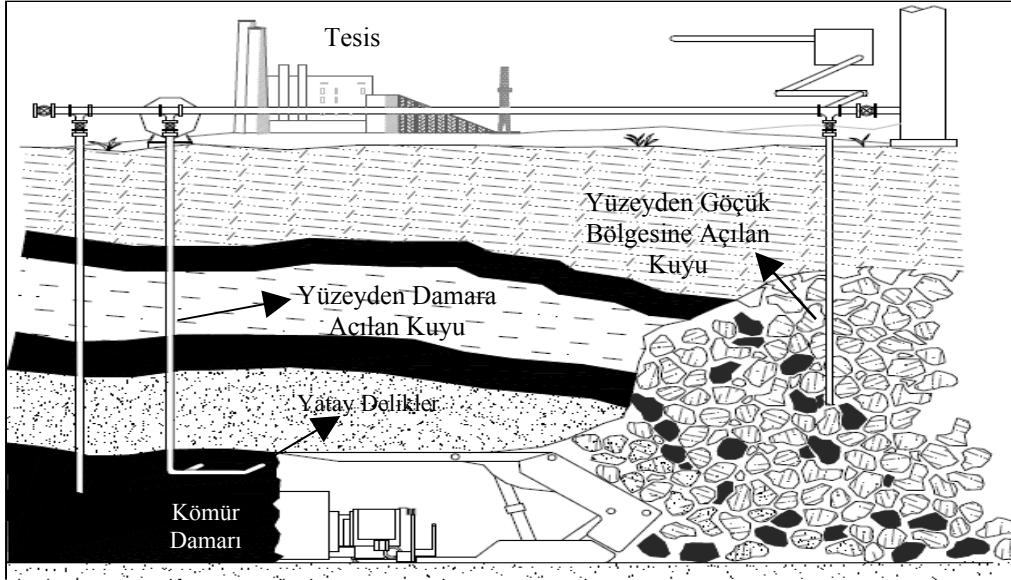
Şekil 2. a) Kömür ve Metan Oluşumu, b) Metan Moleküllerinin Kömür Gözeneklerindeki Temsili Görünüşü (Arthur vd., 2003; Yalçın ve Durucan, 1992)

3 METAN ÜRETİM YÖNTEMLERİ

Metan gazının çeşitli alanlarda kullanılabilmesi için öncelikle uygun teknikler kullanılarak üretilmesi gerekmektedir. Elde edilen gaz miktarı; kömür damarı ve çevre kayacın gaz içeriği, tabakaların geçirgenliği, drenaj süresi, üretim sistemi ve diğer jeolojik değişkenlere bağlıdır (Xue ve Guo, 2003). Şekil 3, kömür damarlarından metan üretilmesi için yaygın olarak kullanılan yöntemleri göstermektedir. Bu yöntemler;

- i. **Madencilik öncesinde yüzeyden damara doğru açılan kuyular:** Tek bir kömür damarı ya da birkaç kömür damarı için, yüzeyden damara doğru düşey kuyular açılır ve metanın madencilik işlemleri öncesinde drenajını sağlar. Damarın gaz içeriğinin % 50-90'ı üretilebilmektedir.
- ii. **Tavan ve taban galerilerinden arın önüne delinen delikler:** Hazırlık galerilerinden damar içerisine doğru delinerek metan üretimi yapılır. Çalışılan bölgeye muhtemel gaz sızmasını önler.
- iii. **Yüzeyden göçük bölgesine açılan kuyular:** Kömür üretilip, göçertme işlemi yapıldıktan kısa süre sonra göçük bölgesindeki metanın elde edilmesi için yüzeyden göçük bölgesine kuyular açılır. Sadece göçertme işlemi yapıldıktan sonra üretim yapıldığı için düşey kuyulardan farklıdır.

iv. **Tavan ve taban galerilerinden göçük bölgesine delinen çapraz delikler:** Çevreleyen kayacın ön drenajını yapmak ve göçük bölgesinde bulunan gazı boşaltmak amacıyla damarı çevreleyen tabakalara doğru açılan deliklerdir.



Şekil 3. Yaygın Olarak Kullanılan Metan Üretim Yöntemleri (Anon (a), 1996)

4 DOĞAL GAZLAR

Oluşum ve kökeni yeterince aydınlatılmamış olan doğal gazlar, bazı araştırmacılara göre doğrudan magmadan, yerbilimcilerin büyük çoğunluğunun üzerinde birleştiği şekliyle de, denizlerin ve göllerin dibinde çökelen tortulların içindeki organik bakiyelerin milyonlarca yıllık bir zaman süreci içinde değişimi sonucunda oluşmuştur (Gültekin ve Örgün, 1993). Buna rağmen, oluşum koşulları ve bileşimlerine göre doğal gazları üç ayrı grupta sınıflamak mümkündür (Şengiller, 1996).

- i. ***Biyojenik kökenli doğal gazlar:*** Organik maddelerin biyolojik ve fizikokimyasal işlemler neticesinde hidrokarbonlara dönüşmesinden sonra oluşurlar. Bataklık, petrol ve kömür kökenli gazlar bu gruba dahildir.
- ii. ***Magmatik ve metamorfik kökenli doğal gazlar:*** Karbondioksit, karbonmonoksit, hidrojen sülfür, azot gibi gazların yanında su buharı ve asıl gazları da içeren doğal gazlardır.
- iii. ***Radyoaktif kökenli doğal gazlar:*** Helyum başta olmak üzere radyoaktivite nedeniyle oluşan doğal gazlardır.

5 KÖMÜR KÖKENLİ METANIN DOĞAL GAZ OLARAK KULLANIMI

Kömür kökenli metan gazının, doğal gaz standartlarını karşıladığı durumlarda, doğal gaz hatları kömür kökenli metan için en önemli pazarlardan bir tanesi olmaktadır. Gazın bu amaçla kullanılabilmesi için en az % 95 metan içermesi ve % 4' den fazla nonhidrokarbon gazları içermemesi gerekmektedir. Koşulları sağlayan gaz basit bir zenginleştirme ile sıkıştırılarak civarda bulunan doğal gaz hatlarına sevk edilebilmektedir (Bibler ve Carothers, 2001).

Düşey kuyular ve tavan ve taban galerilerinde arın önüne delinen delikler vasıtasıyla üretilen metan gazı yüksek kalitede olduğundan dolayı doğal gaz olarak kullanılabilir. Gazın, doğal gaz gereksinimlerini karşılayamadığı durumlarda istenmeyen bileşenlerin ortamdan uzaklaştırılmasıyla ve/veya gazın yüksek ısı değere sahip gaz ile karıştırılması ile gaz zenginleştirilebilmektedir (URL-2, 1998).

Kömür kökenli metanın, doğal gaz olarak kullanılabilmesi için istenmeyen bazı bileşenlerin ortamdan uzaklaştırılması gerekmektedir. Bu bileşenler genellikle nitrojen, oksijen, karbondioksit ve su buharından oluşmaktadır. Zenginleştirme işleminin en kritik ve en pahalı bileşeni nitrojen arındırma ünitesidir (Sööt vd., 2006). Yaygın olarak kullanılan nitrojen arındırma teknolojileri; krojenik uygulamalar, basınç salınımıyla emilme sistemi ve selektif absorpsiyon teknolojileridir.

- i. **Krojenik uygulamalar (düşük sıcaklık uygulamaları):** Yüksek basınçta beslenen gaz kümesini sıvılaştırmak için bir dizi ısı değiştirici kullanılmaktadır. Yöntemde, karışım hareketlendirilir. Böylece azotça zengin akış damıtma ayırıştırıcı kanalına yönlendirilirken, metanca zengin karışım içte kalır.
- ii. **Basınç salınımıyla emilme sistemi:** Farklı konsantrasyonlarda ve oranlarda metan ve azotu selektif olarak adsorplamak için değişik maddeler kullanılmaktadır.
- iii. **Selektif absorpsiyon:** Değişik gaz türlerine bağlı olarak farklı absorpsiyon kapasitelerine sahip çözücüler kullanılmaktadır.

Gazın zenginleştirmesindeki başka bir seçenek gazın minimum doğal gaz standartlarını karşılaması için gerekli ve yeterli ısı değere sahip bir karışım oluşturmak amacıyla yüksek ısı değere sahip bir gaz ile karıştırılmasıdır. Zenginleştirmede kullanılan gaz, kömür kökenli metan ya da diğer geleneksel doğal gazlar olabilmektedir. Gazın kalitesini artırmak için kullanılan başka bir yöntem gaza propan eklenmesidir (Bibler ve Carothers, 2001).

Kömür kökenli metan, bazı bölgelerde sıvılaştırılmış doğal gaz üretimi için geleneksel doğal gazlara alternatif ve düşük maliyetli kaynak olabilmektedir. Gaz sıvılaştırma

teknolojilerindeki gelişmeler ve küçük ölçekli soğutma ekipmanlarının boyutlarındaki küçülmeler, yöntemin uygulanabilirliğini kolaylaştırdığından, uygulamada son yıllarda artış gözlenmeye başlanmıştır. Sıvılaştırılması düşünülen doğal gazın (kömür kökenli metan) öncelikle içerisindeki yabancı gazlardan arındırılması ya da seçilen sıvılaştırma yöntemlerine bağlı olarak kabul edilebilir konsantrasyonlara düşürülmesi gerekir. Bilinen yöntemlerden biri ile doğal gaz saflaştırıldıktan ya da zenginleştirildikten sonra ikinci kademedede sıvılaştırma işlemine tabi tutulmaktadır (Coşkun, 2004; Sööt vd., 2006).

5.1 Dünyada ve Türkiye’deki Uygulamalar

Enerji gereksiniminin giderek arttığı günümüzde, özellikle gelişmiş ülkeler yeni enerji kaynaklarına yönelik önemli çalışmalar yapmaktadırlar. Yeni bir enerji kaynağı olan kömür kökenli metanın doğal gaz olarak kullanımına yönelik çalışmalar Amerika’da devlet tarafından desteklenerek yoğun bir şekilde sürdürülmektedir. Gazlı kömür madenlerinden elde edilen kömür kökenli metan, doğal gaz dağıtım şirketlerine pazarlanmaktadır. (Bibler vd., 1997). Alaska’da 13 farklı kömür havzasında yapılan çalışmalar, kömür kökenli metan rezervinin yaklaşık 1 katrilyon kübik feet olduğunu göstermiştir. Alaska merkezli üç havzada daha yüksek kalitede ve oranda kömür kökenli metan tespiti yapılmış olup, bu gazın doğal gaz olarak değerlendirilebilirliğine yönelik projeler devam etmektedir. Washington’da üç farklı havzada yapılan çalışmalar, buradaki gaz rezervinin 24 ton kübik feet olduğu belirlenmiş ancak işletilebilir oranın ne kadar olduğu belirlenememiştir (Arthur vd., 2003). Yapılan son tahminler, Avrupa’da kömür kökenli doğal gaz rezervinin yüksek olduğunu göstermiştir. Ancak Avrupa’daki kömür yatakları tektonizma, derinlik ve damar özellikleri Amerika’dakinden farklılıklar gösterdiği için burada yalpan çalışmalar Amerika’daki kadar başarılı olamamıştır. Almanya, İngiltere, Belçika, Polonya, Fransa ve İspanya gibi ülkelerde kömür kökenli doğal gaz çalışmalarına yönelik projeler devam etmektedir (Şengiller, 1996).

TÜBİTAK Marmara Araştırma Merkezi Yer ve Deniz Bilimleri Enstitüsü’ nün yürüttüğü araştırmalarda Zonguldak taşkömürü havzasında, kömür gazı rezervi bulunmuştur (URL-1, 2004). Petrol zengini olmayan ülkemizde kömür gazı araştırmaları sürdürülmektedir. Zonguldak taşkömürü havzasında detaylı araştırmalar yapılmıştır. Zonguldak taşkömürü havzasında kömür varlığına bağlı olarak 300–600 milyar metreküp kömür içinde bulunan bir gaz potansiyelinin varlığını tespit edilmiştir. Bu rezerv, Türkiye’nin 10–20 yıllık tüm doğalgaz ihtiyacını karşılayabilecek büyüklüktedir.

Türkiye Taşkömürü Kurumu kömür gazı üretimi için ihale gerçekleştirmiş ve ardından kömür gazının kullanılması için üretim sondajları başlatmıştır. Türkiye’de sadece

Zonguldak'ta bulunan taşkömürünün içindeki kömür gazı üretimi projesinin ardından linyit kömüründen de gaz üretmek amacıyla çalışmalar yürütülmektedir. Son yıllarda linyit kömüründe de gaz potansiyelinin olabileceğini değerlendirerek Türkiye' de yaklaşık 10 milyar ton rezerv bulunduğu belirlemiştir.

6 SONUÇLAR

Kömür işletmeleri drenaj ile birlikte elde ettikleri metan gazını genellikle atmosfere yaymaktadır. Bu durum küresel ısınmaya katkıda bulunmakta ve potansiyel olarak değerlendirilebilecek bir kaynağın israfı anlamına gelmektedir. Özellikle madencilik öncesinde kömür damarına delinen kuyular vasıtasıyla yüksek oranlarda metan üretilmektedir. Dünyadaki bazı kömür işletmeleri kömür damarlarından elde ettikleri bu gazı, doğal gaz olarak çeşitli firmalara pazarlamakta ve bu işten oldukça fazla gelir sağlamaktadırlar. Kimi durumlarda işletmelerin gazın satılmasından elde ettikleri gelir kömür satışından elde edilebilecek gelirden yüksek olmaktadır. Çalışmanın sonuçları aşağıdaki gibi sıralanabilir;

- i. Gazın doğal gaz olarak kullanılması durumunda gaz yanma sonucu karbondioksit dönüştürülmekte ve küresel ısınma üzerindeki etkisi minimuma inmektedir.
- ii. Civarda gaz dağıtım hatlarının mevcut olması ve bu hatların üretim bölgesine yakınlığı uygulamanın maliyeti üzerinde önemli etkiye sahip olacaktır.
- iii. Madencilik öncesinde kömür damarına delinen düşey kuyular vasıtasıyla üretilen gaz direkt olarak ya da basit bir zenginleştirme ile bu amaçla kullanılabilir.
- iv. Gazın doğal gaz olarak kullanılabilmesi için minimum % 95 oranda metan içermesi ve % 4' den düşük oranlarda non-hidrokarbon gazları içermesi gerekmektedir.
- v. Gazın doğal gaz gereksinimlerini karşılayamadığı durumlarda, gaz konsantrasyonunun yükseltilmesine ihtiyaç duyulmaktadır. Bu ise istenmeyen bileşenlerin ortamdaki uzaklaştırılmasıyla ve/veya gazın yüksek ısı değere sahip gaz ile karıştırılması ile sağlanabilmektedir.

7 KAYNAKLAR

- Arthur, D., Langus, B. and Schatzinger, V.R., Coalbed Natural Gas Resources and Produced Water Management, Gas TIPS Summer 2003, Erişim Mart 2009.
- Aydın, G. ve Karakurt, İ., 2009, Yer altı Kömür Damarlarından Üretilen Metanın Kullanım Teknolojileri, Pamukkale Üniversitesi, Mühendislik Bilimleri Dergisi, Cilt 15, Sayı 1.

- Aydın, G. ve Kesimal, A., 2007, Kömür Madenciliğinde Metan Drenajının Uygulanabilirliğinin Araştırılması, Madencilik, Cilt 46, Sayı 4, s. 11-20.
- Anon (a), 1996, Guidebook on Coalbed Methane Drainage for Underground Coal Mines, <http://www.epa.gov/cmop/docs/red001.pdf>
- Bibler, C. ve Carothers, P., 2001, Overview of Coal Mine Gas Use Technologies, <http://www.ravenridge.com/Utilization.PDF>
- Coşkun, S., 2004, Doğal Gazın Sıvılaştırılmasında Kullanılan Klasik Kaskad Soğutma Sisteminin Matematiksel Analizi, Uludağ Üniversitesi. Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Dergisi, Cilt 9, Sayı 1, 2004.
- Dallegge, T. ve Barker, C., 1999, Coalbed Methane Gas-in-Place Resource Estimates Using Sorption Isotherms and Burial History Reconstruction: An Example from the Ferron Sandstone Member of the Mancos Shale, Utah, U.S., Geological Survey Professional Paper, 1625-B.
- Flores, R.M., 1997, Coalbed Methane: From Hazard to Resource, International Journal of Coal Geology, 35, 3-26.
- Gürdal, G. ve Yalçın, M.N., 1992, Kömürde Gaz Birikmesini Kontrol Eden Parametreler- Genel Bakış, Türkiye 8. Kömür Kongresi Bildiriler Kitabı, Zonguldak, s. 279-290.
- Gültekin, H.A. ve Örgün, Y., 1993, Doğal Gaz ve Çevre, Çevre Dergisi, Sayı 9.
- Sööt, M.P., Jesse, R.D. ve Simith, E.M., 2006, Coal Mine Methane Utilization Options, 11th U.S./North American Mine Ventilation Symposium, June, pp. 407-411.
- Şengiller, İ., Kömür Kökenli Doğal Gaz, Jeoloji Mühendisliği, Sayı 49, Kasım 1996, Ankara.
- Yalçın, E. ve Durucan, Ş., 1984, Zonguldak Kömürlerinin Açığa Çıkabilen Metan İçerikleri, Türkiye 4. Kömür Kongresi Bildiriler Kitabı, TMMOB Maden Mühendisleri Odası Yayını, s. 319-331.
- Xue, S. ve Guo, H., 2003, Control Drainage Gas Quality and Quantity from Underground Coal Mines to Enhance its Utilization Options. www.coalinfo.net.cn/coalbed/meeting/2203/papers/coal-mining/CM009.pdf
- URL-1, 2004, “Zonguldak İl Çevre Durum Raporu”, http://www.cedgm.gov.tr/icd_raporlari/zonguldakicd2004.pdf, Erişim Ekim 2009.

ÖZET

ELEKTRİK ENERJİSİ TALEP TAHMİNİNDE FONKSİYONEL BAĞ AĞLARI TEKİNİĞİNİN UYGULANMASI VE DEĞERLENDİRİLMESİ

Yılmaz Öztürk, Işık Ekin
Endüstri Yüksek Mühendisi

Bu çalışma, Türkiye elektrik enerjisi talep tahmininde fonksiyonel bağ ağları tekniğinin deneysel bir uygulamasını incelemiştir. Resmi talep tahmin yöntemi (MAED) ve diğer güncel araştırmalar da incelenmiş ve farklı doğrusal olmayan modeller aracılığı ile yapay sinirsel ağların performansı ölçülmüş, TEİAŞ'ın modeli ile karşılaştırılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Elektrik Enerjisi Talep Tahmini , Doğrusal Olmayan Modeller, Fonksiyonel Bağ Ağları (FLN)

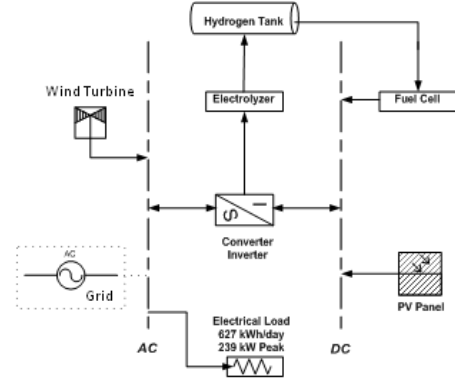
[Özetini okuduğunuz bildirinin tamamı için TIKLAYINIZ](#)

Şebeke Bağlantılı ve Bağımsız Güç Sistemlerinin Ekonomik Analizi

Belgin Emre TÜRKA¹, Ali Yasin TELLİ²

¹Electrical Engineering Department, İstanbul Technical University, Ayazağa, Turkey
turkay@elk.itu.edu.tr

²Electrical Engineering Department, İstanbul Technical University, Ayazağa, Turkey
telli@itu.edu.tr



Şekil 1. Simülasyonu Yapılacak Sistem

1. Giriş

Modellemede farklı girdi değerleri kullanılarak belirli sınır koşullarının değiştirilmesiyle farklı durumlar için kaynakların yeterliliğine (rüzgar, güneş), maliyet varyasyonlarına ve yük durumuna göre optimum yenilenebilir enerji temelli sistem dizaynı belirlenmeye çalışılacaktır.

Yılın her bir saatinde HOMER programı yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik talebini karşılayıp karşılamayacaklarını belirler. Eğer bu kaynaklar yetersiz kalıyorsa, generator, şebeke gibi kaynakların gerekli talebi temin etmek için en uygun şekilde devreye girmesini sağlamaktadır. Program bir yıl içerisindeki her bir 8760 saat için enerji dengesini hesaplayarak sistem çalışmasını simule etmektedir. Yılın her bir saati için bu optimizasyon modeli elektrik enerjisi talebiyle sistemin o saatte sağlayacağı enerjiyi karşılaştırmakta ve modeldeki her bir bileşen için ilişkili enerji akışını hesaplamaktadır.

HOMER, sistem kontrolünü sağlarken temel prensip, maliyetin minimize edilmesidir. Programda her bir kontrol edilebilir enerji kaynağının maliyeti, saatlik sabit maliyet ve kWh başına enerji maliyeti olarak iki değerle ifade edilmektedir. Bu maliyet değerleri güç kaynaklarının herhangi bir zamanda enerji üretmeleri için gereken maliyetleridir. Bu maliyet değerlerini kullanarak HOMER programı, yükü karşılayacak kaynakların kombinasyonunu araştırmakta ve talebi karşılayan kombinasyonlar arasından bunu en düşük maliyete yapan sistemi bulmaktadır. [1]

Çalışmanın amacı, yenilenebilir enerji kaynaklarıyla elektrik üretiminin analizini yapmanın yanında bu tür bir enerji üretiminin geleneksel sistemlerle kıyaslanması ve rekabet edebilirliğinin ölçüt ve sınırlarının belirlenmesidir. Ayrıca bu sınırlar belirlenirken, pratik anlamda bir uygulamasını göremediğimiz hidrojen enerjisinden faydalanmanın ve hidrojenin kararsız formdaki yenilenebilir enerji kaynaklarına entegrasyonunun da ekonomik boyutu incelenecektir.

2. Model ve Bileşenler

Modellemenin kurulacağı ve ekonomik optimizasyonun yapılacağı örnek yer olarak İstanbul Teknik Üniversitesi Ayazağa Yerleşkesi'ndeki Elektrik-Elektronik Fakültesi seçilmiştir. Fakülte yük değerlerini besleyen enerji sisteminin şeması Şekil 1'de verilmiştir.

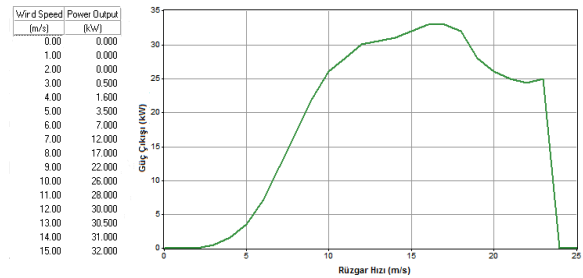
Kurulacak sistemde güneş panelleri (PV) ve rüzgar türbinlerinden (RT) elde edilen talep fazlası elektrik enerjisi, elektrolizör (EL) aracılığıyla hidrojen üretiminde kullanılmakta ve elde edilen hidrojen tanklarda (HT) depolanmaktadır. İhtiyaç halinde ise bu hidrojenin yakıt pilleri (YP) aracılığıyla elektrik enerjisi üretiminde kullanılması planlanmıştır. Kullanılan sistem bileşenlerinin karakteristikleri Şekil 2 ve 3'de verilmiştir. Yapılan maliyet analizi Tablo 1-5'de belirtilmiştir.

Hesaplama kullanılan rotor çapı 13m ve kule uzunluğu 26 m değerinde olan rüzgar türbini (Furhlander 30) HOMER programının mevcut RT kütüphanesinden seçilmiştir ve analizin yapıldığı rüzgar hızına en uygun güç enerji karakteristiğine sahip türbin kullanılmıştır. Türbin maliyeti 78000\$ alınmıştır.

Tablo 1'de çalışmada kullanılan RT'nin de bulunduğu türbin markalarının maliyet değerleri yaklaşık olarak verilmiştir. [2]

Tablo 1. RT Üreticilerine Göre Türbin Maliyetleri

Üretici	İsim	Güç (kW)	Hub Yüksekliği (m)	Maliyet (\$/kW)
Bergey	Excel-S	10	30	5000
Fuhrlander	FL 30	30	27	4400
Entegriti	EW15	50	25	4000
Fuhrlander	FL 100	100	35	3100
Fuhrlander	FL 250	250	50	2500
Enertech	E48	600	60	2100
General Electric	GE1.5	1500	80	1600



Şekil 2. Kullanılan RT Güç Değerleri ve Eğrisi

Tablo 2. Literatürde Kullanılan Türbin Maliyetleri

Rüzgar Türbini				
Boyut	Sermaye Maliyeti (\$)	Değişim Maliyeti	Bakım Maliyeti	Ref
1 kW	\$1.500-\$2.250	%10 SM	%5 SM	[3]
1 kW	\$1.200			[4]
600 kW	\$575.000	\$400.000	\$13.000	[5]
75 kW	\$19.400	\$15.000	75\$/yıl	[6]
1800kW	\$3.500.000		%2 SM	[7]
50 kW	\$147.000		4400\$/yıl	[7]
1 kW	\$1.350			[8]

Tablo 3. Literatürde Kullanılan PV Maliyetleri

PV		
Boyut	Sermaye Maliyeti (\$)	Ref
1 kW	\$6.750	[9]
1 kW	\$8000-\$12000	[10]
1 kW	\$4200-\$6000	[3]
1 kW	\$7.500	[11]
1 kW	\$10.200	[4]
1 kW	\$10.000	[7]
75W	\$355	[12]
1 W	\$5,3	[13]

Yapılan literatür çalışması ve piyasa araştırmalarına göre PV panel maliyet değeri kW için 5000\$ olarak alınmıştır ve bakım maliyeti 0 kabul edilmiştir.

Tablo 4. Literatürde Kullanılan EL Maliyetleri

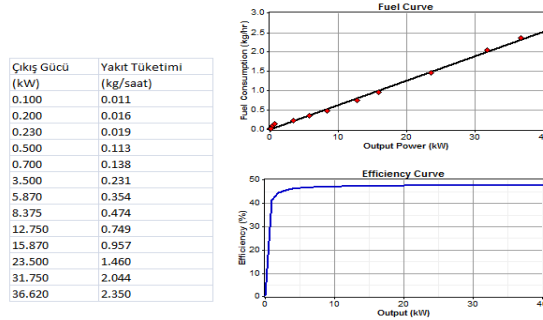
Elektrolizör				
Boyut	Sermaye Maliyeti (\$)	Değişim Maliyeti	Bakım Maliyeti	Ref
1 kW	\$2.184	%10 SM	%2 SM	[9]
1 kW	\$1500-\$3000	\$1125-\$2250	\$1,5-\$30	[6]
1 kW	\$740	%30 SM	%5 SM	[14]
1 kW	\$1.500			[4]
1 kW	\$1.450			[8]

Sistemde EL maliyet değerleri yapılan araştırmaya göre kW için 3128 \$ olarak seçilirken değiştirme ve bakım maliyetleri sırasıyla sermaye maliyetinin 1/2 ve 1/20 oranında seçilmiştir.

Tablo 5. Literatürde Kullanılan YP Maliyetleri

Yakıt Pili				
Boyut	Sermaye Maliyeti (\$)	Değişim Maliyeti	Bakım Maliyeti	Ref
1 kW	\$4.000		%1 SM	[10]
1 kW	\$3000-\$6000			[9]
1 kW	\$3.000	\$2.500	0,02\$/h	[9]
1 kW	\$1.840			[4]
1 kW	\$4.000			[12]
1 W	\$7			[13]

Tasarlanan sistemde YP maliyet değeri 1 kW için 5000\$ yer değiştirme maliyeti 3000\$ ve bakım onarım maliyeti 0,1 \$/saat alınmıştır. YP güç ve verim grafiği Şekil 3'teki gibidir. [8,15,16]

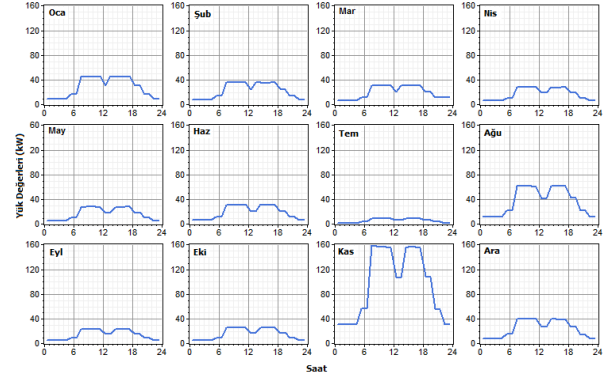


Şekil 3. YP Güç ve Verim Eğrisi

Sistemde 3.2 kg için tank ve depolama maliyeti 2288\$, değiştirme maliyeti 195\$ ve bakım-onarım maliyeti yıllık 9\$ olarak seçilirken, konvertör sermaye değiştirme ve bakım-onarım maliyet değerleri ise sırasıyla 1000\$/kW, 1000\$/kW ve 100\$/yıl olarak alınmıştır.

3. Bölge Yük ve Enerji Karakteristikleri

Yük profili oluşturulurken geçmiş faturalardan fakültenin çektiği güç değerleri HOMER programına aylık olarak girilmiştir. Sistemlerin optimizasyonu için yük karakteristikleri büyük önem taşımaktadır. Örnek olarak, eğer puant yük talebi akşam vakitlerinde oluyor ise (aydınlatmaya bağlı olarak), bunu karşılamak için direk güneş enerjisini kullanmak olanaksızdır. [3] Bu durumda puant yük talebi gün boyunca rüzgâr ve güneş enerjisi (PV) tarafından üretilmiş ve depolanmış hidrojenin enerji kaynağı olarak kullanılmasıyla karşılanacaktır. Şekil 4'de aylara göre yük profilleri gösterilmiştir.

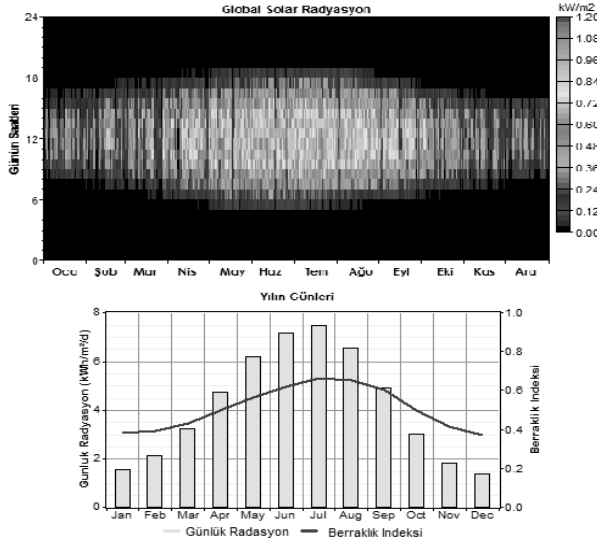


Şekil 4. Bölge Yük Profili

Bölgenin güneşlenme karakteristikleri ve berraklık indeksi Tablo 6 ile Şekil 5' de özetlenmiştir.

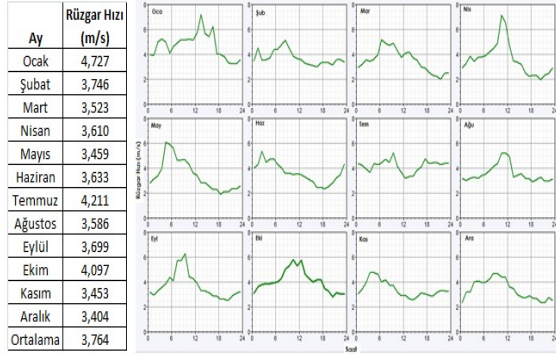
Tablo 6. Bölge Güneşlenme Değerleri

Aylar	Berraklık İndeksi	Günlük Radyasyon kWh/m ² /g	Aylar	Berraklık İndeksi	Günlük Radyasyon kWh/m ² /g
Ocak	0.383	1.550	Temmuz	0.661	7.450
Şubat	0.390	2.130	Ağustos	0.650	6.540
Mart	0.431	3.220	Eylül	0.602	4.920
Nisan	0.498	4.750	Ekim	0.499	3.020
Mayıs	0.562	6.180	Kasım	0.415	1.810
Haziran	0.619	7.180	Aralık	0.372	1.350
Ortalama	0.541	4.186			

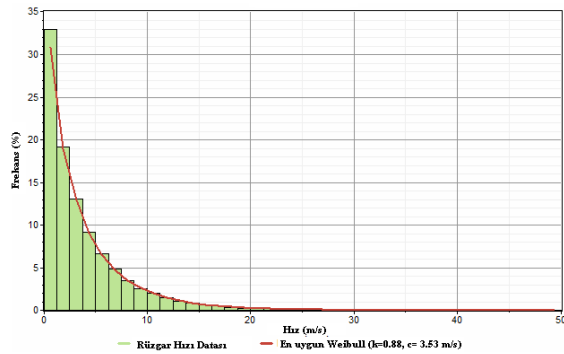


Şekil 5. Güneş Radyasyonu ve Berraklık İndeksi

Aylara göre bölgenin rüzgar enerjisi karakteristiği Şekil 6'daki gibidir. Öte yandan rüzgar hızlarının sıklığı ve bölgeye uygun Weibull dağılımı da Şekil 7'de ifade edilmiştir.



Şekil 6. Aylık Ortalama Rüzgar Hız ve Profilleri



Şekil 7. Bölge Rüzgâr Hızı Sıklığı ve Weibull Dağılımı

4. Optimum Hibrit Sistem

4.1. Şebeke'den Bağımsız Sistem

HOMER programının sistem ömür maliyetini ifade etmek için kullandığı büyüklük sistem maliyetidir (SM). Bu tek değer proje ömrü boyunca oluşan bütün gelecek nakit akışlarını, şimdiki zamana indirgenmiş bütün maliyet ve

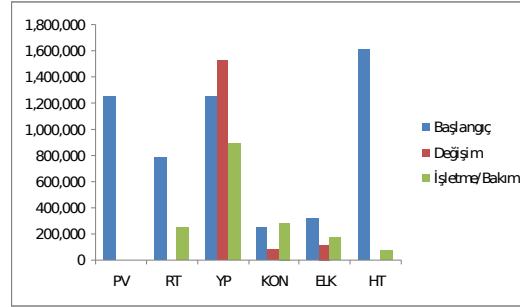
gelirleri içermektedir. SM, modellemedeki bileşenlerin başlangıç maliyetlerini, proje ömrü boyunca bileşen değişim maliyetlerini, yakıt/bakım maliyetlerini ve şebeke bağlantılı yapılarda satın alınan enerji maliyetlerini içermektedir.

Şebeke bağlantısı olmayan yapıdaki optimum sistem (minimum SM), 250 kW fotovoltaik panel (PV), 10 adet RT, 250 kW YP, 250 kW doğrultucu, 100 kW elektrolizör ve 2250 kg hidroje tankı içermektedir. Tüm sistemin başlangıç maliyeti \$ 5.451.617 olmaktadır. SM değeri \$ 8.724.232 ve enerji maliyeti (EM) 3,391\$/kWh olarak hesaplanmıştır. Bileşen maliyetleri Tablo 7'de belirtilmiştir.

Table 7.Şebekesiz sistemde bileşen maliyetleri

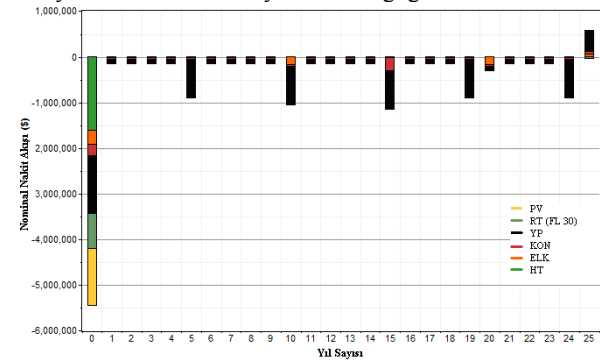
Bileşen	Başlangıç Maliyeti (\$)	Değişim Maliyeti (\$)	İşletme/Bakım (\$)
PV	1.250.000	0	0
RT	780.000	0	247.399
YP	1.250.000	1.522.341	891.762
KON	250.000	85.679	281.135
ELK	312.867	114.129	175.916
HT	1.608.750	0	71.162
SİSTEM	5.451.617	1.722.148	1.667.375

Sistem maliyetinin bileşenlere ve maliyet çeşidine göre dağılımı Şekil 8'de görülmektedir.



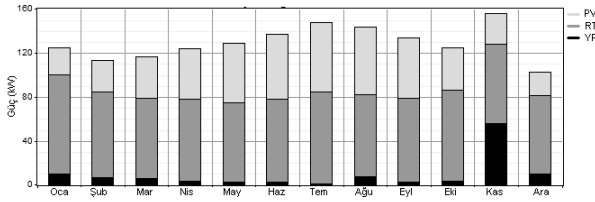
Şekil 8. Sistem Maliyetinin Dağılımı

Proje ömür süresince nakit akış detayları Şekil 9'da özetlenmektedir. Burada YP ve ELK'ye ait işletme ve bakım maliyetlerinin sistem maliyetini artırdığı gözlemlenmektedir.



Şekil 9. Şebekesiz Sistemin Nakit Akışı Detayları

Şebekeden bağımsız bu güç sisteminde elektrik talebinin %59'u 674.252 kWh/yıl değeriyle RT'den, %33'lük kısmı PV panellerden (378.740 kWh/yıl) ve %7'si YP'den (80.405 kWh/yıl) karşılanmaktadır. Sistemin aylık ortalama enerji üretim oranları Şekil 10'da ifade edilmiştir.



Şekil 10. Şebekesiz sistemde aylık ortalama enerji üretim oranları

Sistem bileşenlerinin işletme değerleri Tablo 8 ve Tablo 9'da olduğu gibi hesaplanmıştır.

Table 8. Şebekesiz Sistemde PV ve RT çıkış değerleri

PV			RT		
Nicalik	Değer	Birim	Nicalik	Değer	Birim
Kapasite	250	kW	Kapasite	330	kW
Ortamala Çıkış Gücü	43	kW	Ortamala Çıkış Gücü	77	kW
Ortamala Çıkış	1,038	kWh/gün	Kapasite faktörü	23.3	%
Kapasite faktörü	17.3	%	Toplam elektrik üretimi	674,252	kWh/yıl
Toplam elektrik üretimi	378,740	kWh/yıl	Maksimum çıkış gücü	330	kW
Maksimum çıkış gücü	291	kW	Çalışma süresi	295	%
Çalışma süresi	4,378	saat/yıl	Enerji Maliyeti	0.136	\$/kWh
Enerji Maliyeti	0.293	\$/kWh			

Table 9. Şebekesiz Sistemde YP çıkış değerleri

YP					
Nicalik	Değer	Birim	Nicalik	Değer	Birim
Ortamala Çıkış Gücü	25.3	kW	Çalışma süresi	3,172	saat/yıl
Minimum çıkış gücü	0.0481	kW	Çalışma sayısı	536	çalışma/yıl
Maksimum çıkış gücü	250	kW	İşletme Ömrü	4.73	yıl
Hidrojen Tüketimi	5239	kg/yıl	Kapasite Faktörü	3.67	%
Yakıt Tüketimi	0.065	kg/kWh	Sabit üretim maliyeti	75	\$/saat
Ortalama elektrik verimi	46	%	Elektirik Üretimi	80,405	kWh/yıl

4.1.1. Bileşen maliyetlerinin sisteme etkisi

Uzun dönemde sistem bileşenlerine ait maliyet değerlerinin azalması öngörülmektedir ve bu koşulları simule etmek için hesaplamaya maliyet değerlerinin %50 oranında azaldığı durum da dahil edilmiştir. PV maliyetlerinin yarıya düştüğü durumda OS'de HT ve ELK kapasitesi düşmektedir. Bu durumda YP önceki konfigürasyona göre daha az çalışmaktadır ve hidrojen formundaki enerji depolama ihtiyacı azalmaktadır. Sistem ve enerji maliyeti %7,3 oranında düşmüştür.

RT maliyetinde %50 oranında düşüş incelendiğinde, PV kapasitesi 200 kW'a düşerken, RT sayısı 13'e yükselmiştir. Sistem ve enerji maliyeti %5,5 oranında azalmıştır.

YP maliyetlerinde azalma durumunda, hem RT sayısında hem de PV kapasitesinde azalma gözlenmiştir. Sistem ve enerji maliyeti yaklaşık olarak %25 oranında düşmüştür.

Bütün maliyetlerin %50 oranında azaldığı durumda sistem ve enerji maliyeti %35,4 düşmektedir.

İncelenen tüm durumlar için sistem bileşenlerindeki varyasyonlar ve maliyet değişiklikleri Tablo 'da özetlenmiştir.

Table 10. Bileşen Maliyetlerinin Şebekesiz Sisteme Etkisi

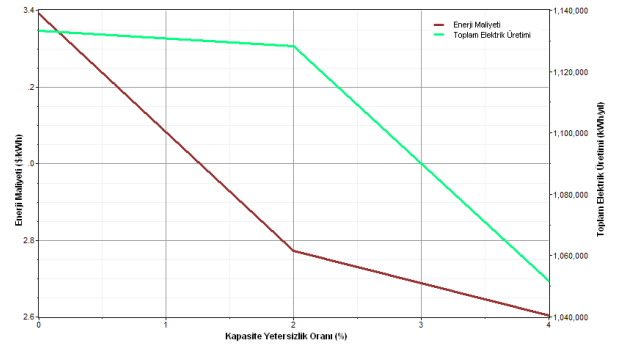
	PV (kW)	RT (kW)	YP (kW)	ELK (kW)	HT (kg)	SM (\$)	EM (\$/kWh)	% Değişim
Tüm Bileşenler								
Günümüz Maliyetlerinde	250	10	250	100	2250	8,724,232	3.391	0
PV Maliyetinde								
1/2 Azalma	450	10	250	80	2000	8,080,265	3.140	7.38
RT Maliyetinde								
1/2 Azalma	200	13	250	100	2250	8,241,330	3.203	5.53
YP Maliyetinde								
1/2 Azalma	200	8	250	120	2500	6,515,505	2.532	25.3
Tüm Bileşenlerin								
Maliyetinde 1/2 Azalma	250	10	250	100	2250	5,627,186	2.187	35.5

4.1.2. Kapasite yetersizlik oranının sisteme etkisi

Givler ve Lilienthal ;yıllık yük değerinin küçük bir oranının karşılanmaması makul görüldüğünde yenilenebilir enerji sisteminin (YES) ekonomik performansının önemli oranda artacağını belirtmişlerdir. Bazı bulutlu günlerde ya da PV çıkış gücü değerlerinin düşük oranda seyir ettiği zamanlarda böyle bir yaklaşımla eğer yılın küçük bir bölümünde sistemin az kapasitede çalışması ya da eğer mümkünse gereksiz bazı yüklerin atılması kabul edilebilirse; maliyette önemli kazançlar sağlanabilecektir. Givler ve Lilienthal yaptıkları çalışmada varsayılan değeri 0 olan kapasite yetersizlik oranını %1,2 ve %5 gibi değerlerde de kullanarak optimal sistem tipinin ve konfigürasyonunun büyük oranda değiştiğini vurgulamışlardır. [11]

belirli oranda kapasite yetersizliğinin tolere edilmesi durumunda optimum (minimum maliyetli) sistem konfigürasyonu değişebilecek yada belirgin bir sistem tipindeki bileşenlerin çalışma ve güç değerleri farklılaşacaktır. [11] Söz konusu hesaplamada kapasite yetersizlik oranı yük değerinin %0 ile %4 oranı arasında seçilmiştir ve bu değerler arasında enerji maliyeti ve toplam elektrik üretimi (TEÜ) değişimi Şekil 11'de vurgulanmıştır.

KYO'daki artışla sistem maliyetinin %26,2 oranında azaldığı ve EM'nin 3,391\$/kWh değerinden 2,604\$/kWh değerine düştüğü gözlenmiştir. Toplam elektrik üretiminin %7,2 oranında azaldığı, yükün küçük bir oranda karşılanmaması makul görüldüğünde sistem maliyetinin büyük oranda etkilendiği Şekil 11'de gözlenmektedir.



Şekil 11. KYO'nun EM ve TEÜ'ye etkisi

4.2 Şebeke Bağlantılı Sistem

Sistem şebekeye bağlandığında, optimum sistem (OS), HOMER tarafından hesaplandığında, sistem 40 kW'lık bir PV, 20 kW gücünde YP ve EL, 30 kW gücünde doğrultucu ve dönüştürücü güç elektroniği ekipmanı, 100 kg kapasitesinde bir hidrojen tankı ve şebeke bağlantısını içermektedir. Sistem maliyeti 789.300\$ ve kWh için enerji

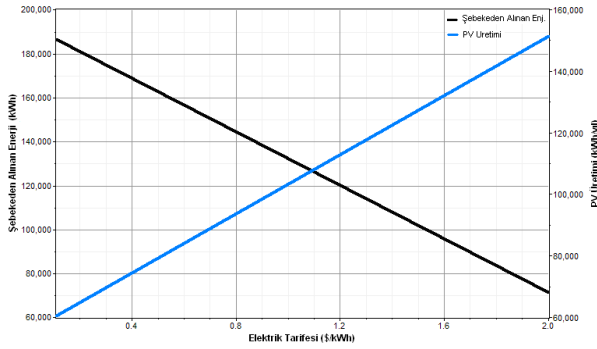
maliyet 0,307\$/kWh olmaktadır. Elde edilen optimum konfigürasyonda yenilenebilir enerji kaynaklarının payı %25 olurken şebeke yükün %75 kadar büyük bir oranını karşılamaktadır.

4.2.1 Şebeke Elektrik Maliyetinin Sisteme Etkisi

Şebeke elektrik enerjisi fiyatının artması ve 2\$/kWh değerine ulaşması gibi durum için de bir analiz yapıldığında OS, 100 kW'lık bir PV, 20 kW gücünde YP, 30 kW EL, 50 kW gücünde doğrultucu ve dönüştürücü güç elektroniği ekipmanı, 200 kg kapasitesinde bir hidrojen tankı 5 adet RT ve şebeke bağlantısını içermektedir. Bu sistemin toplam maliyeti 3.320.820\$ ve kWh için birim enerji maliyet değeri 1,292\$/kWh olarak HOMER tarafından hesaplanmıştır.

Elde edilen optimum konfigürasyonda yenilenebilir enerji kaynaklarının payı ise daha ilk sisteme göre 3 kat aratarak %88 olmaktadır. Şebeke elektrik maliyetinin yüksek olması neticesinde OS'de elektrik ihtiyacının %57'si rüzgar enerjisinden, %26'sı güneşten, %6'sı YP'den ve %12'si şebekeden karşılanmıştır.

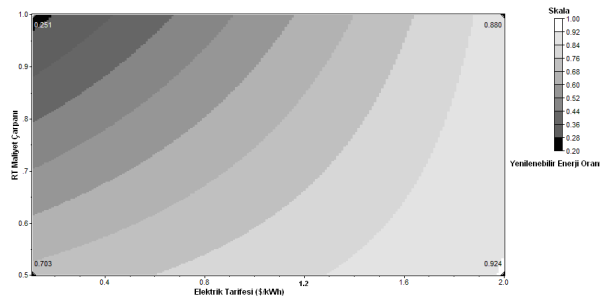
Şekil 12'de elektrik tarifesinin yükselmesiyle şebekeden çekilen enerjideki azalış ve PV enerji üretiminin artışı ifade edilmektedir.



Şekil 12. Elektrik Tarifesinin PV üretimine ve Şebeke Tüketimine Etkisi

Şekil 12'ye göre şebekeden satın alınan enerji %57 oranında azalmıştır ve diğer taraftan PV enerji üretiminde 2,5 kat artış gözlenmiştir.

Elektrik tarifesinin temiz enerji üretimine etkisi Şekil 13'de özetlenmiştir.



Şekil 13. Elektrik Tarifesinin Temiz Enerji Üretimine Etkisi

Şekil 13'e göre RT maliyeti ve elektrik tarifi değişim aralığında sistemdeki yenilenebilir enerji kullanım oranının 0,25 ile 0,92 arasında seyrettiği gözlenmiştir.

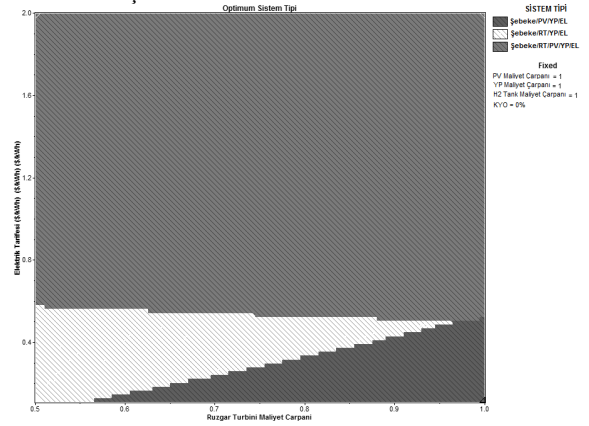
4.2.2 Bileşen Maliyetlerinin Sisteme Etkisi

Bileşen maliyetlerinin uzun dönemdeki düşüşlerini simule etmek için %50 maliyet düşüşü şebeke bağlantılı sistemde hesaba dahil edilmiştir. Söz konusu durumun sisteme etkisi Tablo 11'de vurgulanmıştır.

Tablo 11. Bileşen Maliyetlerinin Şebeke Bağlantılı Sisteme Etkisi

	PV (kW)	RT (kW)	YP (kW)	ELK (kW)	HT (kg)	SM (\$)	EM (\$/kWh)	% Değişim
Tüm Bileşenler								
Günümüz Maliyetlerinde	40	0	20	20	100	789,300	0.307	0
PV Maliyetinde 1/2 Azalma	40	0	20	20	100	689,300	0.268	12.6
RT Maliyetinde 1/2 Azalma	0	5	20	20	50	769,170	0.299	2.5
YP Maliyetinde 1/2 Azalma	40	0	20	20	100	683,687	0.266	13.3
Tüm Bileşenlerin Maliyetinde 1/2 Azalma	40	0	20	20	100	583,687	0.227	26

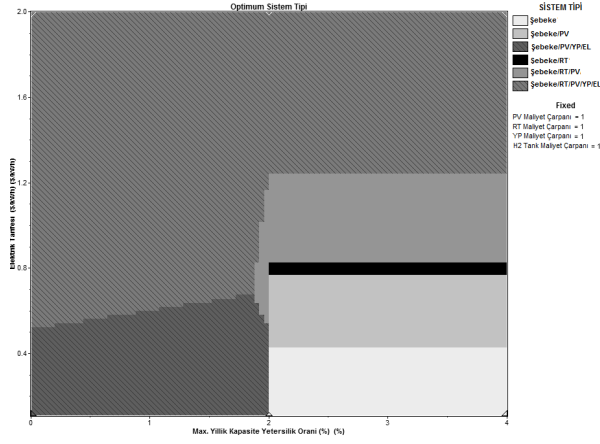
Şekil 14'de elektrik tarifi ve RT maliyetinin sisteme etkisi özetlenmiştir.



Şekil 13. Elektrik Tarifi ve RT Maliyet Değişiminde Sistem Çeşitleri

Şekil 13'de, RT çarpanının 0,55 değerinin üstüne çıkması durumunda PV kullanımı daha maliyet etkin bir çözüm olduğu görülmektedir. Bunun nedeni bölgenin güneş potansiyelinin rüzgar kapasitesinden daha fazla olmasından dolayı enerji üretiminin daha düşük maliyete sağlanmasıdır. Şebeke elektrifi fiyatının artması durumunda ise rüzgar ve güneş enerjisiyle birlikte hidrojen enerji sistemi de optimum konfigürasyonda şebekeye ek olarak yer almaktadır.

Şekil 14'de şebeke elektrifi birim fiyatı ve yıllık izin verilen kapasite yetersizlik oranının değişiminde OS yapısının nasıl farklılaştığı görülmektedir. Simülasyon sonucu elde edilen OS yapısı (Şebeke, PV, YP, EL) elektrik birim fiyatı 0,5 \$/kWh değerine ulaşana kadar devam etmektedir. Ancak elektrik birim fiyatının artmaya devam etmesi durumunda yenilenebilir enerji kaynaklarının şebeke elektrifi ile belirli oranda rekabet edebilir duruma gelmesi neticesinde optimum sisteme rüzgar enerjisi de eklenmektedir.



Şekil 13. Elektrik Tarifesi ve KYO Değişiminde Sistem Çeşitleri

Öte yandan izin verilen kapasite yetersizlik oranı değerinin artması ve %1,86 değerine ulaşması durumunda (Şebeke,PV,Rüzgar) sistemi optimum olmaktadır. Burada görüldüğü gibi optimum konfigürasyonda daha önce kullanılan YP içeren hidrojen enerji sistemi yer almamaktadır. Hidrojen enerji sistemi enerji depolayıcısı olarak kullanılmaktadır ve izin verilen enerji kesintisi oranı arttığında bu depolama ihtiyacı azalmakta ve sistem maliyeti artacağı için optimum konfigürasyona dahil edilmemektedir.

İzin verilen kapasite yetersizliğinin %2 ile % 4 arasında değişmesi durumunda OS, elektrik birim fiyatı değerine bağlı olarak sırasıyla şebeke, şebeke-PV, şebeke-rüzgar, şebeke-rüzgar-PV ve şebeke-rüzgar-PV-Hidrojen sistemi olarak değişmektedir.

Şekilde elektrik fiyatının üç değerine dikkat edilmelidir, 0,4 \$/kW, 0,8 \$/kW, 1,2 \$/kW. Öncelikle, şebeke elektriği birim fiyatının 0,4 \$/kWh değerinin üzerine çıkması durumunda yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı makul olmaktadır. İkinci olarak elektrik fiyatının 0,8 \$/kWh değerinden sonra rüzgar ve güneş enerjisi birlikte kullanılmaktadır. Son olarak elektrik birim fiyatının 1,2 \$/kWh değerine kadar çıkması durumunda ise yenilenebilir enerji kaynaklarına ek olarak hidrojen enerji sistemi optimum konfigürasyonda yer almaya başlamıştır. Burada enerji maliyetinin daha düşük olmasından dolayı yenilenebilir enerji kaynaklarının kapasitesi artmıştır ve üretilen fazla elektrik enerjisi hidrojen formunda depolanarak güneş-rüzgar olmayan günlerde şebeke fiyatıyla rekabet edebilir maliyete enerji üretmektedir.

5. Simülasyon Sonuçları

Bu çalışmada İstanbul Maslak bölgesinin yenilenebilir enerji potansiyeli değerlendirilmiş, seçilen pilot bölge enerji ihtiyacının çevreye zararlı emisyon üretmeyen bir teknolojiyle karşılanmasının tekno-ekonomik analizi yapılarak sistemin uygulanabilirlik sınırları belirlenmiştir.

Diğer taraftan farklı senaryoları hesaba katmak için çeşitli çeşitli simülasyonlar yapılmıştır. Modelleme sonunda farklı sistem varyasyonları için minimum maliyetler Tablo 12 ve Tablo 13'de sıralanmıştır ve bu tablolarda en üst satırda ayrıntılarını makale içerisinde verdiğimiz OS yapısı yer almaktadır.

Tablo 12. KYO=0 için sistem çeşidi ve maliyetleri

KYO=0 için sistem	BM (\$)	SM (\$)	EM(\$/kWh)	CO2 Salınımı (kg/yıl)
Şebeke-PV-YP	464,073	789,300	0.307	117,755
Şebeke-RT-YP	589,323	964,170	0.375	90,197
Şebeke-RT-PV-YP	769,723	1,114,525	0.433	80,482
Şebeke-RT-PV	2,420,000	2,706,431	1.053	59,945
PV-RT-YP	5,451,617	8,724,232	3.391	0
RT-YP	5,083,234	9,900,033	3.847	0

Tablo 13. KYO= 4% için sistem çeşidi ve maliyetleri

KYO=4% için sistem	BM (\$)	SM (\$)	EM(\$/kWh)	CO2 Salınımı (kg/yıl)
Şebeke-PV-YP	372,573	681,769	0.266	127,389
Şebeke-RT	390,000	692,265	0.270	90,330
Şebeke-RT-PV	600,000	897,632	0.350	80,539
Şebeke-RT-YP	562,573	924,516	0.360	90,330
Şebeke-RT-PV-YP	762,573	1,105,770	0.431	80,539
PV-RT-YP	4,244,117	6,430,587	2.604	0
RT-YP	4,019,734	7,351,721	2.967	0
PV-YP	7,226,101	10,777,122	4.366	0

Elektrik tarifesinin 2\$/kWh değeri için sistem çeşidi Tablo 14'de özetlenmektedir.

Çalışmada yenilenebilir enerji sistemi bileşenleri şebekeden bağımsız olarak kullanıldıklarında yükü karşılamada güvenilir olması için büyük ebatlarda boyutlandırılmaktadır. Neticesinde yüksek sistem maliyetine neden olmaktadır.

Yenilenebilir enerji sistemi ve şebeke birleşiminin enerji depolama ihtiyacını ve bileşenlerinin süreksizliklerindeki olumsuzlukları önemli oranda azalttığı gözlenmiştir.

Table 14. Elektrik Tarifesi = 2 \$/kWh için sistem çeşidi ve maliyetleri

Elektrik Tarifesi=2\$/kWh için Sistem	BM (\$)	SM (\$)	EM(\$/kWh)	CO2 Salınımı
Şebeke-PV-RT-YP	1.276.860	3.320.820	1292	45.097
Şebeke-RT-YP	1.370.507	3.897.080	1515	49.158
Şebeke-RT-PV	2.460.000	4.464.068	1736	49.905
Şebeke-PV-YP	1.777.794	4.500.342	1750	60.479

Geleneksel enerji üretim yöntemlerine göre bu çalışmada kullanılan sistemler bakım-onarım maliyetlerinin minimum olması ve talep artışına göre boyutlarının değiştirilebilmesi avantajlarıyla göze çarpmaktadır. Öte yandan yüksek maliyetleri ve bölge karakteristiklerine bağımlılıkları bu sistemlerin dezavantajları arasında görülmüştür.

Elden edilen sonuçlara göre yenilenebilir enerji sistemlerinin maliyet değerlerinde düşüşün kaydedilmesi, 24-saatlik yük profilini karşılamak için de depo enerji olarak hidrojenin kullanılması sistemin fizibilitesini artırmış ve şebekeye yükünü azaltmıştır. Modellemesi yapılan hibrit sistemde kullanılan ekipmanlara ait bazı performans ve maliyet değerleri simülasyon sonucu Tablo 15'deki gibi olmuştur.

Tablo 15. Sistem bileşenlerinin performans sonuçları

Optimizasyon Sonuçları			
RT Enerji Üretim Maliyeti	0,136 \$/kWh	PV Kapasite Faktörü	0.173
RT Kapasite Faktörü	0.233	PV Enerji Üretim Maliyeti	0,293 \$/kWh
YP Verimi	47.5%		

Tablo 15'deki türbin kapasite faktörü tesisin kurulacağı alanın, yapılan rüzgâr ölçümleri ile belirlenen yıllık ortalama rüzgâr hızında üretilen elektrik enerjisinin türbinin

maksimum gücüne ulaştığı rüzgâr hızında üreteceği elektrik enerjisine bölünmesinden elde edilen “%” cinsinden değerdir. Genelde rüzgâr santrallerinde kapasite faktörü %20-%45 arasında değişmekte olduğundan üretilen enerji için yatırım maliyetini etkilemektedir. [17] Aynı RT modelini kullanarak yapılan başka bir modellemede kapasite faktörü 0,3 olarak hesaplanmıştır ve bu çalışmadaki değere yakındır.[2] Yukarıdaki hesaplanan değerler, literatürde kabul edilen değerlerle uyumludur, dolayısıyla bu bize modellemede kullanılan girdilerin ile yapılan simülasyonun doğruluğu ve gerçeklik yüzdesi hakkında önemli sonuçlar ifade etmektedir.

6. Sonuç

Çalışma sonucuna göre hibrit YES’ler Şebekeden bağımsız sistemlere göre (%100 yenilenebilir sistem) daha uygulanabilir olmaktadır.

Pilot bölgedeki ortalama güneş radyasyonu, rüzgar hızı kapasitesi ve günümüz bileşen maliyetlerine göre, şebeke, PV ve hidrojen sisteminden oluşan hibrit yapı, fizibilite açısından en uygun sistem olarak hesaplanmıştır. Söz konusu yapının enerji maliyeti 0,307\$/kWh olarak bulunmuştur.

Elde edilen sonuçlara göre, yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji arzında şebeke ile birlikte kullanılması ve mevcut sisteme adapte olarak şebeke ile yükü paylaşması günümüz koşullarında en uygulanabilir çözüm olarak görülmektedir. Zaten tüm dünyadaki benzer hibrit sistem uygulamalarına bakıldığında, yenilenebilir enerji kullanım oranı %11-25 arasında seyir etmektedir.[18]

Yapılan çalışmada, elektrik fiyatı, yenilenebilir enerji sistemi ekipmanlarının maliyet çarpanı ve izin verilen kapasite yetersizlik oranının optimum konfigürasyon modelinde ve enerji üretim maliyetinde önemli farklılıklara neden olduğu gözlenmiştir.

7. Kaynaklar

- [1] Lambert,T.,Gilman, P., Lilienthal, P., Micropower system Modelling with HOMER, John Wiley& Sons,Inc.
- [2] Elkinton, M. R., McGowan, J. G., Manwell, J. F., Wind Power Systems for zero net energy housing in the United States, Renewable Energy 34 (2009),1270-1278
- [3] Alphen, K., Sark, G.J.H.M., Hekkert, M., Renewable Energy Technologies in Maldives- determining the potential, Renewable and Sustainable Energy Reviews
- [4] Beccali, M., Brunone, S., Cellura, M., Franzitta, V.,Energy, economic and environmental analysis on RET-hydrogen systems in residential buildings, Renewable Energy 33 (2008), 366-382
- [5] Rehman, S., El-Amin. I.M., Ahmad, F., Shaahid, S.M., AlShehri,A.M.,Bakkashwain,J.M.,Shash,A.,2005.,Feasibility study of hybrid retrofits to an isolated off-grid diesel power plant, Renewable& Sustainable Energy Reviews.
- [6] Khan MJ, Iqbal MT. Pre-feasibility study of stand-alone hybrid energy systems for applications in Newfoundland. Renew Energy 2005;30:835–54.
- [7] Dalton, G.J., Lockington, D.A., Baldock, T.E., Feasibility analysis of stand-alone renewable energy supply options for a large hotel, Renewable Energy 33 (2008),1475-1490
- [8] Garde, R., Aguado, M., Ayerbe, E., Azcarate, C.,Blanco, R., Mallor, F., Rivas, D.,Economical assessment of a wind–hydrogen energy system using WindHyGen software, Int Journal of Hydrogen Energy 34 (2009).
- [9] Zoulias EI, Glockner R, Lymberopoulos N, Tsoutsos T, Vosseler I, Gavalda O, Mydske HJ, Taylor P., Integration of hydrogen energy technologies in stand-alone power systems analysis of the current potential for applications. Ren Sust Energy Rev 2006;10(5):432–62.
- [10] Zoulias E.I., Lymberopoulos, N., 2006. Techno – economic analysis of the integration of hydrogen energy technologies in renewable energy-based stand-alone power systems, Renewable Energy.
- [11] Lilienthal,P.,Givler,T.,Using HOMER Software, NREL’s Micropower Optimization Model, to Explore the Role of Gen-sets in Small Solar Power Systems, NREL Technical Report, Case Study:Sri Lanka,Power-Gen Conf. 2006.
- [12] Leva, S., Zaninelli, D., Hybrid renewable energy-fuel cell system: Design and performance evaluation, Electric Power System Research 79 (2009),316-324.
- [13] Lagorse, J., Paire, D., Miraoui, A., Sizing stand -alone street lighting system powered by a hybrid system using fuel cell, PV and battery, Renewable Energy 34 (2009).
- [14] Levene, J., Kropski, B., Sverdrup, G., 2006. Wind Energy Production of Hydrogen and Electricity- Opportunities for Renewable Hydrogen, POWER-GEN Conference paper.
- [15] Wen, C., Lin,Y., Lu, C., Performance of a proton exchange membrane fuel cell stack with thermally conductive pyrolytic graphite sheets for thermal management, Journal of Power Sources 189 (2009).
- [16] <http://www.unizar.es/rdugo/hoga-eng.htm>.
- [17] Gökçınar, R.E; Uyumaz, A.,2008, Rüzgar Enerjisi Maliyetleri ve Teşvikleri, VII. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, UTES’08, 17-19 Aralık 2008.
- [18] Shaahid, S.M., Elhadidy, M.A., 2006. Technical and economic assessment of grid- independent hybrid photovoltaic–diesel–battery power systems for commercial loads in desert environments, Renewable and Sustainable Energy Reviews

BAYINDIRLIK VE İSKÂN BAKANLIĞININ TEŞKİLÂT VE GÖREVLERİ HAKKINDA KANUN TASLAĞI

Uzman Şehir Plancısı Zümrüt Kaynak; Dr. H. HAMİ YILDIRIM; MAKİNA
MÜHENDİSİ NECATİ AKGÜN

BİRİNCİ KISIM

Amaç, Kapsam ve Görevler

Amaç ve Kapsam

MADDE 1- (1) Bu Kanunun amacı; sağlıklı çevre, plânlı ve güvenli yerleşme ve yapılaşma için, plânlama, imar ve yapım hizmetlerini düzenleyici, denetleyici ve katılımcı bir anlayışla yürütmek, yürütülmesini sağlamak, uyulması mecburî ilke, strateji, usul, esas ve standartları belirlemek ve uygulamalara yön vermek üzere, Bayındırlık ve İskân Bakanlığının kurulması ile teşkilât ve görevlerine ait esasları düzenlemektir.

Bayındırlık Bakanlığı

Bayındırlık ve Şehircilik Bakanlığı BŞB -Bayındırlık ve Planlama Bakanlığı
BPB -İmar ve İskan Bakanlığı İİB -İmar, İskan ve Şehir İşleri Bakanlığı
İmar ve Şehircilik Bakanlığı İŞB

BAYINDIRLIK ŞEHİRCİLİK VE YEREL YÖNETİMLER BAKANLIĞI (BŞYYB) PLANLAMA BAYINDIRLIK VE YEREL YÖNETİMLER BAKANLIĞI (PBYB)

Görevler

MADDE 3- (1) Bayındırlık ve İskân Bakanlığı'nın görevleri şunlardır:

a) Ülkenin mekân yönünden gelişmesini sağlamak üzere, kıyılarda, kentsel ve kırsal alanlarda planlamaya, arazi kullanımına, imara ve yapılaşmaya ilişkin temel ilke, strateji ve standartlar ile usul ve esasları belirlemek ve uygulanmasını sağlamak, bu kanunda öngörülen hallerde her tür ve ölçekteki çevre düzeni planlarını ve imar planlarını ve değişikliklerini re'sen yapmak, yaptırmak, onaylamak,

ayrı bir bend olarak;

Bölgesel ve yerel koşullar dikkate alınmak kaydıyla, Ülke çapındaki kentsel ve kırsal alanlar ile kıyılardaki tüm yerleşmelere ve yapılaşmalara ilişkin her tür ve ölçekteki planların yapımında, yapı malzemelerinin seçiminde ve projelerin oluşturulmasında, sürdürülebilirliğin sağlanması amacıyla, kentsel ulaşımı da içine alacak biçimde, çevre ve iklim duyarlılığı, enerji verimliliği ve ekolojik dengenin bir bütün olarak gözetilmesini ve İklim-Enerji-Ekoloji dengesinin sağlanmasını, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını ve emisyon yutak alanları olan kentsel ormanları ile ağaçlandırılacak alanların artırılmasını öngören standartları hazırlamak, ilke, strateji, usul ve esasları belirlemek, gerektiğinde bizzat uygulama yapmak, bu amaçla yerel idarelere teknik ve mali destek sağlamak, yapılan uygulamaları değerlendirmek, yerelde yapılan iyi uygulama örneklerini ödüllendirerek uygulamanın yaygınlaşmasını sağlamak, yapılan uygulamaların mevzuata uygun yapılıp yapılmadığını denetlemek

b) Kamu kurum ve kuruluşlarına ait bina ve tesislerin ihtiyaç programlarını hazırlamak, her türlü etüd, proje ve maliyet hesaplarını yapmak veya yaptırmak, onaylamak veya onaylanmasını sağlamak, inşa, takviye ve tadillerini, esaslı onarımlarını yapmak, yaptırmak ve denetlemek,

c) Konut politikalarının belirlenmesi için çalışmalarda bulunmak, konut sektörüne ilişkin genel plânlama, strateji geliştirme ve programlama iş ve işlemlerini yürütmek, işbirliği ve koordinasyonu sağlamak, ihtiyaçları tespit etmek, belirlenmiş politika, planlama ve stratejilere göre uygulamayı temin ve sonuçlarını takip etmek,

ç) Yapı kooperatifçiliğinin gelişmesini sağlayacak tedbirler almak, kooperatiflere mali destek sağlanmasına yardımcı olmak ve teknik destek sağlamak ve gerekli mevzuatı hazırlamak, Kooperatifler Kanunu ve diğer kanunlar ile Bakanlığa verilen görevleri yapmak ve yapı kooperatiflerinin ve üst birliklerinin kurulması, işleyişi ve denetlenmesine ilişkin iş ve işlemleri yürütmek,

d) 19/09/2006 tarihli ve 5543 sayılı İskân Kanunu uyarınca Bakanlığa verilen görevleri yapmak, iskân hizmetlerine ve dönüşüm projelerine dair genel ilke, strateji, standart, usul ve esasları belirlemek, uygulamasına ilişkin tedbirler almak, gerektiğinde denetimde bulunmak,

e) Yapı malzemelerinin üretimi, piyasaya arzı, nakli, depolanması ve kullanımına, gözetimine, denetimine ve uygunluk değerlendirmesine ilişkin iş ve işlemleri yapmak, ilgili ilke, strateji, usul ve esasları belirlemek, bunların uygulanmasını sağlamak,

f) Bakanlığın görev alanı ile ilgili hizmetleri sunan yapı **müteahhitlerinin, müşavirlerin** ve diğer gerçek ve tüzel kişilerin iş yapabilirliklerine dair norm ve standartları ve mevzuatı hazırlamak, geliştirmek ve uygulanmasını sağlamak,

g) Plan, fen, sanat, sağlık, **iklim** ve çevre şartlarına uygun yapılaşmayı temin etmek üzere; imar planı uygulamaları, parselasyon plânlarının yapılması; yapı etüd ve projeleri, yapı ruhsatı, yapım, denetim, yapı kullanma izni ve kat mülkiyeti ile ilgili iş ve işlemlerin ve etüd ve projelerin niteliklerini belirlenmesine ilişkin genel ilke, strateji, usul ve esasları belirlemek, uygulanmasını sağlamak,

ğ) Belediyelerin mücavir alanları ile köylerin yerleşik alanlarının sınırlarının tespitine ve bu alanlarda yerleşme ve yapılaşmaya ilişkin usul ve esasları belirlemek,

h) Planlama, imar ve yapılaşmaya ilişkin mahalli idarelerce gerçekleştirilecek her türlü iş ve işlemleri imar mevzuatına uygunluk açısından denetlemek ve gerekli tedbirleri almak,

ı) Bakanlığın görev ve faaliyet alanına giren konularda, Ülkenin Avrupa Birliği politikasının uygulanmasına ilişkin tedbirleri almak, uyum ve uygulama çalışmaları ile ilgili işleri yürütmek,

i) Bakanlığın görev alanına giren konularda yabancı ülkeler ve yurt dışı kuruluşlar ile olan ilişkilerini yürütmek,

j) Türkiye Ulusal Coğrafi Bilgi Sisteminin kurulmasına, kullanılmasına ve geliştirilmesine dair iş ve işlemleri yapmak, yaptırmak,

k) Yapım ve yapım ile ilgili hizmet ve danışmanlık işlerine dair tüzük, yönetmelik, şartname, yıllık rayiç, birim fiyat, birim fiyatlara ait analiz ve tarifleri hazırlamak ve yayımlamak; kamu kurum ve kuruluşlarınca sözleşmeye bağlanan yapım işlerine ait sözleşmelerin yürütülmesi sırasında taraflar arasında doğan anlaşmazlıklar ile teknik veya fiziki yönden birbirini etkileyen yapım işlerine ve yatırımlara ilişkin olarak kamu kurum ve kuruluşları arasında doğan anlaşmazlıkları inceleyip karara bağlamak,

l) Görevlerine ilişkin mevzuatı hazırlamak, ilgili mevzuatın uygulanmasını sağlamak, yurt içindeki ve dışındaki gelişmeleri takip etmek, araştırma, eğitim ve yayın faaliyetlerinde bulunmak, danışmanlık ve rehberlik yapmak, bilgi bankası oluşturmak, pilot projeler yapmak, uygulamak, uygulatmak ve iyi uygulama örneklerini yaygınlaştırmak, bu konulardaki çalışmalara teknik ve malî destek sağlamak,

m) Kanunlarla verilen diğer görevleri yapmak.

İKİNCİ KISIM

Bakanlık Teşkilâtı, Görev, Yetki ve Sorumlulukları

Teşkilât

MADDE 4- (1) Bayındırlık ve İskân Bakanlığı teşkilâtı, merkez ve taşra teşkilâtı ile bağlı ve ilgili kuruluşlardan meydana gelir.

(2) Bakanlık gerektiğinde yurt dışı teşkilâtı kurabilir.

Merkez teşkilâtı

MADDE 5- (1) Bakanlığın merkez teşkilâtı; ana hizmet, danışma ve denetim birimleri ile yardımcı birimlerden meydana gelir.

(2) Bakanlığın merkez teşkilâtı Ek-I sayılı cetvelde gösterilmiştir.

BİRİNCİ BÖLÜM

Bakanlık Makamı

Bakan, görevleri, yetkileri ve sorumluluğu

MADDE 6- (1) Bakan, Bakanlık teşkilâtının en üst âmiri olup Bakanlığın icraatından ve emri altındakilerin faaliyet ve işlemlerinden sorumludur. Bakan; görev, yetki ve sorumluluğu çerçevesinde;

a) Bakanlığı, Anayasaya, kanunlara, Hükümetin genel siyasetine, milli güvenlik siyasetine, kalkınma plânlarına ve yıllık programlara ve Bakanlar Kurulunca belirlenen politika ve stratejilere uygun olarak yönetmekle görevli ve Başbakana karşı sorumludur.

b) Bakanlık ile Bakanlığa bağlı ve ilgili kuruluşların görev alanına giren hususlarda politika ve stratejiler geliştirir, bunlara uygun olarak yıllık amaç ve hedefler oluşturur, performans ölçütleri belirler, Bakanlık bütçesini hazırlar, gerekli yasal ve idarî düzenleme çalışmalarını yapar. Belirlenen stratejiler, amaçlar ve performans ölçütleri doğrultusunda uygulamayı koordine eder, izler ve değerlendirir.

c) Bakanlık ile Bakanlığa bağlı ve ilgili kuruluşların faaliyetlerini, işlemlerini denetler, yönetim sistemlerini gözden geçirir, kurumun yapısı ve yönetim süreçlerinin etkililiğini gözetir, yönetimin geliştirilmesini sağlar.

ç) Bakanlığın faaliyet alanına giren konularda diğer Bakanlıklar, kamu kurum ve kuruluşları, özel sektör, meslek kuruluşları, sivil toplum örgütleri arasında iletişim ve işbirliği ve koordinasyonu sağlayıcı mekanizmalar oluşturur.

d) Bakanlığın görev alanına giren konularda meydana gelen gelişmelere ve ihtiyaçlara göre Bakanlık birimlerine görev verir.

Müsteşar, görevleri, yetkileri ve sorumluluğu

MADDE 7- (1) Müsteşar; Bakan'ın emrinde ve onun yardımcısı olup Bakanlığın hizmetlerini Bakan adına ve onun emir ve direktifleri çerçevesinde, mevzuat hükümlerine, Bakanlığın amaç ve politikalarına, kalkınma plânına ve stratejik plânlara uygun olarak düzenler ve yürütür. Bu amaçla, teftiş kurulu hariç olmak üzere Bakanlık kuruluşlarına gereken emirleri verir ve bunların uygulanmasını gözetir ve sağlar.

(2) Müsteşar, yukarıda belirtilen hizmetlerin yürütülmesinden Bakana karşı sorumludur.

Müsteşar Yardımcıları

MADDE 8- (1) Bakanlığın ana hizmet birimleri, danışma ve yardımcı birimleri ile bağlı ve ilgili kuruluşlarının yönetim ve koordinasyonunda Müsteşar'a yardımcı olmak üzere beş müsteşar yardımcısı görevlendirilebilir.

İKİNCİ BÖLÜM

Ana Hizmet Birimleri

Ana hizmet birimleri

MADDE 9- (1) Bakanlığın ana hizmet birimleri şunlardır:

- a) Planlama Hizmetleri Genel Müdürlüğü
- b) Yapım İşleri Genel Müdürlüğü
- c) İskân ve Dönüşüm Hizmetleri Genel Müdürlüğü
- ç) Yapı Malzemeleri Genel Müdürlüğü
- d) Meslekî Hizmetler ve Belgelendirme Genel Müdürlüğü
- e) İmar ve Yapı Denetimi Genel Müdürlüğü
- f) Dış İlişkiler ve Avrupa Birliği Dairesi Başkanlığı
- g) Coğrafi Bilgi Sistemleri Dairesi Başkanlığı

Plânlama Hizmetleri Genel Müdürlüğü

MADDE 10- (1) Plânlama Hizmetleri Genel Müdürlüğü'nün görevleri şunlardır:

a) Fiziki planlamaya, her tür ve ölçekteki çevre düzeni planları ve imar planlarına, kıyı bölgeleri, kentsel ve kırsal yerleşmelere, genel arazi kullanımına ve yapılaşmaya yön veren ve esas teşkil eden mekânsal strateji belgesini, ilgili kurum ve kuruluşlarla işbirliği yaparak, hazırlamak, hazırlatmak ve uygulamanın bu stratejilere göre yürütülmesini sağlamak,

b) Kentlerde ve kırsal alanlarda arazinin doğru kullanımına ilişkin temel ilke, strateji ve standartlar ile usul ve esasları belirlemek ve uygulanmasını sağlamak,

c) Plân yapmaya yetkili kurum ve kuruluşların yaptıkları da dahil olmak üzere, her tür ve ölçekteki çevre düzeni planlarının ve imar planlarının yapılmasına ilişkin usul ve esasları belirlemek,

ç) Her tür ve ölçekteki plânlara esas olmak ve yetkili kuruluşların hizmetlerinde faydalanılmak üzere risk yönetimi ve sakınım planlarının ve jeolojik-jeoteknik etütlerin yapılmasına ve onaylanmasına ilişkin usul ve esasları belirlemek, gerektiğinde re'sen yapmak, yaptırmak ve onaylamak,

d) Belirlenmiş stratejilere aykırı olduğu tespit edilip yürürlüğü Bakanlıkça durdurulan ve verilen süre içerisinde aykırılığı giderilmeyen, mahalli idarelerce yapılmış çevre düzeni planlarını ve plân değişikliklerini gerektiğinde re'sen yapmak, yaptırmak ve onaylamak,

e) Çevre düzeni planlarında mekansal strateji planı hedefleri ve kararlarına uygunluğu ve çevre düzeni planlarının birbiriyle uyumunu sağlamak amacıyla Bakanlık gerekli tedbirleri alır. İlgili idare tarafından süresi içinde yapılmayan planları Bakanlık yapım bedelini ilgili idare bütçesinden karşılamak üzere yapar, yaptırır ve onaylar.

f) Ülke çapında genel bir imar düzeni ve uyumu sağlamak üzere, yetkili idarelerin ihtilafı halinde, her türlü etüt ve imar plânı, plân değişikliği, plân revizyonu, parselasyon plânı ve projeler hazırlanması, onaylanması ve uygulanmasında koordinasyon sağlamak, bu hususlardaki ihtilafların giderilmesine çalışmak, gerektiğinde ihtilaf konusu işi re'sen yapmak, yaptırmak ve onaylamak,

g) Kıyı alanlarının düzenlenmesine ve kullanılmasına ilişkin olarak çalışmalarda bulunmak, kıyı kenar çizgisi tespiti ve tasdiki işlemlerini yürütmek ve tescilini sağlamak,

ğ) Kıyı ve dolgu alanları ve bu alanlarla fonksiyonel ve fiziksel olarak bütünleşen etkilenme alanlarına ilişkin her tür ve ölçekteki plânları ve yürürlükte olanların değişikliklerini yapmak, yaptırmak ve onaylamak, uygulanmasını sağlamak, ilgili usul ve esasları belirlemek,

h) Bakanlar Kurulu kararına bağlanan yatırımlar ile merkezî idarenin yetkisi içindeki kamu yatırımları, millî güvenliğe dair tesisler, askerî yasak bölgeler, genel sığınak alanları, özel güvenlik bölgeleri, yanıcı, parlayıcı ve patlayıcı madde üretim tesisleri ve depoları, akaryakıt ve sıvılaştırılmış petrol gazı istasyonları gibi alanlar ile ilgili her tür ve ölçekteki plânların yapılmasına ilişkin usul ve esasları belirlemek, bunlardan akaryakıt ve sıvılaştırılmış petrol gazı istasyonları ile ilgili olanlar hariç olmak üzere, her tür ve ölçekteki plân, imar plânı ve parselasyon plânlarını gerektiğinde yapmak, yaptırmak ve re'sen onaylamak,

ı) Her türlü plânlama iş ve işlemlerine ilişkin olarak, bakanlıklar, mahalli idareler ve meslek kuruluşları arasında koordinasyonu sağlamak, plânlama sürecinin iyileştirilmesine ve geliştirilmesine ilişkin araştırmalarda bulunmak,

i) Görev alanı ile ilgili konularda mahalli idarelerin idarî ve teknik kapasitesinin geliştirilmesi için çalışmalarda bulunmak, bunlara teknik ve malî destek sağlamak,

j) Görevlerine ilişkin mevzuatı hazırlamak, ilgili mevzuatın uygulanmasını sağlamak, yurt içindeki ve dışındaki gelişmeleri takip etmek, araştırma, eğitim ve yayın faaliyetlerinde bulunmak, danışmanlık ve rehberlik yapmak, bilgi bankası oluşturmak, pilot projeler yapmak, uygulamak, uygulatmak ve iyi uygulama örneklerini yaygınlaştırmak, bu konulardaki çalışmalara teknik ve malî destek sağlamak,

k) Kanunlarla verilen diğer görevleri ve Bakanlık Makamınca verilecek olan benzeri görevleri yapmak.

Yapım İşleri Genel Müdürlüğü

MADDE 11- (1) Yapım İşleri Genel Müdürlüğü'nün görevleri şunlardır:

a) Kamu kurum ve kuruluşlarına ait bina ve tesislerin ihtiyaç programlarını hazırlamak, etüd ve projelerini ve maliyet hesaplarını yapmak veya yaptırmak, onaylamak veya onaylanmasını sağlamak, inşa, takviye ve tadillerini, esaslı büyük onarımlarını yapmak veya yaptırmak,

b) İl özel idarelerinin yatırım programında bulunan bina ve tesislerinin proje, maliyet hesaplarını yapmak veya yaptırmak, onaylamak veya onaylanmasını sağlamak, **inşaatlarını yapmak veya yaptırmak, yeni il özel idaresi kanununa bakılacak**

c) Özel bütçeli idareler ve belediyelerin yıllık icra programlarına giren ve yaklaşık maliyetleri Bakanlıkça her yıl tespit ve ilan edilen üst sınırı geçen her türlü binalar ile tesislerin projelerini ve maliyet hesaplarını incelemek, onaylamak veya onaylanmasını temin etmek, **yeni il özel idaresi kanununa ve diğer kanunlara bakılacak**

ç) (c) bendindeki kuruluşlara ait işlerin yıllık icra programlarına alınabilmesi için, ilgili kuruluşlarca teklif edilen arsalarla ait her türlü etüt, inceleme ve tespitleri yaparak veya yaptırarak bunlardan uygun olanını seçmek, **yeni il özel idaresi kanununa ve diğer kanunlara bakılacak**

d) Talep halinde, kamu kurum ve kuruluşları, gerçek kişiler ve özel hukuk tüzel kişileri tarafından kamu yararı amacıyla yaptırılacak olan bina ve tesislerin uygun görülenlerinin etüt, proje ve maliyet hesabını yapmak veya yaptırmak, onaylamak veya onaylanmasını sağlamak, inşaatlarını **yapmak veya** yaptırmak,

e) 5543 sayılı Kanun uyarınca daimi iskân için kamu kurum ve kuruluşlarınca yaptırılacak her türlü yapıların inşaatlarını yapmak veya yaptırmak,

f) Görevlerine ilişkin mevzuatı hazırlamak, ilgili mevzuatın uygulanmasını sağlamak, yurt içindeki ve dışındaki gelişmeleri takip etmek, araştırma, eğitim ve yayın faaliyetlerinde bulunmak, danışmanlık ve rehberlik yapmak, bilgi bankası oluşturmak, pilot projeler yapmak, uygulamak, uygulatmak ve iyi uygulama örneklerini yaygınlaştırmak, bu konulardaki çalışmalara teknik ve malî destek sağlamak,

g) Kanunlarla verilen diğer görevleri ve Bakanlık Makamınca verilecek olan benzeri görevleri yapmak.

İskân ve Dönüşüm Hizmetleri Genel Müdürlüğü

MADDE 12- (1) İskân ve Dönüşüm Hizmetleri Genel Müdürlüğü'nün görevleri şunlardır:

a) 19/09/2006 tarihli ve 5543 sayılı İskân Kanunu uyarınca;

1) Kamu kurum ve kuruluşlarınca yapılacak yatırımlar, tarihi ve tabii kıymetlerin korunması gibi amaçlar veya özel kanunların uygulanması sebebiyle, taşınmaz mallarının kamulaştırılmasından dolayı yerlerini terk etmek zorunda kalan veya geçim imkânlarını

kaybeden ailelerin, Ülkenin muhtelif bölgelerinde yaşayan göçebeler ile özel kanunlara göre yurt dışından getirilen ve taşınmaz mal verilen göçmenlerin iskânlarını sağlamak,

2) İskân yardımına konu olmaksızın Ülkeye kabul edilen serbest göçmenlere ilişkin iş ve işlemleri İçişleri ve Dışişleri Bakanlıkları ile koordineli olarak yürütmek,

3) Köy nakli, köy toplulaştırılması ile köy gelişme alanı uygulamaları için teknik yardım ve kredi desteği vermek ve afetler sebebiyle parçalanmış köylerde afetten etkilenmemiş olan ailelerin talepleri halinde yeni yerleşim yerlerine ekleme suretiyle bunları yerleştirmek,

b) 5543 sayılı İskân Kanunu uyarınca daimi iskân için kamu kurum ve kuruluşlarınca yaptırılacak her türlü yapılara ve konutlara ilişkin etüt ve plânlama işlerini yapmak veya yaptırmak, onaylamak veya onaylanmasını sağlamak,

c) 5543 sayılı Kanun uygulamalarına konu yerleşim alanlarının haritalarını, imar ve parselasyon plânlarını, alt yapı tesis harita ve plânlarını re'sen yapmak, yaptırmak ve onaylamak,

ç) Konut politikalarının belirlenmesi için çalışmalarda bulunmak, konut sektörüne ilişkin genel plânlama, strateji geliştirme ve programlama iş ve işlemlerini yürütmek, işbirliği ve koordinasyonu sağlamak, ihtiyaçları tespit etmek, belirlenmiş politika, planlama ve stratejilere göre uygulamayı temin ve sonuçlarını takip etmek,

d) Yapı kooperatifçiliğinin gelişmesini sağlayacak tedbirler almak, kooperatiflere mali destek sağlanmasına yardımcı olmak ve teknik destek sağlamak ve gerekli mevzuatı hazırlamak,

e) Yapı kooperatifleri ile alakalı olarak Kooperatifler Kanunu ve diğer kanunlar ile Bakanlığa verilen görevleri yapmak ve yapı kooperatiflerinin ve üst birliklerinin kurulması, işleyişi ve denetlenmesine ilişkin iş ve işlemleri yürütmek,

f) Yapı kooperatiflerinin kuruluş kayıtlarının ve sicillerinin tutulmasını sağlamak, sağlıklı bir işleyiş için tedbirler almak, uygulamaları denetlemek,

g) Dönüşüm proje ve uygulamalarına ilişkin usul ve esasları belirlemek, uygulama ile ilgili olarak tedbirler almak, gerektiğinde denetimde bulunmak,

ğ) Dönüşüm projelerine mali destek sağlanmasına ve mali kaynağın kullanılmasına dair usul ve esasları belirlemek, mali kaynak temini için tedbirler almak, merkezi yönetim bütçesinden mali katkı alması uygun görülen projeleri tespit etmek,

h) Görev alanı ile ilgili konularda mahalli idarelere rehberlik etmek, idarî, mali ve teknik kapasitelerinin geliştirilmesine destek sağlamak,

ı) Belirlenen politika ve stratejilere uygun olmak kaydıyla, mahalli idarelerce hazırlanan yerleşme ve yapılaşmaya dair projelere teknik ve malî yardım sağlamak,

ayrı bir bend olarak;

Yerleşim alanlarındaki imara ve yapılaşmaya ilişkin plan ve proje çalışmalarının; bölgesel ve yerel koşullar dikkate alınmak kaydıyla, kentsel ulaşımı da içine alacak biçimde, çevre, enerji ve iklim öğeleri göz önünde tutularak ve iklim-çevre duyarlılığı ile enerji etkinliği-verimliliğinin sağlanmasına ve ekolojik dengenin gözetilmesine yönelik geliştirilen ilke, usul, standart ve esaslara uygunluk gözetilerek yapılmasını sağlamak, gerektiğinde re'sen yapmak, yaptırmak, bu amaçla yerel idarelere teknik ve mali destek sağlamak, yapılan uygulamaları değerlendirmek, iyi uygulama örneklerini ödüllendirerek uygulamanın yaygınlaşmasını sağlamak

i) Görevlerine ilişkin mevzuatı hazırlamak, ilgili mevzuatın uygulanmasını sağlamak, yurt içindeki ve dışındaki gelişmeleri takip etmek, araştırma, eğitim ve yayın faaliyetlerinde bulunmak, danışmanlık ve rehberlik yapmak, bilgi bankası oluşturmak, pilot projeler yapmak, uygulamak, uygulatmak ve iyi uygulama örneklerini yaygınlaştırmak, bu konulardaki çalışmalara teknik ve malî destek sağlamak,

j) Kanunlarla verilen diğer görevleri ve Bakanlık Makamınca verilecek olan benzeri görevleri yapmak.

Yapı Malzemeleri Genel Müdürlüğü

MADDE 13- (1) Yapı Malzemeleri Genel Müdürlüğü'nün görevleri şunlardır:

a) Yapılarda kullanılacak malzemelerin kullanım amacına uygunluğunun tespiti için mevzuat hazırlamak, koordinasyon ve yetkilendirme çalışmalarını yürütmek, yapı malzemelerine ilişkin standartların hazırlanıp yayınlanmasını sağlamak, ?????

b) Yapı malzemeleri konusunda dünyadaki gelişmeleri ve Ülkeye etkilerini takip etmek, gerekli tedbirleri almak, bu hususta görüş belirlenmesine yardımcı olmak,

c) Yapı malzemeleri mevzuatının uygulanması ile ilgili olarak kararlar alınması amacıyla, sektör ile işbirliği halinde çalışmayı sağlamak üzere teknik komiteler teşkil edip, bunların çalışmalarını koordine etmek,

ç) Uygunluk değerlendirme kuruluşu olma talepli müracaatları değerlendirmek, uygun görülenleri görevlendirmek, görevlendirilen kuruluşların ülkeler arası tanınırlığı için bildirimde bulunmak, Ülkede faaliyette bulunan yerli ve yabancı kuruluşları denetlemek, gerektiğinde bunlara ilgili mevzuatta öngörülen müeyyideleri uygulamak,

d) Uygunluk değerlendirme ve teknik onay kuruluşlarının altyapısının geliştirilmesi için faaliyetlerde bulunmak, bu kuruluşlara ve faaliyetlerine iştirak etmek,

e) Yapı malzemeleri üreticilerinin piyasaya güvenli ürün arz etmelerini sağlamak, piyasaya arz edilmiş ürünler üzerinde, üretim, satış, nakil ve kullanma safhalarında her türlü mekânda ve ortamda gözetim ve denetim yapmak,

f) Yapı malzemeleri ve yapı elemanları hakkındaki şikâyetleri değerlendirmek, değerlendirme ve denetim sonuçlarına göre gerekli tedbirlerin alınmasını sağlamak, piyasa gözetimi ve denetimi alt yapısının gelişmesi için çalışmalarda bulunmak,

g) Yapı malzemesi numunelerinin test ve deneylerini ilgili standarda göre yapmak veya yaptırmak, laboratuvar altyapısını Ülke genelinde geliştirmek,

ğ) Piyasaya arz edilmiş ürünlerin ilgili teknik şartnameye uygun olmadığının tespiti halinde, imalatçı, yetkili temsilci ve diğer ilgililer hakkında yapı malzemeleri ile ilgili mevzuatın öngördüğü müeyyideleri uygulamak,

h) Yapı malzemelerinin geliştirilmesi, yeni kullanım alanları ile ilgili araştırma ve geliştirme çalışmaları yapmak veya yaptırmak, bu konudaki faaliyetleri teknik ve malî yönden teşvik etmek, desteklemek ve gerektiğinde laboratuvar faaliyetlerini yürütmek,

ı) Kaliteli ve uygun yapı malzemesinin üretimi ve kullanılmasını sağlamak üzere üreticiler ve kullanıcılar için tanıtım ve eğitim faaliyetlerinde bulunmak, bu konudaki faaliyetleri desteklemek,

i) Görevlerine ilişkin mevzuatı hazırlamak, ilgili mevzuatın uygulanmasını sağlamak, yurt içindeki ve dışındaki gelişmeleri takip etmek, araştırma, eğitim ve yayın faaliyetlerinde bulunmak, danışmanlık ve rehberlik yapmak, bilgi bankası oluşturmak, pilot projeler yapmak, uygulamak, uygulatmak ve iyi uygulama örneklerini yaygınlaştırmak, bu konulardaki çalışmalara teknik ve malî destek sağlamak,

j) Kanunlarla verilen diğer görevleri ve Bakanlık Makamınca verilecek olan benzeri görevleri yapmak.

Meslekî Hizmetler ve Belgelendirme Genel Müdürlüğü

MADDE 14- (1) Meslekî Hizmetler ve Belgelendirme Genel Müdürlüğü'nün görevleri şunlardır:

a) Bakanlığın görev alanı ile ilgili mesleki hizmetler ile ilgili mevzuatı, norm ve standartları Dünyadaki uygulamaları da gözeterek geliştirmek,

b) Plânlama, harita yapımı, parselasyon, imar, etüt ve proje müellifliği, proje müşavirliği, her türlü alt yapı ve tesisat dâhil olmak üzere yapı müteahhitliği gibi hizmet

alanlarında çalışan gerçek veya tüzel kişilerin görev, yetki ve sorumluluklarına ve kayıtlarının tutulmasına ilişkin usul ve esasları belirlemek; mesleki yeterlilikleri ile kuruluş yeterliliklerini değerlendirerek bunlara tescil ve yeterlik belgeleri vermek veyahut verilmesini ve sicillerinin tutulmasını sağlamak,

c) Her türlü yapıların denetlenmesinde görev alacak mimar ve mühendisler ile yardımcı kontrol elamanlarının ve müşavirlik kuruluşlarının niteliklerine, görev, yetki ve sorumluluklarına ilişkin usul ve esasları belirlemek, mesleki yeterlilikleri ile kuruluş yeterliliklerini değerlendirerek bunlara belge verilmesini ve kayıtlarının tutulmasını sağlamak,

ç) Yurt dışı müteahhitlik hizmetlerine ilişkin iş ve işlemleri yapmak, yurt dışı müteahhitlik hizmetlerinin gelişmesini sağlamak, kayıt tutmak ve belge vermek,

d) Ülkenin plânlama, projelendirme ve yapım işlerinde faaliyet gösterenlerin rekabet gücünü artırmak için inceleme ve araştırmalarda bulunmak, stratejiler geliştirmek, meslek odaları ve sivil toplum kuruluşları ile işbirliği yapmak ve koordinasyonu sağlamak,

e) Dünyadaki emsal kuruluşların organizasyon yapısı, çalışma biçimleri, projeleri ve gerçekleştirdikleri yenilikler hakkında araştırmalar yaparak üst yönetimi bilgilendirmek,

f) Ulusal ve uluslararası fonların ve proje çağrılarının takibinin yapılarak üst yönetimin ve Bakanlığın diğer birimlerini bilgilendirmek,

g) Araştırma ve geliştirmeye ihtiyaç duyulan bakanlık faaliyet alanlarının tespitini yaparak ilgili birimleri bu konuda teşvik etmek, araştırma ve geliştirme faaliyetlerine ait dış kaynaklı proje tekliflerinin hazırlanmasında ve uygulanmasında, ilgili birimlerle iş birliği içinde çalışmak,

ğ) Bakanlık bünyesindeki araştırma ve geliştirme faaliyetlerinin ilgili birimlerle işbirliği içinde yürütülmesini ve sonuçlarının uygulamaya aktarılmasını sağlamak,

h) Görevlerine ilişkin mevzuatı hazırlamak, ilgili mevzuatın uygulanmasını sağlamak, yurt içindeki ve dışındaki gelişmeleri takip etmek, araştırma, eğitim ve yayın faaliyetlerinde bulunmak, danışmanlık ve rehberlik yapmak, bilgi bankası oluşturmak, pilot projeler yapmak, uygulamak, uygulatmak ve iyi uygulama örneklerini yaygınlaştırmak, bu konulardaki çalışmalara teknik ve malî destek sağlamak,

ı) Kanunlarla verilen diğer görevleri ve Bakanlık Makamınca verilecek olan benzeri görevleri yapmak.

İmar Denetimi Genel Müdürlüğü

MADDE 15- (1) İmar ve Yapı Denetimi Genel Müdürlüğü'nün görevleri şunlardır:

a) Plan, fen, sanat, sağlık ve çevre şartlarına uygun yapılaşmayı temin etmek üzere, imar planı uygulamaları ve parselasyon plânlarının yapılmasına ilişkin genel ilke, strateji, usul ve esasları belirlemek, uygulanmasını sağlamak,

Ayrı bir bend olarak;

Kentsel, kırsal ve kıyı alanlarındaki imara ve yapıya ilişkin her tür ve ölçekteki planlama, projelendirme ve malzeme seçimine dair iş ve işlemlerde; bölgesel ve yerel koşullar ile kentsel ulaşım türlerini dikkate alan, çevre ve iklim duyarlılığının sağlanmasını, enerjinin etkin ve verimli kullanımı ile ekolojik dengenin gözetilmesini öngören ilke, strateji, usul, esas ve standartları belirlemek, yapılan uygulamaların mevzuata uygun yapıp yapılmadığını denetlemek

b) Ülke çapında, kamu kurum ve kuruluşları ile gerçek kişilere ve özel hukuk tüzel kişilerine ait her türlü yapılar ile ilgili genel ilkeleri, stratejileri ve standartları belirlemek, uygulanmasını sağlamak,

c) Yapı projeleri, yapı ruhsatı, yapım, denetim, yapı kullanma izni ve kat mülkiyeti ile ilgili iş ve işlemlere ilişkin usul ve esaslar ile etüd ve projelerin niteliklerini belirlemek, uygulanmasını sağlamak,

ç) Belediyelerin mücavir alanları ile köylerin yerleşik alanlarının sınırlarının tespitine, bu alanlarda yerleşme ve yapılaşmaya ilişkin usul ve esasları belirlemek,

d) Yapı ruhsatı ve yapı kullanma izinlerinin ulusal adres veri tabanına dayalı olarak düzenlenmesine ilişkin usul, esas ve standartları belirlemek, uygulamaya esas görüş vermek,

e) Kamu kurum ve kuruluşları ile gerçek kişilere ve özel hukuk tüzel kişilerine ait binaların envanterinin çıkarılmasını sağlamak, bunlar ile ilgili olarak tespit edilen hususlarda alınacak tedbirleri belirlemek ve uygulanmasını sağlamak,

f) Yöresel mimarinin ve yapılarda yerel malzemenin kullanımının teşvik edilmesi, binalarda enerji verimliliğini sağlanması ve ileri yapım teknolojilerin kullanılması ve yaygınlaştırılması için gerekli tedbirleri almak, aldirmek,

g) Görev alanı ile ilgili olarak mahalli idarelere rehberlik etmek, bunların idarî ve teknik yönden geliştirilmesi için çalışmalarda bulunmak, teknik ve malî destek sağlamak,

ğ) Mahalli idarelerce onaylanmış olup, belirlenmiş stratejilere aykırı olduğu tespit edilen çevre düzeni planlarının ve değişikliklerinin veya belirlenmiş stratejilere veya çevre düzeni planlarına aykırı olduğu tespit edilen imar planlarının ve plan değişikliklerinin yürürlüğünü kısmen veya tamamen durdurmak, verilen süre içerisinde aykırılığının giderilmesini istemek,

h) Kuruluş kanunları veya özel kanunlara göre yetkili idarelerce onaylanmış olup, belirlenmiş stratejilere veya çevre düzeni planlarına aykırı olduğu Bakanlıkça tespit edilen aykırılıkların giderilmesini ve gerektiğinde planın kısmen veya tamamen uygulanmasının durdurulmasını istemek,

ı) Mahalli idarelerin il çevre düzeni plânlarına, imar plânlarına, parselasyon plânlarına ilişkin her türlü iş ve işlemlerini gerektiğinde denetlemek, mevzuata, belirlenmiş stratejilere ve çevre düzeni planlarına aykırı görülenlerin yürürlüğünü kısmen veya tamamen durdurmak, süre vererek aykırılıkların giderilmesini istemek,

i) Mahalli idarelerin etüt, yapı projesi onaylanmasına, yapı ruhsatı, yapım ve yapı kullanma izni belgesi düzenlenmesine ve kat mülkiyeti tesisine ilişkin iş ve işlemlerini gerektiğinde mevzuata ve imar plânlarına uygunluk bakımından denetlemek, tespit edilen aykırılıkların süre vererek giderilmesini istemek,

j) Kamu kurum ve kuruluşları ile gerçek kişilere ve özel hukuk tüzel kişilerine ait her türlü yapıların denetlenmesinde görev alan ve kamu personeli olmayan mimar ve mühendisler, yardımcı kontrol elemanlarının ilgili idarelerce ve denetim ve müşavirlik kuruluşlarınca denetlenmesini sağlamak,

k) Yapım işlerinde görev alan şantiye şefleri, fen elemanları ve yetki belgeli ustalar ile imar müşavirlik kuruluşlarının faaliyetlerinin, durumlarına göre, ilgili idarelerce veya meslek kuruluşlarınca denetlenmesini sağlamak,

l) Görevlerine ilişkin mevzuatı hazırlamak, ilgili mevzuatın uygulanmasını sağlamak, yurt içindeki ve dışındaki gelişmeleri takip etmek, araştırma, eğitim ve yayın faaliyetlerinde bulunmak, danışmanlık ve rehberlik yapmak, bilgi bankası oluşturmak, pilot projeler yapmak, uygulamak, uygulatmak ve iyi uygulama örneklerini yaygınlaştırmak, bu konulardaki çalışmalara teknik ve malî destek sağlamak,

m) Kanunlarla verilen diğer görevleri ve Bakanlık Makamınca verilecek olan benzeri görevleri yapmak.

Dış İlişkiler ve Avrupa Birliği Dairesi Başkanlığı

MADDE 16- (1) Dış İlişkiler ve Avrupa Birliği Dairesi Başkanlığının görevleri şunlardır:

a) Bakanlığın görev alanına giren Avrupa Birliği müktesebatına uyum ve uygulama çalışmaları konusunda Bakanlığın diğer birimleri arasında koordinasyonu sağlamak, diğer kamu kurum ve kuruluşları ile yapılan koordinasyon çalışmalarına katılmak,

b) Bakanlığın görev ve faaliyet alanına giren konularda, Avrupa Birliği alanındaki genel politikanın uygulanmasına ilişkin tedbirleri almak, uyum ve uygulama çalışmaları ile ilgili işleri yürütmek,

c) Bakanlığın görevleri çerçevesinde, Avrupa Birliği ile ilgili yurt içi ve yurt dışı kurum ve kuruluşlar ile gereken ilişkileri kurmak ve yürütmek,

ç) Bakanlığın görev alanı ile ilgili olarak Avrupa Birliği mevzuatı ve uygulamaları konusunda inceleme ve araştırmalar yapmak, yaptırmak ve ilgililere duyurmak,

d) Bakanlığın yabancı ülkeler ve yurt dışı kuruluşlar ile olan ilişkilerini yürütmek,

e) Bakanlığın görev alanı ile ilgili uluslararası seviyede yapılacak yurtiçi ve yurtdışındaki seyahatleri, toplantıları ve ilgili programları düzenlemek, düzenlenmesini sağlamak,

f) Bakanlık faaliyetleri çerçevesinde yurtdışından gelen heyetler ve Bakanlıktan yurt dışına gönderilecekler ile ilgili iş ve işlemleri yürütmek,

g) Yurtdışı ilişkilerle ilgili protokol işlemlerinin yürütülmesini sağlamak,

ğ) Görevlerine ilişkin mevzuatı hazırlamak, ilgili mevzuatın uygulanmasını sağlamak, yurt içindeki ve dışındaki gelişmeleri takip etmek, araştırma, eğitim ve yayın faaliyetlerinde bulunmak, danışmanlık ve rehberlik yapmak, bilgi bankası oluşturmak, pilot projeler yapmak, uygulamak, uygulatmak ve iyi uygulama örneklerini yaygınlaştırmak, bu konulardaki çalışmalara teknik ve malî destek sağlamak,

h) Kanunlarla verilen diğer görevleri ve Bakanlık Makamınca verilecek olan benzeri görevleri yapmak.

Coğrafi Bilgi Sistemleri Dairesi Başkanlığı

MADDE 17- (1) Coğrafi Bilgi Sistemleri Dairesi Başkanlığının görevleri şunlardır:

a) Türkiye Ulusal Coğrafi Bilgi Sisteminin kurulmasına, kullanılmasına ve geliştirilmesine dair iş ve işlemleri yapmak, yaptırmak,

b) Çağdaş coğrafi bilgi teknolojilerinin ülkeye getirilmesi, coğrafi bilgi sistemleri ve elektronik kayıtların etkili bir şekilde kullanılması ve teşvikini sağlamak,

c) Coğrafi veri ve bilginin ulusal düzeyde üretimine, kalitesine ve paylaşımına yönelik standartlar ile bunlara ilişkin temel politika ve stratejilerin belirlenmesini sağlamak,

ç) Coğrafi bilgi sistemleri konusunda yabancı ülkeler ve yurtdışı kurum ve kuruluşlarca gerçekleştirilen çalışmalara katılmak, gerekli hallerde işbirliği ve uyum çalışmalarını yürütmek,

d) Planlama, imar ve yapılaşma gibi Bakanlığın yetki ve görev alanına giren tüm konularda, Milli Savunma Bakanlığına bağlı kurum ve kuruluşlar hariç olmak üzere, resmi ve özel kurum ve kuruluşlarca üretilen verilerin toplanmasını ve değerlendirilmesini sağlamak,

e) Bayındırlık ve iskân hizmetinin etkin bir şekilde sunulabilmesi için gerekli elektronik kayıt ve bildirim sistemini gizlilik ve güvenliğini sağlayarak kurmak,

f) Görevlerine ilişkin mevzuatı hazırlamak, ilgili mevzuatın uygulanmasını sağlamak, yurt içindeki ve dışındaki gelişmeleri takip etmek, araştırma, eğitim ve yayın faaliyetlerinde bulunmak, danışmanlık ve rehberlik yapmak, bilgi bankası oluşturmak, pilot projeler yapmak, uygulamak, uygulatmak ve iyi uygulama örneklerini yaygınlaştırmak, bu konulardaki çalışmalara teknik ve malî destek sağlamak,

g) Kanunlarla verilen diğer görevleri ve Bakanlık Makamınca verilecek olan benzeri görevleri yapmak.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

Denetim ve Danışma Birimleri

Denetim ve Danışma birimleri

MADDE 18- Bakanlığın denetim ve danışma birimleri şunlardır:

- a) Teftiş Kurulu Başkanlığı
- b) İç Denetim Başkanlığı
- c) Yüksek Fen Kurulu Başkanlığı
- ç) Strateji Geliştirme Başkanlığı
- d) Hukuk Müşavirliği
- e) Basın ve Halkla İlişkiler Müşavirliği
- f) Bakanlık Müşavirleri

Teftiş Kurulu Başkanlığı

MADDE 19– (1) Teftiş Kurulunun Başkanlığı, Bakanın emri veya onayı üzerine Bakan adına aşağıdaki görevleri yapar:

- a) Bakanlık teşkilâtıyla, bağlı ve ilgili kurum ve kuruluşların her türlü faaliyet ve işlemleriyle ilgili olarak teftiş, inceleme, ön inceleme ve soruşturma işlerini yürütmek,
- b) Bakanlığın amaçlarını daha iyi gerçekleştirmek, mevzuata, plân ve programa uygun çalışmasını sağlamak amacıyla araştırmalar yaparak öneriler hazırlamak ve Bakan'a sunmak,
- c) Mevzuatta yer alan veya Bakan tarafından verilen benzeri diğer görevleri yapmak.

(2) Teftiş Kurulu ve müfettişlerin görev yetki ve sorumlulukları ile çalışma usûl ve esasları ile müfettişlerin atanmaları, müfettiş yardımcılığına alınma, yetiştirilme ve yeterlik sınavları tüzükle düzenlenir.

İç Denetim Başkanlığı

MADDE 20- (1) İç Denetim Başkanlığının görevleri şunlardır:

- a) İdarenin faaliyetlerine değer katmak ve geliştirmek için kaynakların etkililik, ekonomiklik ve verimlilik esaslarına göre yönetilip yönetilmediğini, idarenin risk yönetimi, yönetim ve kontrol süreçlerinin etkinliğini değerlendirmek ve rehberlik yapmak amacıyla sistematik, sürekli ve disiplinli bir yaklaşımla ve Kamu İç Denetim Standartlarına uygun olarak iç denetim faaliyetini yerine getirmek,

- b) Bakanlığın tüm faaliyet, süreç ve işlemlerini iç denetime tabi tutmak, risk odaklı denetim plân ve programlarına dayalı olarak 5018 sayılı Kamu Mali Yönetimi ve Kontrol Kanunu ve ilgili düzenlemelerde belirlenen denetim ve danışmanlık faaliyetlerini yürütmek,

- c) Kanunlarla verilen diğer görevleri ve Bakanlık Makamınca verilecek olan benzeri görevleri yapmak.

(2) İç Denetim Başkanlığı; iç denetim başkanı ve iç denetçilerden oluşur. İç Denetim Başkanlığı, doğrudan müsteşara bağlı olup, iç denetçiler müsteşar adına görev yaparlar. Başkanlığın yapısı, işleyişi, yönetimi, çalışma usûl ve esasları ile diğer hususlar İç Denetim Başkanlığı tarafından hazırlanan ve iç denetçiler tarafından imzalanarak müsteşar tarafından onaylanan iç denetim yönergesiyle düzenlenir.

Yüksek Fen Kurulu Başkanlığı

MADDE 21- (1) Yüksek Fen Kurulu Başkanlığının görevleri şunlardır:

- a) Kamu kurum ve kuruluşlarınca sözleşmeye bağlanan yapım işlerine ait sözleşmelerin yürütülmesi sırasında taraflar arasında doğan yeni fiyat tespiti anlaşmazlıkları hariç diğer anlaşmazlıkları, ilgili olduğu idarenin talebine istinaden inceleyip, karara bağlamak,

- b) Teknik veya fiziki yönden birbirini etkileyen yapım işlerine ilişkin olarak, kamu kurum ve kuruluşları arasında doğan anlaşmazlıkları, taraf olan idarelerin birlikte talep etmeleri halinde inceleyip, görüşüyle birlikte Bayındırlık Kuruluna intikal ettirmek,

- c) Yapım ve yapımla ilgili hizmet işlerine ilişkin konularda kamu kurum ve kuruluşları ve yapı kooperatiflerine görüş vermek,

ç) Bayındırlık ve iskân işleri ile ilgili şartname, tip sözleşme, yıllık rayiç, birim fiyat, birim fiyatlara ait analiz ve tariflerini hazırlamak ve yayımlamak,

d) Yapı, tesis ve onarım işleri ihalelerinde kullanılan müteahhitlik karneleri ve iş bitirme belgelerinin yıllara ait değerlendirme katsayılarını, mimarlık ve mühendislik hizmet bedellerinin hesabında kullanılacak yapı yaklaşık birim maliyetlerini ve proje ve kontrollük işlerinde uygulanacak fiyat artış oranlarını tespit etmek ve yayımlamak,

e) Bayındırlık işleriyle ilgili yurt içinde ve dışında meydana gelen teknik gelişmeleri izlemek, değerlendirmek ve bunlardan faydalı görülenler hakkında teklifte bulunmak,

f) Bakanlık birimlerince hazırlanan kanun, tüzük ve yönetmelik taslaklarını inceleyerek görüş bildirmek,

g) Kanun teklifleri ile diğer Bakanlıklarca hazırlanan kanun, tüzük ve yönetmelik taslakları hakkında Bakanlık görüşünün oluşturulmasını koordine etmek ve bildirmek,

ğ) Türk Standartlar Enstitüsü tarafından hazırlanan standart taslaklarına ilişkin Bakanlık görüşünün oluşturulmasını koordine etmek ve bildirmek. İhtiyaç duyulan yeni standartlarla ilgili teklifte bulunmak,

h) Bakanlık birimleri arasında, teknik konularda uygulama birliği ve koordinasyonu sağlamak,

ı) Bakanlık makamınca verilen konularda araştırma ve incelemede bulunmak,

i) Diğer mevzuatlarla Bakanlığa verilen benzer nitelikteki görevlerden, Bakanlık makamınca verilenlerini yapmak,

j) Bayındırlık Kurulunun sekreteryaya hizmetini yürütmek.

(2) Yüksek Fen Kurulu; bir başkan ve on yedi üyeden oluşur. Kurul başkan ve üyeleri; en az dört yıllık öğrenim veren mühendislik ve mimarlık yüksek öğrenim kurumları ile bunlara denkliği yetkili makamlarca kabul edilen yurt dışındaki yüksek öğrenim kurumlarından mezun olmuş, kamu kurum ve kuruluşlarında en az on iki yıl hizmeti bulunan Bakanlığın hizmet alanıyla ilgili konularda deneyim sahibi kişiler arasından atanır, üyelerin en az altısı mühendis, ikisi mimar ve üçü şehir plancısı olacaktır.

(3) Yüksek Fen Kurulu, başkan ve üye tamsayısı ile toplanır ve çoğunlukla karar alır. Ancak, hukuki veya fiili sebeplerden dolayı bir veya birden fazla üyenin bulunamaması durumunda, en az başkan ve üye tamsayısının salt çoğunluğu ile toplanır ve çoğunlukla karar alır. Oyların eşit olması halinde Başkanın bulunduğu taraf çoğunlukta kabul edilir. Çekimser oy kullanılmaz. Karara katılmayanlar karşı oy gerekçesini yazılı olarak karara ekler. Toplantıya katılanların üçte iki çoğunluğuyla alınmayan kararlarla ilgili konular Bayındırlık Kuruluna intikal eder.

(4) Yüksek Fen Kurulu Başkanlığının çalışma ve Kurula başvuru usul ve esasları Bakanlıkça çıkartılacak yönetmelikle belirlenir.

Strateji Geliştirme Başkanlığı

MADDE 22- (1) Strateji Geliştirme Başkanlığının görevleri şunlardır:

a) Ulusal kalkınma strateji ve politikaları, yıllık program ve hükümet programı çerçevesinde idarenin orta ve uzun vadeli strateji ve politikalarını belirlemek, amaçlarını oluşturmak üzere gerekli çalışmaları yapmak,

b) İdare bütçesini, stratejik plân ve yıllık performans programına uygun olarak hazırlamak ve idare faaliyetlerinin bunlara uygunluğunu izlemek ve değerlendirmek,

c) İç kontrol sisteminin kurulması ve geliştirilmesi konularında çalışmalar yapmak, ön malî kontrol faaliyetini yürütmek,

ç) 5018 sayılı Kamu Malî Yönetimi ve Kontrol Kanunu ve ilgili başka mevzuat ile strateji geliştirme birimlerine verilen diğer görevleri yapmak.

d) Bakanlık Makamınca verilecek olan benzeri görevleri yapmak.

Hukuk Müşavirliği

MADDE 23- (1) Hukuk Müşavirliğinin görevleri şunlardır:

- a) Bakanlığın diğer birimlerinden sorulan hukukî konular ile hukukî, malî, cezai sonuçlar doğuracak işlemler hakkında görüş bildirmek,
- b) Bakanlığın menfaatlerini koruyucu, anlaşmazlıkları önleyici hukuki tedbirleri zamanında almak, anlaşma ve sözleşmelerin bu esaslara uygun olarak yapılmasına yardımcı olmak,
- c) 08/01/1943 tarihli ve 4353 sayılı Kanun hükümlerine göre adli ve idarî davalar da gerekli bilgileri hazırlamak ve hazineyi ilgilendirmeyen idarî davalarda Bakanlığın temsil etmek,
- ç) Bakanlığın amaçlarını daha iyi gerçekleştirmek, mevzuata, plân ve programa uygun çalışmasını temin etmek amacıyla gerekli hukuki teklifleri hazırlamak ve Bakanlara sunmak,
- d) Bakanlık kuruluşları tarafından hazırlanan veya diğer bakanlıklardan veya Başbakanlıktan gönderilen kanun, tüzük, yönetmelik ve benzerî tasarıları hukuki açıdan inceleyerek görüşlerini bildirmek.

Basın ve Halkla İlişkiler Müşavirliği

MADDE 24- (1) Bakanlıkta basın ve halkla ilişkilerle ilgili faaliyetleri plânlamak ve bu faaliyetlerin belirlenecek usûl ve ilkelere göre yürütülmesini sağlamak üzere Basın ve Halkla İlişkiler Müşavirliği teşkil edilebilir.

Bakanlık Müşavirleri

MADDE 25- (1) Bakanlıkta özel önem ve öncelik taşıyan konularda Bakanlık Makamına yardımcı olmak üzere yirmi beş Bakanlık müşaviri görevlendirilebilir.

(2) Bakanlık müşavirleri Bakanlık Makamına bağlı olarak görev icra eder.

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

Yardımcı Birimler

Yardımcı Birimler

MADDE 26- (1) Bakanlığının yardımcı birimleri şunlardır:

- a) İnsan Kaynakları Dairesi Başkanlığı
- b) Eğitim Dairesi Başkanlığı
- c) Destek Hizmetleri Dairesi Başkanlığı
- ç) Bilgi İşlem Dairesi Başkanlığı
- d) Özel Kalem Müdürlüğü

İnsan Kaynakları Dairesi Başkanlığı

MADDE 27- (1) İnsan Kaynakları Dairesi Başkanlığının görevleri şunlardır:

- a) Bakanlığın insan gücü plânlaması ve personel politikasıyla ilgili çalışmaları yapmak ve personel sisteminin geliştirilmesiyle ilgili tekliflerde bulunmak,
- b) Bakanlık personelinin atama, nakil, sicil, terfi, ücret, emeklilik ve benzerî özlük işlemlerini yürütmek,
- c) Yurt dışına giden personelin iş ve işlemlerini yürütmek,
- ç) Bakanlık Makamınca verilecek olan benzeri görevleri yapmak.

Eğitim Dairesi Başkanlığı

Madde 28- Eğitim Dairesi Başkanlığının görevleri şunlardır:

- a) Bakanlık merkez ve taşra teşkilatının eğitim planını, Bakanlığın ilgili birimleriyle işbirliği yaparak, hazırlamak ve yayınlamak,

b) Bakanlık personeli ile ilgili hizmet öncesi ve hizmet içi eğitim programlarını hazırlamak, uygulamak ve değerlendirmek,

c) Bakanlığın görev alanına giren konularda mahalli idarelere, belediyelere, çeşitli meslek gruplarına ve halka yönelik eğitim programları hazırlamak ve uygulamak; bu kurumlar arasında bilgi ve tecrübe alışverişi sağlamak amacıyla yayınlar hazırlamak,

ç) Personelin yurt içinde ve yurt dışında yetiştirilmesi amacıyla, diğer kuruluşlarca, düzenlenen seminer, kurs, vb. eğitim programlarına katılımlarını sağlamak,

d) Yurt içi staj işlemlerini yürütmek,

e) Bakanlık Makamınca verilecek olan benzeri görevleri yapmak.

Destek Hizmetleri Dairesi Başkanlığı

MADDE 29- (1) Destek Hizmetleri Dairesi Başkanlığının görevleri şunlardır:

a) Bakanlık hizmetlerinin yürütülmesi için, yapma, yaptırma, satın alma, kiralama, bakım ve onarım, temizlik, aydınlatma, ısınma, genel evrak, haberleşme, arşiv, sağlık, ulaşım ve benzeri her türlü idarî ve malî hizmetleri düzenlemek ve yürütmek,

b) Sosyal tesislerin kurulması ve yönetimi ile ilgili hizmetleri düzenlemek ve yürütmek,

c) Bakanlığa gelen yazı ve mesajlardan gerekenlerin bakan veya müsteşara sunulmasını ve sürekli evrakın zamanında işleme konulmasını sağlamak,

ç) Bakanlığı ilgilendiren toplantı, brifing ve görüşmeleri düzenlemek, bunlara ait önemli not ve tutanakları tutmak ve yaymak,

d) Bakan ve müsteşarın direktif ve emirlerini ilgililere duyurmak ve işlemlerini takip etmek, Bakanlığın iç ve dış protokol hizmetlerini yürütmek,

e) Bakanlık Makamınca verilecek olan benzeri görevleri yapmak,

f) Savunma Sekreterliği ile ilgili olarak özel kanunda ve diğer kanunlarda gösterilen görevler yapmak.

Bilgi İşlem Dairesi Başkanlığı

MADDE 30- (1) Bilgi İşlem Dairesi Başkanlığının görevleri şunlardır:

a) Bakanlığın bilişim hizmetlerini ilgili birimlerle birlikte yürütmek,

b) Bakanlık merkez ve taşra kuruluşlarının haberleşme ve her nevi elektronik sistemlerinin temin, tesis, bakım ve onarımları ile uygulanacak bilişim teknolojilerine ilişkin esasları belirlemek, gerekli görülen hallerde bakım ve onarım işlerini yapmak ve yaptırmak,

c) Bakanlığın stratejik öncelikleri dâhilinde, gelişen bilişim teknolojisini izleyerek bakanlık bilişim vizyonunu belirlemek, e-devlet merkezli dönüşümleri gerçekleştirmek için gerekli bilişim yatırımlarını yapmak ve yaptırmak,

ç) Bakanlık birimleri arasında bilişim projeleri ile ilgili olarak koordinasyon, yürütme ve işbirliği esaslarını belirlemek ve uygulamak,

d) Bilişim teknolojisindeki gelişmelere uygun olarak etkin ve verimli bir otomasyon yapısı kurarak bilgi, belge üretimi ve iş akışı düzenini kurmak, birimlerin ortak veri havuzlarından görev ve yetkileri dâhilinde faydalanmalarını sağlamak ve buna yönelik yazılımları üretmek veya temin etmek,

e) Bakanlık Makamınca verilecek olan benzeri görevleri yapmak.

Özel Kalem Müdürlüğü

MADDE 31- (1) Özel Kalem Müdürlüğünün görevleri şunlardır:

a) Bakanın resmî ve özel yazışmalarını yürütmek,

b) Bakanın her türlü protokol ve tören işlerini düzenlemek ve yürütmek,

c) Bakanın ziyaret, davet, karşılama ve uğurlama, ağırhlama, millî ve dini bayramlarla ilgili hizmetlerini düzenlemek, yürütmek ve diğer kuruluşlarla koordine etmek,

ç) Bakanlık Makamınca verilecek olan benzeri görevleri yapmak.

BEŞİNCİ BÖLÜM

Taşra ve Yurt Dışı Teşkilâtı, Bağlı ve İlgili Kuruluşlar

Taşra ve Yurt Dışı teşkilâtı

MADDE 32- (1) Bakanlık, 27/09/1984 tarihli ve 3046 sayılı Kanun, 10/06/1949 tarihli ve 5442 sayılı İl İdaresi Kanunu ile 13/12/1983 tarihli ve 190 sayılı Genel Kadro ve Usulü Hakkında Kanun Hükmünde Kararname hükümlerine uygun olarak taşra teşkilâtı kurmaya yetkilidir.

(2) Bakanlık, gerektiğinde ilgili mevzuatı uyarınca yurt dışı teşkilâtı kurabilir.

Bağlı kuruluşlar

MADDE 33- (1) Bayındırlık ve İskân Bakanlığının bağlı kuruluşu, 27/09/1984 tarihli ve 3046 sayılı Kanun'un 10 uncu maddesi hükümleri saklı kalmak kaydıyla, Tapu ve Kadastro Genel Müdürlüğü'dür.

İlgili kuruluşlar

MADDE 34- (1) Bayındırlık ve İskân Bakanlığının ilgili kuruluşu, 3046 sayılı Kanun'un 4 üncü maddesinin son fıkrasında bendinde belirtilen hüküm hakları saklı kalmak kaydıyla, İller Bankası Genel Müdürlüğü'dür.

ALTINCI BÖLÜM

Sürekli Kurullar

Sürekli Kurullar

MADDE 35- (1) Bayındırlık ve İskân Bakanlığının kurulları şunlardır:

- a) Bayındırlık Kurulu
- b) Bayındırlık ve İskân Şûrası

Bayındırlık Kurulu

MADDE 36- (1) Bayındırlık Kurulunun görevleri şunlardır:

a) Yapım sözleşmelerinin yürütülmesinden doğan ve Yüksek Fen Kurulunda karara bağlanmış olup, Bakanlık makamı tarafından bir defa daha bu kurulda incelenmesine lüzum görülen veya Yüksek Fen Kurulunda üçte iki çoğunlukla karara bağlanamayan anlaşmazlıkları, Bakanlık son merci olarak kanun, sözleşme ve şartlaşma hükümlerine göre inceleyip en geç bir ay içinde karara bağlamak,

b) Kamu kurum ve kuruluşları tarafından sözleşmeye bağlanan yapım ve yapımla ilgili hizmet ve danışmanlık işlerine ilişkin yeni fiyat tayini anlaşmazlığında, sözleşme veya eklerinde fiyatın Bayındırlık Kurulunca tespit edileceğine dair hüküm bulunan işlerde, yeni fiyat tayini anlaşmazlıklarını inceleyip kesin fiyatı tespit etmek,

c)Yüksek Fen Kurulundan intikal eden, teknik veya fiziki yönden birbirini etkileyen yapım işlerine ilişkin olarak kamu kurum ve kuruluşları arasında doğan anlaşmazlıkları inceleyip karara bağlamak,

ç) Bakan tarafından havale edilen Bayındırlık ve İskân hizmetleriyle ilgili konuları inceleyip istişari nitelikte mütalaalarını bildirmek.

(2) Bayındırlık Kurulu;

a) (1) numaralı fıkranın (c) bendindeki konular için; Müsteşarın başkanlığında, Yüksek Fen Kurulu Başkanlığının bağlı olduğu Müsteşar Yardımcısı, Yüksek Fen Kurulu Başkanı, merkez teşkilatı Genel Müdürleri, bağlı ve ilgili kuruluşların Genel Müdürleri, Birinci Hukuk Müşaviri, Bakan tarafından seçilen altı Yüksek Fen Kurulu üyesi, Devlet Su İşleri Genel Müdürü, Karayolları Genel Müdürü, Demiryollar, Limanlar ve Hava Meydanları İnşaatı Genel Müdürü ile anlaşmazlığın tarafı olan ve Kurulda üyesi bulunmayan idarelerin en

üst yöneticileri tarafından belirlenen birer teknik üyeden, (Diğer kurumlardan gelecek kişinin görev unvanı ????)

b) Diğer konular için; Müsteşarın başkanlığında, Yüksek Fen Kurulu Başkanlığının bağlı olduğu Müsteşar Yardımcısı, Yüksek Fen Kurulu Başkanı, merkez teşkilatı Genel Müdürleri, bağlı ve ilgili kuruluşların Genel Müdürleri, Birinci Hukuk Müşaviri ve Bakan tarafından seçilen altı Yüksek Fen Kurulu üyesinden,

meydana gelir.

(3) Kurula katılacak Yüksek Fen Kurulu üyeleri yedeklerle birlikte Bakan tarafından bir yıllığına seçilir. Süresi dolan üyeler ve yedekler yeniden seçilebilir. Seçilen üyeler ve yedeklerde herhangi bir nedenle boşalma olması halinde, kalan süreyi tamamlamak üzere yenileri seçilir.

(4) Bayındırlık Kurulu, üye tam sayısı ile toplanır ve çoğunlukla karar alır. Oyların eşit olması halinde Başkanın bulunduğu taraf çoğunlukta kabul edilir. Çekimser oy kullanılamaz. Karara katılmayanlar karşı oy gerekçesini yazılı olarak karara ekler. Hukuki veya fiili sebeplerle bulunamayan başkan ve üyelerin yerine vekilleri, seçilmiş üyelerin yerine yedekleri toplantıya iştirak eder.

(5) (1) numaraları fıkranın (b) bendine göre verilen kararlar bütün yöneticiler, görevliler ve ilgililer için bağlayıcıdır.

(6) (1) numaralı fıkranın (ç) bendine göre verilen istişari kararlar, Bakan tarafından onaylandıktan sonra uygulanır.

(7) Bayındırlık Kurulunun yukarıda belirtilen görevleri yerine getirmesi karşılığı, toplantıya katılan Kurul üyelerine, ayda dört toplantıyı geçmemek üzere her toplantı için en yüksek devlet memuru aylığının (ek gösterge dâhil) %40'ı (yüzde kırk) oranındaki tutar, damga vergisi hariç herhangi bir vergiye tabi tutulmaksızın toplantıyı takip eden ayda huzur hakkı olarak ödenir.

(8) Bayındırlık Kurulunun çalışma ve Kurula başvuru usul ve esasları Bakanlıkça çıkartılacak yönetmelikle belirlenir.

Bayındırlık ve İskân Şûrası

MADDE 37- (1) Bakanın Başkanlığında, Bakan tarafından, bakanlıklar, kamu kurum ve kuruluşları, üniversiteler, kamu kurumu niteliğindeki meslek kuruluşlarının görevlileri ile bayındırlık ve iskân ile ilgili alanlarda çalışmaları ile tanınmış uzman ve yöneticiler arasından üyeleri seçilen bir Bayındırlık ve İskân Şûrası teşkil edilir.

(2) Şûra gündemine göre, Bakanlığın merkez teşkilatı ile bağlı ve ilgili kuruluşlarının ve mahalli idarelerin ilgili yönetici ve personeli de üye olarak seçilebilir.

(3) Şûranın üye sayısı 350 kişiyi geçemez. Üyelerin belirlenmesinde, Şûraya katılacak kesimler arasında gündeme uygun ve dengeli bir dağıtım gözetilir.

(4) Şûra; Bakanlıkça faydalanılmak üzere Bakanlığın görev alanına ilişkin konular hakkında durum tespiti yapıp orta ve uzun vadeli stratejiler, mevzuat, uygulama ve diğer hususlarda değerlendirmelerde ve tekliflerde bulunur.

(5) Şûra ile ilgili diğer hususlar ve çalışma usul ve esasları çıkarılacak bir Yönetmelikle belirlenir.

ÜÇÜNCÜ KISIM

Çeşitli Hükümler

Yöneticilerin sorumlulukları

MADDE 38- (1) Bakanlığın her kademedeki yöneticileri; yapmakla yükümlü bulundukları hizmet ve görevlerini mevzuata, stratejik plân ve programlara, performans

ölçütlerine ve hizmet kalite standartlarına uygun olarak yürütmekten üst kademelere karşı sorumludur.

Bakanlığın görevleri ile ilgili idarî düzenleme görev ve yetkisi

MADDE 39- (1) Bakanlık; görev, yetki ve sorumluluk alanına giren ve önceden kanunla düzenlenmiş konularda, tüzük, yönetmelik, tebliğ, genelge ve diğer idarî tanzimleri yapmakla görevli ve yetkilidir.

Koordinasyon ve işbirliği konusunda bakanlığın görev, yetki ve sorumluluğu

MADDE 40- (1) Bakanlık, ana hizmet ve görevleriyle ilgili konularda, diğer bakanlıklar, mahallî idareler ile kamu kurum ve kuruluşlarının uyacakları esasları mevzuata uygun olarak belirlemekle, kaynak israfını önleyecek ve koordinasyonu sağlayacak tedbirleri almakla görevli ve yetkilidir.

(2) Bakanlık, diğer bakanlıkların hizmet alanına giren konulara ilişkin faaliyetlerinde, Başbakanlıkça belirlenen esaslar çerçevesinde ilgili bakanlıklara danışmak ve gerekli işbirliği ve koordinasyonu sağlamaktan sorumludur.

Yetki devri

MADDE 41- (1) Bakan, müsteşar ve her kademedeki bakanlık ve kuruluş yöneticileri, gerektiğinde sınırlarını yazılı olarak açıkça belirlemek şartıyla yetkilerinden bir kısmını astlarına devredebilir. Yetki devri, uygun araçlarla ilgililere bildirilir.

(2) Ancak yetki devri, yetki devreden amirin sorumluluğunu kaldırmaz.

Kamu kurum ve kuruluşlarının yükümlülüğü

MADDE 42- (1) Merkezî yönetim kapsamındaki kamu idareleri, sosyal güvenlik kurumları ve mahallî idarelerden oluşan genel yönetim kapsamındaki kamu idareleri ilgili kanunlarında aksine bir hüküm bulunmadığı takdirde, 3 üncü maddenin (1) numaralı fıkrasının (m) bendinde belirtilen tüzük, yönetmelik, tip sözleşme, şartname, rayiç, birim fiyat, birim fiyatlara ait analiz ve tariflerine uymak ve bunları uygulamakla yükümlüdürler.

Diğer kuruluşlarda personel görevlendirme

MADDE 43- (1) Bakanlık merkez teşkilatı personelinin memur statüsünde olanlar; ilgili Bakanın talebi ve memurun muvafakati üzerine, mahallî idarelerin yönetici kadrolarında veya diğer bakanlıklarda geçici olarak görevlendirilebilir. Bu personel, izinli sayılır ve asıl kadrosu ile ilgisi devam eder ve terfileri Bakanlıkça yapılır. Bu personel, görevlendirmeye ilişkin belgede belirtilmek kaydıyla, görevlendirme süresince malî ve sosyal haklarını görevlendirildikleri kurumdan alabilecekleri gibi, Bakanlıktan da alabilirler.

Personel Rejimi

MADDE 44- (1) Bakanlık personeli 657 sayılı Devlet Memurları [Kanunu](#)'na tâbidir. Merkez ve taşra teşkilâtında çalıştırılmak üzere hizmet akdi ile sözleşmeli personel istihdam edilebilir.

(2) Bakanlıkta; Müsteşar, Müsteşar Yardımcısı, Teftiş Kurulu Başkanı hariç Başkan, Birinci Hukuk Müşaviri, Daire Başkanı, Yüksek Fen Kurulu Üyesi, Hukuk Müşaviri, İç Denetçi, Basın ve Halkla İlişkiler Müşaviri, Özel Kalem Müdürü, Bayındırlık ve İskân Uzmanı ve Şube Müdürü kadrolarına atananlar, kadroları karşılık gösterilmek suretiyle, 657 sayılı Devlet Memurları [Kanunu](#) ve diğer kanunların sözleşmeli personel çalıştırılması hakkındaki hükümlerine bağlı olmaksızın sözleşmeli olarak çalıştırılabilir.

(3) Sözleşmeli olarak Bakanlıkta fiilen çalışan personele bu Kanuna ekli (III) sayılı cetvelde unvanlar itibarıyla yer alan taban ve tavan ücretleri arasında kalmak üzere, Bakan tarafından belirlenecek tutarda aylık brüt sözleşme ücreti ödenir. Bu personel T.C. Emekli Sandığı (Sosyal Güvenlik Kurumu) ile ilişkilendirilir. Söz konusu personele, çalıştıkları günlerle orantılı olarak (hastalık ve yıllık izinleri dâhil), ocak, nisan, temmuz ve ekim

aylarında birer aylık sözleşme ücreti tutarında ikramiye ödenir. Bunlardan üstün gayret ve çalışmaları sonucunda emsallerine göre başarılı çalışma yaptıkları tespit edilenlere Müsteşarın teklifi, Bakanın onayı ile haziran ve aralık aylarında birer aylık sözleşme ücreti tutarına kadar teşvik ikramiyesi ödenebilir. Bu fıkranın uygulanmasına ilişkin usûl ve esaslar ile söz konusu personele yapılacak diğer ödemeler Bakanlar Kurulunca tespit edilir.

Atama

MADDE 45- (1) 23/04/1981 tarihli ve 2451 sayılı Bakanlıklar ve Bağlı Kuruluşlarda Atama Usulüne İlişkin Kanun hükümleri dışında kalan memurların atamaları Bakan tarafından yapılır. Ancak, Bakan bu yetkisini gerekli gördüğü alt kademelere devredebilir.

(2) Bakanlığın bağlı ve ilgili kuruluşlarının kuruluş kanunlarındaki atamaya ilişkin özel hükümler saklıdır.

Bayındırlık ve İskân Uzmanlığı ile Bayındırlık ve İskân Uzman Yardımcılığı

MADDE 46- (1) Bakanlık, plânlama, imar, projelendirme, yapım hizmetlerinde ve benzeri konularda çalıştırılmak üzere Bayındırlık ve İskân Uzmanı ile Bayındırlık ve İskân Uzman Yardımcısı istihdam eder.

(2) Bayındırlık ve İskân Uzman Yardımcılıklarına atanabilmek için;

a) 657 sayılı Devlet Memurları Kanununun 48 inci maddesinde sayılan şartlara sahip olmak,

b) En az dört yıllık eğitim veren yüksek öğretim kurumlarının mühendislik ve mimarlık ile mühendislik mimarlık fakültelerinin yönetmelikle belirlenecek bölümlerinden ya da bunlara denkliği Yükseköğretim Kurulunca kabul edilmiş yurt dışındaki yüksek öğretim kurumlarından mezun olmak,

b) İngilizce, Fransızca veya Almanca dillerinden en az birinde Kamu Personeli Yabancı Dil Bilgisi Seviye Tespit Sınavından asgari (C) düzeyinde belge almış olmak,

c) Kamu Personeli Seçme Sınavının yapıldığı ocak ayının ilk gününde otuz beş yaşını doldurmamış olmak,

ç) Yabancı dil ve meslekî bilgiyi içeren özel yarışma sınavında başarılı olmak, şartları aranır.

(3) İkinci fıkraya göre uzman yardımcılığına atananlar, en az üç yıl fiilen çalışmak, her yıl olumlu sicil almak ve istihdam edildikleri birimlerce belirlenecek konularda hazırlayacakları uzmanlık tezinin oluşturulacak tez jürisi tarafından kabul edilmesi kaydıyla, açılacak yeterlik sınavına girme hakkını kazanırlar. Yeterlik sınavlarında başarılı olanlar, Bayındırlık ve İskân Uzmanı kadrolarına atanırlar. Yeterlik sınavında başarısız olanlar veya sınava girmeye hak kazandığı halde geçerli mazereti olmaksızın sınav hakkını kullanmayanlar, hazırlayacakları uzmanlık tezi kabul edilmeyenler ile olumsuz sicil alanlar, Bayındırlık ve İskân Uzman Yardımcılığı unvanını kaybederler ve durumlarına uygun diğer kadrolara atanırlar.

(4) Bayındırlık ve İskân Uzman Yardımcılarının yarışma, tez hazırlama ve yeterlik sınavları ile Bayındırlık ve İskân Uzmanı ile Uzman Yardımcılarının çalışma, eğitim ve diğer konulara ilişkin usul ve esaslar yönetmelikle düzenlenir.

Kadrolar

MADDE 47- Kadroların tespiti, ihdası, kullanımı ve iptali ile kadrolara ilişkin diğer hususlar 190 sayılı Genel Kadro ve Usulü Hakkında Kanun Hükmünde Kararname hükümlerine göre düzenlenir.

Merkezi idarenin kadro ihdas, iptal ve değişikliği ile kadrolara ilişkin diğer hususlar genel hükümlere tabidir.

Kadro iptal ve ihdasları

MADDE 48- (1) Bayındırlık ve İskân Bakanlığı'nın 190 sayılı Genel Kadro ve Usulü Hakkında Kanun Hükmünde Kararnamenin eki (I) Sayılı Cetvelde yer alan kadroları iptal edilerek bu Cetvelden çıkarılmış; ekli (I) Sayılı Listede yer alan kadrolar ihdas edilerek aynı

Kanun Hükümünde Kararnamenin eki (I) Sayılı Cetvelin Bayındırlık ve İskân Bakanlığına ilişkin bölümüne eklenmiştir.

Performans ücreti

MADDE 49- (1) Bayındırlık ve İskân Bakanlığı merkez ve taşra teşkilâtı kadrolarında görev yapan memurlara ve sözleşmeli personele, en yüksek Devlet Memuru aylığının (ek gösterge dahil) % 300'ünü geçmemek üzere ek ödeme yapılır. Ek ödemenin miktarı ile ödeme esas ve usulleri, personelin görev yaptığı birim, unvanı ve iş hacmi, personelin çalışma süresi ve aylık derecesi gibi kriterler dikkate alınarak Bakanlıkça belirlenir.

(2) Ek ödemelerde, 657 sayılı Devlet Memurları Kanununun aylıklara ilişkin hükümleri uygulanır ve bu ödemelerden damga vergisi dahil herhangi bir vergi ve kesinti yapılmaz.

İntikal eden görev ve yetkiler

MADDE 50- Bu Kanun'un yürürlüğe girdiği tarihten önce çeşitli mevzuatla Bayındırlık ve İskân Bakanı ve Bakanlığına verilen görev ve tanınan yetki, hak ve muafiyetler, Bayındırlık ve İskân Bakanlığına ve Bakanına intikal eder.

Değiştirilen hükümler ve atıflar

MADDE 51- (1) 657 sayılı Devlet Memurları Kanunu'nun;

a) 36 ncı maddesinin "Ortak Hükümler" bölümünün (A) fıkrasının (11) numaralı bendine, "Türkiye İstatistik Kurumu Uzman Yardımcıları" ibaresinden sonra gelmek üzere "Bayındırlık ve İskân Uzman Yardımcıları" ibaresi; "Türkiye İstatistik Kurumu Uzmanlığına" ibaresinden sonra gelmek üzere "Bayındırlık ve İskân Uzmanlığına, " ibaresi,

b) "Zam ve tazminatlar" başlıklı 152 nci maddesinin "II-Tazminatlar" kısmının "A-Özel Hizmet Tazminatı" bölümünün (i) bendine "Vakıf Uzmanları" ibaresinden sonra gelmek üzere "Bayındırlık ve İskân Uzmanları ve Uzman Yardımcıları" ibaresi,

c) I sayılı Cetvelin "I-Genel İdare Hizmetleri Sınıfı" başlığını taşıyan bölümünün (g) bendine "Türkiye İstatistik Kurumu Uzmanları" ibaresinden sonra gelmek üzere "Bayındırlık ve İskân Uzmanları" ibaresi, eklenmiştir.

(2) 8/1/1985 tarihli ve 3143 sayılı Sanayi ve Ticaret Bakanlığının Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanunun 2 nci maddesinin birinci fıkrasının (m) bendi ve 13 ncü maddesinin birinci fıkrasının (a) bendi aşağıdaki şekilde değiştirilmiştir:

“m) Tarım Orman ve Köyişleri Bakanlığına bağlı tarımsal amaçlı kooperatiflerle Tarım Kredi Kooperatifleri ve birlikleri **ile yapı kooperatifleri** hariç olmak üzere, tarım satış kooperatifleri ve birlikleri ile genel hükümlere tabi kooperatiflerin ve birliklerin kuruluş, işleyiş ve denetimlerine ait işlem ve hizmetleri yürütmek,”

a) Tarım Orman ve Köyişleri Bakanlığına bağlı tarımsal amaçlı kooperatiflerle Tarım Kredi Kooperatifleri ve birlikleri **ile yapı kooperatifleri** hariç olmak üzere, tarım satış kooperatifleri ve birlikleri ile genel hükümlere tabi kooperatiflerin ve birliklerin kuruluş, işleyiş ve denetimlerine ait işlem ve hizmetleri yürütmek,”

(3) 24/4/1969 tarihli ve 1163 sayılı Kooperatifler Kanununun Ek 1 Maddesinin ikinci fıkrası aşağıdaki şekilde değiştirilmiştir:

“İlgili bakanlık deyiminden, bu Kanun kapsamındaki tarımsal amaçlı kooperatifler ve üst kuruluşları için Tarım Orman ve Köyişleri Bakanlığı, **yapı kooperatifleri ve üst kuruluşları için Bayındırlık ve İskân Bakanlığı**, diğer kooperatifler ve üst kuruluşlar için de Sanayi ve Ticaret Bakanlığı anlaşılır.”

(4) Diğer mevzuat ile 13/12/1983 tarihli ve 180 sayılı Bayındırlık ve İskân Bakanlığının Teşkilât ve Görevleri Hakkında Kanun Hükümü Kararnameye yapılmış olan atıflar, bu Kanuna ve ilgili maddelerine yapılmış sayılır.

Hizmetlerin gördürülmesi

MADDE 52- (1) Bakanlık, kanunlarla belirlenen görevlerini yerine getirirken hizmet satın alabilir.

Yürürlükten kaldırılan hükümler

MADDE 53- (1) 180 sayılı Kanun Hükmü Kararname ile bu Kanun Hükmünde Kararnamede değişiklik yapan kanun km ile bunların ek ve değişikliklerine dair kanunlar yürürlükten kaldırılmıştır.

DÖRDÜNCÜ KISIM

Geçici Hükümler

Mevcut kadroların kullanılması

GEÇİCİ MADDE 1- (1) Bakanlık teşkilâtı, bu Kanun esaslarına göre yeniden düzenleninceye kadar uygulanmakta olan mevcut kadroların kullanımına devam olunur.

(2) Bu Kanunla yapılan düzenleme sonucu kadro ve görev unvanları değişmeyenler yeni kadrolarına atanmış sayılırlar.

(3) Bakanlıkta 657 sayılı Devlet Memurları [Kanunu](#)'na tâbi olarak çalışanlar, bu Kanunun 47 nci maddesinin ikinci fıkrasının (c) bentlerindeki şart aranmaksızın, bu Kanunun yürürlüğe girdiği tarihten itibaren altı ay içinde başvurmaları hâlinde, Bakanlık tarafından açılacak yeterlik sınavına girmeye hak kazanırlar. Yapılan sınavda başarılı olanlar Bayındırlık ve İskân Uzmanı kadrosuna atanırlar. Ancak bu şekilde atanacakların sayısı, toplam Bayındırlık ve İskân Uzmanı kadrosu sayısının yüzde ellisini geçemez.

Kadroları veya pozisyonları değişen personelin özlük hakları

GEÇİCİ MADDE 2- (1) Bu Kanuna göre kadro ve görev unvanları değişen yahut kaldırılan personel, en geç altı ay içinde derece ve kademelerine uygun olmak kaydıyla Bakanlıkça ihtiyaç duyulan diğer kadrolara atanırlar. Atama işlemi yapılıncaya kadar Bakanlıkça ihtiyaç duyulan işlerde görevlendirilebilirler. Bunlar yeni bir kadroya atanıncaya kadar, eski kadrolarına ait aylık, ek gösterge ve her türlü zam ve tazminatlar ile diğer malî haklarını almaya devam ederler. Söz konusu personelin atandıkları yeni kadroların aylık, ek gösterge, ikramiye (bir aya isabet eden tutar), her türlü zam ve tazminatlar ile diğer malî hakları toplamının net tutarı, eski kadrolarına bağlı olarak en son ayda almakta oldukları aylık, ek gösterge, ikramiye (bir aya isabet eden tutar), her türlü zam ve tazminatlar ile diğer malî hakları toplamı net tutarından az olması hâlinde, aradaki fark atandıkları kadroda kaldıkları sürece herhangi bir vergi ve kesintiye tâbi tutulmaksızın tazminat olarak ödenir.

Mevcut mevzuatın uygulanması

GEÇİCİ MADDE 3- (1) Bu Kanunun ilgili maddelerinde düzenlenmesi öngörülen tüzük ve yönetmelikler en geç bir yıl içinde Resmî Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe konulur.

(2) Bu düzenlemeler yapılıncaya kadar mevcut düzenlemelerin bu Kanuna aykırı olmayan hükümlerinin uygulanmasına devam olunur.

Geçici olarak yürütülen görevler

GEÇİCİ MADDE 4- (1) Bu Kanuna göre yeniden düzenleme yapılıncaya kadar değişen veya yeniden kurulan birimlere verilen görevler, daha önce bu görevleri yapmakta olan birimler tarafından yapılmaya devam olunur.

(2) Bakanlık, teşkilât ve kadrolarını en geç bir yıl içinde bu Kanuna uygun hale getirir.

Arsa ve yapı kooperatifleri ile ilgili işlemlere ilişkin geçici tanzimler

GEÇİCİ MADDE 1- 1163 sayılı Kanunun Ek 1 Maddesi hükümleri uyarınca Sanayi ve Ticaret Bakanlığınca başlatılmış veya planlanmış iş ve işlemler; bu işlere ilişkin her türlü hak, yetki ve görevler, Bayındırlık ve İskân Bakanlığına devredilmiştir. Bayındırlık ve İskân Bakanlığı, Sanayi ve Ticaret Bakanlığınca başlatılmış veya planlanmış iş ve işlemleri yürütmeye, bu konuda yeni iş ve işlem yapmaya, gerekli görülenleri tasfiye etmeye yetkilidir.

Bayındırlık ve İskân Bakanlığı; 1163 sayılı Kanunun Ek 1 Maddesi uyarınca yapılan iş ve işlemlerden dolayı Sanayi ve Ticaret Bakanlığının taraf olduğu işlemlerde ve sözleşmelerde taraf olur ve bu Bakanlık leh ve aleyhine açılmış ve bu maddenin yürürlüğe girmesinden önceki bu Bakanlık iş ve işlemleri sebebiyle açılacak olan davalarda kendiliğinden taraf sıfatını kazanır.”

Devir, başkaca bir işlem gerekmezsin bu Kanunun yürürlüğe girdiği tarihte kendiliğinden gerçekleşir. Ancak, her iki Bakanlık gerçekleşmiş olan devrin envanterini çıkarır ve bu konuda bir tutanak tanzim olunur.**GEÇİCİ OLARAK PERSONEL GÖREVLENDİRİLMESİ**

Kuruluş işlemlerinin tamamlanması

GEÇİCİ MADDE 5- Bakanlık Teşkilâtı ile bağlı ve ilgili kuruluşlarının kuruluş işlemleri, genel hükümlere göre kadro ihdası ile tamamlanır.

Yürürlük

Madde 54- Bu Kanun yayımı tarihinde yürürlüğe girer.

Yürütme:

Madde 55- Bu Kanun hükümlerini Bakanlar Kurulu yürütür.

ENERJİ KAYNAKLI KÜRESEL METAN EMİSYONLARININ İRDELENMESİ: 1990-2010

Araş. Gör. Gökhan AYDIN

gaydin@ktu.edu.tr

Karadeniz Teknik Üniversitesi, Maden Mühendisliği Bölümü

Araş. Gör. İzzet KARAKURT

karakurt@ktu.edu.tr

Karadeniz Teknik Üniversitesi, Maden Mühendisliği Bölümü

Yrd. Doç. Dr. Kerim AYDINER

aydiner@ktu.edu.tr

Karadeniz Teknik Üniversitesi, Maden Mühendisliği Bölümü

ÖZET

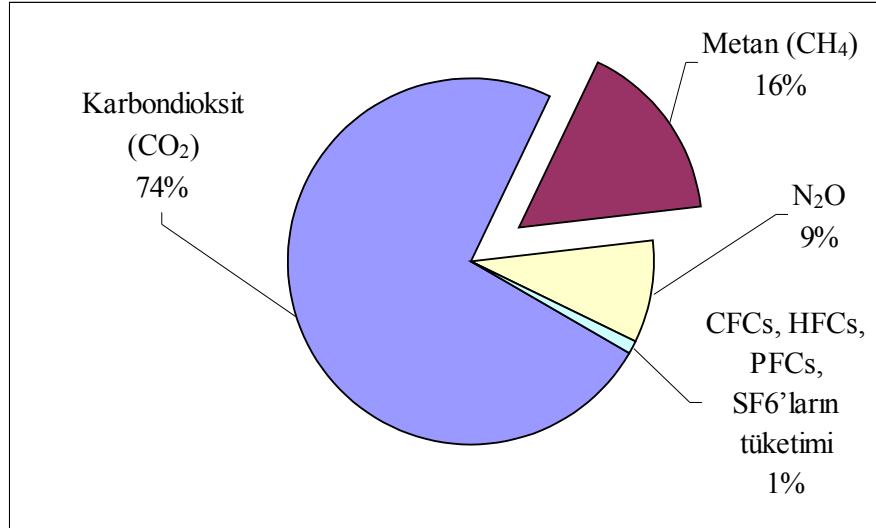
Fosil yakıtların kullanımı, ormansızlaşma, hızlı nüfus artışı ve toplumlardaki tüketim eğiliminin artması gibi nedenlerle atmosferdeki sera gazlarının miktarları zaman içinde önemli artışlar göstermiştir. Bu artış küresel sıcaklıkların artmasına neden olmuştur. Metan karbondioksitten sonra küresel ısınma üzerinde en fazla etkiye sahip ikinci sera gazıdır ve küresel sera gazı emisyonlarının yaklaşık olarak % 16'sını oluşturmaktadır. Metan sektörel bazda tarım, atık, enerji ve endüstri sektörlerinden açığa çıkmaktadır.

Enerji sektörü tarım sektöründen sonra metan emisyonlarına katkıda bulunan ikinci büyük sektördür ve küresel metan emisyonlarının % 28,7'sinden sorumludur. Petrol ve doğal gaz sistemlerine, kömür madenciliğine ve yanma kökenli faaliyetlere bağlı olarak açığa çıkan metan enerji kaynaklı emisyonları oluşturmaktadır. Bu çalışmada enerji sektöründeki her bir faaliyete bağlı olarak oluşan emisyonlardaki değişimler (1990-2010 yılları arasında) ülkeler bazında incelenmiş ve her bir faaliyetin toplam emisyonlara katkısı belirlenmiştir. Çalışma sonucundan doğal gaz ve petrol sistemlerine bağlı olarak oluşan metan emisyonlarının enerji kaynaklı emisyonların büyük bir çoğunluğunu (% 62) oluşturduğu tespit edilmiştir. Petrol ve doğal gaz kaynaklı emisyonları sırasıyla, kömür madenciliğinden kaynaklanan emisyonlar (% 24) ve yanma kaynaklı emisyonlar (% 14) takip etmektedir.

1. Giriş

Yeryüzüne çarpan güneş ışınlarının bir kısmı atmosfere yansıtılırken diğer bir kısmı su buharı, karbondioksit ve metan gazının dünyanın üzerinde oluşturduğu doğal bir örtü tarafından tutulmaktadır. Bu da yeryüzünün yeterince sıcak kalmasını sağlamaktadır (Çepel

ve Ergün, 2005). Ancak son dönemlerde fosil yakıtların yakılması, ormansızlaşma, hızlı nüfus artışı ve toplumlardaki tüketim eğiliminin artması gibi nedenlerle atmosferdeki karbondioksit, metan ve diazot monoksit gazların miktarları artış göstermiştir (EPA, 2002). Atmosfere salınan gazların sera etkisi yaratması sıcaklıkların artmasına neden olmuştur. Şekil 1’de her bir sera gazının toplam sera gazı emisyonları içerisindeki oranı verilmiştir (Aydın, 2008; Aksay vd., 2005). Anlaşılabacağı gibi metan sera gazlarının %16’sını oluşturmaktadır.



Şekil 1. Antropojenik sera gazı emisyonları

Metan organik artıkların oksijensiz ortamda ayrışması (anaerobik ayrışma) sonucunda meydana gelmektedir. Oranı binlerce yıldan beri değişmemiş olan metan gazının atmosferdeki oranı son birkaç yüzyılda iki katına çıkmıştır. Bu değişiklik karbondioksit seviyesindeki artışa göre az olsa da en az karbondioksit kadar dünyamızı etkilemektedir. Bunun nedeni metanın küresel ısınma potansiyelinin karbondioksitin 21 katı olmasından kaynaklanmaktadır (Kruger ve Franklin, 2006; Aydın, 2008).

Antropojenik metan emisyonları küresel metan emisyonunun % 60'ını oluşturmaktadır. Kalan % 40'lık kısım ise doğal kaynaklardan yayılmaktadır. Doğal kaynaklar bataklıklar, termitler, okyanuslar ve hidratlardan oluşmaktadır. Antropojenik metan oluşumuna yol açan kaynaklar ise Tablo 1'deki gibidir (EPA, 2006). Tabloda antropojenik metan oluşumuna yol açan kaynaklar dört başlık altında toplanmıştır.

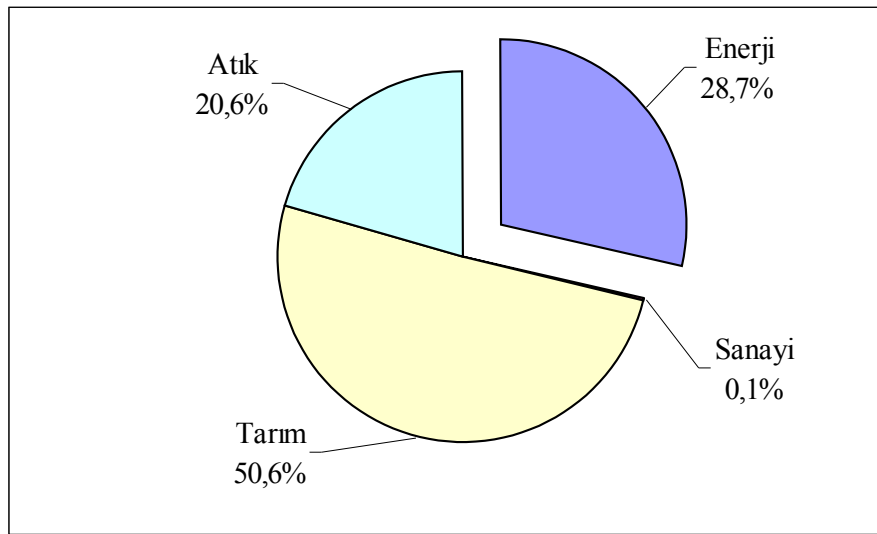
Tablo 1. Anropojenik metan oluşumuna yol açan faaliyetler

Metan oluşumuna yol açan sektörler			
Enerji	Endüstri	Tarım	Atık
- Kömür madenciliği - Doğal gaz ve petrol sistemleri - Fosil yakıtlar - Biyokütle	- Kimyasal üretimi - Demir ve çelik üretimi - Metal üretimi - Mineral ürünleri - Petrokimyasal üretimi - Silikon karbit üretimi	- Gübreleme - Enterik fermantasyon - Pirinç tarlaları - Diğer	- Katı atık dolgusu - Atık suyu - Atık yakılması - Çözücü ve diğer ürünlerin kullanımı

Bu çalışmada EPA tarafından 2006 yılında yayınlanan ve sera gazlarını konu alan raporda sunulan veriler kullanılmıştır (Global Anthropogenic Non-CO₂ Greenhouse Gas Emissions: 1990-2020). Rapor ışığında enerji sektöründe metan oluşumuna yol açan faaliyetler belirlenmiş ve bu faaliyetlerin enerji kaynaklı metan emisyonlarına katkısı irdelenmiştir. Ek olarak her bir kategorideki emisyonların çoğunluğundan sorumlu ülkeler belirlenmiş (ilk on ülke, 1990-2010 yılları arasındaki değerler için) ve bu ülkelerden açığa çıkan metan emisyonlarının ortalama ve değişim değerleri hesaplanmıştır.

2. Enerji Sektöründen Kaynaklanan Metan Emisyonları

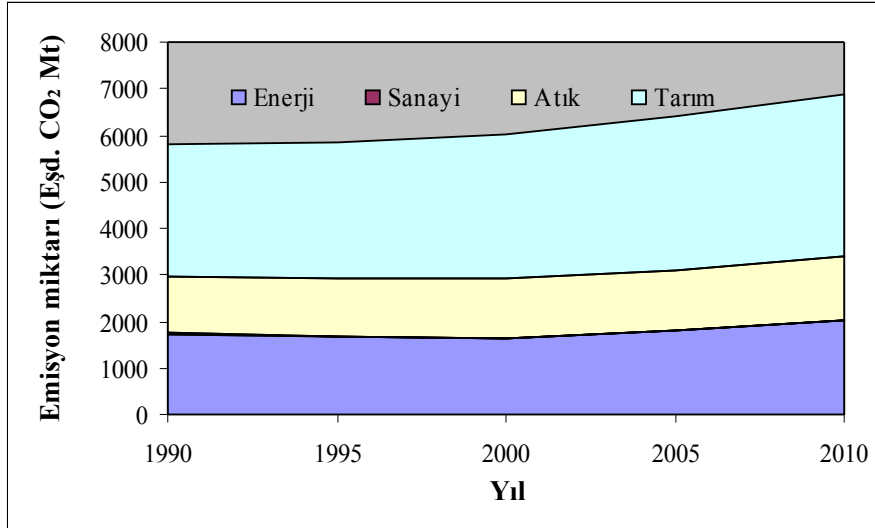
Enerji sektörü, metan emisyonlarının çoğunluğundan sorumlu ikinci büyük sektördür (Aydın ve Karakurt, 2009a).



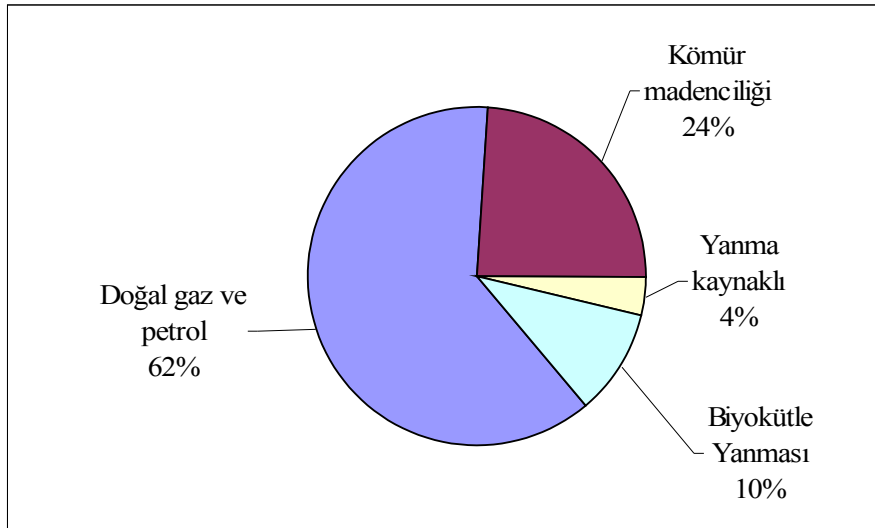
Şekil 2. Sektörlerin küresel emisyonlarına katkısı

Toplam sera gazı emisyonlarının % 28,7 enerji üretim faaliyetlerine bağlı olarak oluşmaktadır. Şekil 2’de daha önceden belirlenen ve metan oluşumuna yol açan sektörlerin küresel emisyonlara katkısı verilmiştir.

Şekil 3, 1990 yılından günümüze sektörel bazdaki küresel metan emisyonlarında meydana gelen değişimleri ifade etmektedir. Bu dönemde enerji kaynaklı emisyonlar artış (% 16,7) göstermiştir.



Şekil 3. Sektörel bazdaki küresel metan emisyonlarının yıllara göre değişimi

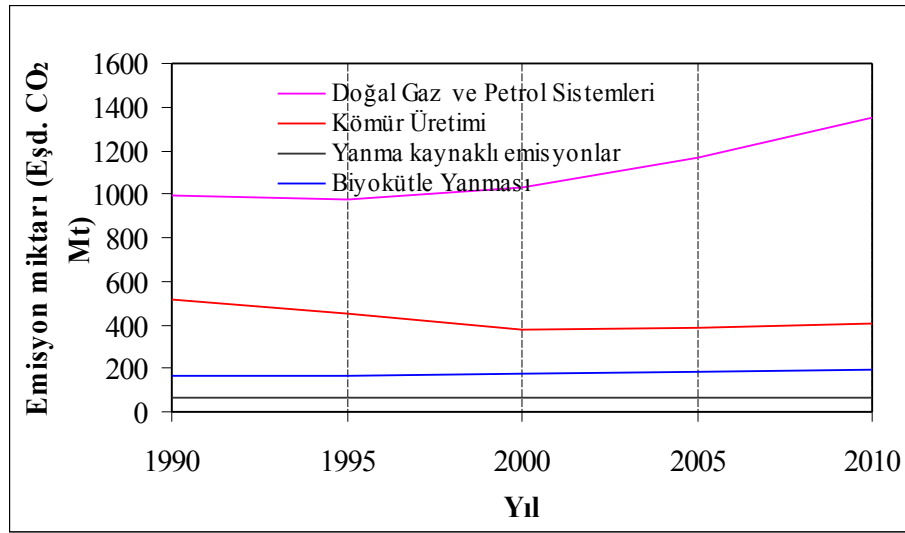


Şekil 4. Enerji sektöründeki faaliyetlerin metan emisyonlarına katkısı

Enerji sektöründeki metan oluşumuna yol açan faaliyetler doğal gaz ve petrol üretimi, kömür üretimi, yanma ve biyokütle yakılması olarak gruplandırılabilir. Doğal gaz ve petrol sistemlerine bağlı emisyonlar enerji kaynaklı emisyonların büyük bir çoğunluğunu (% 62) oluşturmaktadır. Doğal gaz ve petrol sistemlerini sırasıyla % 24 ile kömür madenleri, % 10 ile

biyokütle kaynaklı emisyonlar ve % 4 ile yanma kaynaklı olarak oluşan emisyonlar takip etmektedir (Şekil 4)

Şekil 5 1990 yılından günümüze enerji sektöründeki faaliyetler bağlı olarak açığa çıkan emisyonlardaki değişimleri göstermektedir. Bu dönemde doğal gaz ve petrol sistemlerine bağlı olarak oluşan emisyonlar (% 36), yanma (% 2) ve biyokütle (% 22) kaynaklı emisyonlar artış gösterirken kömür üretimine bağlı olarak oluşan emisyonlarda (% 21) azalma gözlenmiştir.



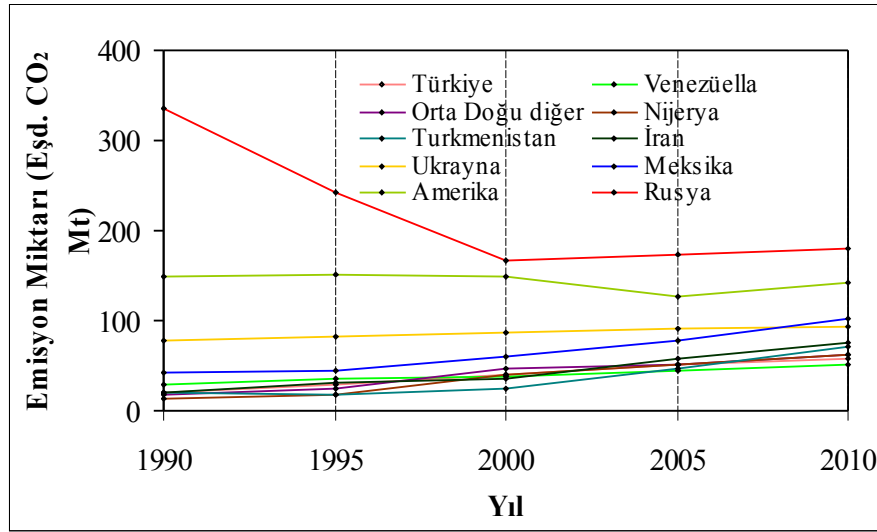
Şekil 5. Enerji sektöründeki faaliyetlerin oluşturduğu emisyonların yıllara göre değişimi

2.1. Doğal gaz ve petrol sistemleri

Metan doğal gazın birincil bileşenidir ve doğal gaz üretimi, zenginleştirilmesi, depolanması ve dağıtımı süreçlerinde serbest kalmaktadır. Doğal gaz genellikle petrol rezervleriyle aynı anda bulunduğundan dolayı petrol üretim ve prosesleri esnasında da önemli miktarlarda metan açığa çıkmaktadır. Hem petrol hemde doğal gaz sistemlerinde oluşan metan emisyonları sistemlerdeki kaçaklardan meydana gelmektedir. Kaçaklar ekipmanlardan, üretim faaliyetleri sırasında, ulaştırma hatları boyuca, depolama esnasında ve gaz dağıtım hatlarında meydana gelmektedir (Aydın 2008; Robinson vd., 2009)

Şekil 6 doğal gaz ve petrol kaynaklı olarak oluşan metan emisyonlarının ülkeler bazında 1990-2010 yılları arasındaki değişimini ifade etmektedir. Rusya bu kategorideki emisyonların % 19,84'ünü oluşturmaktadır. Rusya'yı sırasıyla % 13,04 ile Amerika, % 7,85 ile Ukrayna, % 5,92 ile Meksika, % 4,82 ile İran ve Tablo 2' de belirtilen diğer ülkeler takip etmektedir.

Sıralamadaki ilk beş ülke doğal gaz ve petrol kaynaklı emisyonların 50,67'sinden sorumludur. Türkiye ise bu sıralamada %3,57'lik bir değer ile 9. sırada yer almaktadır.



Şekil 6. Doğal gaz ve petrol sistemlerine bağlı olarak açığa çıkan metan emisyonlarının ülkeler bazında yıllara göre değişimi

Çalışma dönemindeki emisyonlarda meydana gelen değişimler incelendiğinde Rusya ve Amerika' daki değişimler azalmış diğer ülkelerdeki değişimler ise artış göstermiştir. En yüksek değişimler sırasıyla Nijerya, Orta Doğu Diğer ve İran' da gözlenirken, en düşük değişim Amerika'da gözlenmiştir (Tablo 2).

Tablo 2. Doğal gaz ve petrol sistemlerine bağlı olarak açığa çıkan metan emisyonlarına ülkelerin katkısı ve emisyonlardaki değişimler

Ülke	Katkı Oranı	Kümülatif Katkı	Yüzde değişim
Rusya	19,84	19,84	46,61 ↓
Amerika	13,04	32,88	4,01 ↓
Ukrayna	7,85	40,73	19,82 ↑
Meksika	5,92	46,65	147,23 ↑
İran	4,02	50,67	267,82 ↑
Orta Doğu Diğer*	3,68	54,35	248,78 ↑
Venezüella	3,61	57,96	69,98 ↑
Türkiye	3,57	61,53	176,33 ↑
Nijerya	3,35	64,88	361,94 ↑

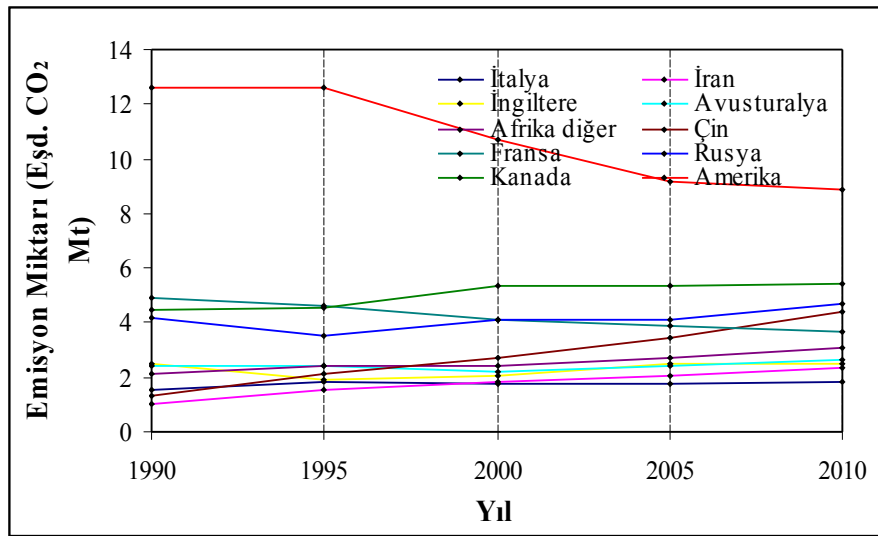
*Orta Doğu'da yer alan ve İran, Irak, İsrail, Ürdün, Kuveyt, Suudi Arabistan, Birleşik Arap Emirlikleri dışındaki ülkelerden salınan emisyonlar

Not: ↓ simgesi değişimin azalan yönde olduğunu gösterirken, ↑ simgesi değişimin artan yönde olduğunu ifade etmektedir.

2.2. Madencilik faaliyetleri

Açık ocak ve yer altı madencilik faaliyetlerine bağlı olarak metan açığa çıkmaktadır. Yeraltı kömür madenciliğinde üretim esnasında açığa çıkan metan havalandırma fanları kullanılarak seyreltilmekte ve hava çıkış kuyusundan atmosfere bırakılmaktadır (Aydın ve Karakurt, 2009b). Yüzey madenciliği çalışmalarında açığa çıkan metan ise direk olarak atmosfere yayılmaktadır. Düşük basınç ve ranktan dolayı yüzey madenciliğinde açığa çıkan metan miktarı yeraltı madenciliğiyle kıyaslandığı zaman daha azdır (Carol vd., 1997; Aydın ve Karakurt, 2009a).

Şekil 7’de kömür üretimine bağlı olarak oluşan metan emisyonlarının ülkeler bazında 1990-2010 yılları arasındaki değişimi verilmiştir. Çin bu kategorideki emisyonların % 31,87’ sini oluşturmaktadır. Çin’i sırasıyla %14,50 ile Amerika, %8,43 ile Rusya ve Tablo 3’ de belirtilen diğer ülkeler takip etmektedir. Sıralamadaki ilk üç ülke doğal gaz ve petrol kaynaklı emisyonların 54,8’inden sorumludur.



Şekil 7. Kömür üretimine bağlı olarak açığa çıkan metan emisyonlarının ülkelere bazında yıllara göre değişimi

Emisyonlarda meydana gelen değişimler incelendiğinde Çin, Ukrayna, Avustralya ve Hindistan’daki değişimler artmış diğer ülkelerdeki değişimler ise azalma göstermiştir. En yüksek değişimler sırasıyla Hindistan ve Nijerya’da gözlenirken en düşük değişim Kuzey Kore’den açığa çıkan emisyonlarda meydana gelmiştir (Tablo 2).

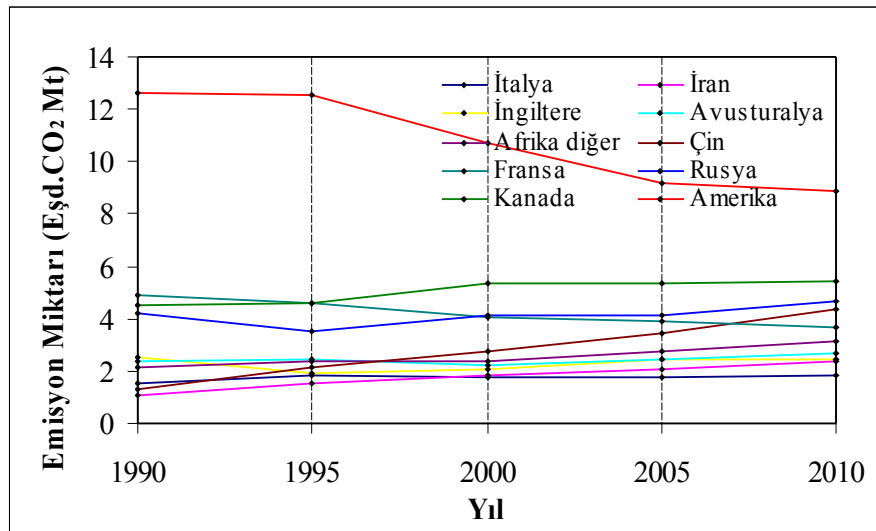
Tablo 3. Kömür üretimine bağlı olarak açığa çıkan metan emisyonlarına ülkelerin katkısı ve emisyonlardaki değişimler

Ülke	Katkı Oranı	Kümülatif Katkı	Yüzde değişim
Çin	31,87	31,87	21,90 ↑
Amerika	14,50	46,37	37,61 ↓
Rusya	8,43	54,8	54,83 ↓
Ukrayna	7,69	62,49	55,76 ↑
Kuzey Kore	6,04	68,53	3,88 ↓
Avustralya	4,72	73,25	66,75 ↑
Hindistan	3,87	77,12	112,33 ↑
Polonya	3,25	80,37	35,78 ↓
Almanya	3,10	83,47	69,93 ↓
Kazakistan	3,04	86,51	74,35 ↓

2.3. Yanma kaynaklı emisyonlar

Metan, tam olarak gerçekleşmeyen yanma sonucunda (biyokütle hariç) açığa çıkmaktadır. Bu kategorideki emisyonlar enerji sektörüne bağlı olarak açığa çıkan metanın yaklaşık olarak % 4'ünü oluşturmaktadır. Bu oran diğer faaliyetlerle kıyaslandığı zaman oldukça düşüktür.

Şekil 8 tam olarak gerçekleşmeyen yanmalara bağlı olarak oluşan metan emisyonlarının ülkeler bazında yıllara göre değişimini ifade etmektedir. Amerika bu kategorideki emisyonların % 16,7' sini oluşturmaktadır. Amerika'yı sırasıyla % 7,78 ile Kanada, % 6,55 ile Rusya, % 6,40 ile Fransa ve Tablo 4'de belirtilen diğer ülkeler takip etmektedir. Tablo 4'deki ülkeler bu kategorideki emisyonların 58,4'ünden sorumludur.



Şekil 8. Yanma kaynaklı metan emisyonlarının ülkeler bazında yıllara göre değişimi

Çalışma dönemindeki emisyonlarda meydana gelen değişimler incelendiğinde Amerika, Rusya ve İngiltere'deki değişimler azalmış diğer ülkelerdeki değişimler ise artış göstermiştir.

En yüksek değişimler sırasıyla Çin ve İran’ da gözlenirken en düşük değişim İngiltere’den açığa çıkan emisyonlarda meydana gelmiştir (Tablo 4)

Tablo 4. Yanma kaynaklı metan emisyonlarına ülkelerin katkısı ve emisyonlardaki değişimler

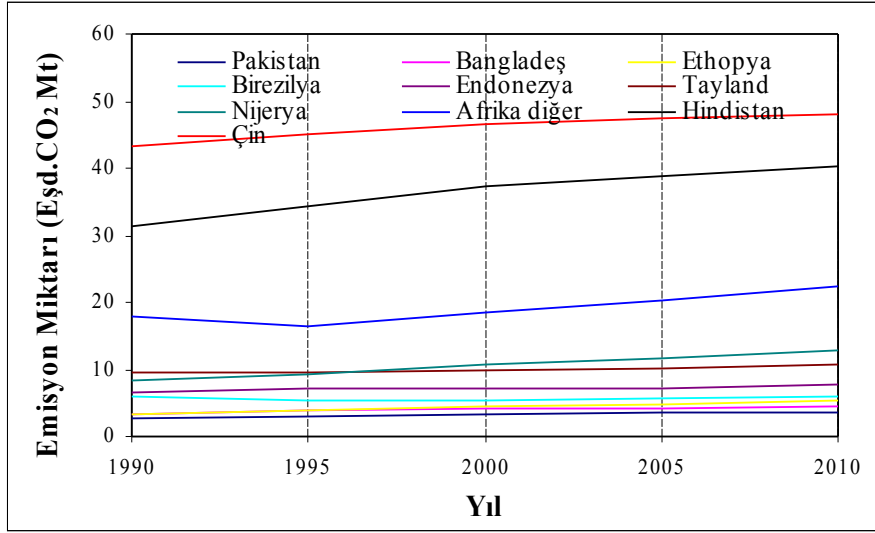
Ülke	Katkı Oranı	Kümülatif Katkı	Yüzde değişim
Amerika	16,70	16,7	29,56 ↓
Kanada	7,78	24,48	20,89 ↑
Rusya	6,55	31,03	25,76 ↓
Fransa	6,40	37,43	11,90 ↑
Çin	4,32	41,75	237,69 ↑
Afrika diğer*	3,96	45,71	43,98 ↑
Avustralya	3,75	49,46	11,72 ↑
İngiltere	3,52	52,98	1,99 ↓
İran	2,73	55,71	124,76 ↑
İtalya	2,69	58,4	19,35 ↑

* Afrika’da yer alan ve Cezayir, Kongo Demokratik Cumhuriyeti, Mısır, Etiyopya, Nijerya, Senegal, Güney Afrika, Uganda dışındaki ülkelerden salınan emisyonlar

2.4. Biyokütle yakılması

Özellikle gelişmekte olan ülkelerde kullanımı en yaygın olan kaynak biyokütledir. Dünya enerji tüketiminin yaklaşık % 15’i, gelişmekte olan ülkelerde ise enerji tüketiminin yaklaşık % 43’ü biyokütleden sağlanmaktadır. Biyokütle kaynakları arasında yer alan odun, mangal kömürü, hayvan ve bitki artıkları uzun yıllardan beri (özellikle kırsal kesimdeki konutlarda) alan ısıtma ve yemek pişirme amaçlı olarak kullanılmaktadır. Metan, tam olarak gerçekleşmeyen biyokütle yanması sonucunda açığa çıkmaktadır. Biyokütlenin yakıldığı koşullara ve yakıtın içeriğine bağlı olarak farklı miktarlarda metan açığa çıkabilmektedir (Anon, 2009; EPA, 2006).

Şekil 9 biyokütle kaynaklı metan emisyonlarının ülkeler bazında yıllara göre değişimini ifade etmektedir. Çin bu kategorideki emisyonların % 25,97’sini oluşturmaktadır. Çin’i sırasıyla % 20,48 ile Hindistan, % 10,77 ile Afrika diğer ve Tablo 4’ de belirtilen diğer ülkeler takip etmektedir. Tablo 5’teki ilk üç ülke bu kategorideki emisyonların 57,22’sinden sorumludur.



Şekil 9. Biyokütle yanmasından kaynaklanan metan emisyonlarının ülkeler bazında yıllara göre değişimi

Çalışma dönemindeki emisyonlarda meydana gelen değişimler incelendiğinde emisyon miktarlarında artışlar gözlenmiştir. En yüksek değişimler sırasıyla Etiyopya ve Nijerya’ da gözlenirken en düşük değişimler Brezilya’dan açığa çıkan emisyonlarda meydana gelmiştir (Tablo 5)

Tablo 5. Biyokütle yanmasından kaynaklanan metan emisyonlarına ülkelerin katkısı ve emisyonlardaki değişimler

Ülke	Katkı Oranı	Kümülatif Katkı	Yüzde değişim
Çin	25,97	25,97	11,03 ↑
Hindistan	20,48	46,45	28,20 ↑
Afrika diğer	10,77	57,22	24,86 ↑
Nijerya	5,95	63,17	55,01 ↑
Tayland	5,63	68,80	13,21 ↑
Endonezya	4,07	72,87	15,17 ↑
Brezilya	3,23	76,10	1,68 ↑
Etiyopya	2,47	78,57	60,96 ↑
Bangladeş	2,25	80,82	32,35 ↑
Pakistan	1,85	82,67	32,14 ↑

4. Sonuçlar

Son dönemlerde nüfusun ve toplumlardaki tüketim eğiliminin artmasına bağlı olarak atmosfere salınan sera gazlarının miktarları artış göstermiştir. Atmosferdeki sere gazlarının miktarının artmasıyla da küresel sıcaklıklarda artışlar gözlenmiştir.

Çalışma sonuçları aşağıdaki gibi özetlenebilir.

- i. Enerji sektörü metan emsiyonlarından sorumlu ikinci büyük sektördür. Enerji sektöründeki metan oluşumuna yol açan faaliyetler doğal gaz ve petrol sistemleri, kömür madenleri, yakıt yakılması ve biyokütle yakılmasından oluşmaktadır.
- ii. Doğal gaz ve petrol sistemleri ile kömür madenciliğine bağlı olarak oluşan metan emisyonları enerji kaynaklı metan emisyonların % 86'sını oluşturmaktadır. Bu kategorilerdeki emisyonların azaltılması ve ülkelerin enerji politikalarını buna göre şekillendirmesi gelecek açısından büyük önem taşımaktadır.
- iii. Rusya, Amerika, Ukrayna, Meksika ve İran doğal gaz ve petrol sistemlerine bağlı olarak oluşan emisyonların %50,67'sinden sorumludur. Bu ülkelerin enerji politikalarını düzenlerken petrol ve doğal gaza bağlı olarak açığa çıkabilecek emisyonların azaltılabilmesine yönelik çalışmalar yapmaları (bir kısmında bu çalışmalar mevcut) gelecekte bu sektörden açığa çıkabilecek emisyonların azaltılması açısından önemlidir. Bu kategorideki emisyonlar sızıntı oluşturan bileşenlerin değiştirilmesi, düzenli olarak sistemlere bakım yapılması ve rutin havalandırma prosedürlerinin sınırlandırılmasıyla azaltılabilmektedir.
- iv. Çin, Amerika, ve Rusya kömür madenciliğine bağlı olarak oluşan emisyonların çoğunluğundan 54,8'inden sorumludur. Çin ve Amerika özellikle son dönemlerde kömür madenlerinden açığa çıkan metan miktarının azaltılmasına yönelik oldukça yoğun çalışmalar yürütmektedir. Rusya'nın ve kategorideki diğer ülkelerin bu yöndeki çalışmalara hız vermesi emisyonların azaltılması açısından büyük önem taşımaktadır. Kömür damarlarında uygulanan drenaj işlemleri gazın değişik amaçlarda kullanılabilmesine (ısınma, maden havasının ve tesislerinin ısıtılması, elektrik üretimi vb.) olanak sağlamaktadır. Drenajla birlikte elde edilen metanı atmosfere yaymak yerine bu uygulamalarda kullanmak, gazın küresel ısınmaya etkisini yaklaşık 20 kata kadar azaltarak iklim değişim oranının yavaşlamasına yardımcı olacaktır.

5. Kaynaklar

Aksay, C., Ketenoglu, O. ve Kurt, L., 2005. Küresel Isınma ve İklim Değişikliği, SÜ Fen Edebiyat Fakültesi Fen Dergisi, 25, 29-41.

Anon, 2009 'Biyokütle enerjisi' http://eng.harran.edu.tr/~ccetiner/biyokutle_enerjisi_6.pdf

Aydın, G. 2008. 'Kömür Kökenli Metanın Kullanım Teknolojileri ve Enerji Üretiminden Kaynaklanan Antropojenik Metan Emisyonlarının Analizi' KTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü, Trabzon

Aydın, G. ve Karakurt, İ., 2009a ‘Çeşitli Kaynaklara Bağlı Olarak Enerji Sektöründen Açığa Çıkan Küresel Metan Emisyonlarının Bölgesel Analizi’ Türkiye 21. Uluslararası Madencilik Kongresi ve Sergisi TUMKS’09, Antalya, 6–8 Mayıs, Sayfa: 629–637

Aydın, G. ve Karakurt, İ., 2009b ‘Yeraltı Kömür Damarlarından Üretilen Metanın Kullanım Teknolojileri’ Pamukkale Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Mühendislik Bilimleri Dergisi, Cilt 15, Sayı 1, Sayfa 129-136

Carol, J.C., Marshall S.J. ve Pilcher C.R., 1997. Status of Worldwide Coal Mine Methane Emissions and Use, International Journal of Coal Geology 35, 283–310.

Çepel, N. ve Ergün, C., 2005. Küresel Isınma ve Küresel İklim Değişikliği. <http://www.tema.org.tr/CevreKutuphanesi/KureselIsinma/pdf/KureselIsinma.pdf>

EPA, 2006. Global Anthropogenic Non-CO₂ Greenhouse Gas Emissions: 1990-2020, http://www.epa.gov/nonco2/econ-inv/pdfs/global_emissions.pdf 28

Kruger, D. ve Franklin, P., 2006. The Methane to Markets Partnership: Opportunities for coal mine methane utilization, 11th U.S./North American Mine ventilation symposium, June, 3-8.

Robinson, D. R., Fernandez, R. ve Kantamaneni, R. K., 2009 ‘Methane Emissions Mitigation Options in the Global Oil And Natural Gas Industries’ <http://www.coalinfo.net.cn/coalbed/meeting/2203/papers/naturalgas/NG020.pdf>

EVSEL ORGANİK ATIK VE ÇÖP SIZINTI SUYUNDAN İKİ KADEMELİ AR-GE TESİSİNDE BİYOGAZ ÜRETİMİ

K Süleyman Yiğit*, Mustafa Gündüz**, Gülay Şerit**, Muhammet SARAÇ**

*Kocaeli Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Makine Mühendisliği Bölümü-Kocaeli, kyigit@kocaeli.edu.tr

**İZAYDAŞ Atık Yakma ve Atık Değerlendirme A.Ş. – Kocaeli Büyükşehir Belediyesi, him@izaydas.com.tr

Özet

Bu deneysel çalışmada, evsel organik atıklar ile çöp sızıntı suyu kullanılarak, birinci sindirici hacmi 1,2 m³, ikinci sindirici hacmi 3,8 m³ olmak üzere toplam hacmi 5m³ olan iki kademeli Biyogaz Üretim AR-GE tesisinde, 37±1°C sıcaklığında ve 70 günlük bir zaman periyodu boyunca denemeler yapılmıştır. Her gün düzenli olarak birinci sindiriciye ortalama %10 kuru madde içerikli, 200 kg/gün evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımı beslemesi yapılmış üretilen biyogaz miktarı ve konsantrasyonu ölçülmüştür. Analiz edilen parametreler ise, katı madde miktarı, uçucu madde miktarı, C/N/P oranları, pH, uçucu yağ asitleri ve engelleyicilerdir. Tek kademeli oksijensiz sindirici ile daha önce yaptığımız deneyde, evsel organik atıklar ve seyreltici olarak çöp sızıntı suyu karışımı kullanılmış, hidrolik bekleme süresi 25 gün olarak, %65 metan gazı içerikli, ortalama 445 lt CH₄ / kgVS metan gazı elde edilmiştir. İki kademeli biyogaz üretimi AR-GE tesisinde hidrolik bekleme süresi 25 gün olarak %68 metan gazı içerikli, ortalama 610 lt CH₄ / kgVS metan gazı elde edilmiştir. Elde edilen sonuçlar göstermiştir ki, iki kademeli çalışmada aynı bekleme süresinde yüksek organik yük ile çalışma yapılabilmüş, uçucu organik miktarı başına tek kademeli çalışmaya göre %37 daha fazla miktarda metan gazı üretimi sağlanmıştır.

Anahtar kelimeler: İki kademeli biyogaz, Organik atık, Çöp sızıntı suyu

GİRİŞ

İki kademeli sistem kavramı ilk kez 1971’de Pohland ve Gosh tarafından ortaya atılmış ve ilk olarak sıvı içinde çözünebilir, sıvı formda bulunan atıklar için uygulanmıştır. Daha sonra 80’li yılların başında iki kademeli sistem ile katı sebze atıkları kullanılarak laboratuvar deney düzeneklerinde denemeler yapılmıştır [1], [2], [3]. İlerleyen yıllarda yapılan laboratuvar çalışmalarında iki kademeli sistemlerin tek kademeli sistemlere nazaran dört önemli avantajı olduğu görülmüştür. Bunlar; kısa sürede devreye alma, yüksek sistem stabilitesi, optimize olmuş mikrobiyal şartlar, daha küçük reaktör hacimleri veya daha kısa hidrolik bekleme süreleridir.[4], [5], [6]. Tablo 1 de tek kademeli sistemler ile iki kademeli sistemlerin avantaj ve dezavantajları özet halinde verilmiştir. İki kademeli ıslak sistemlerde, biyolojik olarak parçalanabilen tüm organik malzeme, sıvı faz içerisinde homojenize olmuş durumdadır. Viturtia tarafından 1989’da kurulan sistem hariç, meyve ve sebze atığı kullanılan bu tip iki kademeli ıslak sistemlerin hepsinde sürekli besleme yöntemi uygulanmıştır. Meyve-sebze ve yiyecek kökenli organik atıklarla iki kademeli deney düzenekleri tercih edilerek yapılan araştırma ve deneysel çalışmalar olmasına rağmen, büyük endüstriyel tesisler genellikle tek kademeli yapılmaktadır. İki kademeli biyogaz üretim tesislerinde, yüksek yükleme oranlarında bile yüksek miktarlarda kararlı gaz elde edilebilmesi ve üretimin tek kademeli sistemlere göre daha yüksek verimlerde gerçekleşebilmesi mümkündür. Bu önemli nedenlerden dolayı yakında endüstriyel tesislerde iki kademeli biyogaz üretim sistemlerinin yaygınlaşacağı öngörülmektedir [7]. Günümüzde yaygın olarak kullanılan tek kademeli biyogaz üretim tesislerinde oksijensiz sindirimin safhaları olan hidroliz, asitleşme ve metanlaşma kademeleri tek bir reaktör içinde gerçekleşmektedir. Ancak her safhada etkin olan bakteri türlerinin verimli çalışabilmesi ve üreyebilmeleri için ihtiyaç duyduğu kimyasal ve fiziksel koşulların farklılık göstermesi tek kademeli tesislerin önemli dezavantajlarından. Yapılan bu çalışmada sistem ikiye bölünerek hidroliz ve asit oluşumu birinci sindiricide, metan oluşumu ise ikinci sindiricide gerçekleştirilerek tek kademeli sistemlerin olumsuzlukları giderilmeye çalışılmıştır.

Tablo 1: Tek kademeli sistemler ile İki kademeli sistemlerin karşılaştırılması

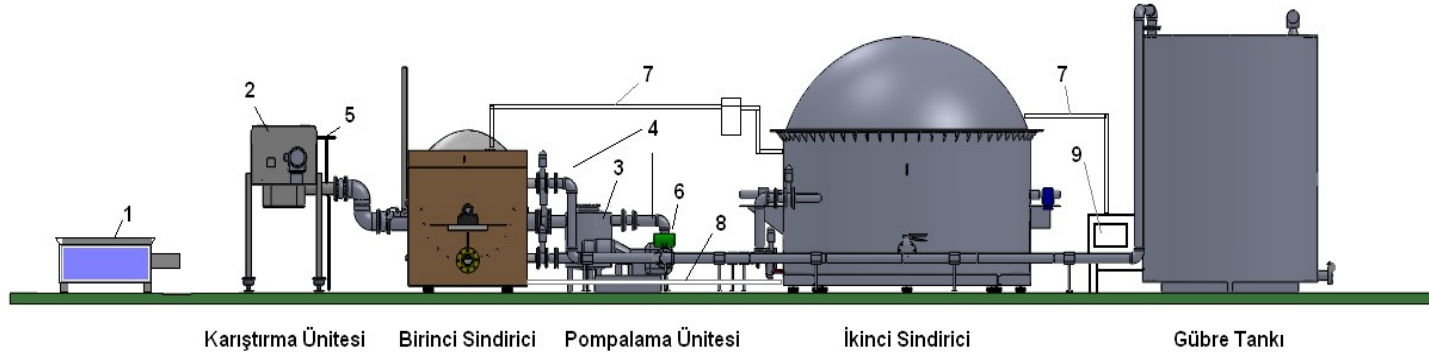
SİSTEM	AVANTAJLARI	DEZAVANTAJLARI
Tek Kademeli Sistemler	1-İlk yatırım maliyeti düşük 2-İşletilmesi daha kolay	1-Devreye alma süresi daha uzun 2-Kararlılık kontrolü daha zor 3-Yük değişimlerine daha hassas 4-Optimize olmamış mikrobiyal şartlar
İki Kademeli Sistemler	1-Kısa sürede devreye alma 2-Yüksek sistem kararlılığı 3-Optimize olmuş mikrobiyal şartlar	1-İlk yatırım maliyeti yüksek 2-Daha zor işletme ve kontrol

İki kademeli biyogaz sistemleri ile ilgili yapılan deneysel çalışmalar ve mevcut tek kademeli biyogaz üretim tesisleri incelendiğinde, iki kademeli sistemlerin birçok avantaja sahip olmasına rağmen gerçek uygulamalarda kontrol sisteminin zorluğu ve ilk yatırım maliyetlerinin yüksek olması gibi sebepler ile bu sistemlerin tercihinden kaçınıldığı görülmüştür. İki kademeli sistemlerin tercih edilir olabilmesi için; daha fazla deneysel çalışma yapılması, işletim kolaylığının sağlanması ve yatırım maliyetlerinin düşürülmesi gerekmektedir. Bu durumlar göz önüne alınarak iki kademeli gerçek sistem tasarımı tercih edilmiştir. Kocaeli Üniversitesi ve Kocaeli Büyükşehir Belediyesine bağlı İzaydaş biyogaz çalışma grubu tarafından; kademelerin hızları ile reaktör hacimleri, literatür incelemesi ve ön denemeler yapılarak belirlenip iki kademeli AR-GE tesisi tasarım, imalat ve montajları yapılmıştır. Tesis geliştirilmeye devam edilmekte ve Biyogaz üretim deneme çalışmaları yapılmaktadır. Özellikle uçucu yağ asitlerinin hızlı oluşumuna karşılık metan oluşum sürecinin çok yavaş oluşu dikkate alınarak yapılan hesaplamalarda birinci kademe (hidroliz ve uçucu yağ asidi oluşumu) için 1,2 m³ lük, ikinci kademe (metan oluşumu) için 3,8 m³ lük sindirici hacimleri öngörülmüştür. Toplam olarak sistem hacmi maksimum 5 m³ olup gerektiğinde sindiriciler belirtilen hacimlerin altında çalıştırılarak, her iki sindiricinin en uygun çalışma hacimleri ve hidrolik bekletme süreleri, kullanılan organik maddenin içeriği, işletme analizlerine göre belirlenip ayarlanabilmektedir.

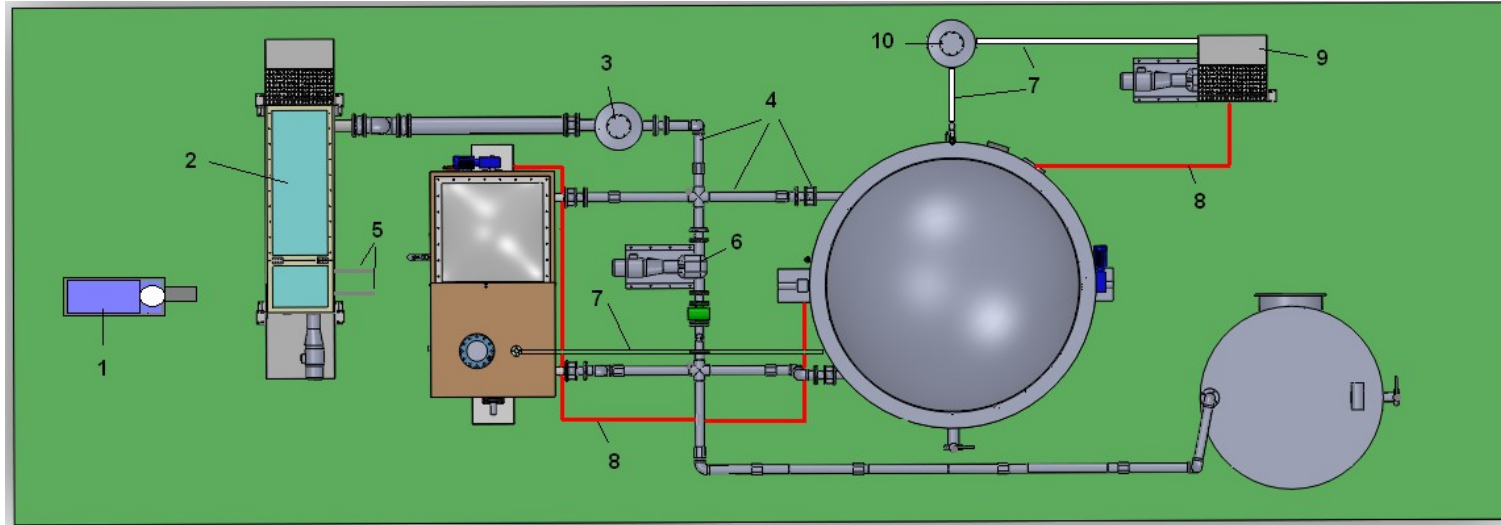
İKİ KADEMELİ BİYOGAZ ÜRETİM AR-GE TESİSİ

Gerekli inceleme ve hesaplamalardan sonra tasarlanıp üretimi yapılan ve Şekil 1 ile Şekil 2 de şematik resimleri gösterilen iki kademeli biyogaz üretim tesisinde, Karıştırma ünitesi, Birinci sindirici, İkinci sindirici ve Organik gübre tankı birbirine seri olarak bağlanmış olup tesisin bileşenleri ana başlık altında şöyle özetlenebilir;

- Depolama ünitesi
- Hammadde hazırlama ünitesi
- Taş-kum metal tutucu filtre ünitesi
- Transfer pompası-tesisat ve armatürler
- Sindirme üniteleri
 - a)Asit reaktörü
 - b)Metan reaktörü
- Ölçme ve kontrol sistemleri
- Organik gübre depolama ünitesi
- Sıcak su dolaşım sistemi
- Basınçlı hava üretim-dağılım sistemi
- Gaz toplama-filtreleme sistemi
- Motor Jeneratör ünitesi
- Su dağıtım sistemi



Şekil 1: İki Kademeli Biyogaz Üretim AR-GE Tesisinin yandan şematik görünüşü;



Şekil 2 İki Kademeli Biyogaz Üretim AR-GE Tesisinin üstten şematik görünüşü: 1-Kıyıcı, 2-Karıştırıcı, 3-Taş tutucu Filtre, 4-Boru ve vana bağlantı elemanları, 5-Temiz ve kullanılmış su besleme hattı, 6-Pompa, 7-Gaz iletim boruları, 8-Sıcak su hattı, 9-Motor jeneratör grubu, 10-Gaz temizleme ünitesi

TESİSİN ÇALIŞMA BİÇİMİ

Şekil 1 ve 2 de tesisin şematik görünümü verilmiştir. Kıyıcıda kıyılan organik maddeler hammadde hazırlama ünitesi (karıştırıcı) içine yüklenmekte ve sonrasında sistem otomatik çalışmaya başlamaktadır. Karıştırıcıya yüklenen organik materyalin su ihtiyacına ve çalışma amacına göre sistem karıştırıcı içine otomatik olarak gereken miktarda su, atık su veya sıvı organik gübre olarak belirli süre karıştırmayı sağlamaktadır. İkinci sindiricideki hidrolik bekleme süresi dolmuş günlük besleme miktarı kadar ürün organik gübre tankına gönderilmekte, aynı miktar kadar ürün birinci sindiriciden ikinci sindiriciye transfer edilmektedir. Diğer adımda atık hazırlama ünitesinde karışım sürecini tamamlamış ürün taş-kum tutucu filtreden geçirilip atık oluşum ve toplama süreçlerinden kaynaklı inorganik materyalin ayrıştırılması sağlanarak birinci sindiriciye yüklenmektedir. Sonrasında birinci sindirici ve ikinci sindiricinin kendi iç hidrolik karıştırma döngülerini yine otomasyon sistemi gerçekleştirmektedir. Günlük katı organik besleme miktarı, su ihtiyacı verilerinin girildiği otomasyon sistemi yukarıda ifade edilen tüm döngüleri, ilgili borular üzerindeki vanalar açılıp kapanarak ve ana pompa vasıtasıyla gerçekleştirilmektedir. Sindiricilerin mekanik karıştırma ihtiyaçları otomasyon sistemi tarafından belirli aralıklar ile gerçekleştirilmektedir. Birinci ve ikinci sindiricide sürekli olarak biyogaz üretimi gerçekleşmektedir. İkinci sindiricide toplanan biyogazın içinde bulunan H_2S , diğer toksin bileşenler ve su buharı filtrede tutularak temizlenmektedir. Elektrik üretimi için, biyogaz gaz dönüşümlü içten yanmalı motora gönderilerek motor ve jeneratörün çalışması sağlanmaktadır. Su soğutmalı gaz motorunun soğutma suyu ile sindiricilerin sıcaklığı mezofilik veya termofilik sıcaklık aralıklarının da otomasyon sistemi yardımıyla sabit tutulabilmektedir [8].

DENEYSEL ÇALIŞMA

Evsel organik atıkların geri kazanımı, çöp sızıntı suyunun organik yük içeriğinin düşürülmesi gereksinimi göz önünde bulundurularak; evsel organik atıkların çöp sızıntı suyu ilavesi ile seyreltilip İki Kademeli Biyogaz Üretim Ar-Ge Tesisinde çürütülmesi amacıyla deneysel çalışma yapılmıştır.

Her iki sindiricide de mezofilik sıcaklıkta 37 °C çalıştırılmıştır. Sindiricilere yüklenen organik atıklar ve çöp sızıntı suyunun Toplam Kuru Madde Oranı (TKM), Uçucu Organik Madde Oranı (UOM), Toplam Organik Karbon (TOC) mg/kg, Toplam Kjeldahl Azotu (TKN) mgN/kg, Toplam Fosfor (TP) mg/kg, pH, Yoğunluk (kg/m³), hazırlanan karışımda ise bunlar ile birlikte engelleyiciler ve iz elementlerin analizleri yapılmıştır. Ayrıca üretilen biyogaz miktarı ve portatif gaz analizörü ile günlük gaz konsantrasyon [$CH_4(\%)$, $CO_2(\%)$, $O_2(\%)$, $N_2(\%)$, CO(ppm), $H_2S(ppm)$ ve LEL(%)] ölçümleri yapılmıştır. Günlük periyotta sindiricilerden numune alınarak toplam uçucu yağ asidi miktarı ve haftalık periyotta engelleyicilerin ve iz elementlerin değişimleri izlenmiştir.

Toplam nitrojen (TN) Kjeldahl Standart Metodu ve Kjell-Foss 16200 otomatik çözümleyici kullanılarak, Amonyum Hach-Lange DR 5000 UV/VIS Spektrofotometre ile, Uçucu yağ asitleri destilatın titre edilmesi yöntemi ile, Kuru madde (KM) nem cihazında 105 °C'de kurutulduktan sonra, Uçucu organik madde sabit tartıma gelinceye kadar 550 °C'de yakılması sonucu kaybolan madde miktarından ölçülmüştür. Gaz analizi ise taşınabilir Gas Data LMS xi Multifunction cihazı ile yapılmıştır.

Birinci ve İkinci Sindiriciyi Devreye Alma

Devreye alma başlangıcında ikinci sindirici; %10 kuru madde içerikli büyükbaş hayvan gübresi, tavuk gübresi, işkembe içi ve çöp sızıntı suyu karışımı ile köpüklenme engellenecek şekilde aşamalı olarak doldurulmuş hidroliz, asitleşme ve metanlaşma süreçleri tamamlanıp ikinci sindiricinin metanojen yoğunluklu bakteri popülasyonuna ulaşması 35. günde sağlanmıştır. 18. günden itibaren ikinci sindiricide biyogaz üretimi devam ederken birinci sindirici aşamalı olarak yüklenerek hidroliz ve asitojen bakteri popülasyonu 17 gün sonra sağlanmıştır. 35. günde her iki sindirici iki kademeli çalışacak koşullara gelmiştir. Tablo 2 ve 3 de her iki sindiriciye ait devreye alma analiz ve hesapları görülmektedir. Sindirici 2 devreye alınırken büyükbaş hayvan gübresi, tavuk gübresi metanojen bakteri içeriğinin yoğunluğu nedeniyle tercih edilmiş, birinci sindirici devreye alınırken yüksek asitojen bakteri içeriği nedeniyle işkembe içi tercih edilmiştir.

Evsel Organik Atık ve Çöp Sızıntı Suyu Karışımı İle İki Kademeli Deneysel Çalışma

Deneysel çalışma sürekli besleme yöntemi uygulanarak yapılmıştır. Literatür bilgileri ve daha önce yapılan deneysel çalışmaların ışığında hidrolik bekleme süresi birinci sindiricide 6 gün, ikinci sindiricide 19 gün kabul edilerek, evsel organik atık ve çöp sızıntı suyunun analiz ve hesap edilen parametrelerine göre günlük besleme miktarının tayini yapılmıştır. Bununla ilgili hesaplamalar Tablo 4 de verilmiştir. Günlük beslemelere 35. günde başlanılmış ve %10 kuru madde içerikli evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımı ile 35 ve 70 günler arası 35 gün iki kademeli çalışma yapılmıştır.

Tablo 2 İkinci Sindiriciyi devreye almada yükleme menüsü

Sindirici 2 Devreye Alma Büyükbaş gübresi+ Tavuk gübresi+İşkembe içi+Çöp Sızıntı Suyu							Toplam Hacim (m3)				3,800					
							Ortalama HBS (gün)				35					
							C/N İşletim Oranı				16,365					
Toplam Fermanter Su İçeriği		%	90	Miktar (Kg)	3420,000	Miktar (m3)	3,42	Ortalama yoğunluk (Kg/m3)				1002,6				
Toplam Fermanter Kuru Madde İçeriği		%	10	Miktar (Kg)	389,880	Miktar (m3)	0,38									
Kuru madde yoğunluğu (Kg/m3)		1026		Toplam (Kg)	3809,880		3,80									
			Analiz		Hesaplanan			Analiz			Hesaplanan					
Atık türü	HBS	C%	N%	C/N	C(kg)	N(kg)	%KM kuru madde	%NEM	Uçucu Organikler %	%Kül	KM kuru madde (kg/gün)	Su İçeriği (kg/gün)	Uçucu organikler (kg/gün)	Kül miktarı (kg/gün)	Besleme miktarı (kg/gün)	Toplam fermanter içeriği (kg)
Büyük baş gübresi	36,0	30,0	1,7	18,1	2,9	0,2	15,85	84,15	80,00	20,00	9,64	51,16	7,71	1,93	60,79	2127,7
Tavuk gübresi	30,0	41,1	5,5	7,5	0,3	0,0	63,00	37,00	29,00	71,00	0,61	0,36	0,18	0,43	0,97	34,0
İşkembe içi	25,0	30,0	1,7	18,1	0,3	0,0	12,80	87,20	80,00	20,00	0,89	6,07	0,71	0,18	6,96	243,7
çöp suyu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	100,00	0,00	0,00	0,00	40,13	0,00	0,00	40,13	1404,4
Toplam-Ortalama	35			16,365	3,4	0,2					11,14	97,71	8,60	2,54	108,85	3809,9
							ORL (KgVS/gün.m³)					2,263				

Tablo 3 Birinci sindiriciyi devreye almada yükleme menüsü

Sindirici 1 devreye alma Evsel Organik Atık+İşkembe İçi+ Çöp Sızıntı Suyu							Toplam Hacim (m ³)		1,200							
							Ortalama HBS (gün)		17							
							C/N Oranı		24,014							
Toplam Fermanter Su İçeriği		%	90	Miktar (Kg)	1080,000	Miktar (m3)	1,08	Ortalama yoğunluk (Kg/m3)		1003						
Toplam Fermanter Kuru Madde İçeriği		%	10	Miktar (Kg)	123,120	Miktar (m3)	0,12									
Kuru madde yoğunluğu (Kg/M3)		1026		Toplam (Kg)	1203,120		1,20									
			Analiz		Hesaplanan		Analiz			Hesaplanan						
Atık türü	HBS	C%	N%	C/N	C(kg)	N(kg)	%KM kuru madde	%NEM	Uçucu Organikler-%	%Kül	KM kuru madde (kg/gün)	Su İçeriği (kg/gün)	Uçucu organikler (kg/gün)	Kül miktarı (kg/gün)	Besleme miktarı (kg/gün)	Toplam fermanter içeriği (kg)
İşkembe içi	15,0	30,0	1,7	18,1	0,4	0,0	12,80	87,20	80,00	20,00	1,45	9,87	1,16	0,29	11,32	192,4
Evsel atık (yemekhane)	18,00	62,50	2,50	25,00	3,62	0,14	24,11	75,89	95,13	4,87	5,79	18,24	5,51	0,28	24,03	408,53
çöp suyu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	100,00	0,00	0,00	0,00	35,42	0,00	0,00	35,42	602,2
Toplam-Ortalama	17			24,01	4,1	0,2					7,24	63,53	6,67	0,57	70,77	1203,1
ORL (KgVS/gün.m ³)										5,559						

Tablo 4: Evsel Organik Atık ve Çöp Sızıntı Suyu Karışımından oluşan yükleme menüsü

Evsel Organik Atık+ Çöp Sızıntı Suyu							Toplam Hacim (m3)		5,000							
							HBS Asitleşme (gün)		25,0							
							C/N İşletim Oranı		25,0							
Toplam Fermanter Su İçeriği		%	90	Miktar (kg)	4500,000	Miktar (m3)	4,50	Ortalama yoğunluk (Kg/m3)		1003						
Toplam Fermanter Kuru Madde İçeriği		%	10	Miktar (kg)	513,000	Miktar (m3)	0,50									
Kuru madde yoğunluğu (kg/m3)		1026		Toplam	5013,000		5,00									
		Analiz			Hesaplanan		Analiz			Hesaplanan						
Ank türü	HBS	C%	N%	C/N	C(kg)	N(kg)	%KM kuru madde	% NEM	Uçucu Organikler-%	%kül	KM kuru madde (kg/gün)	Su İçeriği (kg/gün)	Uçucu organikler (kg/gün)	Kül miktarı (kg/gün)	Besleme miktarı (kg/gün)	Toplam fermenter içeriği (kg)
Yemektehane atığı	6,00	62,50	2,50	25,00	12,83	0,51	11,00	89,00	92,30	4,87	20,52	166,03	18,94	1,00	186,55	4663,64
Çöp Sızıntı Suyu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	100,00	0,00	0,00	0,00	13,97	0,00	0,00	13,97	349,4
Toplam-Ortalama	6			25	12,8	0,5					20,52	180,00	18,94	1,00	200,52	5013,0
								ORL (KgVS/gün.m ³)			3,788					

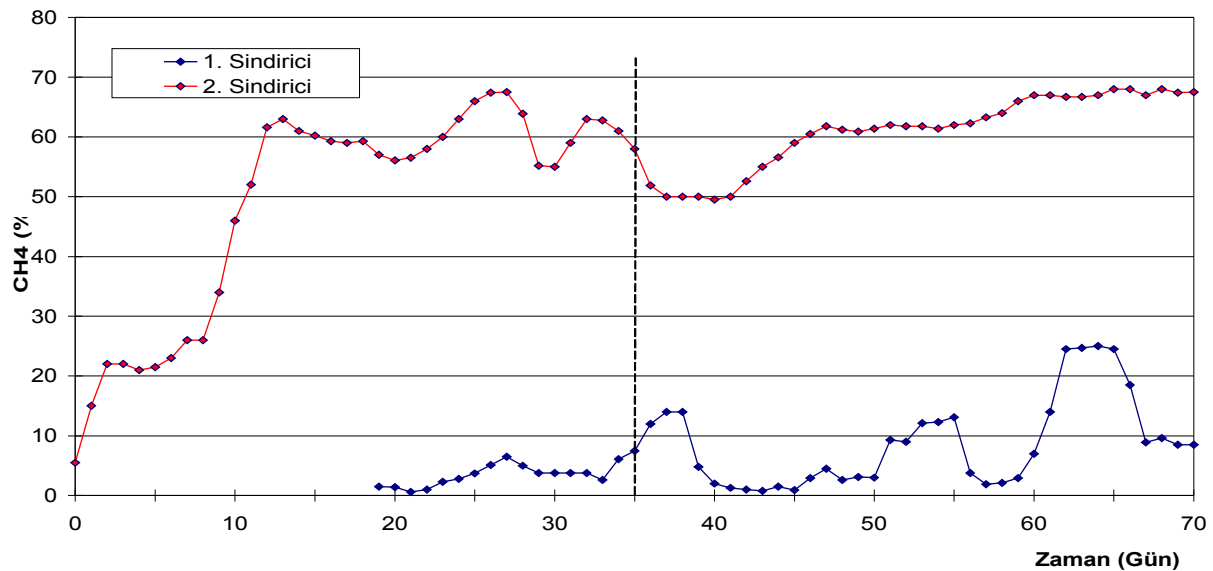
DEĞERLENDİRMELER

Birinci Sindiricinin Metan Yüzdesi

Şekil 3'te Birinci sindirici, başlangıcı olan 18.günden itibaren asitojen etkinlik sonucu, yüksek oranlarda CO₂ oluşumu ve uçucu yağ asidi miktarları nedeniyle sistemin 35. gününde metan gazı ancak % 8 olmuştur. Birinci sindirici 35. günden 70. güne kadar günlük olarak beslenmiştir. 35 günlük biyogaz üretim sürecinin metan içeriği ortalama % 9 dur. Asitleştirme fermenteri olarak görevini yerine getirmiştir.

İkinci Sindiricinin Metan Yüzdesi

Şekil 3'te metan gazı günlük üretim yüzdesi verilmiş olup denemelerin başlangıcında asitojen etkinlik sonucu, yüksek oranlarda CO₂ oluşumu gözlenmiş, 8. günde metan gazı hızla artışa geçmiş ve 12. günde CH₄/CO₂ oranı %50 değerini geçerek ve bundan sonraki süreçte metan gazı 26. günde %68 değerine ulaşmıştır. Günlük beslemelere başlanıldığı 35. günde metan gazı içeriği % 60 dır. Evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımından oluşan yükleme menüsü ile 35. günden 70. güne kadar günlük beslemeler yapılmıştır. 35 günlük biyogaz üretim sürecinin metan içeriği ortalama % 61 dir.



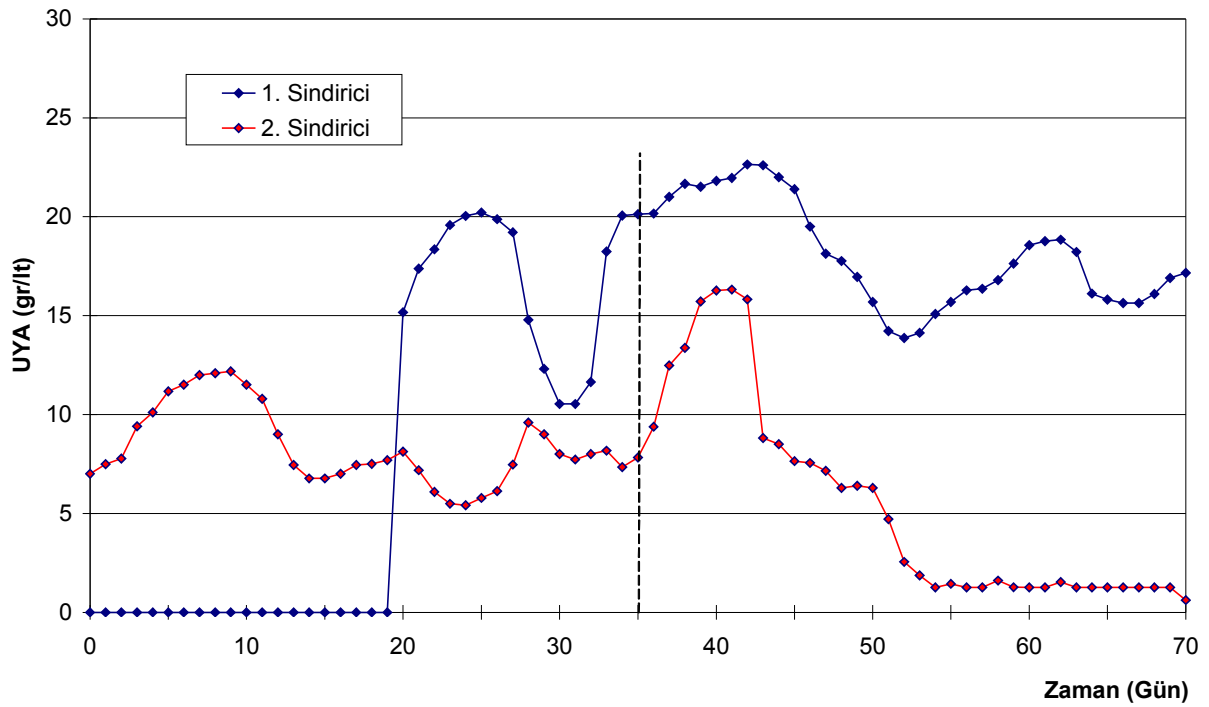
Şekil 3: Birinci ve ikinci sindiricide üretilen biyogazın metan yüzdesi

Birinci Sindirici Uçucu Yağ Asidi Konsantrasyonu

Şekil 4'te verilen grafikte, birinci sindiricinin devreye alma aşamasında uçucu yağ asidi miktarı maksimum miktara 12 gün sonra ulaşmış, 20 gr/l'te olmuştur. Sonrasında metanojen bakteriler belli oranda aktifleşerek asetik asit tüketimi gerçekleşip, uçucu yağ asitleri 10,5 gr/l'te ye kadar düşmüştür. 30. ve 35. günler arasındaki uçucu yağ asitlerinin artışı da pH'nın yükselmesi ve geç hidrolize olan organiklerden kaynaklandığı düşünülmektedir. 35. güne kadar sisteme besleme yapılmamıştır. Evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımı ile birinci sindiriciye günlük beslemeler 35. günden 70. güne kadar yapılmıştır. Bu süreçte ortalama uçucu yağ asitleri konsantrasyonu 18 gr/l'tir. Birinci sindirici asitleştirici olarak görevini yerine getirmiştir.

İkinci Sindirici Uçucu Yağ Asidi Konsantrasyonu

Şekil 4'te verilen grafikte, ikinci sindiricinin uçucu yağ asidi miktarı maksimum noktaya 10. günde ulaşmış ve 12,5 gr/l'te olmuştur. Sonrasında metanojen bakterilerin sayısı ve etkinliği arttıkça asetik asit tüketimi gerçekleşerek, uçucu yağ asitleri düşmeye başlamıştır. İkinci sindiricide bakteri türleri ve reaktör içi kimyasal dengesine 35. günde ulaşmış ve metanojen bakteri yoğunluğu iki kademeli çalışmaya elverişli duruma gelmiştir. Evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımı ile günlük beslemelerin yapıldığı 35. günden 70. güne kadar ortalama uçucu yağ asitleri konsantrasyonu 5,1 gr/l'tir. Son 15 günde metanojen etkinliğin istenilen seviyeye ulaşması ile 1 gr/l'te ye kadar düşmüştür.



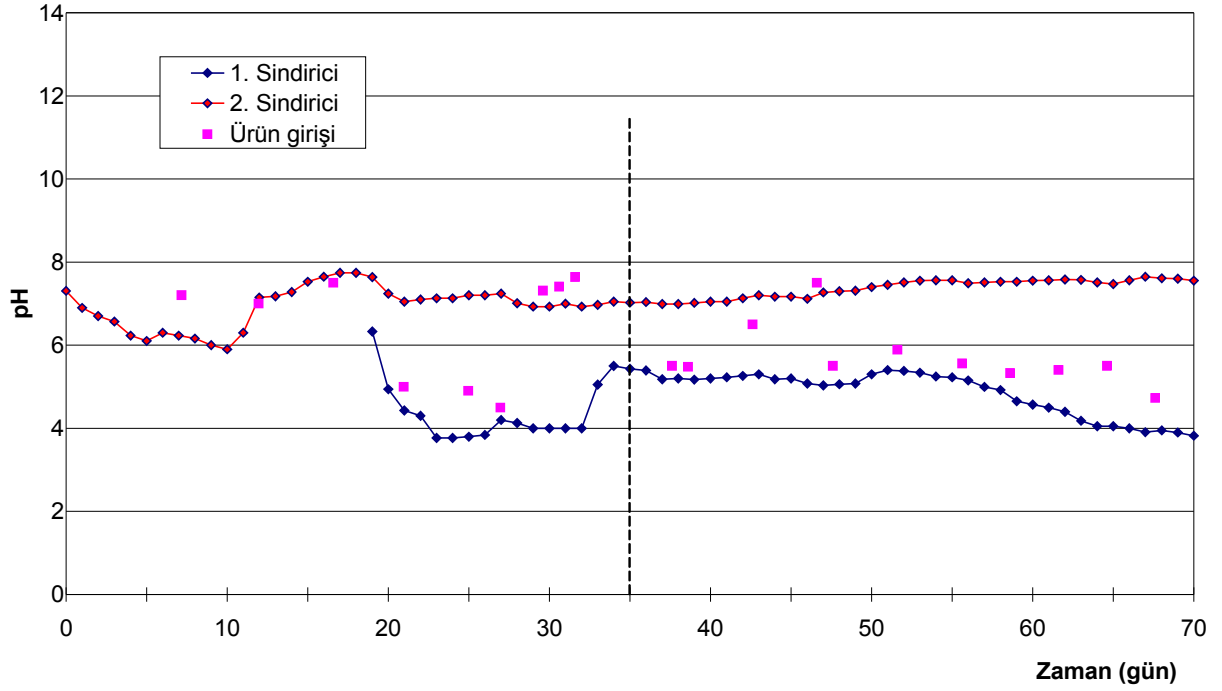
Şekil 4: Birinci ve ikinci sindiricide uçucu yağ asidi değişimi

Birinci Sindirici pH Değişimi

Birinci sindiricide pH 6,2 den ilk yüklemeler sonucu hızlı asitleşme yaşanarak 10 gün sonra pH 3,8 e kadar düşmüştür. Devreye alma aşamasında ortalama pH 4,5 dir. Sonrasında metanojen bakteriler belli oranda aktifleşerek asetik asit tüketimi gerçekleşip, uçucu yağ asitleri 10,5 gr/l'te ye kadar düşmesi ile birlikte 15 gün sonra sistemin 34. gününde pH 5,5 değerine yükselmiştir. Evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımı ile günlük beslemelerin yapıldığı 35. günden 70. güne kadar birinci sindiricide ortalama pH 4,8 olmuştur. Birinci sindiriciye günlük beslenen karışımın pH değeri 4,5 ve 5 arasında seyretmesinin de etkisi ile birinci sindirici pH değeri düşük seyretmiştir. Buna rağmen organik yük azaltılmamış ve pH 5 in altında asitojen bakterilerin yeterli aktivasyonu sağladıkları ve ikinci sindiricinin ihtiyacı olan uçucu yağ asitlerini üretebildikleri görülmüştür.

İkinci Sindirici pH Değişimi

Şekil 5'te, pH değerinin zaman ile değişimi görülmektedir. İkinci sindiricinin başlangıç pH değeri 7,2 iken 10. günde, asitogen bakterilerin etkinliği ile uçucu yağ asitleri 13 gr/l'te ulaşmış ve pH 5,9'a düşmüştür. Metanojen etkinlik sonucu uçucu yağ asitleri oluştuğunda tüketilmiş ve 35. günde uçucu yağ asidi konsantrasyonu 7,34 gr/l'te iken pH 7,1 olmuştur. Evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımı ile günlük beslemelerin yapıldığı 35. günden 70. güne kadar ortalama uçucu yağ asitleri konsantrasyonu 5,1 gr/l'te ve ortalama pH 7,44'dir. Özellikle 55. ve 70. günler arası pH 7,5 civarında seyretmiş ve birinci sindiriciden gelen uçucu yağ asitleri ikinci sindiricide metanojen bakteriler tarafından verimli olarak tüketilmiştir.



Şekil 5: İki kademeli biyogaz tesisinde pH değişimi

Birinci Sindirici Biyogaz Üretimi

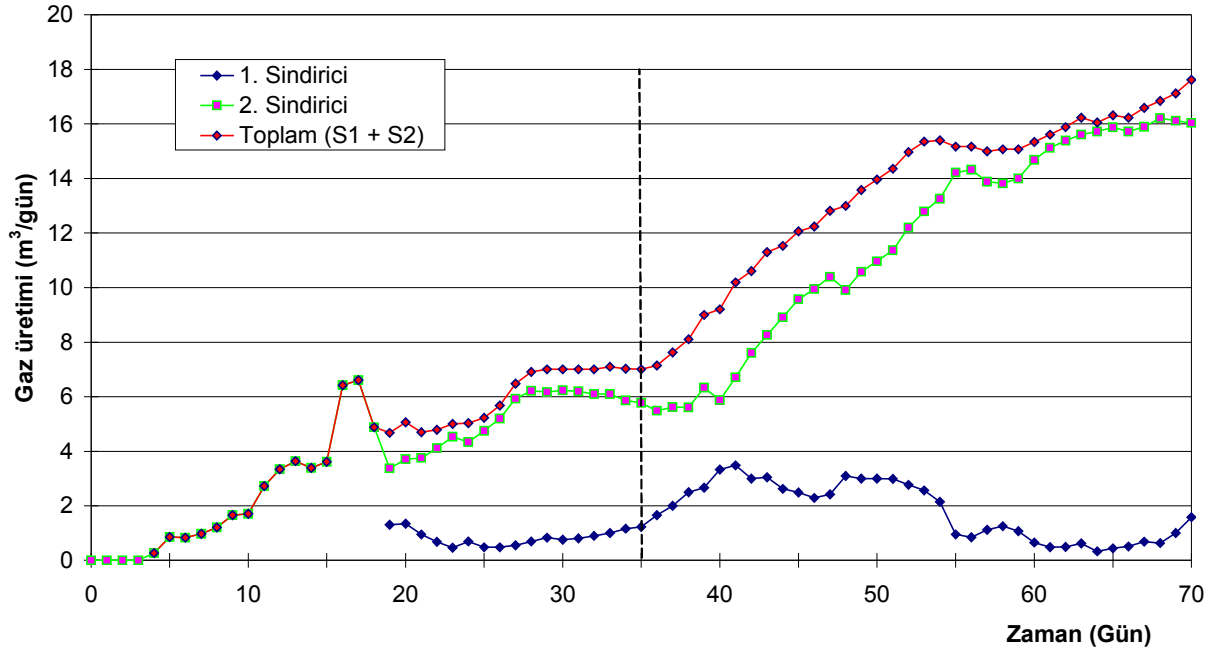
Şekil 6 da görülen birinci sindiricinin günlük biyogaz üretim miktarlarından devreye alma sürecinde 35. güne kadar biyogaz üretimi ortalama 0,9 m³/gün (% 4 CH₄) olarak gerçekleşmiştir. Evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımı ile günlük beslemelerin başladığı 35. günden 70. güne kadar biyogaz üretimi ortalama 1,9 m³/gün (% 9 CH₄) olarak gerçekleşmiştir.

İkinci Sindirici Biyogaz Üretimi

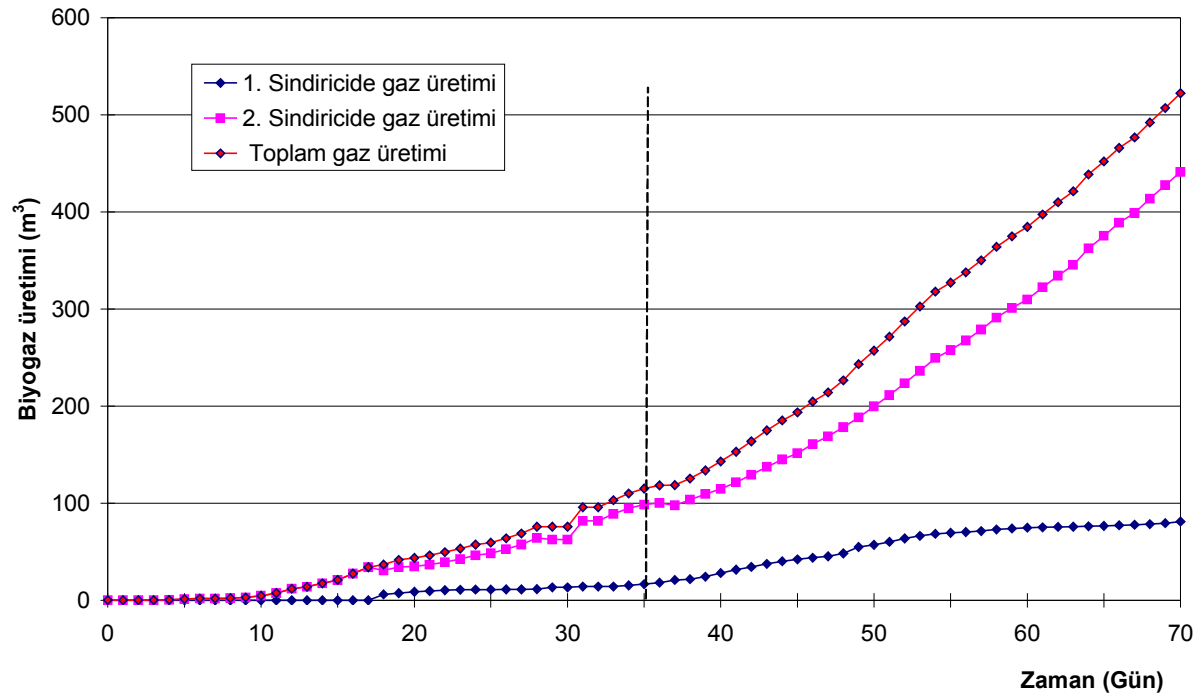
Şekil 6 da görülen ikinci sindiricinin günlük biyogaz üretim miktarlarından devreye alma sürecinde 35. güne kadar biyogaz üretimi ortalama 3,7 m³/gün (% 47 CH₄) olarak gerçekleşmiştir. Evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımı ile günlük beslemelerin başladığı 35. günden 70. güne kadar biyogaz üretimi ortalama 12 m³/gün (% 61 CH₄) olarak gerçekleşmiştir.

İki Kademeli Sistemin Metan Üretimi

Şekil 6 da görüldüğü gibi iki kademeli çalışan sistem 55. ve 70. günler arasında döngüsel dengeye oturmuş ve biyogaz üretimi ortalama 17 m³/gün olarak gerçekleşmiştir. Şekil 3 den görüleceği üzere 55. ve 70. günler arasında metan üretkenliği %68 olarak gerçekleşmiştir. Tablo 4 ten görüleceği üzere sistemin günlük organik yükü 3,904 kgVS/m³.gün'dür. Metan üretkenliği ((17*68/100)/(3,788*5))= 0,610 m³ CH₄/kgVS, 610 lt CH₄/kg VS'dir.



Şekil 6: Sindiricilerde günlük biyogaz üretimi



Şekil 7: Sindiricilerde toplam biyogaz üretimi

SONUÇ

Evsel organik atıkların depolanması çevresel etkileri olan ve maliyetli bir yöntemdir. Geri kazanım için uygulanabilecek yöntemlerden olan oksijensiz sindirim ile biyogaz üretimi yenilenebilir enerji kaynağı statüsünde olması ve geri dönüşüm sağlaması nedeniyle önem arz etmektedir. Evsel organik atıkların anaerobik sindirici de çürütülerek değerlendirilmesi için gerekli olabilecek seyreltme suyunun; uzunca yıllar çöp sızıntı suyu oluşturmaya devam eden düzenli depolama alanlarından karşılanması arıtma maliyetlerini düşürecektir. Tek kademeli oksijensiz sindirici ile daha önce yaptığımız deneyde, evsel organik atıklar ve seyreltici olarak çöp sızıntı suyu karışımı kullanılmış, 445 lt CH₄/kgVS üretkenliğinde metan gazı elde edilmiştir. Evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımından İki kademeli biyogaz üretim çalışmaları sonucunda, sistem 55. ve 70. günler arasında döngüsel dengeye oturmuş ve bu aralıkta metan üretkenliği 610 lt CH₄/kg VS olmuştur. Elde edilen sonuçlar göstermiştir ki, iki kademeli çalışmada aynı bekleme süresi için; sistemin stabil ve mikrobiyal koşulların dengede olmasından kaynaklı olarak uçucu organik miktarı başına tek kademeli çalışmaya göre %37 daha fazla miktarda metan gazı üretimi sağlanmıştır. İki kademeli sindiricilerin avantajlarının yüksek olmasından dolayı önümüzde ki yıllarda tercih sebebi olacağı görülmektedir. Ayrıca evsel organik atıklar gibi homojen olmayan organik yükleme durumları için iki kademeli biyogaz üretim teknolojilerin geliştirilmesi ve uygulanması gerekmektedir.

TEŞEKKÜR

Organik atıklar ve çöp sızıntı suyu karışımları ile yapılan iki kademeli çalışmamızda, kimyasal analizleri büyük bir titizlikle yapan İzaydaş laboratuvar çalışanı arkadaşlarımıza, Biyogaz üretim Ar-Ge tesisinin tasarım, imalat, montaj ve deneme çalışmalarında katkıları bulunan bakım atölyeleri teknisyenlerine, Teknik Hizmetler Müdürümüz Salih Deveci, ye ve desteğini hiçbir zaman esirgemeyen Genel Müdürümüz Muhammet Saraç'a teşekkür ederiz.

KAYNAKLAR

- [1] Cohen, A., Knevoets, W.A. and Zeetmeyer, R.J. 1983. Fast anaerobic digestion of solid vegetable wastes on semi-technical scale. In: Proceeding of European Symposium Anaerobic Waste Water Treatment, Noordwijkerhout, Netherlands. Van den Brink, W.J.(E.d.), AWWT Symposium Secretariat, The Hague, 1983:171.
- [2] Cohen, A.1983. Two-phase digestion of liquid and solid wastes. In: Proceedings 3rd International Symposium on Anaerobic Digestion, Boston (USA). 1983, 3rd A.D. Secretariat (Eds):123-38.
- [3] Verrier, D., Roy, F. and Albagnac, G. 1987. Two-phase methanization of solid vegetable wastes. Biological Wastes 22: 163-77.
- [4] Brummeler, E.T., Aarnink, M.J. and Koster, I.W. 1992. Dry anaerobic digestion of solid organic waste in a biocell reactor at a pilot-plant scale. Water Sci. Tech. 25(7):301-10.
- [5] Ghosh, S. 1995. Role of anaerobic digestion in alleviating environmental problems in the United State. J of Hydra, Coast and Environ. Eng. 52(18): 239-48.
- [6] Bae, J.H., Cho, K.W., Lee, S.J., Bum, B.S. and Yoon, B.H. 1998. Effects of leachate recycle and anaerobic digestion sludge recycle on the methane production from solid waste.
- [7] Guangqing Liu, Ruihong Zhang, Xiujin Li and Renjie Dong. "Research Progress in Anaerobic Digestion of High Moisture Organic Solid Waste Research Progress in Anaerobic Digestion of High Moisture Organic Solid Waste". Agricultural Engineering International: the CIGR Ejournal. Invited Overview No.13. Vol. IX. November, 2007.
- [8] Şerit, G. Yiğit, K.S. Gündüz, Şengün, M., Toraman, M. "İki fazlı biyogaz üretim tesislerinde gaz üretimine etki eden parametreler", EVK 2009, 3. Enerji verimliliği ve kalitesi sempozyumu, (232-237), Mayıs 2009
- [9] Gündüz, M, Yiğit, K. S. , Şerit, G., SARAÇ, M. " Evsel organik atık ve çöp sızıntı suyundan biyogaz üretimi" IWES 09, Uluslararası Atıktan Enerji Üretimi Sempozyumu, Kasım 2009, İstanbul

EVSEL ORGANİK ATIK VE ÇÖP SIZINTI SUYUNDAN İKİ KADEMELİ AR-GE TESİSİNDE BİYOGAZ ÜRETİMİ

K Süleyman Yiğit*, Mustafa Gündüz**, Gülay Şerit**, Muhammet SARAÇ**

*Kocaeli Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Makine Mühendisliği Bölümü-Kocaeli, kyigit@kocaeli.edu.tr

**İZAYDAŞ Atık Yakma ve Atık Değerlendirme A.Ş. – Kocaeli Büyükşehir Belediyesi, him@izaydas.com.tr

Özet

Bu deneysel çalışmada, evsel organik atıklar ile çöp sızıntı suyu kullanılarak, birinci sindirici hacmi 1,2 m³, ikinci sindirici hacmi 3,8 m³ olmak üzere toplam hacmi 5m³ olan iki kademeli Biyogaz Üretim AR-GE tesisinde, 37±1°C sıcaklığında ve 70 günlük bir zaman periyodu boyunca denemeler yapılmıştır. Her gün düzenli olarak birinci sindiriciye ortalama %10 kuru madde içerikli, 200 kg/gün evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımı beslemesi yapılmış üretilen biyogaz miktarı ve konsantrasyonu ölçülmüştür. Analiz edilen parametreler ise, katı madde miktarı, uçucu madde miktarı, C/N/P oranları, pH, uçucu yağ asitleri ve engelleyicilerdir. Tek kademeli oksijensiz sindirici ile daha önce yaptığımız deneyde, evsel organik atıklar ve seyreltici olarak çöp sızıntı suyu karışımı kullanılmış, hidrolik bekleme süresi 25 gün olarak, %65 metan gazı içerikli, ortalama 445 lt CH₄ / kgVS metan gazı elde edilmiştir. İki kademeli biyogaz üretimi AR-GE tesisinde hidrolik bekleme süresi 25 gün olarak %68 metan gazı içerikli, ortalama 610 lt CH₄ / kgVS metan gazı elde edilmiştir. Elde edilen sonuçlar göstermiştir ki, iki kademeli çalışmada aynı bekleme süresinde yüksek organik yük ile çalışma yapılabilmüş, uçucu organik miktarı başına tek kademeli çalışmaya göre %37 daha fazla miktarda metan gazı üretimi sağlanmıştır.

Anahtar kelimeler: İki kademeli biyogaz, Organik atık, Çöp sızıntı suyu

GİRİŞ

İki kademeli sistem kavramı ilk kez 1971’de Pohland ve Gosh tarafından ortaya atılmış ve ilk olarak sıvı içinde çözünebilir, sıvı formda bulunan atıklar için uygulanmıştır. Daha sonra 80’li yılların başında iki kademeli sistem ile katı sebze atıkları kullanılarak laboratuvar deney düzeneklerinde denemeler yapılmıştır [1], [2], [3]. İlerleyen yıllarda yapılan laboratuvar çalışmalarında iki kademeli sistemlerin tek kademeli sistemlere nazaran dört önemli avantajı olduğu görülmüştür. Bunlar; kısa sürede devreye alma, yüksek sistem stabilitesi, optimize olmuş mikrobiyal şartlar, daha küçük reaktör hacimleri veya daha kısa hidrolik bekleme süreleridir.[4], [5], [6]. Tablo 1 de tek kademeli sistemler ile iki kademeli sistemlerin avantaj ve dezavantajları özet halinde verilmiştir. İki kademeli ıslak sistemlerde, biyolojik olarak parçalanabilen tüm organik malzeme, sıvı faz içerisinde homojenize olmuş durumdadır. Viturtia tarafından 1989’da kurulan sistem hariç, meyve ve sebze atığı kullanılan bu tip iki kademeli ıslak sistemlerin hepsinde sürekli besleme yöntemi uygulanmıştır. Meyve-sebze ve yiyecek kökenli organik atıklarla iki kademeli deney düzenekleri tercih edilerek yapılan araştırma ve deneysel çalışmalar olmasına rağmen, büyük endüstriyel tesisler genellikle tek kademeli yapılmaktadır. İki kademeli biyogaz üretim tesislerinde, yüksek yükleme oranlarında bile yüksek miktarlarda kararlı gaz elde edilebilmesi ve üretimin tek kademeli sistemlere göre daha yüksek verimlerde gerçekleşebilmesi mümkündür. Bu önemli nedenlerden dolayı yakında endüstriyel tesislerde iki kademeli biyogaz üretim sistemlerinin yaygınlaşacağı öngörülmektedir [7]. Günümüzde yaygın olarak kullanılan tek kademeli biyogaz üretim tesislerinde oksijensiz sindirimin safhaları olan hidroliz, asitleşme ve metanlaşma kademeleri tek bir reaktör içinde gerçekleşmektedir. Ancak her safhada etkin olan bakteri türlerinin verimli çalışabilmesi ve üreyebilmeleri için ihtiyaç duyduğu kimyasal ve fiziksel koşulların farklılık göstermesi tek kademeli tesislerin önemli dezavantajlarından. Yapılan bu çalışmada sistem ikiye bölünerek hidroliz ve asit oluşumu birinci sindiricide, metan oluşumu ise ikinci sindiricide gerçekleştirilerek tek kademeli sistemlerin olumsuzlukları giderilmeye çalışılmıştır.

Tablo 1: Tek kademeli sistemler ile İki kademeli sistemlerin karşılaştırılması

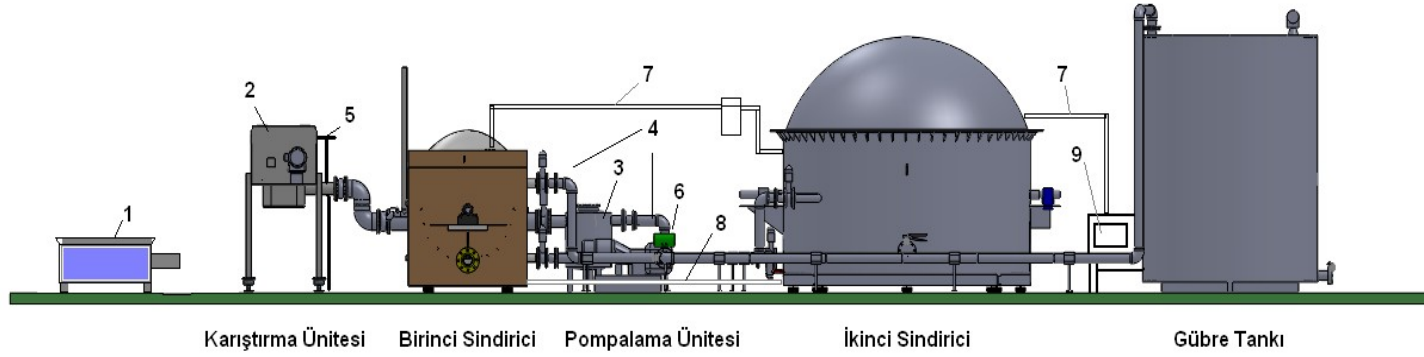
SİSTEM	AVANTAJLARI	DEZAVANTAJLARI
Tek Kademeli Sistemler	1-İlk yatırım maliyeti düşük 2-İşletilmesi daha kolay	1-Devreye alma süresi daha uzun 2-Kararlılık kontrolü daha zor 3-Yük değişimlerine daha hassas 4-Optimize olmamış mikrobiyal şartlar
İki Kademeli Sistemler	1-Kısa sürede devreye alma 2-Yüksek sistem kararlılığı 3-Optimize olmuş mikrobiyal şartlar	1-İlk yatırım maliyeti yüksek 2-Daha zor işletme ve kontrol

İki kademeli biyogaz sistemleri ile ilgili yapılan deneysel çalışmalar ve mevcut tek kademeli biyogaz üretim tesisleri incelendiğinde, iki kademeli sistemlerin birçok avantaja sahip olmasına rağmen gerçek uygulamalarda kontrol sisteminin zorluğu ve ilk yatırım maliyetlerinin yüksek olması gibi sebepler ile bu sistemlerin tercihinden kaçınıldığı görülmüştür. İki kademeli sistemlerin tercih edilir olabilmesi için; daha fazla deneysel çalışma yapılması, işletim kolaylığının sağlanması ve yatırım maliyetlerinin düşürülmesi gerekmektedir. Bu durumlar göz önüne alınarak iki kademeli gerçek sistem tasarımı tercih edilmiştir. Kocaeli Üniversitesi ve Kocaeli Büyükşehir Belediyesine bağlı İzaydaş biyogaz çalışma grubu tarafından; kademelerin hızları ile reaktör hacimleri, literatür incelemesi ve ön denemeler yapılarak belirlenip iki kademeli AR-GE tesisi tasarım, imalat ve montajları yapılmıştır. Tesis geliştirilmeye devam edilmekte ve Biyogaz üretim deneme çalışmaları yapılmaktadır. Özellikle uçucu yağ asitlerinin hızlı oluşumuna karşılık metan oluşum sürecinin çok yavaş oluşu dikkate alınarak yapılan hesaplamalarda birinci kademe (hidroliz ve uçucu yağ asidi oluşumu) için 1,2 m³ lük, ikinci kademe (metan oluşumu) için 3,8 m³ lük sindirici hacimleri öngörülmüştür. Toplam olarak sistem hacmi maksimum 5 m³ olup gerektiğinde sindiriciler belirtilen hacimlerin altında çalıştırılarak, her iki sindiricinin en uygun çalışma hacimleri ve hidrolik bekletme süreleri, kullanılan organik maddenin içeriği, işletme analizlerine göre belirlenip ayarlanabilmektedir.

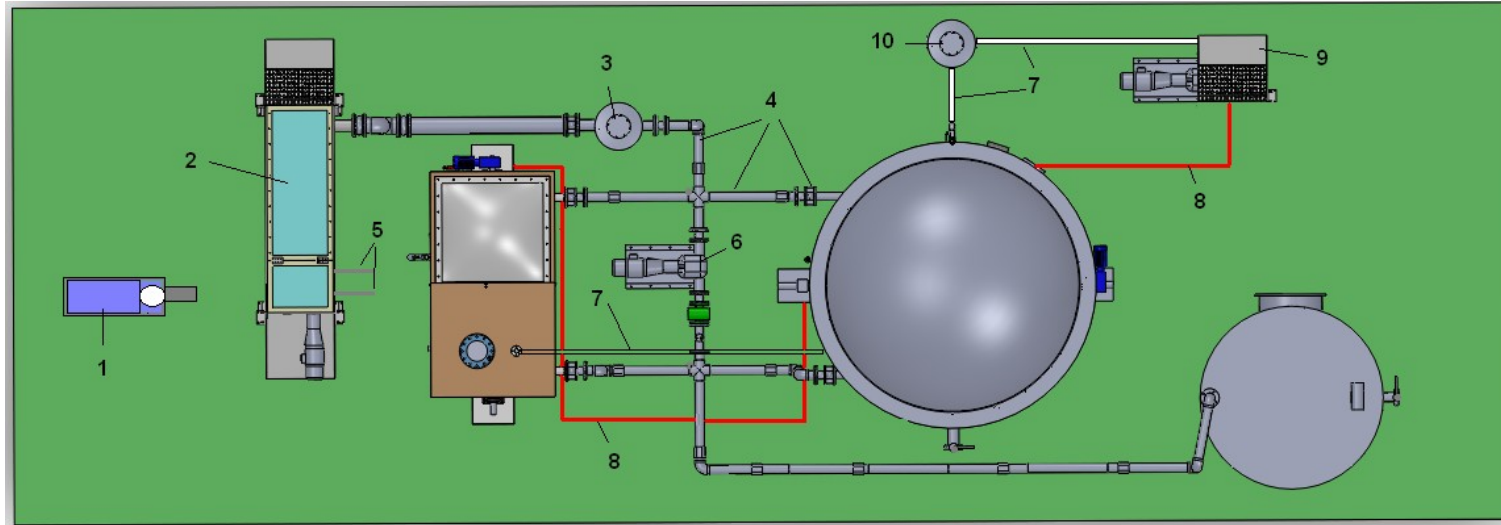
İKİ KADEMELİ BİYOGAZ ÜRETİM AR-GE TESİSİ

Gerekli inceleme ve hesaplamalardan sonra tasarlanıp üretimi yapılan ve Şekil 1 ile Şekil 2 de şematik resimleri gösterilen iki kademeli biyogaz üretim tesisinde, Karıştırma ünitesi, Birinci sindirici, İkinci sindirici ve Organik gübre tankı birbirine seri olarak bağlanmış olup tesisin bileşenleri ana başlık altında şöyle özetlenebilir;

- Depolama ünitesi
- Hammadde hazırlama ünitesi
- Taş-kum metal tutucu filtre ünitesi
- Transfer pompası-tesisat ve armatürler
- Sindirme üniteleri
 - a)Asit reaktörü
 - b)Metan reaktörü
- Ölçme ve kontrol sistemleri
- Organik gübre depolama ünitesi
- Sıcak su dolaşım sistemi
- Basınçlı hava üretim-dağılım sistemi
- Gaz toplama-filtreleme sistemi
- Motor Jeneratör ünitesi
- Su dağıtım sistemi



Şekil 1: İki Kademeli Biyogaz Üretim AR-GE Tesisinin yandan şematik görünüşü;



Şekil 2 İki Kademeli Biyogaz Üretim AR-GE Tesisinin üstten şematik görünüşü: 1-Kıyıcı, 2-Karıştırıcı, 3-Taş tutucu Filtre, 4-Boru ve vana bağlantı elemanları, 5-Temiz ve kullanılmış su besleme hattı, 6-Pompa, 7-Gaz iletim boruları, 8-Sıcak su hattı, 9-Motor jeneratör grubu, 10-Gaz temizleme ünitesi

TESİSİN ÇALIŞMA BİÇİMİ

Şekil 1 ve 2 de tesisin şematik görünümü verilmiştir. Kıyıcıda kıyılan organik maddeler hammadde hazırlama ünitesi (karıştırıcı) içine yüklenmekte ve sonrasında sistem otomatik çalışmaya başlamaktadır. Karıştırıcıya yüklenen organik materyalin su ihtiyacına ve çalışma amacına göre sistem karıştırıcı içine otomatik olarak gereken miktarda su, atık su veya sıvı organik gübre olarak belirli süre karıştırmayı sağlamaktadır. İkinci sindiricideki hidrolik bekleme süresi dolmuş günlük besleme miktarı kadar ürün organik gübre tankına gönderilmekte, aynı miktar kadar ürün birinci sindiriciden ikinci sindiriciye transfer edilmektedir. Diğer adımda atık hazırlama ünitesinde karışım sürecini tamamlamış ürün taş-kum tutucu filtreden geçirilip atık oluşum ve toplama süreçlerinden kaynaklı inorganik materyalin ayrıştırılması sağlanarak birinci sindiriciye yüklenmektedir. Sonrasında birinci sindirici ve ikinci sindiricinin kendi iç hidrolik karıştırma döngülerini yine otomasyon sistemi gerçekleştirmektedir. Günlük katı organik besleme miktarı, su ihtiyacı verilerinin girildiği otomasyon sistemi yukarıda ifade edilen tüm döngüleri, ilgili borular üzerindeki vanalar açılıp kapanarak ve ana pompa vasıtasıyla gerçekleştirilmektedir. Sindiricilerin mekanik karıştırma ihtiyaçları otomasyon sistemi tarafından belirli aralıklar ile gerçekleştirilmektedir. Birinci ve ikinci sindiricide sürekli olarak biyogaz üretimi gerçekleşmektedir. İkinci sindiricide toplanan biyogazın içinde bulunan H_2S , diğer toksin bileşenler ve su buharı filtrede tutularak temizlenmektedir. Elektrik üretimi için, biyogaz gaz dönüşümlü içten yanmalı motora gönderilerek motor ve jeneratörün çalışması sağlanmaktadır. Su soğutmalı gaz motorunun soğutma suyu ile sindiricilerin sıcaklığı mezofilik veya termofilik sıcaklık aralıklarının da otomasyon sistemi yardımıyla sabit tutulabilmektedir [8].

DENEYSEL ÇALIŞMA

Evsel organik atıkların geri kazanımı, çöp sızıntı suyunun organik yük içeriğinin düşürülmesi gereksinimi göz önünde bulundurularak; evsel organik atıkların çöp sızıntı suyu ilavesi ile seyreltilip İki Kademeli Biyogaz Üretim Ar-Ge Tesisinde çürütülmesi amacıyla deneysel çalışma yapılmıştır.

Her iki sindiricide de mezofilik sıcaklıkta 37 °C çalıştırılmıştır. Sindiricilere yüklenen organik atıklar ve çöp sızıntı suyunun Toplam Kuru Madde Oranı (TKM), Uçucu Organik Madde Oranı (UOM), Toplam Organik Karbon (TOC) mg/kg, Toplam Kjeldahl Azotu (TKN) mgN/kg, Toplam Fosfor (TP) mg/kg, pH, Yoğunluk (kg/m³), hazırlanan karışımda ise bunlar ile birlikte engelleyiciler ve iz elementlerin analizleri yapılmıştır. Ayrıca üretilen biyogaz miktarı ve portatif gaz analizörü ile günlük gaz konsantrasyon [$CH_4(\%)$, $CO_2(\%)$, $O_2(\%)$, $N_2(\%)$, CO(ppm), $H_2S(ppm)$ ve LEL(%)] ölçümleri yapılmıştır. Günlük periyotta sindiricilerden numune alınarak toplam uçucu yağ asidi miktarı ve haftalık periyotta engelleyicilerin ve iz elementlerin değişimleri izlenmiştir.

Toplam nitrojen (TN) Kjeldahl Standart Metodu ve Kjell-Foss 16200 otomatik çözümleyici kullanılarak, Amonyum Hach-Lange DR 5000 UV/VIS Spektrofotometre ile, Uçucu yağ asitleri destilatın titre edilmesi yöntemi ile, Kuru madde (KM) nem cihazında 105 °C'de kurutulduktan sonra, Uçucu organik madde sabit tartıma gelinceye kadar 550 °C'de yakılması sonucu kaybolan madde miktarından ölçülmüştür. Gaz analizi ise taşınabilir Gas Data LMS xi Multifunction cihazı ile yapılmıştır.

Birinci ve İkinci Sindiriciyi Devreye Alma

Devreye alma başlangıcında ikinci sindirici; %10 kuru madde içerikli büyükbaş hayvan gübresi, tavuk gübresi, işkembe içi ve çöp sızıntı suyu karışımı ile köpüklenme engellenecek şekilde aşamalı olarak doldurulmuş hidroliz, asitleşme ve metanlaşma süreçleri tamamlanıp ikinci sindiricinin metanojen yoğunluklu bakteri popülasyonuna ulaşması 35. günde sağlanmıştır. 18. günden itibaren ikinci sindiricide biyogaz üretimi devam ederken birinci sindirici aşamalı olarak yüklenerek hidroliz ve asitojen bakteri popülasyonu 17 gün sonra sağlanmıştır. 35. günde her iki sindirici iki kademeli çalışacak koşullara gelmiştir. Tablo 2 ve 3 de her iki sindiriciye ait devreye alma analiz ve hesapları görülmektedir. Sindirici 2 devreye alınırken büyükbaş hayvan gübresi, tavuk gübresi metanojen bakteri içeriğinin yoğunluğu nedeniyle tercih edilmiş, birinci sindirici devreye alınırken yüksek asitojen bakteri içeriği nedeniyle işkembe içi tercih edilmiştir.

Evsel Organik Atık ve Çöp Sızıntı Suyu Karışımı İle İki Kademeli Deneysel Çalışma

Deneyisel çalışma sürekli besleme yöntemi uygulanarak yapılmıştır. Literatür bilgileri ve daha önce yapılan deneyisel çalışmaların ışığında hidrolik bekleme süresi birinci sindiricide 6 gün, ikinci sindiricide 19 gün kabul edilerek, evsel organik atık ve çöp sızıntı suyunun analiz ve hesap edilen parametrelerine göre günlük besleme miktarının tayini yapılmıştır. Bununla ilgili hesaplamalar Tablo 4 de verilmiştir. Günlük beslemelere 35. günde başlanılmış ve %10 kuru madde içerikli evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımı ile 35 ve 70 günler arası 35 gün iki kademeli çalışma yapılmıştır.

Tablo 2 İkinci Sindiriciyi devreye almada yükleme menüsü

Sindirici 2 Devreye Alma Büyükbaş gübresi+ Tavuk gübresi+İşkembe içi+Çöp Sızıntı Suyu							Toplam Hacim (m3)				3,800					
							Ortalama HBS (gün)				35					
							C/N İşletim Oranı				16,365					
Toplam Fermanter Su İçeriği		%	90	Miktar (Kg)	3420,000	Miktar (m3)	3,42	Ortalama yoğunluk (Kg/m3)				1002,6				
Toplam Fermanter Kuru Madde İçeriği		%	10	Miktar (Kg)	389,880	Miktar (m3)	0,38									
Kuru madde yoğunluğu (Kg/m3)		1026		Toplam (Kg)	3809,880		3,80									
			Analiz		Hesaplanan			Analiz			Hesaplanan					
Atık türü	HBS	C%	N%	C/N	C(kg)	N(kg)	%KM kuru madde	% NEM	Uçucu Organikler %	%Kül	KM kuru madde (kg/gün)	Su içeriği (kg/gün)	Uçucu organikler (kg/gün)	Kül miktarı (kg/gün)	Besleme miktarı (kg/gün)	Toplam fermanter içeriği (kg)
Büyük baş gübresi	36,0	30,0	1,7	18,1	2,9	0,2	15,85	84,15	80,00	20,00	9,64	51,16	7,71	1,93	60,79	2127,7
Tavuk gübresi	30,0	41,1	5,5	7,5	0,3	0,0	63,00	37,00	29,00	71,00	0,61	0,36	0,18	0,43	0,97	34,0
İşkembe içi	25,0	30,0	1,7	18,1	0,3	0,0	12,80	87,20	80,00	20,00	0,89	6,07	0,71	0,18	6,96	243,7
çöp suyu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	100,00	0,00	0,00	0,00	40,13	0,00	0,00	40,13	1404,4
Toplam-Ortalama	35			16,365	3,4	0,2					11,14	97,71	8,60	2,54	108,85	3809,9
							ORL (KgVS/gün.m³)				2,263					

Tablo 3 Birinci sindiriciyi devreye almada yükleme menüsü

Sindirici 1 devreye alma Evsel Organik Atık+İşkembe İçi+ Çöp Sızıntı Suyu							Toplam Hacim (m ³)		1,200							
							Ortalama HBS (gün)		17							
							C/N Oranı		24,014							
Toplam Fermanter Su İçeriği		%	90	Miktar (Kg)	1080,000	Miktar (m3)	1,08	Ortalama yoğunluk (Kg/m3)		1003						
Toplam Fermanter Kuru Madde İçeriği		%	10	Miktar (Kg)	123,120	Miktar (m3)	0,12									
Kuru madde yoğunluğu (Kg/M3)			1026	Toplam (Kg)	1203,120		1,20									
			Analiz		Hesaplanan		Analiz			Hesaplanan						
Atık türü	HBS	C%	N%	C/N	C(kg)	N(kg)	%KM kuru madde	%NEM	Uçucu Organikler-%	%Kül	KM kuru madde (kg/gün)	Su İçeriği (kg/gün)	Uçucu organikler (kg/gün)	Kül miktarı (kg/gün)	Besleme miktarı (kg/gün)	Toplam fermanter içeriği (kg)
İşkembe içi	15,0	30,0	1,7	18,1	0,4	0,0	12,80	87,20	80,00	20,00	1,45	9,87	1,16	0,29	11,32	192,4
Evsel atık (yemekhane)	18,00	62,50	2,50	25,00	3,62	0,14	24,11	75,89	95,13	4,87	5,79	18,24	5,51	0,28	24,03	408,53
çöp suyu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	100,00	0,00	0,00	0,00	35,42	0,00	0,00	35,42	602,2
Toplam-Ortalama	17			24,01	4,1	0,2					7,24	63,53	6,67	0,57	70,77	1203,1
							ORL (KgVS/gün.m ³)				5,559					

Tablo 4: Evsel Organik Atık ve Çöp Sızıntı Suyu Karışımından oluşan yükleme menüsü

Evsel Organik Atık+ Çöp Sızıntı Suyu							Toplam Hacim (m3)		5,000							
							HBS Asitleşme (gün)		25,0							
							C/N İşletim Oranı		25,0							
Toplam Fermanter Su İçeriği		%	90	Miktar (kg)	4500,000	Miktar (m3)	4,50	Ortalama yoğunluk (Kg/m3)		1003						
Toplam Fermanter Kuru Madde İçeriği		%	10	Miktar (kg)	513,000	Miktar (m3)	0,50									
Kuru madde yoğunluğu (kg/m3)		1026		Toplam	5013,000		5,00									
		Analiz		Hesaplanan		Analiz			Hesaplanan							
Ank türü	HBS	C%	N%	C/N	C(kg)	N(kg)	%KM kuru madde	% NEM	Uçucu Organikler-%	%kül	KM kuru madde (kg/gün)	Su İçeriği (kg/gün)	Uçucu organikler (kg/gün)	Kül miktarı (kg/gün)	Besleme miktarı (kg/gün)	Toplam fermenter içeriği (kg)
Yemektehane atığı	6,00	62,50	2,50	25,00	12,83	0,51	11,00	89,00	92,30	4,87	20,52	166,03	18,94	1,00	186,55	4663,64
Çöp Sızıntı Suyu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	100,00	0,00	0,00	0,00	13,97	0,00	0,00	13,97	349,4
Toplam-Ortalama	6			25	12,8	0,5					20,52	180,00	18,94	1,00	200,52	5013,0
								ORL (KgVS/gün.m ³)				3,788				

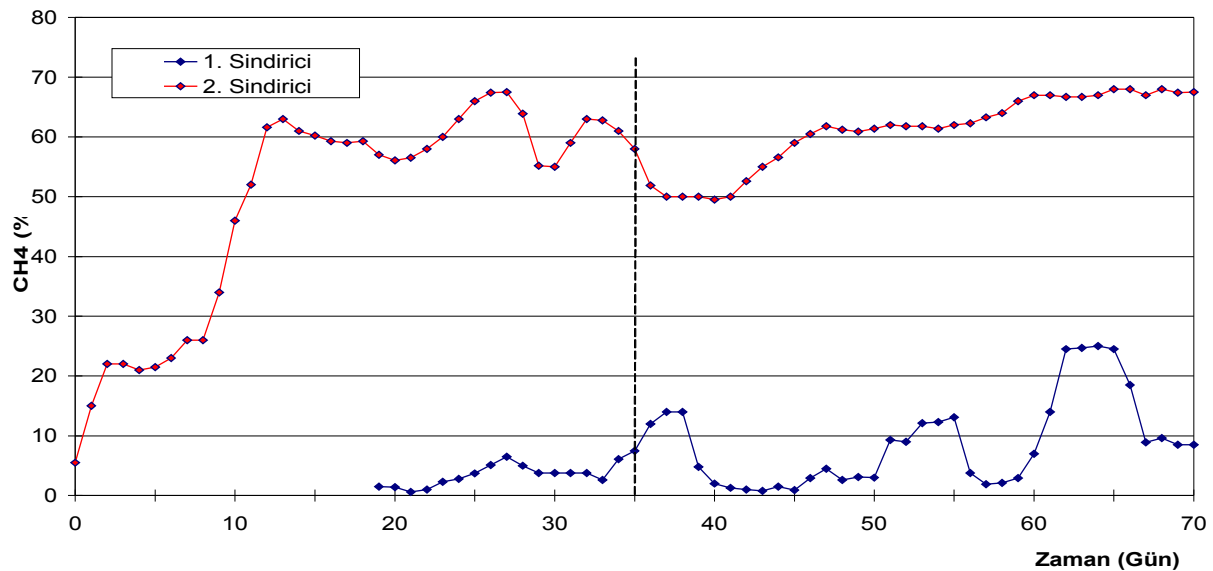
DEĞERLENDİRMELER

Birinci Sindiricinin Metan Yüzdesi

Şekil 3'te Birinci sindirici, başlangıcı olan 18.günden itibaren asitojen etkinlik sonucu, yüksek oranlarda CO₂ oluşumu ve uçucu yağ asidi miktarları nedeniyle sistemin 35. gününde metan gazı ancak % 8 olmuştur. Birinci sindirici 35. günden 70. güne kadar günlük olarak beslenmiştir. 35 günlük biyogaz üretim sürecinin metan içeriği ortalama % 9 dur. Asitleştirme fermenteri olarak görevini yerine getirmiştir.

İkinci Sindiricinin Metan Yüzdesi

Şekil 3'te metan gazı günlük üretim yüzdesi verilmiş olup denemelerin başlangıcında asitojen etkinlik sonucu, yüksek oranlarda CO₂ oluşumu gözlenmiş, 8. günde metan gazı hızla artışa geçmiş ve 12. günde CH₄/CO₂ oranı %50 değerini geçerek ve bundan sonraki süreçte metan gazı 26. günde %68 değerine ulaşmıştır. Günlük beslemelere başlanıldığı 35. günde metan gazı içeriği % 60 dır. Evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımından oluşan yükleme menüsü ile 35. günden 70. güne kadar günlük beslemeler yapılmıştır. 35 günlük biyogaz üretim sürecinin metan içeriği ortalama % 61 dir.



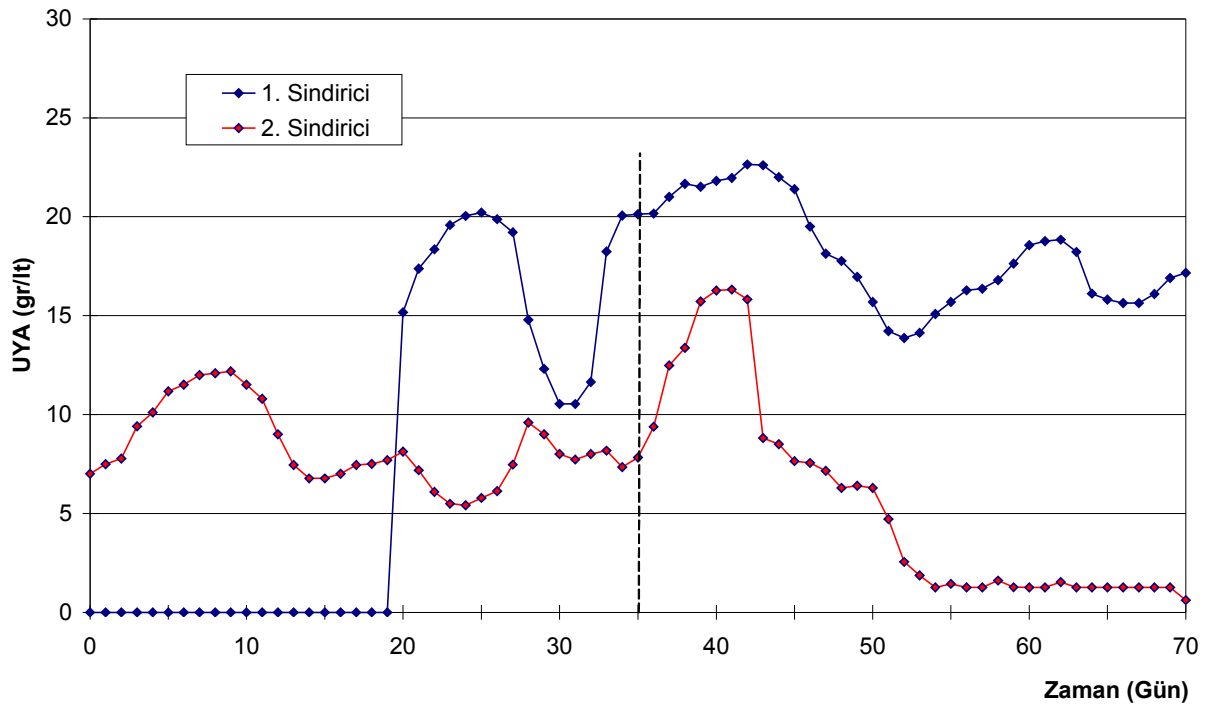
Şekil 3: Birinci ve ikinci sindiricide üretilen biyogazın metan yüzdesi

Birinci Sindirici Uçucu Yağ Asidi Konsantrasyonu

Şekil 4'te verilen grafikte, birinci sindiricinin devreye alma aşamasında uçucu yağ asidi miktarı maksimum miktara 12 gün sonra ulaşmış, 20 gr/lit olmuştur. Sonrasında metanojen bakteriler belli oranda aktifleşerek asetik asit tüketimi gerçekleşip, uçucu yağ asitleri 10,5 gr/lit ye kadar düşmüştür. 30. ve 35. günler arasındaki uçucu yağ asitlerinin artışı da pH'nın yükselmesi ve geç hidrolize olan organiklerden kaynaklandığı düşünülmektedir. 35. güne kadar sisteme besleme yapılmamıştır. Evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımı ile birinci sindiriciye günlük beslemeler 35. günden 70. güne kadar yapılmıştır. Bu süreçte ortalama uçucu yağ asitleri konsantrasyonu 18 gr/lit dir. Birinci sindirici asitleştirici olarak görevini yerine getirmiştir.

İkinci Sindirici Uçucu Yağ Asidi Konsantrasyonu

Şekil 4'te verilen grafikte, ikinci sindiricinin uçucu yağ asidi miktarı maksimum noktaya 10. günde ulaşmış ve 12,5 gr/lit olmuştur. Sonrasında metanojen bakterilerin sayısı ve etkinliği arttıkça asetik asit tüketimi gerçekleşerek, uçucu yağ asitleri düşmeye başlamıştır. İkinci sindiricide bakteri türleri ve reaktör içi kimyasal dengesine 35. günde ulaşmış ve metanojen bakteri yoğunluğu iki kademeli çalışmaya elverişli duruma gelmiştir. Evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımı ile günlük beslemelerin yapıldığı 35. günden 70. güne kadar ortalama uçucu yağ asitleri konsantrasyonu 5,1 gr/lit dir. Son 15 günde metanojen etkinliğin istenilen seviyeye ulaşması ile 1 gr/lit ye kadar düşmüştür.



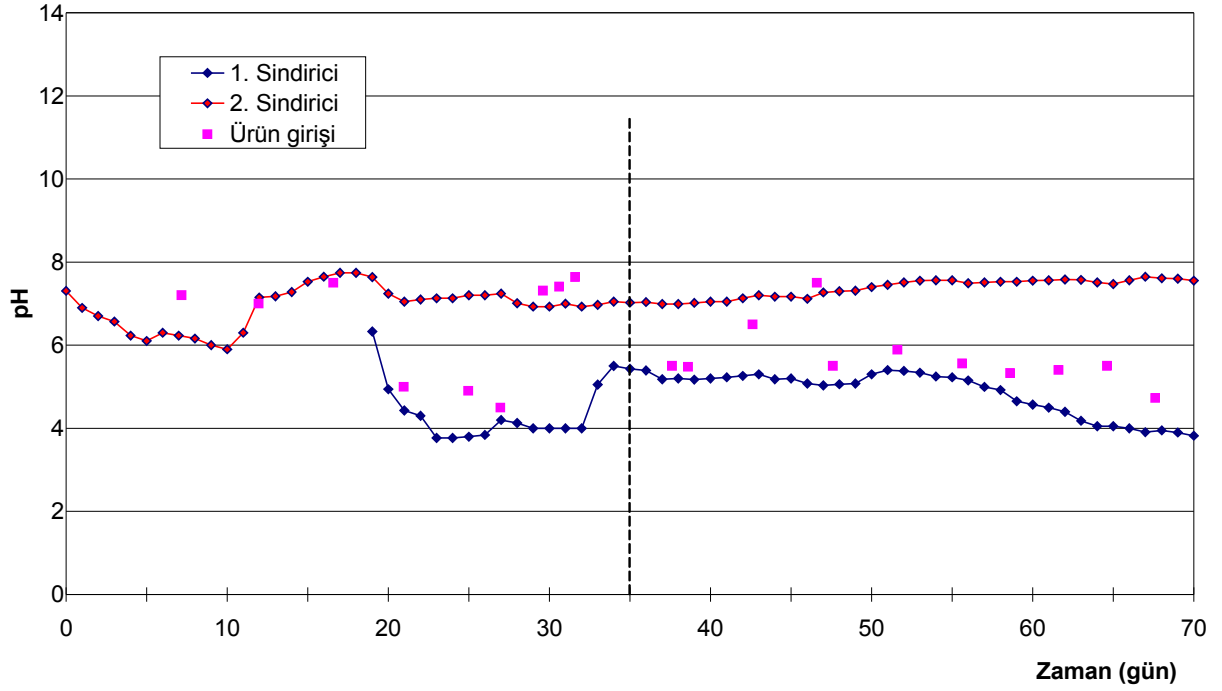
Şekil 4: Birinci ve ikinci sindiricide uçucu yağ asidi değişimi

Birinci Sindirici pH Değişimi

Birinci sindiricide pH 6,2 den ilk yüklemeler sonucu hızlı asitleşme yaşanarak 10 gün sonra pH 3,8 e kadar düşmüştür. Devreye alma aşamasında ortalama pH 4,5 dir. Sonrasında metanojen bakteriler belli oranda aktifleşerek asetik asit tüketimi gerçekleşip, uçucu yağ asitleri 10,5 gr/lit ye kadar düşmesi ile birlikte 15 gün sonra sistemin 34. gününde pH 5,5 değerine yükselmiştir. Evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımı ile günlük beslemelerin yapıldığı 35. günden 70. güne kadar birinci sindiricide ortalama pH 4,8 olmuştur. Birinci sindiriciye günlük beslenen karışımın pH değeri 4,5 ve 5 arasında seyretmesinin de etkisi ile birinci sindirici pH değeri düşük seyretmiştir. Buna rağmen organik yük azaltılmamış ve pH 5 in altında asitojen bakterilerin yeterli aktivasyonu sağladıkları ve ikinci sindiricinin ihtiyacı olan uçucu yağ asitlerini üretebildikleri görülmüştür.

İkinci Sindirici pH Değişimi

Şekil 5'te, pH değerinin zaman ile değişimi görülmektedir. İkinci sindiricinin başlangıç pH değeri 7,2 iken 10. günde, asitogen bakterilerin etkinliği ile uçucu yağ asitleri 13 gr/l'te ulaşmış ve pH 5,9'a düşmüştür. Metanojen etkinlik sonucu uçucu yağ asitleri oluştuğunda tüketilmiş ve 35. günde uçucu yağ asidi konsantrasyonu 7,34 gr/l'te iken pH 7,1 olmuştur. Evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımı ile günlük beslemelerin yapıldığı 35. günden 70. güne kadar ortalama uçucu yağ asitleri konsantrasyonu 5,1 gr/l'te ve ortalama pH 7,44'dir. Özellikle 55. ve 70. günler arası pH 7,5 civarında seyretmiş ve birinci sindiriciden gelen uçucu yağ asitleri ikinci sindiricide metanojen bakteriler tarafından verimli olarak tüketilmiştir.



Şekil 5: İki kademeli biyogaz tesisinde pH değişimi

Birinci Sindirici Biyogaz Üretimi

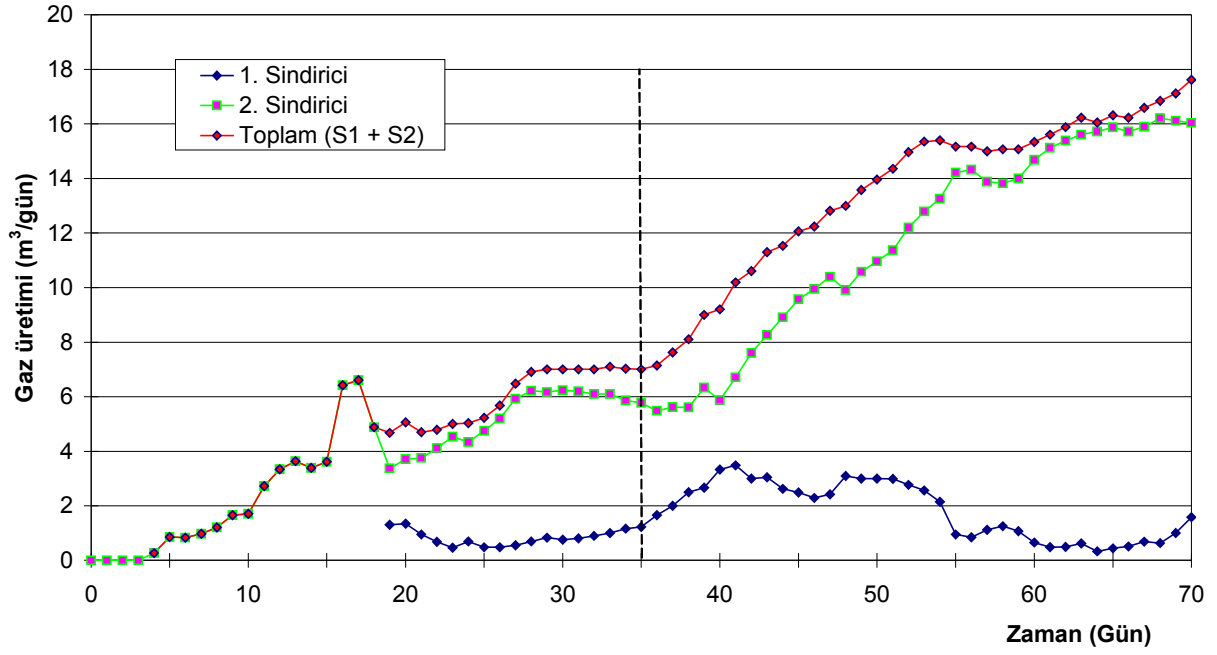
Şekil 6 da görülen birinci sindiricinin günlük biyogaz üretim miktarlarından devreye alma sürecinde 35. güne kadar biyogaz üretimi ortalama 0,9 m³/gün (% 4 CH₄) olarak gerçekleşmiştir. Evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımı ile günlük beslemelerin başladığı 35. günden 70. güne kadar biyogaz üretimi ortalama 1,9 m³/gün (% 9 CH₄) olarak gerçekleşmiştir.

İkinci Sindirici Biyogaz Üretimi

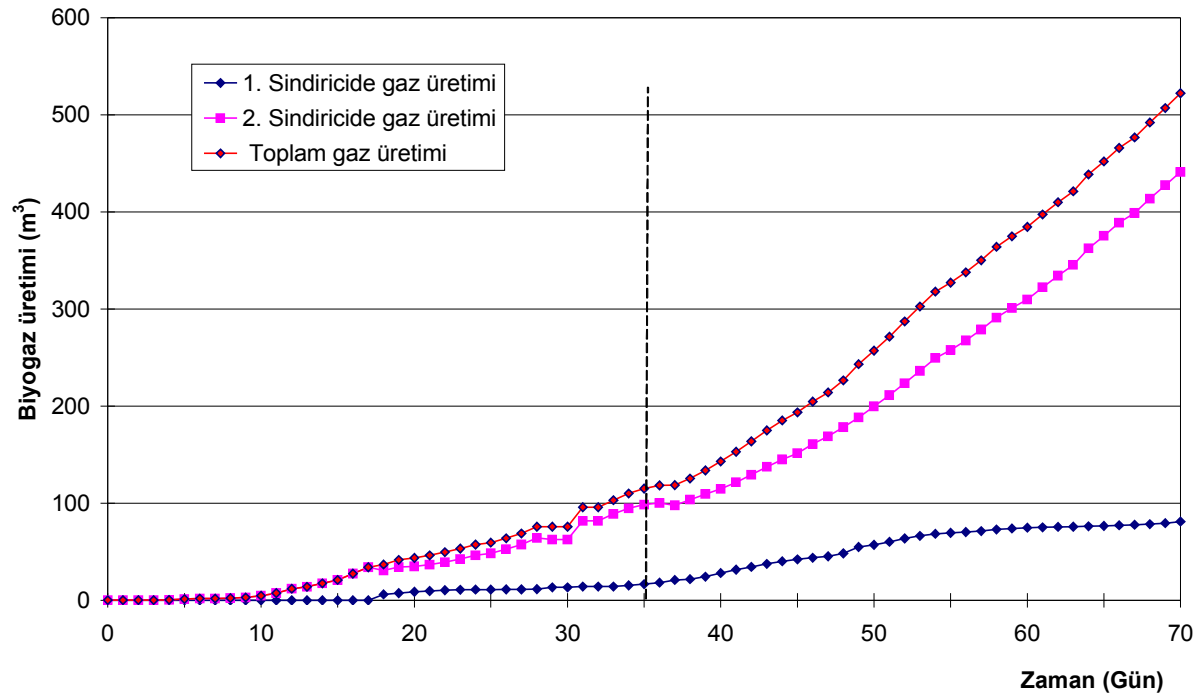
Şekil 6 da görülen ikinci sindiricinin günlük biyogaz üretim miktarlarından devreye alma sürecinde 35. güne kadar biyogaz üretimi ortalama 3,7 m³/gün (% 47 CH₄) olarak gerçekleşmiştir. Evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımı ile günlük beslemelerin başladığı 35. günden 70. güne kadar biyogaz üretimi ortalama 12 m³/gün (% 61 CH₄) olarak gerçekleşmiştir.

İki Kademeli Sistemin Metan Üretimi

Şekil 6 da görüldüğü gibi iki kademeli çalışan sistem 55. ve 70. günler arasında döngüsel dengeye oturmuş ve biyogaz üretimi ortalama 17 m³/gün olarak gerçekleşmiştir. Şekil 3 den görüleceği üzere 55. ve 70. günler arasında metan üretkenliği %68 olarak gerçekleşmiştir. Tablo 4 ten görüleceği üzere sistemin günlük organik yükü 3,904 kgVS/m³.gün'dür. Metan üretkenliği ((17*68/100)/(3,788*5))= 0,610 m³ CH₄/kgVS, 610 lt CH₄/kg VS'dir.



Şekil 6: Sindiricilerde günlük biyogaz üretimi



Şekil 7: Sindiricilerde toplam biyogaz üretimi

SONUÇ

Evsel organik atıkların depolanması çevresel etkileri olan ve maliyetli bir yöntemdir. Geri kazanım için uygulanabilecek yöntemlerden olan oksijensiz sindirim ile biyogaz üretimi yenilenebilir enerji kaynağı statüsünde olması ve geri dönüşüm sağlaması nedeniyle önem arz etmektedir. Evsel organik atıkların anaerobik sindirici de çürütülerek değerlendirilmesi için gerekli olabilecek seyreltme suyunun; uzunca yıllar çöp sızıntı suyu oluşturmaya devam eden düzenli depolama alanlarından karşılanması arıtma maliyetlerini düşürecektir. Tek kademeli oksijensiz sindirici ile daha önce yaptığımız deneyde, evsel organik atıklar ve seyreltici olarak çöp sızıntı suyu karışımı kullanılmış, 445 lt CH₄/kgVS üretkenliğinde metan gazı elde edilmiştir. Evsel organik atık ve çöp sızıntı suyu karışımından İki kademeli biyogaz üretim çalışmaları sonucunda, sistem 55. ve 70. günler arasında döngüsel dengeye oturmuş ve bu aralıkta metan üretkenliği 610 lt CH₄/kg VS olmuştur. Elde edilen sonuçlar göstermiştir ki, iki kademeli çalışmada aynı bekleme süresi için; sistemin stabil ve mikrobiyal koşulların dengede olmasından kaynaklı olarak uçucu organik miktarı başına tek kademeli çalışmaya göre %37 daha fazla miktarda metan gazı üretimi sağlanmıştır. İki kademeli sindiricilerin avantajlarının yüksek olmasından dolayı önümüzde ki yıllarda tercih sebebi olacağı görülmektedir. Ayrıca evsel organik atıklar gibi homojen olmayan organik yükleme durumları için iki kademeli biyogaz üretim teknolojilerin geliştirilmesi ve uygulanması gerekmektedir.

TEŞEKKÜR

Organik atıklar ve çöp sızıntı suyu karışımları ile yapılan iki kademeli çalışmamızda, kimyasal analizleri büyük bir titizlikle yapan İzaydaş laboratuvar çalışanı arkadaşlarımıza, Biyogaz üretim Ar-Ge tesisinin tasarım, imalat, montaj ve deneme çalışmalarında katkıları bulunan bakım atölyeleri teknisyenlerine, Teknik Hizmetler Müdürümüz Salih Deveci, ye ve desteğini hiçbir zaman esirgemeyen Genel Müdürümüz Muhammet Saraç'a teşekkür ederiz.

KAYNAKLAR

- [1] Cohen, A., Knevoets, W.A. and Zeetmeyer, R.J. 1983. Fast anaerobic digestion of solid vegetable wastes on semi-technical scale. In: Proceeding of European Symposium Anaerobic Waste Water Treatment, Noordwijkerhout, Netherlands. Van den Brink, W.J.(E.d.), AWWT Symposium Secretariat, The Hague, 1983:171.
- [2] Cohen, A.1983. Two-phase digestion of liquid and solid wastes. In: Proceedings 3rd International Symposium on Anaerobic Digestion, Boston (USA). 1983, 3rd A.D. Secretariat (Eds):123-38.
- [3] Verrier, D., Roy, F. and Albagnac, G. 1987. Two-phase methanization of solid vegetable wastes. Biological Wastes 22: 163-77.
- [4] Brummeler, E.T., Aarnink, M.J. and Koster, I.W. 1992. Dry anaerobic digestion of solid organic waste in a biocell reactor at a pilot-plant scale. Water Sci. Tech. 25(7):301-10.
- [5] Ghosh, S. 1995. Role of anaerobic digestion in alleviating environmental problems in the United State. J of Hydra, Coast and Environ. Eng. 52(18): 239-48.
- [6] Bae, J.H., Cho, K.W., Lee, S.J., Bum, B.S. and Yoon, B.H. 1998. Effects of leachate recycle and anaerobic digestion sludge recycle on the methane production from solid waste.
- [7] Guangqing Liu, Ruihong Zhang, Xiujin Li and Renjie Dong. "Research Progress in Anaerobic Digestion of High Moisture Organic Solid Waste Research Progress in Anaerobic Digestion of High Moisture Organic Solid Waste". Agricultural Engineering International: the CIGR Ejournal. Invited Overview No.13. Vol. IX. November, 2007.
- [8] Şerit, G. Yiğit, K.S. Gündüz, Şengün, M., Toraman, M. "İki fazlı biyogaz üretim tesislerinde gaz üretimine etki eden parametreler", EVK 2009, 3. Enerji verimliliği ve kalitesi sempozyumu, (232-237), Mayıs 2009
- [9] Gündüz, M, Yiğit, K. S. , Şerit, G., SARAÇ, M. " Evsel organik atık ve çöp sızıntı suyundan biyogaz üretimi" IWES 09, Uluslararası Atıktan Enerji Üretimi Sempozyumu, Kasım 2009, İstanbul

Enerji Politikaları ve Planlamanın Geleceği'ne Bir Bakış

Barış Sanlı

Enerji sektörünün olmazsa olmazlarından biri de planlamadır. Devlet, siyasi hedefler doğrultusunda, devlet kurumlarının hedeflediği büyüme rakamlarını tutturursa kaynaklarına ve yatırımlarına bakarak politika belirlemek amacıyla veya kafasındaki politikaların yol haritalarını çıkarmak amacıyla planlama yapar. Özel sektör ise yatırımlarının karlılığı, geri dönüşünü, riskleri belirlemeyi hedefler. Oysaki içinden geçtiğimiz dönemde belirsizlikler o kadar çoktur ki, uzun dönemli planlamanın yanında serbest piyasa ekonomisinin kurallarının da doğru işletilmesi için günlük ve detaylı planlamalar yapılmaktadır. Dolayısıyla iş daha da karmaşıklaşmış ve birkaç bireyin masa başında yapabileceği bir çalışma olmaktan çıkmıştır. Tabandan tavana doğru en başarılı fikirlerin çekilebileceği bir sistemin kurulup kurulamayacağı ile makale son bulacaktır. Bu makale yazarın kendisine de bir kritiğidir.

Giriş

Tüm dünyadaki bölgesel ve küresel entegrasyon, karşılıklı bağımlılık, çevresel faktörler ve değişen dünya düzeni, ulusal düzeydeki politika alanını bir taraftan daraltmış diğer taraftan da genişletmiştir. Enerji politikalarında da durum daha farklı olmamaktadır. Türkiye'nin mevcut enerji politikası(boru hatları, doğalgaz ve petrol özelinde), ilginç bir şekilde, fosil enerji kaynakları sınırlı olmasına rağmen, dünya ölçeğinde ses getirir bir politika olmuştur. Diğer taraftan emisyonlar konusundaki küresel eğilimler de iç politikada bir sınırlayıcı etki haline gelmektedir. Tüm bu momentum noktaları sürdürülebilir, yenilikçi ve katılımcı bir enerji politikasının oluşturulmasını zorunlu hale getirmektedir.

Politikanın Temelleri

Bir planlama çalışmasının gayesi, nihayetinde gelecekte ne olacak merakını gidermenin ötesinde, olabilecek ihtimalleri sonuçları ile birlikte irdelemektir. Bazen karar verici, kendisi kötü senaryoları ve sonuçları bilmesine rağmen bu sonuçları paylaşmaz. Türkiye'nin enerji kaynakları kendine yetiyor haberi ilgi görmeyeceği gibi, Türkiye'de elektrik kesintileri kapıda haberi günlerce ve yankıları ile aylarca konuşulacak bir konu olabilmektedir.

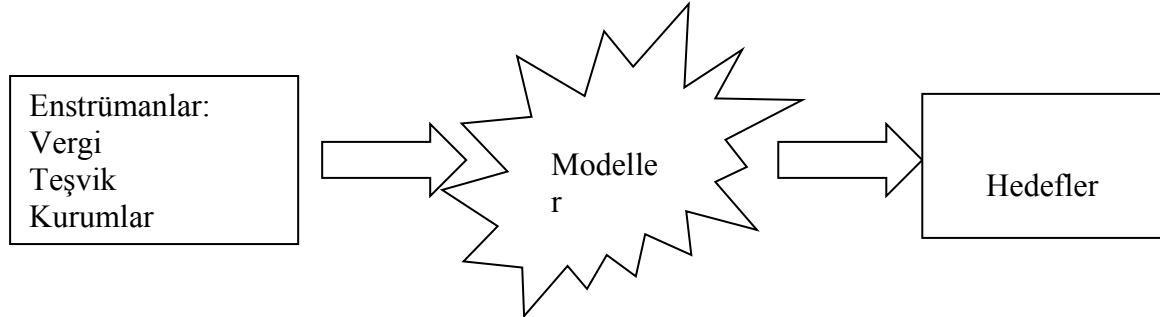
Planlama ile, politik manevralar ve sonuçları bir nevi simule edilmiş olmakta ve daha başarılı politika tasarımları yapılabilmektedir. Tabii ki, politika tasarımında belirli basit kavramlar vardır. Türkiye özelinde bu makalenin yazarının yazdıkları da dahil olmak üzere enerji raporları aslında hep aynı tarzda yazıldığından metodolojik bir bakış açısına rastlamamaktayız. Mesela Uluslar arası Enerji Ajansı, bir sene bölge incelemesi, bir sene "özel bir konu" incelerken, Türkiye enerji raporları daha çok gelişmiş bir kompozisyona benzemektedir:

1. Giriş (Türkiye'nin enerji geçmişi)
2. Gelişme (Son yıllardaki gelişmeler-yanlışlar)
3. Sonuç (-meli , -malı kısmı)

Tüm bu raporlar Türkiye'nin enerji birikimine güzel katkılar yapmaktadır. Bu eserler birçok bürokrat tarafında Bakan konuşmalarında, bilgi notlarında da kullanılmaktadır.Oysaki bu raporlar daha iyi tasarlanırsa, politikalara da etki etme şansı artar.

Bir politika tasarımını üç parçaya ayırmakta yarar vardır.

1. Enstrümanlar
2. Hedefler
3. Eldeki enstrümanlar ile hedeflerin yakalanması için gerekli modeller/mechanizmalar



Şekil 1- Enstrümanlar, Modeller, Hedefler

Burada bir politika yapıcı, elindeki enstrümanlar (alım garantisi, vergi indirimleri) ile belirlediği hedeflere (2020 yılında %33 hidrolik kurulu güç), hangi yollarla (Bakanlar Kurulu Kararı ile 3 yılda bir belirlenecek rakamların, belirli kurumlar tarafından incelenerek ...) varabileceğini önceden planlar.

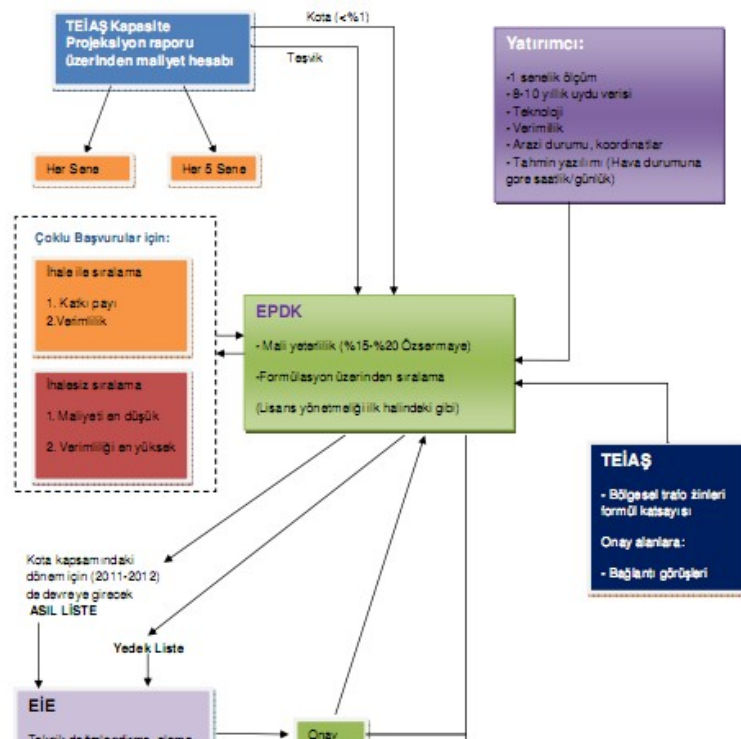
Uzaktan bakan biri hemen olayı kolayca izah edebilmektedir. “Teşviği ver, gerisini vatandaş yapar”. Oysa politika yapıcının enstrümanlar üzerindeki kontrolü ve limitlerinin ne olduğu da çok önemlidir. Kalkınma ekonomisi özelinde enstrümanların çok doğru, sürekli ve rantiyeli sınıfı (rentier class) oluşturmayacak şekilde tasarlanması çok önemlidir. Bu noktada enerji politikalarının temel hazırlayıcısının Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı(ETKB) olduğu şeklinde düşünülmesi resmi tam olarak ortaya koymaz. ETKB oyun kurucudur, ama oyunda başka oyuncular da vardır. ETKB, takım arkadaşlarını hesaba katmadan oyun kuramaz. Kaldı ki, politika tasarlamak isteyenler de bu takım arkadaşı veya kurumların davranışlarını hesaba katmak zorundadır.

Örneğin vergi indirimlerinde, birçok toplantı ve raporda “vergi indirimleri yapılmalıdır” denmekte fakat söz konusu toplantı veya raporlarda Maliye Bakanlığı’ndan hiçbir temsilci bulunmamaktadır. Bu noktada ETKB’nin hedeflerine ulaşması için kullanacağı enstrümanlar üzerindeki etkisi bir soru işaretidir. Bunun bilinmesi modellerin doğru tasarlanmasına yardımcı olacaktır.

Ayrıca enstrümanlardaki limitler de çok önemlidir. Bir teşvik verilmesinde bu teşvikler için süre limiti konulmasına rağmen bazen bu süre limitleri fazla olmaktadır. Mesela en son yenilenebilir kanundaki güneş teşviklerinin belirlenmesi gerçekten de incelemeye değerdir. Hangi ülke ne vermiş, kaç ne olur yerine, ekonomik teori üzerinden bilimsel olarak, bizim ülkemizdeki yatırımcı, parasını bankada faize vermek yerine ne kazanırsa bu işe girer (fırsat maliyeti) üzerinden bir hesap yapmak çok daha doğru olacaktır.

Modellerde ise sorun çok daha büyüktür, enstrümanlar hemen telaffuz edilmekte, herkes sayıları öğrenmek istemekte fakat mekanizmalar ve modellere (yatırım, lisanslama, denetim) pek fazla kimse (sivil toplum dahil) önem vermemekte, daha çok işleri yolda yoluna koyma

anlayışı hakim olmaktadır. Eleştirinin ötesinde, bu makalenin yazarı aktif olarak mekanizma tasarlanmasını teşvik etmektedir. Örneğin, güneş enerjisi konusunda şu şekilde bir mekanizmayı, Yücel Yaman ve Süleyman Boşça ile tasarlayarak görüşe sunmuşlardır.



Şekil 2 – Bir politika mekanizması tasarımı

Hedef belirlenmesi ise politik olabileceği gibi, planlama sonucunda belirlenen rakamlar veya her ikisinin bir karışımı olabilir. Bu karışıma en önemli örneklerden biri de Avrupa Birliğinin 20:20:20 hedefidir. AB yetkilileri, hedeflerin gerçekçiden çok hırslı olduğunu kabul etmektedirler.

Hedefler, parçalara ayrılabilir, mesela “ara hedefler” ve “nihai hedefler” diye iki ayrı şekilde inceleme yapılabilir.

Ölçme

Enstrümanlar, hedefler ve modeller (mekanizmalar) belirlendikten sonra, politika yapıcı politikasına mutlaka ölçülebilir göstergeler ve ölçme sonucu mekanizmaya tekrar yön verecek (pozitif veya negatif) kurumları da hesaba katmak zorundadır. Bu yapılar veya süreçler politikanın tasarımına gömülü olmalıdır, sonradan kontrol mekanizmaları eklemek sistemi esnetilebilmekte veya bir alım garantisinde piyasa risklerini belirsiz hale getirmektedir.

Bir diğer nokta ise bir politikanın yıl yıl oluşturacağı finansal etkidir. Örneğin Amerika’da Kongre Bütçe Ofisi, her bir tasarı için bunu hesaplamakta ve internette yayınlamaktadır. Politika tasarımcıları veya önerenlerinin, bunları belirli bir yöntem ile hesaplamasında büyük yarar bulunmaktadır

TABLE 2. ESTIMATED BUDGETARY IMPACT OF H.R. 2454

	By Fiscal Year, in Billions of Dollars										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2010-2019
CHANGES IN REVENUES											
Total Estimated Revenues	0.9	39.1	59.1	63.5	90.6	104.0	112.3	117.6	126.1	132.3	845.6
CHANGES IN DIRECT SPENDING											
Estimated Budget Authority	1.0	33.4	51.9	67.5	88.7	102.1	110.0	116.1	122.9	128.8	822.6
Estimated Outlays	0.3	32.9	51.6	67.7	88.8	102.2	110.0	116.1	122.9	128.8	821.2
NET CHANGE IN THE BUDGET DEFICIT FROM CHANGES IN REVENUES AND DIRECT SPENDING											
Impact on Deficit ^a	0.6	6.1	7.5	+4.2	1.8	1.8	2.4	1.5	3.2	3.5	24.4

Şekil 3- Amerikan Temiz Enerji ve Güvenliği Tasarısı Bütçe Belgesi

Planlama

Görüldüğü gibi aslında politika ve planlama birbirinden ayrılmayan iki parçadır. Burada politika baş ise, planlama daha çok boyundur. Yani başın nereye bakmasının gerektiği planlama ile belirlenir.

Enerji planlaması özelinde, planlama önce ikiye ayrılır:

1. Tüketim
2. Üretim

Bunlar daha sonra tüketim özelinde alt sektörler, üretim özelinde de kaynaklara göre tekrar parçalara ayrılır. Serbest piyasa modelinde de planlama özellikle her noktada çok önemlidir. Gerek emisyonlar gerek yenilenebilir veya iletim olsun, elektrikten doğalgaza planlamanın olmaması her noktada ki bürokrat, karar verici ve piyasa katılımcısı için bir belirsizlik oluşturacaktır.

Elektrik özelinde Harvard Üniversitesi, Kamu bölümünden Pedro Linares'in "Markets vs regulation: A role for indicative energy planning" adlı makalesinde, serbest piyasa ile birlikte planlama ve modelleme araçlarına ihtiyacın daha fazla olacağı tezini detaylı şekilde anlatmaktadır. Mesela elektrik piyasalarında Türkiye'de DUY diye adlandırılan anlık ve günlük piyasalar gelmektedir. Tüm bu piyasalar ile birlikte iletim kısıtlarının modellerde göze alınması gerekmektedir.

Örneğin OFGEM'in dağıtım şirket yatırımları için kullandığı yazılımda her hangi bir trafonun değiştirilmek istenmesi durumunda bir simulasyon yapılmakta ve bölge planlamasına istenen standartlardaki parçanın getireceği fiyat/yarar oranı hesaplanmaktadır.

Tüm bu matematiksel araçları, Türkiye, geleceği bilmek adına değil, tercihlerin etkilerini görmek adına kullanmak ve politika tasarımlarını bir ileri aşamaya taşımayı başarabilmelidir.

Planlamada ayrıca doğru bilgi havuzlarının oluşturulması da çok önemlidir. Nihayetinde her veri biraz yanlış biraz saptırılmış olabilir. Gerek politika gerek veri de temel söylem "mükemmel" değil "yeteri kadar iyi" olmalıdır. Planlamada, aşağıdan yukarı bir yol izlemek de politika yapıcılara bir çok yarar sağlayacaktır.

Örnek olarak, Bakanlık yapısındaki çok ufak bir değişiklik, çok daha farklı fikirlere erişimi arttıran bir sürecin başlangıcı olacaktır. Örneğin Bakan danışmanlığının genel bir terimden, Bakan'ın sektör danışmanlığına çevrilmesi çok faydalı olacaktır.

Mesela ETKB'de 4 sektör danışmanı atanabilir ve bir tane de akademisyen bir danışman ile üniversitelerle bağlantı sağlanabilir. Başta denildiği gibi, birilerini atamak bir enstrümanı devreye almaktır, asıl olan mekanizmaları da oturtmaktır. Yani bu danışmanlara, 3'er aylık turlarda görüşmeleri gereken kurumlar, internet üzerinden ulaşma imkanı ve aldığı görüşleri, 3 ayda 1 defa 30 dakikalık bir sunumla Bakan'a ve üst düzey bürokratlara aktarma imkanı verilmesi faydalı olabilir.

Aynı şekilde Bakanlık ile ilgili tüm kurumların yayınlaması gereken veriler, tek bir siteden herkesin kullanımına sunulabilir ve her türlü model-planlama projesine destek verilebilir. Burada Bakanlığın nihai amacı

1. Bilgi havuzunu genişletmek
2. Bilgi akışını arttırmak
3. Doğru yönetim

olmalıdır.

Sonuç

Sonunda aşağıdan yukarı doğru fikirlerin çekilmesi, belirli bir yöntem ile sivil toplum ve üniversitelerin görüşlerinin alınması politika alanını genişleterek, enstrüman ve hedeflerin doğru belirlenmesini, mekanizma ve modellerin doğru tasarlanmasını sağlar. Tüm bu anlatımın amacı da bilginin ve bilginin tıpkı elektrik gibi doğru şekilde doğru noktadan doğru yerlere en kolay şekilde taşınmasını sağlamaktır. Çünkü Türkiye enerji sektörünün ihtiyacı da ideoloji değil bilgidir.

Referanslar:

1. Understanding Development: Theory and Practice in the Third World, John Rapley
2. Markets vs regulation: A role for indicative energy planning, Ignacio J. Perez-Arriaga, Pedro Linares
3. Policy Space: What, For What, Where? , Jörg Mayer
4. Reclaiming development: an alternative economic policy manual , Ha Joon Chang

TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ

10 YILLIK ÜRETİM KAPASİTE PROJEKSİYONU

(2009 – 2018)

Emel ERKMEN

Gülçin VAROL

Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
APK Dairesi Başkanlığı

ÖZET

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve Şebeke Yönetmeliği uyarınca Piyasa Katılımcılarına yol göstermek amacıyla, Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) tarafından her yıl “Türkiye Elektrik Enerjisi 10 yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu” hazırlanmaktadır.

Üretim tesislerinin yakıt cinsi ve işletmeye giriş yılı itibariyle yatırım kararlarının yatırımcı tarafından verildiği bir piyasa yapısında özellikle elektrik enerjisi talebinin önemli bir oranla artmasının beklendiği bir elektrik sisteminde ülke talebinin güvenilir bir yedekle karşılanması için gerekli üretimin birincil kaynak dağılım politikaları açısından uygunluğunun takip edilmesi arz güvenliği açısından önemli bir husustur.

Ayrıca talebin önemli bir artış oranı ile gelişmesinin beklendiği bir piyasada lisans alan, lisans almak için başvuruda bulunan üretim tesislerinin taahhüt ettikleri tarihte gerçekleştirmelerini sağlamak için gerekli önlemlerin alınması yine arz güvenliği açısından önemlidir.

Bu nedenle Kapasite Projeksiyon çalışmasında 10 yıllık brüt elektrik enerjisi talep tahmini, mevcut, inşaatı devam eden üretim tesisleri ile çalışma dönemi içinde işletmeye gireceği beklenen EPDK’dan lisans almış üretim tesisleri dikkate alınarak Türkiye elektrik enerjisi üretim-tüketim dengesi hesaplanmaktadır.

Üretim kapasiteleri hesaplanırken hidrolik santrallerin normal hidrolojik koşullardaki üretimleri olan ortalama veya proje üretimleri ve kurak hidrolojik koşullardaki üretimleri olan güvenilir üretimleri ayrı ayrı göz önüne alınarak arz talep dengeleri ve enerji yedekleri hesaplanmaktadır.

[Okuduğunuz bildiri özetinin tamamı için TIKLAYINIZ](#)

Yenilenebilir Enerjilerde Son Durum, Hedefler ve Uygulanan Politikalar

Zerrin Taç ALTUNTAŞOĞLU, Elektrik Mühendisi, Kamu Yönetimi Yüksek Lisans
zaltuntasoglu@gmail.com

Özet

Yenilenebilir enerji kaynakları sürekli olarak yenilenen enerji kaynaklarıdır. Çok farklı şekillerde bulunabilir; doğrudan veya dolaylı bir şekilde güneşten, veya yer kabuğunun derinliklerinden çıkarılan ısıdan elde edilir. Güneş, rüzgâr, biyokütle, biyo yakıtlar, jeotermal, hidrolik güç, okyanus kaynakları (dalga ve med-cezir) ve yenilenebilir kaynaklardan elde edilen hidrojen enerjisi tanım içerisinde yer alır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarına gösterilen ilgi, bu kaynakların yerli ve tükenmez enerjiler olması, kaynak güvenliği sağlayarak fosil yakıtlara olan bağımlılığı azaltması, yakıt fiyatlarının kararsızlığına karşı koruması ve ithalat bağımlılığının azaltılması, karbon dioksit emisyonlarına neden olmaması ve çevrenin korunmasına katkı sağlaması, tarım ve imalat sanayi gibi ilişkili olduğu sektörlerde yeni iş alanlarına imkân tanınması gibi nedenlerle giderek artmaktadır.

Bu bildiride 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına ilişkin Kanunla ilgili değişikliklerin TBMM meclis gündeminde olduğu dönemde yenilenebilir enerji kaynakları kullanımında dünyadaki gelişmeler, hedefler ve uygulanmakta olan politikalar ile bu kaynakların kullanımı konusunda ülkemizdeki durum incelenmektedir.

Giriş

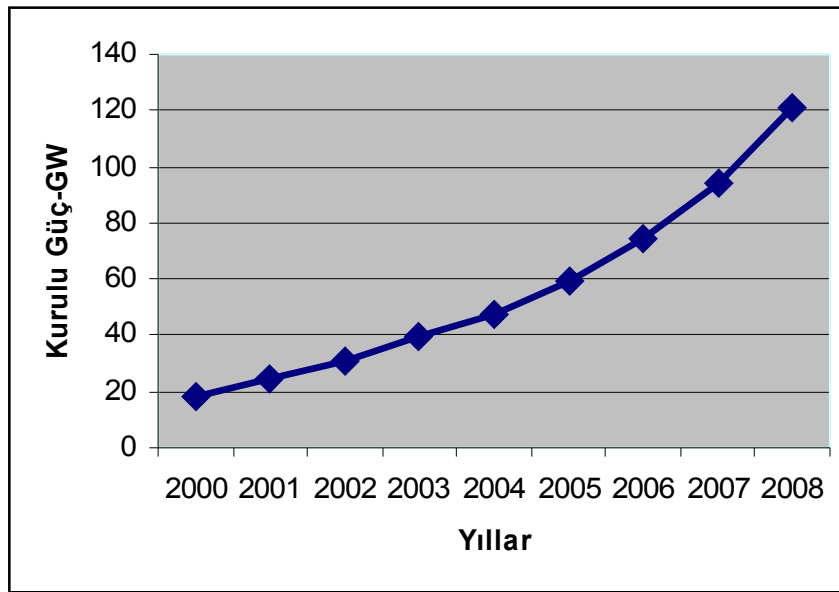
Yenilenebilir enerji kaynaklarından enerji üretiminde farklı yöntemler kullanılmaktadır. Kullanılan yöntemlerin uzun yıllardır biliniyor olmasına bağlı olarak, yenilenebilir enerjiler “geleneksel ve yeni” olarak ikiye ayrılır. Odun, bitki ve organik maddelerin geleneksel yollarla yakılmasını içeren geleneksel biyokütle ve büyük ölçekli hidrolik enerji; “geleneksel yenilenebilir kaynakları” olup bu kaynaklardan uzun yıllardan beri yararlanılmakta ve dünya enerji tüketiminde belli bir yer tutmaktadır. Güneş, rüzgâr, modern biyokütle, jeotermal, küçük hidrolik, dalga ve jeotermal enerji ise “yeni yenilenebilir enerji” kaynakları olarak isimlendirilmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından çok eski çağlardan beri su pompalanmasında, tahılları öğütmede, ürünleri kurutmada, su ısıtılmasında ve yelkenli gemilerde yararlanılmaktadır. Buharlı makinelerin keşfi ile başlayan sanayileşme önce Avrupa daha sonra Amerika’da yenilenebilir enerjilerin kullanımının aşamalı olarak azalmasına neden olmuştur. Ancak 1973 yılında yaşanan petrol krizi ilk kez enerji kaynakları konusunda bir güvensizlik ortamı yaratmıştır. Bu güvensizlik ortamı bütün dünyada yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına karşı yoğun bir ilgiye neden olmuştur. Bu tarihten sonra bu kaynakların kullanımı konusunda araştırma geliştirme çalışmaları başta ABD ve Avrupa ülkeleri olmak üzere başlamıştır. 1990’lı yıllarda gündeme gelen çevre bilinci ile de; atmosfere kirlilik yaratıcı emisyon vermeyen yenilenebilir enerji kaynaklarının teknolojilerinin geliştirilmesi, yaygın olarak kullanımı için farklı destekleme politikalarının uygulanmaya başlanmıştır. Günümüzde dünyanın birçok ülkesinde "enerji temin güvenliği" "enerjinin çeşitlendirilmesi", “enerjide

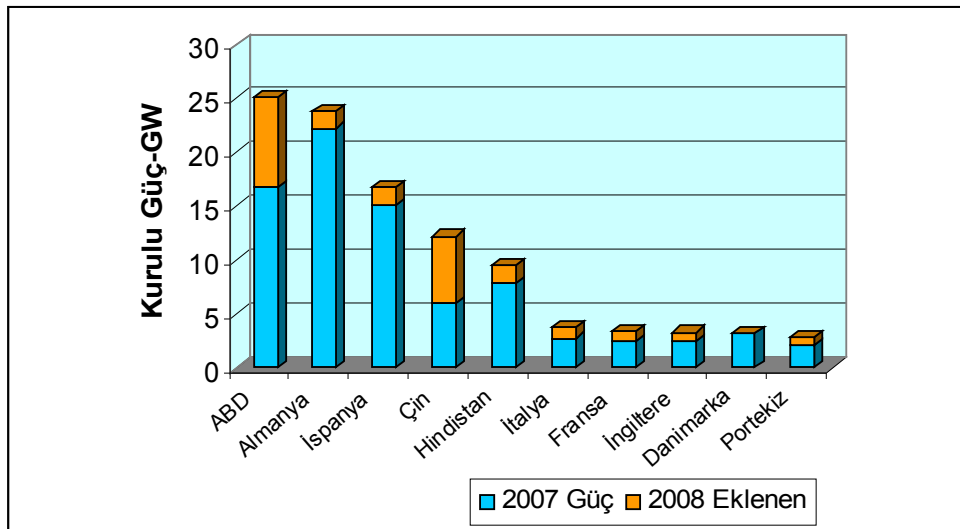
ithalat bağımlılığının azaltılması”, “iklim değişikliği ile mücadele” “istihdam yaratma” gibi yararları ile gittikçe daha fazla kullanılmaya başlanmıştır.

Yenilenebilir Enerjilerde Dünyadaki Durum ve Son Gelişmeler

Yenilenebilir enerji piyasaları doksanlı yıllardan beri güçlü bir şekilde büyümesini sürdürmektedir. Büyük hidroelektrikler hariç yenilenebilir enerji kaynaklarına en güçlü katkı rüzgâr enerjisi tarafından yapılmıştır. Rüzgâr enerjisi kurulu güç kapasitesi 2008 yılı sonunda % 29 büyüyerek 121 GW’a ulaşmıştır (Şekil-1). Bu değer 2004 yılındaki mevcut kapasitenin(47,7 GW) iki katından fazladır. 2008 yılındaki bu artışın liderleri ABD, Çin, Hindistan ve Almanya’dır (Şekil-2). ABD uzun yıllardır rüzgâr enerjisi kurulu gücünde lider konumda olan Almanya’yı geçmiştir. Çin’in rüzgâr kapasitesi 12 GW’a ulaşmıştır. Bu kapasite ile Çin 2010 yılı için rüzgâr enerjisindeki hedefi olan 10 GW’ı iki yıl önceden geçmiştir.



Şekil-1 : Dünya Rüzgâr Kurulu Gücünün Gelişimi [2]



Şekil-2 : Dünya Kurulu Gücünde Lider Ülkelerdeki Rüzgâr Kurulu Gücü Gelişimi [3]

2008 yılında en son Moğolistan ve Pakistan'ın da katılımı ile dünyadaki seksenden fazla ülke ticari rüzgâr santrallerini kurmuştur. Etiyopya, Tanzanya ve Kenya gibi üç sahra altı Afrika ülkesi de rüzgâr santrallerini kurmaya başlamışlardır.

Mevcut kıyı ötesi (offshore) rüzgâr kapasitesi 2008 yılında 1,5 GW'a ulaşmıştır. Bu tesislerin çoğu Avrupa'da olup bu konuda İngiltere 2008 yılında ulaştığı 566 MW kapasite ile lider konumdadır.

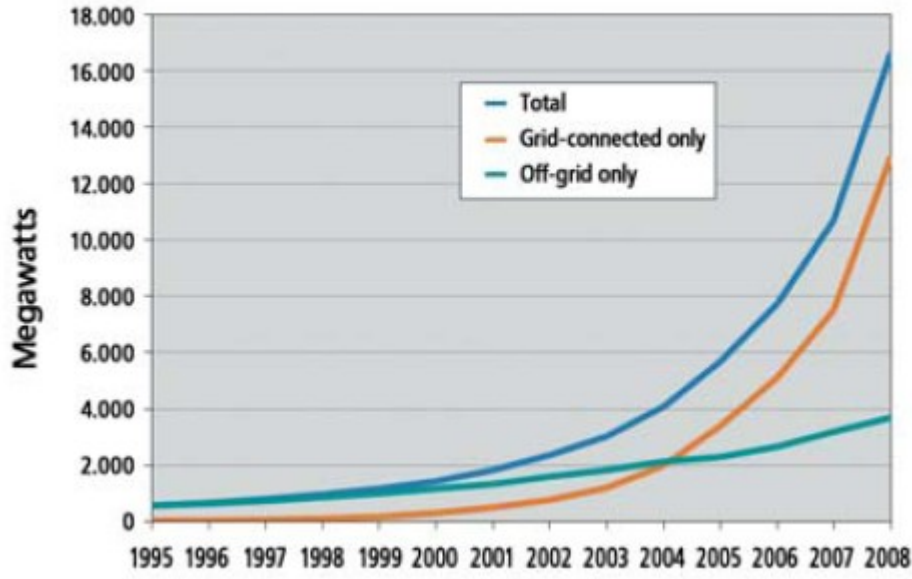
Küçük hidrolik güç kapasitesi 2008 yılında dünya çapında 85 GW'a ulaşmıştır. 60 GW kapasite ile küçük hidrolik santrallerin çoğu Çin'dedir. Küçük ve mikro hidrolik tesisler birçok Afrika ülkesi ve Asya ülkelerinde artmaya devam etmektedir. Büyük hidrolik santrallerin dünyadaki toplam kurulu gücü ise bir önceki yıla göre 25-30 GW artarak 2008 yılında 860 GW'a ulaşmıştır. Bu artışta 2008 yılında mevcut kapasitesine 12-15 GW ekleyen Çin ve 5 GW ekleyen Hindistan başı çekmektedir.

Biyokütle güç üretimi kojenerasyonla birlikte hem büyük ölçekte hem de küçük ölçekte artmaya devam etmektedir. 2008 yılında dünya biyokütle kurulu güç kapasitesinin 52 GW'a ulaştığı tahmin edilmektedir. Çin özellikle endüstriyel ölçekli biyogaz (örneğin çiftliklerde) ve özellikle anız olmak üzere bitkisel atıklardan enerji üretimini artırmaktadır. Finlandiya, Fransa, Almanya, İtalya, Polonya, İsveç ve İngiltere'nin içinde olduğu bazı AB ülkelerinde de bitkisel atıklardan enerji üretimi artmaya devam etmektedir. Gelişmekte olan birçok ülkedeki şeker endüstrileri şeker kamışı küspesinden enerji üreten santralleri işletmeye almayı sürdürmektedir. Bu ülkeler arasında Brezilya ve Filipinler lider konumda olup, bunları Arjantin, Kolombiya, Hindistan, Meksika, Nikaragua, Tayland ve Uruguay gibi ülkeler izlemektedir.

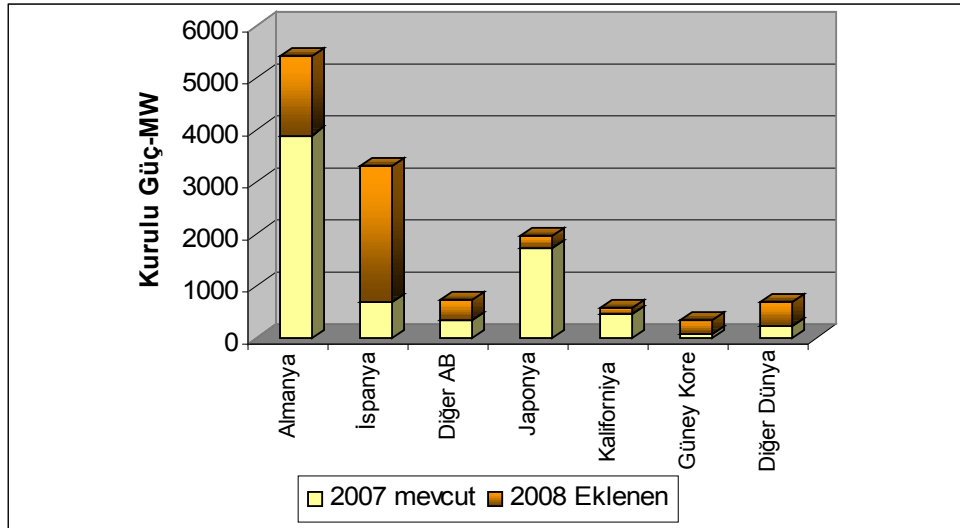
Güneş-pv pazarları 2008 yılında üç farklı eğilim göstermiştir. Birincisi binaya entegre-pv sistemler. Bu Pazar küçük fakat özellikle bazı ülkelerde hızla gelişmekte olan bir pazardır. İkincisi ince film güneş-pv teknolojileri olup kurulu olan tesislerin büyük bir kısmını oluşturmaktadır. Üçüncüsü şebeke ölçekli (200 kW'tan daha büyük olarak tanımlanmaktadır) güneş-pv santralleri olup başta İspanya, Çek Cumhuriyeti, Fransa, Almanya, İtalya, Kore ve Portekiz olmak üzere 2008 yılında çok sayıda (1800 adet) kurulmuştur. İspanya'da 2008 yılında tamamlanan 60 MW'lık Olmedilla de Alarcon santrali halen dünyanın en büyük santrali olma özelliğini elinde bulundurmaktadır.

Şebeke bağlantılı güneş-pv santrallerinde 2008 yılında dünya kurulu gücü 12,95 GW'a ulaşmıştır (Şekil—3). Bu teknoloji yılda % 70 artışla en hızlı gelişen güç üretim teknolojisidir. Bu kapasite 2004 yılındaki dünya kurulu güç kapasitesi olan 2,2 GW'ın altı katından fazladır.

İspanya şebeke bağlantılı güneş-pv kurulu güçteki yıllık artış açısından 2008 yılında sağladığı 2600 MW artış ile tartışmasız lider konumdadır. 2007 yılında 700 MW olan kurulu gücünü beş kattan fazla artırmıştır. Bunu 2008 yılında sağladığı 1500 MW artışla Almanya izlemektedir. Toplam 5,4 GW kurulu güçle şebeke bağlantılı güneş-pv sistemlerde Almanya dünyada en yüksek kurulu güce sahiptir. Bu konuda gelişme gösteren diğer ülkelerdeki gelişmeler Şekil-4'de görülmektedir.



Şekil-3 : Dünyadaki Mevcut Güneş-PV kapasitesi Gelişimi[3]



Şekil-4: Lider Ülkelerin Şebeke Bağlantılı Güneş-PV Kurulu Güçleri[3]

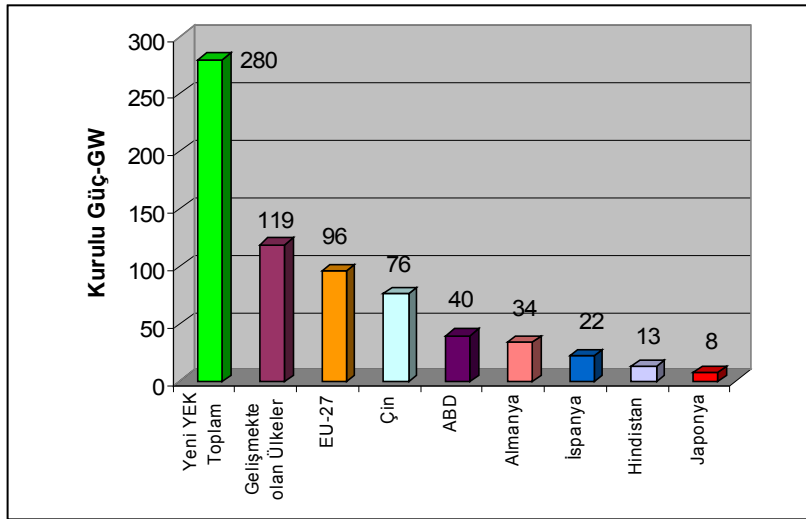
Avustralya, Kanada, Fransa ve Hindistan gibi ülkelerin pazarları da büyümeye devam etmektedir. Çin'in de içinde bulunduğu diğer ülkelerde de şebeke bağlantılı güneş-pv sistemleri gelişmeye başlamıştır.

Biri İspanya'da 50 MW Andasol-1, diğeri Kaliforniya'daki 5 MW'lık demonstrasyon santral olmak üzere iki yeni odaklayıcı (termal)-güneş güç santrali (CSP) 2008 yılında devreye girmiştir. Fas'daki iki tane 50 MW'lık santral ile dünyanın bu türdeki ilk santrali olan 450 MW'lık doğal gaz santrali ile kombine çalışacak olan 20 MW'lık santralin de arasında olduğu birçok proje de 2009 yılında devreye girecektir. 8 GW'dan fazla proje de ya geliştirme ya da tesis aşamasında olup bunu 6 GW'ı sadece ABD'de yer almaktadır. Arizona, Kaliforniya, Florida, Nevada, New Meksico, Abu dabi, Cezayir, Mısır, İsrail, İtalya, Portekiz, İspanya ve Fas'da sözleşme aşamasında olan projeler vardır. Artan sayıdaki geleceğin odaklayıcı- güneş santralleri gece çalışmalarına da olanak sağlayacak termal depolama içerecektir. Örneğin İspanya'daki Andasol-1 yedi saatten fazla tam yükte çalışabilme kapasitesine sahiptir. 280

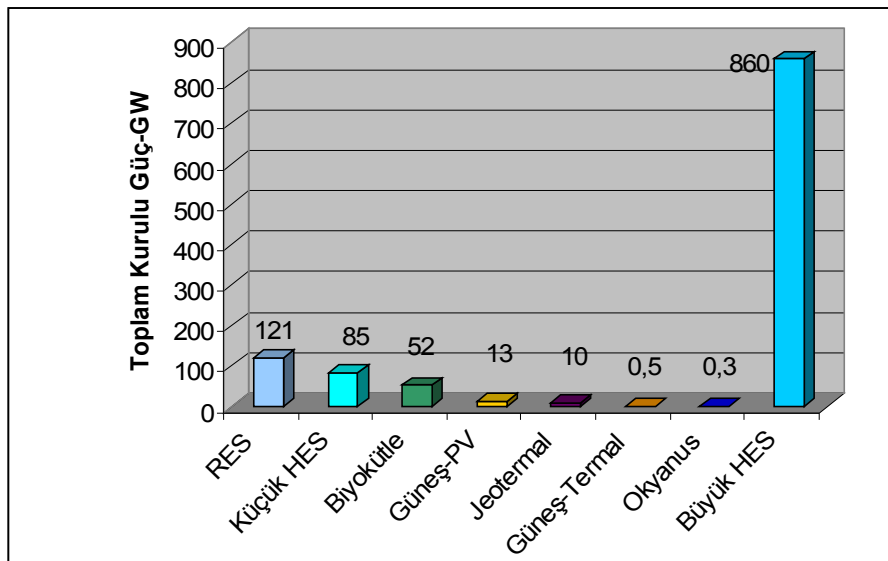
MW'lık Arizona'daki santral ise altı saat depolama kapasitesine sahip olacak şekilde planlanmaktadır.

Dünya jeotermal güç kapasitesi 2008 yılında 10 GW'a ulaşmıştır. ABD 5 GW kapasite ile dünya lideridir ve 2009 yılı başlarında gelişme halinde 120 projesi vardır. Bu alanda önemli gelişme gösteren diğer ülkeler Avustralya, El Salvador, Guatemala, İzlanda, Yeni Gine ve Türkiye'dir. ABD'den başka 40 ülkede en azından toplam 3 GW kapasiteli jeotermal projeleri hazırlıkları sürdürülmektedir.

Yeni yenilenebilirler olarak adlandırılan rüzgâr, güneş-pv, güneş -termal, jeotermal, biyokütle, küçük hes ve okyanus enerji kaynakları kurulu güç kapasitesi 2008 yılı sonunda toplam 280 GW'a ulaşmıştır. Bu kapasiteyi oluşturan ilk altı ülke Çin, ABD, Almanya, İspanya, Hindistan ve Japonya'dır. Gelişmekte olan ülkelerin payı ise 119 GW ile toplam kapasitenin % 43'ünü oluşturmaktadır (Şekil-5). Büyük HES kategorisinde ise dünya kurulu gücü 860 GW'tır (Şekil-6). Büyük hidrolik santrallerin kurulu güç kapasiteleri de dahil edildiğinde dünya toplam Yek kapasitesi 2008 yılı sonu itibariyle 1141,8 GW'a ulaşmaktadır



Şekil-5: Dünya Yeni YEK Kurulu Güç Kapasitesinin Ülkelere Göre Dağılımı [3]

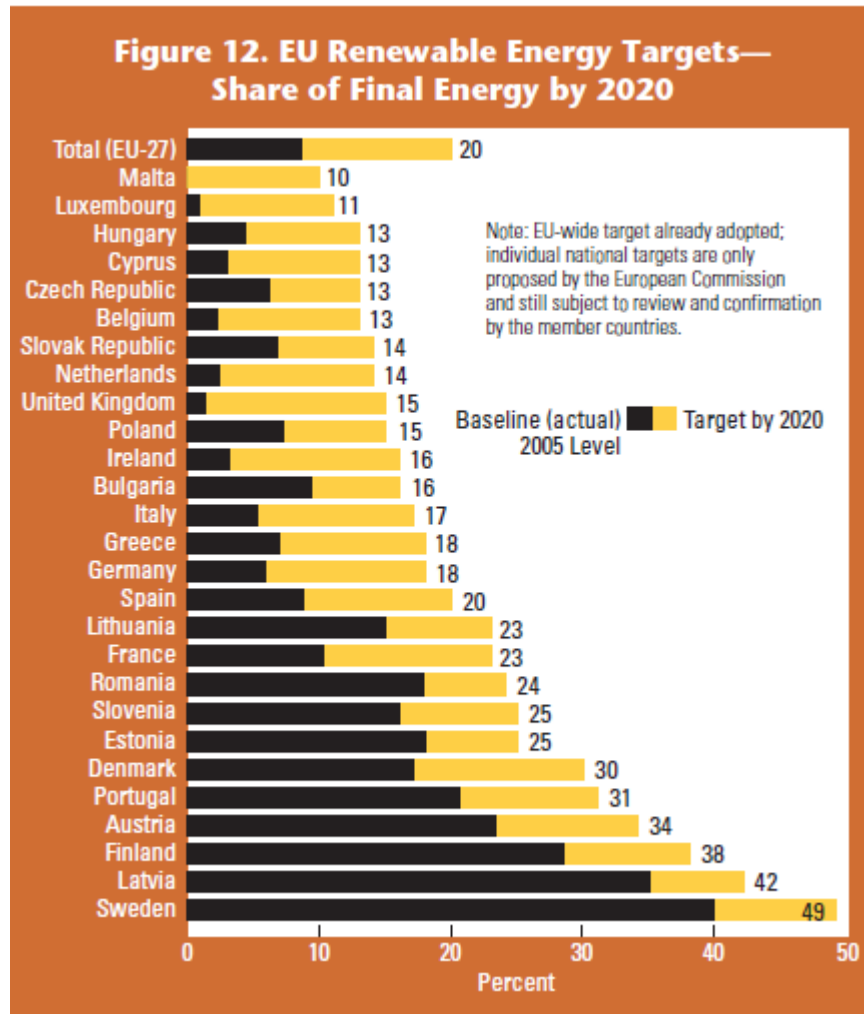


Şekil-6: Dünya Toplam YEK Kurulu Güç Kapasiteleri (2008 yılı) [3]

Yenilenebilir Enerji Hedefleri

Birçok ülkenin yenilenebilir enerji hedefleri 2008 yılında yenilenmiş, revize edilmiş veya açık hale getirilmiştir.

AB’de 2020 yılında nihai enerji tüketimindeki yenilenebilir enerjinin payı ile ilgili mutabakat 2008’de sağlanmıştır. 2009/28/EC Yeni Yenilenebilir Direktifi ile de AB yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı konusunda her bir üye ülkenin hedeflerini belirlemesi zorunluluğu getirmiştir. Bu hedef 2020 yılında Topluluğun brüt final enerji tüketiminin en az %20’sinin yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanması hedefi ile uyumlu olacaktır. Direktif Ek-1’de yer alan 27 AB ülkesinin 2020 yılı hedefleri şekil-7’de verilmektedir. Üye ülkeler her tür ulaşımda kullanılan yenilenebilir enerji kaynaklarının payının 2020 yılında ulaşımda tüketilen brüt nihai enerjinin en az %10’u olmasını sağlayacaktır. Her bir üye ülke yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen enerjinin brüt nihai enerji tüketimini; bu kaynaklardan elde edilen elektriğin brüt nihai tüketimi, ısıtma ve soğutma için bu kaynaklardan elde edilen enerjinin brüt nihai tüketimi ve ulaşımda kullanılan yenilenebilir enerjinin brüt nihai tüketiminin toplamı olarak hesaplayacaktır.



Şekil-7 : AB Ülkelerinin 2020 Yılı Brüt Nihai Enerji Tüketiminde Yenilenebilir Enerji Payı İle İlgili Hedefleri [1]

Bazı AB Ülkeleri	Brüt nihai enerji tüketiminde yenilenebilir enerjinin payı (2005 yılı)	Brüt nihai enerji tüketiminde yenilenebilir enerjinin payı (2020 yılı)
Belçika	% 2,2	% 13
Bulgaristan	% 9,4	% 16
Danimarka	% 17	% 30
Almanya	% 5,8	% 18
İspanya	% 8,7	% 20
Portekiz	% 20,5	% 31
İngiltere	% 1,3	% 15
Yunanistan	% 6,9	% 18

2009 yılı başında birçok ülke ulusal seviyede yeni hedefler belirlenmiştir. Bunlar arasında;

Ülke-Kaynak	Yıl	Hedef
Avustralya Yenilenebilir elektrik	2020 yılında	45 TWh
Hindistan	2012	14 GW
Japonya-Güneş	2020 /2030	14 GW/53 GW
Fransa-Güneş		4,9 GW
Kenya-Rüzgâr-Biyokütle		35 MW
Endonezya-Jeotermal		9,5 MW

Bazı ülkeler ise hedeflerini oran olarak açıklamışlardır;

Ülke	Yıl	Hedef
Abudabi	2020	% 7
Bangladeş	2020	% 10
İsrail	2020	% 10
Madagaskar	2020	% 75
Rusya	2010/2020	% 1,5/4,5

Ülke	Yıl	Hedef
Cape Verde	2020	% 50
İrlanda	2020	% 40
Jamaika	2020	%15
Nikaragua	2011	%38
Ruanda	2012	%90

Yeni hedef belirleyen ülkeler

Ülke	Yıl	Hedef
Arnavutluk	2020	% 40
Kore	2020/2030	% 6,1/ % 11
Pakistan	2012	% 10

Ülke	Yıl	Hedef
Tunus	2011	% 10
Samoa	2030	% 20

Tam olarak bir hedef olmasa da Çin mevcut hedefi olan 2020 yılında 30 GW rüzgâr enerjisi hedefini aşmayı planlamaktadır. Çin altı büyük eyalet/bölgede 2020 yılında 100 GW yeni rüzgâr gücü kapasitesi oluşturma ile sonuçlanacak yeni büyük ölçekli “rüzgâr üsleri” planlamaktadır. Çin’in 2007 yenilenebilir portföy standardı güç üreticilerinin 2020 yılında kapasitelerinin % 8’ini, üretimlerinin % 3’ünü yenilenebilir kaynaklardan elde edilmesini talep etmektedir.

2007/2008 yılı içerisinde birçok ülke 2010 için belirlediği hedefleri aşmıştır. Örneğin Çin 2010 yılı için 10 GW olan rüzgâr enerjisi hedefi, Almanya ve Macaristan yenilenebilir elektrik hedefi, İspanya güneş-pv hedefine önceden ulaşmıştır.

Yenilenebilir Enerji Teşvik Politikaları

Dünyada uygulanmakta olan yenilenebilir güç üretimi teşvik politikaları ve uygulanmakta olan ülkeler Tablo-1’de gösterilmektedir. 2009 yılı başında yenilenebilir enerji üretimini teşvik eden politika uygulayan ülkelerin sayısı 64’e ulaşmıştır. En yaygın teşvik sistemi teşvikli tarife (feed in tariff) sistemidir. Bu ülkelerin bir kısmı tarifelerini ya revize etmekte veya üzerine ilaveler yapmaktadır. Genel revizyonlar tarife destekleme sürelerinin uzatılması, yıllık düşüş oranlarının yeniden düzenlenmesi, yıllık kapasite tavanlarının oluşturulması veya

kaldırılması, küçük ölçekli rüzgâr dahil dağıtık mikro üretim için seçim kriterleri ve idari prosedürlerin azaltılması şeklindedir.

Tablo-1: Yenilenebilir Enerji Teşvik Politikaları [1]

[illegible]

Country	Feed-in tariff	Renewable portfolio standard	Capital subsidies, grants, or rebates	Investment excise, or other tax credits	Sales tax, energy tax, or VAT reduction	Tradable renewable energy certificates	Energy production payments or tax credits	Net metering	Public investment, loans, or financing	Public competitive bidding
Cambodia			✓							
Chile			✓							
China	✓		✓	✓	✓				✓	✓
Costa Rica	✓									
Ecuador	✓			✓						
Guatemala				✓	✓					
Honduras				✓	✓					
India	(*)	(*)	✓	✓	✓		✓		✓	✓
Indonesia	✓									
Mexico				✓				✓		
Morocco				✓						
Nicaragua	✓			✓	✓					
Panama							✓			
Philippines			✓	✓	✓				✓	
South Africa			✓							
Sri Lanka	✓									
Thailand	✓		✓					✓	✓	
Tunisia			✓	✓						
Turkey	✓		✓							
Uganda	✓								✓	

Örneğin;

- İspanya 2010 hedefine şimdiden ulaşılması nedeniyle güneş-pv için uygulanmakta olan tarifeyi yılda %10 oranında düşürdü ve 2009 ve 2010 yılı için 500 MW güneş-pv kapasite tavanı tayin etti.
- Portekiz mikro üretim için (maksimum kapasite 5,75 kW) yeni teşvikli tarife oluşturdu.
- Almanya güneş-pv için yıllık % 10 tarife düşüşü, karadaki ve kıyı ötesi rüzgâr türbinleri için % 10 tarife artışı yaptı.
- Yunanistan güneş-pv tarifelerini 2010 dan 2012'ye kadar geçerli olacak şekilde revize etti, resmi olmayan kapasite tavanını kaldırdı ve 10 MW'dan büyük ölçekli güneş-pv santralleri için rekabetçi ihale başlattı.

Yeni veya genişletilmiş güneş-pv teşvik programları dünyanın her yerinde ulusal, eyalet/il ve yerel seviyelerde görülmeye devam etmektedir. Örneğin :

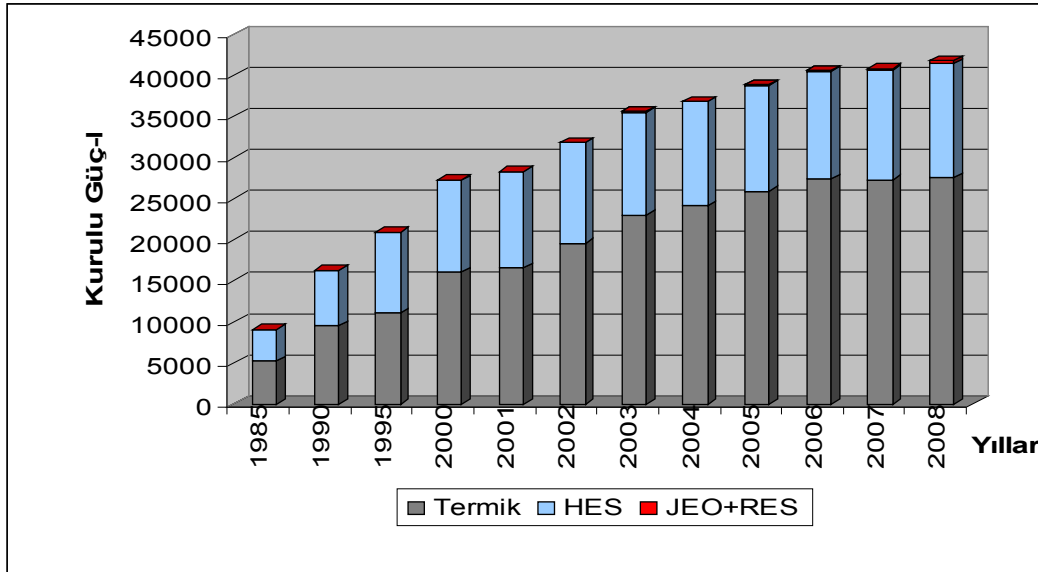
- Çin'deki güneş panellerinin mimari bir bileşen olarak kullanıldığı binaya entegre- pv yeni bir politika oluşturan şebeke bağlantılı güneş-pv pazarı uygulamalar arasında en önemlisidir. Bu aynı zamanda şebeke bağlantılı olmayan uygulamalara da açıktır. Bu politika ile 50 kW'tan daha büyük tesislere 2009 yılında Watt başına 20 RMB (3 \$) başlangıç sübvansiyonu verilir. Aynı zamanda minimum güneş hücresi verimliliği tanımlanır, binaya entegre sistemlere ve kamu binalarına öncelik verilir.
- Japonya ulusal güneş-pv sübvansiyonlarını okullar, hastaneler ve tren istasyonları için % 33'den % 50'ye, evler için 2005'de sona eren sübvansiyonları ise tarifede %10 azalma ile uzatmıştır. Japonya aynı zamanda 2020 yılında yeni yapılan evlerin üçte ikisinden fazlasının güneş-pv ile donatılmasını planlamaktadır.
- ABD'de Massachusetts ve New Jersey kapital sübvansiyonlarını(New Jersey'de evler için 10 kW'a kadar 1,75 \$ ve diğerleri için 50 kW'a kadar 1\$) yürürlüğe koymuştur.
- Meksika 30 kW'a kadar ticari güneş-pv tesislerde net sayaç uygulamaları için standart bir sözleşme oluşturmuştur.

Birçok ülke 2008 yılında ve 2009 yılı başında daha farklı politikalar da oluşturmuşlardır. Örneğin:

- Portekiz küçük yenilenebilir üreticiler için basitleştirilmiş lisans prosedürü oluşturdu.
- Danimarka rüzgâr santrallerine kamu yatırımına başladı.
- ABD güneş-pv, güneş-su ısıtıcıları, küçük rüzgâr ve jeotermal uygulamaları için % 30 oranındaki yatırım vergi kredisi 2016 yılına kadar uzatıldı. Evsel kredilerde uygulanmakta olan 2000 \$ tavanı kaldırıldı. Üretim vergi kredileri rüzgâr gücü için 2012 yılına, biyokütle, jeotermal, hidrolik ve deniz enerjileri için 2013 yılına kadar uzatıldı. Halen ABD’de 44 eyalette net sayaç uygulamaları vardır. Birçok eyalette net sayaç kanunundaki kapasite sınırları artırıldı. Örneğin Kanada Nova Scotia’da kapasite sınırı 100 kW’dan 1 MW’a artırılmıştır.
- Çin KDV ve gümrük vergisi ile ilgili teşvik mekanizmasını yerli rüzgâr türbinlerin lehine olacak şekilde değiştirdi.
- Hindistan ulusal garantili tarifenin yanı sıra hızlandırılmış amortisman uygulaması getirdi

Türkiye Yenilenebilir Enerjinin Kullanım Durumu, Hedefler ve Politika

Türkiye toplam elektrik kurulu gücü 2008 yılı sonuna göre 41817,24 MW’a ulaşmıştır. Kurulu gücün 27595,1 MW’ı (%66,0) termik ve 14229,9 MW’ı (% 34) ise büyük hidrolik santrallerin de içinde olduğu yenilenebilir enerji santrallerinden oluşmaktadır. Kurulu gücün yıllar itibariyle gelişimi Şekil-8’de verilmektedir. Kurulu güç ağırlıklı olarak termik ve büyük hidrolik santrallerden oluşmaktadır. Yeni yenilenebilirler olarak isimlendirilen rüzgâr, jeotermal, biyokütle, küçük hidrolik santrallerinin kurulması özellikle 2005 yılından sonra yıldan yıla artış göstermekle birlikte toplam kurulu güç içerisinde hala çok düşük (% 1.08) seviyelerdedir. En hızlı gelişen yenilenebilir enerji kaynağı rüzgâr enerjisidir bunu küçük hidrolik, jeotermal ve biyokütle izlemektedir. Toplam kurulu güç içerisinde şebekeye bağlı güneş-pv ve güneş-termal santrali yer almamaktadır (Tablo-2).



Şekil-8: Türkiye Kurulu Gücünün Yıllara Göre Değişimi [4]

Tablo-2: Türkiye’de Yenilenebilir Enerji Kurulu Gücünün Yıllara Göre Değişimi [4]

Yıllar/MW	HES	JEO	RES	GUNEŞ	Diğer (YEK+Atık)	YEK TOPLAM
2000	11175,2	17,5	18,9	0	23,8	11235,4
2001	11672,9	17,5	18,9	0	23,6	11732,9
2002	12240,9	17,5	18,9	0	27,6	12304,9
2003	12578,7	15	20,1	0	27,6	12640,2

2004	12645,4	15	20,1	0	27,6	12706,9
2005	12906,1	15	20,1	0	35,3	12976,5
2006	13062,7	22,9	51	0	41,3	13185,9
2007	13394,9	22,9	146,3	0	42,7	13606,1
2008	13828,75	29,8	363,7	0	59,7	14279,9

Yenilenebilir enerji kaynakları ile ilgili geleceğe yönelik hedefler ise Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı koordinasyonunda hazırlanan “Elektrik Enerji Piyasası ve Arz Güvenliği Stratejisi Belgesi” kaynak kullanım hedefleri bölümünde:

- Temel hedef, yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretiminde 2023 yılında en az % 30 oranında yer alması,
- 2023 yılına kadar tüm teknik ve ekonomik hidroelektrik potansiyelinin tamamının kullanımı,
- 2023 yılına kadar rüzgâr enerjisi kurulu gücünün 20000 MW’a çıkarılması,
- 2023 yılına kadar 600 MW’lık jeotermal potansiyelinin tümünün işletmeye alınması,
- Güneş enerjisinin elektrik üretiminde kullanımını yaygınlaştırılması ve azami ölçüde değerlendirilmesi

Olarak belirtilmektedir.

Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretimi; 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu”, 5346 Sayılı “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının” Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun” ve ikincil mevzuat kapsamında teşvik edilmektedir. Buna göre sağlanan teşvikler Tablo-3’de verilmektedir [7,8].

Tablo-3: Türkiye’de YEK-e Sağlanan Teşvikler

5346	YEK-e Kanunu
YEK Teşvikli fiyat	Her yıl EPDK tarafından belirlenen bir önceki yılın Türkiye ortalama toptan satış fiyatı Ancak Fiyat 5 €/kWh karşılığı TL- 5.5 €/kWh karşılığı TL arasında olacak YEK türü ve teknolojileri arasında fiyat farklılığı yok. İstenirse serbest piyasada satış yapma olanağı
Destek süresi	31.12.2011 tarihine kadar işletmeye giren tesisler için maksimum on yıl
Alım zorunluluğu	Perakende satış şirketleri Şirketin bir önceki yıl pazar payı oranında
Arazi	Arazi bedelleri ile ilgili destekler 2012 yılına kadar Orman ve Hazine mülkiyetindeki arazilerde kullanılan kısımların izin, kira, irtifak hakkı ve kullanma izin bedellerinde % 85 indirim (yatırım ve işletme dönemlerinin ilk on yılı) ORKÖY ve Ağaçlandırma Özel Ödenek gelirleri muafiyeti
4628	Elektrik Piyasası kanunu ve ikincil Mevzuat
Lisans Bedelleri	Lisans bedeli muafiyeti (%99)ve Yıllık lisans bedeli ödenmesinde ilk 8 yıllık muafiyet
Lisans Muafiyeti	<500kW Yek tesisleri için lisans muafiyeti
Bağlantı ve Sistem Kullanım	Sisteme bağlantı yapılmasında öncelik 31.12.2015’e kadar sisteme bağlantı için gerekli iletim hatlarının ilgili tüzel kişilerce yapılabilmesi (bedelin bağlantı ve sistem kullanım anlaşması yolu ile maksimum on yıl’da alımı) 31.12.2012’ye kadar işletmeye girecek lisanslı tüzel kişilere işletmeye giriş tarihinden itibaren beş yıl iletim sistem kullanım bedelinde % 50 indirim
Vergi	31.12.2012 tarihine kadar üretim tesislerinin yatırım dönemindeki işlemleri ve düzenlenen kağıtlar için damga vergisi ve harç muafiyeti

2006 yılından itibaren her yıl artan oranda hidrolik, rüzgâr ve jeotermal santralleri devreye girmektedir. Ancak toplam elektrik enerjisi üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının payı (hidrolik dahil) artmasına rağmen yüksek talep artışı ve bunun büyük oranda doğal gaz

santralleriyle karşılanması nedeniyle yıllara göre düşüş göstermektedir (2006 % 25,2, 2007 % 19, 2008 % 17).

Her bir yenilenebilir enerji kaynağının kullanımının yaygınlaştırılmasına olanak sağlamak, yeni teknolojiler ve istihdam alanları yaratmak amacıyla 2008 yılı sonundan itibaren TBMM komisyonlarında “5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun”da değişiklik yapılması konusu tartışılmaya başlanmıştır. Meclis kapanmadan hemen önce gündeme de alınan ancak yasalaşamayan değişiklik teklifinde öngörülen değişiklikler Tablo-4’de özetlenmektedir:

Tablo-4 : 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun Değişiklik Teklifi

YEK Teşvikli fiyat	Her bir YEK kaynağı ve farklı YEK teknolojileri için farklı fiyat ve süre uygulaması (1 sayılı Cetvel		
	YEK Türü/Teknoloji	İşletmede ilk 10 yıl, cents €/kWh	İşletmede ikinci 10 yıl, cents, €/kWh
	HES	7	-
	RES (karada)	8	-
	RES (denizde)	12	-
	Jeotermal	9	--
	Güneş-pv	25	20
	Güneş-termal	20	18
	Biyokütle (çöp gazı dahil)	14	8
	Dalda,akıntı,gel-git	16	-
Destekleme sistemine dahil olabilmek için her yıl 31 Ekim ’e kadar başvuru zorunluluğu. Başvurulan yıl içinde sistemden çıkılamama Destekleme sistemine tabii olmak istemeyen üreticilere serbest piyasada satış olanağı			
Destek süresi	31.12.2015 tarihine kadar işletmeye giren tesisler için maksimum 10 yıl		
Yerli üretim	31.12.2015 tarihinden önce işletmeye giren tesislerde yerli üretim olması halinde beş yıl süre ile 2 sayılı cetvelde tanımlanan oranlarda tarifeye ilave teşvikler		
Alım zorunluluğu	Tedarikçiler, Şirketin bir önceki yıl pazar payı oranında Her fatura dönemi için YEK toplam bedelinin ilanı ve her bir tedarikçinin ödeme yükümlülüğünün PMUM tarafından belirlenmesi Fatura tarihindeki Merkez Bankası döviz alış kuru üzerinden hesaplanan TL <500 kW yek tesislerinden dağıtım sistemine verilen ihtiyaç fazlası elektrik ilgili dağıtım şirketi tarafından satın alınmak zorunda		
Arazi	2015 yılına kadar Orman ve Hazine mülkiyetindeki arazilerde kullanılan kısımların izin, kira, irtifak hakkı ve kullanma izin bedellerinde % 85 indirim (yatırım ve işletme dönemlerinin ilk onbeş yılı) ORKÖY ve Ağaçlandırma Özel Ödenek gelirleri muafiyeti Milli Park, Tabiat Parkı.....vb alanlarda bakanlığın olumlu görüşü alınmak kaydıyla YEK üretim tesisleri kurabilme olanağı		
Bağlantı ve Sistem Kullanım	YEK lisans sahiplerine on yıl süre ile sistem kullanım tarifelerinde % 90 indirim		
Lisanssız üretim ve destekler	<500 kW yek tesislerinde üretilen ihtiyaç fazlası enerji için fiyatlar < 1000 kW olan bitkisel ve hayvansal atık yağlar veya bunların işlenmesi ile elde edilen katı ve sıvı haldeki yakıtları kullanarak elektrik üreten biyokütle tesisleri destekleme sistemi dışında		
		Süre-yıl	İhtiyaç fazlası-kWh
	Güneş-pv	15	< 3000
		15	3000≤ihtiyaç fazlası <6000
	Diğer YEK	1 sayılı cetveldeki fiyatlar ve sürelerde	

Mevcut teşvik sistemi yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimini istenen oranda yaygınlaşmasını sağlayamamıştır. Başta güneş enerjisi olmak üzere yenilenebilir enerjiye yatırım yapmak isteyen bir çok yatırımcı kanun değişikliğini beklemektedir. Yenilenebilir enerjinin iklim değişimine olan olumlu katkıları, mevcut sistemdeki ithal yakıt bağımlılığının azaltılması ve yeni istihdam alanları oluşturmaları gibi yararları da göz önüne alındığında Kanun değişiklik teklifinin bir an önce kanunlaşması gerekmektedir.

Kaynaklar:

1. Renewables 2007 Global Status Report, REN 21
2. World Wind Energy Report 2008, WWEA
3. Renewables Global Status Report-2009 Update, REN 21
4. www.teias.gov.tr
5. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and Of the Council of 23 April 2009
6. Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi (Yüksek Planlama Kurulunun 18.5.2009 tarih ve 2009/11 sayılı Kararı)
7. 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun ve İkincil Mevzuat
8. 4628 sayılı Elektrik piyasası kanunu ve İlgili İkincil Mevzuat
9. YEK Kanununda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun Teklifi (Sıra Sayısı 395)

Serbest Piyasa Modeli, Yatırımlar ve Arz Güvenliği,

Cengiz Güneş, Enerji Yatırım Danışmanı

GİRİŞ

Türkiye elektrik piyasası 2001 yılında yürürlüğe giren 4628 sayılı Kanun ile yasal bir çerçeveye kavuşmuş olmakla birlikte Kanun da belirtilen hedeflere halen ulaşılmadığı, yasal ve ikincil düzenlemelerinin sürdüğünü görmekteyiz. Kanunun amacında belirtilen mali açıdan güçlü, rekabetçi bir piyasa olmadığı gibi, özellikle büyük ölçekli yatırımların yapılmasını sağlayacak yeterli bir mekanizmada halen kurulamamış ve arz açığı riski sürmektedir. Bunun yanı sıra piyasalaşma yolunda ikincil mevzuat düzenlemeleri de sürmektedir. Sektörün en önemli sorunu finansman açığı olup bu finansman açığı küresel mali kriz ile daha da artmıştır. Lisans başvuruları ve lisanslanan proje sayısında ve kurulu gücünde özellikle 2006 yılından sonra artış yaşanmış olsa da proje ilerlemeleri düşük seviyelerde kalmıştır. Özellikle sistemin ihtiyacı olan baz yük santral yapımlarında açık sürmektedir. Finansman ihtiyacının yanı sıra kamu kuruluşlarındaki nakit açığı hem tarifeler, hem de yatırım seviyeleri üzerinde olumsuz etkilerde bulunmaktadır. Kamu kuruluşlarında oluşan ve artarak süren nakit açığı özellikle dengeleme piyasasına satış yapan özel şirketleri etkilemektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklı üretim yatırımları ise halen TBMM gündemindeki yasa tasarısını beklemektedir. Bir çok projede bağlantı, Çed, kamulaştırma vb. sorunlar sürmekte ve bu sorunlara finansman sorunu da eklendiğinde proje ilerlemeleri çok düşük seviyelerde kalmaktadır. Özellikle tedarik piyasasına (linyit, su, rüzgar vb.), tesis yerlerinin kullanımına yönelik gayrimenkul hukukunda, bağlantı fırsatlarında ve birden fazla faaliyetin çakışması durumunda önceliklere ilişkin düzenlemeler yapılmadan proje başvurularının alınması, projelerde patlama yaşanmasına yol açmış, ancak bu projelerin yatırıma ve işletmeye dönüş hızları düşük seviyelerde kalmış, proje önceliklerinin dikkate alınmaması yer ve havza planlamasının yapılmaması çarpık bir yapı ortaya çıkarmış, adeta sanal santraller doğmuştur. Türkiye yük eğrisi analizinde sistemin kontrollü üretim yapan termik ve barajlı hidrolik santrallere, özellikle de büyük ölçekli baz yük termik santrallere ihtiyacı olduğu ortadadır. Ayrıca yenilenebilir kaynaklı santrallerin sıcak yedeklerini de bu santrallerin karşılayacağı açıktır.

Elektrik piyasası modeli büyük ölçekli yatırımların yapılmasını sağlayacak mekanizmalara sahip değildir. Termik ve iletim altyapısını tamamlamış ve talep artışı neredeyse durmuş ülkeler için geçerli olan bir modelin Türkiye'ye uymadığı baştan belli olmakla birlikte ısrarla bu modelin sürdürülmeye

alışılması zaman kaybından başka bir işe yaramamıştır.Nitekim bu anlaşılmış olmalı ki kapasite mekanizması düzenlemesi yapılmıştır.İkili anlaşma yerine dengeleme piyasasına satış nedeniyle,sistem ikili anlaşmaların dengeleme piyasası ile tamamlandığı modelden,dolaylı tek alıcı-satıcı modeline kaymıştır.Yeni düzenlemelerden ziyade kanaatimizce piyasa modelinin sorgulanması gerekir. Proje sayısındaki gelişmeler ve diğer piyasa düzenlemeleri(zellikle petrol) EPDK'nın iş yükünü artırırken, EPDK ile şirketler arasında uyumsuzluk konuları son yıllarda giderek artmaktadır.

- ❖ Dünyada, derin bir mali kriz yaşanmakta olup küresel mali krizin derinliği ve bunun dünya ekonomisi üzerine etkileri halen tespit edilmeye çalışılmaktadır. Küresel piyasaların 2007 yılı Temmuz ayından bu yana maruz kaldıkları çalkantılar azalarak da olsa devam etmektedir. Günümüzde ki krizin geçmişte yaşanmış krizlerden en önemli farkı, klasik bir bankacılık krizi olmaması, karmaşık ve yüksek hacimli türev ürünlerini ve reel ekonomiyi kapsamasıdır.
- ❖ özellikle özel tüketim ve yatırım harcamalarının gerilemesi nedeniyle i talepte sert bir düşüş yaşandığı görülmektedir. Artan risk algısı ve küresel krizin bankaların finansman olanakları üzerindeki olumsuz etkileri nedeniyle, diğer ülkelerde olduğu gibi Türkiye'de de iktisadi faaliyette belirgin bir yavaşlama yaşanmakta ve yeni yatırımların finansmanında zorluklarla karşılaşılmaktadır.
- ❖ Yurt iç talebe ilişkin göstergeler bir önceki çeyreğe kıyasla sınırlı bir toparlanma sergilemekle birlikte zayıf seyrini korumaktadır. Küresel düzeyde yaşanan krizin etkisiyle hızla gerileyen tüketici güven endekslerindeki bozulmanın son dönemde durduğu gözlenmektedir. Banka kredilerinde 2008 yılının üçüncü çeyreğinden itibaren görülen azalış eğilimi, hem arz hem talep yönlü gelişmeler nedeniyle devam etmiştir.
- ❖ GSYH 2008 yılının son çeyreğinde yüzde 6,5 oranında azalmış ve 2008 yılı GSYH artışı yüzde 0,9 olarak gerçekleşmiştir. 2009 yılında ise GSYH'nın yüzde 6 civarında gerileyeceği tahmin edilmektedir. Dönemler itibarıyla bakıldığında, 2009 yılının ilk çeyreğinde yüzde 14,3 olan ekonomideki daralmanın, yılın ikinci çeyreğinde yüzde 7'ye gerilediği görülmektedir. Bu eğilimin devam ederek, yılın üçüncü ve dördüncü çeyreğinde ekonominin önemli ölçüde toparlanması beklenmektedir.(ORTA VADELİ PROGRAM(2010-2012))
- ❖ Gelişmiş lkeler başta olmak üzere çoğu ülkede işsizlik oranlarındaki artışın 2010 yılında da devam edeceği tahmin edilmektedir. Zayıf talep ve istihdam koşullarına bağlı olarak küresel enflasyonun 2010 yılında da düşük düzeyde seyretmeye devam edeceği öngörülmektedir.
- ❖ *Mevcut durumda dahi Türkiye elektrik piyasasına yabancı ve yerli yatırımcıların ilgisi sürmektedir. Bunun başlıca nedeni krize rağmen arz da yetersizlik ve kriz sonrasında artacak talebi karşılayacak baz ve puant yük santrallerine olan ihtiyaçtır.Ayrıca yenilenebilir kaynaklarla ilgili tasanı ile getirilmesi beklenen*

teşvikler ve üretim ve dağıtım tesislerinin özelleştirilmesi çalışmaları, yerli ve yabancı yatırımcılar açısından piyasayı canlı tutmaktadır.

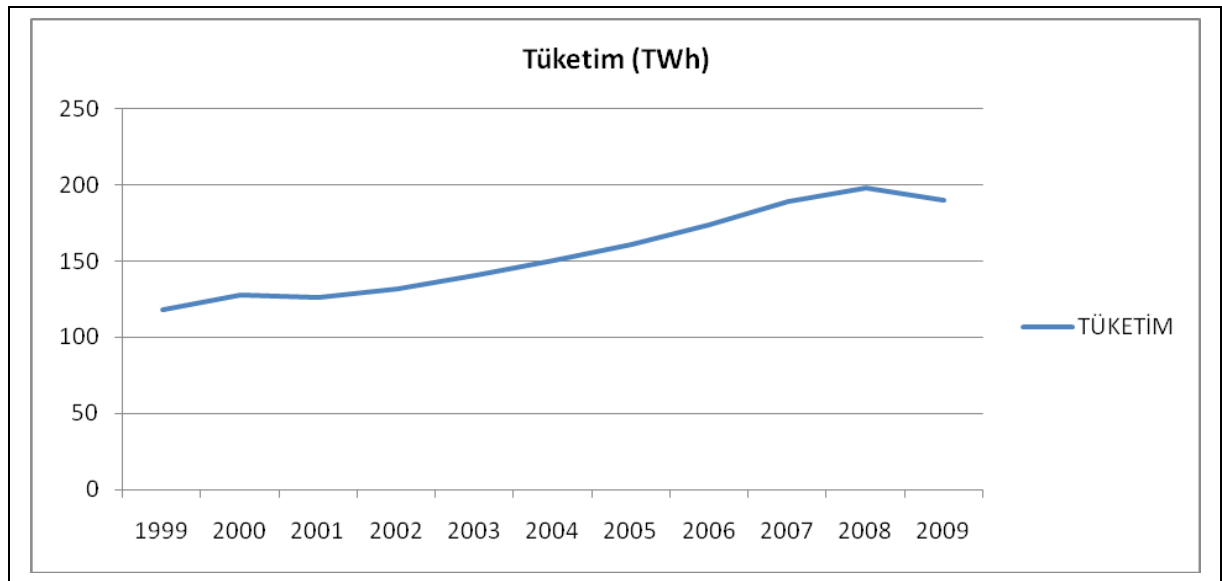
- ❖ Makro açıdan talep düşüşündeki en önemli etki sanıldığı gibi aksine elektrik piyasasında değil gaz piyasasında kendini göstermektedir. Depolama tesislerinin yeterli kapasitede olmaması nedeniyle elektrik üretimindeki azalma, elektrik üretiminin doğalgaz ağırlıklı olması nedeniyle gaz talebi düşüşüne ve bu talep düşüklüğü de uluslararası anlaşma yükümlülüklerinin yerine getirilememesine ve nakit açığına yol açmaktadır. Bu durum ise ödemeler dengesinde var olan açığı artırıcı etki yapacaktır. Sanayide gaz kullanan tesislerin üretimi kısımlarının etkisi de dikkate alındığında baskı daha da artacaktır.
- ❖ Orta Vadeli Program hedeflerinden IMF ile anlaşmanın 2009 yılı sonu veya 2010 yılı başında yapılması ile seçim yılı olan 2011 yılına canlı bir iç talep ile girilmesinin öngörüldüğü anlaşılmaktadır. Bu durumda elektrik talebi de kısmi olarak 2010 ve 2011, gecikme ile 2012 yıllarında artacaktır.

1. VERİLER

1.1. Tüketim Gelişimi

Türkiye elektrik talebi Çin'den sonra dünyada en hızlı büyüyen talep olarak dikkat çekmektedir. Gelişmekte olan ülke elektrik taleplerinin gelişmiş ülkelerden hızlı büyümesine paralel olarak Türkiye elektrik talebi de kriz öncesi son beş yılda OECD ülkelerinin beş katı oranında büyüme göstermiştir.

Grafik 1

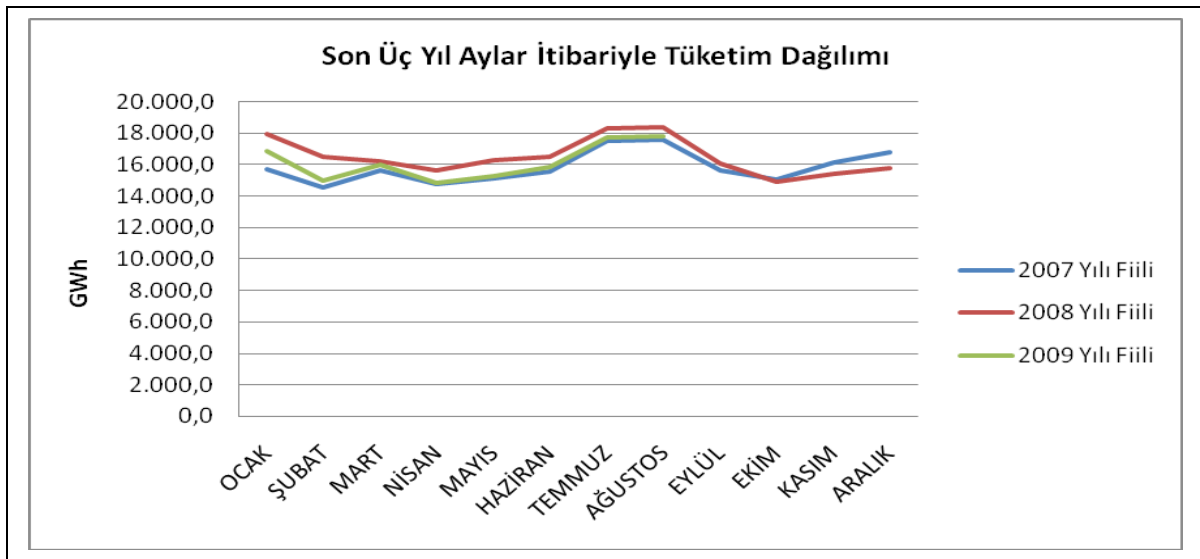


Özellikle büyüme oranında 2004 yılından sonra oluşan artış diğer yıllara nazaran daha fazladır. Bu durum hızlı kentleşme ve hizmet sektörünün gelişmesinden kaynaklanmaktadır. Ekonomik kriz öncesi dönemde elektrik talebindeki büyüme gayri

safi milli hasılanın büyüme oranının üzerindedir. Global ekonomik krizin elektrik piyasası üzerindeki ilk etkisi elektrik tüketiminin artış hızının yavaşlaması yönünde olmuştur.2004-2007 yılı arasında ortalama %7 oranında büyüyen talep 2007 yılından 2008 yılına %4.5 büyürken 2009 yılı tüketiminin 2008 yılının altına kalması en iyimser tahmin ile 2007 yılı ile aynı seviyeleri koruması beklenmektedir.2009 yılı ilk sekiz aylık dönemde 2008 yılına göre talep düşüşü ortalama %5.2 olarak gerçekleşmiştir.

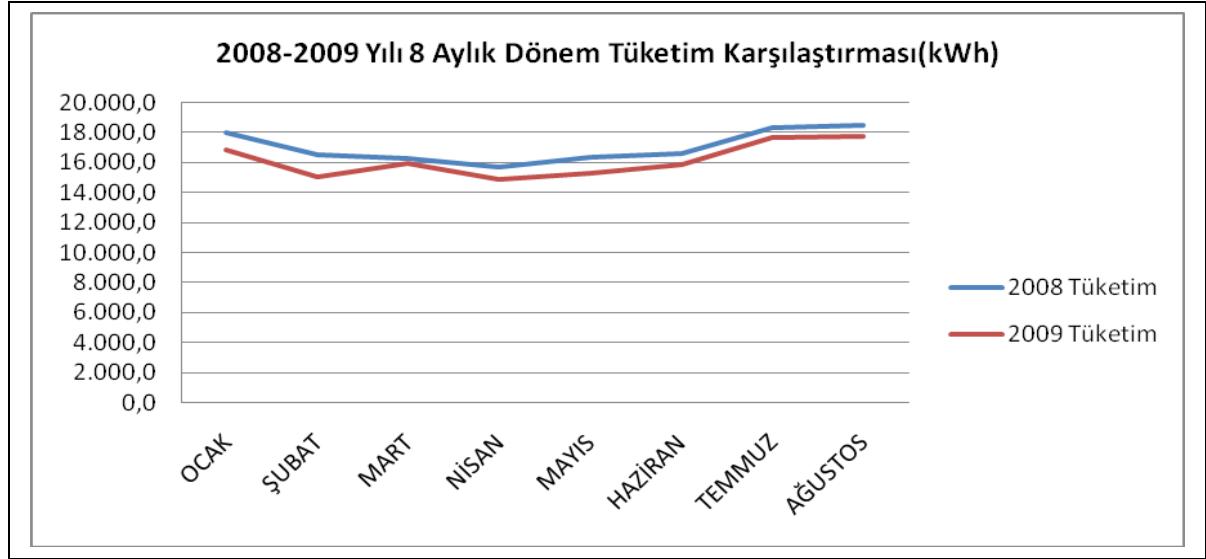
2009 yılı ilk sekiz aylık verilerini analiz ettiğimizde tüketimin aylar itibariyle dağılımı aşağıda yer alan grafikten görüleceği üzere Ocak ayı hariç 2007 yılı tüketimi ile paralel seyretmektedir. 2009 yılı tüketimi talep düşüşü nedeniyle azalmakla birlikte yük eğrisi şekli aylar itibariyle değişmemektedir.

Grafik 2



Ekonomik kriz etkisinin başladığı 2008 Ekim ayından itibaren 2008 aylık tüketimi 2007 yılının altında gerçekleşmiştir. Aylar itibariyle tüketim dağılımında en çarpıcı gelişme Temmuz – Ağustos aylarındaki tüketim artışıdır. Tüketim artışının en önemli nedeni hava sıcaklıklarında artış nedeni ile son yıllarda klima kullanımının yaygınlaşmasıdır. 2009 yılı tüketiminin 190 TWh düzeyinde gerçekleşmesi beklenmektedir.

Grafik 3



2009 yılı tüketiminde sadece Mart ayında 2008 yılı tüketimi yakalanmış, diğer aylar tüketimi 2008 yılı tüketiminin altında seyretmiştir. Şubat ayında yer alan fark ise 2008 yılının artık yıl olmasından kaynaklanmaktadır. Temmuz ve Ağustos aylarında farkın azaldığı görülmektedir.

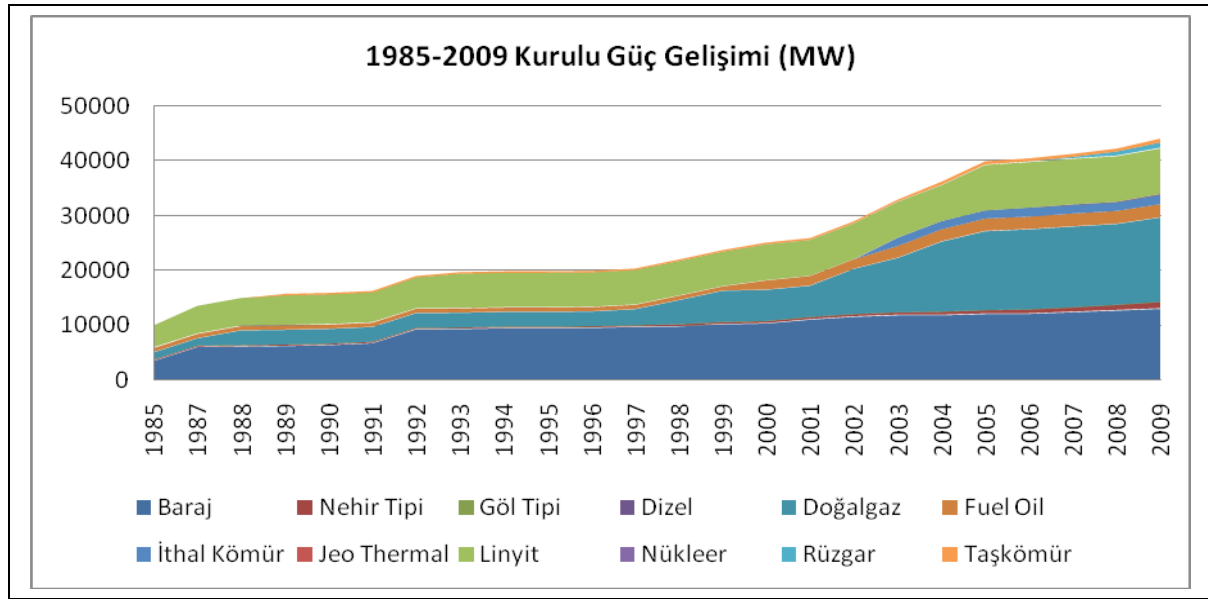
1.2.Arz Gelişimi

Türkiye kurulu gücü talep artışına paralel olarak yıldan yıla değişik oranlarda olmakla birlikte artış eğiliminde olmuştur.Bu eğilimin kriz sonrasında ileriki yıllarda da sürmesi beklenmektedir.Son on yıldaki artışın en önemli nedeni model yatırımlardır.

Kriz döneminde meydana gelen kapasite artışları ,kriz öncesi dönemde karar verilen yatırımların işletme dönemlerinin kriz dönemine denk gelmesinden kaynaklanmaktadır.2009 yılı ve izleyen yıllarda ölçek büyüklüğü küçük olsa da özel sektör santrallerinin peyder pey devreye girmeleri beklenmektedir.

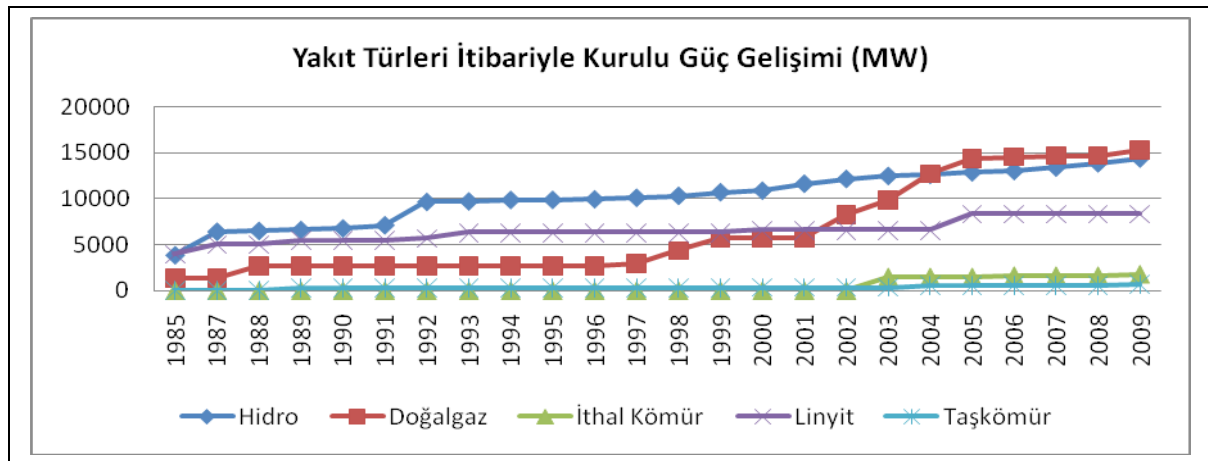
Mega yatırımların ise alım garantisi olmadan yapılması söz konusu değildir,bu kapsamda nükleer santraller,Afşin C-D santralleri alım garantili olarak önümüzdeki dönemde ihaleye çıkabilecektir.Bu durumda TETAŞ tarafından alınan enerjinin perakende satış lisansına sahip şirketlere satışı söz konusudur.Sonuçta TETAŞ'ın faaliyetini uzun yıllar sürdürmesi beklenmektedir.

Grafik 4



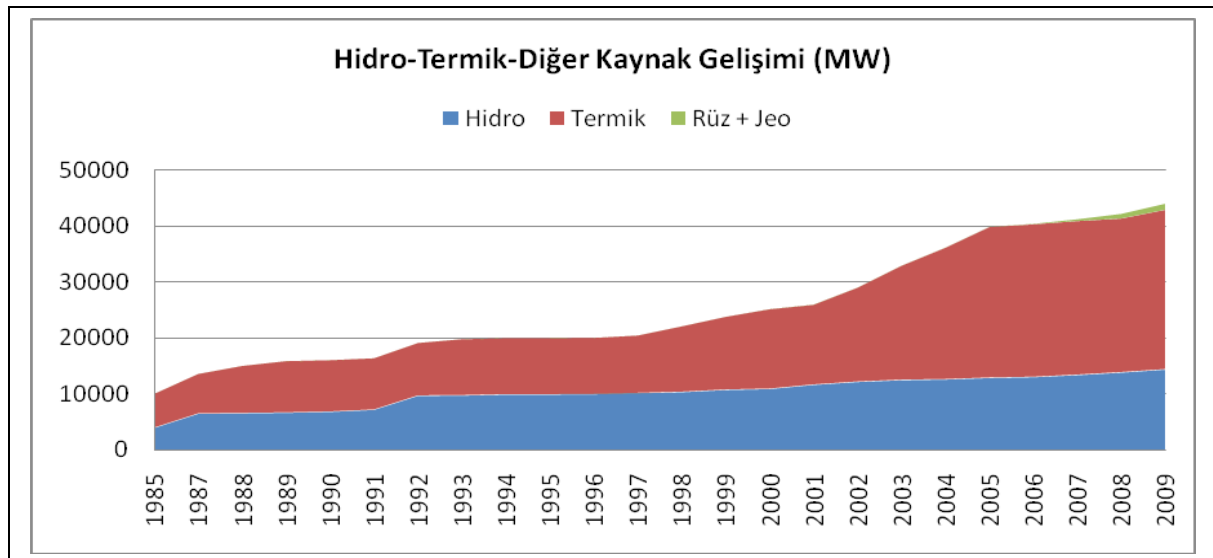
Model yatırımlar yakıt cinsi itibariyle olsun sözleşme tipleri itibariyle olsun elektrik sektörüne ve piyasalaşma sürecine yön vermiş ve vermeye devam etmektedir. Yakıt tipi olarak doğalgaz santralleri ilk sırada yer almıştır. Sadece kamu değil anılan dönemde özel sektör otoprodüktör yatırımlarında da doğalgaz tercihi ilk sırada yer almıştır. Yapım süresinin kısalığı, finansman kolaylığı da özel sektörün doğalgaz kaynaklı üretim tercihinde etkili olmuştur. Özellikle buhar kullanan sanayi kollarının tercihleri de bu yönde olmuştur. 4283 sayılı Kanun da yakıt türü tercihi yeni kapasite artışını (bir tesis dışında) tamamen doğalgaza yöneltmiştir. Mega ölçekli yatırım olarak belirtilen dönem de sadece Afşin B Santrali devreye girmiştir. Bu santralin devreye girmesi ile linyit kurulu gücünde artış yaşanmıştır. Hidrolik kaynaklarda meydana gelen artış DİSİ santrallerinden kaynaklanmaktadır ve aha fazla artış göstermesi gereken bu santrallerin devreye giriş yılları ödenek yetersizliği nedeniyle uzamış ve ilerlemeleri oldukça düşük düzeyde gerçekleşmiştir.

Grafik 5



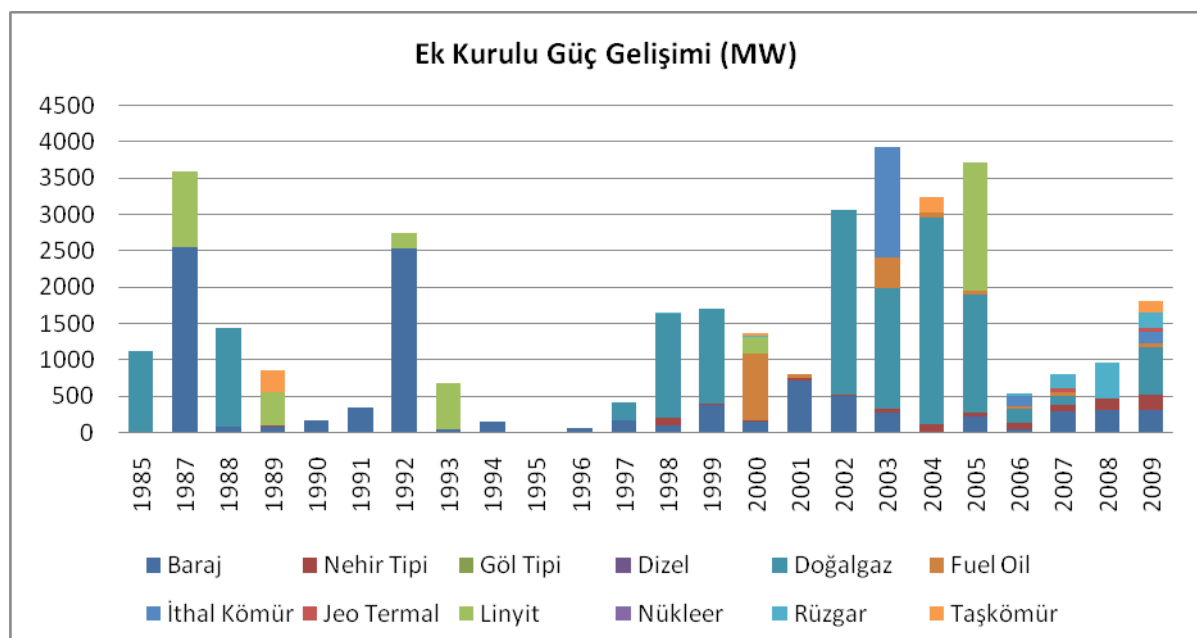
Termik,hidrolik kaynak dağılımında 2001 yılından sonra termik kurulu gücündeki artış diğer yılların üzerindedir.

Grafik 6



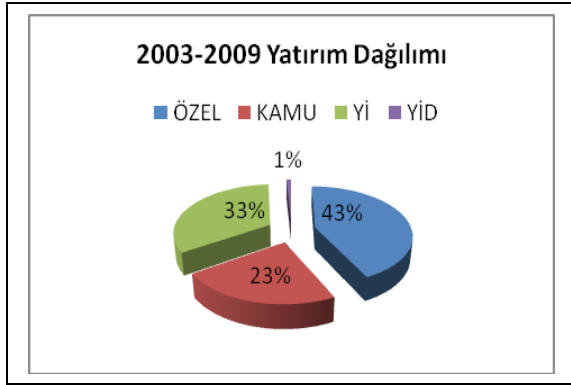
1.3.Proje Gelişmeleri

Kurulu güç gelişiminde yıllar itibariyle farklılıklar söz konusudur.Farklılığın ana nedeni ileriye yönelik tahminlerin doğru yapılmaması nedeni ile arz açığının çıkmasının ardından yatırım patlamasıdır.Normalde olması gereken her yıl belli bir minimum kurulu gücün devreye girmesini sağlayacak önlemlerin alınmasıdır.Santral eskimleri ve talep artışı nedeniyle ihtiyaç duyulan ek kurulu güç yanında yedek kapasitelerinde emre amade olması sistem güvenliği için son derece önemlidir.Aşağıda yer alan şekilden görüleceği üzere 1990,1991,1994,1995,1996,1997,2006 yılları kurulu güç gelişiminde dip noktaları oluştururken,1987,2002,2003,2004 ve 2005 yılları zirve yılları oluşturmaktadır.Kalkınmakta olan ekonomilerde normal bir seyir olmakla birlikte zirve dip noktalar arasında uçurum olmaması ve yatırım maliyetleri ile arz güvenliği için projeksiyonların ve yönlendirmelerin hassas yapılması gerekir.

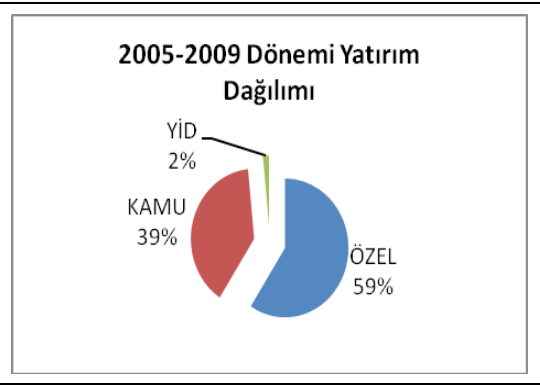


2003-2009 dönemi devreye giren ve toplam kurulu gücü 11.108 MW olan santrallerde kamu ve model yatırım santrallerinin %57 payla kamu kesiminin ilk sırada yer aldığını görmekteyiz,kamu sektörünü, özel sektör %43 payla izlemektedir.

Grafik 8



Grafik 9



Daha kısa dönemli bir analizde 2005-2009 döneminde devreye giren ek kurulu güç dağılımında özel sektörün payının %59,kamu ve model yatırım payının %41 olduğu tespit edilmektedir,bu durum yeni kurulu güç açısından piyasa etkisinin başladığını ve ilerleyen yıllarda da bu trendin artacağını göstermektedir.Proje ilerlemelerine ve ilk altı aylık verilere göre,2009 yılında beklenen kurulu güç artışı yıl sonu itibariyle 1.800 MW civarında olacaktır.Piyasa etkisi doğal olarak yatırım dönemi dikkate alındığında gecikmeli olarak ortaya çıkmaktadır.

Tablo 1

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009*	TOPLAM (MW)
ÖZEL	388	569	1183	619	384	972	650	4765
KAMU	-	-	795	1132	301	106	200	2534
Yİ	2911	789	-	-	-	-	-	3709
YİD	-	-	100	-	-	-	-	100
TOPLA M	3299	1367	2078	1751	685	1077	850	11108

*Haziran 2009

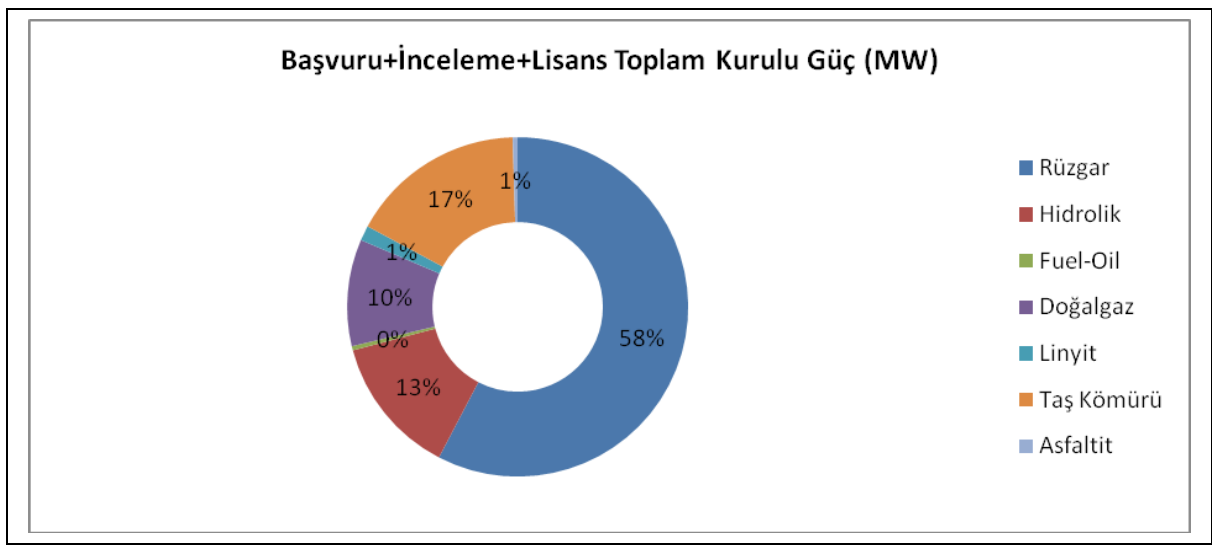
Başvuru,inceleme ve değerlendirmeye alınan başvurular,lisanslı projeler incelendiğinde rüzgar projelerinin %58 oranında payla ilk sırada yer aldığını,bu

kaynağı sırası ile %17 payla ithal kömür ve taş kömürü projelerinin izlediğini, bu projelerden sonra %13 payla hidrolik, %10 payla doğalgaz kaynaklı projelerin geldiğini ifade edebiliriz.

Rüzgar projelerinin başvurularının henüz sonuçlandırılmamış olması ve inceleme değerlendirme aşamasında bulunması kurulu güç olarak yüksek seviyelerde bulunması toplamdaki dağılımı değiştirmekle birlikte mevcut veriler değerlendirildiğinden yapılan analizde bu projelerde dağılımda dikkate alınmıştır.

İzleyen tablolar da tek tek kaynaklara girildiğinden genel dağılımdaki bu durum daha yakın bir analize tabi tutulmaktadır.

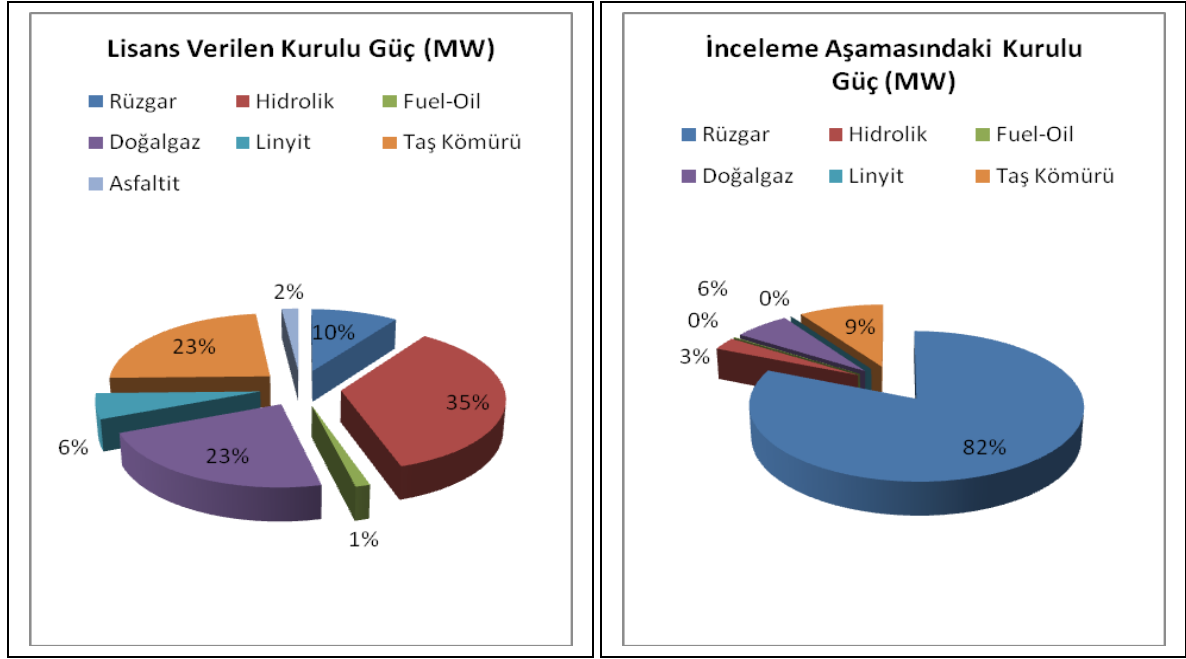
Grafik 10



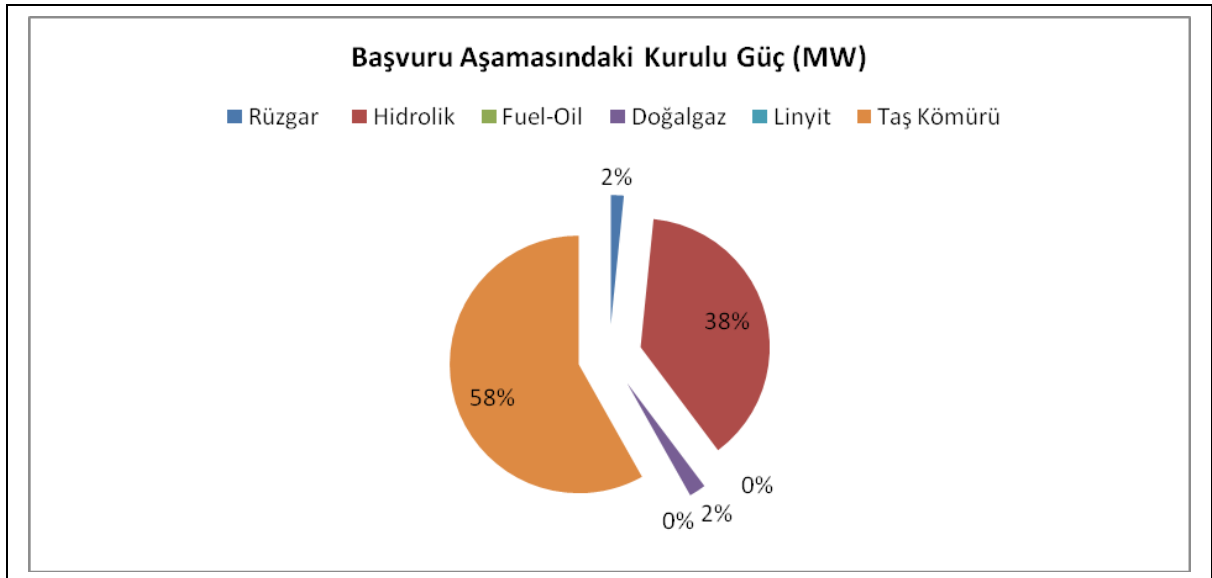
Lisans verilen kurulu güç dağılımını analiz ettiğimizde hidrolik kaynaklara ilişkin projeler %35 ile ilk sırada yer alırken bu projeleri, %23 oranları ile taş kömürü (ithal kömür dahil), %23 oranla doğalgaz, %10 oranla rüzgar, %6 oranla linyit kaynaklı projeler izlemektedir. Hidrolik kaynaklı projelere başvuruların erken başlaması, lisansa çevrilmesinde etkisini göstermektedir. Aynı şekilde rüzgar başvurularının büyük bölümünün halen sonuçlandırılmamış olması, başvuru aşaması ve inceleme değerlendirme dahil toplam da %58 olan rüzgar payının lisanslı projelerde %10 olarak gerçekleşmesine yol açmaktadır. İnceleme aşamasındaki kurulu güçte rüzgar projelerinin payı %82 olarak yer almaktadır.

Grafik 11

Grafik 13



Grafik 14



Önceki bölümdeki kurulu güç gelişimindeki yıllar itibariyle farklılıkların ve serbest piyasanın handikaplarının giderilmesi enerji politikasının temel konusu olmalıdır. Enerji yatırımlarındaki yatırım döneminin uzun olması ve elektriğin depolanmama özelliği planlamayı ön plana çıkarmaktadır. Piyasa ekonomik tercihlerinde dahi teşvikler ile sistemin ihtiyacı olan santrallerin yakıt türü ve kuruluş yeri olarak yönlendirilmesi gerekir.

Kamu kuruluşlarının piyasadan çekilmesinin ardından özel sektör proje gelişmelerine baktığımız da özel sektörün piyasa riskini karşılayacak finans ve yönetim yapısında olmadığı finans kuruluşlarının elektrik piyasasını tam anlamıyla kavrayamadığı bu yüzden proje gelişmelerinde garantili alım koşulu olan projeler olarak HES ve RES

projelerinin ön plana çıktığı, bu projelerde ise proje finansman yerine teminat yoluyla finanse edildiğini, ölçek büyüklüklerinin küçük (100 MW altı) olduğunu ifade edebiliriz.

Dengeleme piyasasında nakdi uygulamanın başladığı 2006 yılı Ağustos ayından itibaren fiyatların nispeten yüksek seyretmesi ile özel sektör şirketlerinin sistem ihtiyacı olan baz yük termik santral başvurularının arttığı özellikle doğalgaz ve ithal kömür santral başvurularında patlama yaşandığı görülmektedir.

Ne var ki çoğu projenin kuruluş yeri seçiminde, bağlantı noktalarında sorunlar yaşanması nedeniyle ölçek büyüklüğünde küçültmeler ve/veya başvuruların geri çekilmesi veya teminatlarının nakde çevrilmesi konuları gündeme gelmiştir.

Zaten yapılabilirliği tartışmalı olan bu projelerden biri ile ilgili Danıştay 13. Dairesinin verdiği “ÇED alınmadan lisans verilemez” şeklinde ifade edilebilecek karar neticesinde projelerde yavaşlama daha da belirgin bir hal alacaktır.

EPDK'nun 7.9.2009 tarihli proje ilerleme listesinden proje ilerlemelerini analiz ettiğimizde; rüzgar projelerinde toplam kurulu gücü 457 MW olan 11 projenin ilerlemeleri %50 oranının üzerindedir. Bu projelerin toplam rüzgar kurulu güçteki payı %15'inin oluşturmaktadır. Toplam 2.529 MW olan projelerin %85' inin ilerlemeleri %50'nin altındadır.

Tablo 2

İlerleme	Proje Sayısı	Kurulu Güç	Üretim
%50 Üzeri	11	457	1.950.619.280
%20 - %50	7	183	647.279.960
%20 Altı	62	2.345	8.131.775.120
Toplam	69	2.529	8.779.055.080

Hidrolik santral projelerinde %50 ve üzerinde ilerleme sağlayan proje kurulu güç toplamı 1.562 MW olup, toplam hidrolik gücün %11 ini oluşturmaktadır. 12.300 MW kurulu güce sahip projenin toplamdaki payı %89 oranındadır ve bu projelerin ilerlemesi %50'nin altındadır. %72 oranındaki projenin ilerlemesi ise (kurulu güç 9.925 MW) %20'nin altındadır.

Tablo 3

İlerleme	Proje Sayısı	Kurulu Güç	Üretim
%50 Üzeri	58	1.562	5.946.640.400
%20 - %50	50	2.400	7.666.656.151
%20 Altı	369	9.925	35.398.723.991
Toplam	477	13.887	49.012.020.542

Termik projelerin ilerleme durumları da benzer özellikler göstermektedir. %50 ve üzerinde ilerlemeye sahip olan 22 projenin toplam kurulu gücü 3.320 MW, %20-50

ilerleme gösteren proje sayısı 5, kurulu güç toplamı 2.811 MW, %20'nin altında ilerleme gösteren proje sayısı 51, toplam kurulu gücü 17.612 MW'tır.

Tablo 4

İlerleme	Proje Sayısı	Kurulu Güç	Üretim
%50 Üzeri	22	3.320	24.383.091.080
%20 - %50	5	2.811	20.097.788.000
%20 Altı	51	11.481	77.885.049.000
Toplam	78	17.612	122.365.928.080

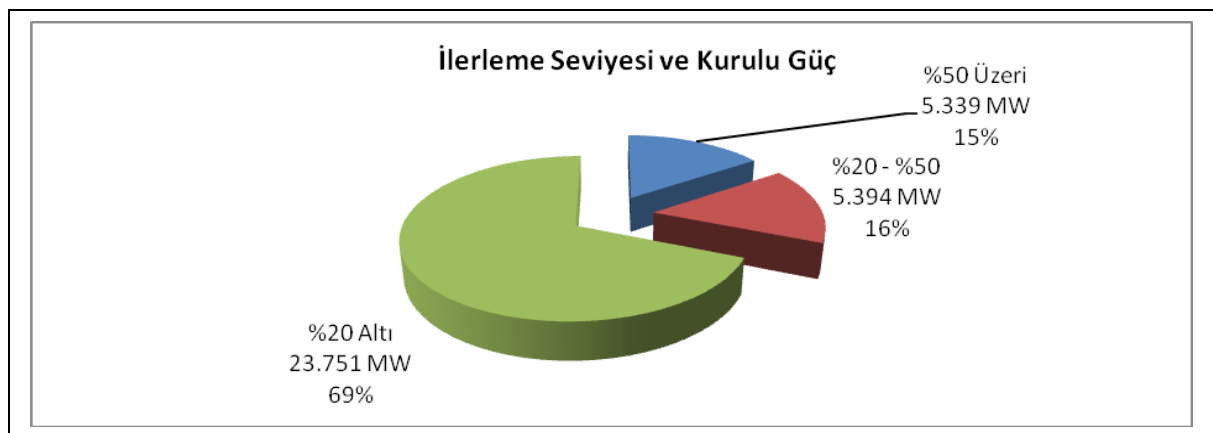
Görüleceği üzere proje ilerlemeleri düşük seviyeler gerçekleşmiştir. Tüm yakıt cinslerinde ağırlığı %20 altında ilerlemesi olan projeler oluşturmaktadır. Tüm projeleri birlikte değerlendirdiğimizde bu durum daha da netlik kazanmaktadır.

Tablo 5

İlerleme	Proje Sayısı	Kurulu Güç	Üretim
%50 Üzeri	91	5.339	32.280.350.760
%20 - %50	62	5.394	28.411.724.111
%20 Altı	482	23.751	121.415.548.111
Toplam	624	34.027	180.157.003.702

Proje ilerleme raporu veren toplam 624 projeden toplam kurulu gücü 23.751 MW olan 482 projenin ilerlemesi %20 seviyesinin altında gerçekleşmiştir. Bu projelerin toplam projelere oranı %69'tur. %50 üzerinde ilerleme gösteren proje sayısı 91, kurulu gücü 5.339 MW, toplam proje kurulu gücüne oranı %15'tir.

Grafik 15



Proje ilerlemelerinin düşük kalmasının temel nedenleri, kamulaştırma, Çed, imar ve inşaat izinlerinin yanı sıra finansman sorunları ve bir kısım projelerin yapım amacıyla değil, devir amacıyla lisansa konu olmasıdır. Diğer taraftan yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik alım fiyatlarında artış beklentisi de projeleri özellikle finansman açısından beklemeye itmiştir. Ayrıca Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği kapsamında

karar alınmadan lisans verilemeyeceğine ilişkin Danıştay Kararı projelerden bazılarının elenmesine bazılarının ise yavaşlamasına neden olacaktır.

Proje ilerlemeleri %50 ve üzerinde olan projeler birkaç istisna dışında 2004-2005-2006 yıllarında lisansları alınan projelerdir. Bu durum göstermektedir ki lisans sonrasında yatırıma fiilen başlanması uzun bir süreç almaktadır. Söz konusu süreçlerin(ÇED, kamulaştırma, inşaat izni vb.)kısaltılması gerekmektedir.Yatırımlarla ilgili olarak finans bulunması ise projelerin ve firmaların özel durumları ile ilgilidir.2004-2005-2006 yıllarında lisans alınmakla birlikte yatırıma başlamayan ve ilerlemeleri sıfıra yakın projeler ise genellikle devir amaçlı başvuru olan projeleri oluşturmaktadır.

2.ARZ GÜVENLİĞİ

Enerji piyasasında arz güvenliği, tedarik kaynaklarının talebe göre arzulan miktar ve nitelikte ve bu kaynaklar kullanılarak üretilen enerji türlerinin sistem ihtiyacını kısa, orta ve uzun dönemde sürekli ve öngörülebilir maliyetlerle karşılanması, sistemin ani değişikliklere karşı stabilitesini sağlama ve artan talebi karşılama yeteneğini ifade eder. Sistem güvenliğine ilişkin kısa vadeli arz güvenliği tüketicilerin toplam enerji talebinin(gerek kaynak gerekse güç) sistem tarafından anlık olarak karşılanabilmesi yeteneğini ifade eden kısa dönemli arz güvenliği ve depolama ve üretim kapasitesi ile şebeke yeterliliğine ilişkin uzun vadeli arz güvenliğini kapsar. Enerji piyasası açısından sistem;kaynaklar, kaynakların çevrildiği üretim birimleri, üretim birimlerinde üretilen enerjinin tüketim noktalarına kesintisiz ve kaliteli bir şekilde naklini sağlayan ve sistem kısıtları doğduğunda alternatif çözümleri sistem içinde türeten bir sistem ve alt sistemler bütünüdür.

Enerji tedarikinin kamu hizmeti özelliği nedeniyle kısa ve uzun dönemli arzın sağlanması da makro açıdan kamusal bir özellik taşır.Bu açıdan yeterli arzın sağlanması görevi piyasa ekonomisinin yetersizliği nedeniyle kamu görevi olarak karşımıza çıkmaktadır.Arz güvenliğinin sağlanmasında uzun dönemli talebin karşılanmasını sağlayacak arzın talep ile zamansal olarak örtüşmemesi riskinin piyasa tarafından alınmaması arz açının giderilmesi ve arz güvenliğini sağlayan mekanizmaların sistemde bulunmasını gerektirmektedir.Özellikle serbestleşmeye geçiş dönemlerinde özel talebin yeni oluşması ve mevcut tedarik kaynaklarının ve üretim sektörünün kamu ağırlıklı olması orta ve uzun dönemli arz güvenliğini risk altına sokmaktadır.

Kapasite mekanizmasına ilişkin süreç oldukça uzun düzenlenmiştir.31.Ocak 2009 sonuna kadar yayınlanması gereken ve 2010 yılında başlaması planlanan uygulamaya ilişkin düzenlemeler henüz yayınlanmamıştır. Bilindiği üzere arz tahminin temelini talep tahminleri oluşturmaktadır. Öncelikle talep tahminlerinin sağlıklı yapılması gerekir.Bu görev 4628 sayılı Kanun ile EDAŞ'lara verilmiştir. Özelleştirme ile dağıtım şirketlerinin kontrat imkanları yeni yatırımları uyarıcı etki yapması beklenmekle birlikte gerek tarife sorunları gerekse perakende satış şirketlerine TETAŞ'ın satış yetkisi yeni yatırımlar açısından bir handikaptır. Sistemin tek alıcı tek satıcı sistem olarak adının konması gerekir,fiilen bu şekilde çalışmaktadır,arz fazlası yaratılmadan ikili

anlaşmalar piyasası, rekabet vb. kavramlar gerçekleşemez, bu tespitlerimiz 2001 yılından beri ifade edilmektedir. Enerji yönetiminin geçmişte yapılan ve/veya yapılmayan veya geç kalan uygulamalardan ders çıkarması, sektörün yol haritasını belirlemesi, kısa, orta ve uzun dönem yönelişleri modellemesi, senaryolar geliştirmesi, senaryoları destekleyecek mevzuat düzenlemelerine gitmesi ve insan kaynaklarına önem vermesi her zamankinden daha önemli hale gelmiştir. Daha önce ifade ettiğimiz gibi sistem ve sistem işletmecisinin ihtiyaçlarını belirleyip yatırımları yakıt cinsi , yer ve ölçek olarak saptayıp bağlantı fırsatlarını açıkladıktan sonra işi özel sektöre bırakmak ve kaynakların daha iyi kullanılmasını, yapılabilir yatırımlara teşviklerle öncelik tanınmasını sağlamak gerekir. Strateji Belgesi hedeflerinin gerçekleşebilmesi için mevzuat düzenlemeleri ile hedef konuların desteklenmesi ve ynlendirilmelere gidilmesi şarttır. Aksi takdirde hedeflerin piyasa mekanizmasına bırakılması sonucu çıkar ki, piyasa tercihleri ile kamu tercihleri örtüşmeyebilir. Özellikle uzun vadeli hedefler de bu sapma daha belirgindir.

2010-2012 OVP hedeflerinde enerji konusunda önceki programa göre ek belirleme ve hedefler yer almıştır. Bu hedeflerden ilki nükleer güç santrallerinin yapımına ilişkindir. İkinci belirleme doğal gaza aşırı bağımlılığı azaltmak üzere yerli ve yenilenebilir kaynakların kullanımına hız verilmesi hedefidir. nc belirleme doğal gaz kullanımı rekabete dayalı olarak yaygınlaştırılacak ve mevsimsel talep değişimleri de dikkate alınarak, ulusal düzeyde doğal gaz arz güvenliği sağlanması hedefidir. Enerji verimliliğini artırmaya yönelik etkin uygulama mekanizmaları oluşturulması bir başka hedeftir.

Diğer hedefler (arz güvenliği, işleyen piyasa, özel yatırımların desteklenmesi, özelleştirmeler) her iki Program'da da yer almıştır. Doğalgaz kullanımını bir yandan azaltılması öngörülürken bir yandan yaygınlaştırılması hedefi gerçekçi değildir ve çelişkiyi yansıtmaktadır. Ayrıca doğalgaza aşırı bağımlılık yenilenebilir kaynaklarla değil yerli kömür kaynaklarının kullanımı ile olabilir, yenilenebilir kaynaklar doğalgaz kaynaklı elektrik üretiminin alternatifi değildir, aksine yenilenebilir kaynaklı üretim arttıkça termik kaynaklarında artması gerekir, bu kaynaklar içinde de doğalgaz kaynaklı üretim teknik gerekçelerle ilk sırada yer alır. Yerli kömür rezervlerinin kullanımına ilişkin hiçbir hedefin yer almaması tenkide değer bir konudur. Hem kaynak çeşitliliği ve dış bağımlılığı azaltmaktan hedef olarak bahsedilmesi, hem de yerli kömür kaynaklarına ilişkin hedef yer almaması ilginçtir.

Durgunluk döneminde özel yatırımların nasıl artırılacağı ise bir başka soru işaretidir. Aynı şekilde kamu kuruluşlarının elinde fazla kapasite, nakit açığı ve devletin gelir ihtiyacı varken serbest piyasanın geliştirilmesi ve rekabet hedefi nasıl gerçekleştirilecektir? Soruları uzatmak mümkündür, enerji yönetiminin kısa dönemde devreye girecek ve sistemin ihtiyacı olan santrallerle ilgili olarak tek alıcı-satıcı modelini düşünmesi gerekir, bu sözleşmeler ile en azından yatırımın geri dönüş süresince belli oranda ve piyasa da oluşacak fiyatı aşmamak üzere alım garantisinin verilmesi modeli üzerinde durmasının yararlı olacağı ve finansman sorununu da zeceği düşünülmektedir. Diğer taraftan kömür madenlerinin santral yapımı dışında değerlendirilmeleri sınırlı olduğundan TKİ'nin elinde tüm devlet madenlerinin

toplanarak uzun dönemli kömür satış anlaşmaları ile santral yapım ve işleticisi girişimlere kömür satışı yoluyla santrallerin yapımı sağlanabilir. Yatırımcıların ayrıca kömür işletmeciliği ile uğraşmayıp santral yapımına ve işletmeciliğine girişmeleri her işi bilen kesimin yüklenmesi ve risklerin finansörlerin kabul edebileceği kontratlarla paylaşılması esas olmalıdır.

3.MALİ KRİZİN ETKİLERİ VE FİNANSAL SORUNLAR

Elektrik piyasası sektöründe proje stoku son yıllarda artmakla birlikte bu artışın reel yatırımlara yansımaması ve proje ilerlemelerinin beklenen seviyede gerçekleşmemesi tartışma konusu olmuş ve gerçekleşmeleri sağlamak üzere teminat mekanizmasının getirilmesinin ardından son yasal değişikliklerle kapasite ve benzeri mekanizmaların düzenlenmesi konusunda ETKB'na yetki verilmiştir. Bu sırada da küresel mali krizin başlaması mevcut proje stokuna daha kuşkucu yaklaşılmasını gerektirmektedir. Zira finansman konusu özellikle büyük ölçekli santrallerde hep sorun olmuştur. Bu nedenle proje stokunda belli bir eleme olmasını beklemek gerekir. Projelerin kriz dönemine denk gelmesi sorun olmakla birlikte idari işlemlerini tamamlamış projelerde pahalı da olsa fon bulunması mümkün olabilecektir. Elektrik piyasası yatırımlarının bugünkü değil işletmeye geçtiği tarih ile izleyen dönemlerdeki talep-arz ve fiyatlarla değerlendirilmesi, bu tahminleri kriz dönemlerinde daha önemli hale getirmektedir. Bu yönden bakıldığında kriz süresinin tahmini de önemli bir parametre olarak karşımıza çıkmaktadır.

İlk etkisi mal ve hizmet piyasalarında genel talep düşüşü nedeniyle elektrik enerjisi tüketiminin buna paralel düşmesinin yanı sıra *ikinci ve öncelikli etkisi ise dünyada artan fon talebi nedeniyle proje kredilerinde daralma ve fon maliyetlerinin artışı, fon vadelerinin kısalması şeklinde bir gelişme olacaktır.* Bu gelişmeler ise mevcut proje stoklarından bir kısmının yapılmamasına, devir ve birleşmelere ve lisans iptallerine varan gelişmelere yol açacaktır. Diğer taraftan proje finansmanında yabancı kaynak daralması nedeniyle öz kaynak oranlarında artış beklenmelidir. Bu durum sektörde öz kaynağı güçlü şirketleri ön plana çıkaracaktır. Yakıt tedarik maliyetleri ve tedarik sürekliliği diğer dönemlerden daha hassas noktadadır.

Diğer taraftan dünya genelinde makine teçhizat piyasasında da talep artışında bir düşüş olmakla birlikte, mal piyasalarında talep azalmasından dolayı oluşan fiyat düşüşlerinin makine teçhizat fiyatlarına, (finansman maliyetlerindeki artış nedeni ile) yansımaması gündeme gelebilecektir. Elbette devletin belli büyüklükteki ve kuruluş yerleri uygun, acil ihtiyaç özelliğindeki projeleri teşvik amacıyla bazı düzenlemeleri yapması yarınları kazanmak adına bir zorunluluktur. Kriz dönemleri tarafların sıkı eşgüdümünü gerektirir. Önlemlerin alınmaması, zamanında müdahalelerin yapılmaması ya da yerinde olmayan işlem ve eylemler kırılgan olan yapıyı daha zorlaştırarak zaman kaybına ve maliyet artışına yol açar. Özel sektör projelerinde daralma yaşanması kamu projelerinde artışa, model yatırım uygulamalarına hatta garantilere gidişe yol açabilecek boyutta olabilecektir. Ayrıca kriz nedeni ile talep düşüşü rehabilitasyon yatırımlarının ve işletme kodu kritik seviyede olan barajlarda

depolama yapılması için bir fırsattır. Kamu kesimi önceliklerinin de belirlenerek plana bağlanmış olması beklenir.

SONUÇ

Elektrik enerjisi sektöründe piyasalaşma planlamadan vazgeçilmesi anlamını taşımamaktadır, aksine özellikle geçiş döneminde hassas planlamaların yapılması gereklidir. Zira özel sektörün hedefleri ile kamu sektörünün hedefleri orta ve uzun dönemde örtüşmez. Bu durum ise arz güvenliği riskini doğurur. Yatırımlarda dalgalanma yaşanmaması için kamu sektörünün kaynak türü ve kuruluş yeri olarak tercihlerini belirlemesi ve buna ilişkin düzenlemelerle yönlendirilmelerde bulunması şarttır. Aksi durumda arz açığı riski sürecektir ve garantili pahalı yatırım modellerine geri dönecektir.

TÜRKİYE ELEKTRİK SİSTEMİNDE KURUMSAL YAPI İLE AB ÜLKELERİ ELEKTRİK SİSTEMLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Yusuf BAYRAK
TEİAŞ
Türkiye Elektrik İletim A.Ş.

ÖZET

Son yıllarda Avrupa ülkelerinde ve Türkiye’de elektrik sistemlerinin kurumsal yapılarında oldukça önemli değişimler olmuştur. Özellikle elektrik enerjisinin bir kamu hizmeti olarak sunulmasının terk edilerek rekabet ortamında ticaretinin ön plana getirilmesi kurumsal yapıların değişmesinin ana eksen olmuştur. Özellikle Türkiye’de ve bazı AB üyesi devletlerde Elektrik ticaretinin serbest piyasa ortamında ve tam rekabet ile gerçekleştirilmesi gerekçe gösterilerek değiştirilen kurumsal yapılanma değişikliklerinin bugün itibariyle geldiği sonuç karşılaştırmalı olarak incelenmiştir. Özellikle AB üyesi devletlerde son zamanlarda gündemi oldukça yoğun olarak işgal eden tekelleşme konusunda bazı somut tespitler ortaya konmuştur.

1. TÜRKİYE ELEKTRİK SEKTÖRÜ GELİŞİMİ

3.Mart.2001 tarihinde yürürlüğe giren 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu’nun 1. maddesinde “*elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevre ile uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik piyasasının oluşturulması ve piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması*” amaç olarak belirtilmiştir.

2001 yılına kadar bir kamu hizmeti olarak sunulan elektrikleştirme ve elektrik enerjisinin son tüketiciye sunulması hizmetleri bu tarihten sonra kamu hizmeti olmaktan çıkarılmış ve bu faaliyetlerin piyasa kurallarına göre yürütülmesi kabul edilmiştir. Böylece, elektrik enerjisi bir serbest piyasa ürünü olarak tanımlanmıştır.

4628 sayılı yasanın 2. maddesi ile elektrik sektöründe faaliyet alanları:

- Üretim
- İletim
- Dağıtım
- Toptan satış
- Perakende satış
- İthalat-İhracat

olarak tanımlanmıştır.

Ayrıca aynı yasa ile bu faaliyet alanlarına göre elektrik sektörünün kurumsal yapılanması da tarif edilmiş, kanunun yürürlüğe girmesinden sonra elektrik enerjisinin üretimi, iletimi ve toptan satışından sorumlu olan Türkiye Elektrik Üretim-İletim AŞ (TEAŞ) üç ayrı kuruma bölünmüş ve de elektrik sektöründe piyasa düzenlenmesinin yapılması ve denetlemenin yerine getirilmesi amacıyla Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmuştur.

Yasanın uygulanmaya başlanması ile birlikte yasa hükümleri gereğince faaliyet alanlarına göre sektördeki kurumsal yapılanma değiştirilmiştir. Sektördeki yapılanmanın değiştirilmesi, elektrik faaliyetleri ile ilgili olarak:

- Elektrik İletim Sisteminin sahibi ve işletmecisi olarak TEİAŞ
- Kamu elindeki üretim tesislerinin işletilmesinden sorumlu olarak EÜAŞ
- Elektrik enerjisinin toptan satışı faaliyetinde bulunmak üzere ve daha önceden kamu adına üstlenilmiş bulunan uzun dönemli al-yada-öde sözleşmeleri hükümlerini yerine getirmek üzere TETAŞ
- Enerji sektöründe işleyişe ilişkin düzenlemelerin ve faaliyet alanlarına göre ilgili kuruluş ve katılımcıların denetlenmesi amacıyla EPDK

kurumları oluşturulmuş, ayrıca yasanın çıkmasından önce var olan TEDAŞ kamu sorumluluğunda olan elektrik dağıtım işletmesi ve elektrik enerjisi perakende satışını yerine getirmek üzere görevlendirilmiştir.

Elektrik dağıtımı ile perakende satış faaliyetlerinin birbirinden ayrı olarak yerine getirilmesi yasa ile hükme bağlanmış olmasına karşın kamu bünyesinde olan bu faaliyetlerin henüz birbirinden ayrılmamış olduğu bilinmektedir. Bu iki faaliyet esas alınarak oluşturulan bölgelerin özel şirketlere devredilmesi ile de şimdilik bu faaliyetlerin birbirinden ayrılmadığı görülmektedir.

Yasa ile bu kurumsal yapılanma içinde sadece elektrik iletim ve elektrik sistemi işletme faaliyetlerinin TEİAŞ tarafından tek elden yürütüleceği hükme bağlanmış olup diğer tüm faaliyet alanlarının birden fazla kuruluş veya şirket eliyle yapılabileceği tanımlanmıştır. Elektrik üretim ve toptan satışının esas olarak özel şirketler eliyle yapılması, dağıtım ve perakende satış faaliyetlerinin kamu elinden zaman içinde çıkartılarak özel şirketlere devredilmesi öngörülmektedir. Bir diğer önemli husus da, elektrik üretimi ile dağıtım faaliyetlerinde bulunan şirketlerin iştirak ilişkisine girebileceklerinin belirtilmiş olmasıdır. Yalnız bu iştirak ilişkisine girebilme fırsatı uygulamada sadece özel şirketler için geçerli olup kamu kuruluşlarının faaliyetlerinde böyle bir girişimin olmadığı görülmektedir.

Sonuç olarak, Türkiye elektrik sisteminde üretim, iletim, dağıtım, toptan satış ve perakende satış faaliyetlerinin her birisinin ayrı kurum veya şirketler tarafından yerine getirilebileceği yasa ile sınırlandırılmış, üretim ve dağıtım faaliyetlerinin iştirak ilişkisine girebilecekleri belirtilirken bu ilişkinin uygulamada özel şirketler için geçerli olduğu görülürken kamu kuruluşları arasında olmadığı görülmektedir.

2. AT DİREKTİFİ VE ÜYE DEVLETLERDE UYGULANMASI

3. AB Elektrik Yönergesinin Hükümleri

Avrupa Birliği üyesi ülkelerde elektrik enerjisinin üretimi, dağıtımı ve ticareti faaliyetleri için serbest piyasa koşullarının oluşması ve bu faaliyetlerde katılımcıların birbirleri ile rekabet etmeleri hedeflenmiştir. Bu konuda Avrupa Komisyonu Elektrik Yönergesi (2003-54/EC) üye ülkelere kesin hükümler getirmektedir.

2003/54/EC numaralı AB Elektrik yönergesinin 3. maddesinde tüketici haklarının korunması hükümleri belirtilmekte, özellikle mesken aboneleri ile küçük ölçekli kuruluşların haklarının korunmasının sağlanmasında kesin hüküm getirilmektedir.

Yönergenin 10. maddesinde; dikey entegre bir sistemin parçası olduğunda, elektrik iletim sisteminin en azından yasal çerçevede, organizasyon ve karar verme düzeyinde iletimi ilgilendirmeyen faaliyetlerden bağımsız olması gerektiği hükmü getirilmektedir. Bununla birlikte bu hükmün iletim mülkiyetinin diğer varlıklardan ayrılması zorunluluğu getirmediği belirtilmektedir. 15. maddede ise aynı durum dağıtım sistemi için geçerlidir.

19. maddede, elektrik sisteminde mülkiyet kime ait olursa olsun, faaliyetler için muhasebe hesaplarının ayrıştırılması zorunluluğu getirilmekte, 18. maddede ise düzenleyici kurumların bu hesaplara ulaşması hakkını getirmektedir.

Yönergenin 20. maddesinde, iletim ve dağıtım sistemine ayırım gözetmeksizin tüm kullanıcıların yayımlanmış bulunan tarifelere göre erişimlerinin sağlanması hükmü yer almaktadır. Ancak gereken kapasite miktarının aşılması durumunda iletim ve dağıtım sistem işletmecisine bağlantı başvurularını gerekçelerini açıklamak kaydıyla reddetme olanağı tanınmaktadır.

21. maddede; 96/62/EC yönergesinde belirtilen serbest müşteri tanımının 1.Temmuz.2004 tarihine kadar belirlenmesini ve her yıl 31.Ocak tarihine kadar bu serbest tüketici tanımının kriterlerinin açıklanmasını öngörmektedir. Ayrıca, en son 1.Temmuz.2004 tarihine kadar mesken dışı tüm müşterilerin ve 1.Temmuz.2007 tarihinden itibaren tüm müşterilerin serbest tüketici olmalarının sağlanması hükmünü getirmektedir.

AB yönergesinde serbest piyasa ve rekabet oluşmasını öngören hükümlerini kısaca tüketici haklarının korunması, yönetim ve mali hesapların ayrıştırılması, tüketicilere tedarikçilerini seçme serbestisi sağlanması, sisteme erişim konusunda kullanıcılar arasında ayırım gözetilmemesi başlıkları altında toplamak mümkündür.

Yönergenin bu hükümlerinin ne kadar yerine getirildiği Avrupa Komisyonu tarafından gözlenmekte ve yıllık ilerleme raporu yayımlanmaktadır. Ayrıca, AB üyesi ülkelerin iç piyasada arz güvenliği konusunda gereken önlemleri almaları ve bu önlemleri iki yılda bir hazırlayıp Avrupa Komisyonu'na sunmaları yönergenin 3. maddesinde belirtilmiştir.

4. Elektrik Yönergesinin Uygulanmasındaki İlerlemeler

Yönergede “piyasa hakimiyeti ve fırsatçılık riskini azaltmak” ifadesine ihtiyaç duyulmuştur. Komisyon; her yılın 31 Temmuz tarihine kadar üye ülkelerden bir rapor hazırlayarak piyasada hakimiyet oluşması, fırsatçılık ve rekabete uymayan durumları tespit edip bildirmelerini istemektedir. Komisyon ise İki yılda bir bu raporların değerlendirmesi ile beraber her bir üye ülkede alınan önlemleri ve varlıkların mülkiyetlerinin değişimini raporlamaktadır.

AB Komisyonu tarafından hazırlanan 2005 yılı yönerge uygulamaları ilerleme raporunda; Yönergedeki önemli koşulların 1 Temmuz 2004 tarihine kadar yerine getirilmesi gerektiği, buna karşın birçok üye ülkenin yönergeleri uygulamakta geç kaldıkları belirtilmektedir. AB üyesi 18 ülkeye, Komisyon tarafından Elektrik ve Gaz Yönergelerine uymakta yavaş davrandıkları için Ekim 2004 tarihinde resmi uyarı gönderilmiştir. Mart 2005 tarihine kadar, 10 AB üyesi ülkenin yönergelere tam olarak halen uymadıkları tespit edilmiştir. Komisyon, yedi üye ülkenin durumları için Adalet Divanına başvuruda bulunmuştur.

1980’li yılların ortalarından itibaren bazı ülkeler elektrik enerjisinin serbest piyasada ve rekabet ortamında alınıp satılabileceği uygulamaları hayata geçirmeye başlamışlardır. Uygulamaların başladığı ülkelerde ilk girişimler genellikle başarıya ulaşamamış, zaman içinde yöntem değişiklikleri olmuş, hatta sektörde yapısal değişiklikler için çeşitli yaklaşımlar denenmiştir. Bu süreçte, serbest piyasa oluşturma girişimine başlayan ülkeler, yeni yatırımlar için özel sermayenin önünü açmanın yanı sıra mevcut tesislerin de bir an önce özelleştirilmesi ile sektördeki tüm varlıkların çeşitli özel şirketlere devredilmesi ile serbest piyasa oluşmasını hızlandırmak istemişlerdir.

AB üyesi devletler içinde serbestleştirme ve özelleştirmenin en açık örneği İngiltere’dir. İngiltere’de önce serbest piyasa oluşmasına temel hazırlamak üzere elektrik kurumu; üretim, iletim, dağıtım ve satış olmak üzere dikey olarak faaliyet alanlarına bölünmüş, üretim tesislerinin her biri ayrı şirket olarak tanımlanmış ve kurulan havuz sistemine her bir üreticinin fiyat teklifleri vererek üretimlerini bu havuza satmaları sağlanmıştır. Ancak kısa bir süre içinde bu piyasa yapısının çalışmadığı görülmüş ve bu defa 1999 yılında ikili anlaşmalar pazarı oluşturulmuştur. İkili anlaşmalar pazarı ile birlikte tüm üretim tesisleri ve dağıtım bölgeleri özelleştirilerek rekabet sağlanmaya çalışılmış, iletim sistemi de özelleştirilerek doğal tekel konumunda bir özel şirkete bırakılmıştır. 2001 yılında, dört ABD şirketi (AES, AEP, NRG ve Mission Edison) İngiltere’deki üretim santrallerinin büyük bir çoğunluğunu (yaklaşık 12000 MW, İngiltere üretim kapasitesinin %20’si) satın almışlardır. Bu satın almalar, toptan satış fiyatlarının hassas olmayan tahminlerine ve İngiltere elektrik piyasasının iyi anlaşılabilmesi olmasına dayanıyordu. 18 ay içinde, tüm yatırımlar başarısız olmuş ve şirketler milyarlarca dolarlık yatırımlarını iptal etmişlerdir.

Serbest piyasa uygulamasının Avrupa’daki öncüsü olması dolayısıyla İngiltere deneyimlerini ve sonuçlarını biraz daha yakından incelemek yararlı olacaktır. Daha önce de söylendiği gibi İngiltere üretim, iletim ve dağıtım olarak elektrik sistemini ayırtmış, şirketleri özelleştirmiş, toptan ve perakende elektrik piyasalarını oluşturmuştur. Bu yapısal değişiklikten sonraki gelişmeler; İngiltere’de elektrik fiyatlarının, aynı reformları uygulamayan Fransa gibi ülkelerdekinden daha iyi olmadığını göstermektedir. Tüketiciler açısından fiyatlardaki tek avantaj sadece büyük sanayi müşterileri için görülmüştür.

Elektrik enerjisinin bir piyasa malı olarak tanımlanıp birbiri ile rekabet eden kuruluşlar tarafından piyasada serbest olarak ticaretinin yapılması amaçlanmasına karşın, özellikle 2000’li yıllardan sonra piyasanın beklendiği gibi veya istenildiği gibi şekillenmediği görülmektedir. Serbest piyasa koşullarında tam rekabetin oluşması için piyasada faaliyet gösteren çok sayıda katılımcının bulunması gerekmektedir. Piyasadaki katılımcıların sayısının artması için yapılan yasal düzenlemelerde bir yandan yeni şirketlerin kurulmasının önü açılırken eş zamanlı olarak kamu mülkiyetinde olan mevcut elektrik kuruluşlarının üretim, iletim, dağıtım ve satış faaliyetlerinde bulunmak üzere yapılarının değiştirilmesi ve mülkiyetin kamudan özel sektöre devredilmesi politikası izlenmeye başlanmıştır. Kuruluşların bu faaliyet alanlarına ayrıştırılması AB elektrik yönergesinin de bir gereğidir ancak varlıkların ve/veya faaliyetlerin özelleştirilmesi konusunda yönergede bir gereklilik veya kısıtlama bulunmamaktadır.

5. Piyasa Hakimiyeti

AB üye devletlerinde elektrik sektörü faaliyetlerinde tam rekabete dayalı serbest piyasa oluşturulması esas olarak belirtilmiş ve üye devletlerin kendi iç hukuk müktesebatında gereken düzenlemelerin yapılması 2003/54/EC numaralı yönerge ile hükme bağlanmıştır. Yönerge ile elektrik faaliyetlerini üretim, iletim, dağıtım, toptan satış ve perakende satış olarak belirlenmesi ve bu faaliyetlerin idari ve hesap ayrıştırmalarının yapılması esasa bağlanmıştır. Bu düzenlemeler ile elektrik faaliyetlerinde tekelleşmenin ve hakim durum oluşturma önüne geçilmesi hedeflenmiştir.

Yasal düzenleme çerçevesi ile belirlenen bu hedeflerin uygulamada ne kadar hayata geçirilebildiği tartışılmaktadır. Bu konuda, Avrupa Komisyonu (AK) tarafından en çok tartışılan hususların başında hakim durum oluşturma gelmektedir. AK tarafından her yıl yayımlanan ilerleme raporunda üye devletlerde elektrik piyasası göstergelerinden birisi olarak hakim durum açıklanmaktadır. Aşağıdaki tabloda elektrik üretim faaliyetlerinde hakim durum yoğunluğuna göre üye devletlerin sınıflandırılması gösterilmektedir. Hakim durum yoğunluğu göstergesi için HHI (*Herfindahl-Hirschman Index*) ölçüğü kullanılmaktadır.

HHI Index

Piyasa Hakimiyeti göstergesinin hesaplanmasında kullanılan en yaygın yöntemdir. Piyasada faaliyet gösteren her bir katılımcının paylarının kareleri toplamıdır.

Bu göstergenin büyük olması piyasada bir veya az sayıda katılımcının hakimiyetini gösterir. Göstergenin alabileceği en yüksek değer 10,000 olmaktadır. ($100 \times 100 = 10,000$)

$$HHI = s_1^2 + s_2^2 + \dots + s_n^2$$

s: katılımcının piyasa payı

	Elektrik Üretimi
Çok Yoğun Hakimiyet (HHI > 5000)	Belçika, Danimarka, Estonya, Fransa, Yunanistan, İrlanda, Litvanya, Lüksemburg, Malta, Portekiz, Slovakya, Slovenya
Yoğun Hakimiyet (1800 < HHI < 5000)	Çek Cumhuriyeti, Almanya, İspanya, İtalya, Letonya
Ortalama Hakimiyet (750 < HHI < 1800)	Avusturya, GKRY, Finlandiya, Macaristan, Polonya, İngiltere, Hollanda, İsveç

[EU_Progress_Report_Technical_Annex](#)

Günümüzde halen, AB ülkelerinin çoğunluğunda elektrik sektöründe piyasa hakimiyetinin yoğun olduğu görülmektedir. Bu hakimiyeti oluşturan kuruluşların bir kısmı kendi ülkelerinin ulusal kuruluşları olup çoğunluğu kamu veya kamu ortaklığındaki kuruluşlardır. Tablo 1’de AB üyesi ülkelerdeki en büyük elektrik kuruluşu ile diğer önemli şirketler gösterilmektedir.

Bazı AB ülkelerinde elektrik sektöründeki hakim kuruluşlar

ÜLKE	EN BÜYÜK ŞİRKET VE ÜLKESİ		DİĞER ÖNEMLİ ŞİRKETLER
AVUSTURYA	VERBUND	AVUSTURYA	RWE, E-ON, EDF
BELÇİKA	ELEKTRABEL	BELÇİKA	EDF, ESSENT, NUON, CENTRICA
FİNLANDİYA	FORTUM	FİNLANDİYA	VF, E-ON
FRANSA	EDF	FRANSA	ELEKTRABEL, ENDESA
ALMANYA	RWE	ALMANYA	E-ON, VF, EDF
YUNANİSTAN	PPC	YUNANİSTAN	
İTALYA	ENEL	İTALYA	ELEKTRABEL, ENDESA, EDISON, VERBUND
HOLLANDA	ELEKTRABEL	BELÇİKA	ESSENT, NUON, E-ON
PORTEKİZ	EDP	PORTEKİZ	ENDESA
İSPANYA	ENDESA	İSPANYA	IBERDROLA, EDP, ENEL, UNION FENOSA
İSVEÇ	VATTENFAL	İSVEÇ	E-ON, FORTUM
İNGİLTERE	EDF	FRANSA	EDF, E-ON, RWE, CENTRICA
POLONYA	BOT	POLONYA	PKE, PAK, ELEKTRABEL, EDF
ÇEK CUMHURİYETİ	CEZ	ÇEK CUMHURİYETİ	RWE, E-ON
SLOVAKYA	ENEL	İTALYA	TEKO, RWE, EDF, E-ON
MACARİSTAN	MVM	MACARİSTAN	EDF, E-ON, RWE

Kaynak: AB Ulaştırma ve Enerji Genel Müdürlüğü tahminleri (DG TREN)

İngiltere dışındaki her bir ülkede faaliyet gösteren en büyük elektrik kuruluşu aynı ülkenin ulusal şirketi olup Almanya şirketleri olan RWE ve E-ON dışındaki şirketler kamuya ait veya kamu ortaklığındaki kuruluşlardır. İngiltere’de ise ulusal şirketler sektörde oldukça küçük paya sahip olup neredeyse tamamen Almanya ve Fransa şirketlerinin hakimiyeti oluşmuştur. Bu tablo ile birlikte Tablo 2’de gösterilen AB üyesi ülkelerde elektrik enerjisi üretiminde en çok paya sahip olan ilk ve ilk üç şirketin toplam üretim içindeki payı incelendiğinde ülkenin ulusal şirketlerinin toplam üretim içindeki oranı görülebilmektedir.

Avrupa’daki önemli elektrik kuruluşlarından olan EDF/Fransa, ENEL/İtalya, VATTENFAL/İsveç ve CEZ/Çek Cumhuriyeti kurumlarının mülkiyetlerinin tamamı, ELEKTRABEL/Belçika ve FOTUM/Finlandiya şirketleri kısmen kamuya aittir. Özel şirket statüsünde olan IBERDROLA/İspanya şirketine EDP/Portekiz %2 oranında ve EnBW/Almanya şirketine EDF/Fransa %34 oranında ortak olup EDP/Portekiz ve EDF/Fransa tamamen devlet kuruluşlarıdır.

AB üyesi devletlerde elektrik enerjisinin hem üretim hem de perakende satış faaliyetlerinde İngiltere dışındaki ülkelerde genellikle en fazla üç şirketin piyasaya büyük oranda hakim oldukları, bu şirketlerin de çoğunluğunun kamu kuruluşları (veya kamu ortaklığı), kamu kurumu olmayanların da ülkenin ulusal şirketi olduğu bilinmektedir. Aslında Avrupa Komisyonu Elektrik Yönergesinde (2003/54EC) her bir AB ülkesinde elektrik piyasasının serbestleştirilmesi ve sonuçta AB ülkelerinde tümleşik bir elektrik piyasası oluşması yönünde hükümler bulunmasına karşın ülkelerde piyasa hakimiyeti oluşmasını ve/veya tekelleşmeyi önleyici belirgin hükümler bulunmamaktadır. Yönerge uygulamasının ilerleme gözlem sonuçlarına göre bazı AB üyesi devletlerin elektrik piyasasını serbestleştirme yolunda çok istekli oldukları da söylenemez. Özellikle yeni üye olan bazı devletlerde ise önceden bağitlanmış uzun vadeli sözleşmeler sona ermediği için piyasanın serbestleşmesi yönünde adımlar atılamamaktadır.

6. BAZI AB ÜYESİ DEVLETLERİN ELEKTRİK ŞİRKETLERİNİN FAALİYET ALANLARI

AB üyesi devletlerde İngiltere dışında diğer devletlerin bu kadar hızlı ve tüm sektörü etkileyecek bir şekilde sektörde yapısal değişikliğe gitmedikleri görülmektedir. Diğer taraftan bu devletlerin elektrik sektöründe faaliyet gösteren özel ve kamu kuruluşlarının asıl faaliyet alanları dışında başka faaliyetlerde de bulundukları gözlenmektedir. Bugün itibariyle AB üyesi devletlere ait olan ve kendi devletleri dışında da faaliyet gösteren oldukça güçlü şirket ve kuruluşlar bulunmaktadır. Bunlardan 7-kardeşler diye adlandırılan şirketlerin bir kısmı AB sınırları dışında da faaliyetlerini sürdürmektedirler. Bunların bir kısmı ise aslında elektrik kuruluşları olmalarına karşın elektrik sektörü dışında da faaliyet göstermektedirler. Aşağıda 7-kardeşler olarak adlandırılan EDF/Fransa, EON/Almanya, RWE/Almanya, ENEL/İtalya, VATTENFAL/İsveç, ENDESA/İspanya ve ELECTRABEL/Belçika şirketlerinin yanı sıra VERBUND/Avusturya, NATIONAL GRID/İngiltere ve CEZ/Çek Cumhuriyeti şirketlerinin de faaliyetleri özetlenmiştir.

EDF/FRANSA

Avrupa elektrik sektörünün lider kuruluşlarından olan EDF, elektrik enerjisinde üretimden ticarete kadar her aşamada faaliyet göstermektedir. Diğer taraftan son zamanlarda doğal gaz faaliyetinde de etkinliğini artırmaya devam etmektedir. Fransa elektrik piyasasının lideri olan EDF aynı zamanda İngiltere, İtalya, Almanya, İspanya ve Belçika başta olmak üzere bir çok Avrupa ülkesinde elektrik ve doğal gaz sektörlerinde faaliyetini sürdürmektedir. Avrupa dışında ise Brezilya, Çin, Japonya, Laos, Mali, Fas, Güney Afrika, Tayland, Birleşik Arap Emirlikleri, ABD ve Vietnam'da doğrudan veya ortakları ile birlikte aynı faaliyetlerde bulunmaktadır.

Avrupa'nın en büyük elektrik üreticisi olan EDF, elektrik üretimi için nükleer, termik, hidrolik ve yenilenebilir kaynakları kullanmaktadır.

Toplam 19 bölgede 58 santral ile EDF Dünya'nın en büyük nükleer üretim kapasitesine sahiptir. Aynı zamanda oldukça büyük bir hidrolik üretim altyapısına sahiptir. Nükleer ve hidrolik santral yapımına devam etmek, rüzgar santralleri kurmak ve fotovoltaik enerji üretimi geliştirme konularında çalışmalarını sürdürmektedir.

EDF, 28 Milyonu Fransa'da olmak üzere Dünya genelinde toplam 38 Milyon kullanıcıya hizmet vermektedir.

EDF bünyesinde olan RTE şirketi ile elektrik iletim hizmeti, ERDF şirketi ile de elektrik dağıtım faaliyetini yerine getirmektedir.

EON/ALMANYA

Dünya'nın en büyük yatırımcı-mülkiyet sahibi elektrik ve doğal gaz şirketlerinden birisidir. Şirketin entegre iş modeli elektrik ve doğal gaz tedarik zincirinde önemli başarılar göstermiş ve E.ON şirketinin liderliğini ortaya çıkartmıştır.

E.ON şirketi sahip olduğu kurulu güç ile dünya'nın önde gelen elektrik şirketlerinden birisidir. Ağırlıklı olarak Almanya'da nükleer ve kömür, İngiltere'de ise kömür ve doğal gaz olmak üzere şirket değişik kaynaklardan elektrik üretimini gerçekleştirmektedir. Hidrolik, biyokütle ve güneş başta olmak üzere tüm dünya genelinde yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimini gittikçe artırmaktadır. İskandinavya'da şirketin en büyük elektrik üretim kaynağı hidrolik olup bunu nükleer takip etmektedir. E.ON yakın bir gelecekte İngiltere'nin en büyük rüzgardan elektrik üreticisi olmayı hedeflemektedir.

Şirketin elektrik iletim ve dağıtım faaliyetleri ülkelere göre değişiklik göstermektedir. E.ON-Netz almanya'da yüksek gerilim iletim sistemini işletmektedir. E.ON bünyesindeki yerel dağıtım şirketleri Almanya, Birleşik Krallık, İsveç, İtalya ve Orta-Batı ABD'de faaliyet göstermektedir.

Elektrik enerjisi faaliyetinde olduğu gibi, E.ON doğalgaz tedarik zincirinde de faaliyet göstermektedir. E.ON Ruhrgas doğal gaz çıkartma ve üretiminden sorumludur. E.ON Ruhrgas, uluslararası doğal gaz satın alınması, doğal gaz toptan satışı ve Avrupa'da büyük sanayi müşterilerine doğal gaz satışı yapmaktadır. Şirketin sahip olduğu 9,4 Milyar metre küp kapasitesinde doğal gaz depolama tesisi bulunmaktadır. E.ON Gastransport adındaki alt şirketi aracılığı ile Almanya'da 11,552 km uzunluğunda doğal gaz boru hattının işletmesini gerçekleştirmektedir. Doğal gaz dağıtım şebekeleri E.On şirketinin yerel şirketleri aracılığı ile işletilmektedir.

E.ON şirketi Rusya dahil Avrupa'nın neredeyse tamamında elektrik ve doğal gaz üretim, iletim, dağıtım ve satışında olduğu gibi ABD'nin orta-batı bölgesinde elektrik satışı faaliyetinde bulunmaktadır.

RWE/ALMANYA

RWE Avrupa'nın en büyük beş elektrik iletim şirketinden birisidir. Şirket, elektrik ve doğal gaz satış ve ticaretinin yanı sıra üretim ve iletiminde de faaliyet göstermektedir. Ayrıca kıta Avrupa'sında bazı şehirlerde su dağıtım işi de faaliyetleri arasındadır. Avrupa'nın neredeyse tamamı şirketin Pazar alanıdır. Almanya'da en büyük ve İngiltere'de ikinci büyük elektrik üreticisidir. Şirket Orta ve Güneydoğu Avrupa'da faaliyetlerini genişletmeye devam etmektedir.

Şirketin doğal gaz ve petrol üretim faaliyetindeki artış hızı şirketin ortalama gelişme seviyesinin üzerindedir. Doğal gaz ve elektrik için küresel talep yüksek oldukça şirket, yerinde üretilen doğal gaz payını gittikçe artıracak girişimlerde bulunmaktadır.

RWE yeni ve gelişen teknolojileri sürekli olarak geliştirmektedir. Şirket enerji işinde lider olmak için gelecekte de müşterilerinin arz güvenliğinin sağlanmasından emin olmak istemekte ve piyasa hakimiyetini sürdürmeyi hedeflemektedir.

ENEL/İTALYA

Kurulu güç açısından İtalya'nın en büyük, Avrupa'nın ikinci büyük elektrik kuruluşudur. Elektrik ve doğal gaz üretim, dağıtım ve satış faaliyetlerinde bulunmaktadır. İspanyol ENDESA şirketinin %92'sini satın aldıktan sonra toplam 23 ülkede 60 Milyondan fazla

kullanıcıya elektrik ve doğal gaz sektöründe hizmet vermektedir. ENEL aynı zamanda İtalya'da ikinci büyük doğal gaz şirkettir.

Elektrik üretiminde hidrolik, termik, jeotermal, rüzgar, fotovoltaik ve biyokütle kaynaklarını kullanmaktadır.

VATTENFAL/İSVEÇ

Wattenfall, Avrupa'nın beşinci en büyük elektrik üreticisi ve en büyük ısı üreticisidir.

Grup şimdilik Almanya, Danimarka, Finlandiya, İngiltere, İsveç ve Polonya'da faaliyet göstermektedir. Wattenfall Group, elektrik enerjisinin üretim, iletim, dağıtım ve satıştan oluşan tüm aşamalarında faaliyet göstermektedir. Ayrıca, şirket elektrik ticareti ile ısı üretimi, dağıtımı ve satışında da faaliyet göstermektedir. Grubun ana şirketi olan WATTENFALL AB tamamı kamuya ait olan bir İsveç kuruluşudur.

ENDESA/İSPANYA

ENDESA, İspanya'nın lider elektrik kuruluşu olup Latin Amerika ülkelerinde elektrik faaliyetinde bulunan en büyük özel şirkettir. Avrupa ve Akdeniz'de önemli şirketlerden birisidir. İspanya'da doğal gaz sektörünün ve yenilenebilir enerji alanında hızla büyüyen bir şirkettir.

İspanya, Şili, Arjantin, Peru, Kolombiya, Brezilya'da elektrik üretimi, dağıtımı ve satışını gerçekleştirirken İtalya, Fransa ve Portekiz'de sadece elektrik üretimi, Fas'ta ise sadece elektrik dağıtımı faaliyetlerini yapmaktadır.

İspanya'da önemli doğal gaz şirketlerinden birisidir.

Şirket ayrıca yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi ile ısı üretiminde faaliyetlerini artırarak sürdürmektedir.

ELECTRABEL/BELÇİKA

ELEKTRABEL elektrik üretimi, elektrik ve doğal gaz satışı ve ticareti faaliyetlerinde bulunan bir Belçika şirkettir. Halen Benelüks ülkelerinde elektrik ve doğal gaz sektörünün lider kuruluşu olan Electrabel Fransa, Almanya, İtalya, İspanya, Polonya ve Macaristan'da faaliyetlerini gittikçe artırmaktadır. Avrupa'nın hemen tüm elektrik piyasalarında faaliyet gösteren şirket ticaret hacmini de gittikçe artırmaktadır.

VERBUND/AVUSTURYA

Verbund, Avusturya'nın en büyük elektrik üretim ve iletim şirkettir. Şirket elektrik üretimi, ticareti ve dağıtımı ile iletimi konularında faaliyetlerini yoğunlaştırmaktadır. Holding yapısında olan şirketin faaliyet alanlarına göre alt şirketleri bulunmaktadır.

VERBUND-Austrian Power Grid AG, bağımsız bir kuruluş olup Avusturya'nın en büyük elektrik iletim şirkettir.

VERBUND-Austrian Hydro Power AG, Avusturya'nın en büyük hidrolik kaynaklardan elektrik üretimi yapan şirkettir.

VERBUND-Austrian Thermal Power GmbH & Co KG, Avusturya'nın en büyük termik santrallardan elektrik üreten ve bölgesel ısıtma temin eden şirketlerinden birisidir. Şirket kojenerasyon santralleri dahil termik santrallerin tesisinden ve işletilmesinden sorumludur.

VERBUND-Austrian Renewable Power GmbH (ARP), Avusturya'da yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi amacıyla kurulmuş bir şirkettir. Verbund, bünyesindeki hidrolik santrallara ek olarak rüzgar, biyokütle, fotovoltaik ve jeotermal gibi kaynaklardan elektrik üretme girişiminde bulunacaktır.

VERBUND-Austrian Power Trading AG, Avusturya'nın önde gelen elektrik ticaret şirketlerinden olup Avrupa içinde de en başarılı uluslararası elektrik ticaret şirketlerinden birisidir. Avusturya'da elektrik ticareti; üretim, dağıtım ve toptan satış piyasası arasında bir merkez olarak değerlendirilmektedir. Şirketin temel yaklaşımı VERBUND tarafından üretilen elektrik enerjisinin satışını Avrupa ülkelerinde gerçekleştirmektir.

VERBUND-Austrian Power Sales GmbH, Avusturya'da elektrik satışına 1 Temmuz 2005 tarihinde başlamıştır. Şirket bir yandan meskenlere ve ticari işletmelere elektrik sağlarken diğer taraftan da 2006 yılı başından bu yana kendi hidrolik santrallerinden ürettiği elektrik enerjisini sanayi müşterilerine satmaktadır.

Verbund International, elektrik enerjisi ile ilgili tüm faaliyetlerin uluslararası düzeyde yerine getirilmesi amacıyla kurulmuş uluslararası bir şirkettir.

Verbund Management Service GmbH, Verbund bünyesindeki tüm şirketlere Bilgi Teknolojilerinden Ticari Faaliyetlere kadar tüm alanlarda servis hizmeti vermek üzere kurulmuştur.

Tamamı Verbund'a ait olan Verbund-Telekom Service GmbH, 1999 yılında kurulmuş olup elektrik enerjisinin tüm faaliyetleri ile ilgili iletişim hizmetini sağlamaktadır. Ayrıca, kamuya hizmet vermek üzere lisansı da bulunmaktadır. Telekom alanında planlamadan tesis ve bakım-onarım hizmetlerine kadar tüm faaliyetleri yerine getirmektedir.

Verbund halen Türkiye'de Başkent elektrik dağıtım bölgesinde büyük ortak olarak elektrik dağıtım ve satış faaliyetlerinde bulunmaktadır.

CEZ/ÇEK CUMHURİYETİ

Orta ve Güneydoğu Avrupa elektrik piyasalarında lider olmayı hedefleyen CEZ şirketi elektrik üretimi ve satışının yanı sıra telekomünikasyon, bilgi teknolojileri, nükleer araştırma, planlama, enerji tesisleri kurulması ve bakımı, madencilik ve enerji yan ürünlerinin işlenmesi konularında da faaliyetlerini sürdürmektedir. Çek Cumhuriyeti içinde en büyük üç ısı üretim ve satışı yapan şirketten birisidir.

1992 yılında ülkenin en büyük elektrik üretim şirketi olarak kamu sermayesi ile kurulan CEZ, 2003 yılında değişik bölgesel elektrik dağıtım şirketleri ile birleşerek bir Grup şirketi haline gelmiştir. Elektrik kurulu gücü ve müşteri sayısı açısından bugün Avrupa'nın en büyük on şirketi arasında yerini almıştır. Orta Avrupa elektrik piyasalarında önemli bir konuma sahip olan CEZ Bulgaristan'da 3 elektrik dağıtım bölgesi, Romanya'da 1 elektrik dağıtım bölgesi, Polonya'da 2 santral ve Bulgaristan'da 1 santral sahibidir. Ayrıca, Türkiye'de Sakarya Elektrik Dağıtım Bölgesi'nin büyük ortağıdır. 90'dan fazla Çek ve yabancı şirket ile iştirak ilişkisi olan CEZ çok uluslu bir şirket konumundadır.

2007 yılında Macaristan'ın MOL şirketi ile stratejik ortaklığa girerek doğal gaz santrallerinden elektrik üretim faaliyetine başlamıştır.

NATIONAL GRID/İNGİLTERE

National Grid bir uluslararası elektrik ve doğal gaz şirketi olup dünyanın en büyük yatırımcı-mülkiyet sahibi enerji kuruluşlarından birisidir. Şirket, Büyük Britanya ve ABD'nin kuzey doğusunda müşterilerine yeterli, güvenilir ve güvenli elektrik tedarik etmede yaşamsal rol oynamaktadır.

İngiltere ve Galler'de yüksek gerilim seviyesinde elektrik iletiminin işletmesinden ve talebin dakika dakika karşılanmasından sorumludur.

National Grid ayrıca ABD'nin [Massachusetts](#), [Nantucket](#), [New Hampshire](#), [New York](#) ve [Rhode Island](#) eyaletlerinde de elektrik dağıtım ve perakende satış hizmetinde faaliyet göstermektedir.

National Grid ulusal doğal gaz iletim şebekesinin sahibi ve işleticisidir. Ayrıca İngiltere içinde belirli bölgelerin doğal gaz dağıtım hatlarının sahibi ve işletmecisidir.

National Grid Metering şirketin bir yan kuruluşudur. Doğal gaz piyasasında yaklaşık 17,5 Milyon aboneye hizmet vermektedir. National Grid Birleşik Karlık'ta en büyük doğal gaz sayacı tedarikçisidir. National Grid Metering ülke genelinde konut, sanayi ve ticari müşterilere doğal gaz satışı yapan National Grid adına hizmet vermektedir.

National grid şirketine ait olan ve İngiltere ile galler'i kapsayan yurt içi elektrik iletim sistemi Fransa ile olan enterkonneksiyon hattı ile bağlantılıdır. İngiliz iletim sistemi dahilinde talebi karşılamaya yeterli üretim yapıyor olmasına karşın diğer bir ülkenin iletim sistemine bağlı olması National Grid şirketinin İngiltere, İskoçya ve galler'i kapsayan toptan elektrik piyasasında rekabet etmesini kolaylaştırmaktadır.

Diğer iki kuruluş

Avrupa Birliği üyesi olan Yunanistan ile aday olan Hırvatistan elektrik kurumlarının yapısı birbirine oldukça benzemekte ve 1994 öncesinde Türkiye'de var olan Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) yapısına oldukça yakındır. TEK ile bu ülkelerin kurumları arasındaki en önemli fark bu kuruluşların bir holding yapısında olmalarıdır.

Yunanistan'ın bir holding kuruluş olan PPC kendi bünyesinde bulunan ilgili bölümler aracılığı ile elektrik iletim faaliyeti dışında, elektrik üretimi amacıyla madenlerin işletilmesi ile elektrik enerjisi üretimi, dağıtımı, toptan satışı, perakende satışı ve piyasa yönetimi faaliyetlerini de yerine getirmektedir.

HEP Hırvatistan'da bir holding şirket olup kendisine bağlı olan şirketler aracılığı ile elektrik üretimi, iletimi ve dağıtımı ile ısı arzı ve doğal gaz dağıtımı faaliyetlerinde bulunmaktadır.

7. DEĞERLENDİRME VE SONUÇ

Bilindiği üzere Türkiye'de elektrik ve doğal gaz sektörleri birbirinden tamamen bağımsızdır. Aralarında ne bir kurumsal ortaklık ne de bir iştirak ilişkisi vardır. Elektrik sektörü üretim faaliyetinde doğal gaz sektörünün ticari bir müşterisidir.

Türkiye elektrik sektöründe üretim, iletim, dağıtım, toptan satış ve perakende satış faaliyetleri birbirinden ayrı olarak 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile tanımlanmıştır. Bu faaliyetlerden üretim, iletim ve toptan satış için ayrı kurumlar oluşturulmuş gerek mevcut kamu kurumları ve gerekse yeni oluşan özel sermaye kuruluşlarının faaliyetleri bu asli konu ile sınırlandırılmıştır. Elektrik dağıtımı ve perakende satış faaliyetleri ise yasada açıkça öngörülmesine karşın halen birbirinden ayırtılamamıştır. Bunlardan başka, mevcut yasal düzenlemelere göre üretim ve dağıtım faaliyeti gösteren katılımcılar arasında iştirak ilişkisinin olabileceği yasa ile tanımlanmıştır.

Bazı AB üyesi devletlerdeki elektrik faaliyetleri ve kurumsal yapılanma yukarıda şirketler olarak kısaca özetlenmiştir. Bu devletlerdeki şirket ve kurumların yapıları ile elektrik sektöründeki faaliyetlerine bakıldığında; şirketlerin büyük çoğunluğunun elektrik sektöründe dikey olarak ayırtırılmış faaliyetlerin birden fazlasını yerine getirdikleri, her bir faaliyet ayrı tanımlanmış olsa ve ayrı şirketler tarafından yerine getiriliyor olsa bile bu faaliyetlerin dolayısıyla ilgili şirketlerin tek bir üst çatı altında toplandığı görülmektedir.

AB üyesi devletlerdeki özellikle elektrik üretimi ve dağıtımı konusunda faaliyet gösteren kurum veya şirketlerin büyük bir çoğunluğunun aynı zamanda doğal gaz dağıtım ve satışı faaliyetinde de bulundukları bilinmektedir.

AB üyesi bir çok devletin elektrik ve doğal gaz sektöründe faaliyet gösteren şirketlerinin sadece kendi ülkelerinin sınırları içinde kalmamakta, AB üyesi diğer devletler başta olmak üzere Dünya'nın diğer bir çok bölgesinde de faaliyet göstermektedirler. Yukarıda tek tek özetlenen AB üyesi devletlerin şirketlerinden Yedi Kardeşler olarak da adlandırılan ilk yedi sırada açıklananlar bugün artık bir çokuluslu şirket konumuna gelmişlerdir. Faaliyet alanlarında oldukça büyümüş olmalarının yanı sıra faaliyet gösterdikleri bölgelerde Hakim Durum oluşturmaya başladıkları için Avrupa Komisyonu (AK) tarafında sürekli inceleme altında tutulmakta ve zaman zaman cezalandırılmaktadırlar.

Her ne kadar AB üyesi devletler için adreslenen Elektrik Direktifi (2003/54/EC) ve Doğal Gaz Direktifi (2003/55/EC) üye devletler için rekabete dayalı serbest piyasa oluşturmak üzere iç hukuk mevzuatında gereken değişikliklerin yapılmasını öngörseler de bazı devletlerin bu konuda çok istekli davranmadıkları bilinen bir gerçektir. Başta Fransa, Portekiz, Yunanistan, Avusturya ve Çek Cumhuriyeti olmak üzere bazı devletler Direktiflerin hükümlerini yasal olarak yerine getirmiş olsalarda günlük uygulamaları bu düzenlemelerin

oldukça dışında gerçekleştirmektedirler. Bunlardan birisi Avusturya'dan diğeri Çek Cumhuriyeti'nden olan iki şirket Türkiye'de elektrik dağıtım ve perakende satış faaliyetine fiilen başlamışlardır.

Bu bölümün ilk iki paragrafında da özetlendiği gibi Türkiye'de elektrik sektöründeki faaliyetler yasal düzenleme ile kesin olarak ayrıştırılmış ve her faaliyet için ayrı şirket yapılanmasının olması bir zorunluluktur. 2001 yılından bu yana yürürlükte olan bu yasal düzenlemenin aslında AB üyesi devletlerdeki faaliyetler ve kurumsal yapılanmanın çok dışında kaldığı görülmektedir. Türkiye'deki özelleştirme süreci sonunda, Türkiye'de sadece tek faaliyette bulunarak zayıf kalan bir kurum ya da şirketin AB üyesi devletlerden birine ait olan ve aynı zamanda hem elektrik hem de doğal gaz sektöründe birden çok faaliyeti birlikte yürüten ve gittikçe güçlenen şirketler ile rekabet edebilmesi mümkün olamayacaktır. Türkiye'deki kurum veya şirketlerin AB üyesi devletlerdeki şirketler gibi elektrik ve doğal gaz sektörlerinde birden fazla faaliyeti aynı zamanda yaparak güçlenmeleri sonucu rekabet edebilmeleri sağlanabilecektir.

KAYNAKLAR

1. *Report on progress in creating the internal gas and electricity market COM(2009) 115 final Brussels, 11.3.2009,*
http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/2008_52009dc0115_technical_annex.pdf
2. <http://www.edf.fr>
3. <http://www.eon.com/en/>
4. <http://www.rwe.com/web/cms/en/10122/rwe/rwe-group/>
5. http://www.enel.it/azienda_en/chi_siamo/
6. http://www.vattenfall.com/www/vf_com/vf_com/365787ourxc/index.jsp
7. http://www.endesa.com/Portal/en/about_endesa/mission_vision_values/Mission_Vision_and_Values.htm
8. <http://www.electrabel.be/whoarewe/companyprofile/companyprofile.aspx>
9. http://www.verbund.at/cps/rde/xchg/internet/hs.xsl/571_572.htm
10. <http://www.cez.cz/en/cez-group/cez-group.html>
11. <http://www.nationalgrid.co.uk/>

ELEKTRİK SEKTÖRÜNÜN PİYASALAŞMASI

H.Suat TÜRKER

Elektrik Mühendisi

İletim Mühendislik Ltd. Şti.

Arif AKŞAM

Elektrik-Elektronik Mühendisi

Uludağ EDAŞ

GİRİŞ

“Bu Kanunun amacı; 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 sağlanmasıdır.”

03.03.2001 Tarih 24335 Sayılı Resmi Gazete’de yayınlanarak yürürlüğe giren 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanununda , Kanun’un amacı bu şekilde belirlenmiştir.

Ancak Kanun’un 2003 Nisan ayında uygulanmaya başlanması ile birlikte, hedeflenen tam rekabete açık, serbest piyasa yapısının Kamunun aleyhine olacak yapıda şekillenmeye başladığı görülmüştür. Serbest piyasanın bir bedelinin olacağı açık olmasına rağmen bu bedelin sadece Kamu’ya, yani vatandaşa ödettirilmesi, hedeflenen piyasa yapısının çarpıklığının ve yurttaş aleyhine olan özelliğini açık olarak ortaya koymaktadır.

4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu’nun , piyasanın serbestleşmesi , tam rekabete açık, serbest bir piyasanın oluşması noktasında en önemli ve trajik adımlarından birisi Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliğinin uygulanmaya başlanmasıdır. Kısaca DUY olarak adlandırılan Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliğinin nakdi olarak uygulanmaya başlanması ile birlikte, elektrik dağıtım şirketleri üzerinden özel üretim firmalarına ciddi manada bir sermaye akışı olmuş, oluşan yapı kamu elektrik dağıtım şirketlerinin aleyhine çalışmıştır.

Uygulama ile ilgili taraflar bu güne kadar pek çok şey söylemiş olup, uygulamayı savunanlar, hedeflenen piyasa yapısı için uygulamanın esas olduğunu belirtirken, karşı olanlar ise haklı olarak bu uygulamanın özel sektör üretim şirketlerini korur bir yapısı olduğunu en azından konjonktür açısından uygulamanın başlamasının yanlış olduğunu belirtmişlerdir. Bizler de 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile oluşturulmak istenen serbest piyasa hedefinin Kanun’da belirtildiği üzere enerji maliyetlerini düşürebileceğine inanmamakla birlikte çalışmamızda serbestleşmenin somut örneği olan DUY uygulamasının Kamunun aleyhine ne şekilde oluştuğunu göstermeye çalışacağız.

1- 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu:

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 amacıyla hazırlanan 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu 03.03.2001 Tarih 24335 Sayılı Resmi Gazete’de yayınlanarak yürürlüğe girmiştir.

Bu Kanun ile ; elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı, toptan satışı, perakende satışı, perakende satış hizmeti, ithalat ve ihracatı ile bu faaliyetlerle ilişkili tüm gerçek ve tüzel kişilerin hak ve yükümlülüklerini, Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumunun kurulması ile

çalışma usul ve esaslarını ve elektrik üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesinde izlenecek usul belirlenmiştir.

4628 sayılı Kanun ile Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu kurulmuş, daha sonra 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile de Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu adını almıştır. Kuruma, 5015 Sayılı Petrol Piyasası Kanunu ile petrol piyasasını, 5307 Sayılı Sıvılaştırılmış Petrol Gazları (LPG) Piyasası Kanunu ile de sıvılaştırılmış petrol gazları piyasasını düzenleme ve denetleme görevleri verilmiştir.

Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu 19.11.2001 tarihinde görevine başlamıştır.

4628 Sayılı Kanun'un yürürlüğe girmesi ile birlikte ikincil mevzuatlar ilgili kurum ve kuruluşlar (TEDAŞ – TEİAŞ – EÜAŞ – TETAŞ- BOTAŞ) tarafından hazırlanmış olup çeşitli tarihlerde ki E.P.D.Kurulu kararları ile yayınlanarak yürürlüğe girmiştir.

2- Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği

Bildirimizde işleyeceğimiz ve kısaca DUY olarak adlandırılan Elektrik Piyasası Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliğine geçmeden önce, hedeflenen rekabete açık, serbest elektrik piyasa yapısının oluşumu ile ilgili tarihsel sürece bakmamız gerekmektedir.

Hedeflenen piyasa yapısının oluşturulabilmesi amacıyla öncelikle ikili anlaşmalar yoluyla elektrik enerjisi alım ve satımında, ikili anlaşmalarda taahhüt edilen miktarlarla gerçekleşen değerler arasında oluşabilecek farklılıkların mali açıdan uzlaştırılması hedeflenmiş ve bu amaçla hazırlanan **Elektrik Piyasasında Mali Uzlaştırma Yapılmasına İlişkin Usul Ve Esaslar Hakkında Tebliğ** 30.03.2003 Tarih 25064 Sayılı Resmi Gazete’de yayınlanmıştır. Bu tebliğin sanal uygulaması 01.12.2003 tarihine kadar devam etmiş olup bu tarihten itibaren ise mali uzlaştırmanın nakdi uygulamasına geçilmiştir.

Hedeflenen piyasa yapısında ikinci aşama olan aktif elektrik enerjisi arz ve talebinin dengelenmesine ve uzlaştırmanın gerçekleştirilmesi amacıyla, Elektrik Piyasası Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği hazırlanmış ve Yönetmeliğin ilk hali, 03.11.2004 Tarihinde 25632 Sayılı Resmi Gazete’de yayınlanmıştır. Yönetmeliğin yürürlüğe girmesi ile birlikte Kanun gereği piyasayı çalıştırmakla görevli olan ve TEİAŞ bünyesinde oluşturulan PMUM (Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi) tarafından Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliğinin sanal uygulamasına başlanmıştır.

Literatüre 1 Temmuz olayı olarak geçen ve İzmir, Bursa, Kocaeli, Antalya, Denizli gibi talebin yüksek olduğu 13 ilimizi kapsayan elektrik kesintisinin ardından ise, Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliğinin nakdi uygulamasına geçilmesi ile ilgili olarak özel üretim şirketlerinden Bakanlığa ve bağlı kurumlara ciddi bir baskı oluşmuş, yavuz hırsız ev sahibini bastırır anlayışıyla, 1 Temmuz rezaletinin müsebbipleri DUY’un nakdi uygulamasına geçilmesini istemişlerdir.

Zamanın Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Hilmi Güler’in **“Bölgede üretim yapan çok sayıda irili ufaklı özel sektör santrali, Bursa'daki kesintinin ardından, devletin ısrarlı talebine karşın enerji vermeyi reddetti ve 13 il karanlıkta kaldı”** şeklinde ki trajik tespitine rağmen, elektrik üretim lobilerinin bastırmasıyla, Elektrik Piyasasında Mali Uzlaştırma yapılmasına son verilmiş ve 1 Eylül 2006 tarihi itibarıyla de Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliğinin nakdi uygulamasına geçilmiştir.

Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliğinin nakdi uygulaması ile elektrik borsası diyebileceğimiz ve MYTM (Milli Yük Tevzi Merkezi) ile PMUM (Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi) tarafından işletilen bir piyasa oluşmuştur.

Bu yapıda; elektrik toptan satış piyasası, ikili anlaşmalar piyasası ve dengeleme uzlaştırma piyasası diyebileceğimiz iki ana yapıdan oluşmaktadır.

Prensip olarak dengeleme; ikili anlaşmalarla kontrata bağlanan arz ve talebin kontrat dışında kalan eksik veya fazla kısmının üçüncü şahıslardan sağlanması, uzlaşma ise; bu alışverişin taraflar arasında mahsuplaşması, tahakkuk ve tahsil edilmesidir.

Bu yapıda elektrik dağıtım şirketlerinin enerji talepleri öncelikle ikili anlaşmalar yoluyla üretim aktörleri tarafından karşılanmakta, talebin ikili anlaşmalar yoluyla karşılanamaması durumunda ise kalan kısmın dengeleme uzlaştırma piyasasından temini hedeflenmektedir.

Bu uygulama dahilinde sistem işletmecisi durumunda olan MYTM tarafından gün öncesi planlama yapılmakta, talep zamanı gerçek zamanlı dengeleme olmaktadır. Piyasa işletmecisi durumunda olan PMUM tarafından ise dengeleme işlemlerinin uzlaştırılması ve dengesizliklerin uzlaştırılması sağlanmaktadır.

Bu yapıda PMUM kendisine gelen teklifleri, en düşük fiyattan en yüksek fiyata göre sıralamakta dengelenemeyen güç ve enerjiye göre dengeleme birimi olarak adlandırılan üretim santrallerini devreye almakta yada yük attırarak sistemi dengelemeye çalışmaktadır. Marjinal fiyatlandırma esasına göre oluşan ve uzlaştırma dönemi olan bir aylık süre sonunda belirlenen SDF (Sistem dengesizlik fiyatı) üzerinden ise uzlaştırma dönemi içerisinde aktif olan piyasa katılımcıları arasında uzlaşma yapılmaktadır.

Bildirimizin ana konusunu oluşturan DUY'un (Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliğinin yönetmeliği) teorik olarak uygulanması bu şekilde anlatılabilir.

Bizim Bursa EMO Enerji Komisyonu olarak işleyeceğimiz ana husus ise, giriş bölümünde de belirttiğimiz üzere Elektrik Piyasası ile getirilmesi hedeflenen enerji/elektrik sektöründe ki serbest piyasa yapısının önemli bileşenlerinden DUY (Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği) ile oluşturulan elektrik borsasının, kamu şirketlerinin aleyhine bir özellik taşıdığı, piyasanın spekülasyona açık yapısı sebebiyle kamu şirketlerinin bu yapıdan zarar ettiğidir.

DUY'un (Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği) nakdi uygulaması başlanmadan önceki mali uzlaştırma döneminde **"Elektriğe zam yapılsın"** diye sürekli ağlayan, Ankara'da arka arkaya zirveler düzenleyen özel sektör elektrik üreticileri DUY uygulamasının başlaması ile birlikte derin bir sessizliğe gömülmüşlerdir. Bir dönem sektörle ilgili her toplantıda (kamu tarafından uygulanan elektrik birim fiyatlarının esas almalarından dolayı) **"Elektriğe Zam yapılmazsa batarız"** diyen, **"Böyle giderse santralin kapısına kilit vuracağız"** diye açıklama yapan elektrik üreticileri, uygulama ile birlikte bir anda yüksek karlara kavuşmuşlardır. Bu tarihten önce ürettiği elektriği, devlete bazı dönemlerde 3 Krş'a satan özel sektör, DUY piyasasında elektriğin birim fiyatına ortalama 17-18 Krş'lara satabilmiştir. Hatta talebin arttığı, elektrik ihtiyacının doruk yaptığı stratejik zamanlarda rakam ortalama 25 YKr' lere kadar çıkabilmiştir. Elektriğin nihai tüketiciye satış fiyatları göz önüne alındığında, piyasada oluşan bu fiyatlar sansasyonel kâr anlamına gelmektedir.

Uygulama döneminde oluşan SDF (Sistem dengesizlik fiyatları), Tablo 1'de yer almaktadır. Tablo 1'de görüldüğü üzere, dengeleme uzlaştırma dönemleri içerisinde dengeleme birimleri tarafından talep anında çok daha sansasyonel fiyatların verildiği bilinmekle birlikte, dönem sonunda oluşan Sistem dengesizlik fiyatlarının da puant döneminde 200 TL/MWh değerlerine ulaştığı görülmektedir. İlgili dönemlerde oluşan SDF'lerin dolar karşılığı değerleri incelenecek olursa, SDF'larının puant dönemlerinde 120 - 130 \$/MWh (12-13 \$ Cent) değerlerine ulaştığı görülecektir.

Uygulama ile birlikte ipler kamunun elinden çıkmış ve ihtiyacı olan elektriği ikili anlaşmalar ile kamu üretim şirketlerinden sağlayamayan devlet, özel sektörün DUY sisteminde belirlediği yüksek fiyatlara boyun eğmek zorunda kalmıştır. Yukarıda da anlattığımız gibi DUY sistemi devreye girdikten sonra özel sektörün **'Batiyoruz, bitiyoruz'** sesleri kesilmiştir. Hatta trajik olan bu konuda zamanın Enerji Bakanı Hilmi GÜLER'in yapmış olduğu tespittir; 2008 Haziran ayında yapılan TUSİAD toplantısında sayın Bakan elektrik üreticilerine dönerek ; **"Elektriği şu anda istediğiniz fiyattan satıyorsunuz. Hatta kendi üretiminizdekini ahyorsunuz. Hiç kimseden gık, ses çıkmıyor"** diyebilmiştir. Bu

durum DUY ile oluşan yapının garabetinin, piyasanın oluşması için siyasi iradeyi gösterenler tarafından da açık bir şekilde tescilidir.

DÖNEM	SİSTEM DENGESİZLİK FİYATI						
	TL/MWh			\$/TL *	\$/MWh		
	T1	T2	T3		T1	T2	T3
2006/09	138,23	131,49	116,66	1,5043	91,89	87,41	77,55
2006/10	99,79	96,87	98,54	1,4610	66,34	64,40	65,51
2006/11	111,62	130,55	94,68	1,4528	74,20	86,78	62,94
2006/12	111,89	159,85	74,14	1,4124	74,38	106,26	49,29
2007/01	137,02	121,36	126,15	1,4203	91,09	80,68	83,86
2007/02	128,91	122,51	109,69	1,4198	85,69	81,44	72,92
2007/03	131,29	98,26	114,98	1,3868	87,28	65,32	76,43
2007/04	139,00	129,90	130,26	1,3673	92,40	86,35	86,59
2007/05	126,86	114,26	109,50	1,3230	84,33	75,96	72,79
2007/06	146,41	142,45	125,04	1,3109	97,33	94,70	83,12
2007/07	150,40	154,13	143,69	1,2807	99,98	102,46	95,52
2007/08	145,34	159,18	114,03	1,2976	96,62	105,82	75,80
2007/09	117,01	139,74	98,55	1,2106	77,78	92,89	65,51
2007/10	98,90	117,95	68,54	1,1773	65,74	78,41	45,56
2007/11	144,83	157,88	106,95	1,1772	96,28	104,95	71,10
2007/12	148,21	167,01	114,01	1,1649	98,52	111,02	75,79
2008/01	169,05	177,67	148,59	1,1736	112,38	118,11	98,78
2008/02	170,48	177,01	153,84	1,1963	113,33	117,67	102,27
2008/03	165,53	175,90	145,04	1,3127	110,04	116,93	96,42
2008/04	166,15	175,75	133,91	1,2911	110,45	116,83	89,02
2008/05	167,57	176,59	149,63	1,2125	111,39	117,39	99,47
2008/06	165,56	177,42	129,15	1,2245	110,06	117,94	85,85
2008/07	188,24	180,14	155,94	1,1620	125,13	119,75	103,66
2008/08	183,18	181,66	154,64	1,1803	121,77	120,76	102,80
2008/09	152,95	167,18	142,90	1,2375	101,68	111,13	94,99
2008/10	142,84	170,22	89,82	1,5678	94,95	113,16	59,71
2008/11	165,01	181,71	146,68	1,5699	109,69	120,79	97,51
2008/12	140,55	164,63	100,90	1,5291	93,43	109,44	67,07
2009/01	156,19	157,62	116,63	1,6424	103,83	104,78	77,53
2009/02	140,36	158,85	94,69	1,6955	93,31	105,60	62,95
2009/03	182,66	196,11	135,06	1,6762	121,43	130,37	89,78
2009/04	165,63	185,86	120,06	1,5862	110,10	123,55	79,81
2009/05	147,59	166,46	103,27	1,5419	98,11	110,66	68,65
2009/06	177,57	189,88	133,62	1,5321	118,04	126,22	88,83

2009/07	163,10	179,89	107,90	1,4762	108,42	119,58	71,73
2009/08	153,90	174,80	115,75	1,5028	102,31	116,20	76,95

• Dolar kuru ilgili dönemin son günü için geçerli T.C. Merkez Bankası Satış kur değeridir.

Tablo 1- Sistem Dengesizlik Fiyatları

Yapının, kamu-yurttaş aleyhine olan özelliği, piyasa katılımcısı olan üretim şirketlerinin, DUY sistemine geçildikten sonra ki dönemlerde ki bilançolarının incelenmesinden anlaşılmaktadır.

İstanbul Menkul Kıymetler Borsası'nda işlem gören şirketlerin bilançoları incelendiğinde DUY uygulama döneminde kârlarının nasıl arttığı açık olarak gözükmemektedir. Sektörde önemli yerleri olan birkaç firmanın ulusal basında yer alan gazete haberlerine göre bilanço değerleri Tablo 2’de görülmektedir.

Net kâr(bin dolar)

Şirket adı	2005	2006	2007	2008(3 aylık)
Akenerji	-58.705	-41.558	-30.800	28.282
Aksu Enerji	-408	-1.136	290	497
Ayen Enerji	3.634	-10.872	16.532	7.708

Tablo 2 – Bazı üretim şirketlerinin dönem karları tablosu

Rasyonel bir işletmenin temel amacının kar maksimizasyonu olduğu kapitalist gerçeğini göz ardı etmiyoruz. Ancak, köyün taşlarını bağlayıp, köpeklerini salarsanız ortaya çıkacak olan durumun ne yaman bir çelişki olduğunu ortaya koymaya çalışıyoruz. Sıfır bakiye esasına göre çalışan yapı içerisinde birileri kar ederken birilerinin zarar ettiğini, ancak bu zarar edenin neden hep kamu şirketleri olduğu durumunu anlamaya çalışıyoruz.

3- Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş.

TEDAŞ Genel Müdürlüğü’nün , 02.04.2004 tarih 2004/22 sayılı özelleştirme yüksek kurulu kararı ile özelleştirme kapsam ve programına alınması ve 17.03.2004 tarihli YPK kararı ekinde yer alan “Elektrik Enerjisi Reformu Ve Özelleştirme Strateji Belgesi”nde özelleştirme uygulamalarına elektrik dağıtım sektöründen başlanacağını belirtilmesiyle birlikte ilgili süreç çerçevesinde , TEDAŞ Genel Müdürlüğü’nün çeşitli tarih ve sayılı kararlarıyla taşra teşkilatında yer alan 59 elektrik dağıtım müessesesini kapsayan 21 elektrik dağıtım bölgesinin kurulmasına ve bu bölgelerde oluşturulacak anonim şirketler aracılığıyla dağıtım faaliyetinin yapılmasına karar verilmiştir.

Bu süreç kapsamında, ana sözleşmesi Özelleştirme İdaresi Başkanlığı’nın 31.01.2005 tarih 991 sayılı yazıları ekinde gönderilen ve sermayesinin tamamı TEDAŞ’a ait bulunan Bursa , Balıkesir , Çanakkale ve Yalova Elektrik Dağıtım Müesseselerini içine alan ve merkezi Bursa’da bulunan Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş., 12 numaralı elektrik dağıtım bölgesi olarak 1 Mart 2005 tarihinde faaliyete başlamıştır. Şirket, 01.09.2006 tarihi itibarıyla , yetki bölgesi içerisinde 30 yıl boyunca dağıtım ve perakende satış hizmetleri yapabilmek için E.P.D.K.’dan dağıtım ve perakende satış lisansı almıştır. Şirket , Bursa , Balıkesir , Çanakkale ve Yalova il sınırları dahilinde, 35.919 km2 alanda , 2198 köy , 101 belde 52 ilçe ve 3.835.055 kişiye, elektrik enerjisinin dağıtım ve perakende satış hizmetlerini yürütmektedir.

Ortaya koyduğumuz kamu zararı iddiasının açık olarak anlaşılabilmesi için DUY uygulama döneminde Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş. içim geçerli enerji maliyetlerini incelememiz gerekmektedir.

Uludağ Elektrik Dağıtım A.Ş.'nin DUY öncesi ve sonrası dönemler için (2006- 2007- 2008-2009 (7. dönem sonu)ortalama enerji, maliyetleri Tablo 3’de verilmiştir.

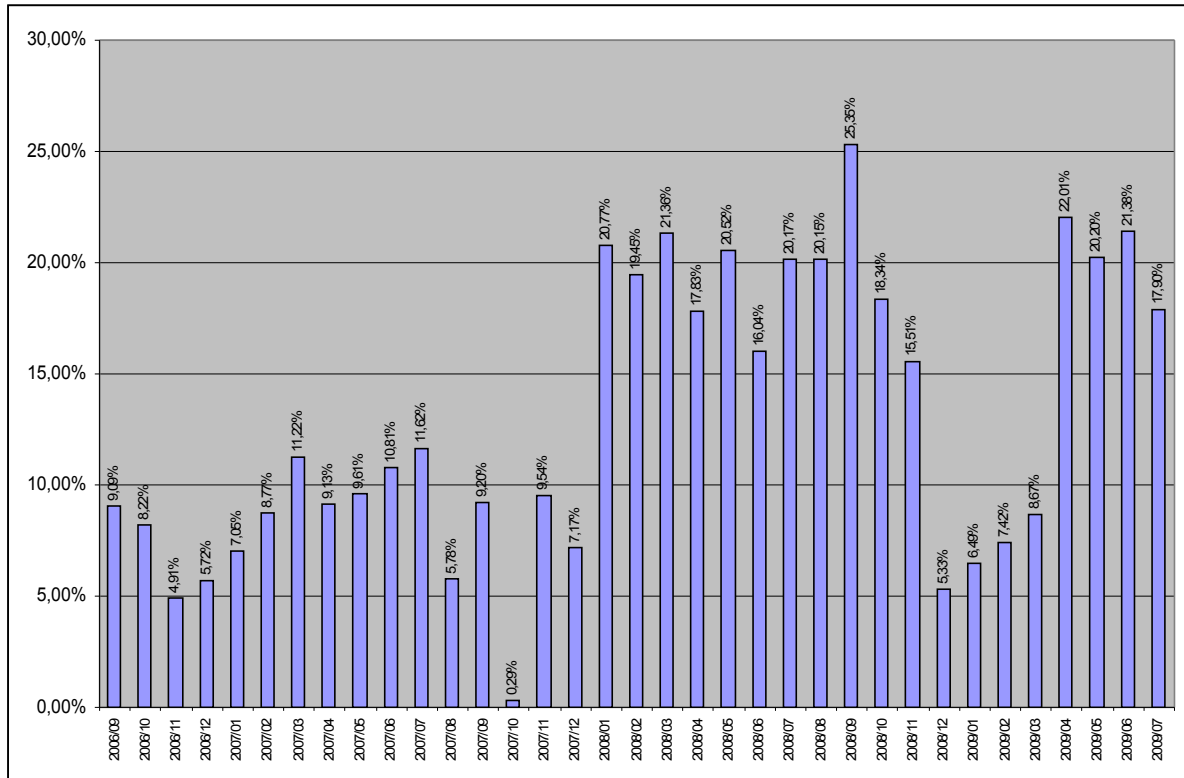
DÖNEM	TETAŞ ve PORTFÖY ŞİRKETLERDEN ALINAN (kWh)	SİSTEM DENGESİZLİKTEN ALINAN (kWh)	TOPLAM ALINAN (kWh)	TETAŞ ve PORTFÖY ŞİRKETLERDEN ALINAN ENERJİNİN ORTALAMA BİRİM FİYATI (TL)	SİSTEM DENGESİZLİKTEN ALINAN ENERJİNİN FİYATI (TL)	ORTALAMA BİRİM FİYAT (TL)	SİSTEM DENGESİZLİK ORANI
2006/01	606.164.625	-	606.164.625	0,082700	-	0,082700	-
2006/02	573.185.059	-	573.185.059	0,082700	-	0,082700	-
2006/03	615.576.874	-	615.576.874	0,082700	-	0,082700	-
2006/04	582.071.956	-	582.071.956	0,090585	-	0,090585	-
2006/05	614.843.068	-	614.843.068	0,075235	-	0,075235	-
2006/06	623.916.852	-	623.916.852	0,082700	-	0,082700	-
2006/07	696.627.341	-	696.627.341	0,082700	-	0,082700	-
2006/08	739.876.708	-	739.876.708	0,082700	-	0,082700	-
2006/09	610.470.069	61.006.011	671.476.080	0,100037	0,124868	0,102293	9,09%
2006/10	611.517.830	54.787.353	666.305.183	0,097596	0,098963	0,097708	8,22%
2006/11	717.892.435	37.102.011	754.994.446	0,100605	0,113548	0,101241	4,91%
2006/12	734.378.554	44.516.883	778.895.437	0,095269	0,119994	0,097163	5,72%
2007/01	730.901.723	55.437.068	786.338.791	0,097364	0,133641	0,100084	7,05%
2007/02	692.753.998	66.632.371	759.386.369	0,098385	0,118796	0,100178	8,77%
2007/03	740.612.286	93.619.183	834.231.469	0,098474	0,121869	0,101099	11,22%
2007/04	708.542.215	71.175.110	779.717.325	0,100043	0,134457	0,103201	9,13%
2007/05	741.498.245	78.841.290	820.339.535	0,099465	0,118552	0,101314	9,61%
2007/06	766.584.281	92.873.009	859.457.290	0,099259	0,136053	0,103209	10,81%
2007/07	823.922.371	108.335.429	932.257.800	0,097172	0,148362	0,103121	11,62%
2007/08	889.055.413	54.522.850	943.578.263	0,096304	0,139513	0,098800	5,78%
2007/09	780.423.692	79.053.134	859.476.826	0,078669	0,113619	0,081884	9,20%
2007/10	795.963.649	2.287.318	798.250.967	0,078639	0,115781	0,078744	0,29%
2007/11	805.470.759	84.959.300	890.430.059	0,078610	0,137787	0,084256	9,54%
2007/12	858.333.697	66.345.278	924.678.975	0,079121	0,142947	0,083700	7,17%
2008/01	792.457.910	207.702.818	1.000.160.728	0,102901	0,165418	0,115884	20,77%
2008/02	747.524.327	180.548.536	928.072.863	0,102923	0,167348	0,115456	19,45%
2008/03	757.246.157	205.640.309	962.886.466	0,103225	0,161733	0,115720	21,36%
2008/04	761.948.265	165.313.570	927.261.835	0,102905	0,158913	0,112890	17,83%
2008/05	766.303.484	197.801.635	964.105.119	0,102652	0,163834	0,115204	20,52%
2008/06	815.355.973	155.813.703	971.169.676	0,102826	0,157490	0,111596	16,04%
2008/07	847.754.423	214.170.872	1.061.925.295	0,115242	0,176925	0,127682	20,17%
2008/08	849.767.703	214.440.452	1.064.208.155	0,115320	0,173904	0,127124	20,15%
2008/09	738.839.082	250.906.580	989.745.662	0,115045	0,152702	0,124299	25,35%
2008/10	772.110.080	173.368.567	945.478.647	0,136149	0,127486	0,134560	18,34%
2008/11	791.263.054	145.282.392	936.545.446	0,136111	0,162329	0,140178	15,51%
2008/12	849.079.426	47.829.215	896.908.641	0,135839	0,131885	0,135628	5,33%
2009/01	887.898.290	61.606.946	949.505.236	0,133533	0,134762	0,133557	6,49%
2009/02	794.251.283	63.638.583	857.889.866	0,133750	0,120722	0,132784	7,42%
2009/03	818.557.674	77.725.859	896.283.533	0,133596	0,170596	0,136805	8,67%
2009/04	702.736.217	198.374.980	901.111.197	0,133208	0,154918	0,137987	22,01%
2009/05	747.087.501	189.115.698	936.203.199	0,131662	0,136380	0,132615	20,20%
2009/06	778.145.425	211.562.402	989.707.827	0,132390	0,166672	0,139718	21,38%
2009/07	902.665.738	196.816.473	1.099.482.211	0,131238	0,149825	0,134565	17,90%

Tablo 3 –UEDAŞ için DUY uygulama döneminde geçerli ortalama enerji maliyetleri tablosu

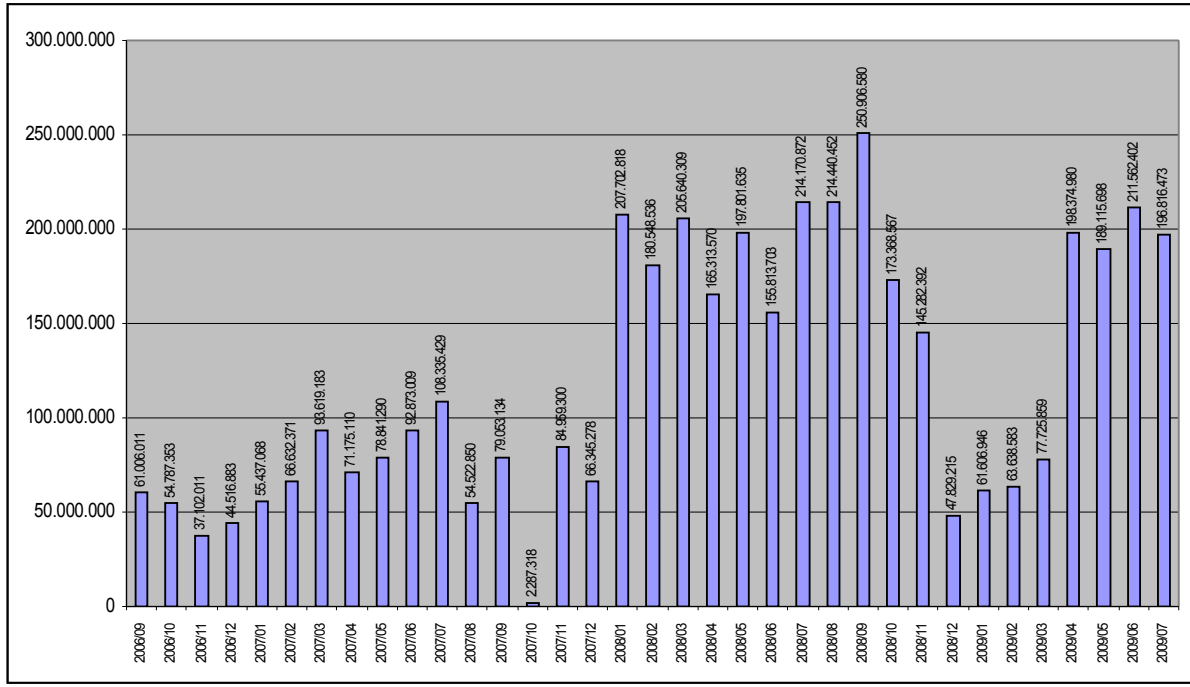
Tablo 3'ün analizini yapılacak olursa, Uludağ EDAŞ'ın ikili anlaşmalar yoluyla kamu üretim ve taahhüt şirketlerinden satın aldığı enerjinin ortalama fiyatları ile aynı dönemler için Uludağ EDAŞ'ın talep fazlası sebebiyle Dengeleme Uzlaştırma piyasasından satın almak zorunda olduğu elektriğin ortalama birim fiyatları karşılaştırılmıştır. Bu fiyatlar incelenecek olursa DUY uygulama döneminde oluşan SDF'lerinin, ikili anlaşma fiyatlarının üzerinde olduğu görülmektedir. Yukarıda değerleri verilen 35 aylık dönemde sadece 3 dönem için SDF'lerinin ikili anlaşmalar ortalama fiyatından düşük olduğu, diğer 32 dönemde ise SDF fiyatlarının yüksek olduğu görülmektedir.

Tablo 3'de, Uludağ EDAŞ'ın DUY uygulama döneminde Dengeleme Uzlaştırma piyasasından almak zorunda olduğu enerji miktarı ve bu miktarın Uludağ EDAŞ toplam satın aldığı enerji miktarına oranı incelenecek olursa, aylık olarak bazı sapmalar olmakla birlikte sürekli bir artış eğilimi gösterdiği, bu artış miktarının Türkiye için toplam enerji talebinde ki artış miktarının üzerinde kaldığı, yani Uludağ EDAŞ'a diğer kamu üretim ve taahhüt şirketlerinden ikili anlaşmalarla sağlanan enerji miktarında yeterli artış yapılmayarak, Uludağ EDAŞ, dönem içinde artan enerji talebini, Dengeleme – Uzlaştırma piyasasından karşılama mecburiyetinde bırakılmıştır.

DUY uygulama dönemi içerisinde elektrik borsasından alınan enerji miktarının toplam satın alınan enerji miktarına olan oranı %9'lardan % 20'lere kadar yükselmiştir. Bu değişim Grafik 1'de açık olarak görülmektedir. Tüketimler üzerinden söyleyecek olursak, dengeleme uzlaştırma piyasasından yüksek fiyatlarla almak zorunda bırakılan enerji 40.000.000 kwh'den, 250.000.000 kwh'e kadar yükselmiştir. Dengesizlik miktarındaki değişim ise Grafik 2'de verilmiştir.



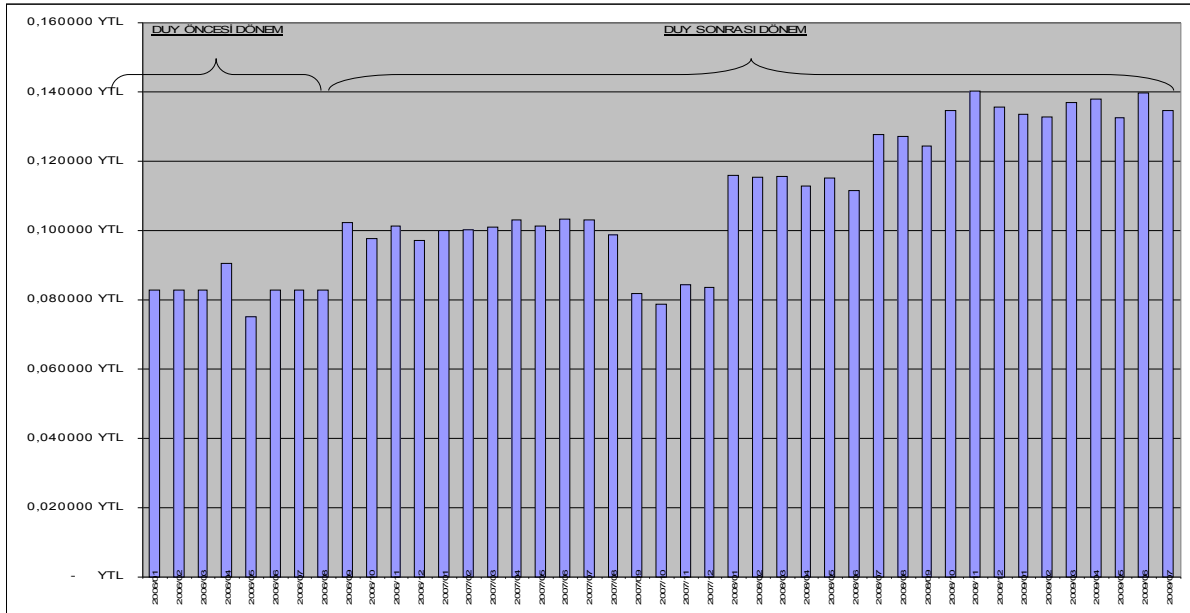
Grafik 1 – DUY uygulama dönemleri için, UEDAŞ'a dengesizlik oranları



Grafik 2 – DUY uygulama dönemleri için, DUY piyasasınca karşılanan UEDAŞ tüketimleri

DUY öncesi dönemlerde ortalama enerji maliyetlerinin 0,083 – 0,090 TL aralığında olduğu görülürken, DUY sonrası dönemlerde ise ortalama enerji maliyetinin yükseldiği, ortalama fiyatların 0,14 TL'lere kadar çıkabildiği görülmektedir.

DUY uygulaması öncesi ve sonrası dönemler için ortalama enerji maliyetleri Grafik 3'de yer almaktadır.



Grafik 3- DUY uygulaması öncesi ve sonrası dönemler için ortalama enerji maliyetleri grafiği

Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliğinin uygulama döneminde Şirket sorumluluk alanı içerisinde yer alan ve enerjisi Uludağ EDAŞ ve özel firmalar tarafından (üretim şirketleri, toptan satış şirketleri, otoprodüktörler ve otoprodüktör grupları) karşılanan enerji miktarları Tablo 4'de verilmiştir. Tablo 4 incelenecek olursa, DUY öncesi dönemde, şirket sorumluluk alanı içerisinde arza sunulan enerjinin yaklaşık %20'si özel firmalar tarafından karşılanırken, DUY sonrası dönemde bu oranın hızla düşmeye başladığı (2006/09. dönemden sonra düşmenin başlaması oldukça manidardır) ve 2008 sonunda bu oranın yaklaşık % 1,5'lara kadar gerilediği görülmektedir.

Tüketimler üzerinden değerlendirme yapılacak olursa, DUY öncesi dönemde 110.000.000 – 150.000.000 kwh tüketim özel firmalar tarafından karşılanırken, DUY sonrası dönemde ise yaklaşık 15.000.000 kwh enerjinin özel firmalar tarafından karşılandığı görülmektedir. Bu durum yorumlanacak olursa, DUY öncesi dönemde müşteri portföylerini genişletmek için uğraşan firmalar DUY sonrası dönem içinde portföylerini boşaltmışlardır. Uygulamanın başlaması ile birlikte özel üretim şirketlerinin portföylerindeki eski müşterilerin enerjisi dağıtım şirketleri tarafından karşılanmak zorunda kalırken, dağıtım şirketlerinin artan enerji talepleri ise dengeleme uzlaştırma piyasası kanalıyla bu özel üretim şirketleri tarafından sağlanmıştır.

DÖNEM	UEDAŞ TARAFINDAN KARŞILANAN ENERJİ (kWh)	ÜRETİM-TOPTAN SATIŞ- OTOP ŞİRKETLERİNCE KARŞILANAN (kWh)	TOPLAM ARZ (kWh)	UEDAŞ ORAN	ÖZEL ORAN
2006/01	606.164.625	111.642.895	717.807.520	84,45%	15,55%
2006/02	573.185.059	122.894.699	696.079.758	82,34%	17,66%
2006/03	615.576.874	134.289.623	749.866.497	82,09%	17,91%
2006/04	582.071.956	138.966.320	721.038.276	80,73%	19,27%
2006/05	614.843.068	145.767.170	760.610.238	80,84%	19,16%
2006/06	623.916.852	148.430.248	772.347.100	80,78%	19,22%
2006/07	696.627.341	129.826.349	826.453.690	84,29%	15,71%
2006/08	739.876.708	136.515.373	876.392.081	84,42%	15,58%
2006/09	671.476.080	99.775.811	771.251.891	87,06%	12,94%
2006/10	666.305.183	58.730.429	725.035.612	91,90%	8,10%
2006/11	754.994.446	44.681.594	799.676.040	94,41%	5,59%
2006/12	778.895.437	43.698.512	822.593.949	94,69%	5,31%
2007/01	786.338.791	51.189.100	837.527.891	93,89%	6,11%
2007/02	759.386.369	45.196.590	804.582.959	94,38%	5,62%
2007/03	834.231.469	50.495.771	884.727.240	94,29%	5,71%
2007/04	779.717.325	47.521.651	827.238.976	94,26%	5,74%
2007/05	820.339.535	40.518.081	860.857.616	95,29%	4,71%
2007/06	859.457.290	37.422.810	896.880.100	95,83%	4,17%
2007/07	932.257.800	32.741.704	964.999.504	96,61%	3,39%
2007/08	943.578.263	30.763.773	974.342.036	96,84%	3,16%
2007/09	859.476.826	26.914.411	886.391.237	96,96%	3,04%
2007/10	798.250.967	24.757.949	823.008.916	96,99%	3,01%
2007/11	890.430.059	27.118.091	917.548.150	97,04%	2,96%
2007/12	924.678.975	17.676.119	942.355.094	98,12%	1,88%
2008/01	1.000.160.728	19.069.979	1.019.230.707	98,13%	1,87%
2008/02	928.072.863	17.298.253	945.371.116	98,17%	1,83%
2008/03	962.886.466	17.268.670	980.155.136	98,24%	1,76%
2008/04	927.261.835	16.991.770	944.253.605	98,20%	1,80%
2008/05	964.105.119	17.764.995	981.870.114	98,19%	1,81%
2008/06	971.169.676	18.860.743	990.030.419	98,09%	1,91%
2008/07	1.061.925.295	20.181.170	1.082.106.465	98,14%	1,86%
2008/08	1.064.208.155	19.067.915	1.083.276.070	98,24%	1,76%
2008/09	989.745.662	15.931.085	1.005.676.747	98,42%	1,58%
2008/10	945.478.647	17.188.730	962.667.377	98,21%	1,79%
2008/11	936.545.446	14.954.958	951.500.404	98,43%	1,57%
2008/12	896.908.641	14.078.312	910.986.953	98,45%	1,55%

Tablo 5 - Uludağ EDAŞ ve özel firmalar tarafından karşılanan enerji miktarları tablosu

Bu yapı içerisinde, özel üretim firmaları yeni müşteri bulma, portföylerini genişletme gibi bir çaba içerisine girmeden, güya piyasa şartlarına göre oluşan ama özünde spekülasyon olarak kendi belirledikleri fiyatlar üzerinden dağıtım şirketlerine kolay yoldan elektrik satmaya başlamışlardır. Bu da hedeflenen rekabetçi piyasa olgusuna ters bir durum olarak ortaya çıkmaktadır.

Ayrıca, portföy yapısının Uludağ EDAŞ aleyhine bozulmasını aşağıda yer alan verilerden anlayabilmek daha kolay olacaktır. Bu tabloda görüldüğü üzere, DUY öncesi dönemde Şirket sorumluluk alanı içerisinde yer alan yaklaşık 500 abonenin enerjisi Uludağ EDAŞ harici piyasa aktörleri tarafından karşılanırken, DUY sonrası dönem de ise bu sayı hızla düşerek ortalama 40 müşteriye kadar düşmüştü. Bu dönemlerde tedarikçi firmaların müşterilerinin tüketimlerinden dolayı Uludağ EDAŞ'a ödemiş oldukları sistem kullanım bedeli faturaları da 2.528.767,02 TL'den, 212.926,03 TL'ye gerilemiştir.

DÖNEM	FİRMA ADETİ (Adet)	KARŞILANAN (kWh)	SİSTEM KULLANIM BEDELİ (TL)
2006/01	509 adet	111.642.894,56 kwh	1.987.878,32 TL
2006/02	512 adet	122.894.698,98 kwh	2.181.241,91 TL
2006/03	491 adet	134.289.622,89 kwh	2.441.739,91 TL
2006/04	523 adet	138.966.319,81 kwh	2.416.706,34 TL
2006/05	526 adet	145.767.170,16 kwh	2.528.767,02 TL
2006/06	528 adet	148.430.247,96 kwh	2.582.989,69 TL
2006/07	491 adet	129.826.348,91 kwh	2.248.966,62 TL
2006/08	490 adet	136.515.373,09 kwh	2.391.729,52 TL
2006/09	386 adet	99.775.810,81 kwh	1.589.610,20 TL
2006/10	307 adet	58.730.429,35 kwh	922.725,53 TL
2006/11	293 adet	44.681.593,75 kwh	739.815,84 TL
2006/12	290 adet	43.698.511,88 kwh	753.215,06 TL
2007/01	307 adet	51.189.099,60 kwh	740.897,44 TL
2007/02	300 adet	45.196.590,40 kwh	650.453,41 TL
2007/03	294 adet	50.495.771,00 kwh	733.163,15 TL
2007/04	279 adet	47.521.651,00 kwh	688.721,92 TL
2007/05	221 adet	40.518.080,90 kwh	662.901,96 TL
2007/06	209 adet	37.422.809,90 kwh	565.997,57 TL
2007/07	127 adet	32.741.704,00 kwh	495.198,64 TL
2007/08	119 adet	30.763.773,00 kwh	465.283,62 TL
2007/09	112 adet	26.914.411,00 kwh	407.064,33 TL
2007/10	68 adet	24.757.949,00 kwh	374.449,14 TL
2007/11	67 adet	27.118.091,00 kwh	410.144,87 TL
2007/12	67 adet	17.676.119,00 kwh	267.340,70 TL
2008/01	67 adet	19.069.979,00 kwh	288.422,00 TL
2008/02	65 adet	17.298.253,00 kwh	261.625,71 TL
2008/03	63 adet	17.268.670,00 kwh	261.178,28 TL
2008/04	58 adet	16.991.770,00 kwh	256.990,33 TL
2008/05	54 adet	17.764.995,00 kwh	268.684,90 TL
2008/06	41 adet	18.860.743,00 kwh	285.257,43 TL
2008/07	41 adet	20.181.170,00 kwh	305.228,10 TL
2008/08	41 adet	19.067.915,00 kwh	288.390,78 TL
2008/09	41 adet	15.931.085,00 kwh	240.948,11 TL
2008/10	41 adet	17.188.730,00 kwh	259.969,24 TL
2008/11	40 adet	14.954.958,00 kwh	226.184,77 TL
2008/12	40 adet	14.078.312,00 kwh	212.926,03 TL

Tablo 6 –UEDAŞ harici firmalarca enerjisi karşılanan müşteri sayısı ve tüketimleri – Sistem Kullanım bedelleri tablosu

5-Sonuç:

Yukarıda anlattığımız ve rakamlarla ortaya koyduğumuz gerçeklerde göstermektedir ki, 1 Eylül 2006 tarihinden itibaren uygulanmaya başlanan, DUY (Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği) kamu dağıtım şirketlerinin aleyhine bir yapıda çalışmaktadır.

Bu dönemde kamu dağıtım şirketleri yüksek maliyetli enerji almaya mecbur bırakılarak zarara uğratılmışlardır. Yukarıda belirttiğimiz üzere bu durum dönemin en yüksek siyasi makamlarınca da kabul edilmiş ve özel sektörün bu uygulama ile kamuya yüksek fiyatlı enerji satmaya başladığı teyit edilmiştir.

DUY Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği'nin uygulanmaya başlanması ile birlikte zarara uğratılan kamu dağıtım şirketlerinin piyasa değerleri (!) düşürülmüştür.

DUY Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği'nin uygulanmaya başlanması ile birlikte, kamu elektrik şirketlerinden , özel üretim şirketlerine resmi olarak bir para transferi olmuştur. İstanbul Serbest Muhasebeci Mali Müşavirler Odası (SMMMO) tarafından hazırlanan enerji raporunda, sektörde bulunan devlet kurumlarının Dengeleme Uzlaşma Yönetmeliği (DUY) **nedeniyle zararının 700-800 milyon TL'ye** ulaştığı bildirilmektedir. Bu bedel, uygulama döneminin ilk kısmında doğrudan kamu şirketlerinin kasasından çıkarken, Temmuz 2008 döneminden başlayarak, E.P.D.K tarafından yayınlanan **20 Dağıtım Şirketinin İlk Uygulama Dönemine İlişkin Gelir Düzenlemesi Hakkında Tebliğ** gereği PMUM maliyetlerinin ortalama enerji alım fiyatı hesaplamasına dahil edilmesi uygulaması ile birlikte, doğrudan son kullanıcının yani vatandaşın cebinden çıkmaya başlamıştır. PMUM maliyetlerinin tüketici fiyatlarına yansıtılması uygulaması dahilinde, 1 Temmuz 2008'den geçerli olmak üzere yaklaşık % 21, 1 Ekim 2008'den geçerli olmak üzere yaklaşık % 9, 1 Ekim 2009'dan geçerli olmak üzere %10 zam yapılmıştır.

Buraya kadar yapmış olduğumuz değerlendirmelerden anlaşılacağı üzere; kamu hizmet alanlarının en önemlilerinden biri olan elektrik enerjisinin piyasalaş(tırıl)ması süreci, sektördeki kamu elektrik şirketlerinin özelleştirmeleri yapılmadan dahi çok ciddi boyutlarda kamu zararı oluşmasına yol açmıştır.

Hedeflenen enerji üretim ve dağıtım özelleştirmelerinin tamamlanması durumunda piyasa üzerinde ki kamu kontrolünün tamamen ortadan kalkacağı düşünüldüğünde kamunun uğrayacağı maddi zararın telafisi olmayacağı gibi bu durumun sosyal problemlere de yol açacağı açıktır.

6-Çözüm önerileri

Yukarıda ayrıntısı ile belirttiğimiz ve kaygılarımızı dile getirdiğimiz DUY Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliğinden vazgeçilmeli, sektörün piyasalaşmasının en önemli adımlarından biri olan bu yönetmeliğin nakdi uygulamasına son verilmelidir.

Bu yüzyılda, enerjinin en temel yurttaş ihtiyaçlarından ve haklarından olduğu hareketle, sektörün özel sektör eliyle yürütülmesi uygulamasına son verilmeli ve elektrik üretim ve dağıtım hizmetlerinin tek elden, Kamu marifetiyle yapılması sağlanmalıdır.

Bu kapsam da devam etmekte olan özelleştirme çalışmaları durdurulmalıdır.

Kamu üretim şirketlerinin yeni santral yatırımlarına başlayabilmesi için Kanun'da yer alan Kamunun enerji yatırımı yapmasına engel kısımları yeniden düzenlenmelidir.

Kamu dağıtım şirketlerinin enerji talebini öncelikle kamu tarafından karşılanması mantığıyla mevcut santrallerin bakım ve iyileştirme çalışmalarına bir an önce başlanmalı ve kamuya ait üretim tesislerinin mevcut kurulu güçleri esas alınarak en optimum üretim hedeflenmeli, elektrik dağıtım şirketlerinin kayıp kaçak oranlarının azaltılması ile ilgili planlamalar yapılmalıdır.

Kamuya ait üretim, iletim ve dağıtım şirketlerinin etkin ve verimli çalışmasını sağlayabilmek için nitelikli personel kıyımına son verilmeli ve bu şirketlerin üzerinde ki keyfi ve siyasi baskılar yok edilmelidir.

4628 VE HİDROLİK ENERJİ

İsmail KÜÇÜK
TMMOB
Meteoroloji Mühendisleri Odası
ismkck@gmail.com

ÖZET

Enerji talepleri ve arzı için ileri sürülen varsayımlar ve bu kapsamda alınan kararlar her geçen gün değişmektedir. Ancak enerji planlamasında enerjinin çeşitlendirilmesi ve yerli kaynakların gücünün artırılması konusu bütün taraflarca kabul görmektedir.

Son yıllarda iklim değişimi üzerinde insan kaynaklı etkinin hızlı bir şekilde artması, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yatırım konusunda teşvikleri gündeme getirmiştir. Bu konuda kısmen yenilenebilir enerji olarak değerlendirilen enerji kaynaklarından birisi de hidrolik enerjinin potansiyelinin geliştirilmesi için çalışmalar yapılmaktadır.

Türkiye’de hidrolik enerji potansiyelinin yeterince değerlendirilmediği tartışmaları uzun yıllardır devam etmektedir. Hidrolik enerji potansiyelinin değerlendirilmesi amacıyla etkin adım 2001 yılında çıkarılan 4628 sayılı kanun ve 2003 yılında yayınlanan Su Kullanım anlaşması ile ortaya konduğu belirtilmektedir. Günümüzde, bu adımın kamu yararı açısından ve aynı zamanda yatırımcılar açısından geldiği ve gideceği yer tartışma konusudur.

Suya dayalı yapılarda projenin esasını oluşturan hidrometrik ölçümlerin yeterli zaman periyodunda ve temsiliyette olmaması yapının ekonomik olamayacağının ortaya konmasının yanı sıra özellikle biriktirmeli yapılarda değişik risklerin oluşmasına neden olacağı bilinmektedir.

Son yıllarda HES’ler konusunda yapılanlar, halk arasında tepkilerin oluşmasına neden olmaktadır. Bu durumun sorun olarak görülmesi nedeniyle çözümü için ÇED’lere sığınıldığı açıkça görülmektedir.

Oysa ÇED’lerin sorunun esasına ilişkin çözümü ortaya koymasının mümkün olmadığı uygulamalardan açıkça görülmektedir.

HES’lerin sadece enerji amacına ilişkin sadece proje özelinde değerlendirmelerle ele alınmasının doğru olmadığı, Havza bazında, havza özelliklerinin korunması öncelikli olmak üzere, suyun kullanım önceliğine göre planlama yapılması zorunlu olmasına rağmen bu durumun 4628 ile fiilen ortadan kalktığı gerçeği kamuoyunun gündemdedir.

Bu kapsamda üretilen/türetilen projelerin teknik olarak yeterli olup olmadığı tartışma konusudur.

Son yıllarda yaşanan toplumsal tepkiler karşısında, HES karşıtlığı yada taraflılığı gibi yanlış ve yanlış yönlendirmeler ile konunun özünden sapılmasına çalışılmaktadır.

Bu çalışmada 4628 sayılı Kanun ile hidroelektrik enerjinin ve dolayısıyla SU’yun nasıl etkilendiği değerlendirilmiştir.

1. 4628 ÖNCESİ

Elektrik sektöründe kamu hizmetlerinin özel sektöre yaptırılmasında 3096 sayılı kanun ve uygulama yönetmeliğiyle iki tür sözleşme söz konusudur. Bunlar “Elektrik üretimi yapacak tesisi kurma ve işletme müsaadesi” üzerine yapılacak “görev sözleşmesi” ile görev bölgelerinde kamu kurum ve kuruluşlarınca (KİT’ler dahil) yapılmış veya yapılacak üretim, iletim ve dağıtım tesislerinin işletme haklarının görevli şirketlere verilmesi sonucu yapılacak “işletme hakkı verilmesi sözleşme”dir.

1984 yılında yayınlanan 3096 sayılı kanun, bir kamu iktisadi kuruluşu olan Türkiye Elektrik kurumu dışındaki kuruluşların elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticareti konularında görevlendirilmelerini mümkün kılmaktadır.

Yap İşlet Devret Modeli (YİD); projeyi gerçekleştirecek olan yerli yada yabancı şirketler bir sermaye şirketi kurarak, projenin tasarımından işletmeye alınması, işletilmesi bakım ve onarımı söz konusu şirket tarafından yapılmakta, işletme süresi olarak da, 3096 sayılı kanuna göre 99 yıla kadar süre verilebilmesine izin verilmektedir. Ancak genel olarak uygulamada inşaat süresi, borçların ödenmesi ve bunu takiben öz sermayenin geri alınmasını sağlayacak asgari 15-20 yıl içermektedir. Bu süre karşılıklı anlaşmayla uzatılabilmektedir.

Yap İşlet Modeli (Yİ); 1997 yılında ve 4283 sayılı “Yap-İşlet devret Modeli ile Elektrik Enerji Üretim Tesislerinin Kurulması ve İşletilmesi ve Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Kanun” ve yönetmelikle mülkiyeti üretim şirketine ait olmak üzere tesisin kurulmasını, işletilmesini ve işletme süresi boyunca üretilen hizmetin devlet tarafından alınmasını düzenleyen bir modeldir. Yİ modeli ile üretim şirketlerine sadece termik (hidrolik, jeotermal, nükleer ve diğer yenilenebilir enerji alanları kapsam dışında tutulmuştur) santral kurma konusunda kurallar belirlenmiştir.

Mahkeme kararları sonucu izleyen süreçte kanunlarda bir çok değişiklikler yapılmak zorunda kalınmıştır. 3996 sayılı yasa’nın ikinci maddesine 4493 sayılı yasa ile elektrik üretim, iletim, dağıtım ve ticareti konuları eklenerek ve Anayasa Mahkemesi tarafından iptal gerekçelerine kanunlarda uygun düzenlemeler yapılmak suretiyle yasa ile özel hukuk normlarına uygun işlemlerin yapılmasının yolunu açmıştır.

Bu yasalardan sonra sektöre ilişkin kuralları belirleyecek olan yasa 2001 yılında 4628 sayısıyla yayınlanmıştır.

2. 4628 SONRASI

20 Şubat 2001 tarihli ve 4628 sayılı “Elektrik Piyasası Kanunu” ile Rekabet ortamında enerji piyasası oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması amacıyla yeni bir yapı olarak “Elektrik Piyasası Düzenleme Kurulu” oluşturulmuştur. Bu kanunla birlikte enerjide bütün alanlarda serbest girişimin önü açılmış gibidir.

4628 sayılı kanunun ardından 26 Haziran 2003 tarihli Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik yayınlanmıştır. Bu yönetmelik hukuki dayanağını; “Madde 3 - Bu Yönetmelik; 6200 sayılı Devlet Su İşleri Umum Müdürlüğü Teşkilat ve Vazifeleri Hakkında Kanun, 3154 sayılı Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun ile 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu hükümleri”nden alırken,

Amaç ve kapsam maddeleri; “Madde 1 - Bu Yönetmeliğin amacı, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu hükümleri çerçevesinde halen piyasada faaliyet gösteren veya gösterecek tüzel kişiler tarafından hidroelektrik enerji üretim tesisleri kurulması ve işletilmesine ilişkin üretim, otoprodüktör, otoprodüktör grubu lisansları için DSİ ve tüzel kişiler arasında düzenlenecek Su Kullanım Hakkı Anlaşması imzalanması işlemlerinde uygulanacak usul ve esasları belirlemektir. Madde 2 - Bu Yönetmelik, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu hükümleri çerçevesinde halen piyasada faaliyet gösteren veya gösterecek tüzel kişiler tarafından, hidroelektrik enerji üretim tesisleri kurulması ve işletilmesine ilişkin üretim, otoprodüktör, otoprodüktör grubu lisansları için DSİ ve tüzel kişiler arasında imzalanacak Su Kullanım Hakkı Anlaşmasında yer alması gereken hükümler, Su Kullanım Hakkı Anlaşması'nın imzalanmasına, yenilenmesine, tadiline ve sona ermesine ilişkin usul ve esaslar ile Su Kullanım Hakkı Anlaşması imzalayacak tüzel kişilerin yükümlülüklerini kapsar” olarak belirlenmiştir.

Bu kanun ve devamındaki yönetmeliğin koruyuculuğunda, özel yada tüzel olarak bir çok kişi herhangi bir su üzerinde belirlediği noktadan suyu alıp bir başka noktaya aktararak enerji üretimine ilişkin fizibilite raporu çalışmalarına başlamışlardır.

Her ne kadar havza planlamasına ilişkin çalışmaların yapıldığı belirtilse, bu başvurularda havza planlamasına ilişkin hiçbir değerlendirme bulunmamakta olup, sadece mevcut yada önceki başvurular ile kotlar arasında bir çakışma olup olmadığı konusunda karşılaştırma yapılmaktadır. Ayrıca bu projelerin hidrolojik kısımları göz ardı edilmektedir. Oysa herhangi bir su yapısı için projenin esasını oluşturan hidrolojik çalışmaların önemi ilgili kurum kuruluş ve kişilerin bilgisindedir.

3. SU YAPILARINDA MÜHENDİSLİK HİDROLOJİSİ

Suya ilişkin yapıların her türlü raporlarının hazırlanabilmesi için, temsili yerde ve yeterli zamana ilişkin su ölçümlerinin bulunması gerekir. Su ölçümlerinin yanı sıra diğer meteorolojik parametrelerinde (sıcaklık, yağış, nem, rüzgar gibi) ölçülmüş değerlerinin bilinmesi gerekmektedir. Kısaca proje yeri için hidrolojik döngü dikkate alınmalıdır.

Su yapıları ile ilgili çalışmalar kurumsal olarak ilk önce 1935 yılında 2819 sayılı yasayla kurulmuş olan Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE) Genel Müdürlüğü tarafından başlamıştır. Su yapılarına ilişkin öncelikli olarak hidrolojik ölçümlerin öneminden hareketle ölçüm istasyonları ağı oluşturulmaya başlanmıştır. Bu çalışmalara 1954 yılında 6200 sayılı yasa ile kurulmuş olan Devlet Su İşleri (DSİ) Genel Müdürlüğü de başlamıştır.

Bu kurumlar, su yapılarının projelendirilmesinde ölçümlerin temsili ve sağlıklı yapılabilmesi için gerekli teknik çalışmaları yapmışlardır. Ancak geline süreçte dışsal baskınlıklar sonucu bu konularda teknik çalışmaların tamamlanamadığı gerçeği ilgili kurum ve kişilerin bilgisindedir.

DSİ ve EİE büyük projelerde teknik olarak başarılı olduklarını göstermişlerdir. En azından yıkılan bir su yapısıyla can ve mal kayıplarına neden olmamışlardır.

Türkiye'deki meteorolojik ölçüm istasyonlarının yeterince temsiliyeti sağlayamadığı bütün kurumlar, bilim çevreleri ve ilgili kişilerce bilinmektedir. Sürece bir yönüyle bu açıdan bakılması gerekmektedir.

Su yapılarına ilişkin projelerde öncelikle ve özellikle su değerleri kullanılmalıdır. Türkiye’deki su ölçümlerine ilişkin veriler (bu veriler her proje yeri için temsili olmayabilir) EİE ve DSI’nin arşivlerinde bulunmaktadır.

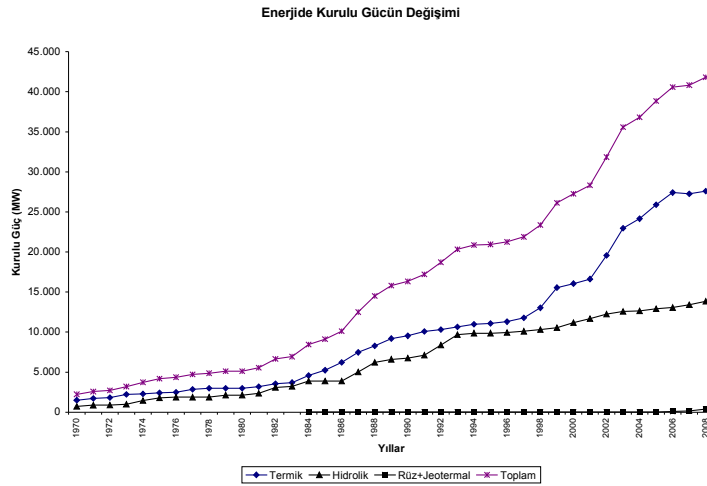
Bu tip projelerde öncelikle başvurulması gereken veri setleri bunlardır. Ancak bu verilerin HES projelerinin hepsinin temsiliyetini sağlayacak durumda olmadığı açıkça bilinmektedir.

EİE İdaresi Genel Müdürlüğü Mühendislik Hizmetleri Normlarından “Su yapılarının Mühendislik Hidrolojisi Çalışmaları” 20 yıllık süreci kapsayan akım değerlerine gerek olduğu belirtilmektedir. Ancak 4628 den sonra üretilen/türetilen(!) projeler için bu normların kullanıldığını söyleyebilmek mümkün değildir.

Raporları Kimler Hazırlamaktadır?

Mühendislik projelerinin hazırlanmasında belli kriterler aranır. Oysa bu projelerin hazırlanmasında yada hazırlayanlar için hiçbir kriter aranmamaktadır. Bu yapılar ve yapıların imalatının boyutlandırılmasında kullanılacak olan veriler tamamen mühendislik çalışmalarını gerektirmektedir. Ancak hiçbir raporda mühendis ismine rastlamak mümkün değildir. Oysa ilk fizibilite raporlarında mutlaka, Meteoroloji, Jeoloji ve İnşaat mühendislerin imzalarının mutlaka istenmesi gerekmektedir. Kesin projelerde ise makine, elektrik, çevre, ziraat gibi diğer, mühendislerinin de çalıştırılması gerekmektedir. Oysa bu projelerin herhangi bir aşamasında mühendis adını görebilmek mümkün değildir.

4. HİDROLİK ENERJİ SANTRAL PROJELERİ



Şekil 1. Enerjide Kurulu gücün değişimi

Türkiye’de enerjide kurulu güçte artış özellikle 3096 sayılı kanundan sonra termik santrallarda olmuştur. Hidrolikteki kurulu gücün artış hızında fazla bir değişim olmamıştır (Şekil 1).

Tablo 1

Hidrolik Enerjide Durum*		
Durumu	Adet	Kurulu Güç (MW)
İşletmede Olan	158	13.282,7
İnşa Halinde Olan	24	9.477,5
Katı Projesi Hazır Olan	15	10.828,0
Planlama Raporu Hazır Olan	175	26.667,0
Master Planı Hazır Olan	95	5.098,27
İlk Etüt Hazır Olan	259	4.857,6
Toplam	726	70.211,1
Tüzel Kişiler Tarafından Geliştirilen	1.209	8.200
Genel Toplam	1.935	78.411,1
* 11 Kasım 2009 tarihi itibarıyla		

4628 ve su kullanım anlaşması sonrasında çok hızlı bir şekilde çok sayıda HES projeleri ortaya çıkmıştır.

Kısa bir sürede tüzel kişilerce 1200 den fazla proje üretilmesi/ türetilmesi(!) piyasanın serbestleşmesinin katkısı olarak algılanabilir. Oysa bu anlamda bir projenin gerçekten proje olabilmesi için hidrometrik ölçümlerin süresinin yeterli ve temsili olması gerekir. Bu anlamda 1200 den fazla projeden kaç tanesi bilimsel ve teknik olarak yeterli olduğu tartışma konusudur.

Proje üretilmesinde su ölçümler yok sayılırken çevreye ilişkin bir çok değerde yok sayılmaktadır. Şöyle ki, havzanın topoğrafik yapısının fazla eğimli olması durumunda projeler bir biri ardına dizilmektedir. Dere yatağı suyu göremeden borularla denize ulaştırılmaktadır. Bu konuda en fazla mağdur olan bölge Doğu Karadeniz bölgesidir

Her ne kadar son yönetmelik değişikliğinde can suyu bırakılması konusunda bir rakam ileri sürülse de, bu değerler çok genel bir yaklaşım olduğu, oysa bu değerler akarsu bazında ele alınması gerektiğinin bilinmesinin yanı sıra, bu can suyunun da doğal yatağa bırakılıp bırakılmayacağının denetlenmesi de ayrı bir sorundur. Bu konu hiçbir zaman girişimcinin insafına bırakılamaz.

4628 sayılı kanunun devamında EİE ve DSİ tarafından üretilen proje sayısı 259 adet olup toplam kurulu gücü 4857 MW VE tüzel kişilerce ortaya konan 1209 projenin kurulu gücü 8200 MW dır.

Projeler bir bütün olarak değerlendirildiğinde 1935 tesisin kurulu gücü 78.411 MW ve 1209 tesisin kurulu gücü 8.200 MW dır. Tesis sayısı ile kurulu güçler birlikte değerlendirildiğinde özellikle bu 1209 projenin çevresel ve toplumsal etkisiyle değerlendirilmesi zorunludur. Bu kanunun zorlamasıyla kamu tarafından geliştirilen 259 projesinde benzer şekilde değerlendirilmesi gereklidir.

Bir başka açıdan bakıldığında ilk etüt raporu hazır olan projelerin birçoğu içinde teknik anlamda aynı düşünceleri dile getirmek yanlış değildir.

Ortaya çıkan baskılama sonucu piyasanın kurallarına göre türetilen(!) projelerin çoğunda hiçbir hidrolojik kurala uymayan HES başvuruları bulunmaktadır.

Bunca HES'in yeterli olmayan su ölçüm değerlerine göre türetilmesi mümkün olmadığından, su değeri elde etmenin mümkün olmadığı yerler için yeni teoriler(!) geliştirilmiştir ki, bunların “**hidroloji**” kuralları ile ilişkisi bulunmamaktadır.

Tesis bütün olarak kanalları, tünelleri ile bütünlük olarak ele alındığında üretimi yapılamayacak bir enerjiden söz ettiğimiz belirtilmelidir ve hatta bu durum çoğu çevrelerce bilinmektedir.

Tüzel kişiler tarafından geliştirilmiş (!) olan projeler Kamu tarafından geliştirilen projeler ile birlikte değerlendirildiğinde konunun özünün anlaşılmasında önemli yer tuttuğu anlaşılabacaktır. Yani izafi kurulu güçlerden söz edilmektedir.

Projelerin sayısı olarak artması sonucu çoğu alanda çevre sorunlarını da gündeme çıkarmıştır. Bu konuda kamuoyunun duyarlılığının ve dikkatinin artması nedeniyle ÇED uygulamalarıyla bu projeler için çıkış yolu aranmaktadır.

Su kullanım anlaşmasıyla birlikte enerji alanında birçok şirket kurulmuş olduğu ve bu şirketlerin sürekli el değiştirmekte olduğu kamuoyunun bilgisindedir. Bu gelişmede değerlendirmeye alınmalıdır.

5. ÇEVRESEL ETKİ DEĞERLENDİRMESİ

ÇED Yönetmeliği “Çevresel etki değerlendirmesi (ÇED): Gerçekleştirilmesi planlanan projelerin çevreye olabilecek olumlu ve olumsuz etkilerinin belirlenmesinde, olumsuz yöndeki etkilerin önlenmesi ya da çevreye zarar vermeyecek ölçüde en aza indirilmesi için alınacak önlemlerin, seçilen yer ile teknoloji alternatiflerinin belirlenerek değerlendirilmesinde ve projelerin uygulanmasının izlenmesi ve kontrolünde sürdürülecek çalışmaları” olarak tanımlanmaktadır.

Yönetmeliğin 5. maddesi ile Yetki “MADDE 5 – (1) Bu Yönetmeliğe tabi projeler hakkında "Çevresel Etki Değerlendirmesi Olumlu", "Çevresel Etki Değerlendirmesi Olumsuz", "Çevresel Etki Değerlendirmesi Gereklidir" veya "Çevresel Etki Değerlendirmesi Gerekli Değildir" kararlarını verme yetkisi Bakanlığa aittir. Ancak Bakanlık gerekli gördüğü durumlarda "Çevresel Etki Değerlendirmesi Gereklidir" veya "Çevresel Etki Değerlendirmesi Gerekli Değildir" kararının verilmesi konusundaki yetkisini, sınırlarını belirleyerek Valiliklere devredebilir” olarak belirlemiştir.

Su yapılarına ilişkin işlemler ÇED Yönetmeliğinde;

Çevresel etki değerlendirmesine tabi projeler ve seçme eleme kriterleri Uygulama Yöntemi diye iki başlık altında sayılmıştır. Yönetmeliğin Çevresel etki değerlendirmesine tabi projeler başlığında; “Madde 7 – (1) Bu Yönetmeliğin; a) EK-I listesinde yer alan projelere, b) Seçme Eleme Kriterlerine tabi olup "Çevresel Etki Değerlendirmesi Gereklidir" kararı verilen projelere, c) Bu Yönetmelik kapsamında ya da kapsamı dışında bulunan projelere ilişkin kapasite artırımı ve/veya genişletilmesi halinde, kapasite artışı toplamı bu Yönetmeliğin EK-I'inde belirtilen eşik değer veya üzerindeki projelere, Çevresel Etki Değerlendirmesi Raporu hazırlanması zorunludur”

denmektedir.

EK– I Listesi (Çevresel Etki Değerlendirmesi Uygulanacak Projeler Listesi) “15- Su depolama tesisleri (Göl hacmi 10 milyon m³ ve üzeri olan baraj ve göletler.) 16- Kurulu gücü 25 MW ve üzeri olan nehir tipi santraller.” olarak belirlenmiştir.

Yönetmeliğin Seçme, Eleme Kriterleri Uygulama Yöntemi “Madde 15– (1) Bu Yönetmeliğin; a) EK-II listesinde yer alan projeler, b) Bu Yönetmelik kapsamında ya da kapsamı dışında bulunan projelere ilişkin kapasite artırımı ve/veya genişletilmesi halinde, kapasite artış toplamı bu Yönetmeliğin EK-II’sindeki eşik değer veya üzerindeki projeler, seçme eleme kriterlerine tabidir”

diye belirlemektedir.

EK– II Listesi (Seçme-Eleme Kriterleri Uygulanacak Projeler Listesi) (Ek– 1 Listesinde Yer Alan Alt Sınırlar Bu Listede Üst Sınır Olarak Alınır)

Ulaşım, altyapı ve kıyı yapıları; 27- Alt yapı tesisleri: m) Su depolama tesisleri (göl hacmi 5 milyon m³ ve üzeri baraj ve göletler), 28- Kurulu gücü 0,5 MW ve üzeri olan nehir tipi santraller”

olarak belirlenmiştir.

5.1. Çevresel Etki Değerlendirme Uygulamaları

Tablo 2. ÇED Durum Tablosu *

ÇED’leri Sonuçlanan Projeler		ÇED’leri Devam Eden Projeler	
Sektör	Adet	Sektör	Adet
Sanayi	250	Sanayi	27
Atık ve Kimya	318	Atık ve Kimya	43
Turizm-Konut	187	Turizm-Konut	2
Petrol-Maden	450	Petrol-Maden	116
Enerji	302	Enerji	79
Tarım-Gıda	121	Tarım-Gıda	25
Ulaşım	177	Ulaşım	38
İçme Suyu	1	İçme Suyu	0
Toplam	1806	Toplam	330
* 11 Kasım 2009 tarihi itibarıyla			

ÇED uygulamalarının başladığı günden itibaren 11 Kasım 2009 tarihine kadar 1840 tesis yeri için ÇED raporu hazırlanmış ve sonuçlanmıştır. 330 tesis yeri içinde ÇED süreci devam etmektedir (Tablo 2).

Tablo 3. ÇED Değerlendirme ve Karar sonuçları

Olumlu	1776
Olumsuz	29
Mahkeme İptal	1
Toplam	1806

ÇED değerlendirme sonuçlarına göre 1806 tesisten 29 tanesine olumsuz olurken 1776 tanesine olumlu kararı verilmiştir. Bakanlık resmi olarak ÇED’de mahkeme tarafından bir

tanisinin iptal edildiğini belirtilmesine rağmen (tablo 3), bir çok ÇED mahkeme kararıyla iptal edilmiş ve çoğu olumlu ÇED de mahkemelerdedir.

Tablo 4. Enerji Sektöründeki ÇED Karar Sonuçları*

Sektör Dağılımı	Olumlu	Olumsuz	Toplam
Termik	42	-	42
HES	113	1	114
İletim	137	-	137
Jeotermal	1	-	1
Sulama	4	-	4
Rüzgar	3	-	3
Toplam	300	1	301
* 11 Kasım 2009 tarihi itibarıyla			

Enerji sektöründeki ÇED raporlarından sadece bir tanesi olumsuz olarak sonuçlanmıştır (Tablo 4). Bu ÇED ‘de Köprüçay Projesi (Beş Konak 1 Barajı ve HES) için verilen olumsuz karardır. Yine aynı tarihli kararla Köprü Çay Projesi Beş Konak 2 Baraj ve HES) için olumlu raporu verilmiştir. Olumsuz karar verilen ÇED in durumu bu kapsamda değerlendirilmelidir. Kısaca enerji sektöründe hiçbir olumsuz verilmiş ÇED yoktur diyebiliriz.

Tablo 5. Enerji Sektöründe ÇED’leri devam eden Projeler

Sektör Dağılımı	Toplam
Termik	16
HES	42
İletim	14
Jeotermal	0
Sulama	2
Rüzgar	3
Diğer	2
Toplam	79
* 11 Kasım 2009 tarihi itibarıyla	

Enerji sektöründe devam eden toplam 79 ÇED’in 42’i HES içindir (Tablo 5). Geçmiş örnekler ele alındığında bu 42 ÇED’inde olumlu olacağı kanısına varmak yanlış olmaz.

5.2. HES’ler Açısından ÇED

5.2.1. ÇED’in Gerçek Yüzü -1

ÇED hazırlamak istemeyen şirket 25 MW olan santral gücünü 24.5 MW olarak gösterebilir. Bu durum tamamen matematiksel olarak ifade edilebilir. Gücü bu kadar azaltmak enerji üretimini azaltmayacağı gibi ÇED raporu gibi bir işlemten kurtulmak mümkün olmaktadır.

ÇED raporu gereklidir kararı çoğunlukla bölgedeki kamuoyunun duyarlılığı karşısında verildiği gerçeği göz ardı edilmemelidir. Aynı yada benzer yerde yapılacak tesisin kurulu gücünün 25 MW’ın altında yada üstünde olması ÇED gerekliliği için nasıl bir belirleyici olur anlamak zordur.

Kurulu gücü 0.5 MW altında olması demek inşa edileceği bölgede daha büyük güçteki bir santralden daha fazla etki yaratmayacağını göstermez. Aynı şekilde 0.6 MW kurulu gücü de

bu değerin altına çekmek işletmeci açısından bir zarar oluşturmaz. Ancak ÇED gibi bir işlem den kurtulur.

5.2.2. ÇED’in Gerçek Yüzü -2

ÇED hazırlayabilmek için, Çevre ve Orman Bakanlığından yeterlilik belgenizi almanız gerekmektedir. Bunun için Çevre ve Orman Bakanlığı bazı kriterler getirmiştir. Bu kriterlerde belli meslek disiplinlerinin çalıştırılması zorunlu tutulmaktadır. Kısaca ÇED işleminin çok önemli olduğunu kabul eden Bakanlık bu konuda bir kural ve denetim zinciri oluşturmuştur.

ÇED hazırlanmasında kullanılan veriler öncelikle projelerden alınmaktadır. Ancak; herhangi bir HES’in herhangi bir aşamasında fizibilite, uygulama projesi gibi hiçbir kriter yoktur. Bu mühendislik yapılarını projelendirmek için hiçbir mühendis çalıştırılması zorunlu değildir.

Bu durum HES ve ÇED gerçeğini yansıtmaktadır.

6. SU YAPILARI DENETİM YÖNETMELİĞİ

HES projelerindeki artışlar sonucunda, ilk denetimlerinin zaman alması ve imalatlarındaki denetimleri hızlandırmak amacıyla 15 Ağustos 2009 tarihinde Su Yapıları Denetim yönetmeliği yayınlanmıştır.

Bu yönetmeliğin amacı, “MADDE 1 – (1) Bu Yönetmeliğin amacı, gerçek veya tüzel kişiler tarafından, yeraltı ve yerüstü sularından faydalanmak ve bunların zararlarını önlemek amacıyla yapılacak her türlü su yapılarının inşası esnasında yatırımların hızlandırılması, taşkın, deprem gibi doğal felaketlerden sonra meydana gelebilecek ülke kaynaklarının israfının önlenmesi, çevre ile uyumlu uygulama projelerinin ve yapım aşamasındaki teknik denetimlerinin yapılması ve bu denetimi yapacak firmalara verilecek izin belgeleri ile çalıştıracakları yetkili elemanların niteliklerine ilişkin usul ve esasları belirlemek” olarak, kapsamı “MADDE 2 – (1) Bu Yönetmelik, gerçek veya tüzel kişiler tarafından tesis edilecek su yapılarının proje onayını, yapım aşamasındaki denetim iş ve işlemlerini ve bu işlemlerin yerine getirilmesi aşamasında denetim firmalarının görev ve sorumlulukları ile bu firmaların yetkilendirilmesini ve bu işlerde çalışacak denetim elemanlarının niteliklerinin belirlenmesini, yetki belgesi ile ilgili işlemlerin yapılmasını, yetkilendirilmiş firma ve bu firmalarda çalışan denetim elemanlarının görev ve sorumlulukları ile su yapıları denetim hizmet sözleşmesinin düzenlenmesi ve hizmet bedellerinin ödenmesine ilişkin hususları kapsar” olarak belirlenmiştir.

Yönetmeliğin başlığı ile amaç maddesi birbiriyle uyuşmadığı da açıktır. Ancak bu yönetmelikte esas ele alınması gereken konu, projenin yada denetimi yapılacak olan imalatın denetiminin nasıl yapılacağını ortaya koyarak bu firmalarda belli kriterleri ararken bu projeleri kimlerin yapacağına ilişkin hiçbir tanımlaması yoktur.

Bu yönetmelik her ne kadar bu alandaki denetimi sağlamayı hedeflese de uygulamada bu konunun denetimden uzak olduğu açıktır. Kısaca bu yönetmelik ÇED benzeri bir uygulamayı ortaya koymaktadır.

7. SONUÇ

Su kirliliğinin her geçen gün artmasının yanı sıra iklim değişiminin su kaynakları üzerindeki etkisi dikkate alınarak, havzadaki su gereksinimleri bir bütün olarak

değerlendirilmek suretiyle yapılacak olan bir havza planlaması sonucu bu projeler üretilmelidir. HES'lerin projelendirilmesi bu konulardan uzaktır.

Ortaya HES projesi diye konan bir çok projenin gerçeklerden uzak izafi olduğu açıktır.

HES'lere ilişkin izlenen sürecin fizibiliteden itibaren yanlış olduğu bilinmektedir. Ancak hiçbir önlem alınmamaktadır.

ÇED ve SU Yapıları Denetim Yönetmelikleri için özünden uzak sadece toplumsal baskılamayı ertelemek yada susturmak için işleyen süreçlerdir.

Yıllardır, Ülkemizdeki hidrolik enerji potansiyelin değerlendirilmesini savunan bir çok kişi ortaya konan bu durum karşısında şakındır.

Bu konudaki gerçekçi projelerin önü açılmak suretiyle, izafi olarak üretilen bütün projeler(!) durdurularak havza planlaması yapılarak gerçekçi projeler üretilmelidir.

HES'ler konusunda yapılan tartışmalar, işin özünden uzaklaşılarak taraf yada karşıtlık noktasına getirilmektedir.

Kaynaklar

Kaymakçıoğlu F., Kamu Yönetiminde Uluslar arası Tahkim ve Enerji Politikaları

www.cedgm.gov.tr

www.cevreorman.gov.tr

www.dsi.gov.tr

www.eie.gov.tr

www.eüas.gov.tr

www.epdk.gov.tr

www.teias.gov.tr

JEOTERMAL ENERJİ VE DEMOKRASİ

Prof. Dr. Mehmet ŞENER

TMMOB Jeoloji Mühendisleri Odası

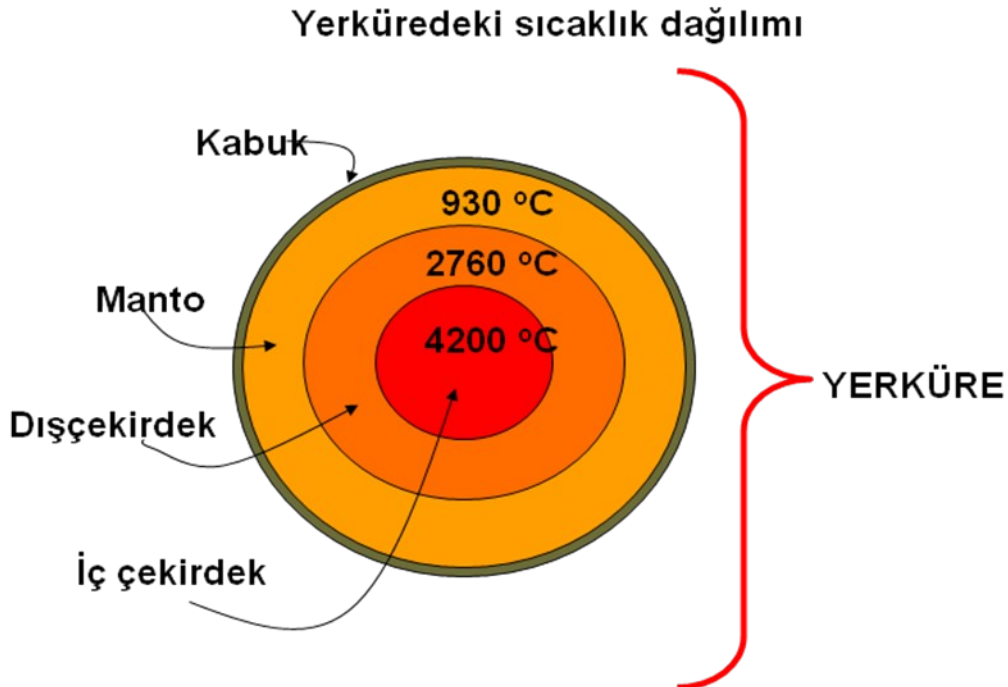
Bilimsel ve Teknik Kurul Sekreteri

GİRİŞ

Taşı, toprağı, suyu ve havası ile canlı bir varlık olarak yaşayan Dünyamızın veya yerkürenin jeolojik yapısı tüm bileşenleri ile denge üzerine kuruludur. Hiçbir olay jeoloji kurallarının aksine işleyemez ve bugün gelişen jeolojik olay ve süreçler geçmişin bir aynasıdır. Bu süreçler içerisinde gelişen hiçbir olay tesadüflere bağlı değildir. Her olayın kuralları bellidir ve bu kurallar manzumesi aynı Demokrasi gibi kurumsal dengeler ve kurallar manzumesi üzerine kuruludur. Denge herhangi bir şekilde bozulmaya yüz tutarsa olacakları öngörmek insan beyninin algılamayacağı veya hayal bile edemeyeceği süreçlerin başlaması demektir.

JEOTERMAL ENERJİ

Yapılan deneysel çalışmalar ve hesaplamalar dünyanın başlangıçta eriyik halde bulunduğunu ve binlerce yıl önce katı hale geldiğini göstermektedir. Yer kabuğunun derinliklerinde bulunan uranyum (U238, U235) toryum (Th232) ve potasyum (K40) gibi radyoaktif maddelerin bozuşması sonucu sürekli olarak ısı üretmesi prosesinin, jeotermal enerjinin kaynağı olduğu varsayılmaktadır (Şekil 1).



Şekil 1. Yerküremizin iç yapısı ve sıcaklık dağılımları

Astenosferin değişik tabakalarındaki sıcaklık farkı nedeniyle on milyonlarca yıl önce ısı yayılım (konvektif) hareketi ve ısıyayılım hücreleri oluşmuştur (Şekil 2). Çekirdekten gelen

ve radyoaktif elementlerin bozuşması sonucu devamlı olarak üretilen ısı, astenosferin oldukça çok yavaş hareket (yılda birkaç cm) etmesini sağlar. Derinlerdeki çok büyük hacimdeki sıcak kayaçlar, çevresindeki daha az yoğunluklu ve hafif kayaçları yüzeye doğru iterler. Bu sırada yüzeydeki yoğun ve ağır kayaçlar derine doğru batarlar ve tekrar ısınarak yüzeye doğru yükselirler.

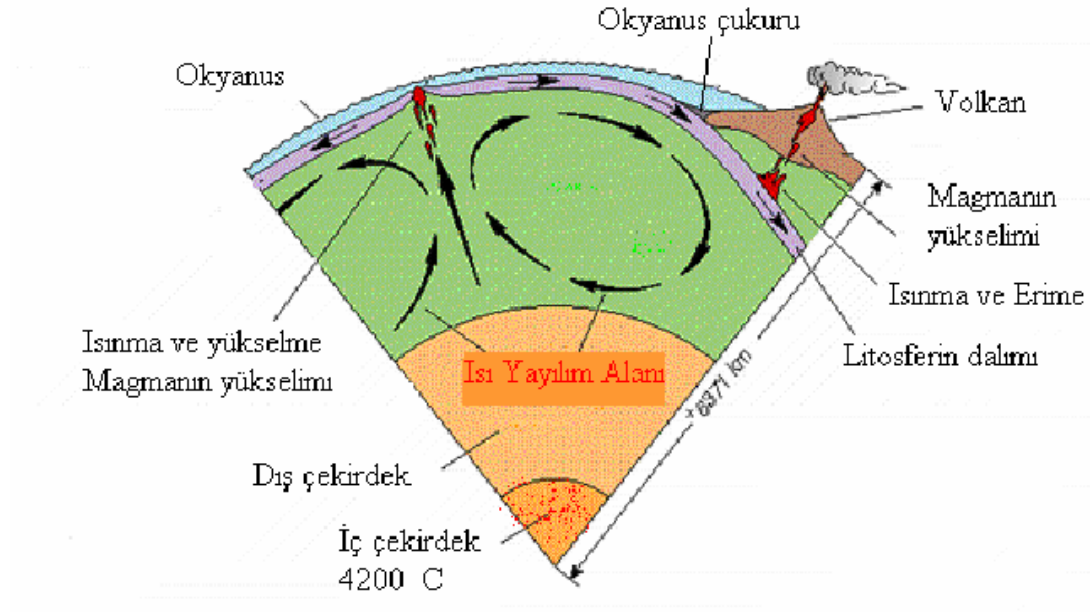


Konveksiyon Hücreleri /Isı Yayılim Hücreleri

Sıcak, düşük yoğunluklu akışkan yükselir
Soğuk, yüksek yoğunluklu akışkan batar

Şekil 2. Isı yayılım hücreleri

Litosferin çok ince olduğu (özellikle okyanuslarda) zonlarda: astenosferden yükselen çok sıcak ve bir kısmı eriyik halde bulunan maddeler litosferi yukarı doğru hareket ettirir ve kırar. Bu sistemin oluşturduğu ve oluşturmaya devam ettiği yüksekliler okyanusta ada (İzlanda) oluşumlarına da neden olmaktadır. Astenosferden yükselen bu eriyik maddelerin çoğu, litosferi ikiye bölünerek farklı yönlerde hareket etmesine neden olur. Devamlı olarak üretilen bu yükseltiler ve farklı yönlerde hareket eden bu iki tabakanın çekimi okyanus tabanının her yıl birkaç cm her iki yöne de hareket etmesine neden olur. Sonuç olarak okyanus tabanı büyüme eğilimindedir. Fakat dünyanın yüzeyinde herhangi bir büyüme yoktur. Oluşan bu yeni litosfer formasyonu dünyanın diğer ucundaki litosferin küçülmesine neden olur. Bu durum dalma zonlarında çok büyük okyanus hendeklerinin oluşmasına neden olur. Bu dalma zonlarında aşağı doğru kıvrılan litosfer bitişik litosferin altına doğru dalar ve dolayısıyla derinlerdeki sıcak zona inerek litosferin bir kısmı tekrar eriyik hale gelir ve çatlak ve kırık zonlarından tekrar yüzeye yükselerek volkanları oluşturur. Sonuç olarak yüzeyde oluşan birçok volkana karşı diğer tarafta okyanus çukurları oluşur (Şekil 3).



Şekil 3. Plaka tektoniği süreçlerine bağlı volkan oluşum modeli

Jeotermal enerji; Yerkabuğunun çeşitli derinliklerinde anomali yaratacak şekilde birikmiş Isının oluşturduğu, sıcaklıkları sürekli olarak bölgesel atmosferik ortalama sıcaklığın üzerinde olan ve çevresindeki normal yer altı ve Yerüstü sularına göre daha fazla erimiş mineral, çeşitli tuzlar ve gazlar içerebilen sıcak su ve buhar olarak tanımlanabilir. Bu tanımlamaya ek olarak, bazı alanlarda bulunan “sıcak kuru kayalar” Akışkan içermemesine karşın jeotermal enerji kaynağı olarak nitelendirilmektedir. Jeotermal akışkanı oluşturan sular meteorik kökenli olduklarından, Yeraltındaki hazneler sürekli beslenmekte ve kaynak yenilenebilmektedir. **Bu nedenle pratikte, beslenmenin üzerinde kullanım olmadıkça jeotermal Kaynakların tükenmesi söz konusu değildir. Dolayısı ile Jeotermal enerji yeni, yenilenebilir, sürdürülebilir, tükenmez, ucuz, güvenilir, çevre dostu, yerli ve yeşil bir enerji türüdür.**

JEOTERMAL ENERJİ VE TÜRKİYE

Jeotermal enerjinin çok yönlü kullanım alanları göz önüne alınarak Dünya geneline bakıldığında; Filipinler’de toplam elektrik üretiminin %27’si, Kaliforniya Eyaleti’nde %7’si, Papua Yeni Gine’de 56 MWe kapasiteli jeotermal elektrik üretimi yapılmakta olup, Altın Madenciliği İşletmesinin enerji ihtiyacının %75’i jeotermalden karşılanmaktadır. İzlanda’da toplam ısı enerjisi (şehir ısıtma) ihtiyacının %86’sı jeotermal enerjiden karşılanmaktadır. Elektrik üretimi açısından bakıldığında Dünyada jeotermal elektrik üretiminde ilk 5 ülke sıralaması: A.B.D. Filipinler, Meksika, Endonezya ve İtalya olarak ortaya çıkmaktadır. Isıtmacılık açısından bakıldığında ise, **Dünyada jeotermal ısı ve kaplıca uygulamalarındaki ilk 5 ülke sıralaması:** A.B.D, İsveç, Çin, İzlanda ve **TÜRKİYE** şeklinde gözlenmektedir. Bu veriler ışığında dünya genelinde 1995-2005 yılları arasında jeotermal enerjiden yararlanma oranları aşağıda sunulan Tablo 1.de de görüleceği üzere giderek artmaktadır .

Tablo 1. Jeotermal Enerji Kullanımının Yıllar Göre Değişimi

	1995	2005	% Artış
Hacim Isıtma (Konut, Termal Tesis Vb.)	2579 MWt	4158 MWt	61
Sera Isıtması	1085 MWt	1348 MWt	24
Elektrik Üretimi	6798 MWt	9732 MWt (2007 yılı)	43
Balneolojik Uygulamalar	1085 MWt	4911 MWt	Yak. 350

Türkiye’de elektrik üretimine uygun jeotermal sahalar

1. Aydın-Germencik (232 °C),
2. Denizli-Kızıldere (242 °C),
3. Manisa-Alaşehir-Kurudere (184 °C)
4. Manisa-Salihli-Göbekli (182 °C)
5. Çanakkale-Tuzla (174 °C)
6. Aydın-Salavatlı (171 °C)
7. Kütahya-Simav (162 °C)
8. İzmir-Seferihisar (153 °C)
9. Manisa-Salihli-Caferbey (150 °C)
10. Aydın-Yılmazköy (142 °C)
11. İzmir-Balçova (136 °C)
12. İzmir-Dikili (130 °C)

Türkiye’de kent ısıtmacılığına uygun kentler

Türkiye’de jeotermal olarak merkezi ısıtma imkanı bulunan bazı yerleşim birimleri ise aşağıda sunulmuştur.

Afyon	Akyazı	Aydın	Bademli
Balçova	Balıkesir	Balya	Bigadiç
Bolvadin	Buldan	Bursa	Denizli
Dikili	Edremit	Emet	Erciş
Erzurum	Gediz	Germencik	Güre
Havran	Havza	Hisaralan	Ilgın
Ilıca	İzmir	Karacasu	Kızılcahamam
Kozaklı	Kuzuluk	Nazilli	Sarayköy
Pamukçu	Pasinler	Reşadiye	Sakarya
Salavatlı	Salihli	Sandıklı	Seben
Seferihisar	Sındırgı	Sivas	Sorgun
Susurluk	Turgutlu	Yenice	Yozgat

JEOTERMAL ENERJİ VE DEMOKRASİ

Demokrasi, tüm üye veya vatandaşların, organizasyon veya [devlet](#) politikasını şekillendirmede eşit hakka sahip olduğu bir yönetim biçimidir. [Yunanca *dimokratia*](#) ([Yardım-bilgi](#)) (δημος, yani *dimos*, halk zümresi, ahali + κράτος, yani *kratia* iktidar) sözcüğünden türemiştir. [Türkçeye](#), [Fransızca *démocratie*](#) sözcüğünden geçmiştir. Genellikle devlet yönetim biçimi olarak değerlendirilmesine rağmen, [üniversiteler](#), işçi ve işveren organizasyonları ve bazı diğer sivil kurum ve kuruluşlarda demokrasi ile yönetilebilirler.

Demokrasinin ana yurdu olan [Eski Yunan](#)'daki filozoflar [Aristo](#) ve [Eflatun](#) demokrasiyi eleştirmiş, o zamanlarda halk içinde "ayak takımının yönetimi" gibi aşağılayıcı kavramlar kullanılmıştır. Fakat demokrasi diğer yönetim şekillerinin arasından sıyrılarak günümüzde en yaygın olarak kullanılan devlet sistemi haline gelmiştir. Artık siyaset bilimciler hangi sistemin daha iyi işlediğinden çok hangi demokrasinin daha iyi işlediği tartışmalarına girmişler ve [liberal](#), [komünist^{\[1\]}](#), [sosyalist^{\[2\]}](#), [muhafazakar^{\[3\]}](#), [anarşist^{\[4\]}](#) ve [faşist^{\[5\]}](#) düşünürler kendi demokratik sistemlerinin erdemlerini ön plana çıkarmaya çalışmışlardır. Bu sebeple demokrasinin çok fazla sayıda değişik tanımı oluşmuştur

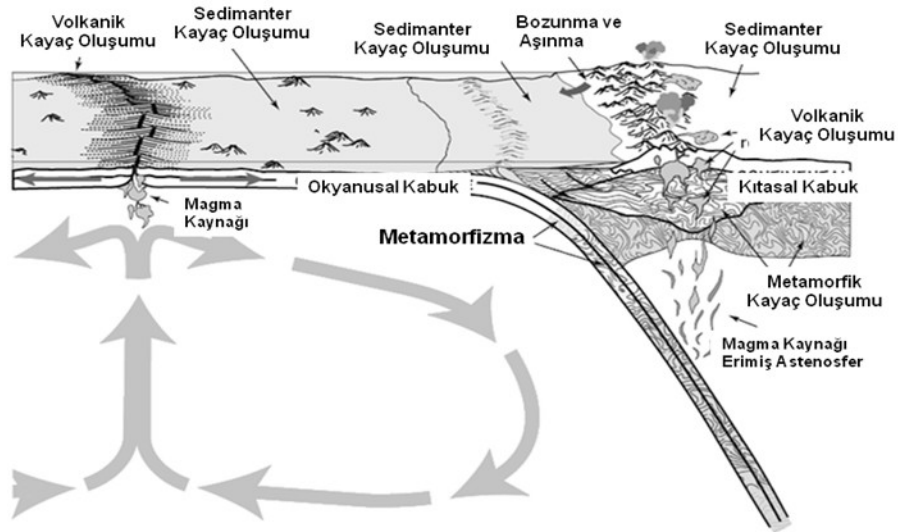
Demokrasi çeşitlerinin listesi

- [Atina demokrasisi](#)
- [Çoğulcu demokrasi](#)
- [Çoğunlukçu demokrasi](#)

- [Doğrudan demokrasi](#)
- [Liberal demokrasi](#)
- [Marksist demokrasi](#)
- [Oydaşmacı demokrasi](#)
- *Parlamentar demokrasi*
- [Plebisitçi demokrasi](#)
- [Sosyal demokrasi](#)
- [Temsili demokrasi](#)
- [Demarşi](#)

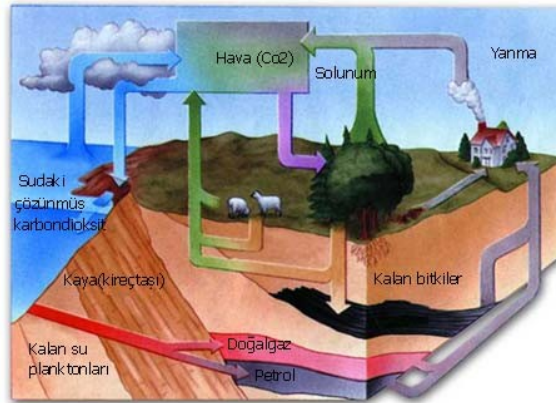
Yukarıda öz olarak sunulan jeotermal enerji jeolojik süreçlere bağlı olarak belirli bir düzende çok çeşitli kurallar manzumesinde gelişir. Bu kurallar manzumesinde çeşitli çevrimler egemendir. Bunlar:

KAYAÇ ÇEVİRİMİ

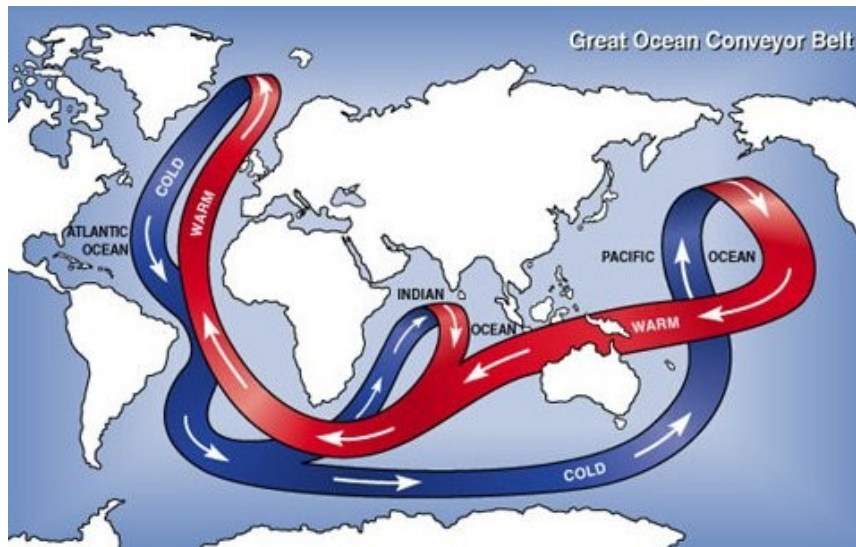




CO2 ÇEVİRİMİ



Sıcak ve soğuk su çevrimi

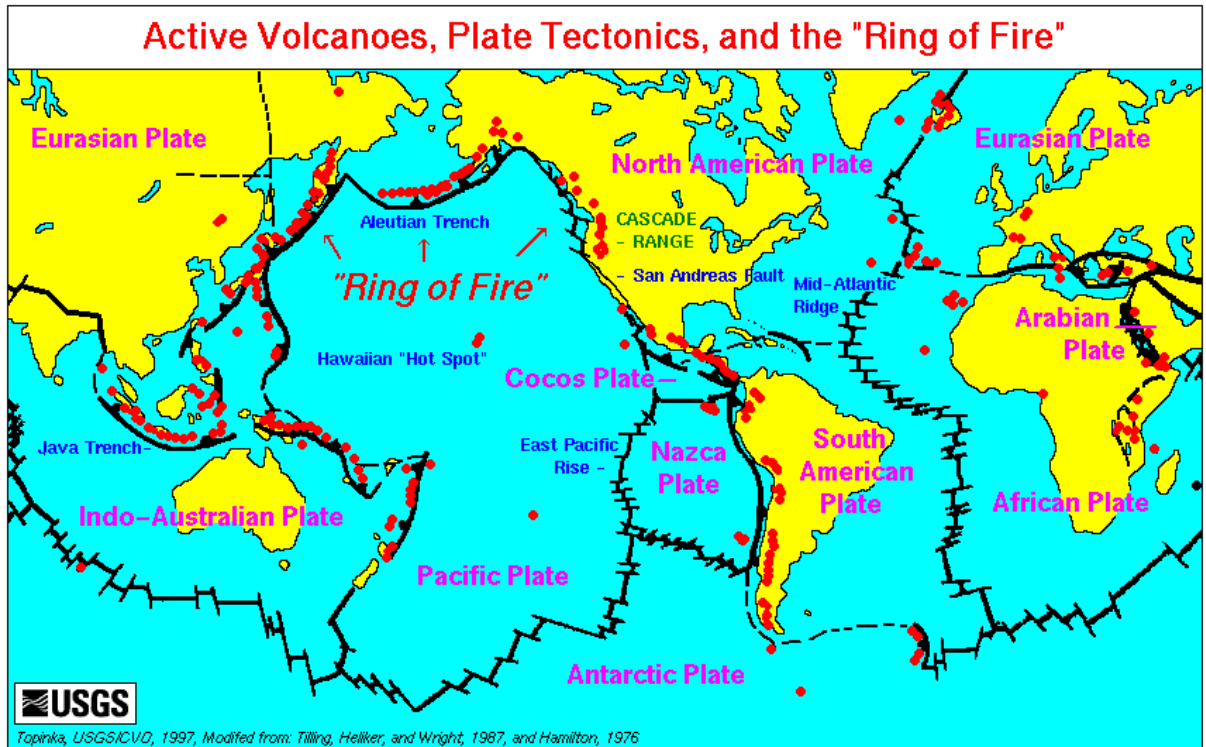


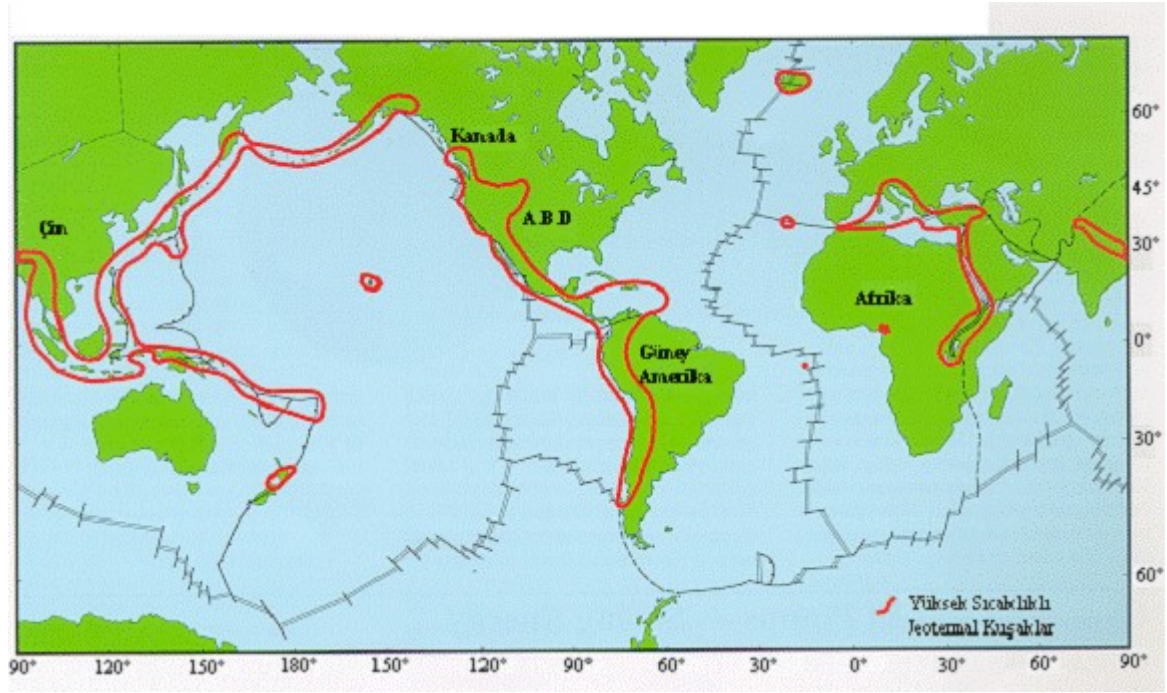
KÜRESELLEŞME ÇEVİRİMİ



<http://www.antiempiryalizm.org>

Tüm bu çevrimler ışığında gelişen ve aşağıda haritası sunulan Aktif volkanlar, plaka tektoniği ve Ateş çemberinin insanlara sunduğu jeotermal kuşaklar Şekil 4 te sunulmuştur.





Şekil 4. Dünya genelinde yer alan jeotermal kuşaklar.

Bu kuşaklara kısaca bakılırsa;

- **And Volkanik Kuşağı:** Güney Amerika'nın batı sahillerinde bulunan bu kuşak **Venezuela, Kolombiya, Ekvator, Peru, Bolivya, Şili ve Arjantin'i** kapsamaktadır.
- **DOĞU AFRIKA RİFT SİSTEMİ:** Aktif olan bu sistem; **Zambiya, Malavi, Tanzania, Uganda, Kenya, Etopya** gibi ülkeleri içine alır.
- **ORTA AMERİKA VOLKANİK KUŞAĞI:** **Guatemala, El Salvador, Kosta Rika, Panama'yı** içine alan bu kuşakta çok sayıda jeotermal sistem bulunmaktadır.
- **AKDENİZ KUŞAĞI:** **Türkiye, Yunanistan, Bosna Hersek, İtalya, Fas, Tunus, Cezayir**

Bu jeotermal kuşaklar doğrultusunda dünya genelindeki Şekil 5 te sunulan Politik Duraysızlık haritasına bakarsak birebir çakışmasa da risk seviyesi orta ve yüksek olan ülkeler jeotermal kuşaklarla örtüşüyor. Yani altı sıcak olan ülkelerin üstüde kaynıyor.

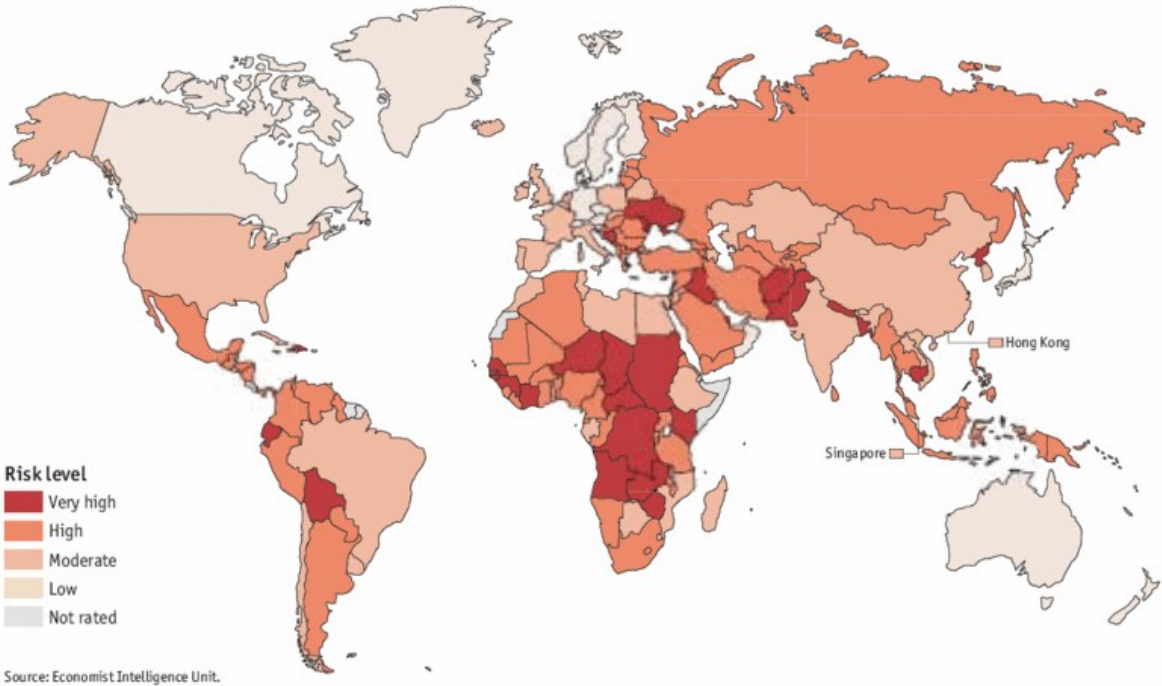
Demokrasi çok geniş bir tanımla, halkın egemenliği demektir. Abraham Lincoln'ün tanımıyla, "halkın, halk tarafından halk için yönetilmesidir. Demokrasinin en genel ve eski biçimi olan klasik demokrasi, modern devletin dayandığı gelişmiş bir hukuk ve politika rejimidir.

Demokraside, egemenliği elinde tutan ve kullanan, devletin birinci ve aslî organı durumundaki ulustur. Jeotermal de yerküre. Eğer aşağıdaki sorularımıza olumlu yanıt

alabilirsek, o devleti demokratik olarak niteleyebiliriz. Bu sorular şunlardır: Acaba ulus, egemenliğini yetkili organları aracılığıyla kullanabiliyor mu? Yargı yetkisi bağımsız mahkemeler tarafından kullanılıyor mu? Seçimler serbest, genel, eşit, gizli oy ve açık sayım ilkelerine dayalı biçimde yargının denetim ve gözetimi altında yapılıyor mu? Hukuk kurallarına uyulup uyulmadığı bağımsız yargı yerlerince denetleniyor mu?

1989 Berlin duvarının yıkımı ile simgelenen SSCB dağılması ile İki kutuplu dünyadan tek kutuplu dünyaya geçildi. Bu geçişle birlikte yeniden şekillenmeye başlayan dünya’da şekillenmenin esasını enerji kaynakları oluşturuyor. Enerjiye en çok ihtiyaç duyan ülkeler her yerde olduğu gibi G8, 9 ve/veya 10 ülkeleri yani ABD ve AB üyesi ülkeler.

Political Instability Index





ABD'nin S.S.C.B.'nin dağılmasıyla bulunduğumuz coğrafyada ortaya çıkan devletlerle yakından ilgilenmesinde o ülkelerin sahip olduğu enerji kaynakları etkili rol oynamaktadır.

S.S.C.B'nin dağılmasından sonra geçen 20 yıllık sürece bakıldığında bölgede kendine özgü koşullar ortaya çıkmış ve çıkmaktadır. Bu bölgede Türkçenin ve İslâmiyet'in yaygın olması, Türk devletleri ve toplumlarının sayılarının fazla olması nedeni ile Türkiye'nin ister istemez buralarla ilgilenmesini gerekli kılmaktadır.

Bunlara ek olarak bölgedeki otorite boşluğundan yararlanmak isteyen emperyalist güçler kendilerine göre projeler geliştirmektedirler. Bu projelerde kendi senaryolarına uygun olacak şekilde Türkiye'ye çeşitli roller biçilmektedir. İşte tam bu aşama da Türkiye'nin bu değerleri ve kendi değerini dikkate alarak bu coğrafyada etkin bir proje geliştirmesi gerekmektedir.

Jeopolitiğimizi doğrudan ilgilendiren ve enerji elde etmeye dayalı bu mücadelede de Türkiye stratejik planlama yapmak zorundadır. Bu planlama aşamasında kullanılacak strateji alternatiflerini hepimizin bildiği iki benzer ve çarpıcı önerme üzerinde düşünerek irdelemesi yararlı ve uygun olacaktır.

Önerme 1: "Türkiye, yönetimi Türklere bırakılmayacak kadar önemli bir ülkedir!"

Önerme 2: "Türkiye, yönetimi Türklerden başkasına bırakılmayacak kadar önemli bir ülkedir!"

Genellikle yabancı stratejistler tarafından yapılan bu iki benzer önermede ortak nokta Türklerin strateji üretme ve yönetme konusundaki kaabiliyetsizliklerine vurgu olmakla beraber, önermelerin birincisinde Türklerin yönetme konusundaki iradesizliği başka devletler için zararlı gözükmekte; ikincisinde ise Türklerin yönetme konusundaki

iradesizliği başkaları için yararlı olarak sunulmaktadır. Çünkü, birinci durumda idaresi ‘beceriksiz’ Türklere bırakılacak Türkiye, uluslararası toplum için bir istikrarsızlık ve kargaşa kaynağı olacaktır. İkinci durumda ise temel hassasiyet, Türkiye’nin bulunduğu coğrafyada güçlü, yetkin bir devletin hakim olması durumunda bu durumun başka devletler için son derece olumsuz olduğudur. Bunun sebebi, uluslararası ilişkilere gerçekçi yaklaştığımızda ‘güç’ ün göreceli bir kavram olmasıdır. Bir devletin gücü veya güçsüzlüğü akranlarının kuvvetiyle birlikte değerlendirilir. İşte şimdi, jeopolitik konumu son derece önemli Anadolu coğrafyasında yer alan Türkiye’nin, bu iki önermeyi reddedecek yeterlilikte güçlü ve ‘yetkin’ bir devlete dönüşmesinde izlenecek dış politika seçeneklerini tartışmaya başlayabiliriz.

İşte tam bu noktada öncelikle jeopolitik, jeostrateji, jeoekonomi vb kelimelerindeki jeo ön takısını açmamız gerekmektedir. Coğrafya ağırlıklı olarak stratejinin anası olarak belirlenen jeo takısının altında özellikle fiziki coğrafyayı oluşturan ve şekillendiren şüphesiz JEOLJİ. Yani Jeo nun bilim tarafı, bir başka değişle Türkiye Jeolojisi, tüm stratejik plan ve hesapların kökünde yatan gerçekliğin ta kendisidir. Bu gerçeklik Anadolu coğrafyasında kendini jeolojik süreçlerin etkisinde yarımada olarak şekillendirmiştir. Bu bağlamda jeoloji stratejinin anneannesidir.

Karşılıklı bağımlılık paradigmasında artık tam bağımsızlık yerine ulusal çıkarların dengeli savunulması esastır. Ulusal çıkarlarımızda ise yerli enerji kaynaklarımızın alternatifli olmasıdır.

OME (Akdeniz Enerji Gözlemleri) raporuna göre enerji rezervleri tükenmekte olan Avrupa Birliği, önümüzdeki 20 yılda yıllık ortalama %1 büyüme oranlarını sürdürebilmek için önemli bir enerji ithalatına gereksinim duyacak ve bunu bilhassa doğal gaz ile karşılayacaktır. Ortadoğu enerji kaynaklarının da şu anda ABD’nin kontrolü altında olduğunu düşünürsek AB için en uygun seçenek olarak Avrasya bölgesi enerji kaynakları kalmaktadır. Yine aynı OME raporuna göre, 2000 yılında 224 m3 olan AB ülkeleri doğal gaz üretim rakamının 2020’de 196 m3’e gerilemesi beklenmektedir. Bu durum, AB üyesi ülkelerin bugün %40’lar düzeyinde seyreden doğal gazda ithalata bağımlılık oranının, önümüzdeki 20 yıl içinde hızla artarak %70’ler civarına çıkmasına neden olacaktır. Avrupa’nın şu anki doğal gaz ihtiyacını Rusya, Norveç ve Cezayir karşılamaktadır. Önümüzdeki 20 yıl içinde bu kaynaklara ,ekonomik ve güvenli taşıma sistemlerinin kurulması halinde Azerbaycan ,Türkmenistan, Kazakistan, Irak ve İran gibi kaynakların da eklenmesi öngörülmektedir. Bu durum, Avrupa’nın artan gaz ihtiyacını karşılarken, en az onun kadar önemli olan “gaz kaynaklarının çeşitlendirilmesi” stratejisi ile ilintilidir. AB, artan enerji ithalatını tek bir kaynaktan karşılamak istememekte ve alternatif arayışlara yönelmektedir. Avrupa’ya olası gaz güzergahlarının maliyetleri karşılaştırıldığında, Türkiye üzerinden geçecek güzergahlar diğerlerine oranla daha uygun koşullar sağlamaktadır. Yani uzun vadede AB, doğu-batı arasında bir enerji köprüsü olacak olan Türkiye’ye ‘muhtaç’ konuma gelecektir.

Stratejik Tarihçi Paul Kennedy’nin belirttiği gibi bir büyük gücün ekonomik yükselişi ve çöküşü ile, önemli bir askeri güç olarak gelişimi ve gerilemesi arasında uzun vadede açık bir bağlantı vardır. Bu da hiç şaşırtıcı değildir. Çünkü, geniş çaplı bir askeri yapının desteklenebilmesi için ekonomik kaynakların güçlü oluşu bir elzamdır. Bu tespitten de anlaşılacağı üzere, ABD bölgedeki askeri varlığını buradaki enerji kaynaklarını kontrol ederek finanse etmeye çalışmaktadır. AB ve ABD arasındaki küresel rekabet, ekonomik olarak zengin kaynaklara sahip Avrasya coğrafyasına da sıçramıştır. Biz de eğer uzun vadede bölgede ve dünyada söz sahibi olmak istiyorsak, derin kültürel

bağlarımız bulunan Avrasya coğrafyasının özellikle enerji alanını AB'ye karşı pazarlık gücü olarak kullanabiliriz.

Her gün doğan güneş sırasıyla ve adaletli olarak tüm canlılarla ısısını ve ışığını paylaşmaktadır. İnsanlar atmosferin içinde kendilerine sunulan bu sınırsız enerji kaynağı sayesinde varlıklarını sürdürmektedir.

Güneşin hiç aksatmadan ve inatla gerçekleştirdiği bu katkı karşılığında insanların herhangi bir bedel ödemesi gerekmemektedir. Güneşten yararlanmak için diğer birey ve ülkelerle savaşmak gerekmemektedir. Güneşin enerjisinden barış içinde bir arada yararlanmak mümkündür. Diğer enerji kaynakları güneşin eksik bıraktığı veya yetersiz kaldığı yörelerde ve durumlarda son 150 yılda kullanılmış ve halen kullanılmaktadır. Yirminci yüzyılın ortalarından itibaren silahlanma amacıyla nükleer santrallerin tesisi ve son 150 yılda fosil yakıtların yeraltından çıkartılıp atmosferin içinde yakılması insan yaşamı ve doğal çevreyi tahrip eder hale gelmiş ve başta endüstriyel ülkeler olmak üzere çeşitli önlemler alınmasını zorunlu hale getirmiştir. Atmosferin içinde nükleer ve fosil yakıt kullanımı ve paylaşımı bölgesel ve küresel savaşların asıl nedeni haline gelmiştir. Ulaşım, sanayi, tarım ve konut sektörlerinde tüm insan etkinlikleri doğal çevreyi tahrip ederek gelişmektedir. Başta endüstrileşmiş ülkeler olmak üzere kirletici sanayi tesisleri, ulaşım ve konutlarda kullanılan fosil yakıtlar nedeniyle kanserden ölenlerin sayısında artışlar görülmekte, tarım alanlarında ürün kaybı ve ormanların tahribatı yaygınlaşmaktadır. İnsanları diğer canlılardan ayıran temel özellik, içinde yaşadığı atmosferi kendi yaşamını yitirmeden koruyabilmek için gerekli beyin fonksiyonuna sahip olmasıdır. Bunun gereğini yapmaması durumunda doğal dengeler egemen olmakta ve doğayı tahrip eden insanlar yaşamını yitirmekte ve doğa kendi dengesini yeniden kurmaya çalışmaktadır. Doğanın kendi çözümü içinde doğal dengeleri gözetmeyen insanların yeri olmamaktadır. İnsan etkinliklerini doğaya uyumlu olarak planlamak doğaya bir lütuf değil bir zorunluluk olarak ele alınmak durumundadır. Kar hırsları ile doğal çevreyi tahrip eden ve insan yaşamını tehdit eden yatırımları gerçekleştirenlerin engellenmesi gerekmektedir. Doğal yaşam çevresinin korunması, varlığını kirleterek sürdüren çıkar çevrelerinden beklenemez. Doğal çevrenin tahribatından en çok etkilenenler doğal çevrenin tahribatından çıkar sağlamayanlardır. Üreten ve vergileri ile kamu bütçelerine kaynak sağlayan küçük çiftçiler, işçiler ve kamu emekçileri kendi hakları doğrultusunda mücadele edip örgütlenmeye çalışmaktadır. Bu mücadele yaşam çevresinin korunmasını da içermek durumundadır. Yaşam çevresinin korunmasını hedeflemeden demokratik bir yaşamın kurulması ve kalıcı kılınması da mümkün değildir. Doğal çevreye uyumlu bir biçimde insan etkinliklerinin planlanması doğal dengelerin işleyişinin kavranmasını gerektirmektedir. Gözlemlemek, bilgi toplamak, bilgileri değerlendirmek insani bir çabadır. Demokratik bir dünya düzeninin kurulması için bu çaba yeterli değildir. Doğal yaşam çevresini tahrip edenler de insandır ve kendi çıkarlarının gereği benzer bir çaba içindedir. Çözümde yeni olanları sorunu yaratanlardan ayıran ek bir özellik demokratik katılımdır. Demokrasi, atmosferin içinde doğan ve yaşayan tüm insanların bilgi, beklenti ve taleplerinin karar verme süreçlerine katılımının örgütlenmesidir. Bu katılımın sağlanması demokratik ve sürdürülebilir bir yaşamın kurulmasını gerçekleştirse bile kalıcı hele getirmeye yetmemektedir. Demokrasinin kurulması ve korunması için insan etkinlikleri yanı sıra yürütüldükleri atmosferin temel kısıtlarının da dikkate alınmasını zorunlu kılmaktadır. İnsanların ve diğer tüm canlıların sağlıklı yaşayacağı bir yaşam çevresini hedeflemeyen bir demokrasi mücadelesinin başarıya ulaşması mümkün değildir. Barış mücadelesi enerjinin etkin kullanımı ve savaşlara neden olmayan güneş enerjisinin farkına varılıp değerlendirilme mücadelesidir.

Hiç şüphesiz enerji bir ekonomide en önemli unsurların başında gelmektedir. Hemen bütün sektörlerle girdi temin etmesinin ekonominin bütünü ve büyümenin temini açısından onu “stratejik”/ “kritik” , “hayati” kılmasının yanında enerji, biz tüketicilerin de günlük hayatlarının vazgeçilmezidir. Elektrik günlük hayatımızda hava kadar olmasa da su kadar önemlidir. Bir gelişmişlik ölçütü olarak da kullanılan kişi başına enerji tüketimi, ülkeler açısından önemli bir göstergedir. Bir ülkenin birincil ve ikincil enerji arz ve talep dengeleri ekonominin sıhhati, büyüme potansiyeli, yapısı ve geleceği hakkında çok önemli ip uçları vermektedir. Bilindiği üzere birincil enerji kaynakları olarak fosil kaynaklar, (petrol, doğal gaz, kömür) ve yenilenebilir (hidrolik, güneş, rüzgar,) kaynaklarıdır. Birincil enerji kaynakları, ısıtmada, taşımada, sanayide üretim yaparken, elektrik üretiminde ve yakıt olarak kullandığımız ikincil kaynakların elde edilmesinde kullanılmaktadır.

Ülkemiz birincil enerji kaynakları potansiyeli bakımından zengin gibi gözüktür de üretim bakımından yeterli kaynağa sahip olduğu söylenemez zira, Türkiye, kullandığı ham petrolün sadece %10 ila %15’ini kendisi üretmekte, kalanını ithal etmektedir. Bu oran doğal gazda %2-3’ler seviyesine gerilemektedir. Ülkemiz elektriğinin yüzde 50’si doğal gazdan üretilmektedir.

Enerji arz güvenliği, günümüzde sadece ekonomiyi ilgilendiren bir konu olmanın ötesine geçerek dış politikayı ve ülkelerin askeri ve güvenlik politikalarını ilgilendiren bir boyut kazanmıştır. Bu bağlamda, bütün devletler, kendi enerji kaynaklarını garantiye almaya çalışmaktadır. Enerjinin sürekli, güvenilir ve en uygun fiyattan sağlanması ve tüketicilere sunulması günümüzde hükümetlerin en öncelikli hedefleridir. Ancak, ülkemiz bu hedefi yakalamaktan giderek uzaklaşmaktadır. Bu hedefe ulaşmak adına uygulanması gereken uzun vadeli, istikrarlı, makul ve reel ve rasyonel politikaların varlığından bahsetmek ne yazık ki olası değildir. Ekonomimizin en büyük hedefi olan büyüme, üretim ve ihracatta uluslararası rekabet gücünün sağlanması ve sürdürülmesiyle mümkün gözükmemektedir. Hükümetin de en önemli önceliğini esasen ekonomide rekabet gücünün artırılması oluşturmaktadır. Ancak, ekonominin neredeyse tamamını ilgilendiren elektrik sektöründeki sorunlar özellikle son yıllarda artan ve artık kaçınılmaz hale gelen arz güvenliği sıkıntısı ülkemizin ekonomik büyümesinin önünde çok acil ve ciddi bir sorun olarak durmaktadır. Hatta, durmamakta gittikçe büyüyerek yaklaşmaktadır.

2006 yılı itibarıyla 174 milyar KWh olarak gerçekleşen elektrik tüketimi 2007 yılında %8,5’lik bir artışla 190 milyar KWh’e ulaşmıştır. Ekonominin %5,5 büyüyeceği varsayımı altında, 2006-2015 döneminde elektrik talebinin yılda ortalama % 7 artması ve 2015 yılında 325 milyar kWh’e ulaşması beklenmektedir. 2007 yılı itibarıyla elektrik santrallerinin kurulu gücü 41.000 MW, üretim kapasitesi

228 milyar kWh düzeyine ulaşmış olmakla birlikte sisteme fiili katkıları 200 milyar kWh düzeyindedir.

Üretim açığının; 2008 yılında 8, 2009 ve 2010 yıllarında 12, 2011 yılında 18, 2012 yılında 24, 2013 yılında 35, 2014 yılında 50 ve 2015 yılında 65 milyar kWh enerji düzeyine yükseleceği tahmin edilmektedir.

Türkiye, giderek daha pahalı enerji kullanmaktadır ve bu uzun vadede kullanmaya devam edecek gibi gözükmemektedir.

Türkiye, elektrik üretiminde ve genel olarak enerjide daha fazla dışa bağımlı hale gelmektedir. 1995 yılında %20'ler seviyesinde olan elektrik üretiminde doğalgazın payı bu yıl %50'yi bulmuştur. Yine hidrolik kaynakların payı %40'lardan %20'lere gerilemiştir.

Mali açıdan daha kırılgan, ve dış şoklara daha açık hale gelmektedir.

Türkiye, uygulanan yanlış politikalar dolayısıyla büyüme ve gelişmesinden feragat etmek durumuyla karşı karşıyadır, rekabet gücü elde etmek bir yana mevcut rekabet gücünü de yitirmektedir.

Türkiye enerji oyununda uluslararası arenada değer, konum ve belki de en önemlisi zaman kaybetmektedir.

Kızıllema mı, Nabucco mu?



Murat Çakır tarafından Cts, 04/18/2009 - 09:42 tarihinde gönderildi.

- [Türkiye Politikası](#)
- [Ortadoğu Politikası](#)
- [Dünya Politikası](#)
- [Murat Çakır](#)

Obama ziyaretinden sonra başlayan tartışmalar ve güncel diplomatik girişimler, Türkiye egemenlerinin bedeli hayli yüksek olması muhtemel bir »jeopolitik pokere« oturdularına işaret ediyor. Ülke içerisinde yürütülen operasyonlar, askerî şiddetin tırmandırılması, bilhassa DTP'ye yönelik sindirme girişimleri dikkatleri iç politikaya çekse de, dış politikada atılacak olan adımlar hayli şamata çıkaracak gibi görünüyor.

Türkiye-Ermenistan ilişkileri bağlamında yürütülen tartışmaların çıkardığı toz-dumana pek aldanmamak lazım. Her ne kadar tartışmaların odağında »Dağlık Karabağ« ve sınır açma sorunları duruyor gibi görünse de, asıl mesele enerji kaynakları. Yani asıl belirleyici olan, jeopolitik, jeostratejik ve tabii ki jeoekonomik çıkarlardır.

Önce kavganın arka planına bakalım (somutlamak için Almanya örneğini ele alıyorum): Dünya ihracat şampiyonu olan Almanya enerji gereksiniminin büyük bir bölümünü yurtdışından sağlıyor. Yıllık doğalgaz ihtiyacı 500 milyar kubikmetre. Bunun yüzde 42'sini Rusya'dan, yüzde 26'sını Norveç'ten, yüzde 18'ini Hollanda'dan ve yüzde 14'ünü de kendi topraklarından karşılıyor. Yapılan araştırmalar, Avrupa'daki rezervlerin çok kısa bir süre içerisinde tükeneceğini gösteriyor. Almanya'nın durumu, diğer Batı Avrupa ülkeleri içinde aynen geçerlidir.

Bu nedenle Çekirdek Avrupa enerji ihtiyacının karşılanmasını garanti altına almak için var gücüyle uğraşüyor, yeni konseptler geliştiriyor. Bunlardan birisi Alman hükümetinin **»Avrupa'da dayanışmacı gaz tedarik politikası«** başlıklı konsepti. Federal iktisat Bakanı zu Guttenberg konseptin içeriğini **»esnek tedbirlerle ve altyapıya daha çok yatırımla gaz tedarikini güvence altına almak«** cümlesiyle özetliyor. **»Nakliyat güvencesi«** konseptin en çok öncelik verdiği bir konu. (Güvencenin sivil ve askerî yöntemlerle nasıl karşılandığı ayrı bir yazının konusu olabilir)

Öncelik vermek zorunda, çünkü doğalgazın neredeyse yarısını sağlayan Rusya, yüksek teknolojisini geliştirmeyi ihmal ettiğinden, jeopolitik çıkarlarını **»gaz vanası politikası«** ile savunuyor. Ukranya ile olan gaz kavgası Avrupa'yı yeterince ürkütmüş durumda. Ayrıca Rusya, AB ve ABD'nin yeni enerji nakliyat yolları aramalarından ve **»Hinterland«**ı gördüğü bölgelerde hegemonya kurmaya çalışmalarından da son derece rahatsız. Bu nedenle »Hinterland«ta yeni antlaşmalar peşinde.

İşte, enerji kaynakları üzerindeki hakimiyet kavgasının kızıştığı bu dönemde, Hazar Denizi havzasından, Kafkaslardan ve Orta Doğu'dan Batı'ya çekilen ve çekilecek olan boru hatları ağının tam merkezinde olan Türkiye'ye önemli roller düşüyor. Devlet erkini paylaşan güçler bunun bilincinde ve stratejilerini **»pastadan«** olabildiğince büyük pay almaya odaklanmış durumdadır.

Bu nedenledir ki, hem AB-ABD cephesinde, hem de Rusya ve İran cephelerinde at koşturmaya çalışılmaktadır. Bir tarafta Rusya ile İsrail'e gidecek olan **»Blue Stream 2«** ve Karadeniz'den Avrupa'ya yönelen **»South Stream«** boru hatları üzerine anlaşmaya çalışılmakta, diğer tarafta da AB'nin önem verdiği ve Rusya'yı ekarte etmeye yarayan **»Nabucco Projesi«** gerçekleştirilmek istenmektedir.

Görüldüğü kadarıyla yıllık 31 milyar kubikmetre kapasiteye sahip olacak »Nabucco Projesi« bir hayli yol almış durumda. Son AB Zirvesi projeyi **»AB'nin öncelikli altyapı projesi«** olarak ilân etti. AB Güney Kafkasya ve Orta Asya Sorumlusu **Semneby**, Mayıs ortasında bir konferans düzenleneceğini ve Haziran'da antlaşmanın imzalanacağını söylüyor. Türkiye de projeyi AB üyeliğinden daha önemli görüyor. Hükümet Temsilcisi **Selim Kunalalp** **»AB üyelik görüşmelerinden bir sonuç çıkarsa da, Türkiye projeyi destekleyecek«** garantisini verdi bile. Azerbaycan, Türkmenistan, Kazakistan, Usbekistan ve belki de İran'dan doğal gaz nakledecek olan boru hattının inşasına 2011'de başlamak istiyorlar.

Ama bu arada Rusya da boş durmuyor. Türkiye'nin boru hattının güvenliğini sağlayamayacağına inanan Azerbaycan, Rusya ile masaya oturdu. 27 Mart 2009'da Azerî SOCAR şirketi başkanı **Abdullayev** Moskova'da Gazprom şirketi yönetimi ile buluştu ve Azerî doğal gazı üzerine bir **»Niyet Antlaşması«** imzaladı. Niyet tutarsa, Nabucco zora düşebilir. Benzer bir antlaşmanın Türkmenistan ile de imzalanması bekleniyor. Perşembe günü Dışişleri Bakanı **Babacan** Ermenistan'a giderken, Azerbaycan Devlet Başkanı **İlham Aliyev** Moskova'ya uçuyordu. **Medvedev** ile çay içmeye gitmiyor herhalde.

Yani sözün kısası, devlet aklı farklı işliyor. Söz konusu ekonomik çıkarlar olunca, o uğruna bolca kan dökülen **»ulusal değerler«** beş para etmiyor. Azerbaycan Türkiye'ye **»Kızıllema dersem çık, Nabucco dersem çıkma«** sinyali veriyor. Ermenistan bahane.

- Yorum göndermek için [giriş yapın](#) veya [kayıt olun](#)
- [Email this page](#)

Fundamental structural improvements in the socioeconomic systems of the planet's peoples are required to satisfactorily resolve the Earth's multifaceted energy problem. Socioeconomic

Democracy can contribute significantly to the reduction or resolution of the many problems of energy.

Socioeconomic Democracy (SeD) is a model system wherein there exist both some form of *Universally Guaranteed Personal Income (UGI)* and some form of *Maximum Allowable Personal Wealth (MAW)*, with both the lower bound on personal material poverty and the upper bound on personal material wealth set and adjusted democratically by all participants of society.

Some of the history and evolution of these ideas are discussed in the book *Socioeconomic Democracy: An Advanced Socioeconomic System* [1]. Both brief and more extensive introductions to Socioeconomic Democracy are available at the website of the Center for the Study of Democratic Societies [2].

[s/r home](#) | [issues](#) | [authors](#) | [43 contents](#)

Synthesis/Regeneration 43 (Spring 2007)

Thinking Economically

Socioeconomic Democracy and Energy

by Robley George

Fundamental structural improvements in the socioeconomic systems of the planet's peoples are required to satisfactorily resolve the Earth's multifaceted energy problem. Socioeconomic Democracy can contribute significantly to the reduction or resolution of the many problems of energy.

Socioeconomic Democracy (SeD) is a model system wherein there exist both some form of *Universally Guaranteed Personal Income (UGI)* and some form of *Maximum Allowable Personal Wealth (MAW)*, with both the lower bound on personal material poverty and the upper bound on personal material wealth set and adjusted democratically by all participants of society.

Some of the history and evolution of these ideas are discussed in the book *Socioeconomic Democracy: An Advanced Socioeconomic System* [1]. Both brief and more extensive introductions to Socioeconomic Democracy are available at the website of the Center for the Study of Democratic Societies [2].

Basic elements

UGI. Society will guarantee each citizen some minimum amount of purchasing power, with that amount determined democratically by all participants of society. Depending upon the

degree and direction of technological development, this democratically set, societally guaranteed minimum income for all could be sufficient to satisfy the typical individual's minimum subsistence needs. Alternatively, a different society might decide to set the guaranteed amount at only a partial subsistence level.

Society will guarantee each citizen some minimum amount of purchasing power...

There are as many different forms of UGI (ranging at least from Basic Income [BI] to Negative Income Tax [NIT]) as there are reasons to establish some form of UGI. The debate about the growing need and demand for guaranteed income can be found at the website of the Basic Income Earth Network (BIEN) [3], with links to organizations around the globe. The recent Socioeconomic Democracy: A Democratic Basic Income Guarantee [4] indicates how SeD resolves the few major dilemmas impeding the realization of guaranteed income.

MAW. Likewise, in the ideal theoretical model, all participants would understand that all personal material wealth above the democratically determined allowable amount would be transferred out of their ownership and control in a manner specified by the laws of the land and with resources being used to promote the General Welfare.

Hence, a rational, self-interested, insatiable, and law-abiding (as the neoclassical saying goes) extremely wealthy participant in the democratic socioeconomic system, who is at or near the democratically set upper bound on allowable personal wealth and who, naturally, desires increased personal wealth, would be economically motivated to actively increase the well-being of at least some of the less wealthy members of society. Only in this manner can these participants persuade (at least a majority of) the rationally self-interested participants of the democratic society to vote to raise the legal upper limit on allowable personal wealth.

There is strong economic incentive for those who are at or are near the upper limit on allowable personal wealth to be successful in improving the general welfare.

There is strong economic incentive for those who are at or are near the upper limit on allowable personal wealth to improve the general welfare. For if the current level of MAW is not producing sufficient improvement in the general welfare there is the possibility and indeed probability that society might democratically decide to reduce the MAW limit even more in order to enlist even more still-wealthy participants and their extra wealth in the task of improving the well-being of society, not unlike Gates, Buffett, Turner and others have recently done. A democratically set MAW limit provides the least painful source of funding for any desired UGI.

Quantitative Democracy. There is a simple procedure by which each individual participant in a democratic society (or each member of a democratic legislative body) can directly vote her or his particular preference. Duncan Black [5] and Economics Nobelist Kenneth Arrow [6] independently and more or less simultaneously established the mathematical result and procedure a half-century ago.

Their now-classic social choice contributions have provided the theory which shows that the median value of the monotonically arranged participants' (voters' or legislators') preference distribution is the amount the democratic society as a whole is "for" — assuming the minimal

operational “one participant, one vote, majority rule” decision-making process. This means that the democratically determined amount is such that half the voters want that much or more while the other half want that much or less.

Variations

If a particular participant in this democratic socioeconomic system were opposed to a societally guaranteed minimum income for all, that participant could vote to place the lower limit on UGI at zero. If a majority of participants so voted, it would be the desire of that society to have no UGI.

... any participant who would be opposed to a maximum bound on allowable personal wealth could and should vote to place that upper limit at infinity.

Similarly, any participant who would be opposed to a maximum bound on allowable personal wealth could and should vote to place that upper limit at infinity. Four basically different possibilities are therefore immediate. There could be democratic societies wherein there exist nontrivial bounds on both UGI and MAW (i.e., UGI not equal to zero and MAW not equal to infinity), or where either one of the bounds is nontrivial while the other one is, or where there are no bounds on either fundamental socioeconomic system parameter — just as currently exists. Beyond these four variations is the range of possible variations in the magnitudes and the degree of “tightness” of the UGI and MAW bounds.

Approximations

Then there are all the practical political approximations to Socioeconomic Democracy. For example, there are the numerous alternative systems for guaranteeing some minimum amount of general or restricted purchasing power or guaranteeing some minimum amount of goods and services that would more or less approximate the ideal theoretical concept of UGI.

One particular long-established principle of any civilized society is universal public education. Universal guaranteed medical care, likewise available in almost all civilized societies, is another approximation to UGI. Instead of unqualified UGI, various approximations could (and actually do) stipulate satisfaction of particular qualifications or requirements. Thus all so-called means tested and/or targeted welfare programs are approximations to UGI.

Seemingly the closest thing to a limit on personal wealth is a tax on personal wealth. Depending upon the parameter settings (e.g., the tax rate on wealth and the level above which the wealth tax starts to apply, which could be decided democratically), the effect of such a tax could slowly approximate what a MAW limit could accomplish. Another familiar form of an approximation to a tax on personal wealth is the Inheritance or Estate tax.

Approximations to democracy would include having only those citizens at least 18 years of age vote to decide the magnitudes of the two bounds. Another kind of approximation is the situation characterized by different political parties and candidates advocating different amounts for the two bounds. Certainly a democratic legislative body could use the democratic voting procedure and establish UGI and MAW levels that could be said to be a close approximation to the democratic desire of the society.

Feasibility and implementation

Socioeconomic Democracy is quite feasible, requiring only an informed, functioning democracy. For example, consider the political aspects of implementing some form of Socioeconomic Democracy. Bounds on guaranteed personal income and allowable personal wealth cannot be realized until at least a majority of the voting participants in a contemporary politico-economic system learn about, understand and favor such a system.

It is difficult, if not impossible, to recall any historical economic system change of comparable magnitude that was previously subjected to such informed public scrutiny prior to peaceful, voluntary and democratic societal acceptance and adoption, as must be the case with Socioeconomic Democracy.

Such necessary public discussion of the matter would eventually resolve not only whether some form of Socioeconomic Democracy should be established but as importantly would go a long way in shedding light on and determining where the actual bounds should be set under the prevailing circumstances.

In any case, coalitions of political parties committed to passage of the necessary legislation are one possible adoption procedure open in some societies. Clearly being an alternative to all existing economic systems, Socioeconomic Democracy provides a well-defined, humanistic, just and democratic focus about which a new or rejuvenated popular political party could (re)organize and/or (re)capture political power.

Ramifications and benefits

Numerous serious societal problems would be reduced or more or less eliminated with Socioeconomic Democracy. This is the result of the effective personal self-interested economic incentive of the still-wealthiest members of society to seriously improve the welfare of the remainder of society.

These serious problems which would all be reduced with the realization of Socioeconomic Democracy include those associated with automation, computerization and robotization; budget deficits and national debts; bureaucracy; maltreatment of children; crime and punishment; development; ecology, environment and pollution; education; the elderly; the feminine majority; inflation; international conflict; intranational conflict; involuntary employment; involuntary unemployment; labor strife and strikes; sick medical and health care systems; military metamorphosis; natural disasters; planned obsolescence; political nonparticipation; poverty; racism; sexism; untamed technology; and the General Welfare.

One example must suffice. Consider international conflict, that is to say, war, the perennially popular and productive form of planetary depletion, pollution, poverty and profit.

The enhancement of societal well being made possible with Socioeconomic Democracy provides an effective deterrent to international warfare. The simultaneous resolution of a large number of serious societal problems eliminates at once many causes of and many excuses for war.

Beyond this, numerous other beneficial effects can be anticipated. For example, those participants in the democratic socioeconomic system who are personally at or near the

democratically set upper bound on allowable personal wealth would no longer have personal economic incentive to promote war or military intimidation or preparation, whether involving their own country or other nations, for private profit. They could no longer gain personal wealth by such action and could well lose it, especially if their society democratically decided to further reduce the allowable personal wealth limit to stop financing involvement in hostilities.

Democratically set, governmentally guaranteed personal income for everyone also provides many direct deterrents to warfare. Among other strong effects, it would eliminate any economically “handicapped” class, which, of course, has historically provided warring nations with a convenient pool of combatants. Such guaranteed income also solves the very real and almost always neglected problem of necessary income for all those who presently derive their personal income and personal wealth from warfare, its design, threat, preparation, or promotion.

Some energy implications

Energy waste and pollution caused by war are dramatically symbolized by the familiar cloud of black smoke ejaculated from the exhaust of a lumbering military tank when it starts to move, any place on the planet. The total waste and pollution of war is infinitely larger and more multidimensional.

Energy savings would result from the reduction or resolution of a variety of other crucial energy-sucking societal problems. For example, consider “crime and punishment.” Clearly, both “low-end” and “high-end” crime would be discouraged by the economic incentives created by SeD. This saves all the energy presently spent, and all the pollution presently produced, attempting to bring the socioeconomic system-created “criminals” to “justice.”

Then there is “planned obsolescence,” with its philosophy of attempting to guarantee regular income to corporations from sales of new products to replace old ones deliberately designed for a limited useful lifespan, beyond which they can and frequently do contribute to the mountainous and by now almost majestic trash fills.

There is the consumer society, promoted to further help guarantee corporate income.

There is the consumer society, created and encouraged by contemporary socioeconomic systems, promoted to further help guarantee corporate income. That this process uses up limited convenient energy and produces considerable inconvenient pollution must be realized and the implications acted upon.

Of course, all conflict uses and wastes energy; certainly the strife and strikes of labor/management struggles are no exception. All conflict also produces multidimensional pollution. Many of the legitimate demands of labor are democratically satisfied with SeD.

Then there is the cooperative energy, the synergetic energy and the spiritual energy that Socioeconomic Democracy economically encourages. Why just survive, when we can thrive?

Robley E. George is with the Center for the Study of Democratic Societies, a research and educational institution dedicated to the examination and explanation of the properties and possibilities of democratic societies and democratic socioeconomic systems:

<http://www.CenterSDS.com>

References

1. George, Robley E., *Socioeconomic Democracy: An Advanced Socioeconomic System*. Westport: Praeger, 2002.
2. Center for the Study of Democratic Societies. <http://www.CenterSDS.com>.
3. Basic Income Earth Network (BIEN). <http://www.etes.ucl.ac.be/bien/Index.html>.
4. George, Robley E., *Socioeconomic Democracy: A Democratic Basic Income Guarantee*. <http://www.usbig.net/papers.html>.
5. Black, Duncan, *The Theory of Committees and Elections*. London: Cambridge University Press, 1958.
6. Arrow, Kenneth, *Social Choice and Individual Values*, 2nd Ed. New York: John Wiley & Sons, 1963.

[4 apr 07]

[Synthesis/Regeneration home page](#) | [s/r 43 Contents](#)

Local Energy, Local Democracy

Are economics and ecology on a collision course?

[by David Cromwell](#)

In their 1996 book *Who Owns the Sun?*, solar energy campaigners Daniel Berman and John O'Connor rightly declared that “democracy is a false promise if it does not include the power to steer the energy economy”. It’s a crucial point that not even Greenpeace and Friends of the Earth appear to have grasped; should we really be leaving it to the oil companies to create the solar revolution?

Climate change is arguably the greatest threat facing humanity. Society’s addiction to fossil fuels—hard-wired by corporate greed and government handouts to the fossil fuel industry in the form of tax benefits and subsidies—is driving us down a highway of self-destruction. Diverting from such a suicidal course will require a twin revolution: switching to renewable energy generation while also boosting the power of local democracy. This may seem an odd combination at first sight, but the reasoning behind it shows why opposing economic globalisation and replacing it with an ecological alternative is so important for the well-being of people and the planet.

Here in the UK, the Royal Commission on Environmental Pollution has told the government that carbon dioxide emissions must fall by 60% in the next 50 years if there is to be any realistic possibility of even “a tolerable effect on the climate”. But how likely are such “huge cuts” while transnational corporations dictate how society produces and consumes energy?

According to the San Francisco-based Transnational Resource and Action Center (TRAC), “Big Oil’s long-term strategy is still dictated by the urge to explore”. New exploration and pipelines threaten the survival of peoples in the Amazon basin, Southeast Asia and North America. BP Amoco, the world’s largest solar company, is committed to spending \$5 billion in the next 5 years on oil exploration and production in the sensitive environment of Alaska alone. This dwarfs the trifling sum of \$45 million recently spent on its solar business division. Meanwhile, Shell proudly proclaims that it is “focusing [its] energies on developing [renewable energy] solutions” even as its annual reports project fossil fuel growth. Shell’s investment in renewables is only 10% of their spending on hydrocarbon exploration (\$1 billion annually), 0.8% of its global investment (\$12 billion) and only 0.06% of its global sales (\$171 billion): a drop in the barrel, in other words.

In the global economy, the unsustainable expansion of corporate activities into ever-larger markets means that there is an almost irresistible force driving the formation of mega-companies of all types. Growth demands further growth, and if companies do not expand in today’s “internationally competitive” markets they stagnate and die. Smaller enterprises are swallowed up whole or trampled underfoot in the stampede to maintain or increase returns on short-term investment, or even simply to repay loan capital. The business of generating energy is no different in this respect to other industrial operations; there is an inherent trend away from small-scale, community-based enterprises towards large-scale, centralised operations. It should therefore come as no surprise that oil companies are engaged in a frenzy of mergers similar to news corporations, investment firms and biotech industries. Describing the ongoing BP Amoco merger, *The Independent* newspaper in London coolly reported that “the existing cost reduction plan involves 10,000 redundancies, of which 6,000 have already been achieved”. At Exxon and Mobil, job losses will exceed 9,000.

Local Energy

Rather than pursuing such a destructive energy policy—in which corporations continue to overload the atmosphere with global-warming gases, destroy jobs and damage sensitive ecosystems—society could be using local renewable energy sources. These come in many forms: wind, wave, solar, geothermal, small-scale hydro, biomass fuels. Some are available at every location around the globe. Consequently, small-scale decentralised economies would be able to make use of a range of local energy sources for local needs. On the other hand, large industrialised economies are locked into centralised power sources that convert fossil fuel or nuclear power into electricity, which is then transmitted over hundreds or even thousands of miles. This is extremely wasteful: two-thirds of the energy in fossil fuels is lost in the production and transmission process. Electricity is an indefensible luxury for 90% of our energy uses. Lighting and heating homes, for example, can be made much more energy-efficient by adopting “passive” solar building designs, low-energy lights and tight insulation.

Energy efficiency is vastly under-exploited. US journalist Ross Gelbspan points out that “as a bridge to a new energy era”, the economics panel of the UN Intergovernmental Panel on Climate Change has identified a number of “no regrets” steps. At virtually no cost, these could reduce greenhouse gas emissions by around 20%. They include such simple steps as implementing known efficiency and conservation techniques, planting more trees (to absorb carbon dioxide), and instituting international standards for energy-efficient appliances. Such measures should be encouraged at the same time as a switch to green energy. Removing fossil fuel and nuclear tax credits and subsidies which currently promote the destruction of the global environment and diverting them to windmill farms, home-based fuel cells, photovoltaic

panels and hydrogen fuel plants would provide the necessary boost to propel renewable energy into the big league of global industry. Renewable energy analyst Scott Sklar estimates that for every million dollars spent on oil and gas exploration, only 1.5 jobs are created; for every million on coal mining, 4.4 jobs. But for every million spent on making solar water heaters, 14 jobs are created. For manufacturing solar electricity panels, 17 jobs. For electricity from biomass and waste, 23 jobs.

In modern “civilisation”, the population tends to cluster in large cities in which a high-consumption lifestyle is encouraged. Profligate energy use, international trade and the concentration of millions of people in urban centres are thus intimately linked. This is why a decentralised, solar-based economy must go hand in hand with a revitalised locally-based democracy; one cannot succeed without the other. What would such a society look like? Based on suggestions presented by Berman and O’Connor in *Who Owns the Sun?*, a blueprint for a solar society would incorporate:

- ✱ Public ownership of energy—just as is the case with water or schools in some countries and American states.
- ✱ Massive investment in renewable energy technologies and building design, by diverting tax breaks and subsidies from fossil fuel and nuclear energy.
- ✱ Access to loans, tax credits and rebates for photovoltaics, solar water heating, wind and small-scale hydro generators, and other forms of renewable energy technologies.
- ✱ Net metering (i.e. monitoring electricity flows) and rate-based incentives, so independent home- and business-based electricity producers are paid the same price for electricity they supply to the grid as they would be required to pay for the grid power if they used it.
- ✱ Partnerships between industry, government and local communities to oversee the new green industries, in order to ensure that the public knows what is being produced in a factory, by what means, and how wastes and by-products will be managed.
- ✱ New government legislation to ensure that all this is carried out.

Local Democracy

None of the above will happen if we simply leave it to the giant oil corporations to tinker with solar renewables—as Shell and BP Amoco are doing—while they bulldoze ahead with exploration and production of new oil and gas reservoirs. Citizen control over a decentralised solar economy is in direct competition with the profit imperative of such large companies. The present policy of governments and mainstream environmental organisations is to leave it up to fossil-fuel corporations and big utility companies to bring about a solar revolution. As Berman and O’Connor warn: this will “guarantee that the coming Solar Age will arrive a century behind its time, and that it will be every bit as autocratic as today’s fossil-fuel economy”.

Decentralised renewable energy directed by local communities will only be won at the expense of the private energy monopolies who are currently engaged in cut-throat competition to protect and expand their share of the energy market. Warlike metaphors abound in company rhetoric. Earlier this year, Shell group chairman Mark Moody-Stuart glowingly described his company as “a great fleet of destroyers and torpedo boats”. It’s time to scuttle this fossil-fuel armada and launch a new fleet of solar-driven vessels fit for the twenty-first century.

David Cromwell is an oceanographer and writer in Southampton, UK. His first book Private

Planet will be published later this year by Jon Carpenter (Charlbury, UK).

ENERJİ SEKTÖRÜNÜN KÜRESEL TOPLAM KARBONDİOKSİT SALIMINDAKİ ROLÜNÜN İNCELENMESİ

Nazif Hülâgü SOHTAOĞLU

İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü, 34469 Maslak, İSTANBUL
E-posta: nazif@elk.itu.edu.tr , sohtaoglu@gmail.com

Özet

Bu çalışmada, küresel toplam birincil enerji arzındaki eğilimler tarihsel süreçte özetlenmiş, sürdürülebilir büyümenin ekonomik, sosyal ve çevresel boyutları bütün halinde gözetilerek, bölgeler ile seçilen ülkeler ayrımında toplam birincil enerji arzı, gayri safi milli hasıla ve nüfus gibi temel sosyo-ekonomik büyüklükler ekseninde enerji sektörünün toplam sera gazı salımı ile toplam karbondioksit salımındaki payları ve fosil yakıtların toplam karbondioksit salımındaki payı ortaya konmuş, büyük bölümü yarı-kurak iklimin etkisinde olan ve küresel ısınmadan en fazla etkilenecek ülkeler arasında sayılan Türkiye'nin mevcut durumunun diğer ülkeler ile karşılaştırılabilirliğine olanak sağlanmıştır.

1. Giriş

Küresel iklim sistemi, Dünyanın oluşumundan beri, tüm zaman ve alan ölçeklerinde değişme eğilimi içinde olmuştur. Bu durum, iklimin kendi doğal değişkenliğinden kaynaklanmaktadır ve doğrudan güneşteki, atmosferdeki ya da yerküre/atmosfer birleşik sisteminin diğer bileşenlerindeki doğal değişikliklerle ilişkilidir. Ortalama koşullarda, yerküre/atmosfer sistemine giren kısa dalgalı güneş enerjisi ile geri salınan uzun dalgalı yer ışıınımı dengededir. Güneş ışıınımı ile yer ışıınımı arasındaki dengeyi ya da enerjinin atmosferdeki ve atmosfer ile kara ve deniz arasındaki dağılışını değiştiren herhangi bir etmen, iklimi de değiştirebilmektedir. Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC)'nde iklim değişikliği (climate change), “karşılaştırılabilir bir zaman periyodunda gözlenen doğal iklim değişikliğine ek olarak, doğrudan ya da dolaylı yollarla küresel atmosferin bileşimini bozan insan etkinlikleri sonucunda iklimde oluşan bir değişiklik” biçiminde tanımlanmıştır [1].

Sanayi devriminden sonra, doğal süreçlerle meydana gelen iç ve dış etkilere ayrı olarak, küresel iklim sistemi üzerinde insan kaynaklı faaliyetlerin giderek daha fazla baskı yarattığı yeni bir döneme girilmiştir. Sera etkisinin doğal bir olgu olmasına karşın, 20. yüzyılın ikinci yarısından itibaren ekonomik, sosyal vb. diğer alanlarında kaydedilen köklü gelişmeler ile değişimler, insan kaynaklı sera gazlarının atmosferdeki birikimlerini hızlandırmış, doğal sera etkisini (greenhouse effect) güçlendirerek, zaman içinde yerkürenin ortalama yüzey sıcaklıklarında yükselme eğilimi gözlenmesine yol açmıştır. Küresel ısınma (global warming), atmosferin yerküre yüzeyine yakın kısımlarında ortalama sıcaklığın doğal olarak ya da insan etkisiyle artması şeklinde tanımlanmakta, son yıllarda küresel ısınmada gözlenen hızlı artış eğilimi ise ciddi bir sorunun varlığını açık şekilde işaret etmektedir [1,2].

Atmosferdeki birikimleri artmaya devam eden sera gazları nedeniyle kuvvetlenen sera etkisinin oluşturduğu küresel ısınma, özellikle 1980'li yıllardan sonra daha da belirgin hale gelmiş ve izleyen dönemde yüksek sıcaklık rekorları kırılmıştır. 1998 yılı, hem kuzey ve güney yarımküreler için hem de küresel olarak hesaplanan yıllık ortalama yüzey sıcaklıkları açısından, güvenilir aletli gözlemlerin yapılmaya başladığı 1860 yılından beri yaşanan en sıcak yıl olarak kaydedilmiştir. İklim modelleri, küresel ortalama yüzey sıcaklığında 2100 yılına kadar 1990'a oranla 1 ile 3,5 C° arasında bir artış kaydedileceğini ve bu artışa bağlı olarak da iklimde gözlenen değişikliklerin süreceğini öngörmektedir. Küresel ortalama yüzey sıcaklığında gözlenen ısınma eğilimi, küresel ölçekte dengeli bir coğrafi dağılışı göstermediğinden, bölgesel farklılıklar çok belirgindir [1].

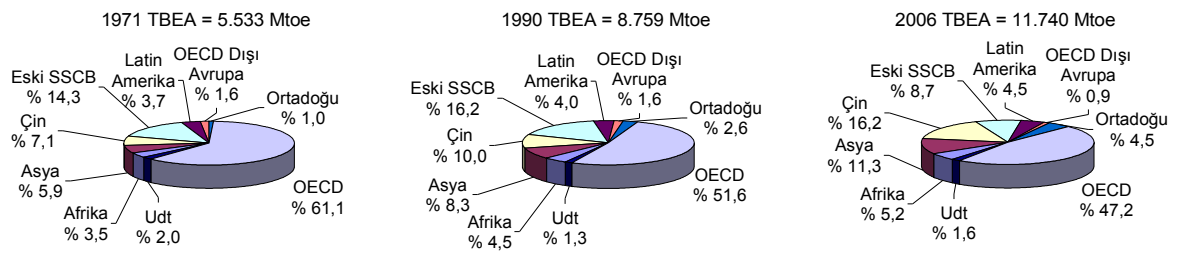
Küresel ısınmaya bağlı iklim değişikliğinin, hidrolojik döngüde önemli değişiklikler yaratması, kar örtüsünün, kara ve deniz buzullarının erimesi, deniz seviyesinin yükselmesi, iklim kuşaklarının yer değiştirmesi, şiddetli hava olaylarının, taşkınların ve sellerin daha sık oluşması ve etkilerinin kuvvetlenmesi, kuraklık, çölleşme, salgın hastalıklar, tarım zararlıları gibi, insan yaşamını, sosyo-ekonomik yapıyı ve ekolojik sistemleri doğrudan ya da dolaylı yollarla etkileyebilecek önemli sonuçlarının olacağı öngörülmektedir.

Küresel ısınma ve buna bağlı olarak iklim değişikliği, günümüzde tüm ekosistemi kapsayan, yaşam zincirinin geleceğini tehdit eden, tüm Dünya ülkelerini doğrudan ve/veya dolaylı yollarla etkileyen en önemli küresel sorunlardan birisi durumundadır. Sera gazı salımlarının yol açtığı küresel ısınma ve iklim değişikliği, sürekli fakat yavaş ilerleyen bir süreçtir. Buna

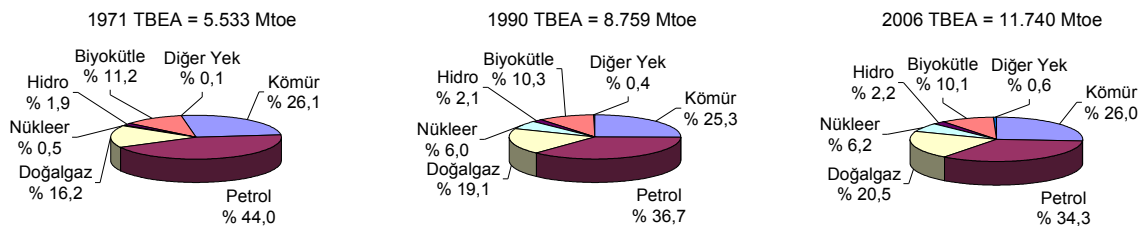
karşın, geçtiğimiz yıllarda etkilerinin somut halde görülmeye başlanması, konu hakkında oldukça karamsar raporların yayınlanması, değerlendirmeler yapılması, iklim değişikliği sorununu üzerinde çok tartışılan güncel konulardan biri haline getirmiştir.

2. Küresel Toplam Birincil Enerji Arzındaki Eğilimler

1971 yılında 5.533 Mtoe olan küresel toplam birincil enerji arzı (TBEA), 2006 yılında 11.740 Mtoe'ye yükselmiştir. 1971 ile 2006 yıllarını kapsayan otuz beş yıllık süreçte [3-11], küresel toplam birincil enerji arzı 2,12 katına çıkarken, ağırlıklı olarak gelişmiş ekonomilerin yer aldığı OECD yapısındaki dönemsel artış yüzde 60 düzeylerinde sınırlı kalmış, OECD dışında kalan ülkelerin toplam birincil enerji arzı ise yaklaşık üç kat büyümüştür. OECD yapısı dışında kalan ekonomiler bölgelere göre irdelendiğinde, toplam birincil enerji arzındaki en yüksek büyümenin Ortadoğu bölgesinde gerçekleştiği ve artışın 9,83 kata ulaştığı saptanmaktadır. Çin'deki artış yaklaşık 5 kat olurken sırasıyla, Asya, Afrika ve Latin Amerika bölgesindeki artışlar da önemli boyutlarıyla dikkati çekmektedir. 1971-2006 döneminde, bölgelerin küresel toplam birincil enerji arzındaki paylarında ve kaynakların küresel, bölgesel ve ulusal düzeylerdeki toplam birincil enerji arzında üstlendikleri rollerde önemli değişiklikler kaydedilmiştir. 1971, 1990 ve 2006 yılları için, bölgelerin küresel toplam birincil enerji arzındaki payları Şekil 1'de, enerji kaynaklarının küresel toplam birincil enerji arzındaki payları ise Şekil 2'de gösterilmiştir.



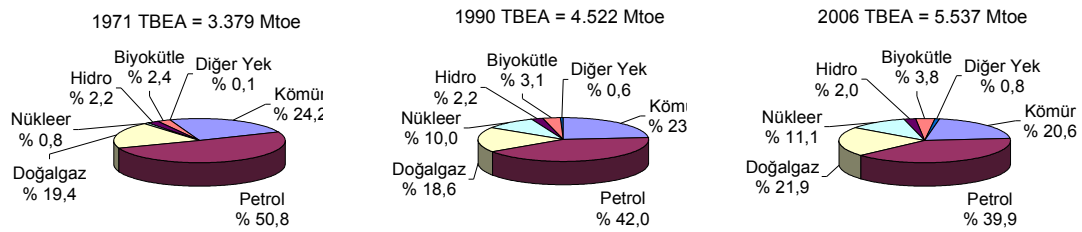
Şekil 1. Bölgelerin küresel toplam birincil enerji arzındaki payları.



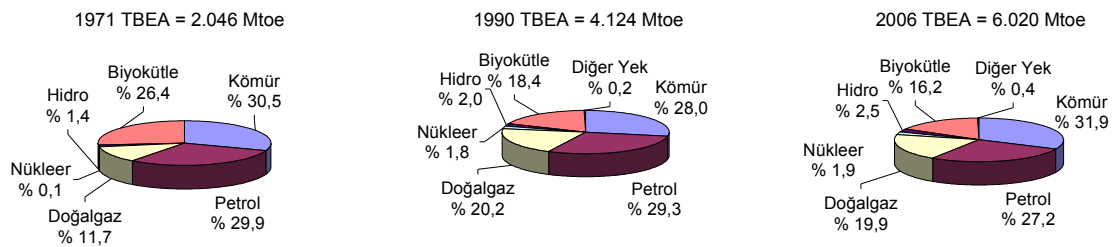
Şekil 2. Kaynakların küresel toplam birincil enerji arzındaki payları.

Küresel toplam birincil enerji arzında fosil yakıtların toplam payı, 1971 yılında yüzde 86,3 iken, 1990'da yüzde 81,1 olmuş, enerji çeşitliliğinin sağlanmasına ve yenilenebilir kaynak kullanımının artırılmasına yönelik bütün girişimlere karşın, 2006 yılında ancak yüzde 80,8 düzeyine gerilemiştir. Fosil yakıtların küresel toplam birincil enerji arzındaki payları, 1971 yılında petrol yüzde 44,0, kömür yüzde 26,1 ve gaz yüzde 16,2 iken, 2006 yılında petrol yüzde 34,3, kömür yüzde 26,0 ve gaz yüzde 20,5 olarak gerçekleşmiştir.

1971 ile 2006 yıllarını kapsayan otuz beş yıllık süreç irdelendiğinde [4-11], fosil yakıtların küresel toplam birincil enerji arzında üstlendiği rollerde anlamlı değişiklikler gözlenmemekte, aksine özellikle gelişmekte olan ekonomilerin toplam birincil enerji arzında kömürün yüklendiği işlevler giderek daha fazla güçlenmektedir. Enerji kaynaklarının, OECD ülkelerinin toplam birincil enerji arzındaki payları Şekil 3'te, OECD dışında kalan ülkelerin toplam birincil enerji arzındaki payları ise Şekil 4'te gösterilmiştir. Küresel toplam birincil enerji arzında kaydedilen gelişmeler, bölgelere ve birincil enerji kaynaklarına göre, 1971, 1990 ve 2006 yılları için özetlenerek, Tablo 1'de sunulmuştur.



Şekil 3. OECD ülkelerinin toplam birincil enerji arzında kaynakların payları.



Şekil 4. OECD dışındaki ülkelerin toplam birincil enerji arzında kaynakların payları.

Çalışma kapsamında seçilen ülkeler ile bölgelere ilişkin temel sosyo-ekonomik göstergeler, Tablo 2'de verilmiştir. Sunulan veriler 2005 yılına ait olup [4-11], ilgili ülke veya bölgenin toplam birincil enerji arzı (TBEA, Mtoe), toplam elektrik enerjisi tüketimi (TEET, TWh), USD (\$) cinsinden 2000 yılı satın alma gücü paritesiyle hesaplanan gayri safi yurtiçi hasıla

(GSYİH, Milyar \$) ve nüfus (Milyon) ile kişi başına düşen toplam birincil enerji arzı (TBEA/k, toe/kişi), kişi başına düşen toplam elektrik enerjisi tüketimi (TEET/k, kWh/kişi) ve kişi başına düşen gayrisafi yurtiçi hasıla (GSYİH/k, \$/kişi) bilgilerini içermektedir.

Tablo 1. Toplam birincil enerji arzındaki gelişmeler ve enerji kaynaklarının üstlendikleri roller.

1971 yılı verileri ile Bölgeler	TBEA (Mtoe)	Kömür (%)	Petrol (%)	Doğalgaz (%)	Nükleer (%)	Hidrolik (%)	Biyokütle (%)	Diğer Yek (%)
Afrika	194,01	18,59	18,26	1,26	0,00	0,99	60,72	0,00
Asya (Çin hariç)	323,98	18,15	23,00	1,48	0,10	1,42	55,85	0,00
Çin (Hong Kong dâhil)	395,19	48,59	10,93	0,79	0,00	0,65	39,04	0,00
Eski SSCB	790,83	38,71	34,91	22,33	0,20	1,37	2,55	0,00
Latin Amerika	202,67	3,19	53,49	9,11	0,00	3,10	31,10	0,00
OECD Dışı Avrupa	86,16	28,86	37,47	27,43	0,00	2,30	4,25	0,00
Ortadoğu	53,16	0,45	77,14	20,82	0,00	0,60	0,98	0,00
OECD Dışı Ülkeler Toplamı	2.046,00	30,53	29,86	11,74	0,09	1,39	26,41	0,00
OECD Avrupa	1.255,66	34,73	52,01	7,39	1,06	2,22	2,33	0,21
OECD Kuzey Amerika	1.777,87	16,69	46,43	31,32	0,66	2,13	2,74	0,03
OECD Pasifik	345,05	24,50	69,30	1,51	0,60	2,75	1,03	0,31
OECD Üyesi Ülkeler Toplamı	3.378,59	24,19	50,84	19,38	0,80	2,22	2,41	0,13
Udt	107,98	0,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Küresel Toplam	5.532,57	26,06	44,04	16,18	0,52	1,87	11,24	0,08

1990 yılı verileri ile Bölgeler	TBEA (Mtoe)	Kömür (%)	Petrol (%)	Doğalgaz (%)	Nükleer (%)	Hidrolik (%)	Biyokütle (%)	Diğer Yek (%)
Afrika	392,69	18,87	22,95	7,87	0,56	1,23	48,49	0,07
Asya (Çin hariç)	724,83	22,45	28,37	8,06	1,41	1,76	37,16	0,78
Çin (Hong Kong dâhil)	873,92	61,11	13,24	1,46	0,00	1,25	22,94	0,00
Eski SSCB	1.417,75	22,85	31,23	39,78	3,93	1,41	1,02	0,00
Latin Amerika	346,27	4,94	45,82	15,51	0,72	9,04	23,78	0,20
OECD Dışı Avrupa	140,32	29,10	33,12	28,76	3,58	2,20	2,17	0,00
Ortadoğu	228,47	1,36	65,66	31,96	0,00	0,45	0,40	0,18
OECD Dışı Ülkeler Toplamı	4.124,26	28,03	29,32	20,20	1,83	2,03	18,45	0,17
OECD Avrupa	1.624,27	26,97	38,52	15,88	12,56	2,35	3,28	0,31
OECD Kuzey Amerika	2.258,78	21,52	41,14	22,85	7,95	2,26	3,44	0,83
OECD Pasifik	638,73	21,74	53,40	10,26	10,41	1,79	1,60	0,79
OECD Üyesi Ülkeler Toplamı	4.521,78	23,51	41,93	18,57	9,95	2,23	3,13	0,64
Udt	112,77	0,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Küresel Toplam	8.758,81	25,33	36,74	19,10	6,00	2,11	10,30	0,41

2006 yılı verileri ile Bölgeler	TBEA (Mtoe)	Kömür (%)	Petrol (%)	Doğalgaz (%)	Nükleer (%)	Hidrolik (%)	Biyokütle (%)	Diğer Yek (%)
Afrika	614,26	16,70	21,42	12,57	0,50	1,34	47,32	0,15
Asya (Çin hariç)	1.329,59	26,52	30,23	14,00	1,19	1,56	25,32	1,17
Çin (Hong Kong dâhil)	1.896,94	64,00	18,56	2,62	0,75	1,98	11,89	0,20
Eski SSCB	1.017,26	17,96	19,53	51,76	6,65	2,07	1,25	0,04
Latin Amerika	530,62	4,13	44,63	19,96	1,05	10,60	19,11	0,45
OECD Dışı Avrupa	108,19	29,57	31,82	21,39	7,40	4,43	5,83	0,10
Ortadoğu	522,73	1,74	53,70	43,78	0,00	0,39	0,23	0,16
OECD Dışı Ülkeler Toplamı	6.019,58	31,81	27,18	19,89	1,90	2,50	16,19	0,40
OECD Avrupa	1.885,48	17,53	36,93	23,77	13,53	2,19	5,01	0,95
OECD Kuzey Amerika	2.767,87	21,22	40,94	22,74	8,71	2,11	3,63	0,66
OECD Pasifik	884,08	24,98	42,97	15,03	13,33	1,25	1,76	0,68
OECD Üyesi Ülkeler Toplamı	5.537,42	20,56	39,90	21,86	11,09	2,00	3,80	0,76
Udt	182,96	0,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Küresel Toplam	11.739,96	26,01	34,32	20,51	6,20	2,22	10,09	0,56

Tablo 2. Seçilen ülkeler ile bölgelerin temel göstergeleri (2005 yılı verileriyle).

Bölgeler/Ülkeler	TBEA (Mtoe)	TEET (TWh)	GSYİH (Milyar \$)	Nüfus (Milyon)	TBEA/k (toe/kişi)	TEET/k (kWh/kişi)	GSYİH/k (\$/kişi)
Cezayir	34,7	29,5	206,4	32,9	1,056	899	6.283
Etiyopya	21,6	2,6	68,7	75,2	0,288	34	914
Fas	13,5	19,2	123,6	30,1	0,447	638	4.099
Güney Afrika	127,6	227,8	466,7	46,9	2,722	4.858	9.952
Kenya	17,2	4,9	37,8	35,6	0,483	138	1.062
Kongo Dem. Cum.	17,0	5,4	36,6	58,7	0,289	91	624
Mısır	61,3	95,3	284,6	72,9	0,841	1.308	3.906
Nijerya	105,0	17,9	137,8	141,4	0,743	127	975
Sudan	17,3	3,5	67,1	36,9	0,469	94	1.819
Tanzanya	19,2	2,5	24,2	38,5	0,499	66	629
Afrika Ülkeleri Toplamı	601,2	508,2	2.089,6	916,2	0,656	555	2.281
Bangladeş	24,2	20,8	259,2	153,3	0,158	136	1.691
Endonezya	176,0	112,3	754,9	220,6	0,798	509	3.423
Filipinler	43,6	49,7	379,8	84,6	0,516	588	4.491
Hindistan	538,1	520,6	3.362,1	1.094,6	0,492	476	3.072
Malezya	65,9	81,4	245,5	25,7	2,570	3.174	9.570
Myanmar	14,3	3,9	98,2	48,0	0,298	82	2.048
Nepal	9,2	2,2	37,4	27,1	0,339	79	1.382
Pakistan	76,2	70,9	330,2	155,8	0,489	455	2.120
Tayland	100,6	125,3	497,2	63,0	1,598	1.988	7.892
Vietnam	51,3	47,6	227,4	83,1	0,617	573	2.737
Asya Ülkeleri (Çin hariç) Toplamı	1.285,6	1.334,4	7.133,7	2.089,2	0,615	639	3.415
Özbekistan	47,0	43,4	48,0	26,2	1,796	1.659	1.836
Rusya	656,4	828,1	1.381,0	143,2	4,586	5.785	9.647
Ukrayna	143,3	152,9	287,2	47,1	3,041	3.246	6.097
Eski SSCB Ülkeleri Toplamı	994,3	1.213,5	2.102,7	284,7	3,493	4.262	7.386
Arjantin	63,5	93,7	492,4	38,7	1,639	2.418	12.709
Brezilya	216,5	375,2	1.424,0	186,8	1,159	2.008	7.622
Kolombiya	28,6	40,1	293,7	44,9	0,636	891	6.536
Peru	13,9	23,1	150,3	27,3	0,508	848	5.512
Venezuela	60,4	77,8	158,8	26,6	2,274	2.928	5.976
Latin Amerika Ülkeleri Toplamı	506,9	765,8	3.236,2	449,1	1,129	1.705	7.206
Çin Halk Cum.	1.720,1	2.324,7	7.845,5	1.304,5	1,319	1.782	6.014
Çin (Hong Kong dahil)	1.738,2	2.364,8	8.061,2	1.311,3	1,326	1.803	6.147
Romanya	38,4	50,4	174,5	21,6	1,775	2.331	8.064
OECD Dışı Avrupa Ülke. Toplamı	104,5	166,9	449,1	53,6	1,951	3.117	8.386
Irak	29,9	29,7	27,1	26,1	1,147	1.141	1.038
İran	158,1	146,2	484,0	69,1	2,288	2.117	7.006
Suriye	18,4	26,7	64,9	18,9	0,972	1.411	3.436
Suudi Arabistan	140,5	157,5	341,4	23,1	6,077	6.813	14.769
Yemen	6,9	3,7	18,0	21,1	0,328	175	851
Ortadoğu Ülkeleri Toplamı	499,6	555,3	1.378,8	185,3	2,696	2.997	7.441
OECD Dışındaki Ülkeler Toplamı	5.730,2	6.909,0	24.451,3	5.289,3	1,083	1.306	4.623
Almanya	345,3	586,6	2.191,9	82,5	4,187	7.114	26.581
Fransa	276,2	483,6	1.661,9	62,8	4,397	7.698	26.455
İngiltere	234,5	375,4	1.700,2	60,2	3,895	6.234	28.233
İspanya	144,9	266,8	1.007,0	43,4	3,339	6.147	23.202
İtalya	185,7	332,2	1.506,8	58,6	3,169	5.668	25.708
Polonya	92,7	131,2	470,0	38,2	2,429	3.438	12.317
Türkiye	85,5	136,8	543,7	72,1	1,186	1.897	7.544
OECD Avrupa Ülkeleri Toplamı	1.882,9	3.296,8	12.175,8	536,8	3,507	6.141	22.681
Güney Kore	212,6	375,7	965,7	48,1	4,415	7.803	20.060
Japonya	528,4	1.047,9	3.462,5	127,8	4,135	8.201	27.099
OECD Pasifik Ülkeleri Toplamı	879,0	1.693,3	5.139,8	200,5	4,384	8.446	25.636
Amerika B. D.	2.341,9	4.049,4	10.950,6	297,0	7,886	13.636	36.874
Kanada	273,7	559,5	989,7	32,3	8,472	17.320	30.642
Meksika	176,6	202,8	983,6	103,8	1,701	1.954	9.473
OECD K. Amerika Ülke. Toplamı	2.792,2	4.811,7	12.923,9	433,1	6,447	11.110	29.840
OECD Üyesi Ülkeler Toplamı	5.554,0	9.801,9	30.239,5	1.170,4	4,745	8.375	25.836
OECD Dışındaki Ülkeler Toplamı	5.730,2	6.909,0	24.451,3	5.289,3	1,083	1.306	4.623
Küresel Toplam	11.457,5	16.710,9	54.690,8	6.459,7	1,774	2.587	8.466

3. Enerji Sektörünün Sera Gazı ve Karbondioksit Salımlarındaki Payı

Küresel ısınmaya yol açan sera gazlarının artmasına temel olarak, fosil yakıtların yakılması (enerji ve çevrim), sanayi (enerji ilişkili ve kimyasal süreçler, çimento üretimi vb. enerji dışı), ulaştırma (kara ve hava taşıtları, deniz taşımacılığı vb.), arazi kullanımı değişiklikleri, ormansızlaşma, katı atık yönetimi, tarımsal (enerji ilişkili ve arazi yakma, çeltik ekimi, hayvancılık, gübreleme vb. enerji dışı) ve benzeri diğer insan etkinliklerinden kaynaklanan olumsuzluklar yol açmaktadır. İnsan kaynaklı sera gazlarının küresel ısınmaya, dolayısıyla iklim değişikliği sorununa yaptıkları olumsuz katkılar birbirinden çok farklı olup, karbondioksit (CO₂), metan (CH₄), diazotmonoksit (N₂O), hidrofluorokarbonlar (HFC'ler), perfluorokarbonlar (PFC'ler) ve sülfür heksafluorid (SF₆) en önemli sera gazları olarak ifade edilmektedir [1,2].

Doğal süreçler dışında, sera gazları değişik sektörlerden kaynaklanmakla birlikte, enerji sektörü küresel ısınma ve iklim değişikliği sorununda önemli bir rol oynamakta, enerjiye yönelik faaliyetlerden kaynaklanan sera gazlarının toplamdaki payının yüksek olması, enerji sektörünü öne çıkarmaktadır. Diğer sera gazları ile karşılaştırıldığında karbondioksit küresel ısınmada daha düşük potansiyele sahip olmakla birlikte, enerji zinciri kapsamındaki tüm halkalarda, fosil yakıtların yanması ile çok büyük miktarlarda atmosfere salımı ve birikimi diğerlerine göre fazla olduğundan, önemi artmaktadır.

Günümüzde küresel iklim sistemine olumsuz etkileri nedeniyle insan kaynaklı sera gazı salımlarının belirli düzeyde tutulmasına ve azaltılmasına yönelik bölgesel/uluslararası/ulusal girişimler yoğunlaşmakta, enerji-çevre etkileşimi ekseninde sera gazı salımları ile küresel ısınma ve iklim değişikliği arasındaki ilişkiler giderek daha fazla sorgulanmakta, enerji sektörünün sera gazı salımlarındaki payının azaltılmasına çalışılmaktadır. Halen, kömür, petrol ve gazın küresel toplam birincil enerji arzındaki payı yüzde 80 düzeyinde olup, enerji sektörünün küresel toplam sera gazı salımındaki payı yüzde 70'e yaklaşırken, toplam karbondioksit salımındaki payı ise yüzde 85'e çıkmakta, elektrik ve ısı üretimi ile ulaştırma sektörü küresel toplam karbondioksit salımının yaklaşık üçte ikisini üstlenmektedir.

Önümüzdeki yirmi yıllık süreçte, fosil tabanlı birincil enerji kaynaklarının küresel kullanımında gerçekleşecek artışlar, enerji ile ilişkili karbondioksit salımlarında belirleyicilik üstlenmeye devam edecektir. Günümüzde egemen olan enerji eğilimleri ile politikalarının

benzer şekilde sürdürülmesi ve iklim değışikliğı konusunda yeni girişimlerin yaşama geçirilememesi durumunda, enerji ile ilişkili karbondioksit salımının 2030 yılında 2005'teki düzeyinin yaklaşık yüzde 50 üzerinde gerçekleşeceği tahmin edilmektedir. Enerji ile ilişkili karbondioksit salımlarında beklenen küresel toplam artışın neredeyse tamamının OECD yapısı dışında kalan ve gelişmekte olan ülkelerden kaynaklanması, Çin ve Hindistan ile Ortadoğu bölgesinin anılan artıştaki payının dörtte üçe ulaşması beklenmektedir. OECD üyesi ülkelerin toplam karbondioksit salımlarının 2020 yılından sonra tepe değerine ulaşacağı, izleyen yıllarda ise gerileme eğiliminin egemen olacağı yönünde değerlendirmeler yapılmaktadır. 2030 yılında, yalnızca Avrupa ve Japonya'da enerji kaynaklı karbondioksit salımlarının günümüzdeki düzeylerinin altına gerileyebileceğı düşünülmektedir [3].

2030 yılında, OECD ülkelerinde kişi başına düşen enerji kaynaklı karbondioksit salımlarının sınırlı bir gerileme ile günümüzdeki değerlerinin altında kalması, OECD yapısı dışındaki ülkelerde ise önemli artışların gerçekleşmesi söz konusudur. Bu süreçte, yüksek nüfus artışı, kentleşme, hızlı ekonomik büyüme, sanayileşme, çağdaş enerji kaynaklarının ticari nitelik taşımayan geleneksel yakıtların yerini alması vb. diğer etmenler belirleyici olacaktır.

Bölgelerin ve ülkelerin toplam birincil enerji arz bileşimine bağılı olarak karbondioksit salım miktarları önemli farklılıklar gösterebilmektedir. Fosil tabanlı yakıtların karbondioksit salımlarındaki payı genel olarak incelendiğinde, gelişmiş ülkelerde petrol, gelişmekte olan ülkelerde kömür ve eski Doğu Bloku ülkelerinde ise gaz ana kaynak durumundadır. Küresel toplam karbondioksit salımlarında, petrol, kömür ve gaz olarak gerçekleşen sıralamanın yakın gelecekte değişmeyeceğı öngörülmekte, doğalgaz kullanımındaki hızlı büyümeye karşın toplam karbondioksit salımları üzerindeki etkisinin sınırlı kalması beklenmektedir.

Enerji sektörünün toplam sera gazı salımı ile toplam karbondioksit salımındaki payı, bölgeler ile seçilmiş ülkeler ayrımında hazırlanarak [12], Afrika bölgesi için Tablo 3'te, Asya (Çin hariç) bölgesi için Tablo 4'te, Eski SSCB ve Latin Amerika bölgesi için Tablo 5'te, Çin ve Romanya ile seçilmiş Ortadoğu ülkeleri için Tablo 6'da, OECD üyesi Avrupa ve Pasifik ülkeleri için Tablo 7'de, OECD üyesi Kuzey Amerika ülkeleri ile OECD üyesi ve OECD dışındaki ülkeler toplamı için Tablo 8'de, ardıl halde sunulmuştur. İlgili tablolarda, sera gazları küresel ısınma potansiyelleri göz önüne alınarak, karbondioksit cinsinden CO₂ eşdeğeri olarak ifade edilmiştir.

Tablo 3. Seçilmiş Afrika ülkelerinde enerji sektörünün toplam sera gazı ve CO₂ salımlarındaki payı.

Bölge / Ülkeler	Gaz salımı (Milyon ton CO ₂ eşdeğeri)	1990	1995	2000	2005
Cezayir	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	54,76	59,30	66,62	83,78
	CO ₂ salımı - Toplam	70,84	81,50	83,87	96,99
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	89,58	91,89	92,68	93,31
	Toplam sera gazı salımı	98,43	110,12	117,67	131,93
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	76,23	79,61	80,01	81,11
Etiyopya	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	2,21	2,35	3,18	4,82
	CO ₂ salımı - Toplam	14,45	17,17	10,98	12,96
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	15,29	13,69	28,95	37,18
	Toplam sera gazı salımı	104,29	111,97	111,74	123,84
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	6,20	6,50	7,83	8,48
Fas	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	19,64	25,43	29,53	39,32
	CO ₂ salımı - Toplam	24,34	29,86	33,97	45,19
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	80,70	85,15	86,92	87,00
	Toplam sera gazı salımı	47,79	52,50	68,62	73,94
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	42,49	49,91	45,49	54,02
Güney Afrika	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	254,61	276,77	298,56	330,36
	CO ₂ salımı - Toplam	268,13	286,82	308,70	343,01
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	94,96	96,50	96,71	96,31
	Toplam sera gazı salımı	348,30	367,87	396,06	433,52
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	81,36	83,54	83,94	84,06
Kenya	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	6,34	7,26	8,91	9,91
	CO ₂ salımı - Toplam	11,90	13,25	15,02	16,51
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	53,25	54,77	59,27	60,02
	Toplam sera gazı salımı	53,14	53,05	53,64	55,88
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	18,57	21,17	24,57	25,51
Kongo Dem. Cum.	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	2,96	2,10	2,10	2,28
	CO ₂ salımı - Toplam	160,47	161,10	373,13	373,65
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	1,95	1,41	0,63	0,73
	Toplam sera gazı salımı	207,58	210,33	461,51	462,65
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	3,09	2,94	1,46	1,56
Mısır	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	79,21	83,99	110,24	149,28
	CO ₂ salımı - Toplam	92,58	98,26	129,36	170,70
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	87,90	87,60	86,43	88,31
	Toplam sera gazı salımı	135,05	149,60	186,75	233,42
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	66,40	64,06	65,74	69,32
Nijerya	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	29,16	30,41	41,07	55,57
	CO ₂ salımı - Toplam	103,70	116,92	120,39	139,17
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	65,10	66,82	60,12	65,54
	Toplam sera gazı salımı	191,56	218,66	233,20	256,95
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	51,39	51,79	47,78	50,85
Sudan	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	5,50	4,56	5,45	10,28
	CO ₂ salımı - Toplam	35,10	31,26	27,27	32,17
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	15,68	14,57	20,00	31,94
	Toplam sera gazı salımı	114,26	115,82	143,36	159,24
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	13,07	12,72	15,40	16,96
Tanzanya	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	1,71	2,52	2,57	4,52
	CO ₂ salımı - Toplam	25,02	25,21	54,99	57,21
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	6,82	9,99	4,67	7,91
	Toplam sera gazı salımı	75,18	78,27	119,86	128,36
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	11,41	13,36	10,19	11,33
Afrika Ülkeleri Toplamı	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	549,35	603,22	694,37	831,76
	CO ₂ salımı - Toplam	1.120,07	1.187,71	1.973,83	2.121,01
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	54,56	57,41	38,05	41,90
	Toplam sera gazı salımı	2.066,04	2.184,14	3.231,27	3.456,52
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	36,68	38,65	29,11	31,26

Tablo 4. Seçilmiş Asya ülkelerinde enerji sektörünün toplam sera gazı ve CO₂ salımlarındaki payı.

B ö l g e / Ü l k e l e r	Gaz salımı (Milyon ton CO ₂ eşdeğeri)	1990	1995	2000	2005
Bangladeş	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	13,56	20,45	25,19	36,34
	CO ₂ salımı - Toplam	32,56	38,66	58,64	70,53
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	41,65	52,91	42,96	51,52
	Toplam sera gazı salımı	136,60	152,59	184,12	200,16
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	17,66	21,03	20,51	24,48
Endonezya	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	140,22	192,22	264,62	330,95
	CO ₂ salımı - Toplam	375,35	420,98	496,06	564,25
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	39,78	47,95	55,21	59,81
	Toplam sera gazı salımı	617,20	703,30	789,23	859,40
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	35,12	41,42	45,55	49,30
Filipinler	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	36,05	59,46	68,92	72,39
	CO ₂ salımı - Toplam	103,18	123,60	82,53	86,86
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	34,94	48,11	83,50	83,73
	Toplam sera gazı salımı	160,10	186,94	144,40	151,01
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	26,22	35,22	50,90	51,06
Hindistan	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	589,30	782,57	976,52	1.160,68
	CO ₂ salımı - Toplam	724,94	921,14	1.163,70	1.371,05
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	82,66	85,28	84,20	84,79
	Toplam sera gazı salımı	1.583,61	1.839,86	2.173,79	2.393,58
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	43,83	48,60	50,62	53,67
Malezya	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	48,99	78,73	112,67	145,77
	CO ₂ salımı - Toplam	148,12	183,82	155,89	192,23
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	35,14	45,78	76,07	78,95
	Toplam sera gazı salımı	181,97	221,11	191,10	228,20
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	34,00	43,68	70,33	73,48
Myanmar	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	3,98	6,73	8,13	10,14
	CO ₂ salımı - Toplam	80,04	81,97	114,47	116,74
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	4,98	8,23	7,26	9,00
	Toplam sera gazı salımı	134,61	147,47	195,81	203,49
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	5,97	7,62	6,69	7,52
Nepal	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	0,88	1,74	3,06	3,03
	CO ₂ salımı - Toplam	10,69	12,28	9,57	9,54
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	8,27	14,18	31,94	31,77
	Toplam sera gazı salımı	50,19	52,73	52,15	52,67
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	8,47	10,57	14,38	14,41
Pakistan	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	59,04	80,11	97,80	118,31
	CO ₂ salımı - Toplam	82,10	104,01	119,61	144,12
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	71,91	77,02	81,77	82,09
	Toplam sera gazı salımı	221,03	265,00	298,60	335,09
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	32,27	35,55	38,65	40,62
Tayland	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	78,59	141,26	159,46	214,15
	CO ₂ salımı - Toplam	130,35	190,56	205,92	266,77
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	60,29	74,13	77,44	80,27
	Toplam sera gazı salımı	222,20	288,20	309,95	374,53
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	37,18	50,96	54,07	59,35
Vietnam	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	16,95	27,51	43,81	80,35
	CO ₂ salımı - Toplam	47,78	61,22	69,75	114,38
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	35,48	45,76	63,85	70,72
	Toplam sera gazı salımı	114,69	140,87	168,43	226,94
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	20,37	25,43	35,08	42,11
Asya Ülkeleri (Çin hariç) Toplamı	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	1.274,55	1.693,39	2.119,97	2.597,70
	CO ₂ salımı - Toplam	2.159,56	2.573,81	2.925,80	3.453,38
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	60,05	66,55	73,14	75,69
	Toplam sera gazı salımı	3.964,63	4.568,64	5.106,67	5.707,87
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	38,54	43,60	47,87	51,18

Tablo 5. Seçilmiş Eski SSCB ve Latin Amerika ülkelerinde enerji sektörünün toplam sera gazı ve CO₂ salımlarındaki payı.

Bölgeler/Ülkeler	Gaz salımı (Milyon ton CO ₂ eşdeğeri)	1990	1995	2000	2005
Özbekistan	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	..	101,59	116,46	109,77
	CO ₂ salımı - Toplam	..	103,96	118,85	112,93
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	..	97,72	97,99	97,20
	Toplam sera gazı salımı	..	159,79	180,31	179,72
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	..	83,43	84,71	81,26
Rusya	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	2.179,87	1.582,94	1.513,79	1.531,24
	CO ₂ salımı - Toplam	2.263,91	1.628,18	1.551,67	1.593,03
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	97,25	97,83	98,12	97,65
	Toplam sera gazı salımı	3.043,95	2.225,50	2.151,94	2.200,70
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	88,14	88,48	88,68	88,47
Ukrayna	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	687,86	392,78	291,96	306,02
	CO ₂ salımı - Toplam	708,36	400,78	298,60	317,49
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	97,11	98,01	97,79	96,39
	Toplam sera gazı salımı	924,17	538,60	410,52	416,98
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	84,91	84,07	84,31	86,05
Eski SSCB Ülkeleri Toplamı	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	3.649,46	2.439,32	2.227,47	2.312,66
	CO ₂ salımı - Toplam	3.779,76	2.501,75	2.296,19	2.414,86
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	97,22	97,95	97,98	97,34
	Toplam sera gazı salımı	5.061,27	3.455,04	3.208,57	3.332,45
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	86,36	85,98	86,63	86,59
Arjantin	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	100,38	115,32	132,94	139,14
	CO ₂ salımı - Toplam	134,96	135,41	141,47	149,24
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	78,27	88,11	94,77	94,30
	Toplam sera gazı salımı	284,02	289,74	308,00	327,61
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	39,83	44,83	47,60	46,78
Brezilya	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	192,72	238,40	303,41	327,06
	CO ₂ salımı - Toplam	677,08	627,94	1.103,17	1.125,20
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	28,80	38,34	27,97	29,45
	Toplam sera gazı salımı	1.195,82	1.179,14	1.773,92	1.856,53
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	17,25	21,39	18,26	18,69
Kolombiya	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	44,96	58,05	60,68	59,73
	CO ₂ salımı - Toplam	99,88	105,39	130,77	129,68
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	45,82	55,70	47,15	46,63
	Toplam sera gazı salımı	170,39	180,59	213,66	216,03
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	30,84	37,16	33,58	32,62
Peru	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	19,21	23,72	26,43	28,46
	CO ₂ salımı - Toplam	67,95	67,49	52,18	54,69
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	28,83	35,70	51,15	52,78
	Toplam sera gazı salımı	99,51	101,31	88,76	95,28
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	21,43	25,60	31,90	31,98
Venezuela	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	105,10	118,29	128,31	139,07
	CO ₂ salımı - Toplam	199,07	209,30	206,49	217,74
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	56,59	62,38	63,79	65,33
	Toplam sera gazı salımı	263,62	282,70	296,13	312,40
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	48,22	53,20	53,89	54,46
Latin Amerika Ülkeleri Toplamı	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	603,13	722,29	859,83	931,87
	CO ₂ salımı - Toplam	1.555,19	1.537,50	2.141,49	2.211,68
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	40,17	48,62	40,98	42,71
	Toplam sera gazı salımı	2.612,60	2.656,47	3.456,21	3.623,59
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	25,96	30,57	27,77	28,35

Tablo 6. Çin ve Romanya ile seçilmiş Ortadoğu ülkelerinde enerji sektörünün toplam sera gazı ve CO₂ salımlarındaki payı.

Bölgeler/Ülkeler	Gaz salımı (Milyon ton CO ₂ eşdeğeri)	1990	1995	2000	2005
Çin Halk Cum.	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	2.210,95	2.985,91	3.037,85	5.059,82
	CO ₂ salımı - Toplam	2.511,30	3.426,11	3.547,16	5.802,13
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	88,04	87,15	85,64	87,21
	Toplam sera gazı salımı	3.870,45	4.949,17	5.160,73	7.485,35
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	65,08	67,59	65,92	72,46
Çin (Hong Kong dahil)	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	2.244,01	3.021,78	3.077,60	5.100,54
	CO ₂ salımı - Toplam	2.545,27	3.461,98	3.587,56	5.843,37
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	88,16	87,28	85,79	87,29
	Toplam sera gazı salımı	3.905,81	4.986,90	5.202,71	7.528,20
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	65,34	67,81	66,16	72,60
Romanya	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	167,08	117,07	86,27	91,70
	CO ₂ salımı - Toplam	172,26	121,11	90,38	96,29
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	96,99	96,66	95,45	95,23
	Toplam sera gazı salımı	240,76	167,71	130,43	133,96
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	79,53	79,40	76,23	77,79
OECD Dışı Avrupa Ülke. Toplamı	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	382,79	265,13	236,58	262,41
	CO ₂ salımı - Toplam	405,73	275,97	250,43	278,87
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	96,21	96,07	94,47	94,10
	Toplam sera gazı salımı	541,93	372,88	340,37	368,29
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	78,03	77,41	75,80	76,95
Irak	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	52,85	71,77	75,87	82,08
	CO ₂ salımı - Toplam	68,23	81,81	79,76	85,86
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	89,15	87,83	97,42	97,03
	Toplam sera gazı salımı	86,31	96,83	95,83	101,30
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	76,44	76,83	86,95	87,80
İran	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	175,31	249,35	304,85	396,66
	CO ₂ salımı - Toplam	211,93	287,30	345,07	431,16
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	93,03	94,63	95,34	95,22
	Toplam sera gazı salımı	317,41	408,84	499,13	593,91
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	70,87	75,60	78,41	79,64
Suriye	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	30,98	38,61	45,76	50,05
	CO ₂ salımı - Toplam	37,56	45,84	49,59	53,44
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	93,31	92,83	93,96	95,14
	Toplam sera gazı salımı	51,23	60,49	66,00	70,83
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	71,66	74,11	74,97	75,89
Suudi Arabistan	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	161,41	204,53	251,11	321,92
	CO ₂ salımı - Toplam	168,41	213,42	261,66	335,55
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	96,12	96,05	96,40	96,01
	Toplam sera gazı salımı	218,61	273,72	334,29	408,52
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	90,34	91,68	93,05	93,27
Yemen	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	6,43	9,34	13,29	19,21
	CO ₂ salımı - Toplam	7,30	10,47	14,58	20,58
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	88,07	89,24	91,14	93,36
	Toplam sera gazı salımı	17,03	21,17	29,21	36,70
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	44,58	53,15	59,50	63,52
Ortadoğu Ülkeleri Toplamı	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	587,91	800,42	971,47	1.227,17
	CO ₂ salımı - Toplam	665,27	879,64	1.049,20	1.304,62
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	94,25	94,33	95,82	95,81
	Toplam sera gazı salımı	906,29	1.154,78	1.393,99	1.663,07
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	80,43	83,05	85,65	86,52
OECD Dışındaki Ülkeler Toplamı	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	9.291,19	9.545,55	10.187,30	13.264,12
	CO ₂ salımı - Toplam	12.230,84	12.418,35	14.224,49	17.627,80
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	77,42	78,19	72,68	76,08
	Toplam sera gazı salımı	19.058,57	19.378,84	21.939,79	25.679,99
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	57,92	58,04	54,78	58,81

Tablo 7. Seçilmiş OECD üyesi Avrupa ve Pasifik ülkelerinde enerji sektörünün toplam sera gazı ve CO₂ salımlarındaki payı.

Bölge ler / Ülke ler	Gaz salımı (Milyon ton CO ₂ eşdeğeri)	1990	1995	2000	2005
Almanya	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	950,43	869,33	827,14	811,27
	CO ₂ salımı - Toplam	978,70	897,44	852,22	834,38
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	97,23	96,99	97,17	97,36
	Toplam sera gazı salımı	1.177,27	1.079,47	1.015,91	990,84
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	85,58	84,71	85,50	85,02
Fransa	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	352,11	353,69	375,80	386,64
	CO ₂ salımı - Toplam	371,85	368,00	391,66	403,71
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	94,77	96,20	96,04	95,85
	Toplam sera gazı salımı	527,73	503,18	528,43	543,20
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	68,95	72,25	72,67	72,48
İngiltere	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	552,97	519,07	525,56	535,42
	CO ₂ salımı - Toplam	566,68	531,68	539,81	548,47
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	98,34	98,48	98,37	98,55
	Toplam sera gazı salımı	708,79	659,66	659,63	666,88
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	82,92	82,71	83,23	83,55
İspanya	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	205,85	233,67	283,87	339,48
	CO ₂ salımı - Toplam	221,25	248,73	304,71	366,51
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	93,12	94,02	93,23	92,68
	Toplam sera gazı salımı	292,63	321,04	389,05	459,67
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	72,63	74,74	74,61	75,16
İtalya	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	397,79	409,66	424,68	453,82
	CO ₂ salımı - Toplam	421,27	429,60	447,41	481,15
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	94,43	95,36	94,92	94,32
	Toplam sera gazı salımı	503,91	513,75	536,30	570,43
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	80,08	81,02	80,76	81,08
Polonya	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	343,93	331,46	291,99	294,20
	CO ₂ salımı - Toplam	352,74	340,76	301,82	302,56
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	97,50	97,27	96,74	97,24
	Toplam sera gazı salımı	474,77	453,58	397,61	391,12
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	86,11	86,67	85,38	85,76
Türkiye	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	126,91	152,66	200,56	216,36
	CO ₂ salımı - Toplam	140,00	170,66	219,31	240,33
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	90,67	89,54	91,56	90,03
	Toplam sera gazı salımı	214,16	242,94	293,22	316,11
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	61,30	64,46	70,04	69,83
OECD Avrupa Ülkeleri Toplamı	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	3.912,80	3.856,42	3.936,51	4.078,66
	CO ₂ salımı - Toplam	4.082,07	4.017,01	4.109,58	4.263,76
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	96,06	96,20	96,02	95,85
	Toplam sera gazı salımı	5.214,53	5.070,57	5.122,25	5.271,04
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	79,36	79,96	80,42	80,44
Güney Kore	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	229,30	364,80	431,29	468,92
	CO ₂ salımı - Toplam	247,72	394,85	457,72	495,82
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	92,56	92,39	94,23	94,57
	Toplam sera gazı salımı	290,03	441,10	511,88	557,77
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	81,71	83,96	85,64	85,39
Japonya	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	1.071,43	1.156,73	1.192,39	1.227,68
	CO ₂ salımı - Toplam	1.121,91	1.209,83	1.240,79	1.270,97
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	95,50	95,62	96,10	96,59
	Toplam sera gazı salımı	1.238,12	1.349,37	1.397,32	1.432,05
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	88,14	87,31	86,96	87,26
OECD Pasifik Ülkeleri Toplamı	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	1.581,90	1.831,15	1.994,61	2.120,03
	CO ₂ salımı - Toplam	1.656,83	1.920,57	2.078,73	2.200,09
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	95,52	95,38	95,99	96,39
	Toplam sera gazı salımı	2.089,81	2.364,78	2.572,14	2.718,25
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	78,30	79,81	80,05	80,37

Tablo 8. OECD üyesi Kuzey Amerika ülkeleri ile OECD üyesi ve OECD dışındaki ülkeler genelinde enerji sektörünün toplam sera gazı ve CO₂ salımlarındaki payı.

Bölge ler / Ülke ler	Gaz salımı (Milyon ton CO ₂ eşdeğeri)	1990	1995	2000	2005
Amerika B. D.	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	4.863,29	5.133,33	5.693,02	5.784,51
	CO ₂ salımı - Toplam	4.947,13	5.231,16	5.775,54	5.874,35
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	98,47	98,43	98,66	98,58
	Toplam sera gazı salımı	6.308,77	6.647,86	7.258,83	7.424,30
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	85,16	84,87	85,54	84,61
Kanada	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	432,22	465,06	532,62	556,28
	CO ₂ salımı - Toplam	444,86	477,50	546,41	569,80
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	98,14	98,35	98,32	98,27
	Toplam sera gazı salımı	591,36	668,05	711,36	745,83
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	80,20	77,27	82,66	81,92
Meksika	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	292,94	309,56	356,76	402,20
	CO ₂ salımı - Toplam	347,42	360,33	449,19	495,62
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	85,06	86,95	81,33	82,77
	Toplam sera gazı salımı	515,43	526,39	638,51	696,01
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	62,01	64,09	61,61	62,99
OECD K. Amerika Ülke. Toplamı	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	5.588,46	5.907,95	6.582,39	6.743,00
	CO ₂ salımı - Toplam	5.739,42	6.068,99	6.771,14	6.939,77
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	97,63	97,74	97,48	97,42
	Toplam sera gazı salımı	7.415,56	7.842,30	8.608,71	8.866,14
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	83,15	82,82	83,53	82,68
OECD Üyesi Ülkeler Toplamı	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	11.083,16	11.595,52	12.513,51	12.941,69
	CO ₂ salımı - Toplam	11.478,31	12.006,57	12.959,45	13.403,62
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	96,77	96,85	96,78	96,75
	Toplam sera gazı salımı	14.719,89	15.277,65	16.303,09	16.855,43
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	81,12	81,41	82,00	81,61
OECD Dışındaki Ülkeler Toplamı	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	9.291,19	9.545,55	10.187,30	13.264,12
	CO ₂ salımı - Toplam	12.230,84	12.418,35	14.224,49	17.627,80
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	77,42	78,19	72,68	76,08
	Toplam sera gazı salımı	19.058,57	19.378,84	21.939,79	25.679,99
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	57,92	58,04	54,78	58,81
Küresel Toplam	CO ₂ salımı - Fosil yakıtlar	20.987,62	21.829,05	23.508,55	27.146,26
	CO ₂ salımı - Toplam	24.322,42	25.112,90	27.991,68	31.971,87
	CO ₂ - Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	87,12	87,71	84,62	85,45
	Toplam sera gazı salımı	34.391,73	35.344,47	39.050,62	43.475,86
	Enerji sektörünün toplamdaki payı (%)	68,60	68,96	67,08	68,54

4. Sonuçlar

Önümüzdeki yıllarda, başta Çin, Hindistan ile diğer Asya ülkeleri olmak üzere, gelişme halinde bulunan ülkelerdeki nihai enerji tüketiminin, küreselleşme olgusunun da doğrudan ve/veya dolaylı katkılarıyla hızla büyümesi beklenmektedir. Gelişmekte olan ülkelerde gözlenen kararlı ve güçlü talep artışı eğilimlerinin aksine, gelişmiş ülkelerin nihai enerji tüketimlerinde, gelecekte çok sınırlı düzeylerde artışlar kaydedilebileceği yönündeki beklentiler öne çıkmaktadır. Genellikle, gelişmiş Dünya ülkelerinin toplumları, düşük nüfus artışlarıyla uyumlu, belirli tüketim olgunluğuna ve doygunluğa ulaşmış enerji talep yapısı ile

nitelendirilebilirken, gelişmekte olan ÷lkelerdeki mevcut eğilimler ve olası beklentiler ise, tam aksi yöndedir. Düşük nüfus artışı, enerjinin etkin ve verimli kullanılmasına yönelik süreklilik içeren kazanımlar, enerji talebinin yoğun olduğu üretim faaliyetlerinin bırakılması veya gelişmekte olan ÷lkelere kaydırılması, bilim ve teknoloji yoğun üretim alanlarına odaklanma, hizmetler sektörünün geliştirilmesine yönelik tercihler, gelişmiş ekonomilerin toplam nihai enerji tüketimindeki artışların görece daha düşük düzeylerde kalabilmesine olanak tanımaktadır. Dolayısıyla, küresel ölçekte egemen olan güncel enerji tüketimi eğilimleri gelişmiş ve gelişmekte olan ÷lkeler ayırımında irdelendiğinde ve gelecek yirmi yıllık sürece ilişkin tahminler dikkate alındığında, özellikle gelişme yolundaki ÷lkelerde başta kömür olmak üzere fosil yakıt kullanımında gözlenen güçlü artışların, enerji ile ilişkili sera gazı salımlarının büyüme dinamikleri üzerinde doğrudan belirleyicilik üstlenmesi beklenmektedir.

Günümüz enerji sistemlerinin ağırlıkla fosil yakıtlara dayanması, alternatif yakıtları kullanan ve fosil yakıt bağımlılığını azaltabilecek sistemlere yakın gelecekte geçişin mümkün görünmemesi, diğeri sektörler ile karşılaştırıldığında enerji sektörünün insan kaynaklı sera gazı salımlarındaki payının yüksek olması, enerji-çevre etkileşimi eksenindeki ilişkilerin giderek daha fazla sorgulanmasına yol açmakta, iklim değışikliği sorununa karşı alınacak önlemlerin ağırlıkla enerji sektöründe gerçekleştirilmesi zorunluluğuna işaret etmektedir. Bu bağlamda, yenilenebilir enerji ile nükleer enerjinin sürdürülebilir gelecek kapsamında üstlenebileceği roller tartışılmakta, özellikle enerji tasarrufuna ve enerji verimliliğine yönelik girişimlerin, başta karbondioksit olmak üzere, sera gazı salımlarının azaltılması çabalarına önemli katkılar sağlaması öngörülmektedir.

Kaynaklar

- [1] Devlet Planlama Teşkilatı (DPT) İklim Değışikliği Özel İhtisas Komisyonu, “*Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı, İklim Değışikliği Özel İhtisas Komisyonu Raporu,*” Yayın No. DPT: 2532 - ÖİK: 548, Ankara, 2000.
- [2] Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi (DEKTMK) Enerji ve Çevre Çalışma Grubu, “*İklim Değışikliği ve Enerji Sektörü,*” Ankara, 2008.
- [3] International Energy Agency (IEA), “*World Energy Outlook, 2008 Edition,*” OECD/IEA, Paris, 2008.

- [4] International Energy Agency (IEA), “*Energy Balances of OECD Countries, 2008 Edition*,” OECD/IEA, Paris, 2008.
- [5] International Energy Agency (IEA), “*Energy Balances of Non-OECD Countries, 2008 Edition*,” OECD/IEA, Paris, 2008.
- [6] International Energy Agency (IEA), “*Energy Statistics of OECD Countries, 2008 Edition*,” OECD/IEA, Paris, 2008.
- [7] International Energy Agency (IEA), “*Energy Statistics of Non-OECD Countries, 2008 Edition*,” OECD/IEA, Paris, 2008.
- [8] International Energy Agency (IEA), “*Energy Balances of OECD Countries, 2007 Edition*,” OECD/IEA, Paris, 2007.
- [9] International Energy Agency (IEA), “*Energy Balances of Non-OECD Countries, 2007 Edition*,” OECD/IEA, Paris, 2007.
- [10] International Energy Agency (IEA), “*Energy Statistics of OECD Countries, 2007 Edition*,” OECD/IEA, Paris, 2007.
- [11] International Energy Agency (IEA), “*Energy Statistics of Non-OECD Countries, 2007 Edition*,” OECD/IEA, Paris, 2007.
- [12] International Energy Agency (IEA), “*CO₂ Emissions from Fuel Combustion, 2008 Edition*,” OECD/IEA, Paris, 2008.

AFŞİN- ELBİSTAN KÖMÜR HAVZASININ ELEKTRİK ÜRETİMİ BAKIMINDAN DEĞERİNİ BİLİYOR MUYUZ?

Çetin KOÇAK*, Dr. Nejat TAMZOK**, Selçuk Yılmaz***

ÖZET

Afşin-Elbistan Linyit Havzası'nda kırk yılı aşkın bir süre önce bulunan linyit kömürü, ülkemizde elektrik üretimi amaçlı kullanılabilecek enerji kaynakları arasında gerek kaynak maliyeti, gerekse rezerv büyüklüğü bakımından en uygun yakıt olarak görülmektedir. Havzanın üretilebilir rezervi 3,7 milyar ton olarak hesaplanmış olup, MTA'nın son yıllarda yaptığı etüt ve sondajlar neticesinde söz konusu üretilebilir rezerv miktarının en az 4,5 milyar ton olduğu anlaşılmaktadır. Son yıllarda doğal gazı dayalı santrallardan elde edilen elektriğin toplam elektrik üretimi içerisindeki payı artarak %50 olmuştur. Bu durum dikkate alındığında, gerek Afşin-Elbistan gerekse diğer linyit rezervlerimizin değerinin doğal gaz eşdeğeri olarak bilinmesinde, söz konusu iki kaynağa ilişkin sağlıklı karşılaştırma yapabilmek bakımından yarar görülmektedir. Havzada mevcut kömürlerin kullanılmasıyla üretilecek elektriğin maliyetinin 3,5 cent/kwh civarında olacağı hesaplanmaktadır. Ayrıca, havzadaki elektrik santralleri ve kömür işletmelerinin yaratacağı yüksek istihdam olanakları ve çoğaltan etkisi nedeniyle önemli büyüklükte bir katma değerin oluşması da söz konusudur.

Yeni bulunan rezervler dikkate alınmadan yapılan hesaplamalara göre, Afşin-Elbistan Havzası'nda mevcut santrallerle birlikte kurulabilecek elektrik santrallerinin toplam kurulu gücü 10.000 MW olmaktadır. Ancak, havzadaki mevcut kömür üretim planlaması, havzanın toplam üretilebilir rezervi 2,77 milyar ton olacağı öngörüsüne göre yapılmıştır. Bu planlama sonucunda önemli miktarda kömür kaybı olacak ve havzanın toplam santral potansiyeli azalacaktır.

*Jeofizik Yük. Mühendisi TMMOB JFMO ve DEK-TMK Enerji Çalışma Grubu Üyesi

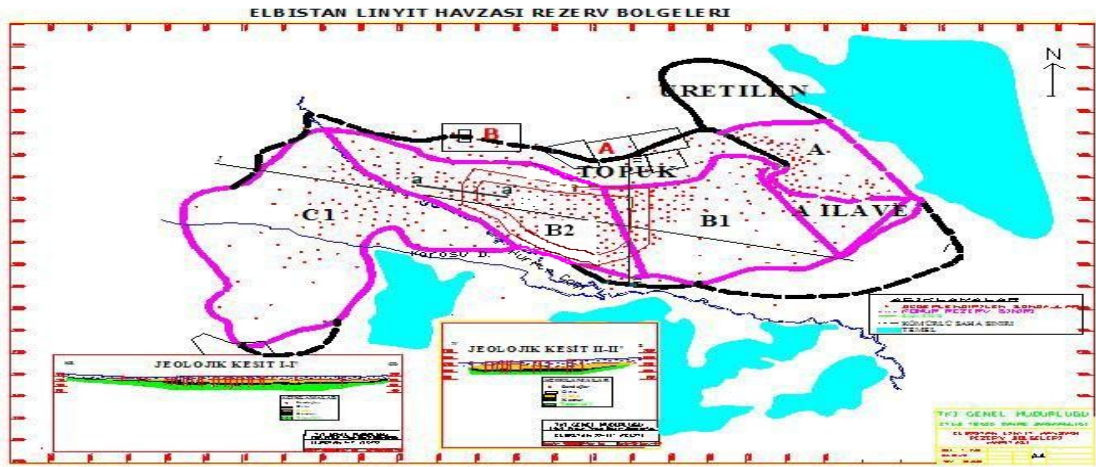
**Maden Yük. Mühendisi TMMOB Maden MO Üyesi

*** Jeoloji Mühendisi TMMOB JMO Üyesi

I. Afşin-Elbistan Linyit Havzası'nın Rezervi ve Santral Potansiyeli

Linyit potansiyeli 1967 yılında bulunan Afşin-Elbistan Linyit Havzasının üretilebilir kömür rezervi, MTA ve Ottogold'tarafından yapılan sondaj verileri üzerinde 1999 yılında Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu (TKİ) tarafından surpac madencilik programı uygulanarak, havzadaki üretilebilir kömür rezervi, A Sektörü(Kışlaköy) ve topuk hariç 3,44milyar ton olarak hesaplanmıştır. TKİ'nin hesapladığı ile Kışlaköy Sektörü birlikte havzanın toplam üretilebilir rezervi 3,74 milyar tondur (Tablo 1), [10],[13].

TKİ'nin, havzadaki üretilebilir kömür rezervinin belirlenmesine yönelik yaptığı çalışmada, Afşin-Elbistan Linyit Havzası, A sektörü dışında B1, B2 ve C1, olmak üzere 3 sahaya bölünmüş, kuzeyde A ve B Santralleri ile Çoğulhan kasabası nedeniyle TOPUK bırakılmıştır (Şekil 1),[10], [13].



Şekil 1 Elbistan Linyit Havzası Rezerv Bölgeleri ve Çöllolar Sahası Şev Sınırları

Tablo 1. Afşin-Elbistan Havzasının Üretilebilir Kömür Rezervi ve Santral Potansiyeli

Rezerv Bölgeleri	Üretilebilir Rezerv (Milyon ton)	Ort. Kömür Kalınlığı (m)	Alt Isıl Değeri (kcal/kg)	Toprak/Kömür Oranı (m3/ton)	Santral Potansiyeli (MW)
A İlave	135	35	1.110	2,54	320
B1	1.090	47	1.148	2,81	2.673
C1	1.100	41	1.120	2,38	2.632
B2	520	48	1.120	1,87	1.240
A (Kışlaköy)	B Santrali: 600 A Santrali: 300	43	1,120		B Santrali: 1.440 A Santrali: 1.355
Toplam	3.745	45	1.128		9.660

- 1.440 MW kurulu gücündeki Elbistan B santralına ayrılacak rezerv:

$1.440.000\text{kwx}6.500\text{h/yıl} \times 2.400\text{kcal/kg} \times 30\text{yıl} / 1.120\text{kcal/kg} = 600$ milyon ton olmaktadır. Bu durumda, mevcut santraller için ayrılan 900 milyon ton dışında havzada kalan rezerv miktarı 2,845 milyar ton olup, bu rezerv miktarı B santralının özgül ısı değerine göre hesaplandığında havzada yeni kurulabilecek güç potansiyeli 6.865 MW olmaktadır (Tablo 1).

- Bununla beraber, özgül ısının 2.400 kcal/kg yerine 2.200 kcal/kg veya termik verimin %39 olarak alınması durumunda bile havzanın kalan santral potansiyeli 6865 MW gücünden 7.480 MW'a kadar artmaktadır.
- Böylelikle rezerv artışı dışında, havzanın toplam üretebilir kömür rezervi 3.745 milyar ton olması durumunda bile, havzanın toplam santral gücü teorik olarak 10.280 MW olmaktadır.
- Rezerv artışı bakımından en önemli sonuç, son yıllarda MTA tarafından havzada yapılan ayrıntılı aramalarla elde edilmiştir. Bu araştırmalarla, havzanın rezervi, MTA'nın kömür yoğunluğu 1,1 ton/m³ esas alınarak hesapladığı toplam 3,34 milyar rezervine ilave olarak yaklaşık 1,4 milyar ton artmıştır[1]. MTA'nın bu artış değeri, TKİ'nin hesapladığı 3,74 milyar ton olan havzanın toplam üretebilir rezerv değerini ise, çoğunlukla Hurman Çayının batısında olmak üzere en az 750 milyon ton artıracaktır. [1]
- Bu durumda, TKİ'nin yaptığı değerlendirmeler ve MTA'nın bulduğu rezerv artışıyla birlikte havzanın toplam üretebilir rezervi en az 4,5 milyar ton olacaktır. Bu rezerv miktarı, toplam kurulu gücü 10.000 MW olacak santrallerin ekonomik ömrünün, en az %30 daha fazla süre çalışmasına yeteceğinden, söz konusu toplam kurulu güç değerinin, havzanın yeni kömür üretim planlamasında dikkate alınması gereken asgari değer olmalıdır.

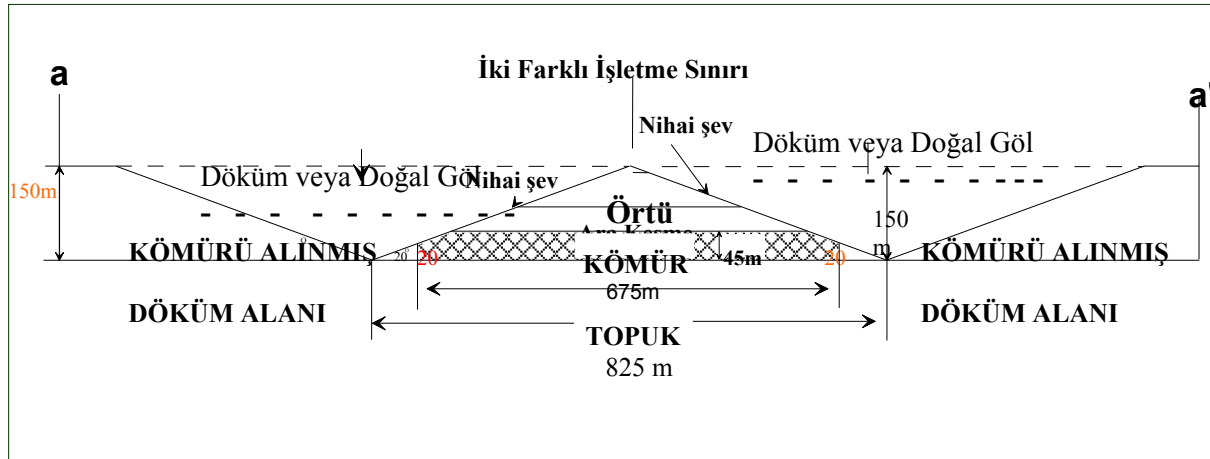
II. Afşin-Elbistan Linyit Havzası'nda Mevcut Planlamanın Sorunları

Mevcut planlamayla, havzanın toplam üretebilir rezervinin 2,77 milyar ton olarak kabul edildiğinden, havzada en fazla 4.200 MW kurulu gücünde yeni santral kurulabileceği görülmektedir (Şekil 2). Ancak en az 4.5 milyar ton olan toplam üretebilir kömür rezervi dikkate alınmadan yapılan mevcut üretim planlaması değiştirilmezse önemli kömür kayıplarının oluşması kaçınılmazdır.



Şekil 2. Mevcut Kömür Üretim Planlaması

Havza içindeki nihai şevlerin ortalama eğimi 18–20° ve ortalama yüksekliği ise 150 metredir. Havza içindeki nihai şev boşluklarının iç dökümle doldurulması ya da doğal göl oluşturacak şekilde bırakılması halinde, çalışılan ayrı işletmelerin sınırlarında ortalama genişlikleri 675 metreyi bulan kömür topuklarının bırakılması sonucu doğabilecektir (Şekil 1 ve Şekil 3).



Şekil 3. İki Farklı İşletme Arasında Ortaya Çıkacak Kömür Kaybını Gösteren Enine Kesit

Bu şekilde bırakılacak her 1 km uzunluğundaki topuk yaklaşık 39,5 milyon ton (1.000m x 675m x 45m x 1,3ton/m³) kömürün yeniden üretilmeyecek şekilde kaybedilmesi anlamına gelmektedir. Mevcut kömür üretim planlamasına göre, havza içinde bu şekildeki farklı iki işletme sınırındaki nihai şevlerin toplam uzunluğunu bu günden öngörmek mümkün olmamakla birlikte, 10 km ‘nin

üzerinde olacağı söylenebilir. Önlem alınmazsa bu nihai şevlerin uzunluğu kadar topuk bırakılarak en az 400 milyon ton linyit rezervi bir daha ekonomik olarak işletilemeyecebilir. Bu kayıp, B Sahası'nın kuzey ve güneyinde, bırakılacak rezervlerle birlikte olabilecek kayıp en az 650 milyon tonu bulmaktadır. Mevcut A ve B Sanrallarının konumları nedeniyle, havzanın toplam 4,5 milyar ton olan üretilebilir rezervi dışında TOPUK olarak bırakılan alandaki 377 milyon ton kömür büyük ölçüde üretilemeyecektir(Şekil 1).

Mevcut Planlamanın Sorunları;

- **Havzanın üretilebilir kömür rezervinin önemli bölümü, kömür damarının devamlılığı göz ardı edilerek yapılan planlama ve bu planlamanın sonucunda oluşacak nihai şevlerin altında bırakılacak kömür topukları nedeniyle üretilemeyecektir(Şekil 1 ve Şekil 3). Buna santrallerin konumları nedeniyle olan kayıplar da eklenince havzanın toplam üretilebilir kömür rezervi en az 1 milyar ton azalacaktır.**
- **Planlama, havzanın toplam üretilebilir kömür rezervi 2,77 milyar ton olan öngörüsüne göre yapıldığından, havzanın her tarafında aynı zaman diliminde kömür üretim ocakları açılmış olacaktır. Açılacak kömür ocaklarında nihai şev dekapajı ve drenaj giderleri, daha fazla olacaktır. Ayrıca havzada kömürü alınmış alanların, bütünlük içinde ıslah edilerek tarıma kazandırılma süresi uzayacaktır.**
- **Çevre ve hava kalitesi değerleri ve mevcut planlama dikkate alınır, aynı zaman diliminde, havzadaki santrallerin toplam kurulu gücü en çok 6.500–7.000 MW olacaktır. Bu santrallerin ekonomik ömrünün % 30 fazlasıyla yetecek kömür rezervleri dışında havzada, önemli miktarda kömür rezervi kalacaktır. Ancak bu kömür rezervlerinin önemli bölümü, havzanın 4–5 ayrı kesiminde bölünmüş olarak bulunacak olup bir bölümü de, nihai şevler altında topuk olarak kalabilecektir. Bu nedenlerle havzada kalan rezervlerin ekonomik olarak üretilebilirliği veya bu rezervlere dayalı kurulacak yeni santrallerin ekonomikliği azalacaktır(Şekil 2).**
- **Bunların sonucunda, havzanın santral kurulu güç potansiyeli 2.000–3.000 MW kadar azalabilecektir.**

Çözüm Önerileri;

- **Afşin-Elbistan Linyit Havzası'nda kömür sektörleri temelinde yapılan mevcut kömür üretim planlaması terk edilmelidir. Havzanın toplam üretilebilir kömür rezervinin**

en az 4,5 milyar ton olduğu kabul edilerek, planlama yeniden ve tüm havza bazında yapılmalıdır[2],[10],[13].

- Öncelikle kömür üretimi özel sektöre ihale edilen Elbistan B santralına kömür verecek sahanın(Çöllolar) işletme sınırları değiştirilerek, 350 milyon ton civarındaki ekonomik olarak üretilebilecek kömür rezervi kaybı önlenmelidir. İşletme sınırları değiştirilirse Çöllolardaki kömür rezervinin büyüklüğü, Elbistan B santralına ilave üniteler kurulması halinde bile fazlasıyla yetecektir[10].
- Yapılacak düzenlemelerle Kışlaköy sahası işletme sınırı ile Çöllolar sahası arasında kalan alandaki kömür rezervi miktarının ihaleye çıkılan toplam 2.880MW kurulu gücündeki C ve D Santralleri için fazlasıyla yeterli olacağı görülecektir. A Santrali ve kurulması planlanan toplam 700MW kurulu gücündeki ilave üniteleri için ise Kışlaköyün güneyinde gereğinden fazla miktarda kömür rezervi bulunmaktadır [1].
- Yukarıda belirtilen yeni planlama sonucunda, havzanın batısında, üretilebilir kömür rezervi yaklaşık 1,5 milyar ton olan bir alan ayrılabilir. Bu alandaki kömür rezervi, kurulu ve kurulabilecek santraller dışında, yaklaşık 3.000MW kurulu gücündeki ilave santrallerin kurulabilmesini sağlayacaktır. Ayrıca yaklaşık 60 km² büyüklüğündeki bu alan, uzun süre yöre tarımına hizmet vermeye devam edecektir. Hurman Çayı'nın doğusundaki yaklaşık 70 km² büyüklüğündeki kömürü alınmış alan ise daha kısa sürede ıslah edilerek yeniden tarıma kazandırılacaktır [11].
- Böylelikle havzanın üretilebilir kömür rezervi ve santral potansiyeli büyük ölçüde korunabilecek, farklı kömür üretim alanlarının ortak sınırlarında nihai şev dekapajı ve drenaj bakımından elde edilecek avantajlar nedeniyle kömür üretim maliyetleri azalacaktır.

III. Afşin-Elbistan Linyit Rezervinin Elektrik Üretimi Bakımından Doğal Gaz Eşdeğeri

Son yıllarda doğal gaz santrallerinin elektrik üretimindeki payı süratle artmakta olup, bu süreçte ithal doğal gaz giderek yerli linyitlerimizden elektrik üretimi amaçlı yararlanma olanaklarına tercih edilmektedir[8]. Bu bakımdan, Afşin-Elbistan Linyit Havzası'ndaki mevcut kömür rezervlerinin değerinin doğal gaz eşdeğeri olarak belirlenmesi, elektrik üretiminde hangi kaynağın kullanılması gerektiğine ilişkin değerlendirmelere ışık tutacak, yerli kömürlerimiz karşısında doğal gazın tercih edilmesinin ekonomik maliyetini de açık bir biçimde ortaya koyabilecektir [4], [5].

Afşin-Elbistan Linyit Havzası'ndaki kömürlerin doğalgaz eşdeğeri olarak değerinin belirlenmesinde kullanılan veriler aşağıda sıralanmaktadır: (Kabullerimizde 2007 yılı EÜAŞ ve BOTAŞ verileri alınmıştır) [7].

- Afşin-Elbistan linyitlerinin ortalama alt ısı değeri 1.100 kcal/kg olarak hesaplanmış olup, doğal gazın alt ısı değeri ise 8.250 kcal/m³ olarak alınmıştır.
- Afşin-Elbistan Linyit Havzası'nda kurulacak mevcut termik santrallerin ortalama özgül ısı değeri 2.400 kcal/kwh olarak kabul edilmiştir. Doğal gaz santralleri için bu değer 1.600 kcal/kwh alınmıştır.
- Afşin-Elbistan Havzası'nda linyite dayalı termik santrallarda, 1 kwh elektrik üretilmesi için doğal gaz santrallerinin ortalamasına göre yaklaşık %50 fazla kalori harcanmakta olup, iç tüketim ve yardımcı yakıt gideri ise Afşin-Elbistan linyit üretim maliyeti değerlerine göre hesaplanarak yaklaşık %23 fazla alınmıştır.
- Afşin-Elbistan Linyit Havzası'nda kömür üretim maliyeti 6 \$/ton olarak alınmıştır. Doğal gazın santrallara maliyeti ise 300 \$ / 1.000 m³ kabul edilmiştir.

Yukarıdaki hesaplama ve kabuller dikkate alındığında,

1 ton Afşin-Elbistan linyitinin doğal gaz eşdeğeri:

$$1.000 \text{ kg} \times (1.100 \text{ kcal/kg} / 8.250 \text{ kcal/m}^3) / (1,5 \times 1,23) = 72 \text{ m}^3,$$

1 ton Afşin-Elbistan kömürünün doğal gaz eşdeğeri olarak parasal değeri ise:

$$72 \text{ m}^3 \times (300 \$ / 1.000 \text{ m}^3) = 21,6 \$ \text{ olmaktadır.}$$

Dolayısıyla, Afşin-Elbistan Havzası kömürlerine dayalı kurulacak 1.000 MW gücündeki santral için verilecek kömürün yıllık parasal değeri:

$$1.000.000 \text{ kw} \times 6.500 \text{ h/yıl} \times 2.400 \text{ kcal/kwh} / 1.100 \text{ kcal/kg} \times 21,6 \$ / \text{ton} = 306.300.000 \$ \text{ olacaktır.}$$

Yukarıdaki kabullere göre, Afşin-Elbistan'da kurulacak her 1000 MW kurulu gücündeki santralin, yılda üreteceği 6,5 milyar kwh elektrik için tüketileceği 14,1 milyon ton kömür, 306 milyon dolar tutarında yaklaşık 1 milyar m³ doğal gaz eşdeğerindedir.

IV. Afşin-Elbistan Linyit Santrallerinin İstihdam Avantajları

Doğal gaz santralı yerine Afşin-Elbistan linyitlerine dayalı her 1.000 MW kurulu gücünde termik santral kurmanın kazancı sadece yıllık 306 milyon dolar tutarındaki döviz değildir. Söz konusu kazanca, Afşin-Elbistan linyitlerine yatırım yapmak suretiyle doğalgaz santrallerine göre en az 10 kat daha fazla yaratılacak istihdam ve bu istihdamın tetikleyeceği bölgesel ekonomik gelişmeyi de ilave etmek gerekir.

Tablo 2. Santralların Yatırım ve İstihdam Maliyeti

Santrallar	Yatırım Maliyeti* \$/kW	İnşaat Süresi*** yıl	Toplam İstihdam**** Kişi/1.000MW	İstihdam Yatırım Maliyeti Milyon \$/ kişi
Linyit(Subcritic), 300MW	2.920	4	1.300–1600	2,2–1,8
Linyit(Super), 800MW	2.250	4	1.300–1600	1,7– 1,4
Doğal Gaz, 300MW	1.100	3	130–150	8,4 – 7,3
Doğal Gaz, 580MW	710	3	130–150	5,4 – 4,7
Nükleer, (1.000MW)	3500**	8	300–400	11 – 8,75

* Romanyadaki Linyit ve Doğal gaz santrallarına ait değerler olup yatırım maliyetlerinde finansman maliyeti dahil değildir [6] .

**ABD de ki üçüncü nesil nükleer santralların yatırım maliyetidir [9] .

***[3].

**** Linyit Santrallarının istihdam değeri olarak, Elbistandaki kömür üretmi ve santrallarındaki toplam istihdam değerinin 1000MW Kurulu gücündeki oransal değeri hesaplanmıştır. Kömür üretimi, hizmet alımı şeklinde yapılabildiğinden kömür üretimiyle ilgili yatırım maliyeti dahil edilmemiştir. Doğal gaz santrallarındaki istihdam sayısı Bursa doğal gaz santralının istihdam değerinden oransal olarak hesaplanmıştır[7]. Nükleer santraldaki istihdam değeri[14].

İstihdam Yatırım Avantajı: Elbistan santrallarında, finansman maliyeti dışında, santralların işletilme döneminde istihdam yaratmak için kişi başına düşen yatırım maliyeti, doğal gaz santrallarının 1/2 – 1/6’sı ve nükleer santrallarının ise 1/4 – 1/8’ i kadar olduğu görülür.

Havzada yapılabilecek her 1.000 MW kurulu gücündeki termik santralıyla, nükleer ve doğal gaz santrallarına göre, ucuz elektriğin üretilmesi yanında çok düşük yatırım maliyeti olan en az 1.300 kişiye doğrudan istihdam sağlanacaktır. Üstelik yaratılacak istihdam sayısı, diğer santrallardan sırasıyla 4 , 10 kat daha fazladır(Tablo 2).

Böylelikle ilk etapta Elbistan da yapılacak, toplam 3.000 MW kurulu gücündeki santrallarla, en az 3.900 kişiye istihdam sağlanırken, aynı büyüklükteki nükleer santrallarıyla 900, doğal gaz santrallarıyla ise 390 kişiye istihdam sağlanacaktır.

Havzada, kömür üretim planlaması yapılırken, bu değerler dikkate alınarak, mümkün olduğu kadar kömür kaybı önlenmeli ve havzadaki santralların yapılmasına öncelik verilmelidir.

V. Afşin-Elbistan Linyit Havzası’nda İzlenmesi Gereken Politikalar

Afşin-Elbistan Linyit rezervlerine dayalı kurulacak santraller elektrik üretimi bakımından oldukça ekonomik olmasına karşın, bugüne kadar havzadaki santral potansiyelinin sadece %28'ini teşkil eden 2.800 MW gücündeki santrallerin yatırımı tamamlanabilmiştir. Havzada elektrik üretimi amaçlı yararlanılabilecek önemli büyüklükte kömür rezervi atıl tutulmaktadır. Kurulmuş olan Elbistan B Santralına ait kömür madenin de ihale ve yatırım süreci santralin devreye girmesinden 4,5 yıl sonra bitirilerek 2009 yılında kömür üretilmeye başlanmıştır. Ayrıca Elbistan A santralının revizyonu ise 2000 yılından bu güne kadar yapılamamıştır. Bu nedenlerle toplam 2.800 MW kurulu güce sahip olan santraller üretim kapasitelerinin altında çalıştırılmaktadır [7].

Havzada, özel sektör tarafından yapılması istenen santraller için çıkılan ihalelerde, alım garantili olduğu halde teklif alınamamıştır. Bu durumda kömür üretimi ve santraller için gerekli yatırımların kamu tarafından yapılması, yatırımların daha fazla gecikmesini önleyebilir. Özellikle kömür üretiminin kamu tarafından organize edileceği bir modelle havzadaki rezervin en uygun şekilde değerlendirilmesi sağlanabilir.

Bu amaçla, Havza kömürleri, kömür üretimi konusunda ciddi bir birikim ve deneyimi bulunmayan, zaten bu amaçla da kurulmamış olan Elektrik Üretim Anonim Şirketi'nden alınarak bu konudaki uzman kuruluş olan Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu'na devredilmelidir. Bununla birlikte ilgili uzmanların yetkili olacağı özerk nitelikli bir birimin oluşturulması ve söz konusu birimin II. bölümde belirtildiği gibi havzayı bir bütün olarak değerlendirmesi de yararlı olacaktır. Havzadaki yatırım ve finansman modellerinin belirlenmesinin de bu birimin görev alanı içinde bulunması önemli bir katkı sağlayacaktır.

Ancak mevcut yasa ve politikalar, enerjide kamunun da üretim ve yatırım yapacağı şekilde değişmelidir. İzlenen enerji politikaları, enerji alanında Elbistan ve diğer yerli kömürlere yatırımların gecikmesinin nedeni olmuştur. Çıkan ekonomik kriz, enerji yatırımlarını bir süre daha geciktirebilir. Eğer yukarıda değinilen doğrultuda, plan ve politika değişiklikleri yapılırsa, ekonomik kriz, Elbistan Kömür Havzası için bir fırsat olabilir.

VI. Sonuç

Afşin-Elbistan Linyit Havzası'nda, TKİ'nin yaptığı yeniden değerlendirme ve MTA'nın son yıllarda yaptığı ayrıntılı inceleme ve sondajlara göre havzanın üretilebilir linyit rezervinin en az 4,5 milyar ton olduğu anlaşılmıştır. 40 yıl önce bulunan bu linyit kaynağımızın bugüne kadar sadece %6,4'ü üretilebilmiştir.

Havzadaki mevcut ve planlanabilir kurulu güç kurulacak ilave santrallerin termik verimi Elbistan B santralına göre yapılması halinde bile toplam santral potansiyeli 10.000 MW'ı aşmaktadır.

Havzada kurulacak elektrik santralleri birim üretim maliyeti bakımından ülkemizin en avantajlı santralleri olacağı gibi, aynı zamanda kişi başına yaratılan istihdam yatırım maliyeti bakımından da doğal gaz ve nükleer santrallerine göre oldukça düşük olduğu hesaplanmıştır.

Yapılan planlamada havzanın toplam üretilebilir rezervi 2,7 milyar ton ve santral potansiyelinin ise de en çok 7.000 MW kurulu gücünde olacağı öngörülmektedir. Söz konusu öngörüye dayalı yapılan planlama sonucu, önemli büyüklükteki havzanın işletilebilir kömür rezervi ve santral potansiyeli azalmaktadır. Ancak havza bütünlüğü içinde öneriler doğrultusunda yapılacak yeni kömür üretim planlamasıyla bu durum büyük ölçüde önlenabilir.

Teşekkür.

Afşin- Elbistan Havzasıyla ilgili olarak TKİ'nin yaptığı çalışmalar ve katkılarından dolayı Sayın Ömer Ünver ve Başkanlığını yaptığı dönemdeki TKİ Etüt Proje ve Tesis Dairesi Başkanlığı yönetici, mühendisleri ve çalışanlarına teşekkür ederiz. Ayrıca görüşlerini bizimle paylaşan Sayın Prof. Dr. Celal Karpuz ve Sayın Prof. Dr. Reşat Ulusay'a müteşekkirimiz.

KAYNAKLAR

- [1] Besbelli B. *Türkiye 11.Enerji Kongresi Elbistan Linyit Kaynaklarının Değerlendirilmesi Paneli, Afşin Elbistan Linyit Havzası Rezerv Geliştirme Projesi Sunumu, İzmir, 2009*
- [2] *Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi - DEK/TMK (2007) Afşin Elbistan Linyit Havzası Bölgesel Kalkınma Projesi.*
- [3] *Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi – DEK/TMK (2004) Elektrik Enerjisi Sektörü.S.1-75*
- [4] *Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi – DEK/TMK Çalışma Grupları Raporları (2007) Cilt-1 Elektrik Çalışma Grubu Raporu S.5-52*
- [5] *Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi –DEK/TMK Çalışma Grupları Raporları (2007) Cilt-1 Kömür Çalışma Grubu Raporu S 1-26*
- [6] *Dünya Bankası Raporu S.18 (2008)*
- [7] *ETKB/EİGM, EÜAŞ,BOTAŞ İstatistikleri*

- [8] ETKB/EİGM, 1990 -2007 yılları Genel Enerji Dengeleri,
- [9] <http://nuklearinfo.net>
- [10] Koçak Ç., Kürkçü S. N., Yılmaz S. (2003) “Afşin-Elbistan Linyit Havzasının Değerlendirilmesi ve Linyit Kaynaklarımız Arasındaki Yeri”, Türkiye 9. Enerji Kongresi Bildiriler Kitabı, İstanbul, Cilt II, S.15-24.
- [11] Koçak, Ç.”Elbistan Linyit Rezervinin Elektrik Üretimi Bakımından Önemi ve Doğal Gazı Göre Avantajları”, Temiz Kömür Teknolojileri ve Yakma Teknikleri Semineri Bildiriler Kitabı, S.56 K.Maraş-Elbistan -2007.
- [12] Şengüler, İ. ”Türkiye’de Kömür Aramaları: Yeni Projeler, Yeni Rezervler, Projeksiyonlar”, Türkiye 16. Kömür Kongresi Bildiriler Kitabı, S. 327-334. Zonguldak, 2008
- [13] TKİ (1999) Afşin Elbistan Havzası Amenajman Projesi, Ankara.
- [14] TMMOB- FMO Nükleer Enerji Raporu S.169 -2006

TÜRKİYE ELEKTRİK SİSTEMİNDE KURUMSAL YAPI İLE AB ÜLKELERİ ELEKTRİK SİSTEMLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI

Yusuf BAYRAK
TEİAŞ
Türkiye Elektrik İletim A.Ş.

ÖZET

Son yıllarda Avrupa ülkelerinde ve Türkiye’de elektrik sistemlerinin kurumsal yapılarında oldukça önemli değişimler olmuştur. Özellikle elektrik enerjisinin bir kamu hizmeti olarak sunulmasının terk edilerek rekabet ortamında ticaretinin ön plana getirilmesi kurumsal yapıların değişmesinin ana eksen olmuştur. Özellikle Türkiye’de ve bazı AB üyesi devletlerde Elektrik ticaretinin serbest piyasa ortamında ve tam rekabet ile gerçekleştirilmesi gerekçe gösterilerek değiştirilen kurumsal yapılanma değişikliklerinin bugün itibariyle geldiği sonuç karşılaştırmalı olarak incelenmiştir. Özellikle AB üyesi devletlerde son zamanlarda gündemi oldukça yoğun olarak işgal eden tekelleşme konusunda bazı somut tespitler ortaya konmuştur.

1. TÜRKİYE ELEKTRİK SEKTÖRÜ GELİŞİMİ

3.Mart.2001 tarihinde yürürlüğe giren 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu’nun 1. maddesinde “*elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevre ile uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik piyasasının oluşturulması ve piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması*” amaç olarak belirtilmiştir.

2001 yılına kadar bir kamu hizmeti olarak sunulan elektrikleştirme ve elektrik enerjisinin son tüketiciye sunulması hizmetleri bu tarihten sonra kamu hizmeti olmaktan çıkarılmış ve bu faaliyetlerin piyasa kurallarına göre yürütülmesi kabul edilmiştir. Böylece, elektrik enerjisi bir serbest piyasa ürünü olarak tanımlanmıştır.

4628 sayılı yasanın 2. maddesi ile elektrik sektöründe faaliyet alanları:

- Üretim
- İletim
- Dağıtım
- Toptan satış
- Perakende satış
- İthalat-İhracat

olarak tanımlanmıştır.

Ayrıca aynı yasa ile bu faaliyet alanlarına göre elektrik sektörünün kurumsal yapılanması da tarif edilmiş, kanunun yürürlüğe girmesinden sonra elektrik enerjisinin üretimi, iletimi ve toptan satışından sorumlu olan Türkiye Elektrik Üretim-İletim AŞ (TEAŞ) üç ayrı kuruma bölünmüş ve de elektrik sektöründe piyasa düzenlenmesinin yapılması ve denetlemenin yerine getirilmesi amacıyla Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) kurulmuştur.

Yasanın uygulanmaya başlanması ile birlikte yasa hükümleri gereğince faaliyet alanlarına göre sektördeki kurumsal yapılanma değiştirilmiştir. Sektördeki yapılanmanın değiştirilmesi, elektrik faaliyetleri ile ilgili olarak:

- Elektrik İletim Sisteminin sahibi ve işletmecisi olarak TEİAŞ
- Kamu elindeki üretim tesislerinin işletilmesinden sorumlu olarak EÜAŞ
- Elektrik enerjisinin toptan satışı faaliyetinde bulunmak üzere ve daha önceden kamu adına üstlenilmiş bulunan uzun dönemli al-yada-öde sözleşmeleri hükümlerini yerine getirmek üzere TETAŞ
- Enerji sektöründe işleyişe ilişkin düzenlemelerin ve faaliyet alanlarına göre ilgili kuruluş ve katılımcıların denetlenmesi amacıyla EPDK

kurumları oluşturulmuş, ayrıca yasanın çıkmasından önce var olan TEDAŞ kamu sorumluluğunda olan elektrik dağıtım işletmesi ve elektrik enerjisi perakende satışını yerine getirmek üzere görevlendirilmiştir.

Elektrik dağıtımı ile perakende satış faaliyetlerinin birbirinden ayrı olarak yerine getirilmesi yasa ile hükme bağlanmış olmasına karşın kamu bünyesinde olan bu faaliyetlerin henüz birbirinden ayrılmamış olduğu bilinmektedir. Bu iki faaliyet esas alınarak oluşturulan bölgelerin özel şirketlere devredilmesi ile de şimdilik bu faaliyetlerin birbirinden ayrılmadığı görülmektedir.

Yasa ile bu kurumsal yapılanma içinde sadece elektrik iletim ve elektrik sistemi işletme faaliyetlerinin TEİAŞ tarafından tek elden yürütüleceği hükme bağlanmış olup diğer tüm faaliyet alanlarının birden fazla kuruluş veya şirket eliyle yapılabileceği tanımlanmıştır. Elektrik üretim ve toptan satışının esas olarak özel şirketler eliyle yapılması, dağıtım ve perakende satış faaliyetlerinin kamu elinden zaman içinde çıkartılarak özel şirketlere devredilmesi öngörülmektedir. Bir diğer önemli husus da, elektrik üretimi ile dağıtım faaliyetlerinde bulunan şirketlerin iştirak ilişkisine girebileceklerinin belirtilmiş olmasıdır. Yalnız bu iştirak ilişkisine girebilme fırsatı uygulamada sadece özel şirketler için geçerli olup kamu kuruluşlarının faaliyetlerinde böyle bir girişimin olmadığı görülmektedir.

Sonuç olarak, Türkiye elektrik sisteminde üretim, iletim, dağıtım, toptan satış ve perakende satış faaliyetlerinin her birisinin ayrı kurum veya şirketler tarafından yerine getirilebileceği yasa ile sınırlandırılmış, üretim ve dağıtım faaliyetlerinin iştirak ilişkisine girebilecekleri belirtilirken bu ilişkinin uygulamada özel şirketler için geçerli olduğu görülürken kamu kuruluşları arasında olmadığı görülmektedir.

2. AT DİREKTİFİ VE ÜYE DEVLETLERDE UYGULANMASI

3. AB Elektrik Yönergesinin Hükümleri

Avrupa Birliği üyesi ülkelerde elektrik enerjisinin üretimi, dağıtımı ve ticareti faaliyetleri için serbest piyasa koşullarının oluşması ve bu faaliyetlerde katılımcıların birbirleri ile rekabet etmeleri hedeflenmiştir. Bu konuda Avrupa Komisyonu Elektrik Yönergesi (2003-54/EC) üye ülkelere kesin hükümler getirmektedir.

2003/54/EC numaralı AB Elektrik yönergesinin 3. maddesinde tüketici haklarının korunması hükümleri belirtilmekte, özellikle mesken aboneleri ile küçük ölçekli kuruluşların haklarının korunmasının sağlanmasında kesin hüküm getirilmektedir.

Yönergenin 10. maddesinde; dikey entegre bir sistemin parçası olduğunda, elektrik iletim sisteminin en azından yasal çerçevede, organizasyon ve karar verme düzeyinde iletimi ilgilendirmeyen faaliyetlerden bağımsız olması gerektiği hükmü getirilmektedir. Bununla birlikte bu hükmün iletim mülkiyetinin diğer varlıklardan ayrılması zorunluluğu getirmediği belirtilmektedir. 15. maddede ise aynı durum dağıtım sistemi için geçerlidir.

19. maddede, elektrik sisteminde mülkiyet kime ait olursa olsun, faaliyetler için muhasebe hesaplarının ayrıştırılması zorunluluğu getirilmekte, 18. maddede ise düzenleyici kurumların bu hesaplara ulaşması hakkını getirmektedir.

Yönergenin 20. maddesinde, iletim ve dağıtım sistemine ayırım gözetmeksizin tüm kullanıcıların yayımlanmış bulunan tarifelere göre erişimlerinin sağlanması hükmü yer almaktadır. Ancak gereken kapasite miktarının aşılması durumunda iletim ve dağıtım sistem işletmecisine bağlantı başvurularını gerekçelerini açıklamak kaydıyla reddetme olanağı tanınmaktadır.

21. maddede; 96/62/EC yönergesinde belirtilen serbest müşteri tanımının 1.Temmuz.2004 tarihine kadar belirlenmesini ve her yıl 31.Ocak tarihine kadar bu serbest tüketici tanımının kriterlerinin açıklanmasını öngörmektedir. Ayrıca, en son 1.Temmuz.2004 tarihine kadar mesken dışı tüm müşterilerin ve 1.Temmuz.2007 tarihinden itibaren tüm müşterilerin serbest tüketici olmalarının sağlanması hükmünü getirmektedir.

AB yönergesinde serbest piyasa ve rekabet oluşmasını öngören hükümlerini kısaca tüketici haklarının korunması, yönetim ve mali hesapların ayrıştırılması, tüketicilere tedarikçilerini seçme serbestisi sağlanması, sisteme erişim konusunda kullanıcılar arasında ayırım gözetilmemesi başlıkları altında toplamak mümkündür.

Yönergenin bu hükümlerinin ne kadar yerine getirildiği Avrupa Komisyonu tarafından gözlenmekte ve yıllık ilerleme raporu yayımlanmaktadır. Ayrıca, AB üyesi ülkelerin iç piyasada arz güvenliği konusunda gereken önlemleri almaları ve bu önlemleri iki yılda bir hazırlayıp Avrupa Komisyonu'na sunmaları yönergenin 3. maddesinde belirtilmiştir.

4. Elektrik Yönergesinin Uygulanmasındaki İlerlemeler

Yönergede “piyasa hakimiyeti ve fırsatçılık riskini azaltmak” ifadesine ihtiyaç duyulmuştur. Komisyon; her yılın 31 Temmuz tarihine kadar üye ülkelerden bir rapor hazırlayarak piyasada hakimiyet oluşması, fırsatçılık ve rekabete uymayan durumları tespit edip bildirmelerini istemektedir. Komisyon ise İki yılda bir bu raporların değerlendirmesi ile beraber her bir üye ülkede alınan önlemleri ve varlıkların mülkiyetlerinin değişimini raporlamaktadır.

AB Komisyonu tarafından hazırlanan 2005 yılı yönerge uygulamaları ilerleme raporunda; Yönergedeki önemli koşulların 1 Temmuz 2004 tarihine kadar yerine getirilmesi gerektiği, buna karşın birçok üye ülkenin yönergeleri uygulamakta geç kaldıkları belirtilmektedir. AB üyesi 18 ülkeye, Komisyon tarafından Elektrik ve Gaz Yönergelerine uymakta yavaş davrandıkları için Ekim 2004 tarihinde resmi uyarı gönderilmiştir. Mart 2005 tarihine kadar, 10 AB üyesi ülkenin yönergelere tam olarak halen uymadıkları tespit edilmiştir. Komisyon, yedi üye ülkenin durumları için Adalet Divanına başvuruda bulunmuştur.

1980’li yılların ortalarından itibaren bazı ülkeler elektrik enerjisinin serbest piyasada ve rekabet ortamında alınıp satılabileceği uygulamaları hayata geçirmeye başlamışlardır. Uygulamaların başladığı ülkelerde ilk girişimler genellikle başarıya ulaşamamış, zaman içinde yöntem değişiklikleri olmuş, hatta sektörde yapısal değişiklikler için çeşitli yaklaşımlar denenmiştir. Bu süreçte, serbest piyasa oluşturma girişimine başlayan ülkeler, yeni yatırımlar için özel sermayenin önünü açmanın yanı sıra mevcut tesislerin de bir an önce özelleştirilmesi ile sektördeki tüm varlıkların çeşitli özel şirketlere devredilmesi ile serbest piyasa oluşmasını hızlandırmak istemişlerdir.

AB üyesi devletler içinde serbestleştirme ve özelleştirmenin en açık örneği İngiltere’dir. İngiltere’de önce serbest piyasa oluşmasına temel hazırlamak üzere elektrik kurumu; üretim, iletim, dağıtım ve satış olmak üzere dikey olarak faaliyet alanlarına bölünmüş, üretim tesislerinin her biri ayrı şirket olarak tanımlanmış ve kurulan havuz sistemine her bir üreticinin fiyat teklifleri vererek üretimlerini bu havuza satmaları sağlanmıştır. Ancak kısa bir süre içinde bu piyasa yapısının çalışmadığı görülmüş ve bu defa 1999 yılında ikili anlaşmalar pazarı oluşturulmuştur. İkili anlaşmalar pazarı ile birlikte tüm üretim tesisleri ve dağıtım bölgeleri özelleştirilerek rekabet sağlanmaya çalışılmış, iletim sistemi de özelleştirilerek doğal tekel konumunda bir özel şirkete bırakılmıştır. 2001 yılında, dört ABD şirketi (AES, AEP, NRG ve Mission Edison) İngiltere’deki üretim santrallerinin büyük bir çoğunluğunu (yaklaşık 12000 MW, İngiltere üretim kapasitesinin %20’si) satın almışlardır. Bu satın almalar, toptan satış fiyatlarının hassas olmayan tahminlerine ve İngiltere elektrik piyasasının iyi anlaşılammış olmasına dayanıyordu. 18 ay içinde, tüm yatırımlar başarısız olmuş ve şirketler milyarlarca dolarlık yatırımlarını iptal etmişlerdir.

Serbest piyasa uygulamasının Avrupa’daki öncüsü olması dolayısıyla İngiltere deneyimlerini ve sonuçlarını biraz daha yakından incelemek yararlı olacaktır. Daha önce de söylendiği gibi İngiltere üretim, iletim ve dağıtım olarak elektrik sistemini ayırtmış, şirketleri özelleştirmiş, toptan ve perakende elektrik piyasalarını oluşturmuştur. Bu yapısal değişiklikten sonraki gelişmeler; İngiltere’de elektrik fiyatlarının, aynı reformları uygulamayan Fransa gibi ülkelerdekinden daha iyi olmadığını göstermektedir. Tüketiciler açısından fiyatlardaki tek avantaj sadece büyük sanayi müşterileri için görülmüştür.

Elektrik enerjisinin bir piyasa malı olarak tanımlanıp birbiri ile rekabet eden kuruluşlar tarafından piyasada serbest olarak ticaretinin yapılması amaçlanmasına karşın, özellikle 2000’li yıllardan sonra piyasanın beklendiği gibi veya istenildiği gibi şekillenmediği görülmektedir. Serbest piyasa koşullarında tam rekabetin oluşması için piyasada faaliyet gösteren çok sayıda katılımcının bulunması gerekmektedir. Piyasadaki katılımcıların sayısının artması için yapılan yasal düzenlemelerde bir yandan yeni şirketlerin kurulmasının önü açılırken eş zamanlı olarak kamu mülkiyetinde olan mevcut elektrik kuruluşlarının üretim, iletim, dağıtım ve satış faaliyetlerinde bulunmak üzere yapılarının değiştirilmesi ve mülkiyetin kamudan özel sektöre devredilmesi politikası izlenmeye başlanmıştır. Kuruluşların bu faaliyet alanlarına ayrıştırılması AB elektrik yönergesinin de bir gereğidir ancak varlıkların ve/veya faaliyetlerin özelleştirilmesi konusunda yönergede bir gereklilik veya kısıtlama bulunmamaktadır.

5. Piyasa Hakimiyeti

AB üye devletlerinde elektrik sektörü faaliyetlerinde tam rekabete dayalı serbest piyasa oluşturulması esas olarak belirtilmiş ve üye devletlerin kendi iç hukuk müktesebatında gereken düzenlemelerin yapılması 2003/54/EC numaralı yönerge ile hükme bağlanmıştır. Yönerge ile elektrik faaliyetlerini üretim, iletim, dağıtım, toptan satış ve perakende satış olarak belirlenmesi ve bu faaliyetlerin idari ve hesap ayrıştırmalarının yapılması esasa bağlanmıştır. Bu düzenlemeler ile elektrik faaliyetlerinde tekelleşmenin ve hakim durum oluşturma önüne geçilmesi hedeflenmiştir.

Yasal düzenleme çerçevesi ile belirlenen bu hedeflerin uygulamada ne kadar hayata geçirilebildiği tartışılmaktadır. Bu konuda, Avrupa Komisyonu (AK) tarafından en çok tartışılan hususların başında hakim durum oluşturma gelmektedir. AK tarafından her yıl yayımlanan ilerleme raporunda üye devletlerde elektrik piyasası göstergelerinden birisi olarak hakim durum açıklanmaktadır. Aşağıdaki tabloda elektrik üretim faaliyetlerinde hakim durum yoğunluğuna göre üye devletlerin sınıflandırılması gösterilmektedir. Hakim durum yoğunluğu göstergesi için HHI (*Herfindahl-Hirschman Index*) ölçüğü kullanılmaktadır.

HHI Index

Piyasa Hakimiyeti göstergesinin hesaplanmasında kullanılan en yaygın yöntemdir. Piyasada faaliyet gösteren her bir katılımcının paylarının kareleri toplamıdır.

Bu göstergenin büyük olması piyasada bir veya az sayıda katılımcının hakimiyetini gösterir. Göstergenin alabileceği en yüksek değer 10,000 olmaktadır. ($100 \times 100 = 10,000$)

$$HHI = s_1^2 + s_2^2 + \dots + s_n^2$$

s: katılımcının piyasa payı

	Elektrik Üretimi
Çok Yoğun Hakimiyet (HHI > 5000)	Belçika, Danimarka, Estonya, Fransa, Yunanistan, İrlanda, Litvanya, Lüksemburg, Malta, Portekiz, Slovakya, Slovenya
Yoğun Hakimiyet (1800 < HHI < 5000)	Çek Cumhuriyeti, Almanya, İspanya, İtalya, Letonya
Ortalama Hakimiyet (750 < HHI < 1800)	Avusturya, GKRY, Finlandiya, Macaristan, Polonya, İngiltere, Hollanda, İsveç

[EU_Progress_Report_Technical_Annex](#)

Günümüzde halen, AB ülkelerinin çoğunluğunda elektrik sektöründe piyasa hakimiyetinin yoğun olduğu görülmektedir. Bu hakimiyeti oluşturan kuruluşların bir kısmı kendi ülkelerinin ulusal kuruluşları olup çoğunluğu kamu veya kamu ortaklığındaki kuruluşlardır. Tablo 1’de AB üyesi ülkelerdeki en büyük elektrik kuruluşu ile diğer önemli şirketler gösterilmektedir.

Bazı AB ülkelerinde elektrik sektöründeki hakim kuruluşlar

ÜLKE	EN BÜYÜK ŞİRKET VE ÜLKESİ		DİĞER ÖNEMLİ ŞİRKETLER
AVUSTURYA	VERBUND	AVUSTURYA	RWE, E-ON, EDF
BELÇİKA	ELEKTRABEL	BELÇİKA	EDF, ESSENT, NUON, CENTRICA
FİNLANDİYA	FORTUM	FİNLANDİYA	VF, E-ON
FRANSA	EDF	FRANSA	ELEKTRABEL, ENDESA
ALMANYA	RWE	ALMANYA	E-ON, VF, EDF
YUNANİSTAN	PPC	YUNANİSTAN	
İTALYA	ENEL	İTALYA	ELEKTRABEL, ENDESA, EDISON, VERBUND
HOLLANDA	ELEKTRABEL	BELÇİKA	ESSENT, NUON, E-ON
PORTEKİZ	EDP	PORTEKİZ	ENDESA
İSPANYA	ENDESA	İSPANYA	IBERDROLA, EDP, ENEL, UNION FENOSA
İSVEÇ	VATTENFAL	İSVEÇ	E-ON, FORTUM
İNGİLTERE	EDF	FRANSA	EDF, E-ON, RWE, CENTRICA
POLONYA	BOT	POLONYA	PKE, PAK, ELEKTRABEL, EDF
ÇEK CUMHURİYETİ	CEZ	ÇEK CUMHURİYETİ	RWE, E-ON
SLOVAKYA	ENEL	İTALYA	TEKO, RWE, EDF, E-ON
MACARİSTAN	MVM	MACARİSTAN	EDF, E-ON, RWE

Kaynak: AB Ulaştırma ve Enerji Genel Müdürlüğü tahminleri (DG TREN)

İngiltere dışındaki her bir ülkede faaliyet gösteren en büyük elektrik kuruluşu aynı ülkenin ulusal şirketi olup Almanya şirketleri olan RWE ve E-ON dışındaki şirketler kamuya ait veya kamu ortaklığındaki kuruluşlardır. İngiltere’de ise ulusal şirketler sektörde oldukça küçük paya sahip olup neredeyse tamamen Almanya ve Fransa şirketlerinin hakimiyeti oluşmuştur. Bu tablo ile birlikte Tablo 2’de gösterilen AB üyesi ülkelerde elektrik enerjisi üretiminde en çok paya sahip olan ilk ve ilk üç şirketin toplam üretim içindeki payı incelendiğinde ülkenin ulusal şirketlerinin toplam üretim içindeki oranı görülebilmektedir.

Avrupa’daki önemli elektrik kuruluşlarından olan EDF/Fransa, ENEL/İtalya, VATTENFAL/İsveç ve CEZ/Çek Cumhuriyeti kurumlarının mülkiyetlerinin tamamı, ELEKTRABEL/Belçika ve FOTUM/Finlandiya şirketleri kısmen kamuya aittir. Özel şirket statüsünde olan IBERDROLA/İspanya şirketine EDP/Portekiz %2 oranında ve EnBW/Almanya şirketine EDF/Fransa %34 oranında ortak olup EDP/Portekiz ve EDF/Fransa tamamen devlet kuruluşlarıdır.

AB üyesi devletlerde elektrik enerjisinin hem üretim hem de perakende satış faaliyetlerinde İngiltere dışındaki ülkelerde genellikle en fazla üç şirketin piyasaya büyük oranda hakim oldukları, bu şirketlerin de çoğunluğunun kamu kuruluşları (veya kamu ortaklığı), kamu kurumu olmayanların da ülkenin ulusal şirketi olduğu bilinmektedir. Aslında Avrupa Komisyonu Elektrik Yönergesinde (2003/54EC) her bir AB ülkesinde elektrik piyasasının serbestleştirilmesi ve sonuçta AB ülkelerinde tümleşik bir elektrik piyasası oluşması yönünde hükümler bulunmasına karşın ülkelerde piyasa hakimiyeti oluşmasını ve/veya tekelleşmeyi önleyici belirgin hükümler bulunmamaktadır. Yönerge uygulamasının ilerleme gözlem sonuçlarına göre bazı AB üyesi devletlerin elektrik piyasasını serbestleştirme yolunda çok istekli oldukları da söylenemez. Özellikle yeni üye olan bazı devletlerde ise önceden bağitlanmış uzun vadeli sözleşmeler sona ermediği için piyasanın serbestleşmesi yönünde adımlar atılamamaktadır.

6. BAZI AB ÜYESİ DEVLETLERİN ELEKTRİK ŞİRKETLERİNİN FAALİYET ALANLARI

AB üyesi devletlerde İngiltere dışında diğer devletlerin bu kadar hızlı ve tüm sektörü etkileyecek bir şekilde sektörde yapısal değişikliğe gitmedikleri görülmektedir. Diğer taraftan bu devletlerin elektrik sektöründe faaliyet gösteren özel ve kamu kuruluşlarının asıl faaliyet alanları dışında başka faaliyetlerde de bulundukları gözlenmektedir. Bugün itibariyle AB üyesi devletlere ait olan ve kendi devletleri dışında da faaliyet gösteren oldukça güçlü şirket ve kuruluşlar bulunmaktadır. Bunlardan 7-kardeşler diye adlandırılan şirketlerin bir kısmı AB sınırları dışında da faaliyetlerini sürdürmektedirler. Bunların bir kısmı ise aslında elektrik kuruluşları olmalarına karşın elektrik sektörü dışında da faaliyet göstermektedirler. Aşağıda 7-kardeşler olarak adlandırılan EDF/Fransa, EON/Almanya, RWE/Almanya, ENEL/İtalya, VATTENFAL/İsveç, ENDESA/İspanya ve ELECTRABEL/Belçika şirketlerinin yanı sıra VERBUND/Avusturya, NATIONAL GRID/İngiltere ve CEZ/Çek Cumhuriyeti şirketlerinin de faaliyetleri özetlenmiştir.

EDF/FRANSA

Avrupa elektrik sektörünün lider kuruluşlarından olan EDF, elektrik enerjisinde üretimden ticarete kadar her aşamada faaliyet göstermektedir. Diğer taraftan son zamanlarda doğal gaz faaliyetinde de etkinliğini artırmaya devam etmektedir. Fransa elektrik piyasasının lideri olan EDF aynı zamanda İngiltere, İtalya, Almanya, İspanya ve Belçika başta olmak üzere bir çok Avrupa ülkesinde elektrik ve doğal gaz sektörlerinde faaliyetini sürdürmektedir. Avrupa dışında ise Brezilya, Çin, Japonya, Laos, Mali, Fas, Güney Afrika, Tayland, Birleşik Arap Emirlikleri, ABD ve Vietnam'da doğrudan veya ortakları ile birlikte aynı faaliyetlerde bulunmaktadır.

Avrupa'nın en büyük elektrik üreticisi olan EDF, elektrik üretimi için nükleer, termik, hidrolik ve yenilenebilir kaynakları kullanmaktadır.

Toplam 19 bölgede 58 santral ile EDF Dünya'nın en büyük nükleer üretim kapasitesine sahiptir. Aynı zamanda oldukça büyük bir hidrolik üretim altyapısına sahiptir. Nükleer ve hidrolik santral yapımına devam etmek, rüzgar santralleri kurmak ve fotovoltaik enerji üretimi geliştirme konularında çalışmalarını sürdürmektedir.

EDF, 28 Milyonu Fransa'da olmak üzere Dünya genelinde toplam 38 Milyon kullanıcıya hizmet vermektedir.

EDF bünyesinde olan RTE şirketi ile elektrik iletim hizmeti, ERDF şirketi ile de elektrik dağıtım faaliyetini yerine getirmektedir.

EON/ALMANYA

Dünya'nın en büyük yatırımcı-mülkiyet sahibi elektrik ve doğal gaz şirketlerinden birisidir. Şirketin entegre iş modeli elektrik ve doğal gaz tedarik zincirinde önemli başarılar göstermiş ve E.ON şirketinin liderliğini ortaya çıkartmıştır.

E.ON şirketi sahip olduğu kurulu güç ile dünya'nın önde gelen elektrik şirketlerinden birisidir. Ağırlıklı olarak Almanya'da nükleer ve kömür, İngiltere'de ise kömür ve doğal gaz olmak üzere şirket değişik kaynaklardan elektrik üretimini gerçekleştirmektedir. Hidrolik, biyokütle ve güneş başta olmak üzere tüm dünya genelinde yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimini gittikçe artırmaktadır. İskandinavya'da şirketin en büyük elektrik üretim kaynağı hidrolik olup bunu nükleer takip etmektedir. E.ON yakın bir gelecekte İngiltere'nin en büyük rüzgardan elektrik üreticisi olmayı hedeflemektedir.

Şirketin elektrik iletim ve dağıtım faaliyetleri ülkelere göre değişiklik göstermektedir. E.ON-Netz almanya'da yüksek gerilim iletim sistemini işletmektedir. E.ON bünyesindeki yerel dağıtım şirketleri Almanya, Birleşik Krallık, İsveç, İtalya ve Orta-Batı ABD'de faaliyet göstermektedir.

Elektirik enerjisi faaliyetinde olduğu gibi, E.ON doğalgaz tedarik zincirinde de faaliyet göstermektedir. E.ON Ruhrgas doğal gaz çıkartma ve üretiminden sorumludur. E.ON Ruhrgas, uluslararası doğal gaz satın alınması, doğal gaz toptan satışı ve Avrupa'da büyük sanayi müşterilerine doğal gaz satışı yapmaktadır. Şirketin sahip olduğu 9,4 Milyar metre küp kapasitesinde doğal gaz depolama tesisi bulunmaktadır. E.ON Gastransport adındaki alt şirketi aracılığı ile Almanya'da 11,552 km uzunluğunda doğal gaz boru hattının işletmesini gerçekleştirmektedir. Doğal gaz dağıtım şebekeleri E.On şirketinin yerel şirketleri aracılığı ile işletilmektedir.

E.ON şirketi Rusya dahil Avrupa'nın neredeyse tamamında elektrik ve doğal gaz üretim, iletim, dağıtım ve satışında olduğu gibi ABD'nin orta-batı bölgesinde elektrik satışı faaliyetinde bulunmaktadır.

RWE/ALMANYA

RWE Avrupa'nın en büyük beş elektrik iletim şirketinden birisidir. Şirket, elektrik ve doğal gaz satış ve ticaretinin yanı sıra üretim ve iletiminde de faaliyet göstermektedir. Ayrıca kıta Avrupa'sında bazı şehirlerde su dağıtım işi de faaliyetleri arasındadır. Avrupa'nın neredeyse tamamı şirketin Pazar alanıdır. Almanya'da en büyük ve İngiltere'de ikinci büyük elektrik üreticisidir. Şirket Orta ve Güneydoğu Avrupa'da faaliyetlerini genişletmeye devam etmektedir.

Şirketin doğal gaz ve petrol üretim faaliyetindeki artış hızı şirketin ortalama gelişme seviyesinin üzerindedir. Doğal gaz ve elektrik için küresel talep yüksek oldukça şirket, yerinde üretilen doğal gaz payını gittikçe artıracak girişimlerde bulunmaktadır.

RWE yeni ve gelişen teknolojileri sürekli olarak geliştirmektedir. Şirket enerji işinde lider olmak için gelecekte de müşterilerinin arz güvenliğinin sağlanmasından emin olmak istemekte ve piyasa hakimiyetini sürdürmeyi hedeflemektedir.

ENEL/İTALYA

Kurulu güç açısından İtalya'nın en büyük, Avrupa'nın ikinci büyük elektrik kuruluşudur. Elektrik ve doğal gaz üretim, dağıtım ve satış faaliyetlerinde bulunmaktadır. İspanyol ENDESA şirketinin %92'sini satın aldıktan sonra toplam 23 ülkede 60 Milyondan fazla

kullanıcıya elektrik ve doğal gaz sektöründe hizmet vermektedir. ENEL aynı zamanda İtalya'da ikinci büyük doğal gaz şirkettir.

Elektrik üretiminde hidrolik, termik, jeotermal, rüzgar, fotovoltaik ve biyokütle kaynaklarını kullanmaktadır.

VATTENFAL/İSVEÇ

Wattenfall, Avrupa'nın beşinci en büyük elektrik üreticisi ve en büyük ısı üreticisidir.

Grup şimdilik Almanya, Danimarka, Finlandiya, İngiltere, İsveç ve Polonya'da faaliyet göstermektedir. Wattenfall Group, elektrik enerjisinin üretim, iletim, dağıtım ve satıştan oluşan tüm aşamalarında faaliyet göstermektedir. Ayrıca, şirket elektrik ticareti ile ısı üretimi, dağıtımı ve satışında da faaliyet göstermektedir. Grubun ana şirketi olan WATTENFALL AB tamamı kamuya ait olan bir İsveç kuruluşudur.

ENDESA/İSPANYA

ENDESA, İspanya'nın lider elektrik kuruluşu olup Latin Amerika ülkelerinde elektrik faaliyetinde bulunan en büyük özel şirkettir. Avrupa ve Akdeniz'de önemli şirketlerden birisidir. İspanya'da doğal gaz sektörünün ve yenilenebilir enerji alanında hızla büyüyen bir şirkettir.

İspanya, Şili, Arjantin, Peru, Kolombiya, Brezilya'da elektrik üretimi, dağıtımı ve satışını gerçekleştirirken İtalya, Fransa ve Portekiz'de sadece elektrik üretimi, Fas'ta ise sadece elektrik dağıtımı faaliyetlerini yapmaktadır.

İspanya'da önemli doğal gaz şirketlerinden birisidir.

Şirket ayrıca yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi ile ısı üretiminde faaliyetlerini artırarak sürdürmektedir.

ELECTRABEL/BELÇİKA

ELEKTRABEL elektrik üretimi, elektrik ve doğal gaz satışı ve ticareti faaliyetlerinde bulunan bir Belçika şirkettir. Halen Benelüks ülkelerinde elektrik ve doğal gaz sektörünün lider kuruluşu olan Electrabel Fransa, Almanya, İtalya, İspanya, Polonya ve Macaristan'da faaliyetlerini gittikçe artırmaktadır. Avrupa'nın hemen tüm elektrik piyasalarında faaliyet gösteren şirket ticaret hacmini de gittikçe artırmaktadır.

VERBUND/AVUSTURYA

Verbund, Avusturya'nın en büyük elektrik üretim ve iletim şirkettir. Şirket elektrik üretimi, ticareti ve dağıtımı ile iletimi konularında faaliyetlerini yoğunlaştırmaktadır. Holding yapısında olan şirketin faaliyet alanlarına göre alt şirketleri bulunmaktadır.

VERBUND-Austrian Power Grid AG, bağımsız bir kuruluş olup Avusturya'nın en büyük elektrik iletim şirkettir.

VERBUND-Austrian Hydro Power AG, Avusturya'nın en büyük hidrolik kaynaklardan elektrik üretimi yapan şirkettir.

VERBUND-Austrian Thermal Power GmbH & Co KG, Avusturya'nın en büyük termik santrallardan elektrik üreten ve bölgesel ısıtma temin eden şirketlerinden birisidir. Şirket kojenerasyon santralleri dahil termik santrallerin tesisinden ve işletilmesinden sorumludur.

VERBUND-Austrian Renewable Power GmbH (ARP), Avusturya'da yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi amacıyla kurulmuş bir şirkettir. Verbund, bünyesindeki hidrolik santrallara ek olarak rüzgar, biyokütle, fotovoltaik ve jeotermal gibi kaynaklardan elektrik üretme girişiminde bulunacaktır.

VERBUND-Austrian Power Trading AG, Avusturya'nın önde gelen elektrik ticaret şirketlerinden olup Avrupa içinde de en başarılı uluslararası elektrik ticaret şirketlerinden birisidir. Avusturya'da elektrik ticareti; üretim, dağıtım ve toptan satış piyasası arasında bir merkez olarak değerlendirilmektedir. Şirketin temel yaklaşımı VERBUND tarafından üretilen elektrik enerjisinin satışını Avrupa ülkelerinde gerçekleştirmektir.

VERBUND-Austrian Power Sales GmbH, Avusturya'da elektrik satışına 1 Temmuz 2005 tarihinde başlamıştır. Şirket bir yandan meskenlere ve ticari işletmelere elektrik sağlarken diğer taraftan da 2006 yılı başından bu yana kendi hidrolik santrallerinden ürettiği elektrik enerjisini sanayi müşterilerine satmaktadır.

Verbund International, elektrik enerjisi ile ilgili tüm faaliyetlerin uluslararası düzeyde yerine getirilmesi amacıyla kurulmuş uluslararası bir şirkettir.

Verbund Management Service GmbH, Verbund bünyesindeki tüm şirketlere Bilgi Teknolojilerinden Ticari Faaliyetlere kadar tüm alanlarda servis hizmeti vermek üzere kurulmuştur.

Tamamı Verbund'a ait olan Verbund-Telekom Service GmbH, 1999 yılında kurulmuş olup elektrik enerjisinin tüm faaliyetleri ile ilgili iletişim hizmetini sağlamaktadır. Ayrıca, kamuya hizmet vermek üzere lisansı da bulunmaktadır. Telekom alanında planlamadan tesis ve bakım-onarım hizmetlerine kadar tüm faaliyetleri yerine getirmektedir.

Verbund halen Türkiye'de Başkent elektrik dağıtım bölgesinde büyük ortak olarak elektrik dağıtım ve satış faaliyetlerinde bulunmaktadır.

CEZ/ÇEK CUMHURİYETİ

Orta ve Güneydoğu Avrupa elektrik piyasalarında lider olmayı hedefleyen CEZ şirketi elektrik üretimi ve satışının yanı sıra telekomünikasyon, bilgi teknolojileri, nükleer araştırma, planlama, enerji tesisleri kurulması ve bakımı, madencilik ve enerji yan ürünlerinin işlenmesi konularında da faaliyetlerini sürdürmektedir. Çek Cumhuriyeti içinde en büyük üç ısı üretim ve satışı yapan şirketten birisidir.

1992 yılında ülkenin en büyük elektrik üretim şirketi olarak kamu sermayesi ile kurulan CEZ, 2003 yılında değişik bölgesel elektrik dağıtım şirketleri ile birleşerek bir Grup şirketi haline gelmiştir. Elektrik kurulu gücü ve müşteri sayısı açısından bugün Avrupa'nın en büyük on şirketi arasında yerini almıştır. Orta Avrupa elektrik piyasalarında önemli bir konuma sahip olan CEZ Bulgaristan'da 3 elektrik dağıtım bölgesi, Romanya'da 1 elektrik dağıtım bölgesi, Polonya'da 2 santral ve Bulgaristan'da 1 santral sahibidir. Ayrıca, Türkiye'de Sakarya Elektrik Dağıtım Bölgesi'nin büyük ortağıdır. 90'dan fazla Çek ve yabancı şirket ile iştirak ilişkisi olan CEZ çok uluslu bir şirket konumundadır.

2007 yılında Macaristan'ın MOL şirketi ile stratejik ortaklığa girerek doğal gaz santrallerinden elektrik üretim faaliyetine başlamıştır.

NATIONAL GRID/İNGİLTERE

National Grid bir uluslararası elektrik ve doğal gaz şirketi olup dünyanın en büyük yatırımcı-mülkiyet sahibi enerji kuruluşlarından birisidir. Şirket, Büyük Britanya ve ABD'nin kuzey doğusunda müşterilerine yeterli, güvenilir ve güvenli elektrik tedarik etmede yaşamsal rol oynamaktadır.

İngiltere ve Galler'de yüksek gerilim seviyesinde elektrik iletiminin işletmesinden ve talebin dakika dakika karşılanmasından sorumludur.

National Grid ayrıca ABD'nin [Massachusetts](#), [Nantucket](#), [New Hampshire](#), [New York](#) ve [Rhode Island](#) eyaletlerinde de elektrik dağıtım ve perakende satış hizmetinde faaliyet göstermektedir.

National Grid ulusal doğal gaz iletim şebekesinin sahibi ve işleticisidir. Ayrıca İngiltere içinde belirli bölgelerin doğal gaz dağıtım hatlarının sahibi ve işletmecisidir.

National Grid Metering şirketin bir yan kuruluşudur. Doğal gaz piyasasında yaklaşık 17,5 Milyon aboneye hizmet vermektedir. National Grid Birleşik Karlık'ta en büyük doğal gaz sayacı tedarikçisidir. National Grid Metering ülke genelinde konut, sanayi ve ticari müşterilere doğal gaz satışı yapan National Grid adına hizmet vermektedir.

National grid şirketine ait olan ve İngiltere ile galler'i kapsayan yurt içi elektrik iletim sistemi Fransa ile olan enterkonneksiyon hattı ile bağlantılıdır. İngiliz iletim sistemi dahilinde talebi karşılamaya yeterli üretim yapıyor olmasına karşın diğer bir ülkenin iletim sistemine bağlı olması National Grid şirketinin İngiltere, İskoçya ve galler'i kapsayan toptan elektrik piyasasında rekabet etmesini kolaylaştırmaktadır.

Diğer iki kuruluş

Avrupa Birliği üyesi olan Yunanistan ile aday olan Hırvatistan elektrik kurumlarının yapısı birbirine oldukça benzemekte ve 1994 öncesinde Türkiye'de var olan Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) yapısına oldukça yakındır. TEK ile bu ülkelerin kurumları arasındaki en önemli fark bu kuruluşların bir holding yapısında olmalarıdır.

Yunanistan'ın bir holding kuruluş olan PPC kendi bünyesinde bulunan ilgili bölümler aracılığı ile elektrik iletim faaliyeti dışında, elektrik üretimi amacıyla madenlerin işletilmesi ile elektrik enerjisi üretimi, dağıtımı, toptan satışı, perakende satışı ve piyasa yönetimi faaliyetlerini de yerine getirmektedir.

HEP Hırvatistan'da bir holding şirket olup kendisine bağlı olan şirketler aracılığı ile elektrik üretimi, iletimi ve dağıtımı ile ısı arzı ve doğal gaz dağıtımı faaliyetlerinde bulunmaktadır.

7. DEĞERLENDİRME VE SONUÇ

Bilindiği üzere Türkiye'de elektrik ve doğal gaz sektörleri birbirinden tamamen bağımsızdır. Aralarında ne bir kurumsal ortaklık ne de bir iştirak ilişkisi vardır. Elektrik sektörü üretim faaliyetinde doğal gaz sektörünün ticari bir müşterisidir.

Türkiye elektrik sektöründe üretim, iletim, dağıtım, toptan satış ve perakende satış faaliyetleri birbirinden ayrı olarak 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile tanımlanmıştır. Bu faaliyetlerden üretim, iletim ve toptan satış için ayrı kurumlar oluşturulmuş gerek mevcut kamu kurumları ve gerekse yeni oluşan özel sermaye kuruluşlarının faaliyetleri bu asli konu ile sınırlandırılmıştır. Elektrik dağıtımı ve perakende satış faaliyetleri ise yasa da açıkça öngörülmesine karşın halen birbirinden ayırtılamamıştır. Bunlardan başka, mevcut yasal düzenlemelere göre üretim ve dağıtım faaliyeti gösteren katılımcılar arasında iştirak ilişkisinin olabileceği yasa ile tanımlanmıştır.

Bazı AB üyesi devletlerdeki elektrik faaliyetleri ve kurumsal yapılanma yukarıda şirketler olarak kısaca özetlenmiştir. Bu devletlerdeki şirket ve kurumların yapıları ile elektrik sektöründeki faaliyetlerine bakıldığında; şirketlerin büyük çoğunluğunun elektrik sektöründe dikey olarak ayırtırılmış faaliyetlerin birden fazlasını yerine getirdikleri, her bir faaliyet ayrı tanımlanmış olsa ve ayrı şirketler tarafından yerine getiriliyor olsa bile bu faaliyetlerin dolayısıyla ilgili şirketlerin tek bir üst çatı altında toplandığı görülmektedir.

AB üyesi devletlerdeki özellikle elektrik üretimi ve dağıtımı konusunda faaliyet gösteren kurum veya şirketlerin büyük bir çoğunluğunun aynı zamanda doğal gaz dağıtım ve satışı faaliyetinde de bulundukları bilinmektedir.

AB üyesi bir çok devletin elektrik ve doğal gaz sektöründe faaliyet gösteren şirketlerinin sadece kendi ülkelerinin sınırları içinde kalmamakta, AB üyesi diğer devletler başta olmak üzere Dünya'nın diğer bir çok bölgesinde de faaliyet göstermektedirler. Yukarıda tek tek özetlenen AB üyesi devletlerin şirketlerinden Yedi Kardeşler olarak da adlandırılan ilk yedi sırada açıklananlar bugün artık bir çokuluslu şirket konumuna gelmişlerdir. Faaliyet alanlarında oldukça büyümüş olmalarının yanı sıra faaliyet gösterdikleri bölgelerde Hakim Durum oluşturmaya başladıkları için Avrupa Komisyonu (AK) tarafında sürekli inceleme altında tutulmakta ve zaman zaman cezalandırılmaktadırlar.

Her ne kadar AB üyesi devletler için adreslenen Elektrik Direktifi (2003/54/EC) ve Doğal Gaz Direktifi (2003/55/EC) üye devletler için rekabete dayalı serbest piyasa oluşturmak üzere iç hukuk mevzuatında gereken değişikliklerin yapılmasını öngörseler de bazı devletlerin bu konuda çok istekli davranmadıkları bilinen bir gerçektir. Başta Fransa, Portekiz, Yunanistan, Avusturya ve Çek Cumhuriyeti olmak üzere bazı devletler Direktiflerin hükümlerini yasal olarak yerine getirmiş olsalarda günlük uygulamaları bu düzenlemelerin

oldukça dışında gerçekleştirmektedirler. Bunlardan birisi Avusturya'dan diğeri Çek Cumhuriyeti'nden olan iki şirket Türkiye'de elektrik dağıtım ve perakende satış faaliyetine fiilen başlamışlardır.

Bu bölümün ilk iki paragrafında da özetlendiği gibi Türkiye'de elektrik sektöründeki faaliyetler yasal düzenleme ile kesin olarak ayrıştırılmış ve her faaliyet için ayrı şirket yapılanmasının olması bir zorunluluktur. 2001 yılından bu yana yürürlükte olan bu yasal düzenlemenin aslında AB üyesi devletlerdeki faaliyetler ve kurumsal yapılanmanın çok dışında kaldığı görülmektedir. Türkiye'deki özelleştirme süreci sonunda, Türkiye'de sadece tek faaliyette bulunarak zayıf kalan bir kurum ya da şirketin AB üyesi devletlerden birine ait olan ve aynı zamanda hem elektrik hem de doğal gaz sektöründe birden çok faaliyeti birlikte yürüten ve gittikçe güçlenen şirketler ile rekabet edebilmesi mümkün olamayacaktır. Türkiye'deki kurum veya şirketlerin AB üyesi devletlerdeki şirketler gibi elektrik ve doğal gaz sektörlerinde birden fazla faaliyeti aynı zamanda yaparak güçlenmeleri sonucu rekabet edebilmeleri sağlanabilecektir.

KAYNAKLAR

1. *Report on progress in creating the internal gas and electricity market COM(2009) 115 final Brussels, 11.3.2009,*
http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/2008_52009dc0115_technical_annex.pdf
2. <http://www.edf.fr>
3. <http://www.eon.com/en/>
4. <http://www.rwe.com/web/cms/en/10122/rwe/rwe-group/>
5. http://www.enel.it/azienda_en/chi_siamo/
6. http://www.vattenfall.com/www/vf_com/vf_com/365787ourxc/index.jsp
7. http://www.endesa.com/Portal/en/about_endesa/mission_vision_values/Mission_Vision_and_Values.htm
8. <http://www.electrabel.be/whoarewe/companyprofile/companyprofile.aspx>
9. http://www.verbund.at/cps/rde/xchg/internet/hs.xsl/571_572.htm
10. <http://www.cez.cz/en/cez-group/cez-group.html>
11. <http://www.nationalgrid.co.uk/>

ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİNDE YERLİ KAYNAK KULLANIMI BAZI SORUNLAR VE POLİTİKA ÖNERİLERİ

Mehmet KAYADELEN*
Oğuz TÜRKİYILMAZ**

1. GİRİŞ

Elektrik enerjisi üretim sektörü kimi bakımlardan adeta kaotik bir yapı görünümündedir. Arz güvenliğinin kalıcılığı, maliyetin düşüklüğü, kaynağın çeşitliliği, yerli ve yenilenebilir kaynakların azami ölçüde kullanılması ve dışa bağımlılığın asgariye indirilmesi gibi enerji sektörünün temel ilkelerinde görüş birliği olmasına karşın, bu ilkelerin hayata geçirilmesinde sorunlarla karşılaşmaktadır.

Örneğin, yerli kaynakların azami ölçüde kullanılması ve dışa bağımlılığın asgariye indirilmesi hedefi uzun zamandır dile getirilmesine karşın, enerji arzı içinde yıllar itibariyle yerli kaynakların payı azalmakta, yabancı kaynakların payı artmaktadır. Talebin yerli kaynaklarla karşılanma oranı 1990'da yüzde 48,1 iken 2008 yılında yüzde 25'e düşmüştür. Toplam birincil enerji tüketiminin 2007'e göre azaldığı 2008'de ise, bu oran yüzde 27,5 olarak gerçekleşmiştir. Yerli kaynak payının artırılması için önlem alınmadığı takdirde, dışa bağımlılığın önümüzdeki yıllarda daha da artacağı hatırlanmalıdır. Nitekim 2009 Ağustos itibariyle EPDK'dan lisans alan on bir adet ithal kömür yakıtlı santralın tesis edilmesi öngörülen kurulu gücü 7.449 MW'ye, yeni lisans alan otuz altı adet doğal gaz yakıtlı santralın tesis edilmesi öngörülen kurulu gücü ise 6.135 MW'ye ulaşmaktadır.

Lisans alan bu yeni ithal kömür santrallerinin Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Taner Yıldız'ın 16.11.2009'da TBMM Plan ve Bütçe Komisyonunda yaptığı Bakanlık Bütçesi sunum konuşmasında bildirdiği Kasım 2009 itibariyle mevcut toplam kurulu güç olan 44.600 MW'ye oranı yüzde 16,70, yeni lisans alan doğalgaz yakıtlı santrallerin kurulu güce oranı ise yüzde 13,76'dır. Başka bir ifade

Silinmiş: Bilinen linyit ve taşkömürü kaynakları ile teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilecek hidrolik potansiyelin tamamının kullanılması

Silinmiş: yıllar itibariyle

Silinmiş: %

Silinmiş: 72

Silinmiş: .

Silinmiş: ,5

Silinmiş: ..

Silinmiş: bu oranın

Silinmiş: ,

Silinmiş: 1

Silinmiş: 1

Silinmiş:

Silinmiş:

Silinmiş:

Silinmiş: %

Silinmiş: .

Silinmiş: %

Silinmiş: .

*Maden Mühendisi

** Endüstri Mühendisi

ile, mevcut kurulu gücün yüzde 30,46'sı oranında yeni ithal yakıtlı santralin yapımı gündemdedir. Bu denli yüksek kapasitede yeni ithal kömür ve doğal gaz santral başvuruları, elektrik üretiminde, dışa bağımlılığın hangi noktalara varabileceğini göstermektedir.

Bilinen petrol ve doğal gaz kaynaklarımızın çok az, güneş, rüzgâr, jotermal, biyokütle vd yenilenebilir kaynaklardan yararlanma olanağının –şimdilik- sınırlı oluşu dikkate alındığında, yerli kaynak olarak hidrolik kaynaklarımız ve kömürlerimiz önem kazanmaktadır.

Eldeki verilere göre yılda 170 milyar kWh elektrik üretim kapasitesine sahip olduğu tahmin edilen Türkiye hidroelektrik potansiyelinin, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Taner Yıldız'ın sözü edilen konuşmasında verdiği bilgilere göre 51,8 milyar kWh'lik bölümü işletmede, 21 milyar kWh'lik kısmı ise yatırım aşamasındadır. Potansiyelin yaklaşık 97,2 milyar kWh'lik kapasiteye karsılık gelen yüzde 57,18'lik bölümü ise değerlendirmeyi beklemektedir

Son yapılan etüt ve araştırmalarla 12 milyar tonu aşması beklenen linyit kaynaklarının değerlendirilmesiyle halen 8.109 MW olan linyit yakan termik santral kurulu gücüne 10.000 MW'tan fazla kurulu güçte termik santral eklenebileceği ifade edilmektedir. Toplam 1,3 milyar ton olduğu ifade edilen taşkömürü kaynağından da 300 MW'lık taşkömürü yakan santral mevcut gücüne ek olarak yaklaşık 1.170 MW kurulu güçte termik santral tesis çalışmaları devam etmektedir.

Ancak doğal çevreye göreli daha fazla olumsuz etkileri nedeniyle, kömür ve hidrolik kaynakların kullanılmasına toplumda giderek yükselen bir karşı koyuş görülmektedir. Gün geçmiyor ki, basında bir maden işletmesine, bir termik santrale ya da bir baraja karşı tepkiye ilişkin bir haber ya da makale yer almasın. İşte akla gelen ilk örnekler: Munzur, Çoruh, İkizdere, Fırtına nehirleri üzerinde kurulmak istenen hidrolik santraller ile Bartın-Amasra, Tekirdağ-Saray, Bursa-Davutlar, Bolu-Göynük'teki kömürlere dayalı olarak kurulmak istenen termik santrallere gösterilen tepkiler.

Bazı politika yapıcılara ve meslek odalarına bakılırsa tüm doğal kaynaklardan yararlanılmalı, kamuoyundaki tepkilere bakılırsa da doğal çevreye zarar verebilecek hiç bir faaliyete izin verilmemelidir.

Konu kimi zamanlar yargıya intikal edebilmekte ve yargı da kararlarını “kamu yararının yokluğuna/varlığına” dayandırabilmektedir. “Kamu yararı” neye göre belirlenmektedir? Ölçülebilir ve doğrulanabilir göstergelerle mi? Ne yazık ki değil. Kararlar çoğunlukla özne değerlendirilmelere dayandırılmaktadır. Peki, toplum/kamu yararı ölçülebilir ve doğrulanabilir göstergelerle ifade edilebilir mümkün değil midir?

Görüş farklılığı meslek odalarına da yansımakta ve meslek odalarının bazen farklılaşan görüşleri TMMOB'yi de etkilemektedir. Toplumun güvendiği, referans alacağı örgütlerdeki çelişik görüşler, bu alandaki kaotik ortama katkıda bulunmaktadır.

Kömür potansiyelinin bir türlü harekete geçirilememesi, kamu kuruluşlarının kamu yararını / çıkarını kollamada yetersiz kalmaları ve elektrik enerjisini kimin üreteceği de diğer sorun alanlarını oluşturmaktadır.

Silinmiş: %

Silinmiş: .

Silinmiş: özel olarak

Silinmiş: ve genel olarak da enerji üretiminde,

Silinmiş: rüzgar

Silinmiş: .

Silinmiş: .

Silinmiş: de olan

Silinmiş: %

Silinmiş: .

Silinmiş:

Silinmiş: e

Silinmiş: yaklaşık 2

Silinmiş: (Bana bu rakam sorunlu ve abartmalı geliyor. Kaynağı nedir, nasıl hesaplanmış. Bende ki verilere göre bu rakam 10 500 MW mertebesinde. Bu konuyu telefonla görüşelim.)

Silinmiş: da

Bicimlendirilmiş: Türkçe, Vurgulu Değil

Silinmiş: 350

Bicimlendirilmiş: Türkçe, Vurgulu Değil

Silinmiş: a

Silinmiş: a

Silinmiş:

Silinmiş: a

Silinmiş: na

Silinmiş: Peki

Silinmiş:

Bu bildiri, esas olarak elektrik enerjisi üretiminde yerli kaynak kullanımına ilişkin bazı sorun alanlarına dikkat çekmeyi, tartışmaları nesnel kriterlere dayandırmayı ve bu konuda oluşturulacak politikalara katkıda bulunmayı amaçlamaktadır.

Silinmiş: Kamuoyunun oluşturulabilmesinde meslek örgütlerinin etkili olduğu bilinmektedir. Ancak, meslek örgütlerinin dolduramadığı boşluğu da, kimi zaman uzman olmayanlar doldurabilmekte ve deyim yerindeyse her kafadan bir ses çıkabilmektedir.¶

Biçimlendirilmiş: Normal, İki Yana Yasla, Girinti: Sol: 18 nk

2. BAZI SORUN ALANLARI

2.1. Çevre mi, Yerli Kaynak Kullanımı mı?

Sıkça ifade edildiği gibi, çevre sorunu yaratmayan enerji kaynağı yoktur ve elektrik enerjisi üretiminde kullanılan yerli kaynaklardan çevre ile etkileşimi en yüksek olanları da hidrolik kaynaklar ve kömürlerdir.

Çevre koruma ve yerli kaynak kullanım çelişkisini aşabilmek için aşağıdaki sorulara sağlıklı yanıtlar verilmelidir.

Silinmiş: YANIT BEKLEYEN SORULAR

Hidroelektrik santral (HES) yapımına uygun olup, biyolojik çeşitlik ve/veya doğal güzellik açısından önem arz etmeyen akarsu havzası ya da vadi olamayacağına göre; hidrolik potansiyelimizin tamamı kullanılsın demek, yalnızca kamuoyunda sıkça söz edilen Fırtına Vadisi, İkizdere, Çoruh, Munzur, Macahel'dekiler değil, HES yapılabilecek tüm vadilerin olumsuz etkilenmesi demek değil midir?

Benzer biçimde, bitki örtüsüne zarar vermeyen, toz ve gürültü çıkarmayan linyit işletmesi, karbondioksit emisyonu yapmayan kömüre dayalı termik santral olamayacağına göre; bilinen linyit ve taşkömürü kaynaklarının tamamının kullanılması demek, yalnızca kamuoyunda yankı bulan Tekirdağ-Saray, Adana-Tufanbeyli, Afşin-Elbistan, Bolu-Göynük, Bartın-Amasra yörelerinin değil, termik santrale elverişli tüm kömürlerin bulunduğu yörelerin olumsuz etkilenmesi demek değil midir?

Silinmiş: ,

Silinmiş: a

Ne yapılmalı? Elektrik enerjisi üretiminde yerli kaynak payının artırılması mı, çevrenin korunması mı önemsenmelidir? Meslek örgütlerinin bu konulardaki tavırları ne olmalıdır? Çevre koruma kaygısı ile bu santrallerin yapımına karşı çıkanlara mı destek vermeli, yerli kaynakların kullanımını savunanların yanında mı olmalı? Tavırlar kategorik / toptancı mı olmalı, proje bazında mı olmalı? Yani çevreyi nasıl etkileyeceğine ve nasıl fayda sağlayacağına bakılmaksızın tüm hidrolik ya da termik santrallere yönelik tek tutum içinde mi olunmalı, yoksa her santralin projesi dikkate alınarak mı tutum belirlenmeli? En önemlisi tavırlar hangi kriterlere göre geliştirilmelidir?

Silinmiş: Bu tür soruları daha da çeşitlendirebiliriz.¶

Silinmiş: il

Silinmiş: un

Konunun bir boyutu da, elektrik enerjisi üretiminde kullanılan yerli kaynakların (hidrolik, kömür, jeotermal) mülkiyete konu olmayan, topluma ait kaynaklar oluşudur. Bu kaynaklardan yararlanmada toplum yararının olmazsa olmaz bir koşul olması gerekmez mi? Peki, bu koşul yerine getiriliyor mu? Bu kaynakların kullanım ayrıcalığı tahsis edilirken, bu kaynakların kullanımına yönelik kararlar verilirken (projeler onaylanırken, ya da ruhsatlar verilirken) projelerin gerçekleşmesinde kamu/toplum yararının varlığı gözetiliyor mu?

Silinmiş: n

Silinmiş:

Silinmiş: a

Silinmiş: a

Silinmiş: Kasım

Silinmiş: ı

Silinmiş: ile

Silinmiş: de

Doğal kaynakların kullanımında toplum yararı nasıl gözetilir? Toplum yararının varlığını/yokluğunu ölçmede kullanılabilecek enstrüman(lar) var mıdır? Bu tür enstrümanlar bulunamaz mı?

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi rengi: Otomatik

Silinmiş: (%)

2.2. Yerli Kömürler Hangi Bahara?

Halen yaklaşık 70 milyon ton dolayında olan yıllık linyit üretiminin yüzde 90'ı termik santrallerde tüketilmektedir. 2009 yılı Kasım ayı itibarıyla 44.600 MW olan Türkiye toplam elektrik enerjisi kurulu gücünün 8.109 MW'lık bölümünü yüzde

18,18) yerli linyit kömürleri ile beslenen termik santraller oluşturmaktadır. 2008'de linyitle beslenen termik santrallerden sağlanan elektrik üretiminin toplamdaki payı ise yüzde 22,65'dir (44.917,07 GWh).

Öte yandan, varlığı bilinen linyit ve taşkömürü kaynağımızın mevcutta ek olarak 10.000 MW'tan fazla kurulu güçte termik santrale yetebileceği ifade edilmekte, ancak bu potansiyel yıllardır bir türlü harekete geçirilememektedir. Neden?

Kömür kaynaklarımızla ilgili görünüm şöyle özetlenebilmektedir:

Afşin – Elbistan Havzası: Türkiye'nin bilinen linyit kaynağının yaklaşık yüzde 40'ı Afşin-Elbistan havzasındadır. EÜAŞ ruhsatında olan alanda 4,35 milyar ton dolayında linyit kaynağı olduğu tahmin edilmektedir. Bu alan A, B, C, D ve E olarak adlandırılan sektörlere bölünmüştür. Halen çalışmakta olan A ve B santrallerine tahsis edilen rezervlerin dışındaki alanda, alt ısı değeri 1.120 kcal/kg olan toplam yaklaşık 3,3 milyar ton üretilebilir rezerv olduğu ve bu rezerve dayalı olarak 7.200 MW kurulu güçte termik santral tesis edilebileceği belirtilmektedir (Koçak vd). Havzada özel sektöre ait sahalarda da aynı özelliklere sahip yaklaşık 350 milyon ton dolayında linyit kaynağı olduğu tahmin edilmektedir. Özel sektöre ait sahalarda arama faaliyetleri halen devam etmektedir.

A sektöründeki linyitleri kullanmak üzere inşa edilen 4x340 MW kurulu güce sahip santral işletmeye alındığı 1987 yılından bu yana sorunlardan kurtulamamıştır (Düşük kapasite ile çalışması, sık arızalanması, kazan patlaması, rehabilitasyon ihalelerinin iptal edilmesi vb). Santral, 1995 yılında 3096 sayılı yasaya göre Yapı İşlet Devret modeli kapsamında Erg-Verbund ortaklığına verildi, ancak Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) sözleşmeyi uygulamadı. Konu yargıya intikal ettirildi ve anılan ortaklık davayı kazandı. Halen ETKB ve EÜAŞ ile görüşmelerin devam ettiği belirtilmekte; ancak, bu devir işleminin ne zaman ve hangi koşullarda yapılacağına ilişkin bir bilgi bulunmamaktadır. Zaman içinde, gerek maden sahasında gerekse santralde sözleşmeye esas şartlarda pek çok değişiklik olmuştur. Örneğin, Türkiye Elektrik Kurumu, önce TEÜAŞ, daha sonra EÜAŞ, TEİAŞ, TETAŞ gibi yeni kurumlara dönüşmüştür. Ayrıca Hazine garantisi söz konusu olduğundan, sözleşme, Hazine'yi de ilgilendirmektedir. Bu görüşmeler ne zaman ve sözleşme nasıl sonuçlanır, sonuçtan santral işletmeciliği nasıl etkilendir, kestirebilmek kolay değildir.

B sektöründeki linyitleri kullanacak 4x360 MW kurulu güçteki santralin ilk üç ünitesi 2005 yılında, dördüncü ünitesi de 2006 yılında tamamlandı, ancak sahadan kömür üretimine 2009 yılı Ağustos ayında başlanabildi. Santral 2007-2009 yılları arasında A sektöründen taşınan kömürlerle çalıştırıldı. Buna göre, B sektöründe tam kapasitede linyit üretimi yaklaşık 5 yıl gecikme ile yapılabilmektedir. Bildiriye son biçiminin verildiği günlerde, santralin tam kapasitede ve tasarım değerlerinde çalıştırıldığı bilgisi edinilmiştir.

C ve D sektörlerinin rödevans karşılığı işletilmesine yönelik ihale iki kez yapıldı. Her ihaledeki her bir sektöre otuza yakın firmanın ilgi göstermesine ve şartname almasına karşın ihalelerden sonuç alınmadı. Birinci ihalede hiç teklif gelmezken ikincisinde birer teklif verildi, ancak teklifler yüksek bulunduğu için ihaleler iptal edildi. Bu sahaların geleceğine ilişkin belirsizlik halen sürmektedir.

E sektöründeki linyitlerin işletilmesine yönelik somut bir adım ise henüz görülmemektedir.

Silinmiş:	
Silinmiş:	
Biçimlendirilmiş:	Yazı tipi renği: Otomatik
Biçimlendirilmiş:	Yazı tipi renği: Otomatik
Biçimlendirilmiş:	Yazı tipi renği: Otomatik
Silinmiş:	%
Silinmiş:	
Biçimlendirilmiş:	Yazı tipi renği: Otomatik
Silinmiş:	t
Silinmiş:	2
Silinmiş:	(bu rakam gözden geçirilecek)
Silinmiş:	a
Silinmiş:	d
Silinmiş:	üzde
Silinmiş:	a
Silinmiş:	ı
Silinmiş:	a
Silinmiş:	Anılan rezervlerin tamamı EÜAŞ'nin ruhsatındadır.
Biçimlendirilmiş:	Yazı tipi renği: Otomatik
Silinmiş:	EÜAŞ ruhsatında olan alan, her birinde 544-753 milyon ton arasında linyit olan A, B, C, D ve E olarak adlandırılan se...
Biçimlendirilmiş:	[1]
Biçimlendirilmiş:	[2]
Biçimlendirilmiş:	[3]
Biçimlendirilmiş:	[4]
Biçimlendirilmiş:	[5]
Biçimlendirilmiş:	[6]
Biçimlendirilmiş:	[7]
Silinmiş:	ı
Biçimlendirilmiş:	[8]
Silinmiş:	
Silinmiş:	
Biçimlendirilmiş:	[9]
Biçimlendirilmiş:	[10]
Silinmiş:	
Biçimlendirilmiş:	[11]
Biçimlendirilmiş:	[12]
Silinmiş:	ı
Biçimlendirilmiş:	[13]
Silinmiş:	
Biçimlendirilmiş:	[14]
Silinmiş:	de

TKİ Sahaları: Ruhsatları Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu (TKİ) uhdesinde bulunan ve termik santralde değerlendirilebileceği belirtilen sahalardan uzun zamandır atıl tutulmaktadır. Bunlardan Bursa-Davutlar, Bolu-Göynük, Tekirdağ-Saray ve Bingöl- Karlıova sahaları 2006 yılında rödevans karşılığı işletilmek üzere ihaleye çıkarıldı; ilk üçü ihale edildi, sonuncusuna ise teklif verilmedi. TKİ'ye verilen tekliflere ve EPDK'dan alınan lisanslara göre Bursa-Davutlar'da 75 MW, Bolu-Göynük'te 275 MW ve Tekirdağ-Saray'da da 300 MW kurulu güce sahip termik santral tesis edilecektir. Bunlardan, Bursa-Davutlar sahasında "CED uygundur" belgesi alınamadığı için çalışmaların durdurulduğu belirtilmektedir. Sözleşmelerinde beşinci yıldan itibaren santrallerin çalışması taahhüt edilen bu sahalarda, çeşitli nedenlerle, ne yazık ki halen gözle görülür bir ilerleme sağlanamamıştır. Bu gecikmelerin nedeni kimilerine göre halkın termik santrallere tepkisi sonucu CED raporunun alınamaması, kimilerine göre rezerv yetersizliği ve tüm izinler dahil tüm sorunların yüklenici tarafından çözülmesinin beklenmesi gibi ihale sürecindeki yönetim ve mühendislik hataları, kimilerine göre de yatırımcıların isteksizliği ve ekonomik krizdir. TKİ'ye ait Adana-Tufanbeyli ve Manisa-Soma-Enez gibi sahalardaki kömürlerin ne zaman değerlendirilebileceğine ilişkin bir bilgi ise bulunmamaktadır.

Silinmiş: a

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi
rengi: Otomatik

Silinmiş: ,

Silinmiş: ve

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi
rengi: Otomatik

Silinmiş:

TTK Sahaları: Türkiye Taşkömürü Kurumu, bazı sahalalarını rödevans karşılığı işletirmek üzere 2005 yılında ihaleye çıkmıştır. Büyük sahalardan Bağlık-İnağzı sahasına teklif veren firma, sözleşmeyi süresi içinde imzalamamış; Gelik-Dikkanat sahasına teklif veren firma, umduğu / belirtilen rezervi bulamadığı için çalışmalarını durdurmuş ve konu yargıya intikal etmiştir. İhale edilen iki büyük sahadan Alacağzı-Kandilli (Armutçuk) sahasında üretim ve hazırlık çalışmaları; Amasra-B sahasında ise hazırlık çalışmaları sürdürülmektedir. Bu iki sahada üretilen kömürlerin bir kısmının termik santrallerde değerlendirilmesi düşünülmektedir. İlk sözleşmeye göre üç yıl hazırlıktan sonra kömür üretimi beklenen Amasra B sahasında henüz hazırlıklar bitirilememiştir. Anılan iki bölgedeki üretimi üstlenen holding, Amasra'da toplam 1.116,70 MW ve Armutçuk'ta da 51,3 MW kurulu güçte termik santral tesisi için lisans almıştır. Yatırım fiili gerçekleşme oranları yüzde 5'in altında olan bu santrallerin ne zaman devreye gireceğine ilişkin bilgi bulunmamaktadır.

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi
rengi: Otomatik

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi
rengi: Otomatik, Vurgulu Değil

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi
rengi: Otomatik

Silinmiş: ,

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi
rengi: Otomatik

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi
rengi: Otomatik

Biçimlendirilmiş: Vurgulu
Değil

Silinmiş: a

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi
rengi: Otomatik

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi
rengi: Otomatik

Silinmiş:

Özel sektöre ait sahalalar. Kamu kuruluşlarına ait sahalardaki kadar olmasa da benzer belirsizlik ve aksaklıklar ruhsatı özel sektöre ait olan sahalarda da görülmektedir. Örneğin; (a) Adana-Tufanbeyli linyit sahasındaki çalışmalar yaklaşık 8 yıldır sürdürülmektedir. Bu sahadaki linyitleri 453 MW kurulu güçteki santralde yakmayı hedefleyen projenin ne zaman tamamlanabileceğine ilişkin bir bilgi bulunmamaktadır; (b) Çankırı-Orta linyit sahasında çalışmalar yavaşlamış olup burada bir termik santral kurulup kurulamayacağı henüz belli değildir; (c) Muğla-Turgut'daki yeraltı işletmeciliğine uygun özel sektör sahasında yürütülen çalışmalarda somut bir gelişme olmamıştır; (d) Elbistan-Tilhöyük sahasında 210 milyon ton dolayındaki kömür rezervinin elektrik üretim amaçlı değerlendirilmesi yönünde bir gelişme bulunmamaktadır. Özel sektör tarafından yürütülen projelerden tek olumlu haber, Eskişehir-Mihalıççık'taki linyitleri yakmayı öngören 270 MW kurulu güçteki termik santral projesinden gelmektedir. Ruhsatı EÜAŞ'ye ait olup rödevans karşılığı işlettirilmek üzere ihale edilen bu sahada işlerin planlandığı biçimde ilerlediği belirtilmektedir.

TKİ'ye ya da özel kişilere ait olup linyit potansiyelimiz arasında uzun yıllardır anılan ya da yakın zamanda önem kazanan diğer sahaların da ne zaman değerlendirilebileceğine ilişkin somut bir bilgi bulunmamaktadır.

Buna göre, 10.000 MW'tan fazla kurulu güç potansiyeline sahip olduğu belirtilen kömürlerden görünür vadede yalnızca 270 MW kurulu güç karşılığından yararlanılabileceğine ilişkin bilgi bulunmaktadır.

Bu durumda aşağıdaki sorulara yanıt bulunması gerekmektedir.

Hemen hepsi 30-40 yıldır bilinen kömür kaynakları neden işletilemez? Verili koşullarda teknik, ekonomik, hukuksal vb nedenlerle işletilmesi mümkün olmayan kaynaklar mı işletilebilir gibi gösterilmektedir? Kamu kuruluşlarının ihaleleri neden sorunlu olmaktadır? Ya teklif verilmiyor ya da verilen tekliflerin uygulanabilirliği olmuyor. Yapılabilirliği olmayan ya da çok riskli sahalar mı ihale ediliyor, istekliler mi uygulanması mümkün olmayan teklifler veriyor? Her iki kesimde de etkili konumda olması beklenen mühendislik hizmetleri ve/veya yöneticiler mi yetersiz?

Kamu kuruluşlarınca yapılan rödevans karşılığı işletirme ihale dosyalarındaki rezerv, kalite vb'ne ilişkin teklif verenleri yanıltabilecek, bilgilere sıkça rastlanılmasının nedenleri nelerdir? Bu noktaya gelinmesinde;

- KİT'lerin yatırım yapma olanaklarının sınırlandırılması nedeniyle ülkemizde özellikle 1990'lı yıllardan sonra, projelendirilip uygulanmış tek bir projenin (Çanakkale-Çan kömür madeni ve termik santral'i) bulunmasının ve dolayısıyla da 1980'li yılların başlarında ivme kazanan öğrenme / bilgi birikimi sürecinin kesintiye uğramış olmasının payı nedir?
- Aynı yıllardan itibaren bütün kamu kurum ve kuruluşlarında hızlanan yandaş kayırma ve düşük ücret politikaları nedeniyle bu kuruluşların yönetim ve insan kaynağı açısından güç yitirmiş olmasının payı nedir?
- İlgili kamu kurumuna (Maden İşleri Genel Müdürlüğüne, MİGEM) sunulan proje ve raporların kalitelerinin artırılması için yeterli çaba harcanmamasının, bu kurumun denetimlerini yeterince yapmamasının ve ülkemiz madencilik sektöründeki mühendislik hizmetlerinin gelişmesinin çok ciddi biçimde sekteye uğratılmış olmasının payı nedir?

Kabul etmek gerekir ki; çoğu madencilik yatırımları gibi kömür madenciliği ve termik santral yatırımlarını gerçekleştirebilmek uzun zaman almaktadır. Bunun, yatırım tutarının çok yüksek olması, mineralin / kömürün kendisindeki, yatağındaki ve çevresindeki belirsizlikleri azaltma ve maden geliştirme sürecinin uzun olması gibi pek çok jeolojik, teknolojik, çevresel, hukuksal ve ekonomik nedeni bulunabilmektedir. Ancak ülkemizde yerli kömüre dayalı termik santral yatırımlarına yönelik projeler nedense makul sayılabilecek sürelerden çok daha uzun zaman almakta; tamamlanan projeler sorunlu olmakta ve sorunları ömürleri boyunca devam edebilmektedir. Örneğin, geçmişte kömür kalitesinin / özelliklerinin hatalı belirlenmesi ve tasarıma esas değerlerin gerçekte bağdaşmaması gibi arama ve projelendirme süreçlerinde yapılan mühendislik ve yönetim hataları nedeniyle halen çalışmakta olan termik santrallerde tasarım özelliklerinde kömür verilememesi ve rehabilitasyon çalışmalarının, zamanında yapılmaması nedeniyle termik santrallerde en azından toplam 2000 MW gücündeki kapasitenin kullanılmadığı hesaplanmaktadır.

Silinmiş: kömür

Silinmiş: 2

Silinmiş: uyor

Silinmiş: İsteklilerin yeterli teknik bilgisi ve deneyimi mi yok, kamu kuruluşlarının ihale dosyasındaki bilgiler mi sorunlu?

Silinmiş: ici

Silinmiş: 1
Varılan b

Silinmiş: 1

Bıçimlendirilmiş: Gövde Metni Girintisi, Sola, Girinti: Sol: 0 nk, Aralık Sonra: 0 nk

Silinmiş: Neden?

Silinmiş: a

Silinmiş: a

Silinmiş:

Silinmiş: a

Silinmiş: a

Silinmiş: 1
2.3. Kamu işletmeciliği mi, özel sermaye işletmeciliği/özellikle mi?
Türkiye'de kamu işletmelerinin özelleştirilmesinin gündeme gelmesinden itibaren, konuya ilişkin tartışmalar canlılığını korumuştur. Pek çok meslek örgütü ya da sendika bu konuda sempozyum, panel vb etkinlik düzenlemiştir. 1985 yılından bu yana, bir yandan bu tartışmalar yapılırken, diğer yandan iktidarlar kamuya ait işletmeleri, geri dönülemeyecek biçimde, ya çoğunlukla yapıldığı gibi yok pahasına satmakta ya da tasfiye etmektedir. Elinde tuttuklarını ise, özelleştirmeyi savunanları adeta haklı çıkarmak istemesine, nitelsiz yandaş kadrolarla doldurmakta ve kötü yönetmektedir. Bugünlerde bazı elektrik üretim santrallerinin işletme hakları da devredilmek üzeredir. Yani atı alan Üsküdar'ı geçmek üzeredir. Bununla birlikte, tartışmaları somut düzlemde sürdürmekte yarar görülmektedir. Bu konuda baştan beri söylenenleri kabaca üç grupta toplamak mümkündür. 1. Özelleştirme karşıtlarının oluşturduğu birinci kesime göre özelleştirme; bize belirli merkezlerin dayattığı neoliberal politikaların bir gereğidir; halkımızın bin bir zorlukla tasarruf ettiği paralarla kurulmuş olan tesislerin yok pahasına elden çıkarılmasıdır; stratejik konumda olan sanayilerdeki devletin kontrolünü sıfıra indirmektedir; Devlet tekeli yerine yabancı veya yerli tekelileri getirmektedir. ... [15]

2.3. Kamu Kurumları Kamu Yararını Yeterince Gözetiyor mu?

Silinmiş: 4

Enerji (ve-madencilik)-sektöründe faaliyette bulunan kamu kuruluşlarının, aşağıda açıklandığı üzere, kamu yararının gözetilmesi açısından üzerlerine düşeni yeterince yapmadığı düşünülmektedir.

2.3.1. EPDK izlemiyor, yaptırım uygulamıyor

Silinmiş: 4

Bir yatırımcıya verilmiş olan üretim lisansı yatırımcıya elektrik üretimi yapma hakkı kazandırırken aynı zamanda lisans hükümlerine göre belirlenmiş kapasiteyi yerine getirme yükümlülüğünü de vermektedir. Verilen lisansların öngörülen sürede üretime geçmemesi, enerji arzına yönelik planları işlevsizleştiriyor / anlamsızlaştırıyor, enerji arzında sorunlara yol açıyor ve elektrik enerjisi fiyatlarının yapay olarak yükselmesine neden oluyor.

Hep söylendiği gibi, elektrik enerjisi, tüketimine ihtiyaç duyulduğu anda üretilmesi gereken bir metadır. Diğer yandan elektrik üretim tesisleri, çoğunlukla uzun süren ve oldukça pahalı yatırımlardır. Bu nedenlerden dolayı, elektrik enerjisi üretim yatırımlarının gerektiği kadar ve gerektiği zamanda gerçekleştirilmesi oldukça önem arz etmektedir. Yani toplum açısından bakıldığında elektrik enerjisine ihtiyaç duyulduğunda yokluğu hissedilmemeli ve yatırımcı açısından bakıldığında, tesis kapasiteleri atıl kalmamalıdır.

Bu koşulları sağlayabilmek, uygun bir mevzuat, etkin bir planlama ve izleme ile mümkündür. Ancak yürürlükteki mevzuat, elektrik üretim yatırımlarının ihtiyaç kadar ve zamanında gerçekleştirilebilmesini sağlamada yeterli değildir. Yürürlükteki mevzuat, yatırımları tamamen yatırımcı şirketlerin inisiyatifine bırakmış, aksamalar konusunda herhangi bir önlem öngörmemektedir. Eğer bir lisans kapsamındaki üretim tesisi zamanında bitirilemez ve bu nedenle yatırımcı şirket sisteme açık oluşmasına neden olursa, bu sorumluluğun kim tarafından üstlenileceğinin yanıtı şu an itibariyle bulunmamaktadır. Bu nedenle de EPDK'nın lisans verdiği işletmelerde yatırım gerçekleştirme oranları hayli düşüktür. Örneğin, 1 Ağustos 2009 tarihi itibariyle yapım aşamasında olan toplam 33.066 MW kurulu güçteki santrallerden yatırım gerçekleştirme oranı yüzde 35'in üzerinde olanların toplam santraller içindeki payı yalnızca yaklaşık yüzde 16'dır. Öte yandan, gerçekleştirme oranı yüzde 10'un altında olan santrallerin toplam kurulu güç içindeki payı da yaklaşık yüzde 66'dır.

Silinmiş:

Silinmiş: i

Silinmiş: yerine getirileceğinin

Silinmiş: a

Silinmiş: a

Silinmiş: ıştır

Silinmiş:

Silinmiş: EPDK, yatırımların gerçekleştirme sürecinin takip ve denetiminde, yatırımcı şirket beyanlarıyla yetinmemelidir. Kendi kadrolarıyla, kadrolarının yetersiz kaldığı durumlarda, TEİAŞ, EÜAŞ, EİEİ, D SI vb. kamu kurumlarının kadrolarıyla, kamu eliyle takip ve denetim yapmalıdır. Yapılan denetimlerde yatırımları haksız yere geciktiren ve lisansta tanınan süreler içinde gerçekleştirilmeyeceği belli olan şirketlerin lisansları iptal edilmelidir. Yatırımların takip ve denetim süreci yatırımların teknik olarak da incelenmesi ve denetlenmesini içermelidir. ¶

EPDK, lisans sahiplerinin gerçekleştirmekle yükümlü oldukları yatırımların gerçekleştirme düzeyi ile ilgili olarak bilgi verme yükümlülüklerini takip etmekte ve denetlemekte yetersiz kalmaktadır. Son haftalar içinde, "Yatırım gerçekleştirme gelişmeleri hakkında EPDK'ya düzenli bilgi vermeyen lisans sahiplerinin önce uyarılacağı, bu yükümlülüklerini yerine getirmemekte ısrar edenlerin lisanslarının iptali yoluna gidileceği" yolundaki EPDK açıklamaları, olumlu, ancak çok geç kalmış bir uygulamadır.

Şu an için Türkiye'de görünürde elektrik üretiminde kapasite açığı bulunmamaktadır. Ancak, ekonomik kriz etkisinin, azalması ve özellikle imalat sanayinin canlanması halinde, bu açık hissedilecek, arz sıkıntıları, programlı ve programsız elektrik kesintileri gündeme gelebilecek ve elektrik fiyatları yükselecektir.

Silinmiş: etkilerinin

Silinmiş:

Silinmiş: 4

2.3.2. MİGEM ve DSİ'nin değerlendirme ve izlemesi yetersiz

Elektrik enerjisi üretiminde kullanılan kömür, hidrolik ve jeotermal gibi doğal kaynaklar topluma aittir. Bunların kullanılmasında toplum yararı olmazsa olmaz bir koşul olmalıdır. Ancak ilgili kamu kurum ve kuruluşları, kamuya ait olan bu kaynakların kullanım ayrıcalığını birilerine tahsis ederken kamu yararının sağlanmasına ilişkin hiç bir koşul aramamakta, kriter gözetmemektedir. İlgili kurumlar, adeta sahibi olmayan kaynakları kullanıyorlar gibi işlem yapmaktadır. Şöyle ki;

Silinmiş: /topluma

a) Kömürlerin (ve tüm minerallerin) aranması ve işletilmesine yönelik ruhsatları veren MİGEM, ruhsat vereceği kişilerde hiç bir konuda (finansman gücü, deneyim, teknik bilgi gibi) yeterlilik aramamakta, işletme ruhsatı verirken doğal kaynağın korunması ve verimli kullanılması, kamu yararının **bulunması** gibi kriterler gözetmemekte ya da gözetir gibi yapmakta, işletme döneminde madenleri yeterince denetlememektedir. Bu nedenle mineral kaynaklar tamamen arayanın ya da işletenin insafına, bilgisine, becerisine ve kâr hırsına terk edilmektedir.

Silinmiş: nı ve

Silinmiş: gözetilecek

b) Hidroelektrik santrallere izin veren Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü, projeleri incelerken toplum yararının bulunmasına ilişkin bir kriter gözetmemektedir. HES projelerinin değerlendirilmesinde santralın topluma ve ekonomiye sağlayacağı fayda ile, santralın yapılmasıyla çevreye ve toprağa vereceği zararı (maliyeti) karşılaştırmamaktadır. Özellikle büyük ölçekli santrallerde ve aynı akarsuda art arda birkaç santral yapılması durumunda, bu karşılaştırma önem kazanabilmektedir.

Silinmiş: ı

Silinmiş: a

Silinmiş: a

2.4. Kamu İşletmeciliği mi, Özel Sermaye İşletmeciliği/Özelleştirme mi?

Biçimlendirilmiş: Girinti: Sol: 21,3 nk, Madde işaretleri veya numaralandırma yok

Türkiye’de kamu işletmelerinin özelleştirilmesinin gündeme gelmesinden itibaren, konuya ilişkin tartışmalar canlılığını korumuştur. Pek çok meslek örgütü ya da sendika bu konuda sempozyum, panel vb etkinlik düzenlemiştir. 1985 yılından bu yana, bir yandan bu tartışmalar yapılırken, diğer yandan iktidarlar kamuya ait işletmeleri, geri dönülemeyecek biçimde, ya çoğunlukla yapıldığı gibi yok pahasına satmakta ya da tasfiye etmektedir. Elinde tuttuklarını ise, özelleştirmeyi savunmaları adeta haklı çıkarmak istercesine, niteliksiz yandaş kadrolarla doldurmakta ve kötü yönetmektedir. Bugünlerde bazı elektrik üretim santrallerinin işletme hakları da devredilmek üzeredir. Yani atı alan Üsküdar’ı geçmek üzeredir. Bununla birlikte, tartışmaları somut düzlemde sürdürmekte yarar görülmektedir.

Bu konuda baştan beri söylenenleri kabaca üç grupta toplamak mümkündür.

Özelleştirme karşıtlarının oluşturduğu birinci kesime göre özelleştirme; bize belirli merkezlerin dayattığı neoliberal politikaların bir gereğidir; halkımızın bin bir zorlukla tasarruf ettiği paralarla kurulmuş olan tesislerin yok pahasına elden çıkarılmasıdır; stratejik konumda olan sanayilerdeki devletin kontrolünü sıfıra indirmektir; Devlet tekeli yerine yabancı veya yerli tekelleri getirmektir; Devletin işveren olduğu alanlarda binlerce işçiyi işsizleştirmek, güçlü sendikacılığı ortadan kaldırmak ve yüz binlerce işçiyi güvencesiz bırakmaktır; çok kıymetli tesisleri çok ucuza siyasi yandaşlara devretmektir; Devletin sağlamakla görevli olduğu sosyal nitelikli bazı hizmetleri piyasaya terk etmektir; rekabet gücü olmadığı iddia edilerek bazı sanayi tesislerinin kapatılması ve bu tesislerde üretilen ürünlerin ithali yoluyla dışa bağımlılığın artırılmasıdır.

Özelleştirmeyi destekleyenlerin oluşturduğu ikinci kesim ise görüşlerini çoğunlukla şu argümanlara dayandırmaktadır: KİT’ler verimli

çalıştırılmamaktadır. Devlet, hiçbir şey üretmemeli, asli görevi olan eğitim, sağlık ve güvenlik konularıyla alt yapı yatırımlarına kaynak tahsis etmeli ve sadece bunlardan sorumlu olmalıdır. Her türlü koruma kaldırılmalı, ülkedeki tüm tesisler piyasa ekonomisi kurallarına göre işletilmeli. Devlet; ürün fiyatlarına müdahale etmemelidir. Zarar eden tesisin iflas etmesine olanak sağlanmalı, kıymetli fonlar zarar eden tesisleri hayatta tutmakta kullanılmamalıdır. Politikacıları memnun etmek için tesislerin işçi deposuna dönüştürülmesine izin verilmemelidir. Hazine, KİT yükünden kurtulmalıdır.

Üçüncü grubu oluşturanların görüşleri de şöyle özetlenebilmektedir: Kapitalist üretim biçiminde kural, ihtiyaçların kapitalist üretim ve değişim aracılığıyla piyasada karşılanmasıdır. Devletin üstlendiği her faaliyet bu kuralın istisnasıdır. Devletin üstlendiği alanlar, sözkonusu faaliyetler, kapitalist üretimin ihtiyaçları doğrultusunda üstlenilmiştir ve piyasa için geçici olarak vazgeçilmiş faaliyet ve kâr alanlarıdır.” (Karahanoğlu, 2002, s.59) “Kapitalist üretim biçiminin geçerli olduğu koşullarda, özelleştirmeler ve devletleştirmeler tamamıyla sermaye sınıfının konjonktürel ihtiyaçlarının ve çıkarlarının ve sınıfsal güç dengelerinin bir gereği olarak gündeme gelir. Dolayısıyla ibre, duruma göre, bazen özelleştirmelerden, bazen de devletleştirmelerden yanadır ve sermayenin bu tercihi sanıldığı gibi ideolojik olmaktan önce ekonomik niteliktedir.”(Baskaya, 2008) “Örneğin, Türkiye’de bir dönem çelik üretiminin devletçe üstlenilmiş olması, bu tip yatırımları gerçekleştirebilecek sermaye birikimine sahip olmayan Türk kapitalizmi için bir zorunluluktur. Ayrıca, söz konusu devlet girişimiyle beyaz ve otomotiv sanayine kamuca ucuz girdi sağlanıyordu.” (Karahanoğlu, 2002). 1940 yılında taşkömürlerinin ve 1978 yılında da bazı (demir ve bor sahalarıyla birlikte) linyit sahalarının devletçe işletilmesi kararı da Türk(iye) kapitalizminin enerji darboğazını aşmak için gösterdiği reflekslerdendir. “Günümüzde artık önemli sermaye birikimine sahip Türk kapitalizmi için, söz konusu devlet faaliyetleri bir an önce özel kesime devredilmesi ya da tasfiye edilmesi gereken verimsiz kamu işletmeleridir. (Bu konuda zorlayıcı etmen iç dinamiklerden çok, bağımlı olunan dış dinamiklerdir.)” (Karahanoğlu, 2002). KİT’lerin tasfiyesine yönelik tercih değişikliği bankacılık sistemine de yansımıştır. Türk(iye) kapitalizminin 1980’lerin ikinci yarısından sonraki önemli bir ihtiyacı kamu yatırımlarının değil, ihracatın desteklenmesine dönüşmüştür. Bu nedenle, ithal ikamesine dayalı planlı ekonomi döneminin başlarında, 1964 yılında, KİT’lerin yatırımlarını finanse etmek amacıyla kurulan Devlet Yatırım Bankası’nın, ihracata dayalı büyümenin hedef alındığı dönemin başlarında, 1987 yılında, Türk Eximbank’a (Türkiye İhracat Kredi Bankası) dönüştürüldüğü hatırlanmalıdır. 2008 yılında başlayan krizden çıkışta Devletin üstlendiği görevleri de bu çerçevede değerlendirmek gerekmektedir.

Üç tarafın söylediklerinde de gerçeklik payı yok mudur? Var olan üretim biçiminde, hangisi daha önemli: toplumun ihtiyaç duyduğu mal ve hizmetlerin kimin tarafından üretildiği mi, herkesin gereksindiği mal ve hizmetin mümkün olduğunca yüksek kalitede ve ödenebilir fiyatta temin edilebilmesi mi? Devlet işletmeciliği her koşulda mı savunulmalı, belirli koşulları sağladığında mı? Hangi koşulları sağlarsa, hangi amaca hizmet ederse varlığını sürdürmeli, hangi koşulları sağlamazsa, hangi sakıncaları içerirse varlığını sürdürmemelidir? Bu konudaki görüşler nasıl bir mihenk taşında değerlendirilmelidir?

Konuya hangi perspektiften yaklaşılmalı? Toplumcu görüşü benimseyenlerin perspektifi, var olan üretim ilişkilerinin (kapitalizmin) aşılması olduğuna göre, bir işletmenin devletin elinde kalmasının ya da özelleştirilmesinin kapitalizmi aşma hedefinde anlamı / katkısı nedir?

Hangisi doğru: kamulaştırmanın / kamu işletmeciliğinin sosyalizme geçişte bir adım olduğu mu, ekonomiye yapılan devlet müdahalelerinin kapitalizmden bir kopuşu ortaya koymadığı mı?

Kamu işletmeciliğinin yaygınlaşması sosyalizme geçişte bir adım ise, özelleştirmeler sosyalizme geçiş mücadelesini sekteye mi uğratmaktadır?

Kapitalizmi aşma perspektifinde hangi süreçler önemlidir ve bir işletmenin, devletin elinde kalmasının ya da özelleştirilmesinin bu süreçlere katkısı nasıldır?

İşletmedeki egemen anlayışın, üretici güçlerin gelişmesi ve üretim ilişkilerinin demokratikleştirilmesi süreçlerine katkısı kıstas kabul edilebilir mi?

Marksist teoriye göre, tarihin ilerlemesinin, toplumsal dönüşümlerin kaynağı üretici güçlerdeki gelişmelerdir. Yani kapitalizmi aşabilme, üretici güçlerin gelişmesiyle mümkündür. Çünkü üretici güçlerdeki gelişme, üretim ilişkilerindeki gelişmeye yol açar. O halde, bir işletmede, meta üretiminde kullanılan makineler, aletler, ham ve yardımcı maddeler, malzemeler, enerji, su, insangücü, bilgi, beceri, deneyim, iş alışkanlığı, teknoloji bilgisi gibi alanlarda ne ölçüde gelişme sağlanabiliyorsa, o işletmenin üretici güçlerin gelişme sürecine katkısının o ölçüde olduğu düşünülebilir mi? Bu görüş esas alınacak olursa, hangisi bu sürece daha fazla katkıda bulunmaktadır: tesislerini, gelişen teknolojilere ayak uyduramayan; verimliliği, kaliteyi, rakiplerinden daha iyi olmayı hiç dert etmeyen, insan kaynağına yönelik tercihlerde liyakat ve kariyeri değil, yandaş olmayı esas alarak nitelsiz kadrolara prim veren devlet işletmeleri mi; kâr, daha fazla kâr etmek için, küresel ölçekte rakipleriyle baş edebilmek için, daha verimli çalışmak zorunda olan, daha nitelikli insan kaynağını tercih eden özel işletmeler mi?

Üretim ilişkilerinin demokratikleşmesi süreci esas alınacak olursa, bir işletmede çalışanların örgütlenmesi, örgütleri aracılığıyla yönetime ve denetime katılması, bireysel haklara saygı, iş ve işlemlerde hukukun üstünlüğü, eşitlik, adalet, saydamlık ve hesap verilebilirlik ne ölçüde sağlanabilmiş ise, o işletmenin toplumdaki üretim ilişkilerinin demokratikleşme sürecine katkısının o ölçüde olduğu düşünülebilir mi? İşletmeler devletin elinde kaldığında mı, özelleştirildiğinde mi bu sürece daha fazla katkıda bulunabilir?

KİT'lerin varlığı, özellikle bu biçimiyle varlığı, tarihin akışını hızlandırır mı, yavaşlatır mı? Neden?

Son 30 yıldaki performanslarına bakıldığında KİT'lerin hangi faydaları, hangi sakıncalarından fazla?

İktidarların oyunağı olan, tarikatların cirit attığı KİT'leri bu halleri ile savunmak, onlardaki kirliliği örtbas etmiyor mu?

Görünür vadede Türkiye'de, iktidarların yönetim anlayışı değişebilecek ve KİT'lerin rasyonel yönetimi mümkün olabilecek mi?

Görünen o ki, Türkiye'de ve dünyada, devletin yeniden tanımlanan görevleri arasında devlet işletmeciliği bulunmamaktadır. Bu durum, tarihin akışını

engelleyecek mi, kapitalizmi aşma konusunu sektöre uğratabilecek mi? Özelleştirmeler tamamlanınca sosyalistler yenilgeye mi uğramış olacak?

Soruları daha da çoğaltmak mümkündür. Bütün bu soruların, enerji sektörü özelinde yanıtlanmasında / tartışılmasında yarar görülmektedir.

3 SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu bildiride, elektrik enerjisi üretiminde yerli kaynak kullanımında yaşanan sorun alanları irdelenmeye çalışılmıştır. Bildiride, çevre-yerli kaynak kullanımı çelişkisi, yerli kömür potansiyelinin harekete geçirilememesi, topluma ait olan kömür ve hidrolik kaynak kullanım izinlerinde toplum yararının gözetilmemesi ve özelleştirme konuları ele alınmış ve bu konulara ilişkin çeşitli sorularla konunun farklı boyutları tartışmaya açılmak istenmiştir. Tartışmaya açılan konularda geliştirilebilecek önerilere katkı anlamındaki kimi görüşlerimiz aşağıda sunulmaktadır.

1) Çevre ve kalkınma / gelişme aslında çelişen iki kavramdır. Sürdürülebilir kalkınma anlayışı bu çelişkiyi aşmada bir uzlaşmadır. Çevresel sürdürülebilirlik de, sürdürülebilir kalkınma anlayışının bileşenlerinden yalnızca biridir. Ancak bu anlayıştan söz edildiğinde daha çok çevresel sürdürülebilirlik akla gelmekte; ekonomi, toplum, doğal kaynakların korunması bileşenleri gelmemektedir. Sürdürülebilir kalkınma anlayışı, tüm bileşenleriyle ele alınmalı, her sektöre entegre edilmelidir.

2) Elektrik enerjisi üretiminde kullanılan hidrolik, kömür, jeotermal kaynaklar gibi topluma ait kaynakların kullanımında toplum yararının gözetilmesi, olmazsa olmaz bir koşul olmalıdır. Bu koşul, sürdürülebilir kalkınma anlayışı ile de bağdaşmaktadır. Bu nedenle, bu kaynakların kullanım ayrıcalığını tahsis eden kamu kurumları (DSİ, MİGEM, il özel idareleri) bu kaynakların kullanımına yönelik projeleri onaylarken ya da ruhsat verirken, projelerde toplum yararının var olup olmadığına bakmalıdır.

3) Topluma ait kaynaklardan yararlanmada toplum yararının esas olarak iki bakımdan gözetilebileceği düşünülmektedir: a) İsrat edilmeyerek; b) İşletme / yararlanma sürecindeki topluma olan faydalarının maliyetlerinden fazla olması sağlanarak ve fayda ve maliyetleri adil bölüştürerek.

Bir projenin, işletme sürecindeki topluma olan faydalarının maliyetlerinden fazla olup olmadığını anlayabilmek için, fayda ve maliyetlerin, işin başında, projenin yapılabirlik araştırması aşamasında, ölçülebilir ve doğrulanabilir göstergelerle kıyaslanabilmesi gerekmektedir. Bu amaca hizmet edebilecek analiz yöntemleri / teknikleri vardır ve bunlardan biri de, Fayda Maliyet Analizidir (FMA).

FMA, yatırım projelerinin ticari analizine ek olarak ekonomik analizlerini de içerir. Ticari analiz, projenin yatırımcı kuruluş açısından kârlılığını ölçerken, ekonomik analiz, projenin, bölgenin ya da ülkenin ekonomik refahına katkısını ölçer.

Ekonomik analizde yalnızca parasal olarak ifade edilebilen fayda ve maliyetler değil, sağlığa (beklenen ömür, yaşam kalitesi vb) ve çevreye (manzara, gürültü vb) etkisi ile pozitif ve negatif dışsallıkları da değerlendirmelere katmak mümkün olabilmektedir (European Commission, 2008). Böylece, örneğin kömür madeni ve termik santral projelerinin aşağıdaki olası negatif ve pozitif dışsallıklarını da fayda ve maliyet değerlendirmelerine katmak mümkün olabilecektir.

Biçimlendirilmiş: Aralık
Sonra: 4 nk

Silinmiş:

Silinmiş:

Silinmiş:

Silinmiş: s

Silinmiş:

Silinmiş: de

Silinmiş: (mali)

Negatif dışsallıklar: İşletme yöntemine ve alınan önlemlere bağımlı olarak canlı doğaya zarar verilmesi, yeraltı ve yer üstü su kaynaklarının kirlenmesi, önemli miktarda atık oluşturulması, gürültü yapılması, toz çıkarılması, kömür yatağının bulunduğu ve çevresindeki arazinin tahrip edilmesi, ormanlara zarar verilmesi.

Pozitif dışsallıklar: Ülkenin döviz kazancına (ya da tasarrufuna) katkısı, fiziksel altyapının (yol, su, elektrik, telekomünikasyon, kanalizasyon, okul, hastane, rekreasyon alanı vb) geliştirilmesi, doğrudan ya da dolaylı olarak yaratılan istihdam, özellikle az gelişmiş yörelerdeki bölgesel ve yerel kalkınmanın hızlandırılması, bölgelerarası gelişmişlik farkının azaltılması ve iç göçün önlenmesine katkıda bulunulması.

Silinmiş: i

Bir projenin önemli miktarda parasal-olmayan etkileri varsa, onları ölçebilmek amacıyla, FMA'ya ek olarak ve onu tamamlayıcı nitelikte olmak üzere, çok-kriterli analizler de yapılabilmektedir (European Commission, 2008) .

Ekonomik analizde anahtar kavram, girdi ve çıktıların piyasa fiyatlarının değil, “gölge fiyatlarının” kullanılmasıdır. Piyasadaki fiyatların çeşitli müdahalelerle “çarpıtılmış” olduğu, toplumsal fırsat maliyetlerini, bir başka deyişle ekonomiye gerçek maliyetleri yansıtmadığı ve bu nedenle düzeltilmeleri gerektiği kabul edilmektedir. Gölge fiyatlar, piyasa fiyatlarının ayrıntılı analizi sonucunda hesaplanabilecek faktörlerle çarpılmasıyla bulunmaktadır. Vergiler, sübvansiyonlar, kiralar ve iç piyasadan kullanılan krediler için ödenen faizler de, “transfer harcamaları” niteliğinde olduklarından, maliyetlere dahil edilmemektedir (Uzunkaya, 2008).

Ekonomik analizde, esas alınan Ekonomik Net Bugünkü Değer (ENBD), Ekonomik İç Karlılık Oranı (EİKO), Ekonomik Fayda / Maliyet Oranı gibi ekonomik performans göstergelerinin kabul edilmiş eşik değerlerden fazla olması, projenin topluma olan faydalarının maliyetlerden fazla olduğu anlamına gelmektedir. Buna göre örneğin, ENBD’i sıfırdan büyük olan projelerin gerçekleştirilmesinde ekonomik açıdan toplum yararı olduğu kabul edilmektedir. Kamuya ait finansman kaynaklarının tahsis edildiği projeleri değerlendirmede kullanılan FMA tekniğinin, kamuya ait doğal kaynaklardan yararlanmada da kullanılabileceği düşünülmektedir. Halen Avrupa Birliğinin, fon tahsis ettiği bazı projelerin değerlendirilmesinde de kullanılan FMA, 1970’li yıllarda kimi farklılıklarla Birleşmiş Milletler Sınai Kalkınma Örgütü (UNIDO), Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü (OECD) ve Dünya Bankasında geliştirilmiştir. Yönteme ilişkin ayrıntılı bilgi “European Commission; 2008” kaynağından edinilebilir.

Silinmiş: a

Silinmiş:

Silinmiş:

Silinmiş: ,

Silinmiş: düşünülebilmektedir.

FMA, Çevresel Etki Değerlendirmesine (ÇED) alternatif bir analiz değildir. Projelerin değerlendirilmesinde ÇED de mutlaka yapılması gereken bir çalışmadır.

Silinmiş: 1

Hidrolik santral projelerinin fayda maliyet analizlerinde, projenin içinde yer aldığı akarsu havzasına yapacağı tüm etkiler dikkate alınmalı; kömürlere yönelik değerlendirmeler de, madende faaliyetlerin sona ermesinden sonrasındaki süreci de kapsayacak biçimde yapılmalıdır.

Silinmiş: etkiler

4) HES ve kömür madeni-termik santral tesislerine ilişkin görüş belirtilirken bu tesisler toptancı bir biçimde değil, proje bazında ele alınmalıdır. Topluma faydası maliyetinden fazla olan projeler desteklenmeli / savunulmalı; faydası maliyetinden az olan projeler desteklenmemeli / savunulmamalıdır.

Silinmiş:

5) Enerji üretim projelerinde toplum yararının FMA gibi doğrulanabilir / ölçülebilir göstergelerle ifade edilebilmesi, kamuoyundaki HES ve kömüre dayalı termik santrallere ilişkin tartışmaları bilimsel zemine kaydırabilecek, kamulaştırma ve yargı kararlarının objektif olmasını sağlayabilecektir. Böylece işletilmesinde kamu yararı olmayan kaynaklara hiç yatırım yapılmayacak ve işletilmesinde kamu yararı bulunan kaynakların ekonomiye kazandırılması gereksiz yere engellenmeyecektir.

Silinmiş: santrallara

Silinmiş: /toplum

Silinmiş: /toplum

6) Enerji sektöründe yerli kaynak kullanımının azami ölçüde artırılması hedefine ulaşabilmek için, kamusal planlama, yönlendirme ve denetimin olması gerekmektedir.

7) EPDK, üretim lisanslarını fizibilite raporlarına dayandırmalı, santrallerde, gelişmiş teknoloji kullanılmasını gözetmeli, lisans vermeden önce “ÇED Uygunudur” belgesinin alınmış olmasını şart koşmalı. ÇED uygundur belgesi alamayan yatırım lisanslarını iptal etmeli, lisans verdiği santrallerin yapım çalışmalarını izlemeli ve olası gecikmelerin yol açabileceği sorunları en kısa sürede çözümleyebilmelidir.

Silinmiş: da

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi: Kalın Değil, Yazı tipi rengi: Otomatik

Silinmiş:

8) EPDK, yatırımların gerçekleşme sürecinin takip ve denetiminde, yatırımcı şirket beyanlarıyla yetinmemelidir. Kendi kadrolarıyla, kadrolarının yetersiz kaldığı durumlarda, diğer kamu kuruluşlarının kadrolarıyla takip ve denetim yapmalıdır. Yapılan denetimlerde yatırımları haksız yere geciktiren ve lisansta belirtilen süreler içinde gerçekleştirmeyeceği belli olan şirketlerin lisansları iptal edilmelidir. Yatırımların takip ve denetim süreci yatırımların teknik olarak da incelenmesini ve denetlenmesini içermelidir.

9) Kömürlerden yararlanma süreci hızlandırılmalıdır. Yüksek Planlama Kurulunca kabul edilen Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesinde kaynak kullanımı hedefleri arasında yer alan 2023 yılına kadar bilinen tüm linyit ve taşkömürü kaynaklarının değerlendirileceği beklentisinin gerçekleşebilmesi için, kömür potansiyelimizden yararlanmada bugüne kadarki başarısızlıkların nedenlerinin doğru analiz edilip gerekli önemlerin alınması gerekmektedir. Yukarıda da değinildiği gibi varlığı bilinen linyit kaynağının önemli bir kısmı TKİ ve EÜAŞ'nin; taşkömürü kaynaklarının tamamı ise TTK'nın ruhsatındadır. Geçmişte yaşanan sorunları tekrarlamadan kömür potansiyelinin sağlıklı belirlenip harekete geçirilebilmesi için bu kuruluşlara önemli görevler düşmektedir. Son 30-40 yıldır iktidarların ve tarikatların oyuncağı haline dönüştürülen, nitelikli personel ve bilgi birikimi açısından erozyona uğratılan KİT'lerin bu görevlerin üstesinden gelebilmeleri için köklü dönüşümlere ihtiyaçları vardır. Bu kuruluşlar özleştirilmediği, nitelikli kadrolarla takviye edilmediği, bu kuruluşlarda yandaş kayırmacılığına son verilmediği, personel alımında ve atamalarda liyakat ve kariyer gözetilmediği, çalışanlar yönetim ve denetim süreçlerinde söz ve karar sahibi olmadığı sürece, bu kuruluşların başarılı olma ve kömürlerimizden sorunsuz yararlanma olasılığı yoktur.

Silinmiş: ETKB'nin

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi: Kalın Değil, Yazı tipi rengi: Otomatik

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi: Kalın Değil, Yazı tipi rengi: Otomatik

Öte yandan, kömür madenciliğimizin rasyonelleştirilmesi, madenciliğimizin rasyonelleştirilmesi ile de doğrudan ilişkilidir. Madenciliğimizin rasyonelleştirilmesi için de MİGEM'in kurumsal yapısının, personelinin, yönetici niteliğinin ve ilgili mevzuatın çok ciddi biçimde dönüşüme uğraması gerekmektedir.

Yeni kömür kaynaklarının aranabilmesi için, hem MTA'nın aramalara etkin içimde katılması sağlanmalı ve hem de özel sermaye özendirilmelidir.

10) Afşin-Elbistan havzası için özel yöntemler uygulanmalıdır. Afşin-Elbistan havzası, ölçeği itibarıyla, diğer kömür sahalarından ayrılmaktadır. A ve B santralleri tam kapasitede çalıştığında yılda yaklaşık 35 milyon ton olan havzadaki üretim, C, D, E sektörlerindeki kömürler ile özel sektör sahalarından da aynı dönemde yararlanıldığında ve bu santrallerde de tam kapasitede üretim yapıldığında, yılda 100 milyon ton dolayına çıkacaktır. Bu miktar, Türkiye’de 2008 yılındaki toplam linyit üretiminin yaklaşık bir buçuk katı anlamına gelmektedir. Kömür üretiminin bu düzeye çıkmasıyla havzada kömür madenciliği ve santrallerde doğrudan ve dolaylı istihdam edilecek işgücü sayısı on binlerle ifade edilecek; havza, sanayi, ticaret ve turizm açısından hayli gelişecek ve yeni bir cazibe merkezine dönüşebilecektir. Bu durum, madencilik, su yönetimi, finansman, kentleşme, ulaşım gibi pek çok alanı doğrudan ilgilendirmektedir. Bu nedenle, Havza linyitlerinin gecikmeksizin ve sorunsuz olarak işletilebilmesi için çalışmaların baştan planlanması, koordineli biçimde yürütülmesi gerekmektedir. Bu konuya özel olarak kafa yoran bazı meslektaşlarımız bir süredir konunun önemini çeşitli platformlarda anlatmaya çalışmaktadır. Havzaya ilişkin öneriler şöyle özetlenebilmektedir:

Silinmiş:

Silinmiş: 2

Silinmiş: iki

Silinmiş: belki de yüz

Silinmiş: bini aşabilecek

- Kömür yatağının yayılımı havzada devamlılık göstermektedir. Her sektörün ayrı ele alınması ve her biri için ayrı çözümler üretilmeye çalışması pek çok soruna yol açabilecektir. Bu nedenle planlama havza düzeyinde yapılmalıdır.
- Havzada devam eden arama çalışmaları sonucunda havza rezervlerinin artma olasılığı yüksektir. Bu nedenle havzaya yönelik planlamalarda bu durum da dikkate alınmalıdır.
- Havza linyitlerinin tümünden yararlanılabilmesi ve gerekli diğer yatırımlar için ihtiyaç duyulacak finansmanın 10 milyar dolar dolayında olabileceği tahmin edilmektedir. Bu ölçekteki finansmanın temini kolay değildir, güçlü güvenceleri ve uzun bir hazırlık sürecini gerektirmektedir.
- Anılan işlerin gerçekleştirilebilmesi Hazine ve DPT Müsteşarlıkları ile pek çok bakanlığa (Örneğin, Enerji ve Tabii Kaynaklar, Çevre ve Orman, Tarım ve Köy İşleri, Bayındırlık ve İskân, Milli Eğitim, Sağlık) bağlı kuruluşun koordineli biçimde çalışmasını gerektirmektedir. Bu nedenle anılan projelerin aksamadan geliştirilip uygulanabilmesi için belki de müsteşarlık düzeyinde Havzaya özgü ayrı bir örgütlenme ve mevzuat gerekebilecektir.
- Kömür rezervlerinin, tüketim hızına bağlı olarak 30-40 yıl sonra tükenebileceği dikkate alınarak havzanın ve orada çalışan ve yaşayan insanların geleceği başlangıçta planlanmalıdır.

Silinmiş: 1
Kömür yatağının yayılımı havzada devamlılık göstermektedir. Her sektörün ayrı ele alınması ve her biri için ayrı çözümler üretilmeye çalışması pek çok soruna yol açabilecektir. Bu nedenle planlama havza düzeyinde yapılmalıdır.

Silinmiş: da dikkate alındığında

Silinmiş: i

Silinmiş: İskan

Silinmiş: 0

Silinmiş: alınmıştır;

Silinmiş: 25-

Silinmiş: dolayındadır.

Silinmiş: kömüre

Silinmiş: kömür

Silinmiş: ve

Silinmiş: rak

Silinmiş: mak zorunda kalacaktır.

Silinmiş: cı

Bıçimlendirilmiş: Yazı tipi: Kalın Değil, Yazı tipi rengi: Otomatik

Silinmiş: yapılması gereken

Bıçimlendirilmiş: Yazı tipi: Kalın Değil, Yazı tipi rengi: Otomatik

Silinmiş: 1

11) Termik santral tasarımlarında, kömürün kalitesi ve rezervi belirleyici olmakta ve santral ömrü 30 yıl kabul edilmektedir. Halen çalışmakta olan santrallerin önemli bir kısmı 1990 yılı öncesinde işletmeye alınmıştır ve ortalama ömürleri 30 yıla yaklaşmıştır. Buna göre, halen çalışmakta olan linyite dayalı termik santrallerin dayandığı linyit rezervleri, yeni aramalarla önemli ölçüde geliştirilmemiş iseler, orta vadede tükenmeye başlayacak, santraller kömürsüz kalacak ve faaliyetlerini durduracaktır. Öte yanda santrallerin ciddi biçimde rehabilitasyona ihtiyaçları vardır. Özelleştirilecekleri gerekçesiyle bugüne değin rehabilitasyon çalışmalarının bir çoğu yapılmamıştır. Rehabilitasyonlar geciktirilmemeli, bir an önce yapılmalıdır. Elektrik enerjisi arz projeksiyonlarında bu hususlar da dikkate alınmalıdır.

12) 2010 yılının ikinci yarısından itibaren oluşturulacak portföylere göre kömür santrallerinin özelleştirilmesi gündemdedir. Bazı santraller (Kemerköy, Yatağan vb.) önümüzdeki 15-20 yıl içinde kömür rezervlerinin tükenerek olması nedeniyle devre dışı kalabilecektir. Bazı santrallerin (Elbistan, Soma, Tunçbilek gibi) bulunduğu yerlerde ise tek ruhsatta santrallerin ihtiyacından fazla kömür rezervi bulunmaktadır. Santral ve maden sahalarının birlikte özel sektöre satış yöntemiyle devri söz konusu olduğunda Elbistan, Tunçbilek, Soma gibi havzalarda ruhsat alanları ya bölünerek ya da bölünmeden devredilecektir. Ruhsatlar bölünmez ise rezervlerin bir bölümünün atıl kalması söz konusu olacaktır. Ruhsatlar bölünerek özelleştirilmesi halinde ise, havza madenciliği yok olacaktır. Çözüm olarak, ruhsatların bölünmeden kamu kesiminin de içinde olacağı bir yatırım modelinin oluşturulması kaçınılmaz görünmektedir. Getirilecek her yeni radikal düzenleme beraberinde bir dizi soruna yol açacaktır.

13) Devletin ekonomiye müdahalesinin kapitalist sistemden bir kopuş anlamına gelmediği ve KİT'lerin bu yapılarıyla kapitalizmi aşma sürecine katkıda bulunmadığı kabul edilmektedir. Bununla birlikte, "Toplumsallaştığı, genele ait ihtiyaçları, sorunları üstlendiği oranda, devletin, dayandığı sınıflardan görece özerkliği artmakta ve devlet, sistemin sınırları içinde demokratikleşmektedir. Kamusal işlevlerini terk ettiği oranda devletin içine kapanacağı ve düzen sağlama işleviyle sınırlanacağı ve bunun sonucu olarak görece özerkliğinin zayıflayacağı, 'kamusallığa' duyarsızlaşacağı..." (Karahanoğlu, 2002) görüşüne itibar edilerek; kamu kesiminin elektrik enerjisi üretim sektöründen çekilmemesi, ilgili kamu kuruluşlarının özerkleştirilmiş ve güçlendirilmiş yapılarıyla sektörde belirlenmiş kurallara uyan birer oyuncu olması gerektiği savunulmaktadır.

14) Konuya toplumun gereksindiği yeni yatırımlar açısından da şöyle yaklaşılmaktadır: Özellikle bizimki gibi sermaye ve bilgi birikiminin halen sınırlı, toplumsal ihtiyaçların yeterince karşılanamadığı, bölgelerarası gelişmişlik düzeyinin çok farklılık gösterdiği, işsizliğin yüksek, feodal ve yarı feodal yapıların yeterince tasfiye edilmediği bir toplumda, özel sermayenin girmediği, giremediği alanlarda kamu kesimi yatırım yapmalıdır. Kamu kesiminin özellikle az gelişmiş yörelerde yapacağı yeni yatırımlar, yalnızca toplumsal ihtiyaçları karşılamak, istihdam yaratmak, bölgelerarası gelişmişlik farkını azaltmak anlamına gelmeyecek, aynı zamanda o yörede üretici güçlerin gelişmesine, üretim ilişkilerinin demokratikleşmesine katkı anlamına da gelecektir.

15) Yenilenebilir kaynakların uzun vadede teknolojik ve ekonomik açılarından gelişme potansiyelleri yüksektir. Devlet, yenilenebilir enerji kaynaklarına, özellikle güneş enerjisine yönelik araştırmaları desteklemelidir.

Teşekkür: Bildirinin, kimi bölümlerine değerli katkıları nedeniyle sevgili arkadaşlarımız, saygıdeğer insanlar, Maden Yüksek Mühendisleri Yalçın Çilingir ve Veli Ünal'a teşekkür ederiz.

4. YARARLANILAN KAYNAKLAR

- 1) Aytar, Dündar, Özelleştirmenin Hikayesi, <http://daytar.tripod.com/bolum01.html>, 20.10.2009.
- 2) Başkaya, Fikret, Kapitalizmin Krizi veya Otuz Yıllık Yalanın Sonu, <http://bianet.org/biamag/emek/110592-kapitalizmin-krizi-veya-otuz-yillik-yananin-sonu>, 10.09.2009.

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi rengi: Otomatik

Biçimlendirilmiş: Girinti: Sol: 21,3 nk, İlk satır: 0 nk, Numaralı + Düzey: 1 + Numaralandırma Stili: 1, 2, 3, ... + Başlangıç: 12 + Hizalama: Soldan + Hizalandığı yer: 35,25 nk + Sekme başlangıcı: 0 nk + Girinti yeri: 53,25 nk, Sekmeler: 42,55 nk, Sola + Eskisi: 36 nk

Silinmiş: (

Silinmiş: bulundu

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi rengi: Otomatik

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi rengi: Otomatik

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi rengi: Otomatik

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi rengi: Otomatik

Silinmiş: lar

Silinmiş: neden olacaktır.

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi rengi: Otomatik

Silinmiş:

Biçimlendirilmiş: Gövde Metni Girintisi 3, Girinti: Sol: 17,85 nk, İlk satır: 0 nk, Aralık Sonra: 0 nk, Numaralı + Düzey: 1 + Numaralandırma Stili: 1, 2, 3, ... + Başlangıç: 12 + Hizalama: Soldan + Hizalandığı yer: 35,25 nk + Sekme başlangıcı: 0 nk + Girinti yeri: 53,25 nk

Silinmiş: ¶

Silinmiş: ¶

Biçimlendirilmiş: Girinti: Sol: 17,85 nk, İlk satır: 0 nk, Numaralı + Düzey: 1 + Numaralandırma Stili: 1, 2, 3, ... + Başlangıç: 12 + Hizalama: Soldan + Hizalandığı yer: 35,25 nk + Sekme başlangıcı: 0 nk + Girinti yeri: 53,25 nk, Sekmeler: Eskisi: 36 nk

Silinmiş: ye

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi: Kalın

Silinmiş: .

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi: İtalik

Değiştirilmiş Alan Kodu

Biçimlendirilmiş ... [16]

Değiştirilmiş Alan Kodu

- 3) **Kayadelen, Mehmet**, *Kamu Yararı Açısından Madencilikimiz, Sorunlar – Öneriler*, TMMOB Maden Mühendisleri Odası Stratejik Araştırmalar Merkezi, Yayınlanmamış rapor, **Ankara, Haziran 2009.**
- 4) **Karahanoglu, Onur**, *Kamu Hizmeti (Kavram ve Hukuksal Rejim)*, Turhan Kitapevi, Ankara, 2002.
- 5) **Koçak, Çetin, Tamzok, Nejat ve Yılmaz, Selçuk**, *Afşin- Elbistan Linyit Rezervlerinin Elektrik Üretimi Bakımından Değeri Ve İzlenmesi Gereken Politikalar*, DEK TMK Türkiye 11. Enerji Kongresi, İzmir, Ekim 2009.
- 6) **Kösebalaban, Ayhan**, *Yerli Enerji Kaynağı Kömürün Enerji Sektöründeki Yeri*, DEK TMK Türkiye 11. Enerji Kongresi, İzmir, Ekim 2009.
- 7) **Talu, Nuran** (2007) *“Sürdürülebilir Kalkınma Durum Değerlendirme Raporu”*, Sürdürülebilir Kalkınmanın Sektörel Politikalara Entegrasyonu Projesi, <http://www.bayindirlik.gov.tr/turkce/kentlesme/skdurumdegerlendirmeraporu.pdf>, 14.11.2009
- 8) **Türkyılmaz Oğuz**, *Türkiye’nin Enerji Görünümü*, TMMOB Mahina Müh. O. 5.Yenilenebilir Enerji kaynakları Sempozyumu, 16-17 Ekim 2009, Kayseri.
- 9) **Uzunkaya, Z. Canan**, (2008), *“Ticari ve Ekonomik Analizin Karşılaştırılması”*, Madencilik Projelerinin Hazırlanması ve Değerlendirilmesi Eğitimi - III, Seminer Notları, TMMOB Maden Mühendisleri Odası Sürekli Eğitim Merkezi, (s. 169-175), Ankara.
- 10) **DEK TMK Kömür Raporu**, **Ankara**
- 11) **European Union Regional Policy**; *Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects*, July, 2008; http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/guides/cost/guide2008_en.pdf, 12.05.2009.
- 12) **Hema Enerji AŞ**; www.hemaenerji.com, 15.10.2009.
- 13) **ETKB**; *Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi*; <http://www.enerji.gov.tr/BysWEB/DownloadBelgeServlet?read=db&fileId=48776>, 11.10.2009.

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi: Kalın, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Biçimlendirilmiş: Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Silinmiş: .

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi: Kalın, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Biçimlendirilmiş: Yazı tipi: Kalın, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Silinmiş: ,

Biçimlendirilmiş ... [17]

Biçimlendirilmiş ... [18]

Silinmiş: .:

Biçimlendirilmiş ... [19]

Biçimlendirilmiş ... [20]

Biçimlendirilmiş ... [21]

Biçimlendirilmiş ... [22]

Biçimlendirilmiş ... [23]

Biçimlendirilmiş ... [24]

Biçimlendirilmiş ... [25]

Silinmiş: .

Biçimlendirilmiş ... [26]

Biçimlendirilmiş ... [27]

Silinmiş: <#>¶

Biçimlendirilmiş ... [28]

Biçimlendirilmiş ... [29]

Biçimlendirilmiş ... [30]

Biçimlendirilmiş ... [31]

Biçimlendirilmiş ... [32]

Biçimlendirilmiş ... [33]

Biçimlendirilmiş ... [34]

Silinmiş: ¶

Silinmiş: BUNA İLİŞK ... [35]

Biçimlendirilmiş ... [36]

Biçimlendirilmiş ... [37]

Biçimlendirilmiş ... [38]

Biçimlendirilmiş ... [39]

Biçimlendirilmiş ... [40]

Biçimlendirilmiş ... [41]

Biçimlendirilmiş ... [42]

Biçimlendirilmiş ... [43]

Biçimlendirilmiş ... [44]

Değiştirilmiş Alan Kodu

Biçimlendirilmiş ... [45]

Biçimlendirilmiş ... [46]

Sayfa 4: [1] Silinmiş	Baba	30.11.2009 10:25:00
EÜAŞ ruhsatında olan alan, her birinde 544-753 milyon ton arasında linyit olan A, B, C, D ve E olarak adlandırılan sektörlere bölünmüştür.		
Sayfa 4: [2] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 10:27:00
Girinti: Sol: 17,85 nk		
Sayfa 4: [3] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 10:32:00
Yazı tipi rengi: Otomatik		
Sayfa 4: [4] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 10:32:00
Yazı tipi rengi: Otomatik		
Sayfa 4: [5] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 10:32:00
Yazı tipi rengi: Otomatik		
Sayfa 4: [6] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 10:32:00
Yazı tipi rengi: Otomatik		
Sayfa 4: [7] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 10:32:00
Yazı tipi rengi: Otomatik		
Sayfa 4: [8] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 10:32:00
Yazı tipi rengi: Otomatik		
Sayfa 4: [9] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 10:32:00
Yazı tipi rengi: Otomatik		
Sayfa 4: [10] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 10:32:00
Yazı tipi rengi: Otomatik		
Sayfa 4: [11] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 10:33:00
Yazı tipi rengi: Otomatik		
Sayfa 4: [12] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 10:33:00
Yazı tipi rengi: Otomatik		
Sayfa 4: [13] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 10:33:00
Yazı tipi rengi: Otomatik		
Sayfa 4: [14] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 10:33:00
Yazı tipi rengi: Otomatik		
Sayfa 6: [15] Silinmiş	Baba	30.11.2009 11:06:00

2.3. Kamu işletmeciliği mi, özel sermaye işletmeciliği/özelleştirme mi?

Türkiye’de kamu işletmelerinin özelleştirilmesinin gündeme gelmesinden itibaren, konuya ilişkin tartışmalar canlılığını korumuştur. Pek çok meslek örgütü ya da sendika bu konuda sempozyum, panel vb etkinlik düzenlemiştir. 1985 yılından bu yana, bir yandan bu tartışmalar yapılırken, diğer yandan iktidarlar kamuya ait işletmeleri, geri dönülemeyecek biçimde, ya çoğunlukla yapıldığı gibi yok pahasına satmakta ya da tasfiye etmektedir. Elinde tuttuklarını ise, özelleştirmeyi savunanları adeta haklı çıkarmak istercesine, niteliksiz yandaş kadrolarla doldurmakta ve kötü yönetmektedir. Bugünlerde bazı elektrik üretim santrallerinin işletme hakları da devredilmek üzeredir. Yani atı alan Üsküdar’ı geçmek üzeredir. Bununla birlikte, tartışmaları somut düzlemde sürdürmekte yarar görülmektedir.

Bu konuda baştan beri söylenenleri kabaca üç grupta toplamak mümkündür.

Özelleştirme karşıtlarının oluşturduğu birinci kesime göre özelleştirme; bize belirli merkezlerin dayattığı neoliberal politikaların bir gereğidir; halkımızın bin bir zorlukla tasarruf ettiği paralarla kurulmuş olan tesislerin yok pahasına elden çıkarılmasıdır;

stratejik konumda olan sanayilerdeki devletin kontrolunu sıfıra indirmektir; Devlet tekeli yerine yabancı veya yerli tekelleri getirmektir; Devletin işveren olduğu alanlarda binlerce işçiyi işsizleştirmek, güçlü sendikacılığı ortadan kaldırmak ve yüz binlerce işçiyi güvencesiz bırakmaktır; çok kıymetli tesisleri çok ucuza siyasi yandaşlara devretmektir; Devletin sağlamakla görevli olduğu sosyal nitelikli bazı hizmetleri piyasaya terk etmektir; rekabet gücü olmadığı iddia edilerek bazı sanayi tesislerinin kapatılması ve bu tesislerde üretilen ürünlerin ithali yoluyla dışa bağımlılığın artırılmasıdır.

Özelleştirmeyi destekleyenlerin oluşturduğu ikinci kesim ise görüşlerini çoğunlukla şu argümanlara dayandırmaktadır: KİT’ler verimli çalıştırılmamaktadır. Devlet, hiçbir şey üretmemeli asli görevi olan eğitim, sağlık ve güvenlik konularıyla alt yapı yatırımlarına kaynak tahsis etmeli ve sadece bunlardan sorumlu olmalı; ürün fiyatlarına müdahale etmemelidir. Her türlü koruma kaldırılmalı, ülkedeki tüm tesisler piyasa ekonomisi kurallarına göre işletilmelidir. Zarar eden tesisin iflas etmesine olanak sağlanmalı, kıymetli fonlar zarar eden tesisleri hayatta tutmakta kullanılmamalıdır. Politikacıları memnun etmek için tesislerin işçi deposuna dönüştürülmesine izin verilmemelidir. Hazine, KİT yükünden kurtulmalıdır.

Üçüncü gruptakilerin görüşleri de şöyle özetlenebilmektedir: Kapitalist üretim biçiminde kural, ihtiyaçların kapitalist üretim ve değişim aracılığıyla piyasada karşılanmasıdır. Devletin üstlendiği her faaliyet bu kuralın istisnasıdır. Devletin üstlendiği alanlar, sözkonusu faaliyetler, kapitalist üretim biçiminin ihtiyaçları doğrultusunda üstlenilmiştir ve piyasa için geçici olarak vazgeçilmiş faaliyet ve kâr alanlarıdır.” (Karahanoğlu, 2002, s.59) “Kapitalist üretim biçiminin geçerli olduğu koşullarda, özelleştirmeler ve devletleştirmeler tamamıyla sermaye sınıfının konjonktürel ihtiyaçlarının ve çıkarlarının ve sınıfsal güç dengelerinin bir gereği olarak gündeme gelir. Dolayısıyla ibre, duruma göre, bazen özelleştirmelerden, bazen de devletleştirmelerden yanadır ve sermayenin bu tercihi sanıldığı gibi ideolojik olmaktan önce ekonomik niteliktedir.”(Başkaya 2008) “Örneğin, Türkiye’de bir dönem çelik üretiminin devletçe üstlenilmiş olması, bu tip yatırımları gerçekleştirebilecek sermaye birikimine sahip olmayan Türk kapitalizmi için bir zorunluluktur. Ayrıca, söz konusu devlet girişimiyle beyaz ve otomotiv sanayine kamuca ucuz girdi sağlanıyordu.” (Karahanoğlu, 2002). 1940 yılında taşkömürlerinin ve 1978 yılında da bazı (demir ve bor sahalarıyla birlikte) linyit sahalarının devletçe işletilmesi kararı da Türk(ıye) kapitalizminin enerji darboğazını aşmak için gösterdiği reflekslerdendir. “Günümüzde artık önemli sermaye birikimine sahip Türk kapitalizmi için, söz konusu devlet faaliyetleri bir an önce özel kesime devredilmesi ya da tasfiye edilmesi gereken verimsiz kamu işletmeleridir. (Bu konuda zorlayıcı etmen iç dinamiklerden çok, bağımlı olunan dış dinamiklerdir.)” (Karahanoğlu, 2002). KİT’lerin tasfiyesine yönelik tercih değişikliği bankacılık sistemine de yansımıştır. Türk kapitalizminin 1980’lerin ikinci yarısından sonraki önemli bir ihtiyacı kamu yatırımlarının değil, ihracatın desteklenmesine dönüşmüştür. Bu nedenle, ithal ikamesine dayalı planlı ekonomi döneminin başlarında, 1964 yılında, KİT’lerin yatırımlarını finanse etmek amacıyla kurulan Devlet Yatırım Bankası’nın, ihracata dayalı büyümenin hedef alındığı dönemin başlarında, 1989 yılında, Türk Eximbank’a (Türkiye İhracat Kredi Bankası) dönüştürüldüğü hatırlanmalıdır. 2008 yılında başlayan krizden çıkışta devletin üstlendiği görevleri de bu çerçevede değerlendirmek gerekmektedir.

Sorularımızı daha da çoğaltmak mümkündür. Üç tarafın söylediklerinde de gerçeklik payı yok mudur? Var olan üretim biçiminde, hangisi daha önemli: toplumun ihtiyaç duyduğu mal ve hizmetlerin kimin tarafından üretildiği mi, herkesin gereksindiği mal ve hizmetin mümkün olduğunca yüksek kalitede ve ödenebilir fiyatta temin edilebilmesi mi? Devlet işletmeciliği her koşulda mı savunulmalı, belirli koşulları sağlıyorsa mı? Hangi koşulları sağlıyorsa, hangi amaca hizmet ediyorsa varlığını sürdürmeli, hangi koşulları

sağlamıyorsa, hangi sakıncaları içeriyorsa varlığını sürdürmemelidir? Bu konudaki görüşler nasıl bir mihenk taşında değerlendirilmelidir?

Konuya hangi perspektiften yaklaşılmalı? Toplumcu görüşü benimseyenlerin perspektifi, var olan üretim ilişkilerinin (kapitalizmin) aşılması olduğuna göre, bir işletmenin devletin elinde kalmasının ya da özelleştirilmesinin kapitalizmi aşma hedefinde anlamı/katkısı nedir?

Hangisi doğru: Kamulaştırmanın/kamu işletmeciliğinin sosyalizme geçişte bir adım olduğu mu, ekonomiye yapılan devlet müdahalelerinin kapitalizmden bir kopuşu ortaya koymadığı mı?

Kamu işletmeciliğinin yaygınlaşması sosyalizme geçişte bir adım ise, özelleştirmeler sosyalizme geçiş mücadelesini sekteye mi uğratmaktadır?

Kapitalizmi aşma perspektifinde hangi süreçler önemlidir ve bir işletmenin, devletin elinde kalmasının ya da özelleştirilmesinin bu süreçlere katkısı nasıldır?

İşletmedeki egemen anlayışın, üretici güçlerin gelişmesi ve üretim ilişkilerinin demokratikleştirilmesi süreçlerine katkısı kıstas kabul edilebilir mi?

Marksist teoriye göre, tarihin ilerlemesinin, toplumsal dönüşümlerin kaynağı üretici güçlerdeki gelişmelerdir. Yani kapitalizmi aşabilme, üretici güçlerin gelişmesiyle mümkündür. Çünkü üretici güçlerdeki gelişme, üretim ilişkilerindeki gelişmeye yol açar. O halde, bir işletmede, meta üretiminde kullanılan makineler, aletler, ham ve yardımcı maddeler, malzemeler, enerji, su, insangücü, bilgi, beceri, deneyim, iş alışkanlığı, teknoloji bilgisi gibi alanlarda ne ölçüde gelişme sağlanabiliyorsa, o işletmenin üretici güçlerin gelişme sürecine katkısının o ölçüde olduğu düşünülebilir mi? Bu görüş esas alınacak olursa hangisi bu sürece daha fazla katkıda bulunmaktadır: tesislerini, gelişen teknolojilere ayak uyduramayan; verimliliği, kaliteyi, rakiplerinden daha iyi olmayı hiç dert etmeyen, insan kaynağına yönelik tercihlerde liyakat ve kariyeri değil, yandaş olmayı esas alarak niteliksiz kadrolara prim veren devlet işletmeleri mi; kâr, daha fazla kâr etmek için, küresel ölçekte rakipleriyle baş edebilmek için, daha verimli çalışmak zorunda, dahaa nitelikli insan kaynağını tercih eden özel işletmeler mi?

Üretim ilişkilerinin demokratikleşmesi süreci esas alınacak olursa, bir işletmede çalışanların örgütlenmesi, örgütleri aracılığıyla yönetime ve **denetime** katılması, bireysel haklara saygı, iş ve işlemlerde hukukun üstünlüğü, eşitlik, adalet, saydamlık ve hesap verilebilirlik ne ölçüde sağlanabilmiş ise, o işletmenin toplumdaki üretim ilişkilerinin demokratikleşme sürecine katkısının o ölçüde olduğu düşünülebilir mi? İşletmeler devletin elinde kaldığında mı, özelleştirildiğinde mi bu sürece daha fazla katkıda bulunabilir?

KİT'lerin varlığı, özellikle bu biçimiyle varlığı, tarihin akışını hızlandırır mı, yavaşlatır mı? Neden?

Son 30 yıldaki performanslarına bakıldığında Kİ'lerin hangi faydaları, hangi sakıncalarından fazla?

İktidarların oyuncağı olan, tarikatların cirit attığı KİT'leri bu halleri ile savunmak, onlardaki kirliliği örtbas etmiyor mu?

Görünür vadede Türkiye'de, iktidarların yönetim anlayışı değişebilecek ve KİT'lerin rasyonel yönetimi mümkün olabilecek mi?

Görünen o ki, Türkiye'de ve dünyada, devletin yeniden tanımlanan görevleri arasında devlet işletmeciliği bulunmamaktadır. Bu durum, tarihin akışını engelleyecek mi, kapitalizmi aşma konusunu sekteye uğratacak mı? Özelleştirmeler tamamlanınca sosyalistler yenilgeye mi uğramış olacak?

Bütün bu soruların, enerji sektörü özelinde yanıtlanmasında/tartışılmasında yarar görülmektedir.

Yazı tipi: Kalın, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [17] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi: Kalın, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [18] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi: Kalın, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [19] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi: Kalın, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [20] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi: Kalın, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [21] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi: Kalın, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [22] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [23] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi: Kalın, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [24] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi: Kalın, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [25] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [26] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [27] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [28] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi: Kalın

Sayfa 16: [29] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi: Kalın, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [30] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [31] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [32] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi: Kalın, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [33] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 11:58:00
--	-------------	----------------------------

Gövde Metni Girintisi 3, İki Yana Yasla, Girinti: Sol: 18 nk, Aralık Sonra: 4 nk, Sekmeler: 36 nk, Liste sekmesi

Sayfa 16: [34] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [35] Silinmiş	Baba	30.11.2009 11:56:00
--------------------------------	-------------	----------------------------

BUNA İLİŞKİN BAŞKA BİLGİ VAR MI?

Sayfa 16: [36] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi: Kalın, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [37] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi: Kalın, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [38] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi: İtalik, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [39] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [40] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 12:06:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi: Kalın, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [41] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 12:06:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi: İtalik, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [42] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 12:00:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi: Kalın, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [43] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 12:00:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi: Kalın, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [44] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi: İtalik, Altı çizgisiz, Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [45] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 17:54:00
--	-------------	----------------------------

Yazı tipi rengi: Otomatik

Sayfa 16: [46] Biçimlendirilmiş	Baba	30.11.2009 11:57:00
--	-------------	----------------------------

Girinti: Sol: 36 nk, Madde işaretleri veya numaralandırma yok, Sekmeler: Eskisi 117 nk

AVRUPA ORTAK ENERJİ POLİTİKASINDA ELEKTRİK ENTERKONEKSİYONLARININ ÖNEMİ VE TÜRKİYE’NİN KONUMU

Nazif Hülâgü SOHTAOĞLU ⁽¹⁾

Duygu PAPUR ⁽²⁾

İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü, 34469 Maslak, İSTANBUL

⁽¹⁾ E-posta: nazif@elk.itu.edu.tr , sohtaoglu@gmail.com

⁽²⁾ E-posta: duygupapur@gmail.com

Özet

Avrupa Birliği'nin enerji ile ilgili yasal düzenlemelerinde uluslararası doğalgaz ve elektrik ağlarının temel amacı, daha şeffaf, rekabetçi ve sürdürülebilir niteliklerde bir iç enerji piyasasının yaratılması olarak tanımlanmakla birlikte, üye ülkelerin enerji dışalım bağımlılıklarının giderek büyümesi, Topluluğun enerji güvenliğine ve arzın çeşitlendirilmesine yönelik kaygılarını daha da güçlendirmekte, sınır ötesi enerji (özellikle elektrik enerjisi) ticaretinin geliştirilmesini, sınır ötesi ticaret yoluyla üyeler arasındaki karşılıklı bağımlılığın, dolayısıyla dayanışmanın artırılmasını, üçüncü ülkelerin üretici, tüketici ve/veya geçiş ülkesi kimlikleriyle öngörülen enerji entegrasyonu sürecine katılımlarını gerektirmektedir. Bu bağlamda, 2000'li yıllardan itibaren Avrupa'daki uluslararası elektrik enterkoneksiyonlarının kapsamında, amaçlarında ve önceliklerinde kaydedilen değişiklikler, Avrupa Birliği üyesi ülkelerin yanı sıra, müzakere sürecindeki aday ülkeleri, Avrupa Kıtasında ve Akdeniz ile Karadeniz Havzalarında bulunan diğer ülkeleri de dolaysız ve/veya dolaylı yollardan etkilemektedir. Bu çalışmada, daha güvenli, daha rekabetçi ve daha sürdürülebilir bir enerji arzını hedefleyen yeni Avrupa ortak enerji politikası ekseninde, enerji arz güvenliğinin ve iç elektrik piyasasındaki işlerliğin artırılabilmesi amacıyla güncellenen öncelikli elektrik enterkoneksiyon planlarına ilişkin ayrıntılar verilmiş, geçmiş ve mevcut oluşumlar gözetilerek müzakere sürecindeki Türkiye'nin konumu ile üstlenebileceği olası roller, Topluluğun Akdeniz ve Karadeniz Havzaları odaklı genişleme perspektifinde değerlendirilmiştir.

1. Giriş

Küresel ölçekte egemen olan güncel siyasi, ekonomik ve ticari eğilimler kapsamında, ulusal elektrik enerjisi şebekelerinin bölgesel enterkoneksiyonunun, buna koşut olarak ulusal elektrik piyasalarının tam entegrasyonunun, küresel sürdürülebilirlik sürecine teknik, ekonomik, yasal, siyasi, sosyal, çevresel boyutlarda ciddi katkılar yapacağı, mevcut sorunların çözümünü kolaylaştıracağı öne sürülmektedir [1].

Ulusal elektrik enerjisi şebekelerinin iki veya daha fazla sayıdaki ülkeyi kapsayacak şekilde entegrasyonunun temel amaçları olarak, bölgesel ölçekte birincil enerji kaynak çeşitliliğinin artırılması, iklimsel, mevsimsel ve/veya dönemsel niteliklerdeki etkilerin hafifletilmesi, elektrik kurulu güç gereksiniminin ve yatırım/işletme maliyetlerinin azaltılması, sektördeki mevcut ve olası yatırımcılar ile tüketiciler açısından serbest rekabet olanaklarının geliştirilmesi, işletme kalitesinin ve verimliliğinin yükseltilmesi, elektrik ticaretinin özendirilmesi vb. diğer teknik ve ekonomik niteliklerdeki başlıklar öne çıkarılmakla birlikte, taraf ülkeler arasındaki siyasi, ekonomik ve ticari işbirliğinin ve/veya birleşmenin, bütünleşmenin önemli bir aşamasını oluşturmaktadır. Enerji entegrasyonları, birincil enerji kaynak ihracatı yapan üçüncü ülkelerin üretim/fiyat boyutlarında sergileyebilecekleri ani politika değişikliklerinin yol açabileceği olumsuz etkilerin hafifletilmesinde önemli roller üstlenebilmektedir. Bu bağlamda, Avrupa Birliği'nin güvenilir, rekabetçi ve sürdürülebilir enerji hedefini başarabilmesi, gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerle yakın işbirliğini, coğrafi konumunun sunduğu olanaklar çerçevesinde üretici, geçiş ülkesi veya tüketici kimlikleriyle diğer ülkelerin topluluğun öz çıkarları ekseninde kurgulanan sürece doğrudan veya dolaylı yollardan katılımlarını zorunlu kılmaktadır. Ayrıca, enerji ile ilgili konularda tutarlılığın, verimliliğin ve hızın artırılabilmesi için, Avrupa Birliği ile üye ülkelerin uluslararası enerji konularında ortak bir dil kullanmalarının, tek ses olmalarının zorunluluğu, aday ülkeler ile katılım müzakerelerinin topluluğun ortak enerji politikası ve geleceğe yönelik arz güvenliği kaygıları ekseninde şekillendirilmesinin, sürecin enerji alanındaki kazanımlara uygun olarak yönetilmesinin yaşamsal önem taşıdığı, ilgili resmi belgelerde ifade edilmektedir.

2. Enerji Arz Güvenliğine Yönelik Kaygılar

2000 yılında yayınlanan “Enerji Arz Güvenliği için Avrupa Stratejisine Doğru (Green Paper: Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply [COM(2000) 769 final])” başlıklı raporda [2], Avrupa Birliği'nin enerjide dışa bağımlılığının sürekli arttığı, topluluğun toplam enerji gereksiniminin yarısının ithalat yoluyla karşılandığı, herhangi bir önlem alınmaması durumunda 2020 ya da 2030'a kadar bu oranın yüzde 70'lere ulaşacağı belirtilerek, enerji bağımlılığı olgusunun Avrupa Birliği'ne ekonomik, sosyal, ekolojik ve fiziksel riskler yüklediği, petrol ithalatının yüzde 45'inin Ortadoğu'dan, doğalgaz ithalatının ise yüzde 40'ının Rusya'dan sağlandığı ifade edilmiş, enerji bağımlılığının yaratabileceği risklerin azaltılmasını amaçlayan ortak bir enerji arz güvenliği stratejisinin oluşturulması

zorunluluğu özellikle vurgulanmıştır. Petrol fiyatlarında 2000’li yıllarda gerçekleşen ani ve aşırı artışlar, Avrupa Birliği’nin uluslararası enerji piyasalarını doğrudan etkileyebilecek araçlara yeterince sahip olamadığı gerçeğiyle yüzleşebilmesine olanak tanımıştır.

Gösterilen tüm çabalara karşın, Avrupa Birliği iç enerji piyasasının hedeflenen şekilde işletilememesi, üye ülkelerin enerji ile ilgili konulardaki uyumsuzlukları ve Avrupa için ortak bir enerji politikasının oluşturulamaması, topluluk olmanın gücünden, sağlanabilecek üstünlüklerden gerektiği kadar yararlanılamamasına yol açmıştır. Topluluğa özgü ortak bir enerji politikasının ortaya konması yönünde üye ülkeler arasında siyasi uzlaşmanın sağlanamaması, hareket alanını sınırlayarak, eyleme geçilmesini geciktirmiştir. Bu nedenlerle anılan raporda [2], Avrupa’nın enerji geleceği üzerindeki kontrolünü arttırmak için enerji ile ilgili konularda topluluk güçlerinin yetkisinin arttırılmasının yararlı olup olmayacağının ayrıntılı incelenmesi gerektiği, sorunun çok boyutlu bir arz güvenliği stratejisinin oluşturulmasından ziyade, enerji ile ilgili konularda duyarlılığı yükseltmesinin ve tartışmaları başlatmasının hedeflendiği belirtilmiştir. Sorunun yalnızca enerji öz yeterlilik düzeyinin yükseltilmesi ya da enerji dışalım bağımlılığının azaltılması olarak algılanmaması gerektiği, enerji dışa bağımlılığının yol açabileceği risklerin en aza indirgenmesinin daha büyük öncelik taşıdığı vurgulanarak, enerji kaynakları ayırımında da ilgili çalışmaların yürütülmesi tavsiye edilmiştir.

3. Ortak Enerji Politikasına Duyulan Gereksinim

2000 yılında “Enerji Arz Güvenliği için Avrupa Stratejisine Doğru (Green Paper: Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply)” başlıklı raporun yayınlanmasından sonra, enerji ile ilgili alanlarda değişik çalışmalar yapılmış, raporlar yayınlanmış, özellikle iç enerji piyasasının etkinliğinin ve verimliliğinin arttırılmasına yönelik çeşitli düzenlemeler yürürlüğe konmuştur. Yapılan tüm girişimlere karşın, enerji güvenliğine ilişkin kaygılar azaltılamamıştır. İzleyen süreçte, “Sürdürülebilir, Rekabetçi ve Güvenilir Enerji için Avrupa Stratejisi (Green Paper: A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy [COM(2006) 105 final])” başlıklı rapor [3] hazırlanmış, enerji güvenliği kaygılarının hafifletilebilmesi için, özellikle enerji ile ilgili konularda ortak bir dil kullanılmasının, üye ülkelerin tek ses olmalarının zorunluluğu vurgulanarak, Avrupa için ortak bir enerji politikasının şekillendirilmesi üzerinde durulmuştur. Avrupa Komisyonu bu raporunda, enerji arzı ile ilgili gelecekte karşılaşılabilecek sorunların üstesinden gelinebilmesi ve

bunların büyüme ile çevre üzerindeki etkilerinin sınırlandırılabilmesini amaçlayarak, ortak bir Avrupa enerji politikası (a common European Energy Policy) önermiştir.

Elektrik Enerjisinde Maliyet İncelemesi

1-Giriş:

Elektrik enerjisi o olmadan günlük yaşantımızı sürdüremeyeceğimiz derecede önemlidir. Her alanda, her yerde, farkında olalım ya da olmayalım sürekli kullandığımız bir enerji türüdür elektrik. Elektrik temiz, her an kullanıma hazır, diğer enerji türlerine dönüşümü kolay olması gibi özellikleri nedeniyle tüm insanların az veya çok ama mutlaka kullandığı bir enerjidir.

Yaşamımız belli ölçülerde elektriğe bağlıdır, böyle olduğu içindir ki elektrik enerjisi üretimi, iletimi, dağıtımı ve hatta tüketimi kamu yararı gözetilerek ele alınır (alınmalıdır). Elektrik enerjinin bütünü ülke kaynaklarının kullanımı, sürdürülebilir kalkınma, temiz çevre, ekonomik ve sosyal gelişme ile doğrudan ve önemli ölçüde ilgilidir. Bu yönüyle de çok boyutludur.

Elektrik enerjisinin maliyeti denilince de birden fazla maliyet anlaşılmalıdır. Çevresel maliyet, sosyal maliyet, finansal maliyet gibi...

Bu bildirinin konusu ise elektriğin son kullanıcılara fatura ödeme anlamına gelen elektriğin parasal maliyeti olacaktır.

Ankara'da, Başkent Elektrik Dağıtım A.Ş (BEDAŞ) tarafından milyonlarca aboneye yollandığı gibi bir konuta yollanan elektrik faturası üzerinden elektriğin parasal yönü incelenecektir.

Bildiri akışı beş ana bölümde tamamlanacaktır. Bunlar:

- Fatura incelemesi,
- Yatırım maliyetleri,
- Üretim maliyetleri,
- Elektrik enerjisinin maliyeti,
- Değerlendirme,
- Öneriler ve
- Sonuç bölümleridir.

2-Faturada Yer Alan Bilgiler:

İki tane fatura ele alınacaktır. Faturalardan birincisi 2008/12, ikincisi ise 2009/1 dönemlerine ilişkindir. (BEDAŞ'ın özelleştirilmesinden önceki dönem). Elektrik Fatura Bildirimi başlığını taşıyan Başkent Elektrik Dağıtım A.Ş. Genel Müdürlüğü tarafından hazırlanıp aboneye gönderilen faturalarda adres, ödeme yerleri gibi birçok bilginin yanı sıra konumuz açısından gerekli bilgiler de yer almaktadır.

Faturalarda gündüz, puant ve gece tarifelerinde tüketilen enerji miktarları ayrı ayrı yer almaktadır.

Gündüz, puant ve gece tarifelerinde tüketilen enerji miktarları sırasıyla: birinci fatura için 93, 76, 51 kWh ve toplam olarak bu fatura dönemi tüketimi 220 kWh. Tüketim dönemi 2008/12 dir. İkinci fatura için ise 87, 63, 50 kWh, toplam tüketimi ise 200 kWh ve dönemi de 2009/1 dir.

Tüketilen enerji miktarlarına karşılık olarak tahakkuk ettirilen fatura tutarları ise sırayla 68,83 YTL ve 58,35 TL dir.

Birim enerjiye tahakkuk ettirilen fiyat:

Birinci fatura için $68,83 \text{ YTL} / 220 \text{ kWh} = 0,290 \text{ YTL}$ yani 29 krş.

İkinci fatura için $58,35 \text{ TL} / 200 \text{ kWh} = 0,291 \text{ TL}$ yani 29,1 krş.

Bu değerler aşağıdaki tablo:1’de sunulmuştur.

Fatura Bilgileri		
Fatura Bilgileri	Birinci Fatura	İkinci Fatura
Fatura Dönemi	2008/12	2009/1
Gündüz Tüketimi (kWh)	93	87
Puant Tüketimi (kWh)	76	63
Gece Tüketimi (kWh)	51	50
Toplam Tüketim (kWh)	220	200
Tahakkuk Edilen Fatura Bedeli (YTL, TL)	63,83	58,35
Birim Enerji Bedeli (ykrş/kWh, krş/kWh)	29,0	29,1

Tablo:1

Ödenmesi gereken, ödenmemesi durumunda faiz işletilen ve nihayetinde enerjinin kesilmesiyle sonuçlanan fatura bilgileri böyledir.

Aynı faturalarda enerji bedeli olarak ilkinde 0,203165 ve ikincisinde de 0,199972 değerleri bulunmaktadır. Bu birim fiyatın hemen altındaki satırda da Tüketim Tutarı ve burada 44,70 ve 40,02 sayıları yer almaktadır.

Buradan, harcanan enerji için 44,70 olan tüketim tutarının çeşitli kalemler eklenerek 68,83 değerine çıkartıldığı anlaşılmaktadır. Bu kalemleri özetlersek:

Açıklamalar	2008/12	2009/1
Per.Sat.Hiz.Bd.	0,35	0,34
İlet.Sis.Kul.Bd.	0,92	0,91
Dağıtım Bedeli	4,54	4,98
Enerji Fonu	0,49	0,40
TRT Payı	0,89	0,80
Bel.Tük.Ver.	2,24	2,00
K.D.V.	9,74	8,90
Fatura Tutarı	63,83	58,35

Bu verilerden de görüleceği gibi fatura tutarını oluşturan kalemlerden sadece TRT Payı, Bel.Tük.Ver. ve K.D.V. enerji sektörüyle ilgili değildir. Bu üç kalemde alınan “vergiler” de toplam olarak 12,87 TL ediyor.

Örnek olarak incelediğimiz birinci faturadaki fatura tutarından bu değeri çıkartırsak geriye kalan (63,83 – 12,87 =) 50,96 TL kullanılan enerjinin tüketiciye yansıyan fiyatıdır.

$$50,96 : 220 = 0,231 \text{ TL, Yani } 23,1 \text{ krş.}$$

Elektriğin fiyatının çok pahalı olduğu belirtildiğinde bu pahalılığın vergilerden kaynaklandığı gibi bir yanıla düşülmektedir. Akaryakıt da olduğu gibi veya bazı “lüks tüketim mallarında” olduğu gibi sanılmaktadır..

Elektrikte satış fiyatı çok fazladır. Elektriğin satış fiyatı 23,1 krş yani 16 cent/kWh. 2008 yılında yapılan zamlarla bu seviyelere çıkmıştır.

Daha önce 10 cent/kWh civarındaydı..

Vergiler hariç elektriğin satış fiyatı: 23,1 krş (16 cent)

3-Elektrik Üretiminin Yatırım Maliyeti:

Günlük yaşamımızda vazgeçilmez bir yere sahip olan elektrik ikincil tür bir enerji kaynağıdır. Birincil enerji kaynaklarından üretilir. Ülkemizde doğal gaz, kömür, petrol, su, rüzgar ve jeotermal (v.d.) kullanılan birincil enerji kaynaklarıdır. Bu birincil kaynaklardan elektrik üretmek amacıyla kurulan tesislere genellikle santral denir.

Elektrik santrallerinin kuruluş maliyetleri ortalama olarak aşağıdaki gibidir.

Birincil Kaynak	Birim Maliyeti (dolar/kW)	1000 MW Santral Maliyeti (milyon dolar)
Kömür	750	750
Petrol	650	650
Doğalgaz	650	650
Su	1000	1000
Rüzgar v.d	1000	1000

Tablo:2

Bir elektrik santrali en az 30 yıl çalışır. 1000 MW kurulu güçteki bir termik santral yılda ortalama 7 milyar kWh enerji üretir. Aynı büyüklükteki bir su (hidrolik) santrali da yılda ortalama 4 milyar kWh enerji üretir.

Termik santral için üretim maliyetindeki kuruluş giderlerinin payını bulmak üzere:
7 milyar kWh/yıl x 30 yıl = 210 milyar kWh. Bu enerjiyi üretmek için işletme masrafları hariç, sadece kuruluş masrafları açısından bakıldığında:
700 milyon dolar / 210 milyar kWh = 0,003 dolar/kWh değeri bulunur.

Genellikle dolar cent kullanıldığından 0,3 cent/kWh termik santraller için kuruluş maliyeti, finansman kaynaklarının maliyetini de eklersek bu değer en fazla 0,4 cent/kWh olur.

Aynı yöntemle hidrolik santraller için hesaplarsak
0,8 cent/kWh bulunur.

Ülkemizde üretilen enerjinin tamamına yakınının termik ve hidrolik kaynaklardan sağlandığı dikkate alındığında yukarda bulunan veriler kullanılabilir. Elektrik üretimindeki termik ve hidrolik kaynakların oranları da dikkate alınırsa (%20 hidrolik %80 termik) 0,5 cent /kWh gibi ortalama bir değere ulaşılır.

Santrallerin kurulum maliyetlerinin 30 yıllık üretimleri dikkate alındığında toplam enerji maliyetlerine katkısı 0,5 cent/kWh bulunur.

4-Elektrik Üretiminin İşletme Maliyeti:

Elektrik santrallerinin işletme maliyetleri santrallerin birincil kaynaklarına göre çok değişkendir.

Şöyle ki;
Termik santrallerin işletme maliyetlerindeki en büyük oran yakıt maliyetidir.

Doğal gaz ve akaryakıtlı santraller için bu oran % 90'lar civarındadır.
Kömürlü termik santraller için de yakıt maliyeti % 60 – 70'ler düzeyindedir.

Hidrolik santraller için durum böyle değildir. Hidrolik santraller için personel giderleri ve diğer işletme giderleri maliyeti belirler.

Santral Birincil Kaynağı	Yakıt Giderleri (%)	İşçilik ve Diğer Giderler (%)	Toplam (%)
Kömür	60 - 70	30 - 40	100
Sıvı Yakıt	85 - 90	15 - 10	100
Doğal Gaz	90 - 95	10 -5	100
Hidrolik		100	100

Tablo:3

Bu ön bilgilerden sonra maliyet unsurlarına biraz daha ayrıntılı bakabiliriz.

1300 MW kurulu güçteki bir kömür santrali örnek olarak alınmıştır. Kömür havzasının da açık işletme olduğu kabul edilmiştir. Bu santral yılda 9 milyar kWh elektrik üretecektir. Ürettiği bu 9 milyar kWh enerjinin 1,5 milyar kWh kadarını kendi iç ihtiyacı ile kömür havzasının enerji tüketimini karşılayacak ve şebekeye net 7,5 milyar kWh enerji verecektir.

Bu santral şebekeye 7,5 milyar kWh enerji verecek ve buna karşılık ne harcaacaktır? Ele aldığımız bu santralde toplam giderlerin % 70'i yakıt gideri olacaktır.



Bu santrale yakıt sağlayan kömür işletmelerinde en fazla 1500 kişi çalışacaktır. 1500 kişinin çalışarak ürettiği kömür 1300 MW gücünde bir santralin yakıt ihtiyacını karşılamaktadır. Bu durumda kömür işletmesinin toplam maliyetine bakılması gerekecektir.

Açık ocak şeklinde çalışan kömür işletmesinin toplam harcaması içindeki işçilik payı % 70 civarındadır.

1500 kişinin yıllık maliyeti ise; kişi başına 2000 dolar aylık maliyetten,

$1500 \times 2000 \times 12 = 36$ milyon dolar.

Kömür işletmesinin yıllık toplam giderleri ise

$36 \text{ milyon \$} \times 100 / 70 = 51,4$ milyon \$ kömür işletmesinin toplam giderleridir.

Santralin yıllık giderleri ise:

$51,4 \text{ milyon \$} \times 100 / 70 = 73,4 \text{ milyon \$}$ santralin toplam giderleridir.

Kömür yakıtlı termik santral yılda 73,4 milyon \$ harcayıp şebekeye 7,5 milyar kWh enerji vermiştir. Buradan hareketle birim maliyet bulunabilir:

$73,4 \text{ milyon \$} / 7,5 \text{ milyar/kWh} = 0,009 \text{ \$ / kWh} = 0,9 \text{ cent/kWh}$

Yatırım maliyetiyle birlikte $0,5 + 0,9 = 1,4 \text{ cent/kWh}$.

Bu değer kömürlü santraller için toplam üretim maliyetidir.

Hidrolik santraller için ise işletme maliyetleri ihmal edilebilecek düzeydedir. Biz bu çalışmamızda 0,1 cent/kWh alabiliriz.

1000 MW kurulu güçteki bir barajlı HES'te yaklaşık 200 kişi çalışır.

$200 \times 2000 \times 12 = 4800000 = 4,8 \text{ milyon \$}$ personel giderleri. Aynı santralin toplam giderleri ise 6 milyon \$.

Bu santral yılda 4 milyar kWh enerji üretir :

$6 \text{ milyon \$} : 4 \text{ milyar kWh} = 0,001 \text{ \$} = 0,1 \text{ cent}$.

Doğalgazlı santraller için ise yaklaşık 3 cent/kWh alınabilir.

2007 yılı üretim değerleriyle birlikte bu veriler aşağıdaki tabloda incelenebilir:

2007 Yılı Üretimine Göre Maliyet Tablosu

Birincil Kaynak	Üretim (milyar kWh)	Birim Maliyet (cent/kWh)	Maliyet (milyar \$)
Kömür	53,4 (11,8 ithal)	$0,6+0,8=1,4$	0,747
Hidrolik	36,3	$0,6+0,1=0,7$	0,254
Doğal Gaz	95	$0,6+2,4=3$	2,850
Diğer	5,3	1,4	0,074
Toplam	190	2,06	3,925

Tablodan da görüldüğü gibi elektriğin üretim maliyeti 2,06 cent/kWh.,
2 cent/kWh

4-Elektrik Enerjisinin Maliyeti:

Elektrik şebekelerinde üretim maliyeti kadar da iletim ve dağıtımın giderleri olduğunu bilinmektedir. Ülkemiz için elektriğin toplam maliyetinin üretim, iletim ve dağıtım giderleriyle birlikte

$$2 + 2 = 4 \text{ cent / kWh elde edilir.}$$

İşte yukarıda incelenen elektrik faturalarında da görüldüğü gibi 16 – 17 cente satılan elektriğin gerçek maliyeti 4 cent'tir.

Enerji sektörünü yönetenler bir kamu hizmeti olması dolayısıyla kar edilmesi düşünülmemesi gereken hizmeti (hem de kullanılması zorunlu olan, o olmadan yapılamayan bir değeri -mal, hizmet, ürün ...-) tüketicilere 4-5 katı karla satmaktadırlar.

Peki neden?

2008 yılında ülkemizde 198 milyar kWh enerji tüketime sunulmuştur. Bu enerjinin 155 milyar kWh'lik kısmı tüketilmiştir (2007 yılı değeri 155 milyar kWh, 2008 değeri henüz bilinmiyor.). 35 milyar kWh enerji şebekede kaybolmuştur. Bu verilerin bilinmesi olayın büyüklüğünün anlaşılabilmesi için zorunludur.

1 kWh enerji 4 cent harcanarak tüketicilere ulaştırıyor ama 16 cente satılıyorsa ve bu enerjinin miktarı 155 milyar kWh ise... birim enerji başına 12 cent kar ediliyor demektir. Buradaki kar oranının bir kısmını şebeke kayıplarına ve bedelsiz tüketimin abonelere yansıtılmasına sayılırsa (birim enerji başına 4 cent) net kar olarak 8 cent bulunur.

$$155 \text{ milyar kWh} \times 8 \text{ cent} = 12,4 \text{ milyar \$}$$

Şimdilik yılda 12,4 milyar \$.

Elektrik enerjisi üretiminin yaklaşık % 50'si kamu ve % 50'si de özel sektör tarafından gerçekleştirilmektedir.

Tüketicilerden alınan 12,4 milyar \$'ın ne kadarı özel sektöre aktarılmaktadır bilinmiyor.

Bu şekilde yapılan kar transferinin değerleri “enerji borsası” denilen PMUM fiyatlarıyla da uyuşmaktadır.

24 Haziran 2008 Salı Günü Sitemdeki Elektriğin PMUM Fiyatları (YTL/MWh)

❖ 00 – 01	162.58	❖ 12 – 13	178.0
❖ 01 – 02	161.83	❖ 13 – 14	209.0
❖ 02 – 03	153.45	❖ 14 – 15	218.9
❖ 03 – 04	60.1	❖ 15 – 16	212.98
❖ 04 – 05	38.89	❖ 16 – 17	190.0
❖ 05 – 06	37.14	❖ 17 – 18	177.69
❖ 06 – 07	39.64	❖ 18 – 19	176.89
❖ 07 – 08	103.89	❖ 19 – 20	176.79
❖ 08 – 09	171.85	❖ 20 – 21	176.93
❖ 09 – 10	172.35	❖ 21 – 22	177.46
❖ 10 – 11	190.0	❖ 22 – 23	163.17
❖ 11 – 12	208.18	❖ 23 – 00	162.8

16.01.2009 saat 11-12 de
225 TL. olmuştur.

16.01.2009 günü sistem puantı 23448
MWh ve min saatlık yük 17554 MWh.

5-Değerlendirme ve Öneriler:

Elektrik enerjisi kamu hizmeti özelliği dolayısıyla kamu yararı gözetilmesi gereken bir sektördür,

Elektriğin satış fiyatı ile üretim fiyatı arasında büyük bir fark vardır ve bu durum tüketicilerin aleyhinedir.

Yerli kaynaklardan elde edilen elektrik, doğalgaz gibi dış kaynaklardan elde edilen elektriğe göre çok ucuzdur.

İsrarla nükleer santral kurmaya çalışmak, zaten dışa bağımlı olunan enerjide dışarıya bağımlılığı arttıracak şekilde ithal kömüre dayalı termik santral kurulması için üretim lisansı vermek ve nihayetinde nükleer enerjiyi sisteme dahil etmek diğer olumsuz etkilerinin yanında elektrik birim fiyatını daha da arttıracaktır.

Kurulması düşünülen nükleer santrallerden sadece bir tanesine 2,5 – 3 milyar dolarlık para harcanacaktır (1000 MW). Bu parayı kimin harcayacağı (kamu veya özel sektör) konumuz açısından önemsizdir. Sonuçta bu kaynak bu ülkenin kaynağı olacaktır. Sadece bu kaynak ile sistem kayıplarının kabul edilebilir düzeylere çekilmesi mümkündür ve bu şekilde çok büyük bir üretim fazlası elde edilebilecektir. Sistem kayıplarının % 15 – 17’lerden % 7-8’lere düşürülmesiyle yılda 18-20 milyar kWh enerji tasarrufu sağlanacaktır. Böyle bir çalışma ile alınacak sonuçlar son kullanıcılara fiyatların düşmesine etken olabilecektir.

Elektrik enerjisi yatırımları oldukça pahalıdır. Üretim, iletim ve dağıtım tesisleri bir bütün olarak ele alındığında milyarlarca dolarlık tesislerden bahsediliyordur. Bu tesislerin her aşaması çok sıkı kurallara bağlı olması gereken planlamalar sonucu gerçekleşmelidir.

Elektrik sisteminin kamu yararına planlama, yatırım ve işletilmesi için öneriler ise aşağıda sunulmuştur:

- a-Elektrik enerjisi tek merkezden planlanmalıdır,
- b-Üretim ve dağıtım tesislerinin özelleştirilmesi derhal durdurulmalıdır,

c-Elektrikte tüm alanlarda kamulaştırma yapılmalı ve Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) yeniden kurulmalıdır.

d-Kamu yararı işletmeciliğinin öngördüğü bütün işletmecilik ilkeleri uygulanmalıdır. Bu anlamda öncelikli olarak konutlarda 150 kWh'e kadar enerjinin bedelsiz olması sağlanmalıdır. Bu aynı zamanda "sosyal devlet"te gelirin yeniden paylaşımının adaletli olması ilkesine de uygun düşecektir.

e-Önümüzdeki yıllarda üretime geçmesi için 635 tane santrale lisans verilmiştir ve bu santrallerde binlerce türbin ve generatör kullanılacaktır. Ülkede bu kadar büyük bir gereksinme varken acil olarak bu gereksinimleri karşılayacak sanayi de kurulmalıdır. Bu amaca uygun olarak da Türkiye Elektromekanik Sanayi (TEMSAN) yeniden yapılandırılarak işlevsel hale getirilmelidir.

f-Yakın gelecekte (5 yıl içerisinde) binlerce MW gücünde rüzgar santrali kurulacaktır. Rüzgar santrallerine yönelik olarak sadece kule yapımıyla yetinilmeyip rüzgar türbin ve generatörleri ve diğer aksamalarının da yerli üretimle karşılanması yolunda adımlar atılmalıdır.

g-Kamu yararı dikkate alınarak uluslar arası tahkim uygulamalarında acil olarak çıkılmalıdır.

h-En kısa zamanda "kömür enstitüsü" kurularak kömüre dayalı termik santrallerin hem daha verimli hem de çevreyle daha uyumlu olmaları yönünde bilimsel araştırmalar başlatılmalıdır.

i-Yenilenebilir kaynaklardan özellikle güneş, rüzgar ve jeotermal için araştırma ve uygulama birimleri kurulmalıdır. Unutulmamalıdır ki enerjide yön yenilenebilir kaynaklardır. Ülkemiz de güneş, rüzgar ve jeotermal kaynaklar açısından yeterince kaynak vardır.

j-Nükleer santral dayatmasından temelli olarak vazgeçmeli ve buraya harcanacak kaynak ile (1000 MW için en az 2-3 milyar dolar) şebeke (özellikle dağıtım) iyileştirme çalışmalarına hemen başlanmalıdır.

k-Enerji sektöründeki çok başlılık gibi çalışanların statüsünde de çok çeşitlilik vardır. Taşeronlaştırma çok yaygındır ve yasalara aykırı olarak (asli işin taşeronlar eliyle yaptırılmayacağı) her alanda taşeron firmaları aracılığıyla düşük ücretle, yetersiz nitelikte personel çalıştırılmaktadır. Bu uygulamalar derhal son verilmelidir.

l-Kamudaki kadrolaşma ve bunu yol açtığı yetişmiş eleman kıyımı durdurulmalı ve tüm sektör çalışanlarının özlük hakları dikkate alınmalıdır. Unutulmamalıdır ki kamu yararına aykırı kararları liyakatsiz kamu çalışanları eliyle uygulamak daha kolay olagelmıştır.

m-Enerjide istihdam politikaları yeniden gözden geçirilmeli ve sektörün zorunlu kıldığı nitelik ve nicelik olarak kalifiye elemanlarda yeterli istihdam ve meslek içi eğitimin sürekliliği sağlanmalıdır.

8-Sonuç:

Sonuç olarak ülkemiz elektrik sisteminde elektriğin bu kadar pahalı olmasını zorunlu kılacak herhangi bir şart yoktur.

Elektrik faturalarının bu derece yüksek oluşu sektörde karar alıcılar ve yöneticilerin tercihleriyle ilgilidir.

Enerjide yönetim sorunu vardır.

Ucuz, temiz, kaliteli ve ulaşılabilir bir enerji için değerlendirme ve öneriler bölümünde belirtilen konular dikkate alınmalıdır.

Kamu yararı öncelikli enerji politikaları oluşturulmalı ve uygulanmalıdır.

PETROL SEKTÖRÜNDEKİ YATIRIMLARIN (YERLİ-YABANCI) PETROL KANUNLARININ TARİHSEL SÜRECİ İÇİNDE DEĞERLENDİRİLMESİ VE YATIRIMLARIN ÜLKE EKONOMİSİNE KATKISI

A.Uğur GÖNÜLALAN^{1,2}

1-Merty Enerji A.Ş. Ziaur Rahman Caddesi No:3 Gaziosmanpaşa 06700/Ankara

2-Jeofizik Yüksek Mühendisi

E-Posta: ugonulalan@gmail.com, ugonul@mertyenergy.com

İÇİNDEKİLER

ÖZ

GİRİŞ

I. BÖLÜM: YATIRIMLARIN TARİHSEL SÜREÇTE YERİ VE YABANCI YATIRIMLAR

I.1. ÜLKEMİZDE YABANCI SERMAYENİN TARİHSEL GELİŞİMİ

I.2.ULUSAL YAPILANMA DÖNEMİ: (1926–1954)

I.3. PETROL ARAMACILIĞINDA SERBESTLEŞME (LİBERALLEŞME) DÖNEMİ: (1954–1973)

I.4.PETROL YASASININ KURUMSAL NİTELİK KAZANMASI: (1973–1983)

I.5.ULUSAL PETROL FAALİYETLERİNDE BÖLÜNMELELER VE KÜRESEL YÖNLENDİRMELER DÖNEMİ: (1983–2007)

II. BÖLÜM: YABANCI SERMAYE

II.1. YABANCI YATIRIMLARIN ÜLKE EKONOMİSİNE KATKISI

II.1.1. YABANCI YATIRIMIN YILLARA GÖRE MİKTARLARI

II.1.2. PETROL SEKTÖRÜNDE KAMU VE DOĞRUDAN YABANCI YATIRIMLAR KARŞILAŞTIRMASI

II.1.3. TPAO’NUN YILLARA GÖRE YURT İÇİ YATIRIMLARI

II.1.3.1 ENDEKS VE YATIRIM İLİŞKİSİ

II.1.4. KAMU VE DOĞRUDAN YABANCI YATIRIMLARIN FAALİYETLERİ

II.1.4.1. KEŞİFLERİ

II.1.4.2. REZERVLERİ

II.1.4. 3. SAHA JEOLJİ, JEOFİZİK VE KUYU FAALİYETLERİ

II.2. YABANCI SERMAYENİN YETERSİZ DÜZEYDE KALMASININ NEDENLERİ

II.3.YABANCI YATIRIMLARA SAĞLANAN TEŞVİKLER

II.4. YABANCI SERMAYE MEVZUATLARI

II.4.1. YABANCI SERMAYE KANUNLARI

II.4.2. BAKANLAR KURULU KARARLARI VE TEBLİĞLERİ

III. BÖLÜM: SONUÇLAR

IV. BÖLÜM: ÖNERİLER

KAYNAKÇA

ÖZ

Fosil yakıtların başlıcaları; petrol, kömür ve doğal gazdır. Dünyanın bugünkü enerji tüketiminde petrol %38'lik pay ile ilk sırayı alırken, kömür %26'lık, doğal gaz ise %24'lük pay ile petrolün arkasından gelmektedir.

Ülkemizde; 1991 yılından günümüze kadar yerli petrol üretiminin büyük bir düşüş trendi yaşaması büyük bir endişeyle gözlemlenmektedir.

Arama faaliyetlerinin %75, üretimin %50 oranında azaldığı; yerli üretimin toplam tüketimin sadece petrolde %7'sini, doğalgazda %3'ünü karşılayabildiği düşünülürse arama ve üretim faaliyet ivmesinin artmasının hayati öneme sahip olduğu görülmektedir.

Hangi ekonomik sistemle idare edilirse edilsin, birçok petrol üreticisi ülke, başlangıçta bilimsel ve teknolojik yetersizlikleri, sektörde gerekli olan büyük yatırımları kamu kaynaklarından karşılayamadıkları için yerli ve yabancı özel teşebbüsü petrol arama ve üretim işi için ülkelerinde yatırıma teşvik ve davet etmişlerdir. Bunu da ülkelerinin petrol yasalarında yapmış oldukları akılcı düzenlemelerle gerçekleştirmişler, sonuçta da başarılı olmuşlar ve olmaya devam edeceklerdir.

1950'li yıllarda özellikle ABD'den yabancı sermayeyi çekmek için Yabancı Sermaye Yatırımlarını Teşvik Yasası hazırlanmıştır. Yabancı şirketlere petrol arama hakkı tanıyan yasa çıkarılmıştır. Buna karşın ABD sermayesi ve diğer yabancı sermaye Türkiye'ye yeterince gelmemiştir.

Türkiye'de Planlı Dönem 1963 yılında başlar. Planlı Dönemde; kalkınmanın finansmanında yabancı sermayeye olan ihtiyaç I, II, III, IV, V, VI planlarda yer alarak, uygulanacak yabancı sermaye politikasında yabancı sermaye girişini kolaylaştırmak ve Türkiye ekonomisine katkısını artırmak amacı gözetilmiştir. Böylece yabancı sermayenin çalışma ve işleme şartları ile sınırları daha belli daha etkin bir hale getirilmiştir. 1980'den itibaren 24 Ocak kararlarının uygulanmasına devam edilerek, her zaman olduğu gibi, yabancı sermayenin Türkiye'ye çekilebilmesi için çareler düşünülmüştür. Ülkenin kazandığı istikrara ve sık sık yinelenen millileştirme tehlikesinin olmadığı açıklamalarına karşın Türkiye Yabancı Yatırımı yeterince çekememiştir.

GİRİŞ

Kanun, Yönetmelik ve Tüzükler; ülke siyasetine yön veren otoritelerin aramadan üretime, üretimden taşımacılığa, rafinaja ve pazarlamaya kadar olan faaliyet alanlarına bakış açısını yansıtan, yatırımcının hak ve menfaatleri ile devletin hak ve sorumluluğunu düzenleyen hukuki ve mali kuralları belirleyen en önemli dokümanlardır. Petrol aramacılığı ve üretimi; bilimsel ve teknik bir konu olmakla birlikte, ancak büyük yatırımlarla sektörde başarılı olunabilmektedir.

1923 İzmir İktisat Kongresinde; devletçilik ilkesi vurgulanmıştır. Şöyle ki; Atatürk'ün Türkiye'ye yerleştirmek istediği model, bugün Amerika'nın ve dünyanın uygulamaya çalıştığı modele benzemektedir. Yani liberal ekonomi ve giderek güçlenecek olan bir piyasa ekonomisi ama bütün bunlara sağlanacak devlet desteği ve denetimi. Bugün ne yazık ki Atatürk'ün "devletçilik" ilkesi saptırılmaktadır.

İzmir İktisat Kongresi kararlarında devletin iktisadi yaşamda fiilen üstleneceği belirli işlevlerin olduğu bunların da ağırlıklı olarak altyapı ile ilgili olduğu belirtilmiştir.

Kongre'de yabancı sermaye konusu da tartışılmış, yabancı sermayeye karşı olunmadığı önemle vurgulanmıştır. Atatürk Kongre'nin açılış konuşmasında yabancı sermayeye karşı

olmadığını söylemiştir. Ancak, Türk yasalarına ve örfüne saygılı yabancı sermaye istediğinin, yabancı sermayenin bundan değişik bir düzenleme biçimindeki varlığına kesinlikle karşı olduğunun da altını çizmiştir. Atatürk'ün bu düşüncesi "Misakı İktisadi" belgesinin 9. maddesinde yer almıştır. Bu maddenin gereği Ocak 1924'te yabancıların mülk edinmelerini serbestleştiren bir yasa ile yerine getirilmiştir. Ayrıca 1927 Teşviki Sanayi Kanunu'ndan yabancı sermayenin de yararlanması düşünülmüştür.

Liberalizmin göbeğinde devletleştirmeler yapılmakta, devletler ekonomiyi düzeltmek için devreye girmektedirler.

Bilindiği üzere, yeraltındaki doğal kaynakların en önemlilerinden birisi olan petrol ülkeden ülkeye değişiklik göstermekte ve her ülkenin siyasi, ekonomik ve coğrafi durumlarından dolayı kendine has özellikler arz etmektedir. Bu nedenle petrolün küresel karakter taşımasına rağmen, her devlet petrol hukukunu petrolün stratejik öneminin bilincinde olarak kendi iç hukukuna, ihtiyaçlarına ve yeraltı kaynaklarının durumuna göre belirlemiş ve uygulamışlardır.

Türkiye'nin Gayri Safi Milli Hasılası 2007 yılında 489,4 Milyar \$ olup, aynı yılda petrol ve doğal gaz ithalatına yaklaşık 23 Milyar \$ ödenerek Gayri Safi Milli Hasılamız'ın % 4, 7 'si petrol ve doğal gaz dışalımına verilmiştir. Başka bir deyişle 2007 yılındaki tüm ihracatımızın (107, 3 Milyar \$) % 21 ,4'ü petrol ve doğal gaz ithalatına ayrılmıştır.

Petrol, sanayileşmenin ve ekonominin temel ögesidir. Bunun yanı sıra uluslararası politikaların biçimlenmesinde de etkin rol oynamaktadır. Petrolün önemi; I. petrol paylaşım savaşının ardından ve özellikle II. Dünya Savaşı'ndan sonra daha da artmış, Uluslar arası siyaset ve ekonomi çevrelerinin titizlik ve hassasiyetle ilgilendiği bir konu olmuştur. Dünya coğrafyasında, petrol rezervlerinin doğa tarafından hakça dağıtılmadığı da görülmekte ve bu nedenle, yeryüzünde petrole dayalı bir siyasi güç elde etme mücadelesi süregelmektedir.

Halen içinde bulunduğumuz coğrafyada Büyük Ortadoğu Projesi (BOP), renkli devrimler ve kitle imha silahları ile mücadele sıfatları ile tanımlanan ikinci petrol paylaşım mücadelesi bütün şiddeti ile devam etmektedir.

Türkiye'nin içinde bulunduğu coğrafi konuma bakıldığında komşularımızla ilgili olarak petrole dayalı bir siyasi güç elde etme mücadelesinin yaşandığı görülmekte ve bu kapsamda ülke politikalarımız ve ulusal güvenliğimiz önem taşımaktadır. Bu çerçevede ülkemizin yeterli petrol stokuna sahip olması, bunun büyük bir kısmını da kendi kaynaklarından sağlaması ihtiyaç durumunda çok büyük bir güvence oluşturacaktır.

I. BÖLÜM: YATIRIMLARIN TARİHSEL SÜREÇTE YERİ VE YABANCI YATIRIMLAR

I.1. ÜLKEMİZDE YABANCI SERMAYENİN TARİHSEL GELİŞİMİ

19.yy başlarından 20.yy başlarına kadar Osmanlı'daki yabancı yatırımların özellikleri, sömürgelerdeki yabancı sermaye hareketleri ile özdeşlik göstermektedir. Türkiye'ye ilk yabancı sermaye, 1851 Kırım Savaşı'ndan sonra sağlanan borçları izleyerek gelmiştir.1881 yılında çıkarılan Muharrem Kararnamesi, Duyun-u Umumiye İdaresinin kurulmasına neden olmuştur. Duyun-u Umumiye ile birlikte yabancılar bugünkü anlamda işletmeciliğe başlamışlardır. Kapitülasyonların verdiği ayrıcalıklar ve Osmanlının ekonomik ve siyasal güçsüzlüğü ile yabancı şirketler açık pazar olarak gördükleri Osmanlı Devletine ihracatta bulunmuşlar bu olanak bulunmadığı zamanda ise en karlı yatırım alanlarını seçerek getirdikleri sermayeyi kısa zamanda geri almanın yollarını aramışlardır.

1.2.ULUSAL YAPILANMA DÖNEMİ: (1926–1954)

Dünya Harbi ve Kurtuluş Savaşı'nın her türlü menfi etkilerini yaşamış ülkenin kalkınma ve ekonomik savaşının başlatılmasına sıra gelmiştir. 17 Şubat 1923 tarihinde yapılan İzmir İktisat Kongresinde liberal ekonomi benimsenmiş, yabancı sermaye katkısı reddedilmemiştir. Enerji ve petrol kalkınmanın anahtarı olarak kabul edilerek ülke petrol kaynaklarının aranması ve işletilmesini düzenleyen 792 sayılı Petrol Kanununu 1926 yılında kabul ederek ilk adım atılmıştır.

Cumhuriyet'in ilanından sonra Türkiye'nin Osmanlı borçlarından kendi payına düşeni ödeyip ödeyemeyeceği konusundaki belirsizlik, Türkiye'ye yeni yabancı sermaye gelmesini olumsuz yönde etkilemiştir. Buna rağmen 1930 yılına kadar, yabancı sermaye girişleri artan bir tempoyla gerçekleşmiştir. Bu artış 1927 Teşvik-i Sanayi Kanunundan sonra daha da belirginleşmiştir. 1928 yılından itibaren Türk Hükümeti 24 yabancı sermayeli şirketi millileştirmiştir. Bu millileştirmelerin yirmi biri 1933 – 45 döneminde gerçekleştirilmiştir. Bu millileştirmelerle devletçilik ilkesinin, genel bir politika olarak yabancı şirketlere karşı tutum oluşturduğu görülmüştür. 1939–1948 yılları arasında ekonomik performans çok düşük olmuştur. Bu performans düşüklüğü kısmen İkinci Dünya Savaşı ve kısmen katı devletçilik rejimi uygulamasına bağlanabilir. 8 Eylül 1951 yılında kabul edilen 5821 sayılı Yabancı Sermaye Yatırımlarını Teşvik Kanunu yürürlüğe konmuştur. Bu kanuna göre yabancı sermaye, Türk özel sermayesine açık olan işlerde kullanılmalı ve yine bu kanuna göre yabancı sermayenin yıllık kar transferi %10'u geçmemelidir.

18 Ocak 1954 yılında kabul edilen 6224 sayılı Yabancı Sermaye Teşvik Kanunu yabancı sermayeyi düzenleyen mevzuat içinde önemli bir yere sahiptir. Bu kanun, belirgin bir şekilde yabancı sermayeyi teşvik amacıyla hazırlanmış ve o zamandan beri petrol arama çıkarma, işletme ve dağıtımıyla ilgili yatırımların dışındaki tüm yabancı yatırımların dayandığı yasal düzenlemeyi oluşturmuştur. Bu Kanun, yerli girişimcilere tanınan tüm haklar, muafiyetler ve kolaylıklardan aynı alanda çalışan yabancı sermayeli firmaların da yararlanabilmelerine olanak tanımaktadır. Bunun yanı sıra 6326 sayılı Petrol Kanunu da 1954 yılında yürürlüğe girmiştir. Kanun petrolde devletçilikten vazgeçmekte; petrol kaynaklarının özel teşebbüs eliyle değerlendirilmesini kabul etmektedir.

Bu dönem incelendiğinde;

1924 tarihli Romanya Petrol Kanunundan alınan ve ülke şartlarına göre hazırlanan ve Cumhuriyetimizin ilk Kanunu olan 24 Mart 1926 tarihinde 22 maddelik 792 sayılı Yasanın 1. maddesinde “T.C. sınırları içinde petrol dahil tüm madenlerin işletilmesi devlete aittir” ifadesi yer almıştır. Petrol arama ve üretim faaliyetlerini gerçekleştirmek üzere ilk teşkilatlanma; 20 Mayıs 1933'de kabul edilen 2189 sayılı “Altın ve Petrol İşletme İdaresi Teşkiline” dair kanunla gerçekleştirilmiştir.

Ulusal Yapılanma Dönemi (1926–1954) nde; ilk ciddi adım Petrol Arama ve İşletme İdaresi'nin kurulmasıyla atılır. Çok az sayıda dar bir kadro ve o günkü şartlara göre çok kısıtlı imkanlarla çalışan bu teşkilat ilk derin kuyuyu açma başarısını göstermiştir. 2189 sayılı kanun iptal edilerek, 20 Haziran 1935 yılında 2804 sayılı kanunla M.T.A Enstitüsü kurulmuş ve Petrol Arama ve İşletme İdaresi bu Enstitüye bağlanmıştır.

İlk ticari keşif 20 Nisan 1940 yılında (Raman-1 kuyusu) gerçekleştirilmiştir.

Bu dönemde 82 kuyu, 2 ticari petrol sahasının keşfi (Raman ve Garzan - 1951) yanında ülkemiz için çok önemli jeoloji haritaları, jeofizik etütleri, personel eğitimi gibi hizmetler yapılmıştır. Bu dönemde MTA tarafından toplam 160 bin ton üretim gerçekleştirilmiştir.

12 Kasım 1952'de hükümet her türlü petrol faaliyetini yabancı şirketlerin yatırımlarına açmıştır.

792 sayılı kanunun yürürlükte kaldığı (1926-1954) 28 yıl boyunca; Kanunun 2. maddesi “Hükümetin bu hakkı ya doğrudan doğruya veyahut şirketler eliyle kullanabileceğini; kamu dışı sermayenin de bu faaliyetlere girebileceği” ifadesi olmasına rağmen, petrol arama ve üretimi faaliyetleri kamu eliyle yürütülmüştür.

I.3. PETROL ARAMACILIĞINDA SERBESTLEŞME (LİBERALLEŞME) DÖNEMİ: (1954–1973)

6326 sayılı Cumhuriyetin ikinci Petrol Kanunu ve 6327 sayılı TPAO’nun Kuruluş Kanunu 07.03.1954 tarihinde kabul edilmiş, 16.03.1954 tarihinde Resmi Gazete’de yayınlanarak yürürlüğe girmiş, 792 sayılı kanun iptal edilmiştir. 10 Aralık 1954 tarihinde ise TPAO teşkilatlandırılmıştır.

6326 ile “İZİN, DENETLEME VE YÖNLENDİRME YETKİSİNE” sahip önemli kuruluş “Petrol Dairesi Reisliği” kurulmuştur. Yasada ilk değişiklik 13 Mayıs 1955 tarihinde 6558 sayılı yasa ile olur, iki sene sonra uygulamalardaki eksiklikler nedeni ile 6 Haziran 1957 tarihinde 6987 sayılı kanunla yeni eklemeler yapılmıştır. Kanunla; petrol arama ve üretim faaliyetlerinde yabancı şirketlere elverişli yatırım imkanları getirilmiştir.

Bu dönemde (1954-1973) toplam 914 kuyu açılmıştır (Arama amaçlı kuyu sayısı 371 olup, toplam sayının 580’i yani % 63’ü T.P.A.O.’ ya aittir). 58 yabancı şirket faaliyette bulunmuş olup, 37 (bunun 18’i T.P.A.O’ya ait) keşif (34 petrol, 3 gaz sahası) olmuştur.

Yıllık üretim (1965) 1 milyon/ton üzerine çıkarak, 1969 da 3.6 milyon/ton’a (Türkiye’de petrol üretiminin tüketimi karşılamadaki payı % 58’ e) ulaşır.

I.4.PETROL YASASININ KURUMSAL NİTELİK KAZANMASI: (1973–1983)

Liberal olan Petrol Kanunu’ndaki değişiklik 05.04.1973 tarihinde kabul edilen 1702 sayılı Kanun ile yapılmıştır. Türkiye’de Petrol ve Doğalgaz amaçlı yapılan arama ve üretim faaliyetlerinin takibi çerçevesinde; Petrol İşleri Genel Müdürlüğü yapılandırılmıştır. Diğer taraftan 1979’da 2217 sayılı ek yasa ile fiyatlandırmada düzenleme yapılmıştır.

1702 sayılı yasa ile; 8 olan ruhsat sayısı TPAO lehine 16’ya çıkarılmış, petrol şirketlerine uygulanan özel vergilendirme hükümleri kaldırılmıştır. Tek düzen hesap planında vergi mevzuatına (Gelir ve Kazançlar Kurumlar Vergisi, KDV, ÖTV, Damga ve V.U.K.) tabi olmuştur. Şirketlerin hak ve mükellefiyet süreleri % 50 azaltılmıştır.

TPAO, BOTAŞ, DİTAŞ, ADAŞ VE ORTA ANADOLU RAFİNERİSİ gibi petrol ve gaz üretim gelirleri ile farklı boyutlarda yatırımlar gerçekleştirmiştir.

Bu dönemde toplam 836 kuyu açılmıştır (Arama amaçlı kuyu sayısı 291 olup, toplam sayının 665’i yani % 80’i TPAO’ ya aittir). 25 yeni (23 petrol, 2 gaz sahası (bunun 18’i TPAO’ya ait, diğer 6’sı Shell’e 1’i AME+Transmed’e)) keşifi gerçekleştirilmiştir. Yabancı şirketlerin ruhsat, arama kuyu sayısı açısından yasanın çıktığı tarihten itibaren faaliyetleri artarak devam etmiştir. Ancak üretim düşmeye başlamıştır (3,6 milyon/ton dan 2,2 milyon/ton’a, Türkiye’de petrol üretiminin tüketimi karşılamadaki payı % 27’ ye iner).

Petrol üretimindeki düşüşü önlemek üzere, yabancı şirketlerin çekilmemesi için cazip koşulların ilave edilmesi savları ile yerli ve yabancı yatırımların artırılması için 1983 yılında Petrol Kanunu’nda 28.3.1983 tarihli, 2808 sayılı Kanun ile düzenleme yapılmıştır. “İhraç (karada % 35, denizde % 45) hakkı, fiyatlandırma, petrolden sağlanan dövizi yurtdışında tutma, TPAO ile ortaklık, ruhsat sayısı (TPAO 12’ye diğerlerinin 8 olacak şekilde) v.b. uygun düzenlemeler yapılmıştır. Düzenlemelere rağmen petrol arama ve üretiminde beklenen etki yaratılamamıştır.

TPAO, yabancı petrol şirketlerinin yapılanma modeline aykırı bir şekilde; 20.05.1983 tarihli (Resmi Gazete) 60 sayılı KHK ile 22.10.1983 tarihinde yürürlüğe giren 2929 sayılı kanun ve 98 sayılı KHK gereğince TPAO, TPAŞ olarak değiştirilmiş, faaliyetleri arama, üretim, sondaj ve bunlara bağlı petrol ameliyeleri ile sınırlandırılmış, rafinaj, pazarlama ve boru hatları ile taşımacılık faaliyet konusu olmaktan çıkarılmış, Ortaklık, TÜPRAŞ, BOTAŞ, POAŞ ve DİTAŞ ile birlikte Türkiye Petrol Kurumu'nun (PETKUR) bağlı Ortaklığı haline getirilmiştir. Böylece TPAO parçalara ayrılmıştır. 16 Kasım 1983'ten itibaren İPRAŞ yapılan değişiklikle TÜPRAŞ'a dönüştürülmüş ve TPAO'nun elindeki rafineler alınarak TÜPRAŞ'a devredilmiştir. Sonuçta da TÜPRAŞ özelleştirilmiştir.

I.5.ULUSAL PETROL FAALİYETLERİNDE BÖLÜNMELEK VE KÜRESEL YÖNLENDİRMELER DÖNEMİ: (1983–2007)

18.6.1984 tarihinde yürürlüğe giren 233 sayılı KHK ile Türkiye Petrol Kurumu (PETKUR) lağvedilip, TPAŞ tekrar TPAO olarak değiştirilmiş, bağlı ortaklıklar TPAO iştiraki olarak kalmıştır. Daha sonra İPRAGAZ, İGSAŞ, TÜPRAŞ, POAŞ, DİTAŞ, TÜMAŞ özelleştirme kapsamına alınmıştır. 1995 yılında BOTAŞ ayrı bir teşekkül halinde yapılandırılmıştır.

Türkiye'de üretilen petrol miktarı 1991'de 4,5 milyon/ton'a ulaşmıştır (bunun %78'i TPAO'ya ait). Bu dönemde toplam 1627 kuyu açılmıştır (arama amaçlı kuyu sayısı 678 olup, toplam sayının 1017'si yani % 63'i T.P.A.O.' ya aittir). Toplam 77 (46 petrol, 31 gaz) sahada keşif yapılmıştır. Bunun 49'u TPAO'ya ait, diğer 23'i Shell'e ve diğerleri Mobil, Thrace Basın, AME, Amity'e aittir.

1991'den sonra arama yatırımlarına paralel olarak, üretim de düşmeye başlamış olup ülkedeki tek ciddi arama yatırımı yapan, sektörde belirleyici olan TPAO'nın, arama ve üretim hedeflerini, yurt dışına çevirmesinde etkili olmuştur. Böylece TPAO'nun yurtdışı ortaklıkları sayesinde ülkemiz büyük kazanımlar sağlamıştır.

04.12.2003 tarihinde çıkarılan 5015 sayılı Petrol Piyasası Kanunu'na ve 18.2.2001 tarihinde kabul edilen 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'na, halen yürürlükte olan 6326'nın içindeki bazı bölümler dahil edilmiştir. Fiyatlandırma ile ilgili tanımlamalar 5015 sayılı yasanın içine alınmıştır.

17 Ocak 2007 tarihinde Petrol Kanunu değiştirilmiş Yeni Türk Petrol Kanunu TBMM'de kabul edilmiş, ancak Dönemin Cumhurbaşkanınca 4 maddesi veto edilmiş ve TBMM'ye geri iade edilmiştir. Arama – üretimin, tepe noktasını yakaladığı 1991 yılından bu güne kadar yerli petrol üretimi büyük bir düşüş trendi yaşamaktadır.

2000 yılından itibaren, Kamu ve özel şirketlerin petrol arama ve üretim yatırımlarındaki artışı, sektör için olumlu bir gelişmedir.

II. BÖLÜM: YABANCI SERMAYE

Dolaylı Yabancı Sermaye Yatırımları: Dolaylı yabancı sermaye yatırımları portföy yatırımı yani sıcak para olarak adlandırılır. Bu tip sermaye hareketleri kısa vadeli'dir. Bunun da nedeni, ülkedeki ekonomik ve politik risklerden kaçınma ve kısa vadeli kar elde etme isteğidir. Bu tip yatırımlar bir kriz anında çok çabuk ülkeyi terk eder ve çıkan sermayenin büyüklüğüne bağlı olarak krizin boyutunu derinleştirir.

Dolaysız (Doğrudan) Yabancı Sermaye Yatırımları: Yurtdışında yerleşik ekonomik birimlerin başka ülkelerde yaptığı sabit sermaye yatırımları, doğrudan yabancı sermaye yatırımı'dır. Dolaysız yabancı sermaye yatırımları gelişmekte olan ülkelerde istikrarlı bir büyüme için gerekli unsurlardan bir tanesidir.

Yabancı sermayenin başlıca fonksiyonlarını aşağıdaki şekilde sıralayabiliriz.

- a) Yabancı sermaye, hem başlangıçta getirdiği sermaye ile, hem de sağladığı karları yeniden yatırarak (kar dağıtımına gitmediği varsayımı altında) gittiği ülkenin üretim kapasitesini artırır.
- b) Yabancı sermayenin getirdiği dövizler, uzun dönemde ithalatı ikame edici ve ihracatı artırıcı etkiler yaratarak, gidilen ülkenin ödemeler dengesinin düzelmesine katkıda bulunur.
- c) Yabancı sermaye, teknoloji ve işletmecilik bilgisini de beraberinde getirir.
- d) Yabancı sermaye yerli ekonomiyi dinamizm kazandırır ve iç rekabeti artırır.
- e) Yabancı sermaye yatırımları, yaratacağı yeni iş olanakları ile ülkenin işsizlik sorununun çözümüne katkı sağlar.
- f) Yabancı sermaye kuruluşları sağladıkları karlar ölçüsünde yerel hükümetler için bir vergi kaynağı oluşturur.

II.1. YABANCI YATIRIMLARIN ÜLKE EKONOMİSİNE KATKISI

Cumhuriyet'in ilanından sonra Osmanlı borçlarından kendi payına düşeni ödeyip ödeyemeyeceği konusundaki belirsizlik, Türkiye'ye yeni yabancı sermaye gelmesini olumsuz yönde etkilemiştir. Yine de 1930 yılına kadar, yabancı sermaye girişleri artan bir tempoyla gerçekleşmiştir. Bu artış 1927 Teşvik-i Sanayi Kanunundan sonra daha da belirginleşmiştir. 1928 yılından itibaren Türk Hükümeti 24 yabancı sermayeli şirketi millileştirmiştir. 1933 – 45 döneminde millileştirmelerin yirmi biri gerçekleştirilmiştir. 1939–1948 yılları arasında ekonomik performans çok düşük olmuştur. 8 Eylül 1951 yılında kabul edilen 5821 sayılı Yabancı Sermaye Yatırımlarını Teşvik Kanunu yürürlüğe konmuştur. 18 Ocak 1954 yılında kabul edilen 6224 sayılı Yabancı Sermaye Teşvik Kanunu yabancı sermayeyi düzenleyen mevzuat içinde önemli bir yere sahiptir.

Planlı dönemde ki, kalkınmanın finansmanında yabancı sermayeye olan ihtiyaç planlarda yer alarak, uygulanacak yabancı sermaye politikasında yabancı sermaye girişini kolaylaştırmak ve Türkiye ekonomisine katkısını artırmak amacı gözetilmiştir. Yabancı sermayenin ihracata ve turizm sektörüne kaydırılmasına ağırlık verilmiştir. Aynı dönemde müsaade alındığı halde, faaliyete geçmeyen, faaliyetini durduran, gerçekleştirme sürecini aşanların izinleri geri alınmıştır. İthal edilen değerlerin tescil edilmesi sağlanmıştır. İzin verilen yatırımların gümrük muaflığından ve yatırım indiriminden faydalanması, transfer edilen teknolojiyi ülke şartlarına uydurmaları, araştırma laboratuvarları kurmaları, öncelikle makine, imalat, kimya, elektronik sektörlerin ara malı ve yatırım malı niteliğinde olanlara öncelik verilmesi ile 'Türk ekonomisinin iktisadi gelişmesine yararlı olma' prensibi ortaya konulmuştur.

II.1.1. YABANCI YATIRIMIN YILLARA GÖRE MİKTARLARI

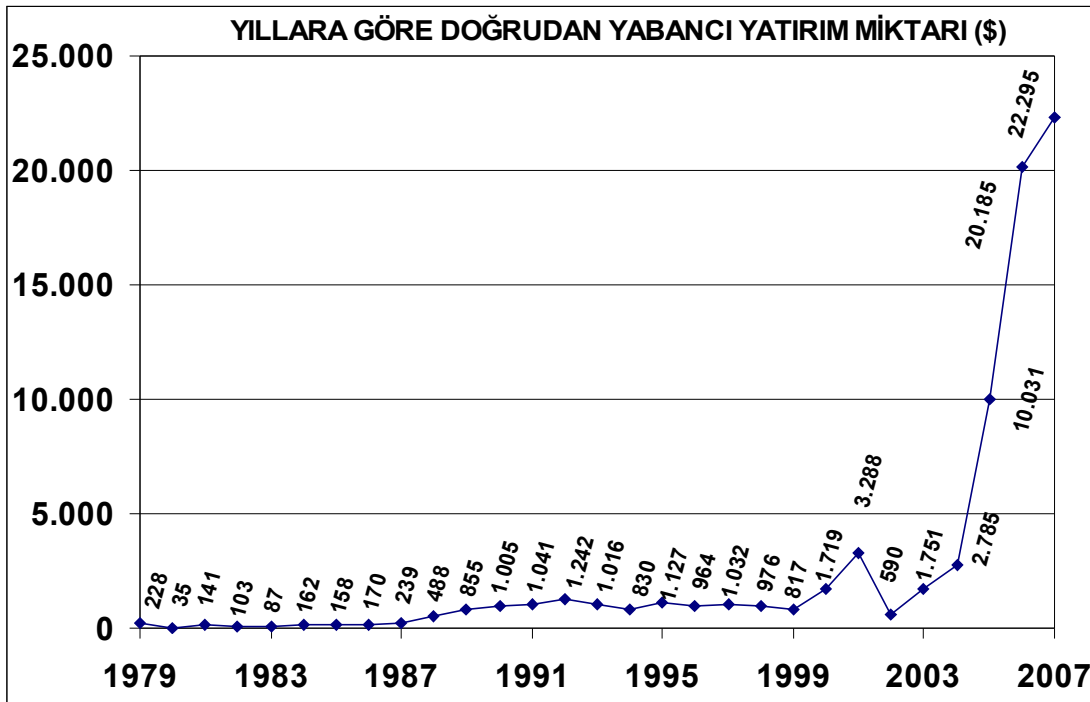
24 Ocak 1980 kararları ile getirilen yeni düzenlemelerde yabancı sermayeye daha gerçekçi bir gözle bakılmış; geçmişte karşılaşılan güçlükler süratli çözümler getirilmeye çalışılmış, yeni yatırım izinleri verilmiş, yabancı sermayeye güven veren bir siyasi ve ekonomik ortam yaratılmaya özen gösterilerek yabancı sermaye girişlerinin bir ölçüde de olsa hızlandırılması sağlanmıştır. 1979 yılı sonuna kadar ülkeye gelen yabancı sermaye miktarı 228 milyon dolar olarak gerçekleşmiş olup, 1980 öncesi yıllık ortalama sermaye girişi on milyon doların altında olup, 1980 sonrası Türkiye'ye gelen yabancı sermaye miktarında bir artış olmuştur. 1986 yılı sonunda 170 milyon ABD Dolarına çıkmıştır. 1989 Yılında 855 Milyon ABD Doları, 1991 Yılında 1.041 Milyon ABD Dolarıdır. 1980 den sonra Türkiye'de yabancı sermaye yatırımlarında hızlı bir artış olmasına rağmen, gelişmiş ülkelerin gelişmekte olan ülkelere yönelik yabancı sermaye yatırımlarından oldukça küçük bir oranda faydalandığını görülmektedir. Türkiye'nin bu kaynaktan en yüksek olduğu yılda bile yüzde bir oranında faydalandığını görmekteyiz. 1992 yılında ülkemize girişine izin verilen yabancı sermaye miktarları, bir önceki yıla göre %7.5 oranında azalmış olup, 1994 yılında Türk ekonomisini etkisi altına alan krizden önemli ölçüde etkilenmesi nedeniyle, %30.13 oranında düşmüştür. 1989 yılından sonra ülkemize giren yabancı sermayenin genellikle spekülatif amaçlı olması, 1989–1994 döneminde ekonomide dengesizliklere neden olmuştur. Ekonomide oluşan dengesizlikleri gidermek amacıyla alınan 5 Nisan 1994 kararları da yabancı yatırımcıları

tatmin etmemiştir. Türkiye'ye 1995 yılında giren doğrudan yabancı sermaye miktarı 885 milyon ABD Dolarıdır. Ancak aynı yılda diğer gelişmekte olan ülkelere giren doğrudan yabancı sermaye miktarları şöyledir; Çin 37.7 milyar dolar, Malezya 5.8 milyar dolar, Singapur 5.3 milyar dolar, Polonya 2.5 milyar dolar.

Türkiye'nin tüm sektörlerde doğrudan yabancı sermaye yatırımlarından aldığı pay, yukarıda saydığımız ülkelerle kıyaslandığında çok düşüktür. 1996 yılında giren doğrudan yabancı sermaye miktarı 964 Milyon ABD Doları, 1997 yılında 1.032 Milyon ABD Doları, 1998 yılında 976 Milyon ABD Doları, 1999 yılında 817 Milyon ABD Doları, 2000 yılında 1.719 Milyon ABD Dolarıdır. 2001 yılında 3.288 Milyon ABD Doları, 2002 yılında 590 Milyon ABD Doları, 2003 yılında 1.751 Milyon ABD Dolarıdır. Aynı zamanda 2003 yılında 4875 sayılı Doğrudan Yabancı Yatırımlar Kanunu çıkarılmıştır.

Bu Kanunun amacı, doğrudan yabancı yatırımların özendirilmesine, yabancı yatırımcıların haklarının korunması ile yatırım ve yatırımcı tanımlarında uluslararası standartlara uyulmasına, doğrudan yabancı yatırımların gerçekleştirilmesinde izin ve onay sisteminin bilgilendirme sistemine dönüştürülmesine ve tespit edilen politikalar yoluyla doğrudan yabancı yatırımların artırılmasına ilişkin esasları düzenlemektir.

2004 yılında doğrudan yabancı sermaye miktarı 2.785 Milyon ABD Doları iken 2005 yılında 10.031 Milyon ABD Doları, 2006 yılında 20.185 Milyon ABD Doları, 2007 yılında 22.295 Milyon ABD Dolarıdır. 2007 yılının Ocak-Mart Döneminde 9.387 Milyon ABD Doları iken 2008 Yılının Ocak-Mart Döneminde 4.381 Milyon ABD Doları olarak % 46,7 oranında düşüş göstermektedir. 2008 yılı içerisinde, dünyadaki gelişmelerin aksine, yabancı sermaye yatırımları Türkiye ekonomisinde halen önemli bir yer tutmamaktadır.



Grafik.1 [2,3]

Kaynak: TCMB

1954 yılından 2007 sonu itibari ile ülkemize giren yabancı sermaye toplam miktarı 75 milyar 365 milyon dolardır.

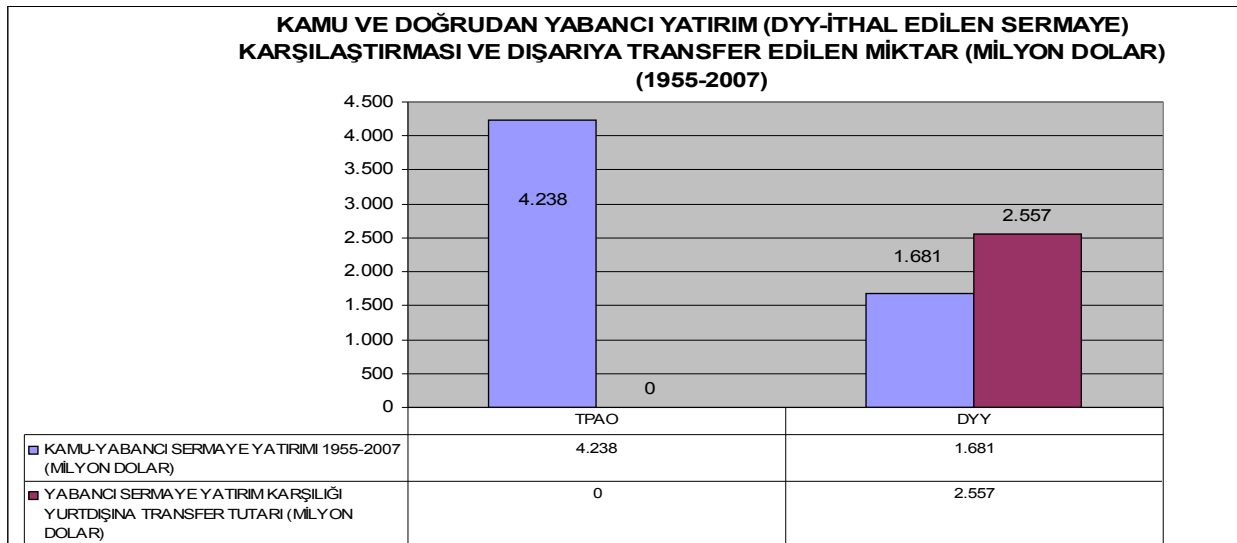
Bazı yorumcular Doğrudan Yabancı Sermaye yatırımlarını çok olumlu finansman kaynağı olarak değerlendirmektedirler. Ancak, yatırım yapılan sektörlerin döviz kazandırıcı faaliyetleri olup olmadığını da dikkat etmek lazım. Eğer yatırımlar esas olarak banka,

perakende sektörü, telekomünikasyon gibi gelirleri YTL/TL olan sektörlerle yapıyorsa, şirketler dönem sonu gelir transferlerini döviz olarak yapacaklar ve cari açığı büyütüp, kur üzerinde baskı oluşturacaklar. Latin Amerika ekonomilerinde yoğun olarak yaşanan bu durum, aşağıda görüldüğü gibi, her geçen yıl Türkiye için de yük olmaya başlayacaktır.



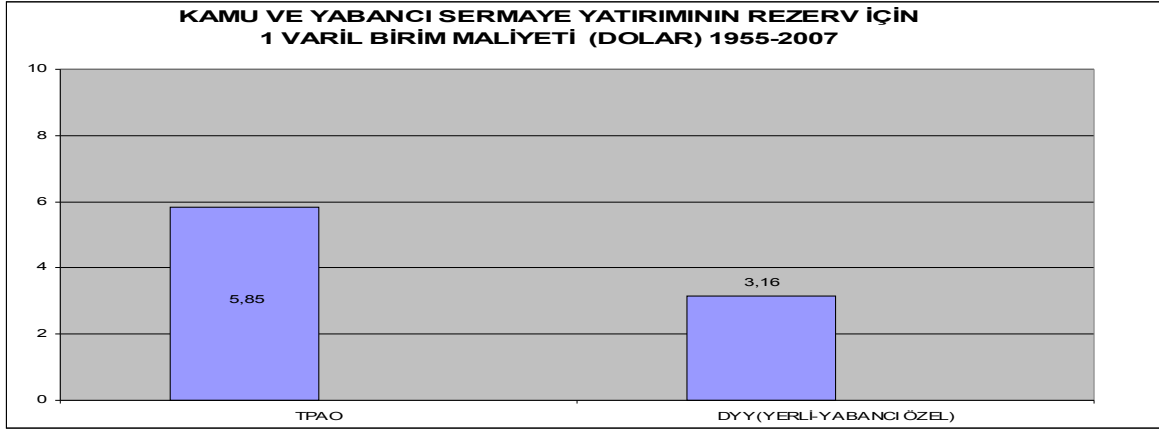
Grafik.2 [16]

II.1.2. PETROL SEKTÖRÜNDE KAMU VE DOĞRUDAN YABANCI YATIRIMLARININ KARŞILAŞTIRMASI



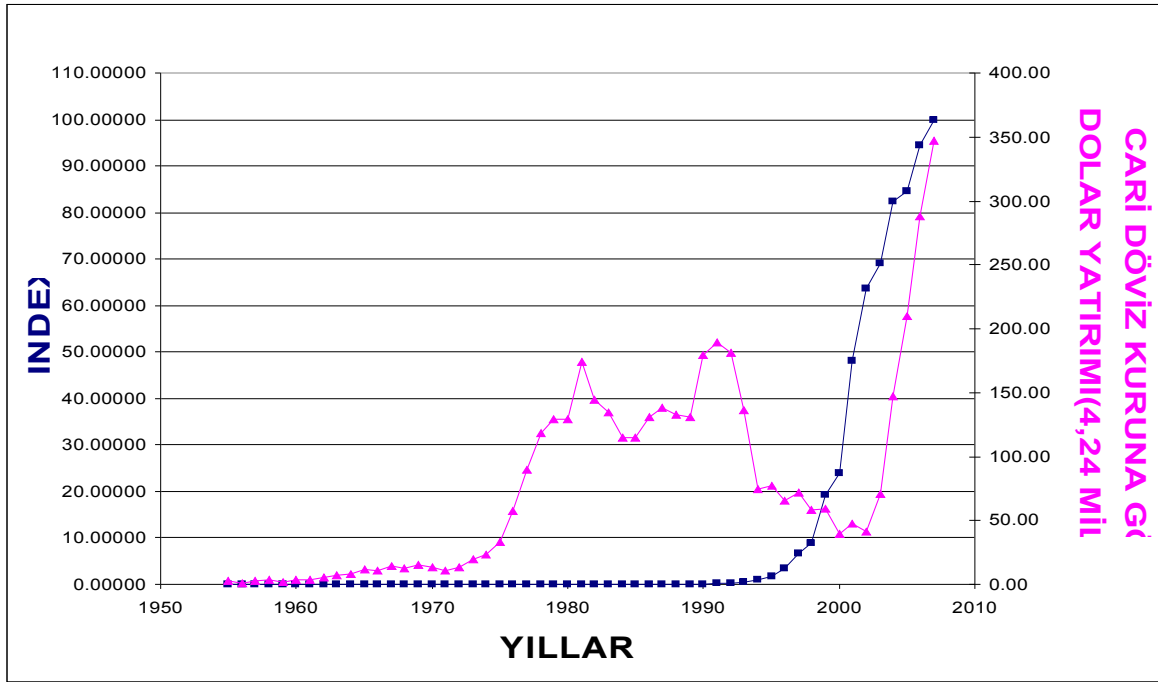
Grafik.3

Petrol sektörü açısından bakıldığında; 6224 sayılı Yabancı Sermayeyi Teşvik Kanunu ile eş zamanlı çıkarılan 6326 sayılı Petrol Kanununun hayata geçirilmesi tarihinden (1955) 2007 sonuna kadar ülkemize gelen yabancı sermaye ve bu sermayenin kazancının ülke dışına transfer olan miktarı ile bu dönemde devlet adına faaliyette bulunan TPAO'nun yatırım miktarlarının karşılaştırılması önemlidir.

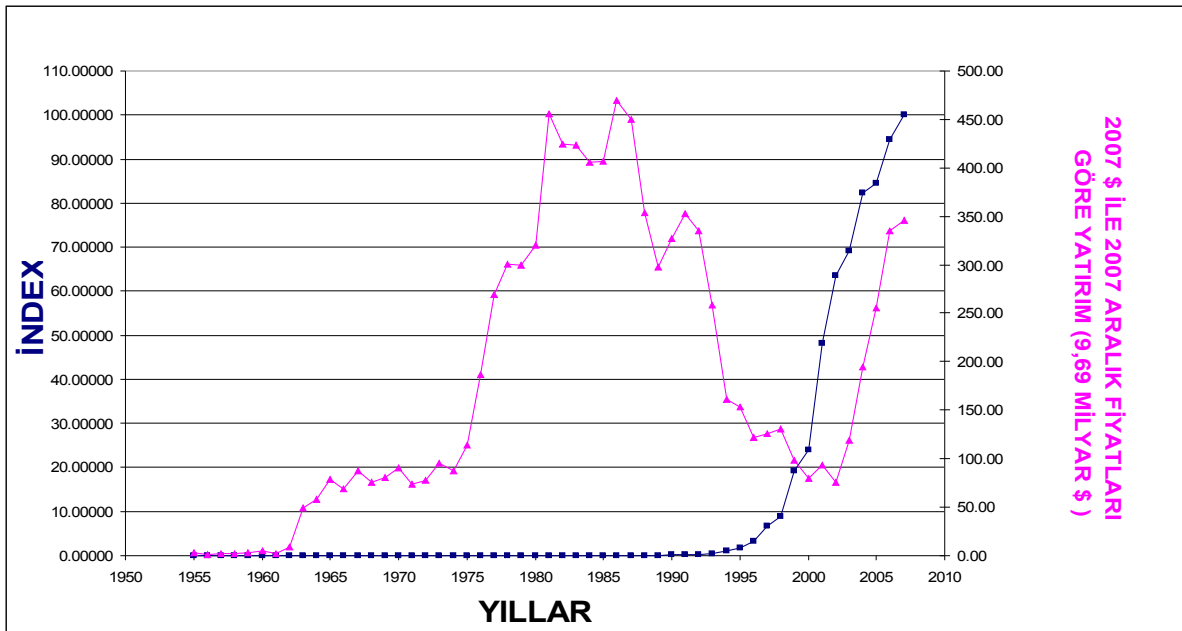


Grafik.4

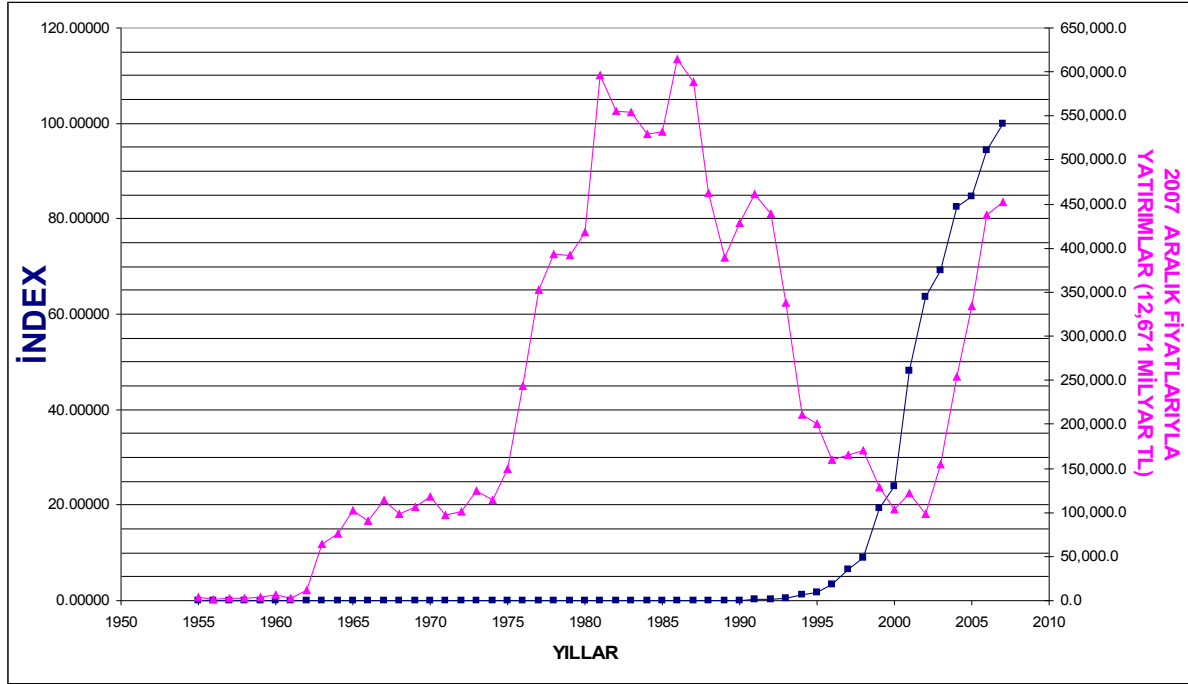
II.1.3. TPAO'NUN YILLARA GÖRE YURT İÇİ YATIRIMLARI



Grafik.5



Grafik.6



Grafik.7

II.1.3.1. ENDEKS VE YATIRIM İLİŞKİSİ

Ülkemizde ekonomi ve politika sık, sık istikrarsızlık göstermektedir. Fiyat endeksleri, ekonomilerin durumunu izlemek, uygulanan politikaların başarısını saptamak, geçmiş dönemlerin yorumunu ve ileriye ait öngörülerini yapabilmek doğru yatırım kararları alabilmek için kullanılan araçların en önemlilerinden birisidir. Bunun için bu çalışmada DİE'nin Toptan Eşya Fiyat endeksi kullanılmıştır. 2005 yılından itibaren DİE Toptan Eşya Fiyat endeksi yerine üretici fiyat endeksi kullanmaya başlamıştır.

Yıllar itibariyle gerçekleştirilen yatırımların, paranın satın alma gücünün zamana göre değişimi dikkate alınmadığında karşılaştırılması mümkün değildir. Paranın zamana göre değişimi dikkate alınmadığında anlamsız sonuçlar verecek ve bu durum bizi yanlış sonuçlara götürecektir. O halde farklı zamanlarda yapılan yatırımları (cari yatırımlar) birbirleriyle karşılaştırılabilmesi ve kümülatif yatırımın sağlıklı hesaplanabilmesi için bunların zaman faktörünü göz önünde tutarak aynı zaman düzeyine indirgenmeleri gerekir.

Başka bir deyişle enflasyon, bazı ekonomik gelişmeler nedeniyle fiyat endeksinin sürekli yükselmesidir.

Yukarıdaki Grafiği incelediğimizde:

1955-1962 yılları arasında cari* yatırımların enflasyonla paralellik gösterdiğini ve reel ** olarak sabit kaldığını görmekteyiz.

1962-1965 yılları arasında cari yatırımların enflasyondan daha fazla artış göstererek reel olarak arttığını görmekteyiz.

1975 yılına kadar ise yatırımların cari yatırımların enflasyonla paralellik gösterdiğini ve reel olarak sabit kaldığını görmekteyiz.

1975-1980 yılları arasında cari yatırımların enflasyondan daha fazla artış göstererek reel olarak arttığını görmekteyiz.

1980'den 1995 yılına kadar cari harcamaların enflasyon oranında artmadığını ve yatırımların reel olarak düştüğünü görmekteyiz.

1995 ‘den 2000 yılına kadar enflasyonun iyice arttığını reel yatırımların daha da düştüğünü görmekteyiz.

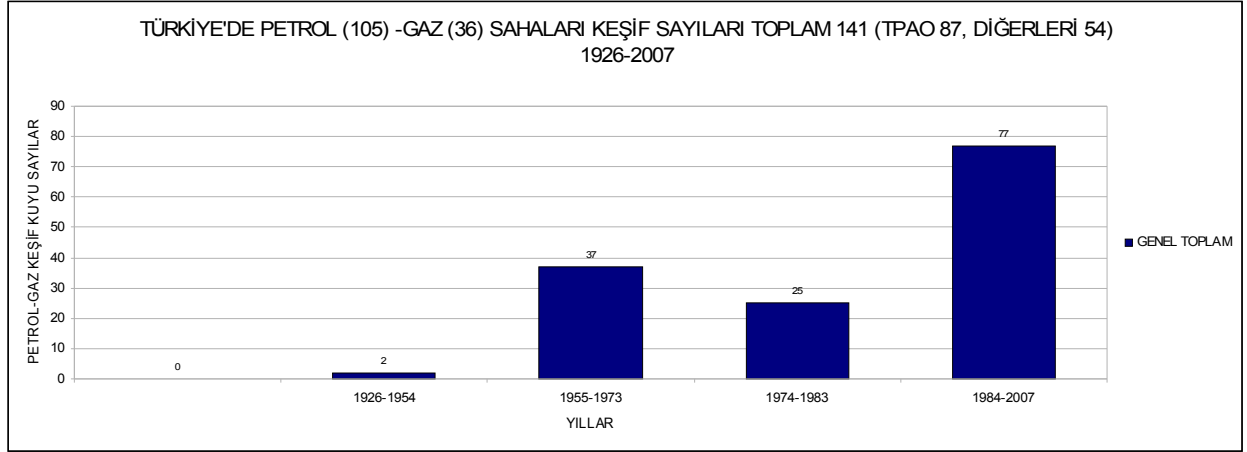
2000 yılından sonra ise cari yatırımların enflasyonla paralellik gösterdiğini ve reel olarak sabit kaldığını görmekteyiz.

* Cari Yatırımlar; O yılki gerçekleşen yatırımlar

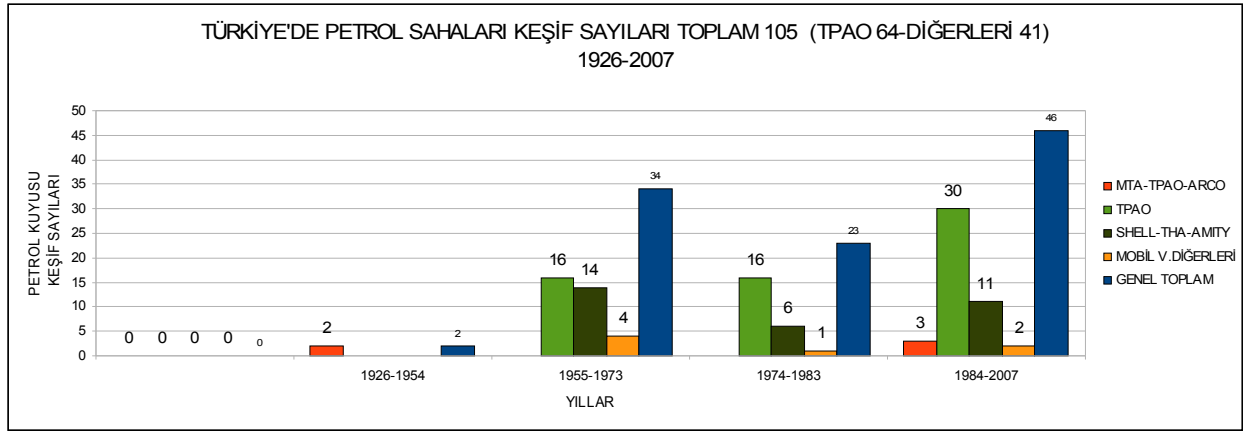
** Reel; 2007 yılı fiyatlarına göre enflasyondan arındırılmış, paranın korunmuş hali, paranın mukayese edilebilir durumudur.

II.1.4. KAMU VE DOĞRUDAN YABANCI (YERLİ-YABANCI ÖZEL) YATIRIMLARIN FAALİYETLERİ

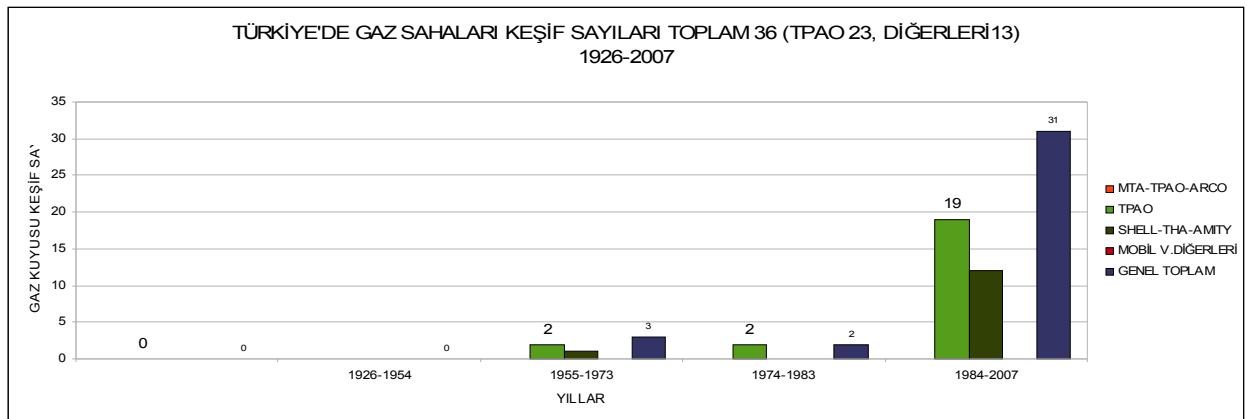
II.1.4.1. KEŞİFLERİ



Grafik.8



Grafik.9



Grafik.10

II.1.4.2. REZERVLERİ
KAMU VE DYY (YERLİ-YABANCI ÖZEL) SERMAYE NİN FAALİYETLER
SONUCU SAHİP OLDUĞU VARLIKLARI (REZERVLERİ)

2007 YILI SONU İTİBARIYLA TÜRKİYE'DEKİ HAM PETROL REZERVLERİ
CRUDE OIL RESERVES OF TURKEY BY THE END OF 2007

Şirketler Companies	Rezervuardaki petrol (*) Original oil in place		Üretilebilir petrol Recoverable oil		Kümülatif üretim Cumulative production		Kalan üretilebilir petrol Remaining recoverable oil	
	Varil Bbls	M.Ton M.Tons	Varil Bbls	M.Ton M.Tons	Varil Bbls	M.Ton M.Tons	Varil Bbls	M.Ton M.Tons
TPAO	4,580,879,055	692,244,728	665,448,874	98,106,541	479,081,843	70,028,901	186,367,031	28,077,640
Diğer- Others	2,100,799,607	286,399,476	505,872,638	69,146,945	427,765,572	58,481,105	78,107,066	10,665,840
Toplam – Total	6,681,678,662	978,644,204	1,171,321,512	167,253,486	906,847,415	128,510,006	264,474,097	38,743,480

Tablo.1 [17]

2007 YILI SONU İTİBARIYLA TÜRKİYE'DEKİ DOĞAL GAZ REZERVLERİ (M³)
NATURAL GAS RESERVES OF TURKEY BY THE END OF 2007 (M³)

Şirketler Companies	Rezervuardaki gaz Original gas in place (*)	Üretilebilir gaz Recoverable gas	Kümülatif üretim Cumulative production	Kalan üretilebilir gaz Remaining recoverable gas
Toplam – Total	22.612.023.177	16.933.224.781	9.559.956.812	7.373.267.969
DİĞER	11.485.303.968	8.564.505.572	2.494.900.410	6.069.605.162
TPAO	11.126.719.209	8.368.719.209	7.065.056.402	1.303.662.807

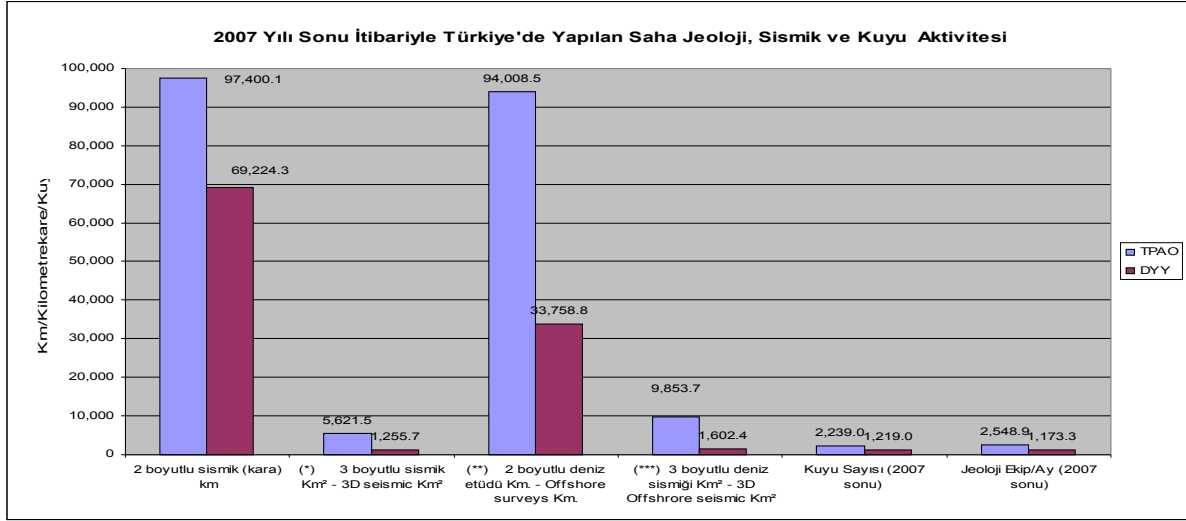
(*) İspatlanmış, muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır. Total of proven and probable + possible reserves.

Tablo.2 [17]

II.1.4. 3. SAHA JEOLJİ, JEOFİZİK VE KUYU FAALİYETLERİ

Sismik Aktivite (2007 sonu)	TPAO	DYY	TOPLAM	TPAO	DİĞER
2 boyutlu sismik (kara) km	97,400	69,224	166,624	58%	42%
(*) 3 boyutlu sismik Km² - 3D seismic Km²	5,622	1,256	6,877	82%	18%
(**) 2 boyutlu deniz etüdü Km. - Offshore surveys Km.	94,009	33,759	127,767	74%	26%
(***) 3 boyutlu deniz sismiği Km² - 3D Offshore seismic Km²	9,854	1,602	11,456	86%	14%
Kuyu Sayısı (2007 sonu)	2,239	1,219	3,458	65%	35%
Jeoloji Ekip/Ay (2007 sonu)	2,549	1,173	3,722	68%	32%

Tablo.3 [17]



Grafik.11 [17]

II.2. YABANCI SERMAYENİN YETERSİZ DÜZEYDE KALMASININ NEDENLERİ

Cumhuriyetin Kuruluşundan günümüze kadar ülkenin kazandığı istikrara ve sık sık yinelenen millileştirme tehlikesinin olmadığı açıklamalarına karşın, Türkiye Yabancı Yatırımı yeterince çekememiştir. Bunun sebepleri:

- Mevcut idari, ekonomik ve politik istikrarsızlık
- Yetki dağılımı
- İsteksizlik
- Eşitsizlik
- Yüksek Enflasyon
- Yüksek Faiz Oranları
- Başka ülkelerin tanıdığı cazip imkânlar
- Hukuki Sorunlar
- Vergi Sistemi

II.3.YABANCI YATIRIMLARA SAĞLANAN TEŞVİKLER:

Yatırımın, teşvik belgesine bağlanabilmesi için toplam sabit yatırım tutarının;

- a) KOBİ'lerin yatırımlarında asgari 200 bin Yeni Türk Lirası, azami 2 milyon Türk Lirası,
- b) Finansal kiralama şirketleri aracılığıyla gerçekleştirilecek yatırımlar için düzenlenen teşvik belgelerinde asgari 200 000 Türk Lirası,
- c) Diğer yatırımlarda asgari 1 milyon Türk Lirası, olması gerekmektedir.

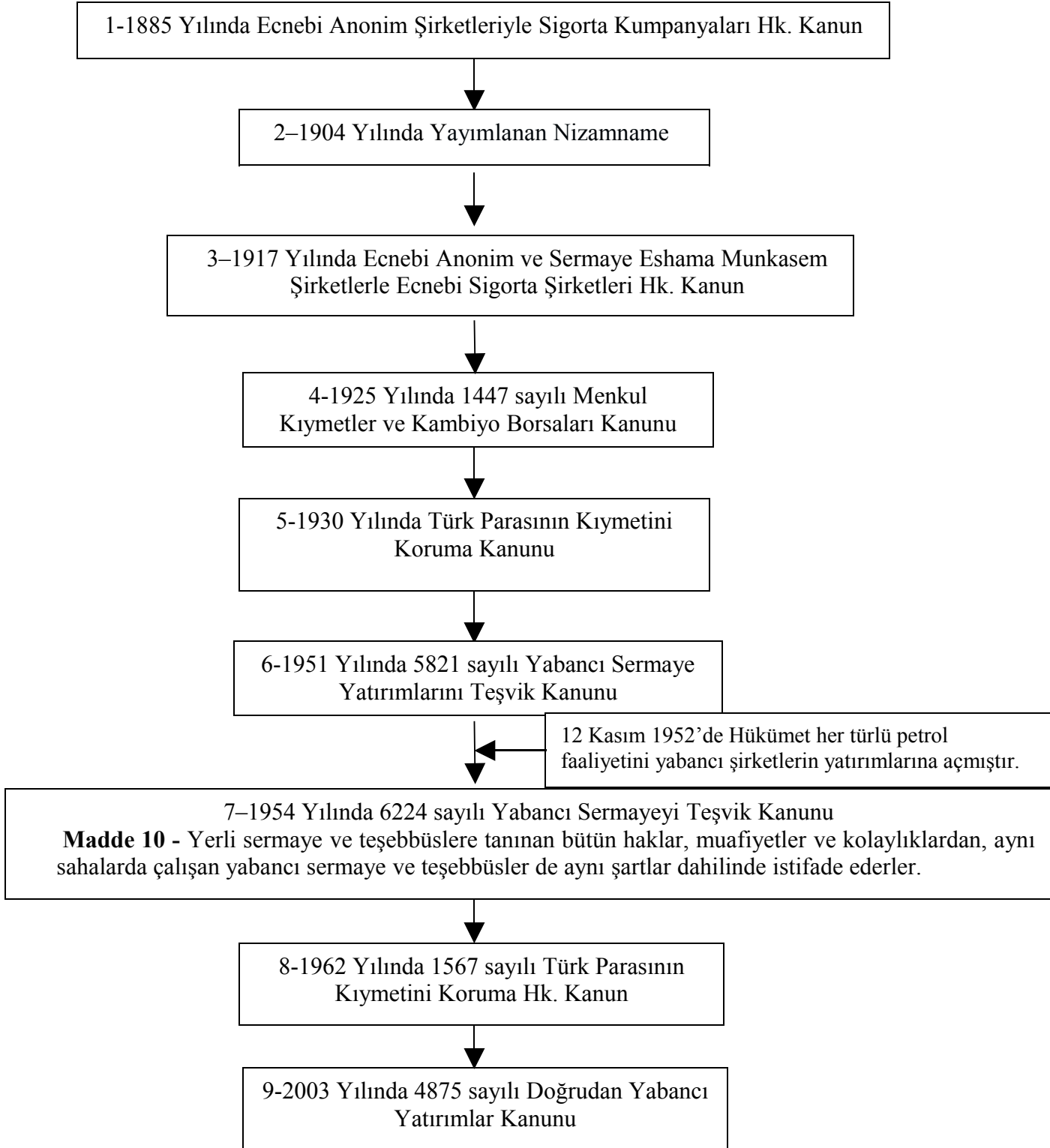
- **Gümrük Vergisi Muafiyeti:** Teşvik belgesi kapsamındaki yatırım malları ithali ve kullanılmış makine ve teçhizat ithali yürürlükteki İthalat Rejimi Kararı gereğince ödenmesi gereken Gümrük Vergisinden muaftır.
- **Katma Değer Vergisi İstisnası:** 3065 sayılı Katma Değer Vergisi Kanunu gereğince, teşvik belgesine haiz yatırımcılara teşvik belgesi kapsamında yapılacak makine ve teçhizat ithal ve yerli teslimleri Katma Değer vergisinden istisnadır.
- **Faiz Desteği:** Teşvik belgesi kapsamında yapılacak aşağıda belirtilen yatırımlar için bütçe kaynaklarından karşılanmak üzere faiz desteği öngörülür.

- a) Kalkınmada öncelikli yörelerde yapılacak yatırımlar,
- b) KOBİ'lerin yapacağı yatırımlar; KOBİ'lerin yapacağı yatırımlar için 200 000 Türk Lirası
- c) Ar-Ge yatırımları,

ç) Çevre yatırımları (Çevre ve Orman Bakanlığınca belirlenen çevreye yönelik yatırımlar)

II.4. YABANCI SERMAYE MEVZUATLARI

II.4.1.YABANCI SERMAYE KANUNLARININ TARİHSEL İNCELENMESİ



Şekil.1

II.4.2. BAKANLAR KURULU KARARLARI VE TEBLİĞLERİ

1. 24 Ocak 1980 Kararları,
2. 5 Nisan 1994 Kararları,
3. 28 Ağustos 2006 Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında Karar,

4. 20 Temmuz 2007 Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında Kararın

Uygulanmasına İlişkin Tebliğ,

5. Yeni çıkarılan Doğrudan Yabancı Yatırım Kanunu, Türkiye'nin uluslararası yatırımlara yönelik olarak benimsemiş olduğu dengeli ve liberal yaklaşımı açık bir biçimde yansıtmaktadır. Bu kanun, içerdiği açıklamalarla uluslararası yatırımcılara sahip oldukları haklar ve yükümlülükler konusunda yasal anlamda yol gösteren bir kılavuzdur. Bu yeni kanun, yatırımcılara ulusal şirketlerle aynı statüde işlem görme ve geniş kapsamlı yatırımcı haklarına sahip olma garantisi vermektedir. Yeni DYY Kanunu'na ek olarak, çeşitli yasalar üzerinde yapılan önemli bazı değişiklikler de 2007 yılında Meclis'ten geçmiştir. Bu yeni mevzuatla DYY projeleri için tarama ile ön onay prosedürleri kaldırılmış ve şirket tescil işlemleri yeniden düzenlenmiş olup, gerekli tüm belgelerin Ticaret Sicili'ne ibraz edilmesi şartıyla Türkiye'de yalnızca bir gün içinde şirket kurmak mümkün hale getirilmiştir (Halka Açık Anonim Şirketlerde SPK ve Sanayi Bakanlığında, Hazine'de alınacak izinle kurulabilirler).

III. BÖLÜM: SONUÇLAR

1950'li yıllarda özellikle ABD'den yabancı sermayeyi çekmek için 6224 Sayılı Yabancı Sermaye Yatırımlarını Teşvik Yasası eş zamanlı olarak da 6326 Sayılı Yabancı şirketlere petrol arama hakkı tanıyan Petrol Yasası çıkarılmıştır. Buna karşın ABD sermayesi ve diğer yabancı sermaye Türkiye'ye yeterince gelmemiştir.

1954 yılından 2007 sonu itibari ile ülkemize giren yabancı sermaye toplam miktarı 75 milyar 365 milyon dolardır. Yabancı sermaye yatırımları Türkiye ekonomisinde halen önemli bir yer tutmamaktadır.

Türkiye'de Planlı dönem 1963 yılında başlar. Planlı Dönemler dahil olmak üzere, kalkınmanın finansmanında yabancı sermayeye olan ihtiyaç, yabancı sermaye girişini kolaylaştırmak ve Türkiye ekonomisine katkısını artırmak amacı gözetilmiş, her zaman olduğu gibi, yabancı sermayenin Türkiye'ye çekilebilmesi için önlemler düşünülmüştür. Ancak ülkenin kazandığı istikrara ve sık sık yinelenen millileştirme tehlikesinin olmadığı açıklamalarına karşın, Türkiye Yabancı Yatırımı yeterince çekememiştir.

Avrupa Birliğine girme sürecinde olan ülkemizde, Doğrudan Yabancı Yatırım çok düşük düzeydedir. Türkiye'deki Doğrudan Yabancı Yatırım; GSMH'nın % 0,5'i kadar olup, orta gelirli Doğu Avrupa ülkelerinden çok daha düşük seviyededir. Gelişmekte olan diğer ülkelerde ise (bu oran) 8 kat daha fazladır. Türkiye'de Doğrudan Yabancı Yatırım için gerçek bir zemin maalesef oluşturulamamıştır.

Tüm kolaylıkların sağlanmasına karşın yabancı sermaye gelmeyince, “yabancı sermaye yatırımı”nın tanımı değiştirilmiştir. Bir ülkede şirketlerin “yarısının yabancı şirketler tarafından satın alınması, -yani, satış-“doğrudan yabancı sermaye yatırımı” sayılmıştır. 2003 yılından itibaren yabancı sermayede artış olduğu izlenimi yabancı sermayenin Türkiye'de yatırım yapmasından değil, Türk şirketlerini satın almasından kaynaklanmaktadır. Bankacılık sektörünün yarısına yakını, İMKB'nin yüzde yetmişi yabancıların elindedir. Doğrudan yabancı sermaye yatırımlarında artış bununla kıyaslanmayacak kadar düşüktür.

Dünyada başarılı olan modellerden birisi olan; İrlanda'da 1960 yılında özerk bir kuruluş olan Yatırım Teşvik Teşkilatı kurulmuştur. İrlanda'nın Doğrudan Yabancı Yatırımındaki artışla beraber, GSYİH'sı 3,5 Milyon Dolardan, 2002 yılında 120 Milyar Dolar'a, 2007 yılında GSYİH'sı 222,080 Milyar Dolar'a yükselmiştir. Kişi başına düşen milli gelir (GSYİH) ise; 1.200 Dolardan, 31.000 Dolar'a, kişi başına düşen GSYİH 59.351 Dolar'a ulaşmıştır. Sonuçlardan da anlaşıldığı gibi İrlanda'da çok olumlu etkiler yapmıştır. İstihdam imkânı artmış, ihracat ciddi sıçrama göstermiştir. Böylece o ülkeye Doğrudan Yabancı Yatırım aynı

zamanda teknoloji, bilgi, proje yönetimi, teknoloji transferini (Know-how'ı) beraberinde getirmektedir.

Yabancı Sermayeyi Teşvik Kanunu ile eş zamanlı çıkan 6326 sayılı Petrol Kanununun hayata geçirilmesi tarihinden (1955) 2007 sonuna kadar ülkemize gelen yabancı sermaye sahibi yabancı petrol şirketlerinin Türkiye'ye ilgisi, dönemsel olarak farklılıklar göstermiştir. Başlangıçtan bu yana, ülkemizde faaliyet gösteren yabancı şirket sayısı 188 dir. Bu şirketler, 2007 yılı sonuna kadar Türkiye'ye 1,681 milyar dolar (401 Trilyon TL., 286 milyon YTL karşılığı) döviz getirmişler, 54 adet petrol keşfi gerçekleştirmişler, 428 milyon varil (58,5 milyon ton) petrol üretmiş ve 2,557 milyar dolar (753 Trilyon TL karşılığı) döviz de yurtdışına transfer etmişlerdir.

Uluslararası rekabet ortamında yükselen petrol ve doğal gaz talebini karşılayabilmek için Türkiye'nin ulusal çıkarlarını korumak için TPAO'ya önem verilmesi petrol ve doğal gaz alanında ulusal özel sermayeye sırt çevrilmesi anlamını taşımamaktadır. Türkiye Cumhuriyeti her zamankinden daha çok TPAO'yu bu alanda amiral gemisi olarak kullanma yanında petrol ve doğal gaz aramalarına katılan özel şirketlerini de desteklemek durumundadır.

Petrol aramaları çok yüksek maliyetli ve riskli bir iştir. Özellikle fiyat dalgalanmalarının olduğu böylesi ortamlarda küçük ölçekli şirketlerin bu tehlikeli sularda seyretmeye pek arzu duymamaları doğaldır.

IV. BÖLÜM: ÖNERİLER

Ülkemizde halen 24 adet yerli ve 24 adet yabancı olmak üzere toplam 48 adet şirket; 431 adet arama ve 70 adet işletme ruhsatında faaliyet göstermektedir. Eski teknoloji ve eski anlayışlar bir tarafa bırakılırsa, ülkemizin aranmasını sağlayacak 500 ruhsattaki yatırım tutarı olan toplam 20 milyar doların finansmanı için çözüm bulunmalıdır.

Bu bağlamda Türkiye kendini tanıtmalı ve yatırım teşvikleri yeniden gözden geçirilmelidir. Doğrudan Yabancı Yatırımı arttırmak için temel politikalar tespit edilmeli, bu konuda dünyada başarılı olmuş modeller seçilmeli, bunun için uzun vadeli stratejiler geliştirilmelidir.

Petrolde dışa bağımlılığın azaltılması için arama faaliyetlerini arttırmak şarttır. Bu bağlamda arama yatırım teşvikleri sağlanmalı, kamu, yerli ve yabancı özel kuruluşlar açık, şeffaf ve rekabet edebilir bir model içerisinde olmalıdır. Yabancı sermayeye önem, yerli sermayeye destek ve teşvik verilmelidir.

Cumhuriyetin kuruluşundan bugüne, bilgi ve insan kaynağı ile gösterilen çaba ve özveri dikkate alınarak, petrol potansiyelimizin mümkün olduğu kadar değerlendirilmesi için, kamu ve yerli özel sektör gerek ayrı ayrı gerekse de birlikte, ulusal çıkarlar için kısır çekişmeler yerine işbirliği içinde (yurt içinde veya dışında) arama seferberliği içine girmelidir. Böylece kapalı kapılar ardında birbirini yok saymak yerine ulusal çıkarlar adına eşit ve şeffaf bir platformda her iki sektör de yurt içinde ve yurt dışında birleşik bir cephe oluşturacaktır. Bunun zeminini sağlamak ise öncelikle bir devlet stratejisi olmalıdır. Bunun en güzel örneği petrol ve petrol ürünleri açığını kapatmak adına hem özel hem de kamu kuruluşlarıyla hem ülkesinde, hem de tüm dünyada, yoğun çalışmalara girişen Çin'dir. Daha önceleri olduğu gibi kısır çekişme ve hesaplar içinde Ulusal varlığımız olan yer altı kaynaklarımız için yabancı tekellerin kar zarar hesabına terk edilecek bir model oluşturulmamalıdır.

17 Şubat 1923' de Büyük Önder M. Kemal Atatürk'ün İzmir İktisat Kongresinin açış Nutku ile bitirelim; Ekonomi alanında düşünürken ve konuşurken sanılmasın ki, biz yabancı sermayesine karşı bulunuyoruz. Hayır! Bizim memleketimiz geniştir; çok çalışmaya ve

sermayeye gereksinmemiz vardır. Bu nedenle yasalarımıza saygılı olmak şartıyla yabancı sermayelerine gereken güveni verme ye her zaman hazırız ve arzuya değer ki, yabancı sermayesi bizim çalışmamıza ve belirli servetimize katılsın. Bizim için ve onlar için faydalı sonuçlar versin; fakat eskisi gibi değil! Gerçekten geçmişte ve özellikle Tanzimat döneminden sonra, yabancı sermayesi memlekette ayrıcalıklı bir yere sahip oldu ve bilimsel anlamıyla denebilir ki, devlet ve hükümet yabancı sermayesinin jandarmalığından başka bir şey yapmamıştır. Artık her uygar devlet gibi, millet gibi, yeni Türkiye de bunu uygun göremez. Burasını tutsak ülkesi yaptırılmaz. 1923 (Atatürk'ün S.D.II, s. 109)

KAYNAKÇA:

1.YÖK Tez Merkezi:

- a) Türkiye’de Yabancı Sermaye Yatırımları,
 - b) Osmanlı İmparatorluğunda Yabancı Sermaye,
 - c) Türkiye’de 1980 sonrası Yabancı Sermaye,
2. Hazine Müsteşarlığı Yabancı Sermaye Genel Müdürlüğü 2006 Uluslararası Doğrudan Yatırımlar,
 3. Hazine Müsteşarlığı Yabancı Sermaye Genel Müdürlüğü Raporları ve İstatistikleri,
 4. 4875 sayılı Doğrudan Yabancı Yatırımlar Kanunu,
 5. Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında Kararın Uygulanmasına İlişkin Tebliğ,
 6. 6224 sayılı Yabancı Sermayeyi Teşvik Kanunu.
 7. Türkiye Madencilik Sektöründe Yabancı Sermaye, Nadir AVŞAROĞLU, TMMOB Maden Mühendisleri Odası.
 8. AVCIOĞLU Doğan, Türkiye’nin Düzeni, Bilgi yayınevi, 6. Basım 1973 say. 459
 9. DPT, 8.Beş Yıllık Kalkınma Planı Doğrudan Yabancı Sermaye Yatırımları Özel İhtisas Komisyonu Raporu, Yayın No:2514, Ankara, 2000
 10. <http://www.elektrikbilgisi.net/showthread.php?t=138>
 11. TÜRKİYE’DE YABANCI SERMAYE YATIRIMLARI, Nejla ADANUR AKLAN U.Ü.İ.İ.B.F. İktisat Bölümü
 - 12.1923–2008 CUMHURİYET TARİHİ el kitabı N.İlter ERTUĞRUL, ODTÜ YAYINCILIK 1.Basım Nisan 2008
 13. Yayımlanan makaleler Enerji kongresi, DEK-TMK- Kasım 2006, MMO Mayıs 2007 Doğal Gaz Kongresi
 14. İmparatorluktan Cumhuriyete Petropolitik’in Dramatik Öyküsü Hikmet Uluğbay, 22 Kasım 2008 ODTÜ Mezunları Derneği,
 - 15.“İmparatorluktan Cumhuriyete Petropolitik”, De-Ki Yayınevi 2008, HİKMET ULUĞBAY
 16. Dünyadaki Kriz ve Türkiye’ye Etkileri Paneli R. Hakan ÖZYILDIZ, 28.05.2008 ODTÜ Mezunları Derneği,
 17. Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Dergileri, <http://www.pigm.gov.tr>
 18. TPAO Yıllık Raporları, <http://www.tpao.gov.tr>

YERLİ ENERJİ KAYNAĞI KÖMÜRÜN ENERJİ SEKTÖRÜNDEKİ YERİ

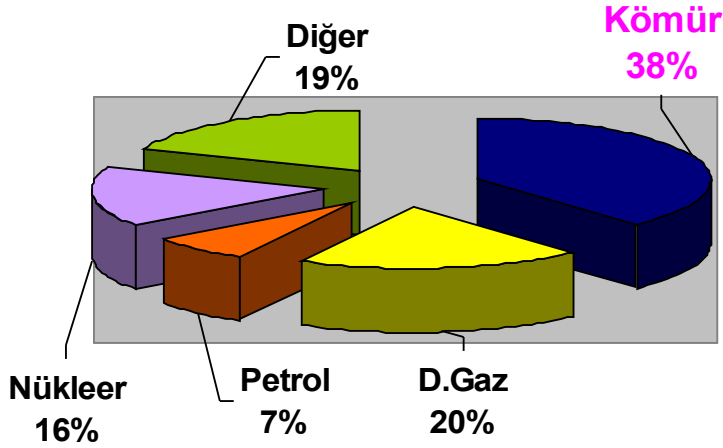
Ayhan Kösebalaban
Jeoloji Y. Müh.

Enerji, günümüzde hava ve su gibi yaşamın ayrılmaz bir parçası haline gelmiştir. Teknolojideki gelişme ve insanlığın çağdaş yaşam arzusu, enerjiye olan bağımlılığı gün geçtikçe artırmaktadır.

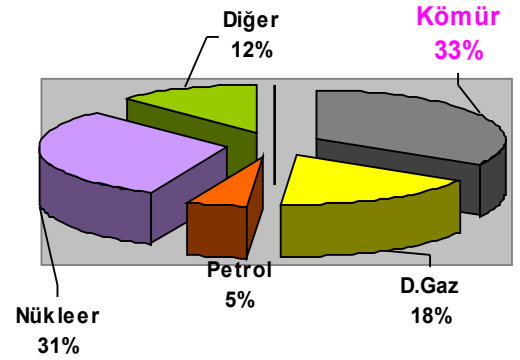
Ülkemizin enerji karnesine bakılırsa; petrol ve doğalgazı yok denecek kadar az, kömür ve hidrolik kaynakları kendine yeterli, güneş, rüzgar, jeotermal gibi yenilenebilir kaynaklar bakımından potansiyeli yüksek görünmektedir.

ELEKTRİK ÜRETİMİNDE KÖMÜR

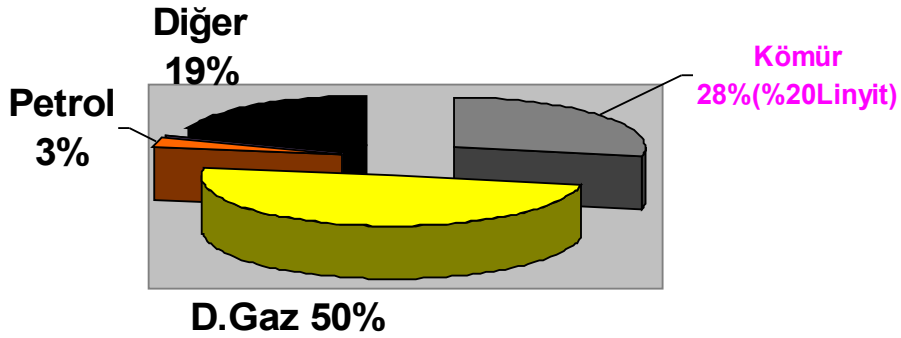
DÜNYA:



AVRUPA BİRLİĞİ



TÜRKİYE:



Geleneksel enerji kaynakları içinde kömür; dünyadaki yaygınlığı, depolanması ve yakılmasında ki kolaylık gibi nedenlerle güvenilir enerji hammaddelerinin birinci sırasına yerleştirilmiştir.

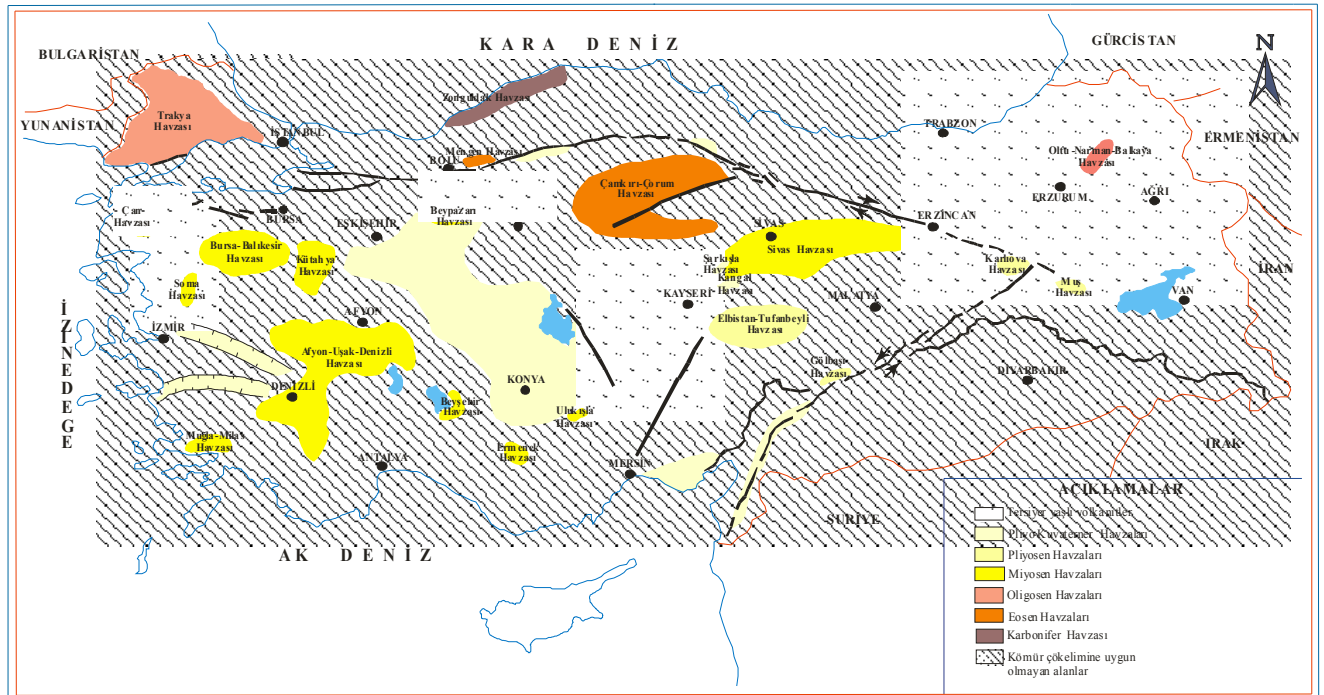
Kömür; bitkisel artıkların oksijenden tecrit edilmiş bataklık ortamında birikmesi ve bir dizi biyokimyasal ve jeokimyasal olayların etkisi ile Turbadan antrasite kadar dönüşmesi ile oluşmuştur.

Kömürün kullanımı oldukça eskilere dayanmaktadır. Sanayi devrimi kömür kullanımının yaygınlaşması ile gelişmiştir. Ülkemiz’de maden kömürü kullanımı 1800 lü yıllarda, linyit kullanımı ise birinci dünya savaşı yıllarında başlamıştır. Cumhuriyet döneminde özellikle MTA, ETİBANK ve TKİ’nin kurulması ile madencilik alanında önemli bir gelişme sağlanmıştır. Linyit üretimi 1940 yılında 106 432 ton iken bugün 70 milyon tondan fazladır. 1970 li yıllara kadar daha çok sanayi ve evsel yakıt olarak kullanılmıştır. Enerji sektöründe kömürün yaygın olarak kullanılması 70 li yıllarda ortaya çıkan ülkemizi de olumsuz etkileyen petrol krizi sonrasında başlamıştır. Enerjinin güvenli kaynaklardan karşılanması düşüncesi ile 2172 sayılı Devletçe işletilecek madenler yasası çıkarılmıştır. Yasa kapsamına linyit sahaları da dahil edilerek havza madenciliğine geçilmiş ve böylece düşük kaliteli kömürlerin termik santralda kullanılması ile enerji krizi kısmende olsa atlatılabilmektedir.

Ülkemiz kömür potansiyeli açısından küçümsenmeyecek bir büyüklüğe sahiptir. Maden ya da taş kömürü rezervlerimiz toplam 1,3 milyar ton; linyit rezervlerimiz ise yaklaşık toplam 10,5 milyar ton civarındadır. Son yapılan etüt ve araştırmalarla bu rakamın 12 milyar tonu aşması beklenmektedir.

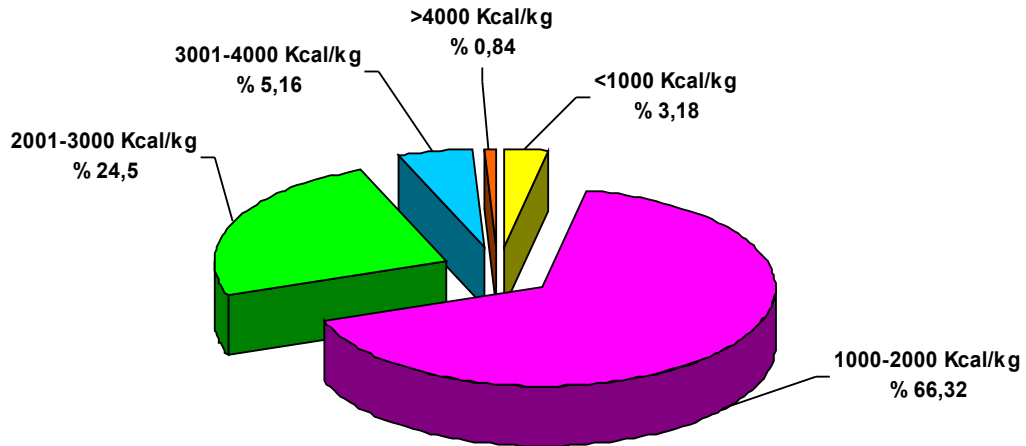
Linyit yataklarımız Ülkemizin doğusundan batısına hemen hemen her bölgede yer almaktadır. Üretimin % 90 ı açık işletmelerden yapılmakta ve yine % 90 ı termik santrallarda tüketilmektedir. Diğer kullanım alanları ise çimento, şeker, kimya ve ilaç fabrikaları, tuğla sanayi ve ısınmadır.

Türkiye Linyit ve Taşkömürü Havzaları



TÜRKİYE KÖMÜR ÜRETİMİ (Ton)			
YILLAR	TAŞKÖMÜRÜ	LİNYİT	ASFALTİT
1998	2 156 000	65 204 000	23 000
1999	1 990 000	65 019 000	29 000
2000	2 392 000	60 854 000	22 000
2001	2 494 000	59 572 000	31 000
2002	2 319 000	51 660 000	5 000
2003	2 059 000	46 168 000	336 000
2004	1 946 000	43 709 000	722 000
2005	2 170 000	57 708 000	888 000
2006	2 319 000	61 484 000	452 000
2007	2 492 000	69 304 000	782 000

TÜRKİYE LİNYİT REZERVLERİNİN KALİTESİ



TÜRKİYE KURULU GÜCÜNÜN (MW) KAYNAKLARA GÖRE DAĞILIMI			
Kurulu Güç (MW)	EÜAŞ (Kamu)	DİĞER (Özel)	TÜRKİYE
Termik	12 525	15 095	27 620
Hidrolik	11 349	2 504	13 853
Jeotermal	-	23	23
Rüzgar	-	498	498
Toplam	23 874	18 120	41 994

2008 yılı itibarı ile 41 994 MW olan Türkiye toplam elektrik enerjisi kurulu gücünün, 8109 MW lık bölümü yerli linyit kömürleri ile beslenen termik santrallardan karşılanmaktadır. Başka bir ifade ile 2008 yılı elektrik üretiminin %20 si linyitle beslenen termik santrallerden sağlanmıştır. Aynı dönemde petrol ve doğalgazı yok denecek kadar az olan ülkemizde bu kaynakların payı % 55 civarındadır.

Enerji Bakanlığı son altı yılda kendi dönemlerinde yapılmadığı için doğalgaza bağımlı elektrik üretimini eleştirmiştir. Bu dönemde yerli kaynaklara ağırlık verileceği söylemiyle sempati topladığı da söylenebilir. Ancak uygulamada tam tersi bir durum yaşanmaktadır. Bu dönemde Devlet, enerji yatırımlarından vazgeçmiş, Özel şirketler enerji yatırımları için teşvik edilmiştir. Bu amaçla maden yasası değiştirilmiş, Ülkemizin kömür (liniyit) kaynaklarının harekete geçirilmesi için Özel sektör tarafından yatırım yapılması amacı ile yasal zemin oluşturulmuştur.

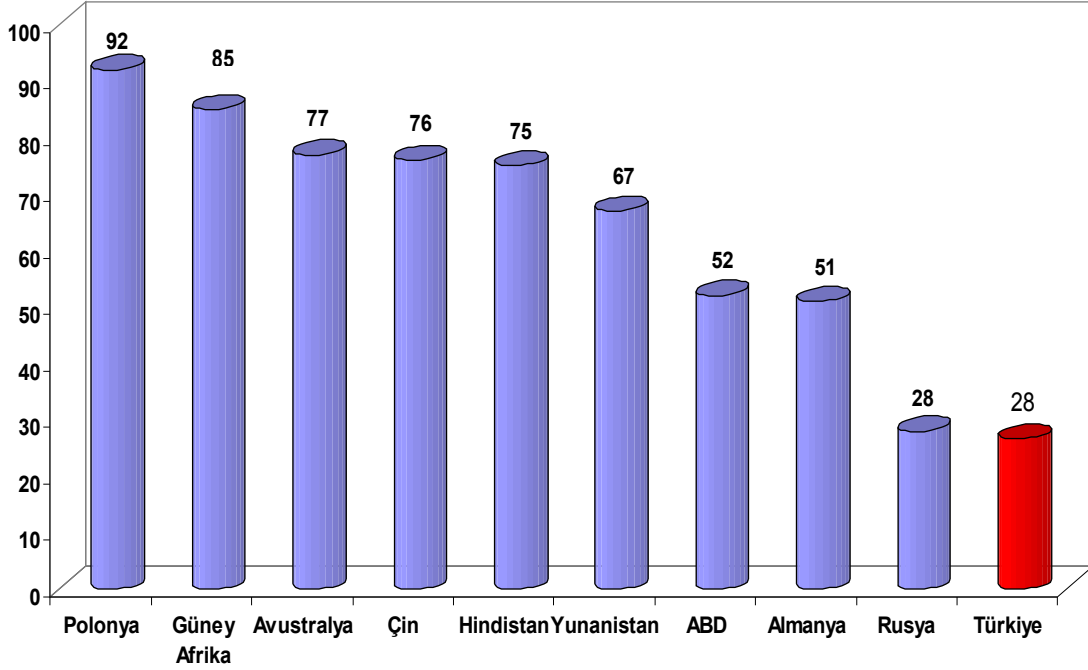
Buna karşın kâr kaygısı taşıyan yatırımcı, yerli kaynakları gözardı edecek çözümlere yönelmiştir. Son iki yılda Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK) tarafından verilen lisanslara bakılırsa başvuruların doğalgaz ve ithal kömüre dayalı termik santral ile küçük hidroelektrik santral yapımına dönük olduğu görülecektir.

Yıllık 2500 MW artış gösteren enerji talebinin HES lerle karşılanması mümkün olmadığına göre bu politikalar devam ettiği sürece önümüzdeki yıllarda da enerjide dışa bağımlılık artarak devam edecektir.

İŞLETMEDEKİ EÜAŞ VE BAĞLI ORATKLIKLAR TERMİK SANTRALLERİ

TERMİK SANTRALLER	TOPLAM KURULU GÜÇ (MW)	TÜKETECEĞİ KAYNAK (1000 Ton/ Yıl)
ÇATALGAZI	300	TAŞKÖMÜRÜ
AFŞİN ELBİSTAN A	1355	18 000 - LİNYİT
AFŞİN ELBİSTAN B	1440	18 000 - LİNYİT
ORHANELİ	210	1 500 - LİNYİT
SEYİTÖMER	600	5 500 - LİNYİT
TUNÇBİLEK A	65	300 - LİNYİT
TUNÇBİLEK B	300	2 000 - LİNYİT
KANGAL	457	5 400 - LİNYİT
18 MART ÇAN	320	1 800 - LİNYİT
SOMA A	44	200 - LİNYİT
SOMA B	990	8 000 - LİNYİT
YATAĞAN	630	5 350 - LİNYİT
YENİKÖY	420	3 750 - LİNYİT
KEMERKÖY	630	5 000 - LİNYİT
ÇAYIRHAN	620	4 300 - LİNYİT
LİNYİT TOPLAM	7461	TOPLAM 79 100 - LİNYİT
TAŞKÖMÜRÜ TOPLAM	300	

**KÖMÜRLE ÇALIŞAN TERMİK SANTRALLARIN
ÜLKE ELEKTRİK ÜRETİMİNDEKİ PAYLARI (2004)**



**LİNYİTE DAYALI ELEKTRİK ÜRETİMİNDE
KÖMÜRÜN ROLÜ**

- **Toplam Kurulu Güç (2008): 41.994 MW**
- **Linyite Dayalı Mevcut Santral Kapasitesi:**
8 109 MW
- **Linyite dayalı potansiyel santral kapasitesi**
~ 20 000 MW (Toplam kurulu gücün ½ si)
- **Linyite dayalı kurulu gücün toplam içindeki**

TÜRKİYE'DE KÖMÜR MADENCİLİĞİNİN KARNESİ
payı: % 20,1

KÖMÜR REZERVİ	TAŞKÖMÜRÜ	1,3 MİLYAR TON
	LİNYİT	10,5 MİLYAR TON
KÖMÜR ÜRETİM DEĞERİ (2008)		11,2 MİLYAR TL
		7 MİLYAR ABD \$
KÖMÜR MADENCİLİĞİNİN İSTİHDAMI	KAMU	:
30.000		
	ÖZEL	:
10.000		
	TOPLAM	:
40.000		
	KAMU HİZMET ALIMI	:
15.000		
	DOLAYLI ÇALIŞANLAR	:
20.000		
	GENEL TOPLAM	:
75.000		
TOPLAM KÖMÜR İTHALATI	1,5 MİLYAR ABD \$	
TOPLAM ENERJİ İTHALATI (2008)	50 MİLYAR ABD \$	

Yerli kaynaklara dayalı bir enerji politikası ile düşük kaliteli kömür yataklarımızın elektrik enerjisi üretiminde kullanım oranını artırabiliriz. Yakma teknolojilerindeki gelişmeler kömürün yakılması ile ortaya çıkan çevre sorunlarının en aza indirilebileceğini göstermektedir.

Ülkemiz Enerji Bütünlemedesinde Kömürün Yeri ve Yeni Projeler

Dr. İlker ŞENGÜLER

MTA Genel Müdürlüğü Enerji Dairesi 06520 Ankara

ilker@mta.gov.tr

Ülkelerin kalkınmalarının ve gelişmelerinin en önemli göstergesi olan enerjinin ucuz, kaliteli, zamanında ve güvenilir bir şekilde elde edilmesi büyük önem taşır.

Çevre faktörü ön plana çıkarılarak elektrik enerjisi üretiminde tek kaynak haline getirilen doğal gaz nedeniyle ülkemizde kömür aramaları durma noktasına gelmişken, MTA Genel Müdürlüğü tarafından 2005 yılında başlatılan projeler ile bilinen rezervlerde büyük artışlar sağlanmış ve yeni sahalar bulunmuştur. Bugün için 11 milyar ton üzerinde olan linyit rezervimizin, devam eden çalışmalar ile yakın bir zamanda 12 milyar tonu geçeceği düşünülmektedir. Zonguldak Havzasındaki taşkömürü rezervimiz ise yaklaşık 1.3 milyar tondur.

Ülkemizde enerji güvenliğinin tesisinde, potansiyeli bakımından yerli enerji kaynaklarımızın başında yer alan kömürler her zamankinden önemli hale gelmiştir. Diğer birincil enerji kaynakları ile karşılaştırıldığında tartışmasız çok fazla olan rezerv ömrü olan kömürün, özellikle 2030 yılından sonra çok daha büyük önem kazanacağı bir gerçektir. Linyit kaynaklarımıza dayalı yeni termik santraller kurulması ve kurulmuş olanlara yeni üniteler eklenmesiyle kurulu gücümüzün bugün için yaklaşık 10 000 MW artacağı hesaplanmaktadır. Özellikle gelişen yakma teknolojileri, iyileştirilmiş kömür madenciliği uygulamaları ve gündeme gelen doğalgaz kısıtlamaları bu potansiyeli enerji temininde daha çekici hale getirmektedir.

Son yıllarda kömürün konvansiyonel kullanımı yanında, temiz kömür teknolojileri kapsamında yapılan araştırmalar bütün dünyada olduğu gibi ülkemizde de yeniden gündeme gelmiştir. Kömürlerin gazlaştırılması yolu ile sentetik gaz, ısı, sıvı yakıt gibi birçok ürün eldesi mümkün olduğundan dünyada ve ülkemizdeki bu gelişmelere bakarak, enerji sektörü kömürü yeniden keşfediyor demek yanlış olmayacaktır.

MTA, TTK ve TÜBİTAK ortaklığında yürütölen proje ile Zonguldak Havzasındaki kömür kökenli doğal gazın oluşumu, göçü ve birikmesi araştırılmış ve sonuçta havzada gaz potansiyelinin varlığı ortaya konmuştur. Kömür gazlarına yönelik bir araştırma da Soma havzasında başlatılmıştır. Ruhsatı TKİ Genel Müdürlüğüne ait Soma linyit havzasında entegre sismik yöntemlerle (kuyu içi ve yüzey sismiğı) kömür damarının yayılımının belirlenmesi ve havzadaki biyojenik ve termojenik kökenli gaz potansiyelinin araştırılması amacı ile TÜBİTAK destekli bir proje hazırlanmıştır. Proje ile havzada halen devam eden sondajlardan kuyu başında alınacak olan kömür örneklerinde desorpsiyon yöntemi ile gaz içeriğı tespit edilecektir. Bu kömürlerin petrografik özellikleri ve maruz bulundukları basınç koşulları gözetilerek yapılacak enterpolasyon ve ekstrapolasyonlar ile havzanın basınç değerleri belirli (veya kestirilebilir) diğer bölgelerinde de gaz potansiyeli belirlenecektir. Bunların yanında, Trakya Havzası kömürlerinin gazlaştırılması yönünde proje oluşturma çalışmaları da MTA Genel Müdürlüğü tarafından sürdürölmektedir.

Tüm dünyada kömürün gazlaştırılması veya sıvılaştırılması konusunda yapılan çalışmalar, enerji arzının bu uygulamalar ile daha güvenli olabileceğini ve geliştirilen teknolojiler ile çevresel etkilerin de minimize edilebileceğini göstermektedir.

Kömürün elektrik üretiminde kullanım oranının yükseltilmesi yanında serviste olan santrallerin rehabilitasyonu ve yeni yakma teknolojilerinin devreye girmesi sağlanmalıdır. Temiz kömür teknolojileri ve modern yakma sistemlerinin geliştirilmesi yönündeki araştırma ve uygulamalar özendirilmeli ve desteklenmelidir. Sürdürülebilir enerji için yerli kaynaklarımız içinde en önemlisi olan linyitlerimizi kullanmak üzere yeni termik santraller planlanmalı ve linyit aramacılığına kazandırılan ivme arttırılarak devam ettirilmelidir. Ülkemizde enerji güvenliğini sağlamak için, enerjiye kolay ve ucuz ulaşabilmek için linyit kaynaklarımız elektrik üretimi amacıyla hızla devreye sokulmalıdır.

Gelişmiş ülkelerde enerji güvenliği amacıyla oluşturulan elektrik üretiminde %45 kömür kullanım oranı, kesinlikle ülkemizde de oluşturulmalıdır. Dış alım ile kullanılan doğalgaz ve petrolün payı elektrik üretiminde % 20'yi geçmemelidir. Derin sahalarda yer alan kömürlerimizin enerjiye dönüştürülmesi için mutlaka alternatif projeler geliştirilmeli ve bu konudaki Ar-Ge çalışmaları desteklenmelidir. Çoğunlukla düşük kaliteli linyitler sınıflamasında yer alan ülkemiz linyitlerinin termik santrallerde değerlendirilmesi sürdürülebilir bir enerji ve dolayısıyla sürdürülebilir kalkınma için kaçınılmazdır.

TÜRKİYE’NİN ENERJİ DIŞALIM BAĞIMLILIĞINDAKİ EĞİLİMLERİN AVRUPA BİRLİĞİ ÜYESİ ÜLKELER İLE KARŞILAŞTIRILMASI

Nazif Hülâgü SOHTAOĞLU

İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü, 34469 Maslak, İSTANBUL
E-posta: nazif@elk.itu.edu.tr , sohtaoglu@gmail.com

Özet

Avrupa Birliği’nin ortak enerji politikasında enerji güvenliğine yönelik kaygılar öne çıkmakta, enerji dışalım bağımlılığının azaltılması belirgin bir öncelik taşımaktadır. Yeni enerji ve çevre politikası kapsamında, üye ülkeler arasındaki dayanışmanın ve uluslararası enerji konularında ortak duruşun önemi vurgulanmakta, arz kaynakları ile tedarik yollarının çeşitlendirilmesi, Topluluğun enerji alanındaki olası kazanımlarına bağlı olarak üçüncü ülkelerle ilişkilerin yeniden düzenlenmesi için değişik araçlar önerilmektedir. Bu çalışmada, Avrupa Birliği’nin ekonomik, sosyal, çevresel ve kurumsal sürdürülebilirlik ekseninde biçimlendirdiği ortak enerji politikasında enerji arz güvenliğine verilen önem ilgili resmi belgeler gözetilerek açıklanmış, diğer yaşam alanlarındaki faaliyetlerin başarımı ve sürdürülebilirliği üzerinde büyük belirleyicilikler taşıyan genel enerji öz yeterlilik düzeylerindeki gelişmeler ülkeler ayrımında sunulmuş, enerji kaynaklarının toplam birincil enerji arzı ile elektrik enerjisi üretiminde üstlendiği roller ve fosil yakıt dışalım bağımlılığındaki eğilimler, seçilmiş Avrupa Birliği üyesi ülkeler ile Türkiye özelinde karşılaştırmalı olarak ayrıntılandırılmıştır.

1. Giriş

Küresel ölçekte irdelendiğinde, halen enerji kaynaklarının yokluğundan veya yetersizliğinden söz edilebilmek mümkün değilken, stratejik nitelikleriyle öne çıkan petrol ve gaz gibi fosil yakıtların sınırlı sayıdaki, belirli coğrafi bölgelerde yoğunlaşması, ithal enerji kaynaklarına gereksinim duyan ülkeler açısından ciddi kaygıları, sorunları beraberinde getirebilmektedir. Birincil enerji arzında istikrarın sağlanması ve korunabilmesi hususu, sürdürülebilir büyüme hedefine yönelik bütün stratejilerin ve politikaların temel amaçları arasında yer almaktadır.

Enerji sektörüne ilişkin altyapı yatırımlarının finansman gereksinimi yüksek ve tesis süresi uzun olduğundan, ülkeler özelinde birincil enerji arz bileşiminin planlanması sürecinde, ulusal kaynaklardan olanaklar ölçüsünde fazla ve çeşitlilik sağlanarak yararlanılması, ithal

enerji kaynakları ile bunların tedarik yolları bağlamında sağlıklı, sürdürülebilir dengelerin kurulabilmesi büyük önem taşımaktadır. Anılan etmenler, tüm yaşam alanlarındaki ulusal politikaların etkinliği ve verimliliği üzerinde ciddi fırsatlar ya da tehditler yaratabilmektedir.

Bu çalışmada, Avrupa Birliği (AB)'nin güvenli, rekabetçi ve sürdürülebilir enerji hedefini gözeterek, 2007 yılında benimsediği ortak enerji ve çevre politikası ekseninde enerji güvenliğinin yükseltilmesine, enerji dışalım bağımlılığının azaltılmasına verilen önem vurgulanmış, 1971-2006 döneminde Birlik üyesi ülkelerin genel enerji öz yeterlilik düzeylerindeki azalış ya da artış (genel enerji dışalım bağımlılık düzeylerindeki artış ya da azalış) eğilimleri toplu halde sunulmuş, enerji kaynaklarının toplam birincil enerji arzı ile toplam elektrik üretiminde üstlendikleri rollerde ve fosil yakıt öz yeterlilik oranlarında kaydedilen gelişmeler; Almanya, Fransa, İngiltere, İspanya, İtalya ve Polonya'nın yer aldığı seçilmiş ülkeler ile Türkiye özelinde karşılaştırmalı olarak ayrıntılandırılmıştır.

2. Avrupa Enerji Politikasının Temel Unsurları

II. Dünya Savaşı'ndan bugüne kadar ekonomik, jeopolitik, jeostratejik vb. diğer alanlarda çok köklü değişimlerin yaşanmasına karşın, 1951 yılında imzalanan “Avrupa Kömür ve Çelik Topluluğu Antlaşması (the European Coal and Steel Community Treaty, the ECSC Treaty)” ile 1957 yılındaki “Avrupa Atom Enerjisi Topluluğu Antlaşması (the European Atomic Energy Community Treaty, the Euratom Treaty)”, bütünleşmiş Avrupa projesinin, dolayısıyla Avrupa Birliği (European Union, EU)'nin temel belgeleri olarak günümüzde de önemini korumaktadır. Enerji, sürdürülebilir büyümenin ekonomik, sosyal, çevresel ve kurumsal boyutlarında belirleyici roller üstlendiğinden, Avrupa'ya özgü ortak bir enerji politikasının geliştirilmesine ve başarımına yönelik siyasi iradenin üye ülkelerin tümü tarafından kararlılıkla paylaşılması, bütünleşmiş Avrupa girişiminin can damarını oluşturmakta, üyeler arasındaki birlikteliğin güç kazanarak devam ettirilebilmesi için zorunlu görülmektedir.

Mart 2006'da yayınlanan “Sürdürülebilir, Rekabetçi ve Güvenli Enerji için Avrupa Stratejisi (Green Paper on a European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy [COM(2006) 105 final])” başlıklı rapor [1] güçlü yansımalarla yol açarak, 10 Ocak 2007'de Avrupa Komisyonu (the European Commission) tarafından önerilen “Enerji Paketi (the

Energy Package)’nin biçimlendirilmesinde önemli roller oynamış, enerji başlığının geçmişte olduğu gibi gelecekte de bütünleşmiş Avrupa projesine yönelik tüm faaliyetlerin özünde yer alması, belirleyicilik üstlenmesi sağlanmış, 2007-2009 dönemine ilişkin kapsamlı bir “Enerji Eylem Planı (Energy Action Plan)” hazırlanarak, ulaşılan sonuçlar ekseninde, eylem planlarının ekonomik ve siyasi desteklerle sürekli güncellenmesi benimsenmiştir.

Anılan raporda [1], Avrupa’nın enerji arzındaki mevcut sorunları ile geleceğe yönelik kaygılar ortaya konmuş, bunların büyüme ve çevre üzerinde yaratabileceği olası etkilerin en aza indirilebilmesi, arz boyutunda karşılaşılabilecek olumsuzlukların sınırlandırılabilmesi amaçlanarak Avrupa’ya özgü ortak bir enerji politikası (a common European energy policy) önerilmiş, Avrupa Birliği’nin sürdürülebilir, rekabetçi ve güvenilir enerji arzını garanti altına alabilmesi için öncelikli görülen alanlarda etkin düzenlemelerin yapılması ve bunların hızla yaşama geçirilmesi istenmiştir. Bu kapsamda, enerji (özellikle gaz ve elektrik) iç piyasalarında etkinlik ve rekabet, üye ülkeler arasındaki dayanışma, stratejik amaçlar çerçevesinde enerji çeşitliliği, iklim değişikliği, enerji verimliliği, ortak politika ekseninde enerji teknolojilerinin geliştirilmesi, tutarlı ve kararlı bir dış enerji politikasının izlenmesi vb. diğer etmenlerin, Avrupa’nın küresel ölçekte çok daha güçlü bir oyuncu konumuna ulaşabilmesine önemli katkılarda bulunacağı belirtilmiştir.

Avrupa Birliği için ortak bir enerji politikasının kurgulanmasında dönüm noktası işlevi üstlenen raporda; Avrupa’nın ekonomik, sosyal ve çevre ile ilgili hedeflerine ulaşabilmesi için enerji ile doğrudan ya da dolaylı ilişkili başlıklar ortaya konmuş, enerji dışalım bağımlılığındaki artış, petrol ve gaz fiyatlarındaki istikrarsızlıklar, iklim değişikliği, talep yönetimi, bütünüyle rekabetçi iç enerji piyasasının önündeki engeller vb. enerji ile ilgili diğer temel sorunların acilen çözülmesi gerektiğine işaret edilerek, üye ülkelerin farklı enerji politikalarının ortak bir strateji ekseninde uyumlaştırılarak, ortak bir enerji politikasının oluşturulması zorunluluğu vurgulanmıştır. Ayrıca, Dünyanın ikinci en büyük enerji piyasası olarak sahip bulunulan mevcut konumun, yenilenebilir enerji kullanımının özendirilmesi ile talep yönetimindeki küresel öncülüğün, Avrupa Birliği’nin ortak enerji politikasında önemli işlevler üstlenmesi gerektiği, enerji verimliliği ile yenilenebilir enerji kullanımının artırılmasıyla iklim değişikliğinin yaratacağı olumsuzlukların azaltılabileceği belirtilerek, Topluluğun enerji arz ve talebi gözetilerek uluslararası ilişkilerde eşgüdümün sağlanması önerilmiş, güvenli, rekabetçi ve sürdürülebilir enerji arz geleceğinin uzun dönemde garanti altına alınması amaçlanmıştır.

3. Avrupa için Ortak Enerji Politikası

“Avrupa Enerji Politikası (European Energy Policy, An Energy Policy for Europe [COM(2007) 1 final])” [2], daha güvenilir, daha rekabetçi ve daha fazla sürdürülebilir niteliklerde enerjiye dayalı ancak, enerji tüketimi düşük bir ekonomik yapıya ulaşılmasını, Avrupa Birliği’nin tüm kurum ve kurallarıyla işleyişini güçlendirmeyi hedeflemektedir. Bu bağlamda, Avrupa Birliği üyesi ülkelerin uluslararası enerji konularında ortak bir dil kullanmalarının, tek ses olmalarının zorunluluğu, aday ülkeler ile uyum sürecinin ve diğer ülkelerle ilişkilerin Birliğin enerji alanındaki kazanımlarına uygun olarak yönetilmesinin yaşamsal önem taşıdığı vurgulanmakta, ortak enerji politikasının öncelikli amaçları, başta gaz ve elektrik olmak üzere enerji iç piyasasının sorunsuz işletilmesi, stratejik arz güvenliği, enerji üretiminin ve tüketiminin yol açtığı sera gazı salımlarında somut azalışların kaydedilmesi vb. başlıklar altında sıralanmaktadır.

Avrupa Birliği, ekonomik, sosyal, çevresel ve kurumsal sürdürülebilirliği amaçlayan uzun dönemli stratejiler geliştirmekte, uygulanan politikaların başarımı izlenerek, güncellemeler yapılmaktadır. Halen, Avrupa Birliği’nin enerji ile doğrudan ve/veya dolaylı yollardan ilişkilendirilebilecek çeşitli konu başlıklarında önemli temel sorunları bulunmaktadır. Küresel ölçekte gelişmiş ekonomilerin belirgin ağırlığa sahip olduğu Topluluğun, enerji kaynaklarının güvenli arzı, enerji dışalım bağımlılığı, enerji iç piyasasının etkin ve rekabetçi işleyişi, iklim değişikliği, enerjiye güvenilir, teknik ve ekonomik erişilebilirlik vb. diğer konularda ciddi duyarlılıkları söz konusudur. Büyük bir amacın ürünü olan Avrupa Birliği’nin ortak enerji politikası, fosil yakıtlardan (özellikle petrol ve gaz) nükleer enerjiye, yenilenebilir kaynaklardan elektrik enerjisine kadar olası alt başlıkların tümünü kapsamakta, güvenilir, rekabetçi ve sürdürülebilir niteliklerde enerji arzının yanında, enerji gereksinimi çok düşük, bilim ve teknoloji odaklı ekonomilerin yaşama geçirilmesini hedefleyen önemli girişimlerin yapılabilmesine, yapısal değişimlere zemin hazırlamaktadır.

Topluluğun düşük nüfus artışlarıyla uyumlu belirli bir tüketim olgunluğuna ve doygunluğa ulaşmış enerji talep yapısı, enerjinin etkin ve verimli kullanılmasına yönelik süreklilik içeren kazanımlar, enerji yoğun sınai üretim faaliyetlerinin bırakılması veya gelişmekte olan ülkelere kaydırılması, teknoloji yoğun üretim alanlarına odaklanma, hizmetler sektörünün daha fazla geliştirilmesine yönelik tercihler vb. diğer hususların, enerji ile ilgili eylem planlarının başarımına doğrudan ve/veya dolaylı katkılar sağlaması beklenmektedir.

4. AB Üyesi Ülkelerin Enerji Dışalım Bağımlılığındaki Eğilimler

Bölgeler ile ülkeler ayrımında, ekonomik, sosyal, kültürel, coğrafi, siyasi, ticari vb. diğer etmenlerin belirleyici roller üstlendiği toplam birincil enerji arzı, izleyen eşitlik kullanılarak hesaplanmaktadır: Kömür, gaz, petrol, nükleer, hidrolik ve diğer yenilenebilir kaynaklar ile atıkları kapsayan, ton petrol eşdeğeriyle (toe) ifade edilen Toplam Birincil Enerji Arzı (TBEA) = Ulusal kaynaklara dayalı toplam birincil enerji üretimi (TBEÜ) + Toplam net enerji ithalatı – Toplam net enerji ihracatı – Uluslararası deniz ve hava taşımacılığına yönelik enerji tüketimi $\pm$ Toplam net enerji stok değişimleri (stoklardaki azalış +, artış – olarak ifade edilmektedir).

Sunulan çalışmada, 1971-2006 döneminde genel enerji öz yeterlilik düzeylerinde kaydedilen değişikliklerin tümü, yıllar itibariyle ayrıntılı olarak belirlenmiştir. Buna karşın, Avrupa Birliği üyesi ülkelerin yanı sıra ilgili görülerek seçilen diğer ülkeler ile bölgelerin, 1971-2006 dönemini kapsayan otuz beş yıllık süreçte, genel enerji öz yeterlilik (genel enerji dışalım bağımlılık) düzeylerindeki eğilimler, karşılaştırılabilirlik sağlayabilmek amacıyla yalnızca belirli yıllar için özetlenerek, Tablo 1’de sunulmuştur. Tabloda yer alan değerler, ilgili ülkelerin toplam birincil enerji arz gereksinimlerini ulusal kaynaklarından karşılayabilme düzeylerini göstermektedir. Anılan değerin bire yaklaşması, ilgili bölge veya ülkenin genel enerji öz yeterlilik düzeyinin önemli ölçüde yükseldiğini, başka bir deyişle enerji dışalım gereksiniminin azaldığını ortaya koymaktadır. Bu bağlamda, bazı ülkelerde genel enerji ile fosil yakıtlar ayrımındaki bağımlılık düzeylerine ilişkin tavsiye edilen değerlerin bulunduğunu vurgulamakta yarar görülmektedir.

Enerji arz güvenliği, enerji dışalım bağımlılığı, rekabet ile ekonomik, sosyal, çevresel ve kurumsal sürdürülebilirlik başlıklarında ciddi kaygıları bulunan Avrupa Birliği, günümüzde Amerika Birleşik Devletleri’nden sonra gelen ikinci en büyük enerji tüketicisi konumundadır. Enerji tüketimine ilişkin mevcut eğilimler dikkate alındığında, halen Avrupa Birliği’nin toplam birincil enerji gereksiniminin ancak yüzde 48’ini öz kaynaklarından karşılayabildiği, başka bir deyişle genel enerji dışalım bağımlılığının yüzde 52 düzeyinde olduğu görülmekte, enerji talebindeki büyümenin benzer şekilde sürmesi durumunda, genel enerji dışalım bağımlılığının 2030 yılında yüzde 70’lere çıkması beklenmektedir.

Tablo 1. 1971-2006 döneminde genel enerji öz yeterlilik düzeylerindeki gelişmeler.

Ülkeler	1971	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2004	2006
Almanya	0,570	0,544	0,516	0,581	0,524	0,424	0,394	0,394	0,392
Avusturya	0,390	0,386	0,328	0,325	0,324	0,322	0,337	0,302	0,290
Belçika	0,171	0,187	0,172	0,313	0,274	0,236	0,253	0,249	0,254
Danimarka	0,017	0,029	0,048	0,251	0,563	0,777	1,432	1,540	1,413
Finlandiya	0,273	0,220	0,279	0,399	0,421	0,451	0,464	0,421	0,482
Fransa	0,297	0,261	0,272	0,453	0,494	0,533	0,511	0,499	0,503
Hollanda	0,724	1,193	1,100	1,073	0,902	0,907	0,749	0,819	0,759
İngiltere	0,520	0,569	0,983	1,168	0,980	1,151	1,165	0,967	0,808
İrlanda	0,202	0,241	0,224	0,323	0,336	0,382	0,152	0,124	0,103
İspanya	0,242	0,229	0,230	0,369	0,379	0,306	0,254	0,229	0,217
İsveç	0,204	0,299	0,397	0,567	0,624	0,625	0,633	0,645	0,639
İtalya	0,183	0,178	0,150	0,174	0,171	0,183	0,163	0,155	0,149
Lüksemburg	0,001	0,002	0,008	0,010	0,009	0,014	0,016	0,016	0,017
Portekiz	0,213	0,167	0,144	0,171	0,197	0,160	0,152	0,147	0,170
Yunanistan	0,228	0,240	0,235	0,378	0,414	0,395	0,358	0,338	0,322
AB-15 Ülkeleri (1951-1995 süreci)									
Çek Cumhuriyeti	0,876	0,923	0,873	0,863	0,819	0,775	0,741	0,755	0,726
Estonya	..	..	..	..	0,530	0,618	0,649	0,688	0,728
Güney Kıbrıs	0,014	0,011	0,007	0,006	0,004	0,021	0,018	0,020	0,020
Letonya	..	..	..	..	0,143	0,311	0,377	0,420	0,400
Litvanya	..	..	..	..	0,304	0,437	0,469	0,564	0,408
Macaristan	0,621	0,546	0,509	0,548	0,502	0,524	0,451	0,388	0,374
Malta	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Polonya	1,150	1,121	0,994	1,008	0,995	0,996	0,890	0,860	0,797
Slovakya	0,189	0,155	0,175	0,226	0,248	0,283	0,356	0,351	0,354
Slovenya	..	..	..	..	0,521	0,474	0,481	0,482	0,461
AB-25 Ülkeleri (2004 yılı genişlemesi)									
Bulgaristan	0,297	0,262	0,270	0,307	0,334	0,439	0,529	0,541	0,535
Romanya	1,016	0,964	0,806	0,836	0,653	0,695	0,779	0,728	0,697
AB-27 Ülkeleri (2007 yılı genişlemesi)									
Hırvatistan	..	..	..	..	0,565	0,585	0,459	0,438	0,463
Makedonya	..	..	..	..	0,535	0,656	0,566	0,569	0,526
Türkiye	0,706	0,607	0,544	0,555	0,488	0,429	0,336	0,295	0,280
Aday Ülkeler									
İsviçre	0,172	0,287	0,339	0,411	0,392	0,434	0,441	0,438	0,431
Norveç	0,446	1,092	2,964	3,581	5,558	7,746	8,809	8,139	8,545
Diğer Ülkeler									
Bölgele r									
AB-27	..	..	..	..	0,568	0,577	0,550	0,514	0,484
OECD Avrupa	0,485	0,511	0,566	0,663	0,635	0,672	0,656	0,618	0,581
OECD Kuzey Amerika	0,920	0,880	0,908	0,961	0,937	0,902	0,841	0,831	0,839
OECD Pasifik	0,288	0,295	0,309	0,428	0,419	0,421	0,458	0,463	0,482
OECD Ülkeleri Toplamı	0,694	0,679	0,713	0,785	0,755	0,749	0,718	0,700	0,694
OECD Dışı Ülkeler Toplamı	1,618	1,557	1,450	1,268	1,304	1,327	1,351	1,332	1,321

Kaynak: [3-10] verileri temel alınarak hesaplanmıştır.

5. Seçilmiş Ülkeler ile Türkiye'nin Temel Enerji Göstergelerindeki Gelişmeler

Ekonomik, finansal, yapısal, demografik vb. diğer değişkenler ile birlikte, enerji üretim, arz ve talep miktarlarını temel alan enerji göstergeleri, geçmişteki eğilimleri irdelemek, enerji zincirinin konumunu değerlendirmek, gelişmeleri sayısal olarak ifade edebilmek, olası hedefleri tanımlayabilmek, karşılaştırmalar yapabilmek vb. diğer açılardan büyük önem taşımaktadır.

Enerji öz yeterlilik düzeyinin belirlenmesine, başka bir deyişle enerji dışalım bağımlılığına yönelik analizlerde, ülkelerin genel enerji dışa bağımlılık düzeyleri öne çıkmakla birlikte, fosil yakıt türleri ile elektrik enerjisi ayrımlarındaki öz yeterlilik düzeylerinin karşılaştırmalı izlenmesinde, bölgesel/küresel dengeler gözetilerek ulusal enerji stratejileri ile politikalarının yönlendirilmesinde zorunluluklar bulunmaktadır.

Avrupa Birliği üyesi ülkeler, enerji üretim ve tüketim dinamiklerinin yanı sıra demografik, ekonomik vb. diğer ölçütler göz önüne alınarak çalışma kapsamında irdelenmiş, birincil kaynakların toplam enerji arzı ile toplam elektrik üretiminde üstlendikleri rollerde gözlenen değişiklikler, seçilmiş ülkeler olan Almanya, Fransa, İngiltere, İspanya, İtalya ve Polonya ile Türkiye özelinde karşılaştırılmış, anılan ülkelerin genel enerji ile fosil yakıt öz yeterlilik düzeylerinde kaydedilen gelişmeler, eğilimler ayrıntılı olarak verilmiştir. Almanya, Fransa, İngiltere, İspanya, İtalya ve Polonya ile Türkiye'nin, bu çalışma çerçevesinde öne çıkan temel enerji göstergeleri ile dönemler itibarıyla hesaplanan ortalama yıllık büyüme oranları, Tablo 2'de özetlenmiştir.

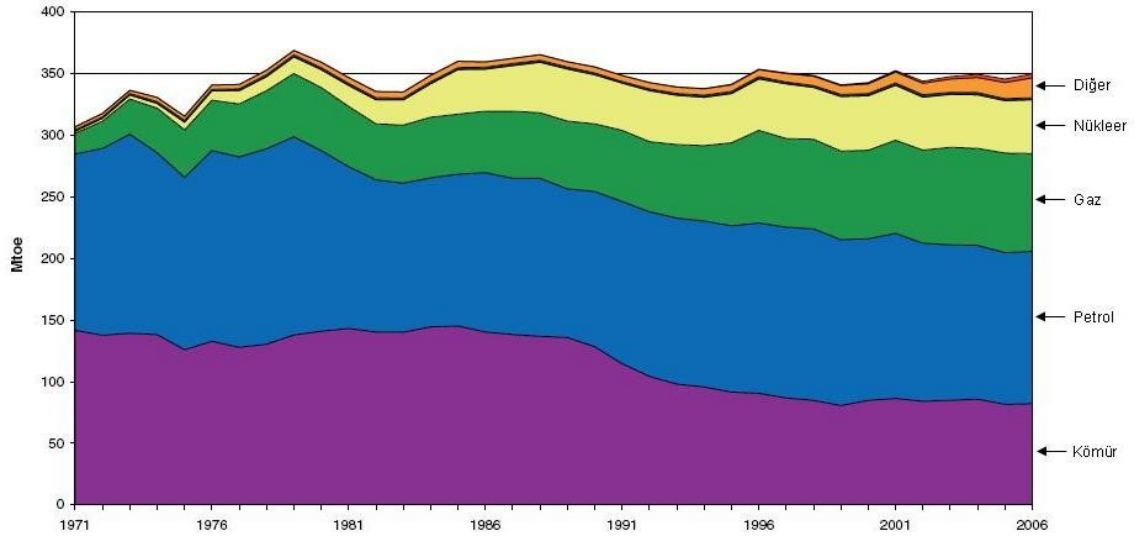
Avrupa Birliği üyesi her ülke ulusal enerji kaynaklarını değerlendirmek, toplam birincil enerji arzı ile toplam elektrik enerjisi üretimindeki kaynak bileşimini serbestçe belirleyebilme olanağına sahip olmakla birlikte, anılan seçimlerin Avrupa'nın enerji güvenliğine yüklediği olası maliyetler ile risklerin önemi giderek büyüdüğünden, Topluluk düzeyinde sağlıklı ve sürdürülebilir bir eşgüdümün sağlanmasına yönelik eğilimler daha da güçlenmektedir. Bu bağlamda, ülkelerin sahip oldukları farklı birincil enerji kaynakları göz önüne alınarak, bunların Avrupa Birliği'nin sürdürülebilirlik, rekabet ve arz güvenliği önceliklerine olası etkileri irdelenmekte, nükleer enerjinin gelecekte üstlenebileceği roller tartışılmakta, bütün halinde Avrupa'nın enerji bileşimine ilişkin stratejik hedeflerin kesin ve açık olarak belirlenmesine, bir çerçeve oluşturulmasına çalışılmaktadır.

Tablo 2. Seçilmiş ülkeler ile Türkiye'nin temel enerji göstergeleri ve büyüme eğilimleri.

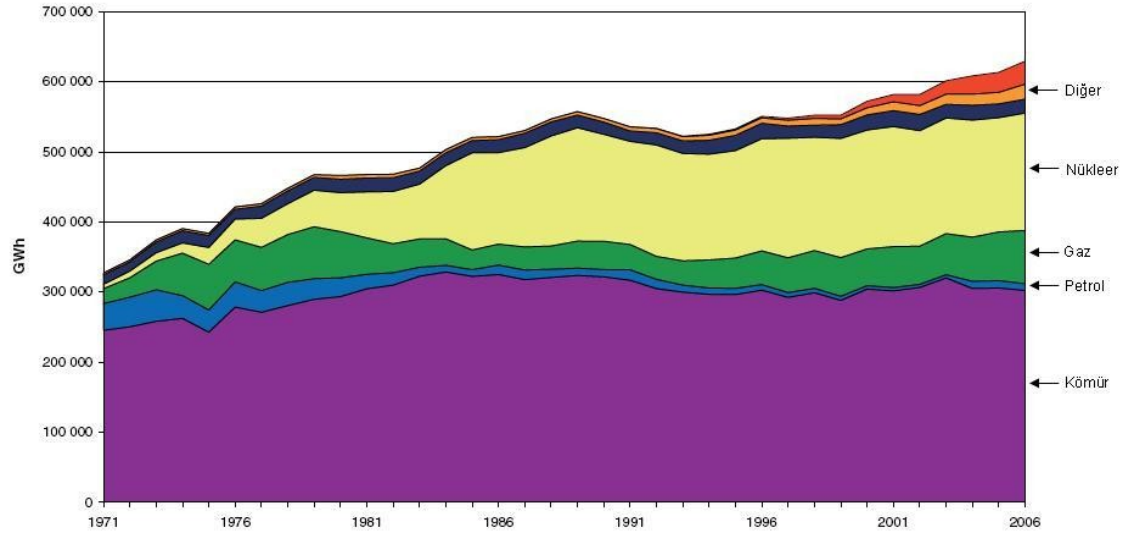
Ülkeler	Temel Göstergeler	1971	1980	1990	2000	2006	1971-1990 Artış (%)	1990-2006 Artış (%)	1971-2006 Artış (%)
Almanya	Toplam Birincil Enerji Arzı (Mtoe)	307,60	359,95	355,65	343,16	348,56	0,77	-0,13	0,36
	Toplam Elektrik Tüketimi (TWh)	318,30	453,88	527,41	545,51	590,98	2,69	0,71	1,78
	Nüfus (milyon)	78,35	78,30	79,36	82,19	82,37	0,07	0,23	0,14
	TBEA / Nüfus (toe/kişi)	3,926	4,597	4,481	4,175	4,232	0,70	-0,36	0,21
	TET / Nüfus (kWh/kişi)	4.063	5.796	6.646	6.637	7.175	2,62	0,48	1,64
Fransa	Toplam Birincil Enerji Arzı (Mtoe)	160,11	193,67	227,60	258,21	272,67	1,87	1,14	1,53
	Toplam Elektrik Tüketimi (TWh)	144,12	243,92	347,59	440,89	479,33	4,74	2,03	3,49
	Nüfus (milyon)	52,41	55,11	58,17	60,75	63,20	0,55	0,52	0,54
	TBEA / Nüfus (toe/kişi)	3,055	3,514	3,913	4,250	4,315	1,31	0,61	0,99
	TET / Nüfus (kWh/kişi)	2.750	4.426	5.975	7.257	7.585	4,17	1,50	2,94
İngiltere	Toplam Birincil Enerji Arzı (Mtoe)	211,06	201,33	212,28	233,86	231,13	0,03	0,53	0,26
	Toplam Elektrik Tüketimi (TWh)	237,82	263,77	306,65	360,10	374,85	1,35	1,26	1,31
	Nüfus (milyon)	55,93	56,33	57,24	58,89	60,53	0,12	0,35	0,23
	TBEA / Nüfus (toe/kişi)	3,774	3,574	3,709	3,971	3,818	-0,09	0,18	0,03
	TET / Nüfus (kWh/kişi)	4.252	4.683	5.358	6.115	6.192	1,22	0,91	1,08
İspanya	Toplam Birincil Enerji Arzı (Mtoe)	43,19	68,56	91,21	124,66	144,56	4,01	2,92	3,51
	Toplam Elektrik Tüketimi (TWh)	52,53	99,14	137,46	209,65	273,81	5,19	4,40	4,83
	Nüfus (milyon)	34,33	37,67	39,01	40,26	44,07	0,67	0,77	0,72
	TBEA / Nüfus (toe/kişi)	1,258	1,820	2,338	3,096	3,280	3,32	2,14	2,78
	TET / Nüfus (kWh/kişi)	1.530	2.632	3.524	5.207	6.213	4,49	3,61	4,09
İtalya	Toplam Birincil Enerji Arzı (Mtoe)	106,57	132,24	148,07	173,28	184,17	1,75	1,37	1,58
	Toplam Elektrik Tüketimi (TWh)	116,41	175,22	235,10	301,79	339,18	3,77	2,32	3,10
	Nüfus (milyon)	54,07	56,43	56,72	56,94	58,86	0,25	0,23	0,24
	TBEA / Nüfus (toe/kişi)	1,971	2,343	2,611	3,043	3,129	1,49	1,14	1,33
	TET / Nüfus (kWh/kişi)	2.153	3.105	4.145	5.300	5.762	3,51	2,08	2,85
Polonya	Toplam Birincil Enerji Arzı (Mtoe)	86,30	123,02	99,87	89,39	97,72	0,77	-0,14	0,36
	Toplam Elektrik Tüketimi (TWh)	64,12	109,44	124,71	124,58	136,74	3,56	0,58	2,19
	Nüfus (milyon)	32,80	35,58	38,03	38,26	38,13	0,78	0,02	0,43
	TBEA / Nüfus (toe/kişi)	2,631	3,458	2,626	2,337	2,563	-0,01	-0,15	-0,08
	TET / Nüfus (kWh/kişi)	1.955	3.076	3.279	3.256	3.586	2,76	0,56	1,75
Türkiye	Toplam Birincil Enerji Arzı (Mtoe)	19,57	31,48	52,94	76,87	94,00	5,38	3,65	4,59
	Toplam Elektrik Tüketimi (TWh)	8,80	21,79	50,13	104,52	149,83	9,59	7,08	8,44
	Nüfus (milyon)	36,22	44,44	56,20	67,46	72,97	2,34	1,65	2,02
	TBEA / Nüfus (toe/kişi)	0,541	0,709	0,942	1,140	1,288	2,97	1,98	2,51
	TET / Nüfus (kWh/kişi)	243	490	892	1.549	2.053	7,09	5,35	6,29

Kaynak: [3-10] verileri temel alınarak hazırlanmıştır.

Enerji kaynaklarının Almanya'nın toplam birincil enerji arzı ile toplam elektrik üretiminde üstlendiği roller, sırasıyla Şekil 1 ve Şekil 2'de gösterilmiş, genel enerji ile fosil yakıt öz yeterlilik düzeylerindeki gelişmeler ise Tablo 3'te verilmiştir. Anılan unsurlar; Fransa için Şekil 3, Şekil 4 ve Tablo 4'te, İngiltere için Şekil 5, Şekil 6 ve Tablo 5'te, İspanya için Şekil 7, Şekil 8 ve Tablo 6'da, İtalya için Şekil 9, Şekil 10 ve Tablo 7'de, Polonya için Şekil 11, Şekil 12 ve Tablo 8'de, Türkiye için Şekil 13, Şekil 14 ve Tablo 9'da sunulmuştur.



Şekil 1. Almanya'nın toplam birincil enerji arzında kaynakların rolü [11].

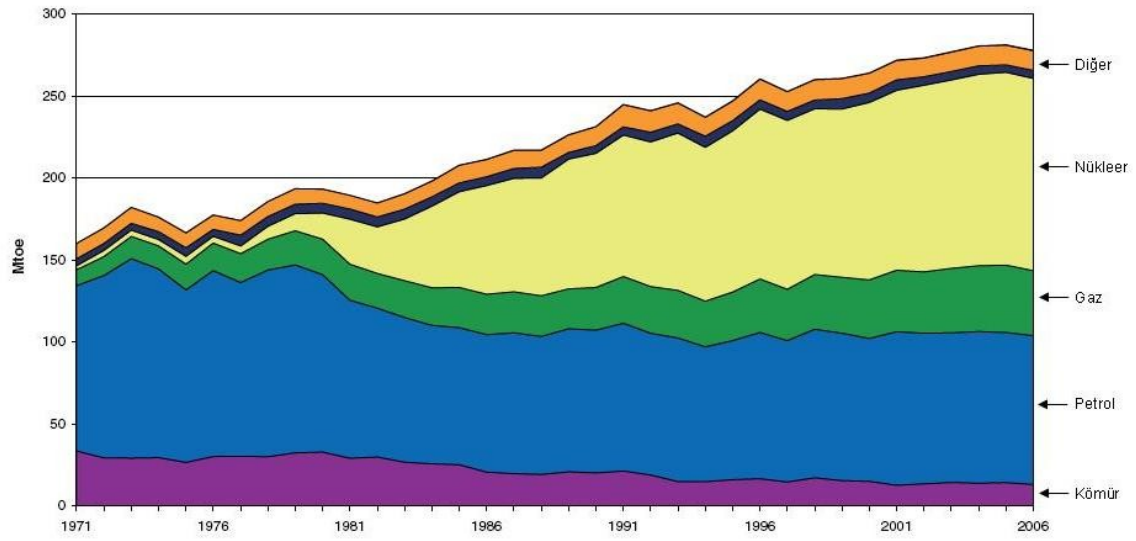


Şekil 2. Almanya'nın toplam elektrik üretiminde birincil kaynakların rolü [12].

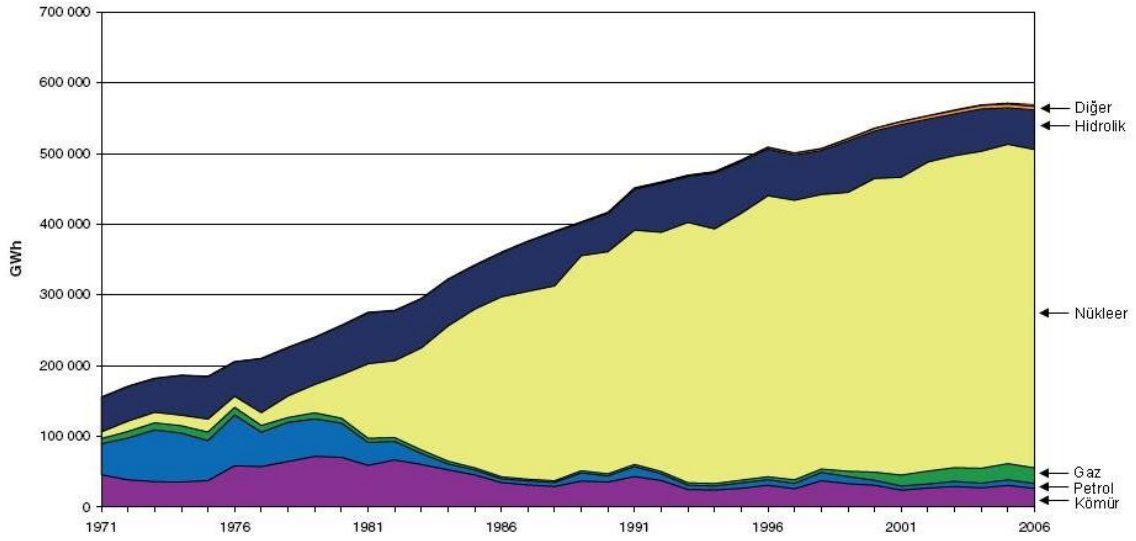
Tablo 3. Almanya'nın genel enerji ile fosil yakıt öz yeterlilik düzeylerindeki eğilimler.

Öz Yeterlilik Düzeyi	1971	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2006
Genel enerji	0,570	0,544	0,516	0,581	0,524	0,424	0,394	0,392
Kömür	1,058	1,106	1,015	0,999	0,947	0,862	0,715	0,649
Petrol	0,054	0,042	0,039	0,046	0,037	0,026	0,030	0,037
Gaz	0,724	0,412	0,318	0,321	0,246	0,224	0,220	0,177

Kaynak: [3-10] verileri temel alınarak hesaplanmıştır.



Şekil 3. Fransa'nın toplam birincil enerji arzında kaynakların rolü [13].

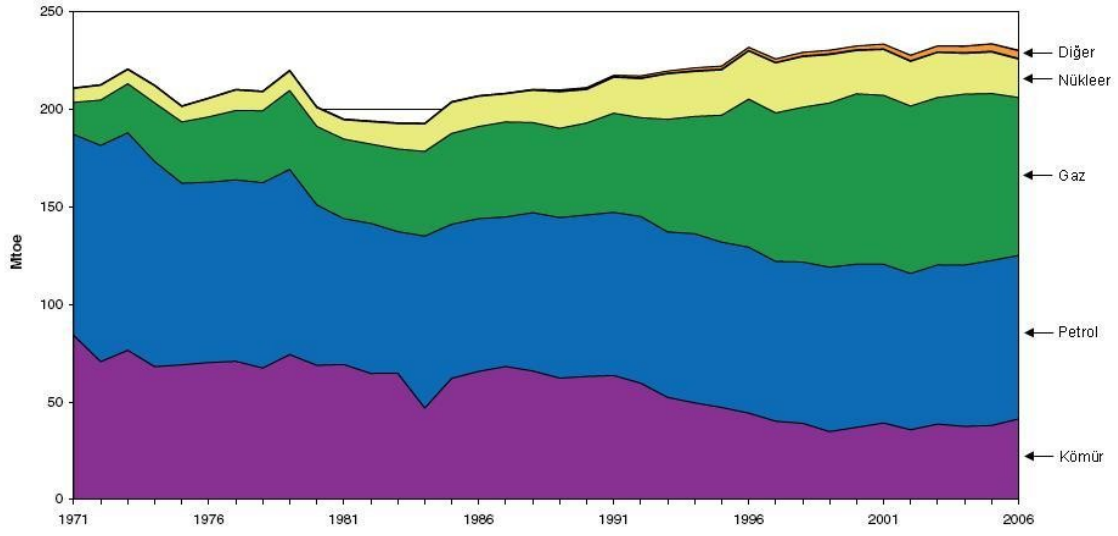


Şekil 4. Fransa'nın toplam elektrik üretiminde birincil kaynakların rolü [14].

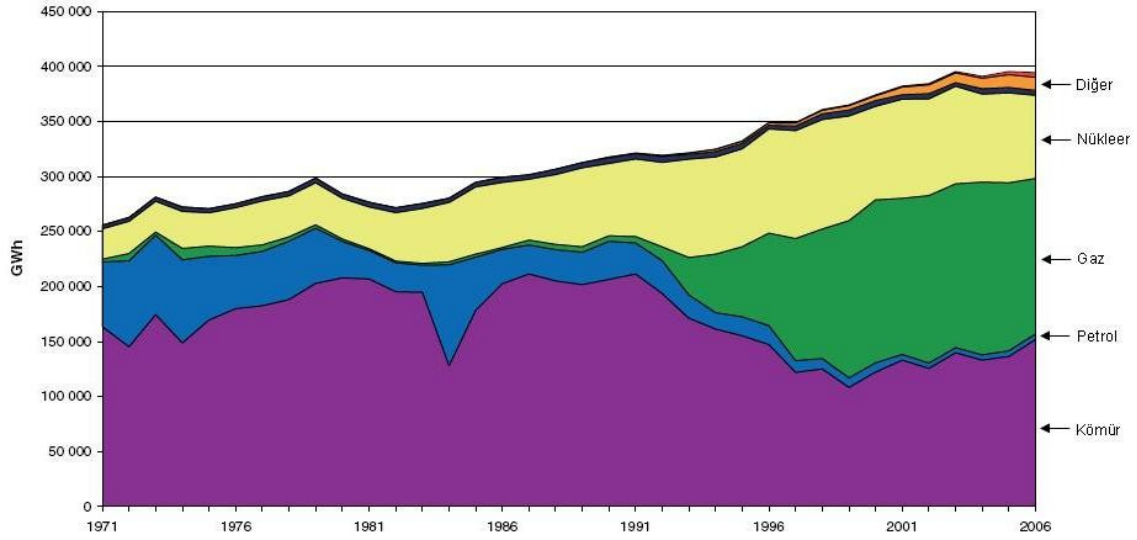
Tablo 4. Fransa'nın genel enerji ile fosil yakıt öz yeterlilik düzeylerindeki eğilimler.

Öz Yeterlilik Düzeyi	1971	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2006
Genel enerji	0,297	0,261	0,272	0,453	0,494	0,533	0,511	0,503
Kömür	0,685	0,617	0,407	0,433	0,408	0,374	0,165	0,021
Petrol	0,025	0,018	0,021	0,039	0,040	0,035	0,021	0,012
Gaz	0,622	0,393	0,292	0,183	0,097	0,094	0,042	0,027

Kaynak: [3-10] verileri temel alınarak hesaplanmıştır.



Şekil 5. İngiltere'nin toplam birincil enerji arzında kaynakların rolü [15].

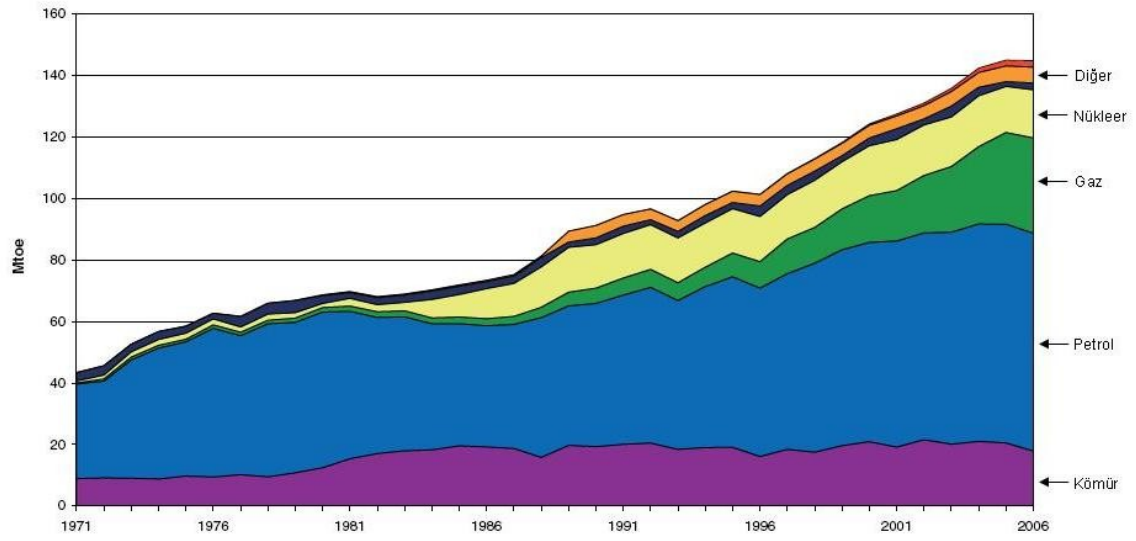


Şekil 6. İngiltere'nin toplam elektrik üretiminde birincil kaynakların rolü [16].

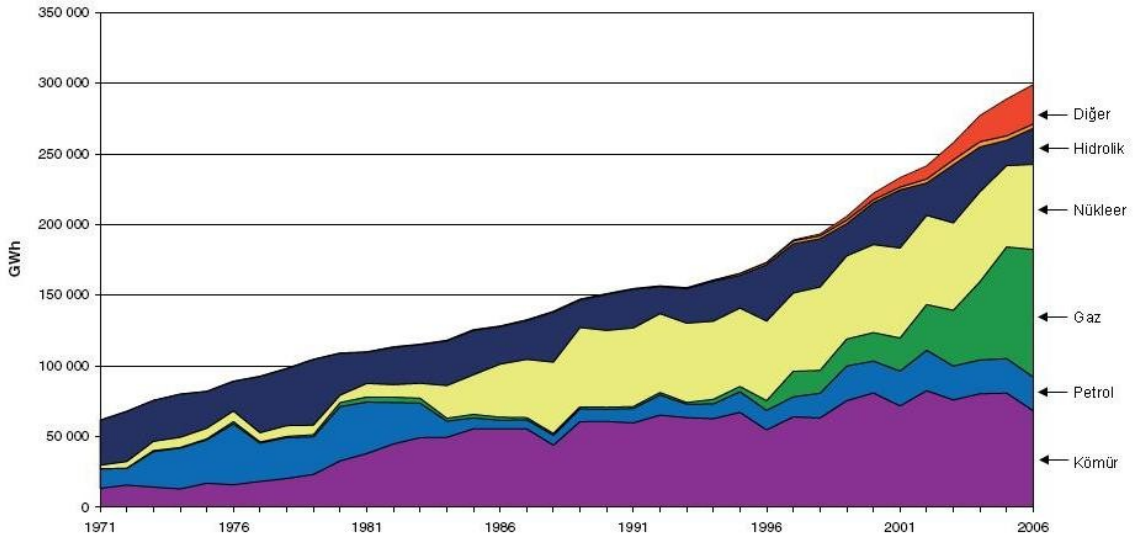
Tablo 5. İngiltere'nin genel enerji ile fosil yakıt öz yeterlilik düzeylerindeki eğilimler.

Öz Yeterlilik Düzeyi	1971	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2006
Genel enerji	0,520	0,569	0,983	1,168	0,980	1,151	1,165	0,808
Kömür	1,029	1,072	1,075	0,866	0,850	0,680	0,502	0,259
Petrol	0,002	0,019	1,004	1,676	1,151	1,610	1,574	0,955
Gaz	0,954	0,976	0,777	0,766	0,867	0,978	1,116	0,888

Kaynak: [3-10] verileri temel alınarak hesaplanmıştır.



Şekil 7. İspanya'nın toplam birincil enerji arzında kaynakların rolü [17].

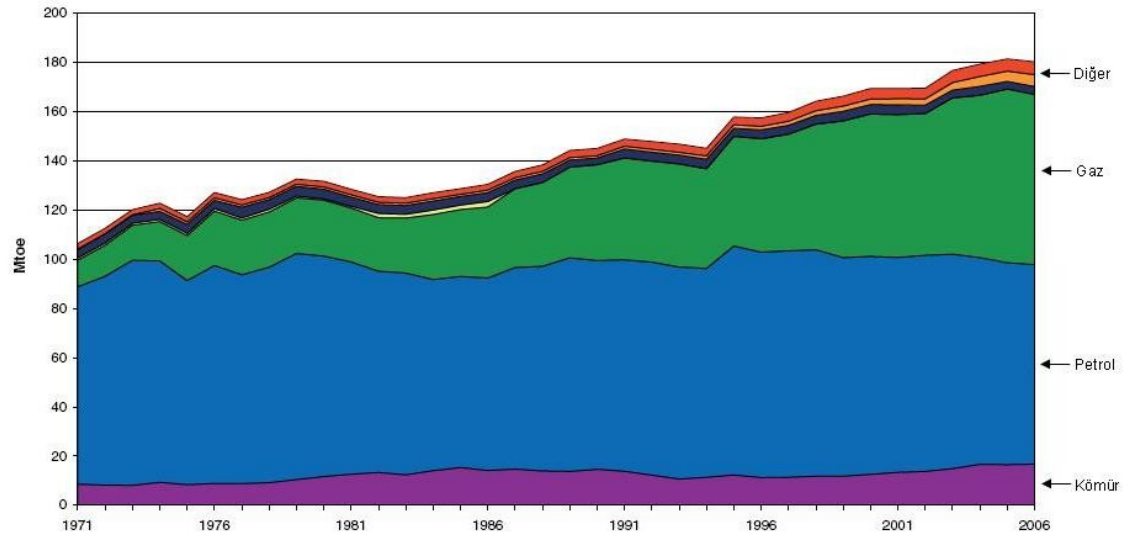


Şekil 8. İspanya'nın toplam elektrik üretiminde birincil kaynakların rolü [18].

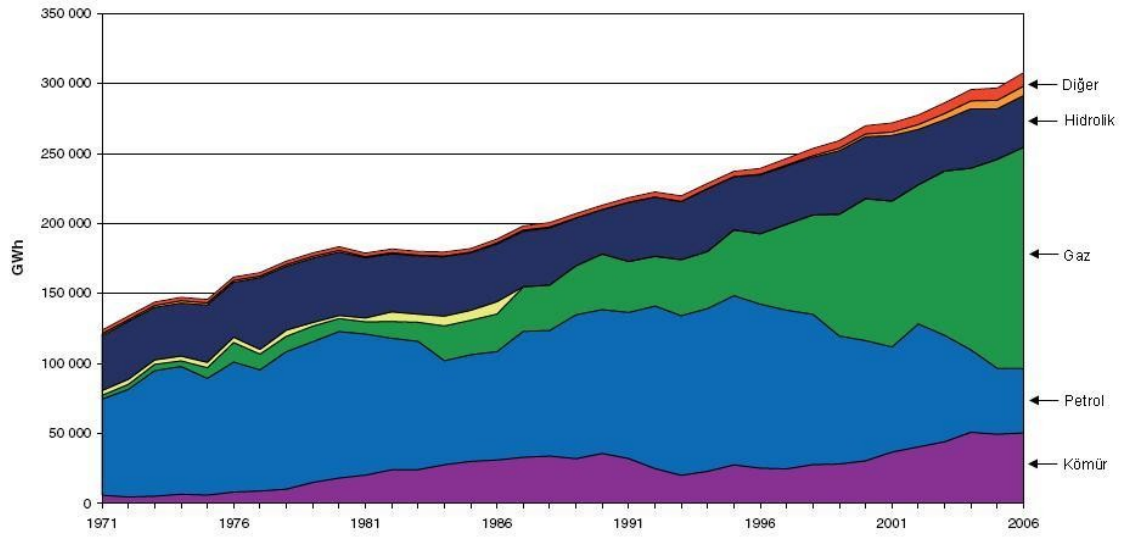
Tablo 6. İspanya'nın genel enerji ile fosil yakıt öz yeterlilik düzeylerindeki eğilimler.

Öz Yeterlilik Düzeyi	1971	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2006
Genel enerji	0,242	0,229	0,230	0,369	0,379	0,306	0,254	0,217
Kömür	0,773	0,699	0,791	0,684	0,609	0,534	0,381	0,339
Petrol	0,004	0,053	0,035	0,061	0,025	0,015	0,004	0,002
Gaz	0,004	0,001	0,000	0,107	0,256	0,049	0,010	0,002

Kaynak: [3-10] verileri temel alınarak hesaplanmıştır.



Şekil 9. İtalya'nın toplam birincil enerji arzında kaynakların rolü [19].

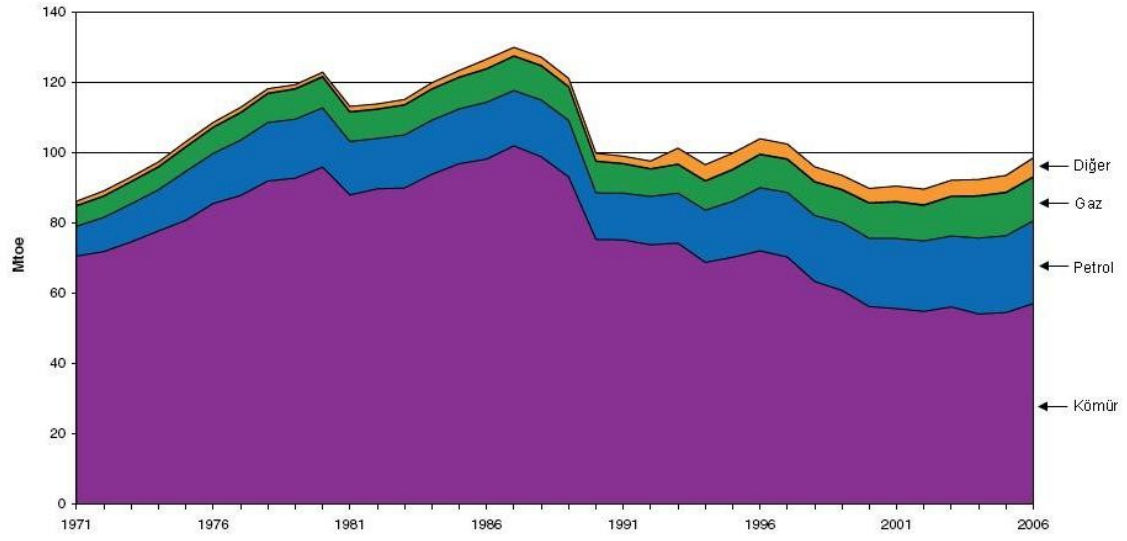


Şekil 10. İtalya'nın toplam elektrik üretiminde birincil kaynakların rolü [20].

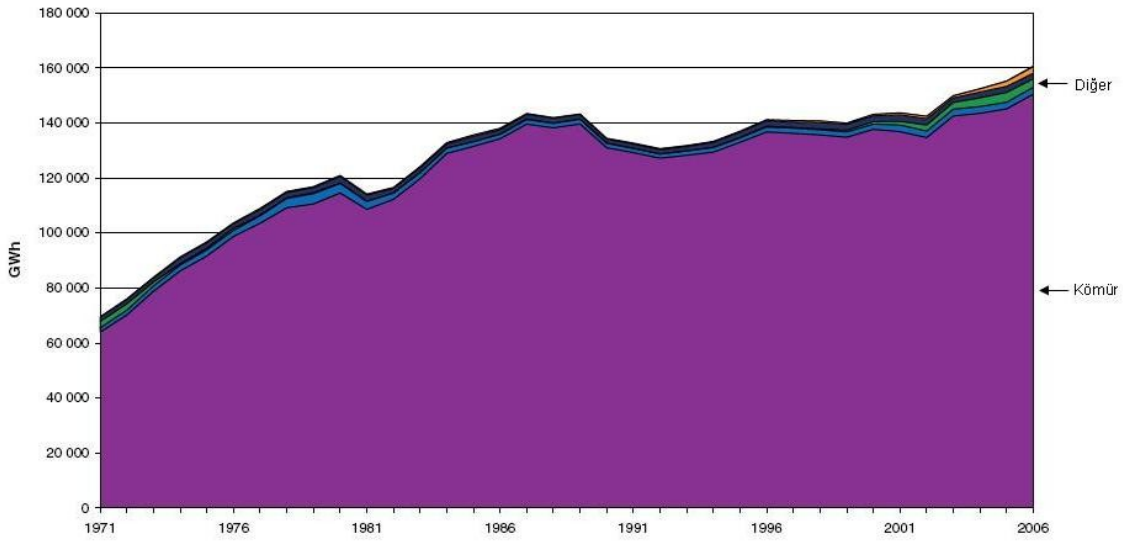
Tablo 7. İtalya'nın genel enerji ile fosil yakıt öz yeterlilik düzeylerindeki eğilimler.

Öz Yeterlilik Düzeyi	1971	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2006
Genel enerji	0,183	0,178	0,150	0,174	0,171	0,183	0,163	0,149
Kömür	0,060	0,041	0,028	0,031	0,019	0,004	0,000	0,001
Petrol	0,016	0,013	0,019	0,030	0,053	0,058	0,053	0,075
Gaz	1,016	0,657	0,452	0,424	0,360	0,366	0,235	0,130

Kaynak: [3-10] verileri temel alınarak hesaplanmıştır.



Şekil 11. Polonya'nın toplam birincil enerji arzında kaynakların rolü [21].

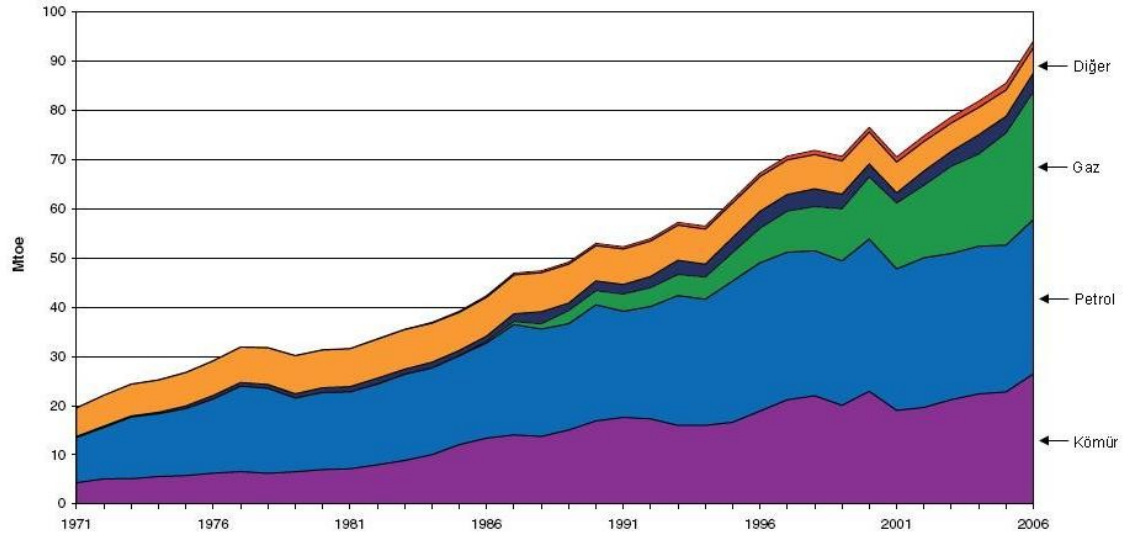


Şekil 12. Polonya'nın toplam elektrik üretiminde birincil kaynakların rolü [22].

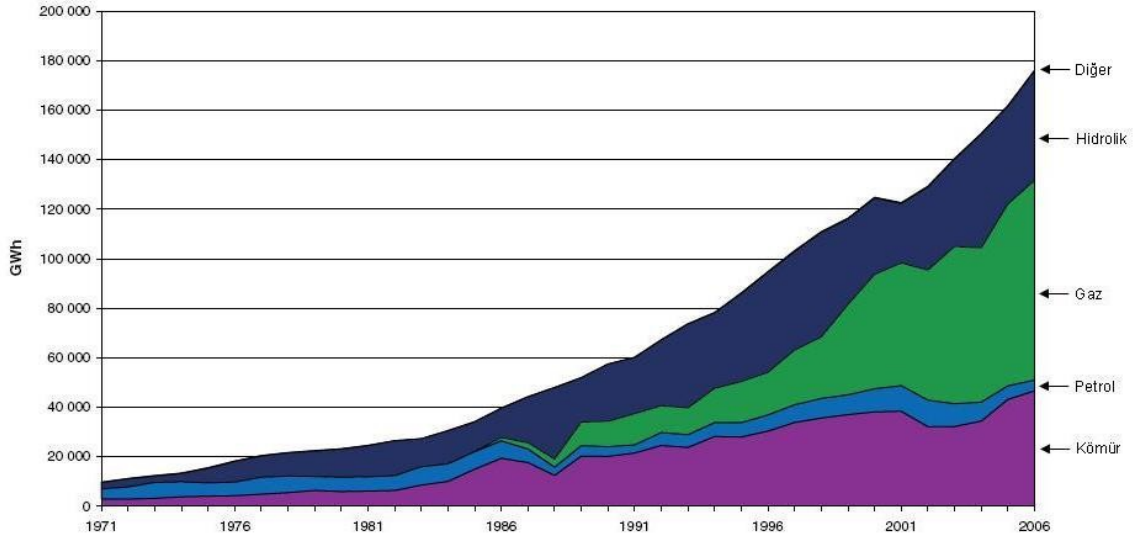
Tablo 8. Polonya'nın genel enerji ile fosil yakıt öz yeterlilik düzeylerindeki eğilimler.

Öz Yeterlilik Düzeyi	1971	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2006
Genel enerji	1,150	1,121	0,994	1,008	0,995	0,996	0,890	0,797
Kömür	1,314	1,345	1,208	1,217	1,253	1,295	1,266	1,182
Petrol	0,047	0,040	0,020	0,013	0,013	0,023	0,037	0,035
Gaz	0,794	0,705	0,518	0,463	0,266	0,352	0,333	0,314

Kaynak: [3-10] verileri temel alınarak hesaplanmıştır.



Şekil 13. Türkiye'nin toplam birincil enerji arzında kaynakların rolü [23].



Şekil 14. Türkiye'nin toplam elektrik üretiminde birincil kaynakların rolü [24].

Tablo 9. Türkiye'nin genel enerji ile fosil yakıt öz yeterlilik düzeylerindeki eğilimler.

Öz Yeterlilik Düzeyi	1971	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2006
Genel enerji	0,706	0,607	0,544	0,555	0,488	0,429	0,336	0,280
Kömür	0,978	0,992	0,881	0,885	0,732	0,727	0,545	0,495
Petrol	0,384	0,232	0,145	0,117	0,153	0,121	0,088	0,068
Gaz	0,000	0,000	0,000	1,000	0,061	0,026	0,042	0,029

Kaynak: [3-10] verileri temel alınarak hesaplanmıştır.

6. AB Enerji Güvenliği ve Dayanışma Eylem Planı

Güvenlik ve dayanışma, enerji politikalarının etkinliğine doğrudan ve/veya dolaylı katkılarda bulunan ana etmenler arasındadır. Bu bağlamda Avrupa Birliği, enerji dışalım bağımlılığının azaltılması ve enerji arz güvenliğinin artırılması amacıyla, ortak enerji politikasını güvenlik ve dayanışmayı güçlendirecek şekilde kurgulamış, temel öncelikler ile olanaklar dahilinde, üye ölkelerin sürece aktif katkılar yapmalarını öngörmüştür.

Avrupa Konseyi tarafından Mart 2007’de onaylanan, Avrupa Birliği’nin yeni enerji ve çevre politikası kapsamında, Topluluğun temel enerji hedefleri arasında yer alan sürdürülebilirlik, rekabet ve arz güvenliği başlıklarında geleceğe yönelik siyasi gündem belirlenerek, öngörölen hedeflerin gerçekleştirilebilmesi amacıyla “20-20-20” olarak adlandırılan inisiyatif üstlenilmiştir. Avrupa Birliği üyesi ölkeler, anılan inisiyatif doğrutusunda 2020 yılına kadar, özellikle enerji verimliliğine ilişkin kazanımlarla Topluluğun birincil enerji tüketiminde yüzde 20 tasarruf yapılmasını, sera gazı salımlarında yüzde 20 gerileme kaydedilmesini ve yenilenebilir kaynakların enerji tüketimindeki halen yüzde 8,5 olan payının yüzde 20’ye yükseltilmesini hedefleyen önemli bir karar alarak, temel başlıklara ilişkin eylem planlarını benimsemiştir.

Avrupa Komisyonu tarafından gerçekleştirilen “İkinci Stratejik Enerji Gözden Geçirme (Second Strategic Energy Review)” çalışmaları kapsamında “AB Enerji Güvenliği ve Dayanışma Eylem Planı (EU Energy Security and Solidarity Action Plan [COM (2008) 781 final])” başlıklı bildirim [25] hazırlanmıştır. Güvenlik ve dayanışmanın öneminin vurgulandığı “Enerji Güvenliği ve Dayanışma Eylem Planı”, Avrupa Birliği’nin temel enerji hedeflerine ulaşabilmesi amacıyla gerçekleştirilen düzenlemeleri tamamlayıcı niteliklerde olup, öne çıkan beş ana başlık aşağıda belirtilmiştir;

- Birliğin enerji gereksinimini karşılayabilecek altyapının geliştirilmesi, genişletilmesi ve enerji arzında çeşitliliğin sağlanması,
- Diğer ölkelerle olan ilişkilerin enerji odaklı yürütölmesi,
- Petrol ve gaz stoklarının geliştirilmesi, olası krizlere karşı yanıt mekanizmalarının güçlendirilmesi ve çeşitlendirilmesi,
- Enerji verimliliğine ilişkin faaliyetlere yeni bir ivme kazandırılması,
- Üye ölkelerdeki mevcut birincil enerji kaynak potansiyelinin en iyi şekilde kullanılması.

2020 yılı için öngörülen “20-20-20” inisiyatifi kapsamındaki üçlü hedefin önemli bir bileşeni, enerji verimliliğinin artırılmasıdır. Enerjinin etkin ve verimli kullanılmasına yönelik politikaların başarıya ulaşması sonucunda yaratılacak kazanımların, sera gazı salımlarının geriletilmesi hedefine ulaşmayı kolaylaştırması, fosil yakıt ithalat bağımlılığını azaltarak enerji arz güvenliğinin geliştirilmesine olumlu katkılar sağlaması amaçlanmaktadır.

Günümüzde, Avrupa Birliği’nin toplam birincil enerji arzının yarısından fazlası dışalım yoluyla karşılanmakta ve Avrupa’nın yeni enerji politikasının, Topluluğun mevcut enerji görünümünü büyük ölçüde değiştirmesi beklenmektedir. Enerji iç piyasasının etkinliğini artırmaya yönelik yeni yasal düzenlemelerle birlikte, “20-20-20” inisiyatifinden önceki gelişmeler dikkate alındığında beklenen enerji dışalım gereksiniminin oran olarak gerilemesi söz konusudur. Avrupa Birliği enerji ve çevre politikalarının bütünüyle uygulanması durumunda bile, 2020 yılında fosil yakıt dışalım bağımlılığının günümüzdeki düzeylerini koruması beklenmektedir. Enerji güvenliği Avrupa Birliği’nin çok duyarlı olduğu, ortak bir sorun durumundadır. Bu bağlamda, etkili bir dış enerji politikasının geliştirilmesi, temel enerji çıkarlarını korumaya yönelik girişimlerin yoğunlaştırılması, üretici, tüketici veya geçiş ülkesi kimlikleriyle üçüncü ülkelerle ortaklıkların kurulması ve işbirliği olanaklarının derinleştirilmesi için birlikte hareket etme zorunluluğu, ortak payda haline getirilmiştir.

“Üçüncü İç Enerji Piyasası (Third Internal Energy Market)” kanun paketinin kabul edilmesiyle birlikte, daha güvenli, daha sürdürülebilir ve daha teknoloji yoğun bir ekonomik yapıya ulaşılması hedeflenmektedir.

7. Sonuçlar

Toplam birincil enerji arzındaki kaynakların ve bunların tedarik yollarının çeşitlendirilmesi, sınırlı enerji kaynağına sahip olan ve genellikle ithalat bağımlılığı yüksek ülkeler açısından büyük önem taşımaktadır. Coğrafi konumların sunduğu fırsatlar ve/veya riskler ile ilişkili tercih farklılıklarına karşın, ülkeler ayrımında doğru olarak nitelendirilebilecek birincil enerji arz bileşimi, birincil enerji türleri ayrımında kaynak çeşitliliğinin sağlanmasını, bunlara ilişkin tedarik seçeneklerinin özellikle ulusal kaynaklardan ve/veya ülke dışından farklı güzergahlar kullanılarak ve uzun dönemdeki küresel/bölgesel dengeler gözetilerek

kurgulanmasını, genel enerji öz yeterlilik düzeyinin yükseltilmesini, başka bir deyişle enerji dışalım bağımlılığının olabildiğince geriye çekilmesini zorunlu kılmaktadır. Enerji arz güvenliği öncelikleri kapsamında kaynak ve tedarik yolları açılarından çeşitlendirilmiş enerji arz bileşimi, uzun dönemli ulusal enerji stratejilerinin geliştirilebilmesi ve bağlı olarak enerji politikalarının diğer yaşam alanlardaki ulusal politikalarla bütünsellik içinde uygulanabilmesi yönünde yaşamsal işlevler yüklenmektedir.

Çoğunlukla gelişmiş ekonomilerden meydana gelen ve insanlarına sunduğu yaşam koşulları ile küresel ölçekte öne çıkan Avrupa Birliği projesi, enerji güvenliğini ortak sorun olarak değerlendirmekte, enerji alanındaki tüm eğilimlere, gelişmelere karşı duyarlılığını daha da artırmaktadır. Enerji ile ilgili başlıklarda ciddi sorunları bulunan Avrupa Birliği, oluşturulan ortak enerji politikası ekseninde enerji talep yönetimi, enerji verimliliği, yenilenebilir enerji vb. diğer başlıklardaki politikalarıyla, enerji dışalım gereksiniminin azaltılmasını, enerji güvenliğinin artırılmasını hedeflemekte, başta müzakere sürecindeki aday ülkeler olmak üzere, üçüncü ülkelerle ilişkilerini enerji alanındaki önceliklerine, işbirliği olanaklarına göre şekillendirmektedir.

Kaynaklar

- [1] COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES, “*GREEN PAPER: A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy {SEC(2006) 317}*,” [COM(2006) 105 final - not published in the Official Journal], Brussels, 8 March 2006, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0105:FIN:EN:PDF>.
- [2] COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES, Communication from the Commission to the European Council and the European Parliament, “*An energy policy for Europe {SEC(2007) 12}*,” [COM(2007) 1 final - Not published in the Official Journal], Brussels, 10 January 2007, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0001:FIN:EN:PDF>.
- [3] International Energy Agency (IEA), “*Energy Balances of OECD Countries, 2008 Edition*,” OECD/IEA, Paris, 2008.
- [4] International Energy Agency (IEA), “*Energy Balances of Non-OECD Countries, 2008 Edition*,” OECD/IEA, Paris, 2008.
- [5] International Energy Agency (IEA), “*Energy Statistics of OECD Countries, 2008 Edition*,” OECD/IEA, Paris, 2008.
- [6] International Energy Agency (IEA), “*Energy Statistics of Non-OECD Countries, 2008 Edition*,” OECD/IEA, Paris, 2008.

- [7] International Energy Agency (IEA), “*Energy Balances of OECD Countries, 2007 Edition*,” OECD/IEA, Paris, 2007.
- [8] International Energy Agency (IEA), “*Energy Balances of Non-OECD Countries, 2007 Edition*,” OECD/IEA, Paris, 2007.
- [9] International Energy Agency (IEA), “*Energy Statistics of OECD Countries, 2007 Edition*,” OECD/IEA, Paris, 2007.
- [10] International Energy Agency (IEA), “*Energy Statistics of Non-OECD Countries, 2007 Edition*,” OECD/IEA, Paris, 2007.
- [11] International Energy Agency (IEA), “*Total primary energy supply; Germany*,” http://www.iea.org/Textbase/stats/pdf_graphs/DETPES.pdf (Erişim tarihi: 06 Ekim 2009).
- [12] International Energy Agency (IEA), “*Electricity generation by fuel; Germany*,” http://www.iea.org/Textbase/stats/pdf_graphs/DEELEC.pdf (Erişim tarihi: 06 Ekim 2009).
- [13] International Energy Agency (IEA), “*Total primary energy supply; France*,” http://www.iea.org/Textbase/stats/pdf_graphs/FRTPEPES.pdf (Erişim tarihi: 06 Ekim 2009).
- [14] International Energy Agency (IEA), “*Electricity generation by fuel; France*,” http://www.iea.org/Textbase/stats/pdf_graphs/FREELEC.pdf (Erişim tarihi: 06 Ekim 2009).
- [15] International Energy Agency (IEA), “*Total primary energy supply; United Kingdom*,” http://www.iea.org/Textbase/stats/pdf_graphs/GBTPES.pdf (Erişim tarihi: 06 Ekim 2009).
- [16] International Energy Agency (IEA), “*Electricity generation by fuel; United Kingdom*,” http://www.iea.org/Textbase/stats/pdf_graphs/GBELEC.pdf (Erişim tarihi: 06 Ekim 2009).
- [17] International Energy Agency (IEA), “*Total primary energy supply; Spain*,” http://www.iea.org/Textbase/stats/pdf_graphs/ESTPEPES.pdf (Erişim tarihi: 06 Ekim 2009).
- [18] International Energy Agency (IEA), “*Electricity generation by fuel; Spain*,” http://www.iea.org/Textbase/stats/pdf_graphs/ESELEC.pdf (Erişim tarihi: 06 Ekim 2009).
- [19] International Energy Agency (IEA), “*Total primary energy supply; Italy*,” http://www.iea.org/Textbase/stats/pdf_graphs/ITTPES.pdf (Erişim tarihi: 06 Ekim 2009).
- [20] International Energy Agency (IEA), “*Electricity generation by fuel; Italy*,” http://www.iea.org/Textbase/stats/pdf_graphs/ITELEC.pdf (Erişim tarihi: 06 Ekim 2009).
- [21] International Energy Agency (IEA), “*Total primary energy supply; Poland*,” http://www.iea.org/Textbase/stats/pdf_graphs/PLTPES.pdf (Erişim tarihi: 06 Ekim 2009).
- [22] International Energy Agency (IEA), “*Electricity generation by fuel; Poland*,” http://www.iea.org/Textbase/stats/pdf_graphs/PLELEC.pdf (Erişim tarihi: 06 Ekim 2009).
- [23] International Energy Agency (IEA), “*Total primary energy supply; Turkey*,” http://www.iea.org/Textbase/stats/pdf_graphs/TRTPES.pdf (Erişim tarihi: 06 Ekim 2009).
- [24] International Energy Agency (IEA), “*Electricity generation by fuel; Turkey*,” http://www.iea.org/Textbase/stats/pdf_graphs/TREELEC.pdf (Erişim tarihi: 06 Ekim 2009).
- [25] COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, “*Second Strategic Energy Review: An EU Energy Security and Solidarity Action Plan {SEC(2008) 2870} {SEC(2008) 2871} {SEC(2008) 2872}*,” [COM (2008) 781 final - Not published in the Official Journal], Brussels, 13 November 2008, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0781:FIN:EN:PDF>.

ELEKTRİK HİZMETİ KAMU HİZMETİDİR

Yeliz Şanlı*

4628 sayılı kanun çıkarılıncaya kadar, elektrik hizmetinin kamu hizmeti niteliğinde olduğu, gerek olması gereken düzeyinde, gerek kamu hukukunda, gerekse yargı kararlarında tersinin kimse tarafından iddia edilmediği bir saptama idi. Elektrik Piyasası Kanunu ile birlikte, elektrik alanı, “elektrik piyasa”sı olarak nitelendi ve elektrik faaliyetleri, “üretim”, “iletim”, “dağıtım”, “toptan satış”, “perakende satış”, “perakende satış hizmetleri”, “ithalat” ve “ihracat” olmak üzere ayrıştırıldı. Kanun’a göre, elektrik piyasası “elektrik enerjisi ve kapasite alım satımı veya ticareti faaliyetleri ile bu faaliyetlere ilişkin işlemler”dir. “Piyasa”ya giriş ve “piyasa”da faaliyet yürütmek için lisans almak gerekir. Bu bildirinin yanıt bulmak istediği soru, nasıl nitelendirildiğinden bağımsız olarak fakat “piyasa” biçiminde tanımlanmasının ne anlama geldiği sorusunu da dikkate alarak, elektrik hizmeti alanının, gerçekten bir “piyasa” alanı olup olmadığıdır. Zira elektrik hizmetinin, piyasa alanı olmadığı ve kamu hizmeti niteliğinde olduğu ya da tersi yöndeki saptama, elektrik hizmeti üretiminde söz konusu olabilecek muhtemel sorunlara vereceğimiz yanıtları, hukuki açıdan (yargı düzeni, kamu hizmeti ilkeleri, idari sorumluluk gibi) belirleyecek ve müdahale biçimlerini şekillendirecektir. Görüldüğü gibi piyasa-kamu hizmeti şeklinde kurulan bu ikilik, belirli bir kamu hizmeti kavrayışına dayanmakta ve somut olarak elektrik hizmeti üretiminin piyasa özelliklerini dışta bıraktığı ölçüde kamu hizmeti alanı olarak nitelendirilebileceğine işaret etmektedir. Bu nedenle ilkin, dayarılan kamu hizmeti kavrayışı ortaya konulacak ve ardından alana ilişkin hukuki metinler temel alınarak, elektrik hizmetinin kamu hizmeti niteliğinde olduğu ileri sürülecektir.

Kamu hizmeti, “siyasal alanın örgütünce (devletçe) kısmen veya tamamen üretim ilişkileri alanının zorunluluklarından bağışık kılınarak üstlenilen ve kamusal (siyasal) alana dahil edilen faaliyetlerdir”. Konusu, “toplumsal ihtiyaçları karşılayacak mal ve hizmet üretimi”dir. Temel alacağımız bu tanım, Onur Karahanoğulları’nın Kamu Hizmeti adlı kitabında yapılmaktadır.¹ Buna göre, devlet ya da siyasal alanın örgütü tarafından üstlenilen ve toplumsal ihtiyaçları karşılamaya yönelik bir faaliyet olarak (mal ya da hizmet üretimi) kamu hizmeti,² kapitalist toplumsal formasyonda, piyasa özelliklerinin kısmen ya da tamamen geçerli olmadığı nitelikler temelinde kendini gösterir. Zira, kapitalist üretim biçimi, ekonomik

* Asistan, Türkiye ve Orta Doğu Amme İdaresi Enstitüsü.

¹ Onur Karahanoğulları, **Kamu Hizmeti (Kavram ve Hukuksal Rejim)**, Turhan Kitabevi, Ankara, 2002, 45, 54.

ve siyasal alan arasında kurulan karşılıklı ve birbirini gerektirir tarihsel bir ikilik üretir. Bunun anlamı, ekonomik alanın, piyasanın temel nitelikleri olarak ortaya çıkan eşitlik, özgürlük ve karşılıklılık ilişkileri üzerinde temellenmesi iken, bizzat üretim alanı kurallarının işleyişinin güvence altına alındığı siyasal alanın, “zor” üzerinde temellenmesidir. Bu halde, kullandığımız kamu hizmeti kavrayışı, eşitlik, özgürlük ve irade özgürlüğünün kurucu unsurlarını oluşturduğu piyasa kurallarının karşısında yer alan bir kamu hizmeti faaliyetinin varolup olmadığı sorusunu ortaya çıkarır. Daha somut olarak ve elektrik hizmeti açısından, kesmen ya da tamamen, mülkiyet özgürlüğü, sözleşme özgürlüğü ve eşitlik ilkeleri üzerine kurulu bir faaliyetin olmaması, bu alanın kamu hizmeti niteliğinde olduğu anlamına gelir.

4628 sayılı yasanın konusu, elektriğin üretimi aşamasından, perakende satış aşamasına kadar geçerli olan hukuki kurallardır. 4628 sayılı yasanın çıktığı 2001 yılına gelinceye kadar ve özellikle 80’li yılların ikinci yarısından itibaren, çeşitli hukuki düzenlemeler yapılmış ve bu düzenlemeler Anayasa Mahkemesi’nin iptal kararlarına konu oluşturmıştır. Bir ara hatırlatma yapmak gerekirse, iptal kararları iki gerekçe üzerine inşa edilmiştir: ilkin, Mahkeme’ye göre, “elektrik üretimi, iletimi ve dağıtımı ile ilgili etkinlikler kamu hizmetidir. Çünkü, bu etkinlikler, kamu yararına dönük, toplumun ortak gereksinmesinin karşılanmasına yönelik etkinliklerdir”.³ İkinci olarak, içeriği itibariyle “imtiyaz sözleşmesi” niteliğinde olan sözleşmelerin, yasa ile “özel hukuk sözleşmesi” olarak nitelenmesinin hukuki değeri yoktur.⁴ Zira, “eğer bir kamu hizmeti uzun süreli olarak özel girişime gördürülecekse, düzenlenen sözleşme imtiyaz sözleşmesi niteliğindedir”. Fakat, 1999 yılında Anayasa’nın 47. maddesinde yapılan değişiklik sonrası çıkarılan 4493 sayılı yasa ile idare ve özel şirketler arasında yapılacak sözleşmelerin özel hukuk hükümlerine tabi tutulmuş ve TEAŞ (Türkiye Elektrik Üretim Anonim Şirketi), TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi) ve TETAŞ (Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi) olmak üzere, merkezi yapılanma üçe bölünmüştür.

4628 sayılı yasaya göre ve hali hazırda elektrik hizmeti üretiminin iki tarafı vardır: kamu ve özel tüzelkişileri (üretim, iletim, dağıtım, toptan satış, perakende satış grupları) ile Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK). Bu halde, elektrik hizmeti üretiminde yer

² Devlet tarafından üstlenilme iradesi çoğu zaman çelişkili bir nitelik gösterir. Örneğin, elektrik hizmeti üretimi hem sermaye birikimi için temel işleve sahip bir altyapı faaliyetidir, hem de toplumsal bir ihtiyacı karşılar niteliktedir.

³ 9.12.1994 tarih ve E.1994/43, K.1994/42-2 sayılı Anayasa Mahkemesi kararı.

⁴ 28.6.1995 tarih ve E.1994/71, K.1995/23 sayılı Anayasa Mahkemesi kararı.

alanlar, üretim, iletim, dağıtım, toptan satış, perakende satış, otoprodüktör ve otoprodüktör gruplarıdır. Son iki grup (“kendi ihtiyacı için üretenler”) ve üretim, iletim, dağıtım grupları bir yana bırakıldığında, toptan ve perakende satış grupları, elektriğin “tekrar satışı için satışı” ve “tüketicilere satışı” ile ilgilidirler. Demek ki, hizmetin bütünleşik değil, parçalanarak yürütülmesi, hizmetin ticarileştirilme ve serbestleştirilme niyeti hakkında yeterince fikir verir. Fakat yeterli değildir. Ayrıntılandırmak için biz üretim, iletim ve dağıtım faaliyetlerini düzenleyen hukuk kurallarına bakacağız.

Üretim faaliyeti, özel ve kamu tüzelkişileri tarafından en az on, en çok kırk dokuz yıllık verilen üretim lisansı” alma koşuluna bağlıdır. Üretim faaliyetinin yürütüleceği alan özel mülkiyette ise, taşınmaz EPDK tarafından lisans sahibi özel kişi namına kamulaştırılabilir ya da intifa, irtifak, üst hakkı ya da uzun süreli kiralama yoluna gidilebilir.⁵ Özel üretim şirketlerine geçmeden önce, kamu üretim şirketlerinin, Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ) ile EÜAŞ’ın bağlı ortaklıklarından oluştuğunu, EÜAŞ’a Kanunla, DSİ’nin sahibi olduğu üretim tesislerinin devredildiğini, yani kamu mülkiyetindeki tüm üretim tesislerinin EÜAŞ bünyesinde toplandığını ve bir iktisadi devlet teşekkülü olarak EÜAŞ’ın elektrik üretim ve satış faaliyetini, “kamu yararını gözeterek” yürütmek zorunda olduğunu⁶ belirtelim.

Genel olarak üretim şirketlerini düzenleyen hukuki kurallara baktığımızda, şirketlerin hiçbirisi, lisans yönetmeliğinde tanımlanmayan faaliyetlerde bulunamayacakları gibi, EPDK’dan izin almaksızın yürütebilecekleri faaliyetler de lisanslarında gösterilmelidir.⁷ Üretim lisansının tabi olacağı genel hükümlerin önemli bir kısmı, üretim faaliyetinin sürekli biçimde yürütülmesini sağlamaya yöneliktir. Söz konusu yükümlülüklerden hiçbirisi, olağan “piyasa” yükümlülükleri değildir. Piyasada faaliyet gösteren herhangi bir şirket, adına kamulaştırma yapılması ayrıcalığına sahip olmadığı ve olamayacağı gibi, üretim faaliyetini sürekli kılmak ya da “kamu yararını gözetmek” zorunluluğuna tabi tutulamaz. Kaldı ki, EPDK, bu yükümlülüklerin ihlal edilmesi durumunda, para cezası ve lisans iptali yetkilerinin yanı sıra, “üretim, iletim ve dağıtım tesislerinin inşası ve işletilmesi sırasında... kamu yararının korunması için... 3082 sayılı kanun” hükümleri uyarınca tedbir alma yetkisine

⁵ Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği, RG: 4.8.2002/24836, m.10/son.

⁶ Elektrik Üretim Anonim Şirketi Ana Statüsü, RG: 27.7.2006/26241, m.1.

⁷ Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği, m.17/4.

sahiptir. 3082 sayılı kanun, “Kamu Yararının Zorunlu Kıldığı Hallerde Kamu Hizmeti Niteliği Taşıyan Özel Teşebbüslerin Devletleştirilmesi Usul ve Esasları Hakkında Kanun”dur.

Elektriğin iletimi faaliyeti,Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) tarafından yürütülmektedir. TEİAŞ, aynı zamanda elektrik alanında kalması öngörülen tek kamu tekelidir ve sistem açısından kilit roldedir. “Devletin genel enerji ve ekonomi politikasına uygun olarak elektrik iletim faaliyetinde bulunmak amacıyla kurulan” TEİAŞ, üretim kapasite projeksiyonunu hazırlamak, iletim yatırım planı yapmak, yeni iletim tesisleri kurmak, “bağlantı ve sistem kurma anlaşmaları” ile “yan hizmet anlaşmaları”nı akdetmek, iletim, bağlantı ve sistem kullanma tarifelerini hazırlamak, bakanlık kararı uyarınca enterkonnekte çalışmalarını yapmak, elektrik enerjisi üretimi, toptan satışı ve perakende satışında altyapıyı sağlamak, acil durumlarda ilgili lisans sahiplerine “talimat” vermek gibi yetki ve sorumluluklara tabidir.⁸

Elektrik dağıtım hizmetine baktığımızda, dağıtım şirketleri tarafından lisanslarında belirlenen bölgelerinde yürütülecek bir faaliyetle karşılaşyoruz. TEDAŞ’ın özelleştirme programına alınmasıyla, yirmi bir dağıtım bölgesi oluşturulmuştur ve Özelleştirme İdaresi Başkanlığı tarafından bu bölgelerde TEDAŞ’a ait dağıtım şirketleri kurulmuştur.⁹ Halen, dağıtım, tüketicilere perakende satış ve perakende satış hizmetleri faaliyetleri, TEDAŞ ve sahibi olduğu dağıtım şirketleri tarafından sağlanmaktadır. Kendi bölgelerinde tekel olarak hizmet yürütecek olan dağıtım şirketleri, perakende satış faaliyeti yürütebilecekleri gibi, üretim faaliyeti yürütmek ve kendi üretim şirketlerinden elektrik satın almak hakkına sahiptirler.¹⁰ Bu şirketlerin yükümlülüklerine genel olarak baktığımızda, ilkin, dağıtım şirketlerinin, “tüm müşterilere eşit taraflar arasında ayırım gözetmeksizin yeterli, kaliteli ve sürekli elektrik enerjisi sunmak” zorunda olduklarını görürüz. Elektrik enerjisi kalitesinin türleri ve tabi olduğu ölçütler, ayrıntılı olarak ve yönetmelikle düzenlenmiştir.¹¹ İkinci olarak, dağıtım sistemine bağlantı talebinde bulunan tüm gerçek ve tüzel kişilerin bu taleplerinin karşılanması, yani bağlantı anlaşması yapılarak hizmet verilmesi zorunludur. Lisans

⁸ Türkiye Elektrik İletim anonim Şirketi Ana Statüsü, RG: 29.6.2001/24447, m.4.

⁹ Bu şirketlerden ikisi özelleştirilmiş ve devri yapılmış (Başkent EDAŞ ve Sakarya EDAŞ), ikisinin ihaleleri tamamlanmış (Meram EDAŞ ve Aras EDAŞ) ve ikisi ise özelleştirme programından çıkarılmıştır (Menderes EDAŞ ve Göksu EDAŞ). http://www.oib.gov.tr/2009/dosyalar/TEDAS%20Teaser_tur_2009.pdf (13.8.2009).

¹⁰ Elektrik Piyasası Kanunu, m.3/c-3.

¹¹ Elektrik Piyasasında Dağıtım Sisteminde Sunulan Elektrik Enerjisinin Tedarik Sürekliliği, Ticari ve Teknik Kalitesi Hakkında Yönetmelik, RG: 12.9.2006/26287.

Yönetmeliği'nin 38. maddesine göre, iletim ve dağıtım şirketleri tarafından bağlantı yapılmamasına dayanak olarak gösterilecek ve teknik nitelikte olan gerekçeler dışındaki tek gerekçe, “yapılması istenen bağlantı ve elektrik enerjisi nakil işleminin *kamu hizmeti yükümlülüklerini* engellediğinin, TEİAŞ ve/veya dağıtım lisansı sahibi tüzel kişilerce belgelenmesi” durumudur. Bağlantı ve/veya sistem kullanım anlaşması, belirli bir bölgede dağıtım hizmetini üstlenen dağıtım şirketinin, iletim sistemi ile olan hukuki ilişkisidir. 4628 sayılı yasaya göre, “ilgili bağlantı ve sistem kullanma tarifesinin fiyatları, hükümleri ve şartlarını içeren ve bir üretim şirketi, otoprodüktör, otoprodüktör grubu, dağıtım şirketi ya da tüketicilerin iletim sistemine ya da dağıtım sistemine erişimleri ya da bağlantı yağmaları için ilgili kullanıcıya özgü koşul ve hükümleri kapsayan” bu anlaşmalar, kategorik olarak imtiyaz rejiminin özelliklerini göstermektedir. Genel hükümleri içeren birinci bölüm ile özel hükümleri ve ekleri içeren iki bölümden oluşan anlaşmalarda, yükümlülüklerin ihlali durumunda cezai şart öngörülmekte, genel hükümler EPDK tarafından değiştirilebilmekte, kullanıcı lehine kamulaştırma hakkı tanınmakta ve TEİAŞ'ın tek taraflı fesih hakkı düzenlenmektedir. Bu yükümlülüklerin hiçbirisi, “piyasa”da faaliyet yürüten özel hukuk kişileri için öngörülebilir yükümlülüklerden değildir.

Elektrik hizmeti üretiminin diğer tarafında, kamu tüzelkişiliğini haiz, idari ve mali özerkliğe sahip, düzenleme, denetim ve yaptırım uygulama yetkisine sahip olan EPDK'nın olduğunu söylemiştik. Lisansların verilmesi, iptal edilmesi ve dağıtım bölgeleri için lisans iptalinin zorunlu olduğu durumlarda önceden gerekli tedbirlerin alınması, hizmetin kaliteli, kesintisiz ve sürekli verilmesini sağlamak için yönetmeliklerin hazırlanması, değiştirilmesi, denetimi, fiyatlandırma esaslarının tespit edilmesi, toptan satış, iletim, dağıtım ve perakende tarifelerinin onaylanması ve değiştirilmesi, kamu yararının zorunlu kıldığı hallerde kamu hizmeti niteliği taşıyan özel teşebbüslerin devletleştirilmesi hakkında kanun uyarınca gerekli tedbirlerin alınması ve nihayet talep halinde kamulaştırma yapılması, Kurumun görev ve yetkileri arasındadır.¹² Hizmetin üretimi açısından kritik olan nokta ise, lisans usulüdür. Bu nedenle lisansın hukuki niteliği üzerinde düşünmek gerekir:

Elektrik hizmeti üretimi için öngörülen lisansın, bir tür “ruhsat” olarak değerlendirildiği ve fakat “kolluk ruhsatı” ile “kamu hizmetinin özel kişilere gördürülmesi yöntemi olarak ruhsat” arasında ayırım yapıldığı görülmekle birlikte,¹³ kamu hizmetinin

¹² EPK, m.4-5.

¹³ Metin Günday, **İdare Hukuku**, 8. Baskı, İmaj Yayıncılık, Ankara, 2004, 327.

ruhsat ile görülmesinin mümkün olmadığı¹⁴ ya da ruhsatın “kamu hukukunda özgürlüklerin düzenlenmesi yöntemlerinden biri” olduğu ve bir kamu hizmeti alanı söz konusu ise ruhsat sisteminin geçerli olmaması gerektiği şeklinde yaklaşımlar¹⁵ mevcuttur. Bu yaklaşımların ortak noktası, klasik anlamıyla kolluk ruhsatı olarak değerlendirilemeyecek bir usulün söz konusu olmasıdır. Çünkü, söz konusu lisans usulü ya da izin sistemi, kamu hizmetinin “statüter” bir ilişki içinde görölme şekli olarak ortaya çıkmakta ve hizmetler üzerindeki denetimi “kolluk denetimini aşan ve hizmete içten müdahaleye varan” şekilde gerçekleştirmektedir.¹⁶ Elektrik hizmeti üretimi alanında, gerek lisansların tabi olduğu hukuki hükümler, gerekse EPDK’nın sahip olduğu yetki ve sorumlulukların hiçbirisi, elektrik hizmeti üretimine dışsal yetkiler değildir; aksine hizmetin ne şekilde ve nasıl yürütüleceğine ilişkin yetkililerdir. Örneğin, İşyeri Açma ve Çalışma Ruhsatlarına İlişkin Yönetmeliğe göre ruhsat, kamu düzenini sağlamak ve korumak amacıyla yönelik olarak kolluk işlevini ifade ederken, elektrik hizmeti üretiminde geçerli olan yükümlülükler, kolluk işleviyle denetlenen “özel girişim alanı” değil, kamu hizmeti alanını ifade etmektedir. Anayasa Mahkemesi bir kararında, özel öğretim kurumları tarafından Milli Eğitim Bakanlığı’ndan alınacak “kurum açma izni”ni, “...burada, her ne kadar bir sözleşme yoksa da, giderleri ve riski kendisine ait olmak ve hizmetten yararlananların aldığı ücretle, yatırımları amorti etmek üzere bir kamu hizmeti kurulması ve işletilmesi söz konusudur. O halde, özel okulların yaptığı hizmetin ‘kamu hizmeti imtiyazı’na benzer yönünün daha ağır bastığı ortadadır” şeklinde değerlendirmektedir.¹⁷ Benzer bir değerlendirme, 4000 sayılı yasa ile telekomünikasyon alanında öngörülen lisans ve ruhsatlara ilişkin kararında da görülebilir: “*“Ek 18. maddenin birinci fıkrasına göre sermaye şirketlerine verilecek işletme lisans ve ruhsatlarının niteliğine gelince; 406 sayılı Yasa’nın 1. maddesinde yapılan değişiklik sonucu kurulan Türk Telekomünikasyon Anonim Şirketi’nin “özel hukuk hükümlerine bağlı” olduğunun öngörülmesi ek 18. maddenin 1. fıkrasına göre verilecek işletme lisans ve ruhsatlarının da özel hukuk kurallarına bağlı olması sonucunu doğurmaz...Ancak, birinci fıkradaki katma değerli hizmetlere ilişkin işletme lisans ve ruhsat sözleşmelerinin Türk Telekomünikasyon Anonim Şirketi tarafından yapılması durumunda da sözleşmelerin ‘imtiyaz sözleşmesi’, daha*

¹⁴ Ülkü Azrak, “Devletçe İşletilecek Madenler hakkında Kanun”a ilişkin Anayasa Mahkemesi kararı Üzerine Düşünceler”, **Yargı**, 1980, 47, 10-14.

¹⁵ Karahanoğulları, **Kamu Hizmeti**, 319-320.

¹⁶ Şeref Gözübüyük, Turgut Tan, **İdare Hukuku Genel Esaslar**, C. 1, 3. Baskı, Turhan Kitabevi, Ankara, 2004, 647.

¹⁷ 12.4.1990 tarih ve E.1990/4, K.1990/6 sayılı Anayasa Mahkemesi kararı.

geniş bir tanımla ‘idari sözleşme’ olma niteliği değişmeyecektir...3348 sayılı Ulaştırma Bakanlığı Teşkilat ve Görevleri Hakkında yasa uyarınca, Bakanlığın lisans ve ruhsat verdiği şirketler için koşulları belirleme, gözetim, denetim ve yaptırım uygulama yetkisi vardır. Gerçekten de kamu hizmetinin özel teşebbüse gördürülmesine ilişkin olan ve yönetime üstünlük tanınan, koşullarını ulaştırma bakanlığının belirleyeceği sözleşmeler imtiyaz sözleşmeleridir” sonucuna varmaktadır.¹⁸ Nihayet Mahkeme, telekomünikasyon alanına ilişkin 4502 sayılı yasa ile ilgili kararında, “telekomünikasyon altyapısı işletmek için Kurumla imtiyaz sözleşmesi yapan veya bunun hüküm ve sonuçlarını doğuran bir ruhsat alan işletmeci sözleşmesinde...” diyerek, gerekçesini kurmaktadır.¹⁹ Sonuç olarak, aktarılan kararlarda, elektrik hizmeti üretiminde geçerli olan lisans usulüne benzer usuller, imtiyaz sözleşmesinin “hüküm ve sonuçlarını doğuran bir ruhsat” ya da “kamu hizmeti imtiyazına benzer bir usul” olarak görülmektedir. Aynı saptamalar, elektrik hizmeti üretimi lisansları için tekrar edilebilir. Bu alanda geçerli olan lisanslar, bir tür “örtülü imtiyaz” olarak nitelenebilir. Özel hukuk kişileri, kurumdan alacakları lisanslar ile kar ve zararları kendilerine ait olmak üzere kamu hizmetini yürütmekte ve EPDK, hizmet üzerinde, koşulların belirlenmesi, gözetimi, denetimi ve yaptırım uygulama yetkilerini kullanmaktadır. İdare, hizmetin belirlenen koşullara uygun olarak yürütülmesinden sorumludur.

Sonuç olarak, elektrik alanının özel şirketlerin güvenceli olarak kar edebilecekleri bir alan olarak, yeniden yapılandırılmak istendiği, elektrik kamu hizmetinin parçalanarak ve KİT’lerden arındırılarak, KİT’ler etrafında birikmiş bölüşüm ilişkilerinin, sermaye lehine ve özel sermayenin faaliyet gösterebileceği bir şekilde düzenlenmek istendiği açıktır. Fakat, elektrik hizmetinin kamu hizmeti niteliğinde olduğu, yani piyasa alanının kurucu nitelikleri olarak eşitlik, mülkiyet ve girişim özgürlüğü ilkelerinin elektrik alanı açısından söz konusu olmadığı ve serbestleştirme ve ticarileştirme iradesine rağmen hizmetin piyasa alanında görülmediği eklenmelidir. Hukuki ve toplumsal müdahale olanakları açısından bunun kabulü önkoşuldur.

¹⁸ 22.12.1994 tarih ve E.1994/70, K.1994/65-2 sayılı Anayasa Mahkemesi kararı.

¹⁹ 26.3.2003 tarih ve E.2000/17, K.2000/46 sayılı Anayasa Mahkemesi kararı.

TÜRKİYE ELEKTRİK SİSTEMİ VE ARZ GÜVENLİĞİ

(ENTERKONNEKTE SİSTEM)

Bu sunumda

- Türkiye elektrik sisteminin son durumu, üretim ve tüketim değerleri, yakın gelecekteki olası gelişmeler ile elektrik kullanıcılarının nasıl etkileneceği,
- “Arz Güvenliği”, “Talep Gelişimi” ve bu talebin nasıl karşılanacağı,
- Elektrik sistemi için öneriler ele alınacaktır.

KURULU GÜÇ, ÜRETİM, TALEP GELİŞİMİ

ÜRETİM

Elektrik üretimini birincil kaynaklara göre gruplandırırsak:

TERMİK

Kömür, Petrol, Doğal gaz

YENİLENEBİLİR

Hidrolik (Su), Rüzgar, Jeotermal v.d.

NÜKLEER

Yenilenebilir yerine bazen hidrolik denilecektir. Henüz diğer yenilenebilir kapasite ve üretimler çok azdır.

Ülkemizdeki santrallerin kurulu gücü toplamı
42.185,7 MW
olup bunların dağılımı şöyledir:

■ Termik	28.935,9 MW
■ Hidrolik	14.278,0 MW
■ Rüzgar + Diğer	682,5 MW

Toplam	43.896,4 MW
--------	-------------

Kurulu Gücün Birincil Kaynaklara Göre Dağılımı (MW)

Yıllar	Taş- kömürü	İthal Kömür	Linyit	Sıvı Yakıt (Fuel oil, motorin v.s)	Doğal Gaz	Yenile nebilir	Hidrolik	Toplam
1990	331,6	0	4874,1	2120,1	2210	17,5	6764,3	16317,6
1995	326,4	0	6047,9	1761,4	2924,5	31,3	9862,8	20954,3
2000	335	145	6508,9	1995,8	7044	60,2	11175,2	27264,1
2005	335	1651	7130,8	2960,7	13789,5	70,4	12906,1	38843,5
2007	335	1651	8211,4	2471,2	14560,4	211,9	13394,9	40835,7
2009	335	1651	8109,7	1793,1	15826,6	682,5	14278,0	43896,4

Kurulu Gücün Kaynaklara Dağılımının Yorumu

- 1990'da 2007 yılına gelindiğinde (MW olarak);

Kurulu Güç	: 16.317	42.185	% 258	(2,5 kat)
Kömür Santralleri	: 5.000	8.500	% 170	(1,7 kat)
Hidrolik Santraller:	6.700	13.875	% 207	(2,0 kat)
Doğal Gaz Santra.:	2.200	15.826	% 719	(7,1 kat)

artmıştır. Bu değerler aynı zamanda ülkemiz enerji politikalarındaki yerli kaynaktan, dış kaynağa (üstelik doğal gaza) dönüşümünü de açıklamaktadır.

2009 yılının ilk günlerinde yaşanan doğal gaz krizi birkaç gün daha devam etseydi enerjide doğal gaza dönmenin sonuçlarını hep birlikte görecektik.

Yıllık Üretim Kapasitesi:

Yenilenebilir kaynaklı santrallerin üretim kapasitesi kaynağın yıllık kapasitesine bağlıdır (su geliri, rüzgarın genel durumu v.s. –jeotermal hariç-)

Yenilenebilir kaynak kapasitesi yıllık **30 milyar kWh**

(2007 yılında 36 milyar kWh üretim oldu.)

Termik kaynaklı santrallerin üretim kapasitesi yıllık çalışma saatine göre belirlenir ve yıllık çalışma saati olarak da genellikle 7000 – 7500 saat alınır. Buna göre

Termik kaynak kapasitesi yıllık **195 milyar kWh***

Genel toplam : $33 + 195 = 228$ milyar kWh

*Yıllık çalışma saati 7000 alınmıştır.

- Bir yıl 8760 saattir. $8760 - 7000 = 1760$ saat = 73,3 gün.

Bugün için üretim kapasitesi 228 milyar kWh.
Yıllık çalışma saatini 7000 yerine 7500 saat alırsak üretim kapasitesi

$$7500 \times 28000 = 210 \text{ milyar kWh (termik)}$$

$$210 + 30 = 240 \text{ milyar kWh (toplam)}$$

Yıllık çalışma saati neden önemlidir?

28000 MW gücünde termik santral kurmak için bu ülkenin kaynaklarından ayrılan miktar yaklaşık 25 milyar dolar. Bu kadar para harcanarak kurulan tesisler teknik olarak mümkün olan en uzun süre çalıştırılmalıdır.

Yenilenebilir kaynaklı santrallerin yıllık çalışma saati için kesin bir değer verilemez. Yenilenebilir kaynaklar için –jeotermal hariç- uzun yıllar ortalama değer alınabilir ama bu ortalama değer yıldan yıla değişebilmektedir.

Ülkemizde hidrolik kaynaklı üretim 25 milyar kWh ile 35 milyar kWh arasında değişmektedir.

2007 yılında hidrolik kaynaklı üretim 36,6 milyar kWh olmuştur. Ortalama değerlerin üzerinde üretim yapılmış buna karşılık barajlarda göl seviyeleri işletme değerlerinin alt sınırlarına çekilmiştir.

Kurulu Güç ve Üretimin Gelişimi

Yıllar	Kurulu Güç (MW)			Üretim (Milyar kWh)
	Termik	Hidro+Ye.	Toplam	
1913	17,2	0,1	17,3	
1923	32,7	0,1	32,8	0,04
1930	74,8	3,2	78,0	0,10
1940	209,2	7,8	217,0	0,39
1950	389,9	17,9	407,8	0,78
1960	860,5	411,9	1272,4	2,81
1970	1509,5	725,4	2234,9	8,62
1980	2987,9	2130,8	5118,7	23,27
1990	9535,8	6781,8	16317,6	57,54
2000	16054,5	11211,6	27264,1	124,92
2009	28935,9	14960,5	43896,4	'190.00

Yapılmakta Olan Santraller

(Lisansı alınıp inşaatına başlanmış)

Santral Türü	Sayısı	Lisans kurulu Gücü (MW)	Ortalama Proje Üretimi (milyar kWh)
Termik	68	17.570,0	122,0
Hidrolik	477	13.886,6	49,0
Rüzgar + Diğer	90	3.027,5	11,0
Toplam	635	34.484,1	182,0

Yakın Gelecek İçin Üretim Kapasitesi

- Mevcut santrallerin üretim kapasitesi:
242 milyar kWh
- EPDK İnternet sitesindeki verilere göre üretim lisansı alınıp inşaatına başlanmış santrallerin yıllık üretim kapasitesi:
182 milyar kWh
- Böylece yakın gelecekte ülkemiz üretim kapasitesi:
 $242 + 182 = 424$ milyar kWh

Talep Gelişimi

Önümüzdeki yıllarda elektrik enerjisi tüketimindeki artışı öngörmek için izlenecek yol; öngörülen dönem sonunda ülkenin en azından,

- Belli başlı sektörlerinde nereden nereye geleceğini,
- Yıllara göre ekonomik büyümenin ne olacağını,
- Nüfus artış hızına bağlı olarak nüfusu,
- Ulusal gelir artışının ve buna bağlı olarak tüketim alışkanlıklarındaki değişimin yönünü,
- Teknolojik gelişmeye paralel olarak enerji verimliliği ve enerji yoğun sektörlerdeki gelişmeyi biliyor olmamız gerekir.

Talep Gelişimi

- Ülkemizde onlarca yıldan beri uygulanan “serbest pazar”, “neo liberal” v.s. ama kesinlikle planlı olmayan ekonomik politikalar sonucu, planlamayı yapacak olan Devlet Planlama Teşkilatı (DPT) ne böyle bir planlama çalışması yapıyor ne de bunu yapabilecek kurumsal yapısı var.
- DPT’nin hazırladığı 2008-2013 yıllarını kapsayan 9. Beş yıllık kalkınma planında bilimsel bir çalışmayla hazırlanmış somut hiçbir plan bulunmuyor.
- DPT verilerini kullanarak 10 Yıllık (2008-2017) Üretim Kapasite Projeksiyonunu yayınlayan TEİAŞ bile sonunda % 7,4 artış olacaktır öngörüsüyle talep gelişimi hazırlamıştır.

Talep Gelişimi (Teiaş)

- Aşağıdaki gelişim verileri TEİAŞ projeksiyonundan alınmıştır.

Dönemler	Baz Senaryo Kalkınma Hızı (%)	Düşük Senaryo Kalkınma Hızı (%)
2000-2005	4.6	4.6
2005-2010	5.8	5.3
2010-2015	5.5	4.5
2015-2030	5.5	4.5

Kaynak: Türkiye Uzun Dönem Elektrik Enerjisi Talep Çalışması Raporu ETKB

Gayri Safi Yurt İçi Hasıla'nın Sektörel Yapısı (% pay)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Tarım	12.2	10.6	8.5	7.5	6.5	5.7	5.0
İnşaat	5.7	5.8	5.7	5.5	5.5	5.5	5.5
Maden	0.9	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
İmalat	23.5	23.5	23.5	24.0	24.1	24.2	24.3
Enerji	1.9	1.9	2.3	2.8	3.3	3.7	4.1
Hizmetler	55.7	57.5	58.9	59.6	60.1	60.4	60.6
TOPLAM	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Kaynak: ETKB – EİGM

İmalat sanayi artmıyor, hükümetin söylemlerinin aksine madencilik artmıyor. Ama enerji iki katına çıkıyor? Hizmet sektörü artmaya devam ediyor. Sonuç olarak ülkenin genel görünümü değişmiyor.

Talep Gelişimi (Teiaş)

Talep Tahmini (Baz Senaryoya Göre)

YIL	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2008	32478		204000	(198000)
2009	35053	7,9	219013	7,4 (188, -5)
2010	37832	7,9	236182	7,8
2011	40716	7,6	253837	7,5
2012	43819	7,6	272812	7,5
2013	47159	7,6	293205	7,5
2014	50753	7,6	315123	7,5
2015	54622	7,6	338679	7,5
2016	58560	7,2	363695	7,4
2017	62782	7,2	390559	7,4 (335016)

Talep Gelişimi

- Önceki tabloda dikkat edilirse 2008 tüketim tahmini 204 milyar kWh olarak alınmış. Oysa 2008 yılında gerçekleşen tüketim 198 milyar kWh.
- Aralık 2008 artış oranı % -6,5 olmuştur. Tüketimdeki artış 2009 yılının ilk 4 ayında ortalama % -7 azalma şeklinde gerçekleşmiş ve yılın tamamı için tüketim % -5 ler seviyesinde küçüleceğini göstermiştir.

Talep Gelişimi (Teiaş)

- Söz konusu TEİAŞ projeksiyonunda önceki yıllarda yapılmış talep tahmini çalışmalarının sonuçları ve bu sonuçların gerçekleşen değerlerden sapma oranları da verilmiştir. Bu bilgilere göre ortalama tahminlerdeki değerlerin sapma oranı % 30 dur.
- Teiaş projeksiyonu temel aldığı verilere göre gerçekleşirse günlük yük eğrisinin genel özelliği de değişmeyecek demektir. Oysa beklenen günlük yük eğrisinin sanayileşmeye paralel olarak daha doğrusallaşmasıdır.

Yıl	Gerçek -leşen	Projeksiyon yapılan yıllar ve projeksiyon tahminleri						
		1987	1988	1990	1993	1996	2002	2004
2005	160	232	223	223	207	200	176	161
2007	190	264	259	259	242	232	207	191

Tüketimin Gelişimi

2007 Yılında 190 milyar kWh elektrik tüketime sunulmuş. Bu değer brüt değerdir. Kayıpları ve kaçakları da içerir. Yıllık % 4-5-6-7-8-9 tüketim artışı olması durumunda 2020 yılına kadar tüketim değerleri:

Yıllar	% 4	% 5	% 6	% 7	% 8	% 9
2007	190	190	190	190	190	190
2008	198	198	198	198	198	198
2009	206	208	210	212	214	216
2010	214	218	222	227	231	235
2011	223	229	236	243	249	256
2012	232	241	250	260	269	279
2013	241	253	265	278	291	305
2014	251	265	281	297	314	332
2015	261	279	298	318	339	362
2016	271	293	316	340	366	395
2017	282	307	335	364	396	430
2018	293	323	355	389	427	469
2019	305	339	376	417	462	511
2020	317	356	398	446	499	557

OECD ÜLKELERİ ARASI KARŞILAŞTIRMALAR (2007)

Ülke	Kurulu Güç (GW)	Üretim (TWh)	Kişi Başına Tüketim (kWh/kişi)	Sanayi Fiyatı (cent/kWh)	Mesken Fiyatı (cent)
ABD	1067	4286	14530	6,4	10,6
Almanya	125	620	7470	9,4 (2006)	22,2 (2006)
Fransa	116	575	8210	5,6	15,8
Hollanda	21	100	7260	5,9 (2001)	28,5
İngiltere	81	400	6790	13	21,9
Japonya	277	1102	8630	11,7	17,8
Yunanistan	13	60	5720	6,7(2005)	11,2 (2005)
Meksika	51	234	2220	10,2	9,3
Kore	66	389	8060	6,9	10,2
Türkiye	41	190	2714	10,9 (16*)	12,2 (17*) * Kasım 2008

- Türkiye elektrik tüketiminde gerilerdedir, tüketim artmalıdır ve artacaktır. Kişi başına yıllık tüketim 2007 yılı için kişi başına 2714 kWh, 2008 yılı için ise 2773 kWh olmuştur.
- Yıllık % 8 artış ile bu değer yaklaşık 10 yıl sonra iki katına çıkar ki bu gerçekçi değildir. (15 yıl sonra elektrik tüketiminde Almanya'ya ulaşmamız mümkün olmaz)
- Eğer bu gerçekleşirse **Sanayi Gelişimimizin** de Almanya düzeyine çıkması gerekir. (Enerji yoğun ve çevreye duyarlı olmayan sektörler –çimento, gemi söküm, demir çelik v.s.- ülke ihtiyacının çok üzerinde büyümesi hariç)
- Nüfus artış hızı da 2010'da % 1,2 lere ve 2015'ten sonra da % 1 lerin altına inmesi bekleniyor.
- Bunlar dikkate alındığında ülkemiz için orta vadede elektrik tüketim artışının ilk yıllar % 6, sonra da % 4 lerde gerçekleşeceği öngörülmelidir.

Üretim Kapasitesinin Yeterliliği

2006 yılında sistemde kayıp ve kaçaklar % 15,6 olmuştur. Bilimsel bir çalışmayla çok kısa bir zamanda bu % 15,6 olan kayıp – kaçak büyüklüğü %'10 lara çekilebilir. Bu gerçekleşirse ülkemizde talep gelişimi şöyle olacaktır.

(Üretim Kapasitesi 360 milyar kWh)

Yıllar	Artış % 4	Kayıp 10%	Artış % 5	Kayıp 10%	Artış % 6	Kayıp 10%	Artış % 7	Kayıp % 10	Artış % 8	Kayıp % 10	Artış % 9	Kayıp 10%
2007	190		190		190		190		190		190	
2008	198		198		198		198		198		198	
2009	206		208		210		212		214		216	
2010	214	203	218	207	222	211	227	215	231	219	235	223
2011	223	212	229	218	236	224	243	230	249	237	256	244
2012	232	220	241	229	250	237	260	247	269	256	279	266
2013	241	229	253	240	265	252	278	264	291	276	305	289
2014	251	238	265	252	281	267	297	282	314	298	332	315
2015	261	248	279	265	298	283	318	302	339	322	362	344
2016	271	257	293	278	316	300	340	323	366	348	395	375
2017	282	268	307	292	335	318	364	346	396	376	430	409
2018	293	278	323	306	355	337	389	370	427	406	469	445
2019	305	290	339	322	376	357	417	396	462	439	511	485
2020	317	301	356	338	398	378	446	424	499	474	557	529
2025	386	366	454	431	533	507	625	594	733	696	857	814
2030	469	446	579	550	714	678	877	833	1076	1023	1318	1252
2035	571	542	732	696	937	890	1196	1136	1523	1447	1935	1839

Üretim Kapasitesinin Yeterliliği

Sistem kayıplarının % 10'a düşmesi ve kişi başına yıllık tüketimin 3500 kWh'e ulaşmasıyla talep artışının % 5 ve daha aşağılara inmesi beklenir. Böylelikle 2035 yılına kadar beklenen talep gelişimi aşağıdaki tabloda özetlenmiştir.
(Kapasite 360 milyar kWh)

Yıllar	Tüketim (% 8 artış ve Kayıplar % 15)	Kişi Başına Tüketim (Artış % 8 kWh/yıl)	Tüketim (Milyar kWh)	Tüketim Artışı (%)	Kayıplar (%)	Nüfus (milyon)	Kişi Başına Tüketim (kWh/yıl)
2007	190	2714	190		15,6	70,0	2714
2008	198 (% 4)	2784	198	4	15,6	71,1	2784
2009	214	2968	210	6	13	72,1	2912
2010	231	3160	227	8	10	73,1	3105
2011	249	3364	245	8	10	74,0	3310
2012	269	3591	259	6	10	74,9	3458
2013	291	3854	272	5	10	75,5	3602
2014	314	4126	286	5	10	76,1	3758
2015	339	4414	297	4	9	76,8	3867
2016	366	4710	309	4	9	77,7	3976
2017	396	5038	322	4	9	78,6	4096
2018	427	5384	335	4	9	79,3	4224
2019	462	5789	348	4	9	79,8	4360
2020	499	6012	362	4	9	80,3	4508
2025	733	8820	440	3	9	83,1	5294
2030	1076	12570	511	3	8	85,6	5969
2035	1523	17425	592	3	8	87,4	6773

Üretim Kapasitesinin Yeterliliği

- Üretim kapasitesi bu durumuyla talep gelişimini sistem kayıplarının % 10'a indirilmesi koşuluyla 2020 yılına kadar karşılayabilmektedir.
- Üretim kapasitesi bu durumuyla talep gelişimini % 8 artış ve sistem kayıplarının % 10 olması halinde 2016 yılına kadar karşılayabilmektedir.

Üretimin Değerlendirilmesi

- Arz Güvenliği sorunu yoktur. Ancak özel sektör kurulu güç ve üretim kapasitesi olarak % 50'nin üzerinde bir ağırlığa ulaşmıştır. Arz güvenliği konusu özel sektör açısından akla gelebilecek her türlü pazarlıkta kullanılabilecek bir tehdit unsurudur. Bunun örnekleri de vardır.
- Arz güvenliği bahane edilerek çıkarılan YENİ TEŞVİK YASASI yeni sorunlara yol açacağı bilinciyle acilen değiştirilmelidir.
- EÜAŞ santrallerinin işletmesiyle ilgili sorunların (personel, revizyon ve bakım, iyileştirme) sorunları acilen çözülmelidir.
- Yer seçiminde belli yerlerde yığılmaların önüne geçilmelidir.

2015 Yılı Sonrası İçin Üretim Öneriler (1)

- DSI verilerine göre kullanılabilir 250, ekonomik 135 milyar kWh olan hidrolik potansiyelin halen kullanılmayan 100 milyar kWh üretim kapasitesi aşamalı olarak 2025 yılına kadar tamamlanmalıdır.
- Elbistan havzasındaki 5-8 milyar ton olan kömür rezervi aşamalı olarak yerli teknolojilere de dayanılarak 18 milyar kWh üretim kapasitesi 50 milyar kWh çıkartılmalıdır. (Elbistan C ve D)
- Yıllık 70 milyar kWh potansiyeli olduğu herkesçe kabul edilen rüzgar enerjisinden de aşamalı olarak yerli teknolojiye de geçecek şekilde 30 milyar kWh üretim yapılabilir hale gelinmelidir.
- Jeotermal zengini olan ülkemiz bu alanda çok geridedir. EİE verilerine göre ülkemizde 1000 dolayında ve 170 tanesi yüksek ısı (40 derece üstü) toplam 31.500 MW gücünde ve 200 milyar kWh kapasiteli santral kurulacak kadar jeotermal kaynak vardır. Yapılacak araştırma ve yatırımlarla bunların önemli bölümü 10-15 yıl içerisinde tamamlanabilecek durumdadır.
- ETBK'nca Haziran ayında Milli Güvenlik Kuruluna sunulan "GÜNEŞ ENERJİSİ" raporunda ülkemiz gelecekte güneş enerjisini kullanarak "enerjide dışa bağımlılıktan" kurtulabilecektir.

2020 Yılı Sonrası İçin Üretim Öneriler ve Tüketime Gelişimi

Üretim Kapasitesi (milyar kWh)	
Mevcut	360
Hidrolik	30
Rüzgar	20
Kömür	55
Jeotermal	20
Güneş	10
Toplam	495

Tüketime Gelişimi				
Yıllar	% 4	% 6	% 7	% 8
2008	198	198	198	198
2010	214	222	227	231
2015	248	283	302	322
2020	301	378	424	474
2025	386	507	594	696
2030	446	678	833	1023
2035	571	890	1136	1447

Sonuç

1. Enerjinin kamu hizmeti niteliği unutulmamalıdır.
2. En kısa zamanda merkezi bir planlama oluşturulmalıdır.
3. Özelleştirmeler acilen durdurulmalıdır.
4. Üretim, iletim ve dağıtımın işletmesi tek bir kuruluştaki toplanmalı ve bu kuruluş tekel olmalıdır. Ve başka bir kuruluş ya da gerçek kişilerin elektriğin üretim, iletim ve dağıtımını "ticari alan" olarak kullanması engellenmelidir.
5. Birincil kaynakların araştırılması, bunlara uygun yatırımların yapılması, teknolojilerinin geliştirilmesi amacıyla aslında var olan kamu kurum ve kuruluşları etkin olarak çalışır hale getirilmelidir.
6. Nükleer, ithal kömür, doğal gaz santralleri gibi aslında "Avrupa'nın elektrik tedarikçisi" olmaya yönelik planlama ve yatırımlara derhal son verilmelidir.
7. Elektromekanik sanayi (öncelikle de rüzgar alanında) ele alınıp yerli üretime geçiş sağlanmalıdır.

AFŞİN- ELBİSTAN LİNYİT SANTRALI

Gültekin Türkoğlu
Elektrik Y.Müh.

Haziran 2008' de Türkiye Elektrik İletim AŞ tarafından hazırlanan ''Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2008-2018)'' raporuna göre:

-Yüksek talep serisine göre 2009 yılından,

- Düşük talep serisine göre 2011 yılından,

itibaren elektrik arzının talebi karşılayamayacağı uyarısında bulunulmuştu.

Ancak, 2008 yılı haziran ayından itibaren etkisini gösteren global ekonomik kriz nedeni ile ekonomi daralmış, buna paralel olarak da elektrik talebinde azalma yaşanmaya başlanmıştır. Nitekim 2008 son çeyreğinde elektrik talebinde % 17 lik bir gerileme yaşanmış,2008 yılı elektrik talebi 207 milyar kwh tahminine karşın 198 milyar kwh olarak gerçekleşmiştir.

2009 yılına gelince, çeşitli uluslar arası kuruluşlar ülkemiz için büyüme hızının (-) %5,1 ile (-)%5,9 arasında değişen büyüme hızı öngörmektedirler.

Ekonomiden sorumlu Devlet Bakanı ve Başbakan Yardımcısı Ali Babacan ise ekonomik krizin ülkemize 3 yıl kaybettirdiğini, 2011 yılında ancak 2008 yılı değerlerini yakalayabileceğimizi belirtmiştir. Görülüyor ki krizden çıkış ve tekrar büyümeye başlamamız bir kesimin belirttiği gibi 2010 yılında olamayacak, ekonomide toparlanma daha uzun bir zaman alacaktır.

Ülkemiz bu krize maalesef elektrik sistemimde yeterli bir yedek güce sahip olmadan yakalandığı için, kriz dönemini azalan talebin getirdiği bir rahatlıkla geçirse bile kriz sonrası oluşacak bu günden nispeten daha yüksek olacağı beklenen talebi karşılamak için sıkıntıya düşecektir. Bunun için vakit kaybetmeden hemen üretimi artıracak önlemleri almamız gerekmektedir.

Hidrolik ve rüzgar santrallerine göre daha az yedek güce ihtiyaç göstermeleri nedeniyle termik santraller bu durumda öne çıkmaktadırlar. Bunlar ise, nükleer ve Afşin Elbistan termik santralleridir.

Bunlardan, nükleer santral için 2014 yılında işletmeye girmek üzere ihale süreci başlatılmıştır. 20014 yılında nükleer santralin işletmeye girmesi mümkün değildir. Bu güne kadar ki deneyimler nükleer santrallerin inşaat ve işletmeye girmesinin 8-12 yıl olduğunu göstermektedir. Fillandiya'da halen inşaatı devam eden nükleer santralinde şimdiden 4 yıllık bir gecikme ortaya çıkmıştır. Ekonomik krizin getirdiği finans sıkıntısı düşünüldüğünde bu gecikme daha da büyüyebilecektir. Gecikmenin aynı zamanda santralin tesis maliyetini de artıracığından Nükleer santralden önce bitebilecek Afşin Elbistan linyit

santrali C,D,E,F santrallerini bir an önce ihale etmenin zorunluluğu ortaya çıkmaktadır.

Rezerv çalışmaları 1980’li yıllarda tümüne yakını TKİ tarafından yönelik projelendirilmiş olan yaklaşık 10 000 MW gücündeki bir santrali besleyecek miktarda proje hazır bulunmaktadır. Ayrıca, TEK ve TEİAŞ dönemlerinde Afşin Elbistan A ve B santralleri ihale edilmiş ve işletmeye alınmıştır. Dolayısı ile bu projenin bilinmeyen bir tarafı yoktur ve nükleer santralden çok daha erken üretime geçmeleri kesindir. Bu santrallerde üretilen elektriğin maliyeti de 3-5 cent/kwh civarında olup nükleer santralden çok daha ucuzdur.

Afşin-Elbistan santralının bu bilinen özelliklerine karşın nükleer santralin bilinmeyenleri çoktur. Bunların başında santralin kurulmasına karar verilen Akkuyu’da 1970’li yıllarda verilen yer lisansı bugün için geçerliliğini yitirmiştir. Şöyleki; Akdeniz bölgemiz şimdilerde en önde gelen bir turizm bölgemizdir.

1970’lerin ortasında yer lisansı verilirken turizm etki değerlendirilmesi (o zaman gerekmediğinden) yapılmamıştır. Turizm yönünden büyük bir potansiyele sahip bu bölgeye nükleer santral kurulması ile gelen turist sayısında belirli bir azalma yaşanacak ve turizm gelirlerinde azalma olacaktır.

Mevcut yer lisansına göre Akkuyu bölgesi o günkü verilere göre deprem yönünden sıfır riskli bir bölge olarak kabul ediliyordu. Oysa 1990 sonlarında yaşanan Adana depremi sonrasında santral sahasının yakınından Ecemiş fay hattının geçtiği tespit edilmiştir. Nükleer santral için deprem çok ciddi bir risk unsurudur ve de santral maliyetini artırır. Ayrıca Akdeniz sıcaktır ve iklim değişikliği sonunda deniz sıcaklığının daha da artması beklenmektedir. Bu durum santralin termodinamik verimini düşürecektir.

Bütün bu hususlar göz önüne alınarak mevcut yer lisansı yapılacak ek çalışmalar ile yeniden gözden geçirilmeli, santral inşaatına yeni yer etüdünde elde edilen veriler ile başlanmalıdır. Aksi davranış bizi sonradan giderilmesi mümkün olmayan ve santral inşa süresini ve maliyetini artıran ciddi sorunlar ile karşı karşıya bırakabilecektir.

Dünya’da nükleer alandaki çalışmalar büyük ölçüde radyoaktif atıkların yönetimine odaklanmıştır. Bilindiği gibi kullanılmış nükleer atıklar yarı ömürleri binlerce yıla kadar uzayan radyo aktif izotopları içermekte dolayısıyla bu atıkların binlerce yıl güvenle saklanabilmelerinin güvence altına alınması gerekmektedir. Bu sorunlar karşısında birçok ülke nükleer yatırım konusunda karar vermek için dördüncü nesil nükleer reaktörlerin ticari işletmeye girmesini beklemektedirler.

Nükleer santral yapımını sadece bir ihale ve satın alma sürecine indirgemek doğru değildir, ihaleden önce nükleer teknolojinin alt yapısının hazırlanması ihaleye ondan sora çıkılmalıdır.

Özet olarak söylemek gerekirse Afşin Elbistan santrali C),(D),(E) ve (E) gruplarının nükleer santralden önce ele alınması gerekmektedir.

Elektrik enerjisi depo edilemez niteliğinden ötürü üretildiği anda tüketilmek zorunluluğundadır. Bu nedenle üretimden tüketime kadar her aşamada planlı bir şekilde çalışılmasına kesin gereksinim vardır. Konu üretim ile tüketimin planlaması olunca bunun başlangıç noktası olarak talep tahminleri üzerinde durmak gerekmektedir.

1970 den 2000'e kadar geçen sürede elektrik talebi yılda ortalama % 4,2 oranında artış göstermiştir. Elektrik talep artışı üst üste bir iki yıl bu ortalamanın üzerine çıktığında bu artış sürdürülememiş, bir ekonomik kriz ile karşı karşıya kalınmıştır. Sürdürülebilir bir talep artışı sağlayabilmek için sürdürülebilir bir büyüme hızı hedeflenmelidir. 1990-2003 arasında ortalama büyüme hızı %2,9 olarak gerçekleştiğine göre yıllık elektrik talep artışını % 7-8 dolaylarında kabul etmek gerçekçi olmamaktadır. İçinde yaşadığımız küresel ekonomik kriz döneminde sürdürülebilir büyümenin anlamı daha da önem kazanmaktadır. 2008 yılında elektrik talebinin 207 milyar kwh olacağı tahminine karşın 198 milyar kwh olarak gerçekleşmiştir. 2008 yılı son çeyreğinde ekonomik krizin etkisiyle elektrik tüketiminde azalma baş göstermiş, 2009 yılı ocak ayında geçen yılın aynı ayına göre elektrik talebinde %17'lik bir düşüş yaşanmıştır. 2009 yılı için gelişme hızının (-)% 5,1 ile (-) % 5,9 civarında gerçekleşeceği, bu düşük gerçekleşmenin birkaç yıl süreceği beklenmektedir. Ekonomiden sorumlu Devlet Bakanı Başbakan Yardımcısı Ali Babacan ise global ekonomik krizin Türkiye'ye 3 yıl kaybettirdiğini söyledikten sonra 2008 yılındaki milli gelir düzeyine ancak 2011 yılında gelebileceğimizi ifade etmiştir. Bu durumda

ekonomimizin bu krizden 2001 krizinde olduğu gibi kısa sürede çıkacağı ve de çıktıktan sonra kısa sürede toparlanıp tekrar % 7-8 gibi büyüme hızlarına kavuşacağı beklenmemelidir. Büyüme hızlarına paralel olarak da elektrik sisteminde eskiden olduğu gibi büyük tüketim artışları beklemek mümkün görülmemektedir.

2008 yılı Haziran ayında TEİAŞ'ın yayınladığı 2008-2017 arası uzun dönemli arz projeksiyonu raporunda da açıklandığına göre, talep artışı eskisi gibi devam etseydi elektrik arzı, talebi 2009 yılından itibaren karşılayamaz durumda olacaktı. Kriz nedeni ile elektrik sektöründe talepler düştüğünden talebi karşılayamama yılının da öteleneyeceği görülmektedir. Bu elektrik sektörü yönünden krizin olumlu yanı olarak ifade edilebilir. Kriz öncesi dönemde, talebi karşılamak için sistemde yeterli yedek kapasite bulunmadığı bir gerçektir. O halde bu talep azalmasından yararlanarak elektrik arz olanaklarını artırmak için elektrik üretim tesislerinin yapımına bir an önce başlamak gereklidir.

Bir üretim tesisinin yapımı en az 3-4 yıl alacağı düşünüldüğünde öncelikle Kriz dönemindeki bu talep azalmasından yararlanarak yarım kalmış üretim tesislerinin tamamlanması sağlanmalı, mevcut santrallerin rehabilitasyon çalışmaları bitirilmelidir. Ayrıca elektrik enerjisini daha verimli kullanmaya yönelik çalışmalara öncelik verilmelidir. Bütün bu çalışmalardan çok az bir para harcayarak 28,0-30,0 milyar kwh kadar bir üretim olanağına kavuşmak olanağı bulunmaktadır. Şöyle ki:

1. DSI'nin, inşaatları ödeneksizlikten yarım kalmış santrallerin ödenekleri Maliye Bakanlığınca verilerek tamamlanması sonucu yaklaşık 10,0 milyar kwh yeni üretim olanağına kavuşulacaktır.
2. EÜAŞ'nin işletmedeki santrallerinin rehabilitasyon çalışmalarının bir an önce bitirilmesi ile 13,0 milyar kwh ek üretim kazanılmış olacaktır.
3. Elektrik enerjisinde kaçak kullanımın önlenmesi ile sağlanacak tasarruf ile en az 5,0 milyar kwh elektrik enerjisi kazanılmış olacaktır.

Kriz dönemini atlattıktan sonraki normal duruma döndüğümüzde ise, oluşacak elektrik talep artışlarını karşılayabilmek ve de uzun vadede arz güvenilirliğini sağlayabilmek için uzun süre yatırım yapılamayan elektrik sistemimizde baz yükte çalışan, büyük güçlü üretim tesislerinin kurulmasına ihtiyaç duyulacaktır. Ülkemizde bu anlamda ele alınması düşünülen tesisler, (büyük güçlü hidrolik santraller tükendiğine göre) nükleer santral ve Afşin- Elbistan termik santral projeleridir. Nükleer santralin kurulması için öne sürülen gerekçeler olarak bu santralin baz yükte çalışması, elektrik üretim maliyetinin uzun vadede ucuz oluşu, kaynak çeşitliliğidir. Şu anda ihale aşamasında olan nükleer santral projesinde teklif edilen fiyat (20 cent/kwh) oldukça pahalıdır. Nükleer santral yakıtta çeşitlilik yaratmakla birlikte sağlanan ülke bazında düşünüldüğünde bu avantajını kaybetmektedir. Halen elektrik üretiminde %60 oranında kullandığımız doğal gaz da Rusya'ya olan büyük bağımlılığımız, nükleer

enerjide oluşacak bu yeni bağımlılıkla beraber daha da artacak ve elektrikte arz güvenilirliği açısından kabul edilemeyecek bir düzeye çıkacaktır. Oysa, Afşin Elbistan projesi, hem birim üretim maliyeti(3,5 cent/kwh) nükleerden çok daha ucuz olması bunun yanında baz üretim yapma özelliği, nükleere göre daha fazla istihdam olanağına sahip olması ve de yakıtının yerli kaynak olması nedenleriyle arz güvenilirliği yönünden nükleer santrale göre daha avantajlı olmaktadır. Bu nedenlerden dolayı nükleer santralden önce ele alınmalıdır.

Afşin Elbistan Termik Santrali

Rezerv çalışmaları 1980'li yıllarda tümüne yakını TKİ tarafından elektrik üretimine yönelik projelendirilmiş olan yaklaşık 10.000 MW gücünde termik santrali besleyecek miktarda proje hazır bulunmaktadır.

Türkiye linyit rezervlerinin yaklaşık %47'sine sahip olan Elbistan havzasının elektrik üretimindeki yeri oldukça önemlidir. Elbistan linyit havzasında sektör ve madencilik bazında yapılmış olan rezerv ve madencilik planlaması (A) sektörü dışında havza bazında yeniden değerlendirilmiş ve havzanın görünür rezervi 4,307 milyar ton, ekonomik işletilebilir linyit rezervi ise 3,8 milyar ton olarak bulunmuştur. MTA tarafından yapılan çalışmalar sonunda bu rezervin daha da artacağı öngörülmektedir. Uygun madencilik planlaması yapılması halinde Elbistan havzasındaki mevcut ve kurulabilir kurulu gücü 9450 MW olan santral potansiyeli ile 55-60 milyar kwh elektrik üretilebilecektir.

Halen işletmede olan 4x340 MW gücündeki (A) santrali ile 4x350 MW gücündeki (B) santraline ek olarak her biri 4x350 MW kurulu gücünde (C), (D), (E),(F) santrallerinin inşaatı planlanmaktadır.

Konuya uzun vadede bakacak olursak aşağıdaki saptamaları yapmak mümkündür:

Uzun vadede sürdürülebilir elektrik talep artışını idame ettirebilmek için elektrik talep artışını yıllık ortalama % 4,0 olarak kabul etmek daha gerçekçi bir yaklaşım olarak görülmektedir. Bu durumda 2030 yılında elektrik talebi 500 000 Gwh olacaktır. Elektrik enerjisi üretebilmek için kullanabileceğimiz yerli birincil kaynaklarımızdan aşağıdaki tablodan da görüleceği gibi 417 000 Gwh kadar elektrik enerjisi üretilebilecektir, bu güne kadar linyitten üretilen 35000 Gwh miktarındaki üretim düşülecek olursa geriye kalan yerli kaynaklardan üretebileceğimiz elektrik enerjisi miktarı yaklaşık olarak 380 000 Gwh olacaktır.

Birincil kaynak	Miktar	Üretilebilecek elektrik enerjisi
Linyit	9300 000 ton	120 000 Gwh
Yerli Taş kömürü	1344 000 ton	6 500 Gwh
Hidrolik	190 000 Gwh	170 000 Gwh
Jeotermal (elektrik)	500 Gwh	500 Gwh

Rüzgar

40000 MW

120 000 Gwh

2008 yılı itibarı ile mevcut sistemimizin üretim kapasitesi olan 220 000 Gwh ile birlikte elektrik enerjisi potansiyelimiz, (380 000-220 000) 600 000 Gwh değerine ulaşabilecektir. Özetle söylemek gerekirse; yerli birincil kaynaklarımızı zamanında devreye sokabilirsek, başkaca ithal kaynak kullanmadan 2030 yılına kadar elektrik talebini karşılamakta bir sorun görülmemektedir.

Nükleer Santral ihalesine dair görüşler:

Ülkemizde 2002 de yapılan fakat sonuçlanmayan nükleer santral ihalesinde ki teklifte birim kwh maliyeti 2300 dolar/kwh idi. Oysa TEİAŞ'ın yapmış olduğu planlamada nükleer santralin elektrik planlamasında diğer santraller ile rekabet edebilmesi için birim kwh maliyetinin 1750 dolar/kwh olması gerekmektedir. Nükleer güç santrallerinin geleceği, ekonomik olarak rekabet edebilir yenilikçi tasarımların gerçekleşmesine, işletme güvenliği yönünden kamu oyunun güvenini kazanmasına bağlıdır. Ancak işletme güvenliğinin sağlanması da tek başına yeterli değildir. Radyoaktif atık sorunu nükleer güç teknolojisinin en önemli ve çözümü en güç sorununu teşkil etmektedir. Böylece, Dünyada nükleer alandaki çalışmalar, yenilikçi reaktör tasarımlarının geliştirilmesinin yanı sıra yüksek seviyeli radyoaktif atıkların yönetimine odaklanmıştır. Kullanılmış yakıtlar, reaktörün çalışması esnasında gerçekleşen nükleer reaksiyonlar sonucu oluşan ve yarı ömrü binlerce yıla kadar uzayan orta ve uzun dönemli radyoaktif izotopları içermektedir. Bu nedenle radyoaktif atıkların binlerce yıl güvenli saklanabileceğinin garanti altına alınması gerekmektedir. Nükleer santral ihalesindeki eksiklikler bu kadar da değildir. Bu ihaleden önce aşağıdaki şu çalışmaların da yapılması gerekirdi:

1. TAEK'den yeni bir yer lisansının alınması,
Lisans alınması için yapılması gerekli çalışmalar şu hususları kapsamalıdır:
 - 1.1 Bölgenin nüfus yapısı, nüfus yoğunluğu, turizm ve tarım potansiyeli yönünden değerlendirilmesi,
 - 1.2 Deprem ve sismik etütlerin yapılması,
 - 1.3 Jeolojik etütler ve zemin hidrolojisinin incelenmesi,
 - 1.4 Meteoroloji, deniz ve tsunami araştırmalarının yapılması,

- 1.5 Çevre ile ilgili olarak yapılması gereken araştırmalar,
- 1.6 Olası dış kaynaklı kazalar ile ilgili araştırmalar, analizler,
- 1.7 Soğutma suyu ile ilgili analiz ve ölçümler,
- 1.8 Enterkonnekte şebekeye bağlantı ile ilgili etütler,

2. Üretim lisansının alınması,
4. İhale şartnamesinin hazırlanması için danışmanlık firması ihalesine çıkılması,
5. İhale şartnamesinin hazırlanması,

Bütün bunların yapılmadan bir ihaleye çıkılması sonradan telafisi kabil olmayan sonuçlar doğuracağı açıktır. Bütün bu hususların göz önüne alınması halinde birim kwh maliyetinin teklif edilen maliyetin birkaç katı üstünde gerçekleşeceği ve öngörülenden daha uzun sürede gerçekleşeceği açıktır. Bu nedenle daha iyi hazırlanmış bir şartname ile ihaleye çıkılması gerekirdi.

Yukarıda açıklanan bu belirsizliklere rağmen nükleer santral ihalesindeki bu acele ve ısrarın nedeni, önceki Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı sayın Hilmi Güler'in şu sözlerinde yatmaktadır. " Nükleer enerji tercihimiz değil mecburiyetimizdir."



TÜRKİYE’NİN ENERJİ GÖRÜNÜMÜ

Oğuz Türkyılmaz

Endüstri Mühendisi

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu Başkanı

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Yönetim Kurulu Üyesi
oguz.turkyilmaz@mmo.org.tr

Bu bildiri, Odamızın, Elektrik Mühendisleri Odasının, İnşaat Mühendisleri Odasının ve Odamızın üyesi olduğu ve Yönetim Kurulunda temsil edildiği Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesinin (DEK-TMK) enerji alanında yürüttüğü çeşitli çalışmalarının sonuçlarından hareketle hazırlanmıştır.

Bildirinin hazırlık sürecinde değerli katkılar veren; MMO Enerji Verimliliği Danışmanı Tülin Keskin, MMO Enerji Çalışma Grubu üyeleri Haluk Direskeneli ve Caner Özdemir, MMO Teknik Görevlileri Koray Tuncer ve Derya Baran, Osman Gazi Üniversitesinden Doç.Dr. Haydar Aras, İktisatçı ve Araştırmacı-Yazar Mustafa Sönmez, Maden Mühendisi Mehmet Kayadelen, ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu Sekreteri Yusuf Bayrak arkadaşlarıma teşekkür ediyorum.

1. TÜRKİYE’NİN ENERJİ TALEBİNDEKİ GELİŞMELER

Türkiye yüzölçümü ve nüfusu itibarıyla dünya üzerinde kayda değer bir duruma sahiptir. Nüfusu 71.5 milyonu aşmaktadır. 2008 verileriyle GSYİH olarak 742 milyar \$’lık bir büyüklüğe sahiptir. Kişi başına düşen milli gelir 10 000 \$ seviyesindedir. Milli gelirin %8’i tarımdan, %30’u sanayiden (%4 inşaat dahil) ve %62’si hizmetlerden oluşmaktadır. Türkiye’nin enerji tüketimi 2007 yılında 107.6 mtpe’ne ulaşmış, 2008’de ise 106.273 mtpe olarak gerçekleşmiştir. Elektrik üretimi 2008 yılında 198.3 milyar kwh’ye varmıştır.

Elektrik üretim kapasitesi ise, 2007 yılında (40836 MW), bir önceki yıla göre kayda değer bir artış göstermemiş, 2008’de ise 912 MW’lik (%2.23) bir artışla 41748 MW’ye ulaşmıştır. Kasım 2009 itibarıyla kurulu güç 44 600 MW’ye varmıştır.

2007 verileriyle 1 525 kgpe gibi oldukça düşük bir değer olan kişi başına birincil enerji tüketimi, 2008’de kriz nedeniyle daha da azalmış ve 1 495 kgpe olarak gerçekleşmiştir. Dünya ortalamasının 1 820 kgpe olduğu göz önüne alındığında, Türkiye’de kişi başına birincil enerji tüketiminin düşük olduğu görülür. Aynı şekilde kişi başına elektrik enerjisi tüketimi de 2 791 kwh (brüt) seviyesinde olup, bu değer 8 900 kwh’lik gelişmiş ülkeler ortalamasının üçte birinin altındadır.



Tablo 1:Kişi Başına Yıllık Elektrik Enerjisi Tüketimi

ÜLKELER	KİŞİ BAŞINA TÜKETİM (kWh)
Dünya ortalaması	2 500
Gelişmiş ülkeler ort.	8 900
ABD	12 322
Türkiye	2 791

Enerji, özellikle de elektrik enerjisi, insan yaşamında tartışmasız bir önceliğe sahiptir. Enerjisiz bir yaşam, günümüz koşullarında neredeyse olası değildir. Gelişen teknoloji ve artan enerji açığı bütün ülkelerde olduğu gibi ülkemizde de yeni enerji kaynakları üzerinde daha fazla düşünülmesini ve hızlı bir şekilde alternatiflerin üretilmesini gerekli hale getirmiştir. Enerji ve Tabii Kaynaklar bakanı Taner Yıldız'ın 16.11.2009'da TBMM Plan ve Bütçe Komisyonunda Bakanlık Bütçesi görüşülmeden önce yaptığı sunuş konuşması önemli saptamalar içermektedir.

“Bütün dünyada ülkelerin enerji konusuyla ilgili kamu örgütleri, üniversiteleri, bağımsız düşünce kuruluşları ve elbette siyasî karar alıcıları güvenli, sürdürülebilir, çevre dostu ve riski en aza indirgenmiş enerji politikaları üretmek için çalışmaktadırlar. Ülkelerin ekonomik gelişimlerinin sürdürülmesi bakımından, temel girdi durumunda olan enerji, küresel yönelimlerin izlenerek analiz edilmesini, çok boyutlu ve uzun soluklu politika ve stratejilerin uygulanmasını gerektiren bir alan olarak önemini gün geçtikçe artırmaktadır.

Enerji güvenliği, enerji sektörüne ilişkin tartışma gündemlerinin temelini oluşturmaktadır. Son bir yılda küresel ekonomideki daralmaya karşın, artış trendinde olan enerji fiyatları, küresel ısınma ve iklim değişikliği konusunda artan duyarlılık, dünya enerji talebindeki artışa karşın tükenme eğilimine girmiş olan fosil yakıtlara bağımlılığın yakın gelecekte devam edecek olması, yeni enerji teknolojileri alanındaki gelişmelerin artan talebi karşılayacak ticari olgunluktan henüz uzak oluşu, ülkelerin enerji güvenliği konusundaki kaygılarını her geçen gün daha da artırmakta ve yeni arayışlara yönelinmektedir.

Diğer taraftan, enerji elde etmek için kullanılan kaynaklar ve yürütülen faaliyetlerden kaynaklanan sera gazı emisyonlarının yaşamı tehdit eder boyutlara ulaşması, enerji kaynaklarının üretimi ve tüketiminden kaynaklı çevresel etkiler; fosil yakıtlar, kullanılabilir su kaynakları gibi dünyadaki doğal enerji kaynaklarının hızla tükenmesi riskleri, hem birer müstakil varlık olarak devletleri, hem de insanlık adına düşünme sorumluluğunda olan bilim adamlarını ve aydınları enerji konusuna daha çok yoğunlaşmaya ve bu alan üzerinde daha çok araştırma yapmaya sevk etmektedir.

Dünyada nüfus artışı, sanayileşme ve kentleşme olguları,küreselleşme sonucu artan ticaret olanakları, doğal kaynaklara ve enerjiye olan talebi giderek artırmaktadır.

Uluslararası Enerji Ajansı (UEA) tarafından yapılan projeksiyonlar, mevcut enerji politikaları ve enerji arzı tercihlerinin devam etmesi durumunda dünya birincil enerji talebinin 2007 - 2030 arasındaki dönemde yüzde 40 oranında artacağına işaret etmektedir.

Referans senaryo olarak adlandırılan ve yıllık ortalama yüzde 1,5 düzeyinde talep artışına karşılık gelen bu durumda dünya birincil enerji talebi 2007'deki 12 milyar ton petrol eşdeğeri



(tep) düzeyinden 2030 yılında 16,8 milyar tep düzeyine ulaşacaktır. Referans senaryoya göre fosil yakıtlar, 2007 ve 2030 arasındaki dönemde enerji tüketimindeki artışın dörtte üçünden fazlasına karşılık gelerek birincil enerjide hakim kaynaklar olarak kalmaya devam edecektir.

Küresel talep artışının yüzde 93'lük bölümü OECD üyesi olmayan gelişmekte olan ülkelerden kaynaklanacak, Çin ve Hindistan enerji tüketiminde paylarını belirgin şekilde artıracaktır.

Söz konusu talep artışının zamanında ve güvenli bir şekilde karşılanabilmesini teminen, 2030 yılına değin küresel çapta enerji sektörü arz altyapısına 26 trilyon dolar tutarında yatırım gerçekleştirilmesi ön görülmekte olup yalnızca elektrik sektörüne üretim, iletim ve dağıtım için 13,7 trilyon dolar yatırım gerçekleşmesi gerekmektedir.

Fosil yakıtların enerji arzındaki ağırlıklı payı, küresel ısınma ve iklim değişikliği olguları bağlamında enerji politikalarının ve tercihlerinin önemini pekiştirmektedir. Karbondioksit eşdeğeri değerler bakımından referans senaryo kapsamında 28,8 milyar ton'dan 40,2 milyar ton düzeyine ulaşacağı hesaplanan enerji sektöründen kaynaklı ve sera etkisi yapıcı gaz emisyonlarının, alternatif politikaların belirlenmesi ve uygulanması ile belirli düzeyde azaltılabileceği öngörülmektedir.”

Yeryüzünde fosil yakıtların neden olduğu sera gazlarının küresel ısınma ve iklim değişikliklerine yol açması, diğer yandan nükleer enerji kaynaklarının toplumsal, çevresel ve ekonomik açıdan yüksek maliyetli olması, ülkelerin öz kaynaklarını daha etkin biçimde kullanımının önemini artırmıştır. Özellikle teknolojik gelişmeye bağlı olarak ortaya çıkan çağdaş gereksinimlerden dolayı, enerji üretimi ile ilgili bilimsel araştırmalar, alternatif ve daha kullanışlı enerji kaynaklarına yönelmiştir. Günümüzde sürdürülebilirliğin sağlanması ve doğal dengenin korunması için yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının işlenmesi ve kullanılmasının önemi giderek artmaktadır.

Enerjiyi kesintisiz, güvenilir, ucuz, temiz ve çeşitlendirilmiş kaynaklardan sağlayabilmek ve verimli kullanmak önemlidir. Ne var ki bu güne kadar kullandığımız birçok enerji dönüştürme yönteminin çevreye ve insanlara verdiği zarar artık ciddi boyutlara ulaşmıştır. Özellikle yirminci yüzyılın acımasız ve neye mal olursa olsun daha fazla üretim, daha fazla kar güdüsünün, gerek çevreye, gerekse canlılara onarılamaz derecede zarar vermesi, enerji gereksiniminin insana daha yakışır biçimde nasıl karşılanabileceği sorusunu ve araştırmasını beraberinde getirmiştir. Ülkelerin, kendi yurttaşlarına ve dünya halklarına daha güzel bir dünya sunabilmek için, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarından daha fazla enerji üretmeye yönelmeleri kaçınılmazdır. Bu noktada doğanın dünya ölçeğinde dağılımında daha adil ve eşitlikçi davrandığı rüzgar, güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları da, tüm insanlığın hizmetinde olacaktır.

Greenpeace' in geçtiğimiz aylarda yayınladığı “Türkiye Enerji D(E)vrimi :Sürdürülebilir Bir Türkiye İçin Enerji Yol Haritası “ başlıklı raporda,iklim değişikliği ile ilgili saptamalar önemlidir.

“Hükümetler arası İklim Değişikliği Paneli (IPCC) sera gazı salımlarını hafifletmek için harekete geçilmezse önümüzdeki yüz yıl içinde küresel sıcaklığın 5,8 °C' den fazla artış göstereceğini öngörüyor. Sıcaklıktaki bu değişim, insanlık tarihinde yaşanmış tüm deneyimlerden çok daha hızlı. Üstelik daha çok ısınmayı tetikleyecek geri-besleme olasılıkları



hesaba katılmadan. İklim değişikliğinin etkilerini şimdiden yaşamaya başladık. en kuzeydeki Eskimolar' dan, ada ve nehir deltalarına kadar dünyanın çeşitli yerlerindeki pek çok halk, iklim değişikliğinin etkileriyle bir ölüm kalım meselesi olarak boğuşmaya başladı bile.

Milyonlarca insan açlık, sıtma, sel felaketleri ve tatlı su eksikliği gibi giderek artan risklerden dolayı tehdit altında. İnsanlık daha önce hiç bu kadar büyük bir çevresel krizle boğuşmak zorunda kalmamıştı.

Az ile orta seviyede ısınmanın etkilerinden bazıları

- Küresel sıcaklık artışını takiben, buzulların erimesi ve okyanusların termal genişlemesiyle birlikte deniz seviyelerinde yükselme
- Kutuplar ve kutuplara yakın bölgelerde normal şartlarda donmuş olan permafrost tabakasının erimesi ve ormanların ölümüyle birlikte, kitlesel miktarlarda daha çok sera gazının açığa çıkması.
- Sıcak hava dalgaları, kuraklıklar ve su baskınları gibi hava olaylarının uç noktalara ulaşma riski. Kuraklıkların meydana gelme sıklığı şimdiden geçtiğimiz 30 yılda iki kat arttı, Güney Doğu Avrupa gibi bölgeler bu yüzyılın başından beri sel felaketleri ile mücadele ediyor.
- Şiddetli bölgesel etkiler. Avrupa'da nehir ve kıyılarda taşkınlar, erozyon ve sulak alan kayıplarında artış. Sel felaketleri ayrıca alçak seviyede bulunan Bangladeş ve Güney Çin gibi gelişmekte olan bölgeleri şiddetli etkileyecek.
- Doğal sistemler şiddetli olarak tehdit altında kalacak. Bunlar arasında buzullar, mercan kayalıkları, mangrov tipi ormanlar, Alpler'deki ekosistemler, kuzey ormanları, tropik ormanlar,bozkır sulak alanları ve doğal otlaklar sayılabilir.
- Türlerin soylarının tükenmesinde ve biyolojik çeşitlilik kaybında risk artışı olacak. En önemli etkiler; Güney Afrika'da, Güney ve Güneydoğu Asya'da, Güney Amerika'daki And bölgesinde ve küçük adalarda bulunan fakir ülkelerde görülecek. Bu ülkeler, ekonomik durumları nedeniyle kendilerini artan kuraklıklardan, yükselmekte olan deniz seviyelerinden, yaygın hastalıklardan ve tarımsal üretimdeki düşüşten korumayı başarmakta en çok zorluk çekecek olan ülkeler. Bununla beraber Akdeniz Bölgesi de iklim değişikliği karşısında en savunmasız olan bölgelerden biri. Akdeniz'in iklim değişikliğine karşı ciddi bir çevresel hassasiyeti var ve gıda güvenliği büyük oranda sağlıklı bir çevreye bağlı. eğer siyasi irade hemen harekete geçmez ve sıcaklıklar endüstri öncesi döneme oranla 2°C' nin üzerine çıkacak olursa, zararın boyutu da felaket niteliğinde olacak. Artan sıcaklıklar, daha şiddetli kuraklıkları tetikleyebilir, bu da bölgede var olan toplumsal ve askeri çatışmalara kıt su kaynakları üzerinden yenilerini ekleyebilir.Bölgede milyonlarca insanın hayatı bu nedenle tehdit altında kalabilir.Bu arada verimli toprak ve ormanlar kaybedebilir, tarımsal üretimde ve turizm gelirlerinde ciddi bir düşüş yaşanabilir. Bu şartlarda, ağır bir çölleşme kaçınılmaz olacak ve yüz binlerce insan göç etmek durumunda kalacak. Türkiye de bu ağır iklim etkilerinden muaf değil. Aksine İstanbul ve Marmara bölgesinde yaşanan son sel felaketlerinin de (Eylül 2009) kanıtladığı gibi, Türkiye'nin altyapısı aşırı hava olaylarının şiddetindeki en ufak bir artışa bile son derece hassastır.



Salımları en azami düzeyde ve en hızlı biçimde indirmeye mecburuz! İklim politikaları geliştirilirken endüstri öncesi döneme oranla sıcaklık artışının 2°C'nin mümkün olduğunca altında tutulması hedefi gözetilmek zorunda. Endüstrileşme öncesi döneme oranla 1,8 derecelik artışın zaten kaçınılmaz olarak gerçekleşeceği gerçeğiyle hareket edersek, sera gazı emisyonlarının artışının 2020 yılında durdurulması ve bu yıl itibarıyla da keskin bir inişe geçmesi şarttır.”

Sürdürülebilir bir gelecek için yeni fikirlere ve eylem programlarına ihtiyaç vardır. Enerjiye ucuz, güvenilir, kaliteli, yeterli ve sürdürülebilir şekilde erişim temel bir insan hakkıdır. Dünya ölçeğinde enerji sorununun çözümü için işbirliğinin artması ve çözümler geliştirilmesi için Dünya Enerji Konseyi (WEC) ve Birleşmiş Milletlere ve bağlı kuruluşlarına görevler düşmektedir.

ETKB verilerine göre “1990-2008 döneminde ülkemizde birincil enerji talebi artış hızı aynı dönemde dünya ortalamasının 3 katı olarak yüzde 4,3 düzeyinde gerçekleşmiştir. Türkiye, OECD ülkeleri içerisinde geçtiğimiz 10 yıllık dönemde enerji talep artışının en hızlı gerçekleştiği ülke durumundadır. Aynı şekilde ülkemiz, dünyada 2000 yılından bu yana elektrik ve doğal gazda Çin'den sonra en fazla talep artışına sahip ikinci büyük ekonomi konumunda olmuştur.”

“ETKB tarafından yapılan projeksiyonlar bu eğilimin orta vadede de devam edeceğini göstermektedir. 2008 yılı sonu itibarıyla, 106.3 milyon tep değerine ulaşan birincil enerji tüketiminin, referans senaryo olarak adlandırabileceğimiz kabuller çerçevesinde, 2020 yılına kadar olan dönemde de yıllık ortalama yüzde 4 oranında artması beklenmektedir.”

Dünya'daki ekonomik gelişmeler, Türkiye'yi de etkilemiştir. Buna bağlı olarak, 2007 yılında ve 2008 yılının ilk yarısında, enerji tüketiminde artışlar yaşanmıştır. 2006 yılında 99,6 milyon TEP olan enerji tüketimi, 2007 yılında %8 artışla 107,6 milyon TEP'e ulaşmıştır. Bu artış dünya ülkeleri arasında kayda değer bir artıştır. Son beş yılda Türkiye'nin birincil enerji tüketimi ise %35 oranında artmıştır. 2006 yılında 176,2 milyar kWh olan elektrik tüketimi 2007 yılında %7,8 artışla 191,6 milyar kWh'ye ulaşmıştır. Son beş yılda Türkiye'nin elektrik enerjisi tüketim artışı %43'dür. Bu artış da dünya ülkeleri arasında en yüksek artışlardan biridir.

2008 yılının ilk yarısında artışlar gösteren elektrik enerjisi talebi, ikinci yarıdan itibaren artış hızını azaltmış ve Ekim 2008'den itibaren düşüşe geçmiştir. 2008 yılı başında 203 milyar kwh olacağı tahmin edilen elektrik tüketimi 198.1 milyar kWh'de kalmıştır. Talep, üretim ve tüketimdeki düşüş eğilimi 2009'un ilk üç çeyreğinde de sürmüştür. Ekim ayında görülen hafif artışın sürmesi halinde, 2009 elektrik üretiminin 194.5 milyar kWh olarak gerçekleşeceği ETKB tarafından tahmin edilmektedir. Bu durumda, 2009 üretimi 2008'e göre %2 gerilemiş olacaktır. Etkileri yoğunlaşarak süren ekonomik krizin elektrik enerjisi talebinde artışı frenlediği görülmektedir. Talepteki bu düşmenin, yeterli yatırım yapılmayışından dolayı, 2010 yılında ortaya çıkması beklenen elektrik enerjisi krizini birkaç yıl erteleyeceği tahmin edilmektedir.

Ülkemizde son yıllarda teşvik edilen; köylerden şehirlere göç politikası, tüketim toplumu dönüşümü ve nüfus artışı, enerji talebimizi ve buna bağlı olarak ithalat bağımlılığımızı artırmaktadır. Kriz öncesi % 75 düzeyine kadar ulaşan enerji sektörü ithalat bağımlılığı,



küreselleşen dünyadaki enerji fiyatlarını ülkemiz ekonomisi ve halkı üzerinde önemli bir baskı unsuru haline getirmiştir. Dünyadaki petrol tekellerinin ve hedge fonlarının yarattığı ve Temmuz 2008’de varili 147 dolar’a kadar tırmandırılan petroldeki suni fiyat artışları dünya ölçeğinde, doğalgaz ve kömür fiyatlarını da tırmandırmıştır. Enerji hammaddelerini ithal eden ve elektrik üretiminde % 60 oranında ithalata bağımlı olan ülkemizde de, elektrik fiyatları da artmıştır. Bunu takip eden aylarda da, Amerika’nın finans krizinin küresel krize dönmesi sonucunda, krizin ülkemiz ekonomisini teğet geçtiği iddialarının aksine, sanayi üretimi hızla düşmüş ve buna paralel olarak enerji tüketiminin azalmıştır. Bu sonuçlar ekonomisini uluslararası finans kuruluşlardan aldığı borçlarla sürükleyen Türkiye gibi gelişmekte olan ekonomiler için kaçınılmazdır. Bunun da ötesinde finansal krizin, özel sektör kuruluşları tarafından yürütülen enerji yatırımlarında da ertelemelere neden olarak uzun vadede yeni ve daha etkili enerji krizlerine ve ekonomimizde daralmalara neden olması beklenmeyen bir sonuç olmayacaktır. Kriz öncesinde Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının kurumsal projeksiyonları elektrik enerjisinde arz açığını zaten ortaya koymuştu. Ve enerji sektöründe krizden ve palyatif çözümlerden bahsedilirken, ekonomik krizle birlikte azalan enerji talebi, enerji bürokrasisine rahat bir nefes aldırılmış ve yıllardır ısrarla enerji sektöründe de yürütülen özelleştirme ve serbestleştirme gayretlerinin başarısız sonucunun kamuoyu tarafından algılanmasını geciktirmiştir.

Şimdilerde ise ülkemiz ekonomi yönetimi, krizden çıkış sürecinde olduğumuzu belirtmektedir. Bizim gözlemlerimiz tam olarak bu yönde olmasa da bu tespitin doğru olduğunu kabul edersek, ülkemiz enerji politikasını yeniden şekillendirilmesi ve bu amaçla her türlü önlemin harekete geçirilmesi için önümüzde bir fırsat ve zaman olduğunu düşünebiliriz. Sadece krizlerini ve sorunlarını transfer ettiğimiz gelişmiş ülkeler; bu krizi özellikle yenilenebilir enerji konusunda yatırımların artırılması ve buna bağlı olarak ta AR_GE kapasitesinin yükseltilmesi ve istihdam sağlanması konusunda fırsat gördüklerini yeni stratejiler ve ayırdıkları milyarlarca dolar kamu fonu ile gösteriyorlar.

Dünya enerji sektörü, iklim değişikliğinin yarattığı sorunlar nedeniyle radikal bir değişimin eşiğindedir. Özellikle fosil kaynaklara sahip olmayan ve enerji de dış bağımlılığı artan sanayileşmiş ülkeler bu radikal değişim sürecinde hem güvenli enerji kaynaklarına yönelmek ve hem de yenilenebilir enerji ve temiz teknolojileri satarak bu yeni dönemde ekonomilerini güçlendirerek krizi fırsata çevirmek üzere çalışmalarını sürdürüyorlar. Çok uluslu petrol şirketleri bile alternatif enerji kaynaklarının geliştirilmesini stratejik hedefleri arasına almıştır. Gelişmiş ülke hükümetleri “temiz enerji ekonomisi” olarak adlandırdıkları bu sektörü çok ciddi boyutlarda desteklemektedir. Amerika’da Obama yönetimi krizden çıkış için ayırdığı 700 milyar dolarlık kaynak içinde yenilenebilir enerji ve enerji verimliliğine vereceği destekleri özel olarak belirtirken, bu desteklerin istihdamı canlandıracağını da açıklamaktadır. Görüldüğü üzere gelişmiş ülkeler için yenilenebilir enerji; sadece enerji güvenliği için değil aynı zamanda, önemli bir ekonomik yatırım alanı, yeni istihdam alanı ve dünya üzerinde yaratacakları yeni bir egemenlik bir alanı olan teknoloji egemenliği alanı olarak değerlendirilmektedir. Bu nedenle de, önümüzdeki dönemde bir yandan dünyanın güçlü ülkeleri fosil kaynaklar üzerindeki etkinliğini sürdürmeye çalışırken, diğer yandan da yeni teknoloji pazarındaki payını arttırmak üzere rekabet edeceklerdir. Türkiye yenilenebilir potansiyeli yüksek bir ülke olarak gerekli yatırımları için politikasını düzenlerken bu teknoloji pazarında var olmalıdır. Uluslararası kuruluşların özellikle yenilenebilir enerji için Türkiye için getirdikleri cazip finansman olanaklarının da arkasında bir teknoloji pazarı düşüncesi de olduğu unutulmamalı, yerli teknoloji üretimine önem ve ağırlık verilmelidir.



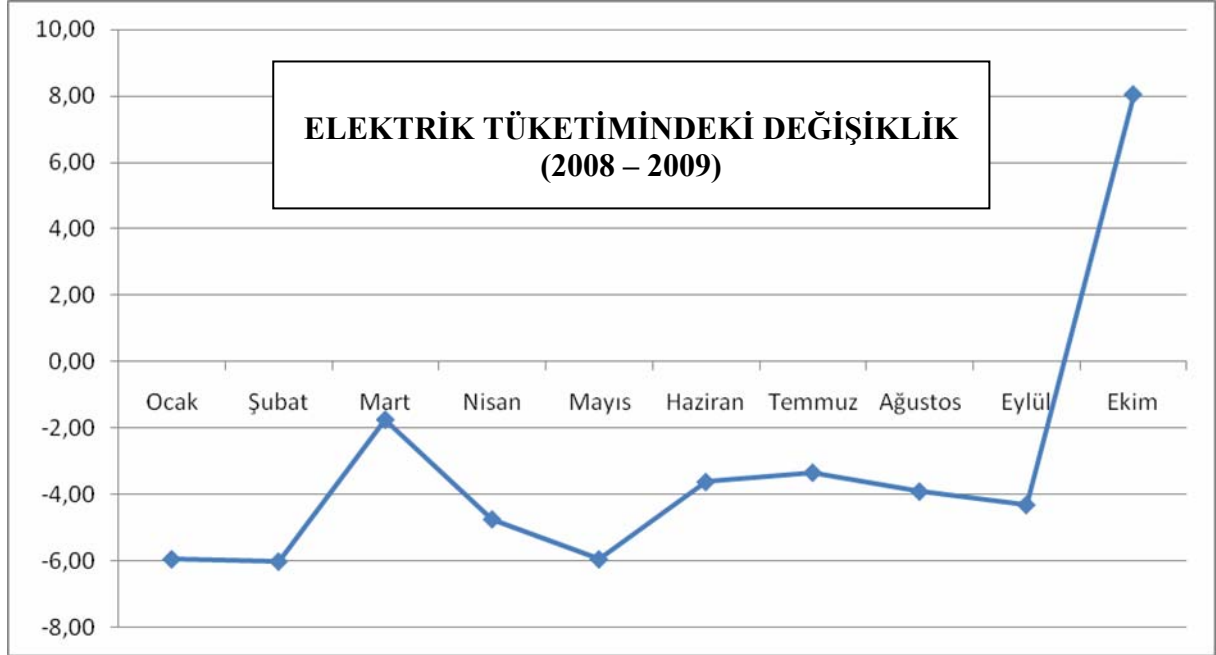
Ülkemiz de bu süreci iyi çözümlmek, ekonomik kriz nedeniyle ertelenen elektrik krizinin üstünden gelmek için yerli ve yenilenebilir kaynaklarını hızla değerlendirmek zorundadır. Bu bağlamda, ülkemiz kamu yönetimi de , Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanının Bütçe konuşmasında atıfta bulunulan “Her krizin belirli tehditler kadar bazı fırsatları da gündeme getirdiği unutulmamalıdır. Hükümetlerin, krizin doğurduğu yenilenme ihtiyacından yararlanarak verimsiz politikaları ve uygulamaları ortadan kaldırmak veya iyileştirmek yoluna gitme görevi”,ile karşı karşıyadır.

2008 yılı ekonomik krizle birlikte azalan elektrik tüketimi ve hızla yükselen elektrik fiyatları ile anılacaktır.

Tablo 2:2007-2008 Elektrik Tüketimi.(Aylara Göre)

	Tüketim (Milyon kWh)		
	2007	2008	2009
Ocak	15.506.934	17.878.817	16.817.547
Şubat	14.377.086	15.942.887	14.985.108
Mart	15.453.928	16.232.771	15.950.846
Nisan	14.609.863	15.610.898	14.871.900
Mayıs	13.735.108	16.260.364	15.294.900
Haziran	15.476.021	16.505.314	15.909.300
Temmuz	17.321.890	18.280.607	17.671.700
Ağustos	17.478.754	18.371.062	17.655.000
Eylül	15.522.055	16.004.955	15.316.000
Ekim	14.722.842	14.756.021	15.944.100
Kasım	15.889.824	15.300.019	
Aralık	16.687.155	15.706.382	

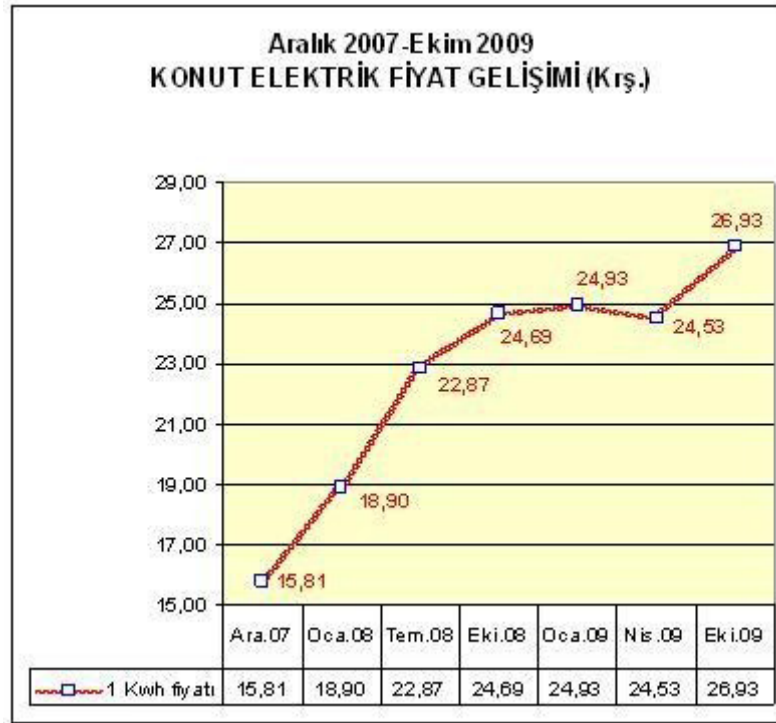
Şekil1:ElektrikTüketimindeDeğişiklik



2008 yılında enerji konusunda kayda değer olaylar aşağıda belirtildiği şekilde sıralanabilir: 2008 yılının başlangıcı, elektrik tarifelerine yapılan %19,5’lık zamla hatırlanacaktır. Esasında OECD ortalama elektrik fiyatının üzerinde elektrik fiyatlarına sahip Türkiye’nin, bu yeni fiyat artışı tartışma konusu olmuştur. Türkiye’de 2008 yılının 2. çeyreğinde sanayide elektrik satış fiyatı 12,6 cent/kwh olarak gerçekleşmiştir. Aynı dönemde, sanayide elektrik satış fiyatı, ABD’de 6,6 cent/kwh, Kore’de 5,9 cent/kwh, İsviçre’de 9,7 cent/kwh olmuştur. Bu durum, sanayiciler arasında, Türkiye’nin endüstriyel üretiminin uluslararası pazarda rekabetçi olmayacağı değerlendirilmesinin yapılmasına neden olmuş ve bu pahalı fiyatların gözden geçirilmesi istenmiştir.

2008 içinde yapılan zamlarla elektrik fiyatı %56.13 oranında artmıştır. Ekim 2009’ da yürürlüğe giren % 9.8 düzeyindeki zamla, artış oranı 2008 başına göre %70,38’ e ulaşmıştır. EMO’ nun 30.9.2009 tarihli açıklaması ekinde yer alan aşağıdaki grafik yoruma ihtiyaç bırakmamaktadır.

Şekil 2: Konut Elektrik Fiyatının Gelişimi



2- ENERJİ TALEBİ, ÜRETİMİ VE İTHALATI

Tablo 3- Türkiye'nin Birincil Enerji Üretimi Ve Talebi (mtpe) (2008)

Kaynaklar	Kömür	Odun+Bitki	Petrol	Doğalgaz	Yenilenebilir	Elektrik (İthalat-İhracat)	Toplam
Birincil Enerji Üretimi	16.674	4.813	2.268	931	4.506	0	29.192
Üretim İçindeki payı %	57,1	16,5	7,8	3,2	15,4	0,0	100,0
Birincil Enerji Talebi	31.391	4.813	31.784	33.807	4.506	-29	106,273
Talep İçindeki payı %	29,5	4,5	29,9	31,8	4,3	0,0o	100,0
Üretimin Talebi Karşılama Oranı %	53,1	100,0	7,1	2,8	100,0	0,0	27,5



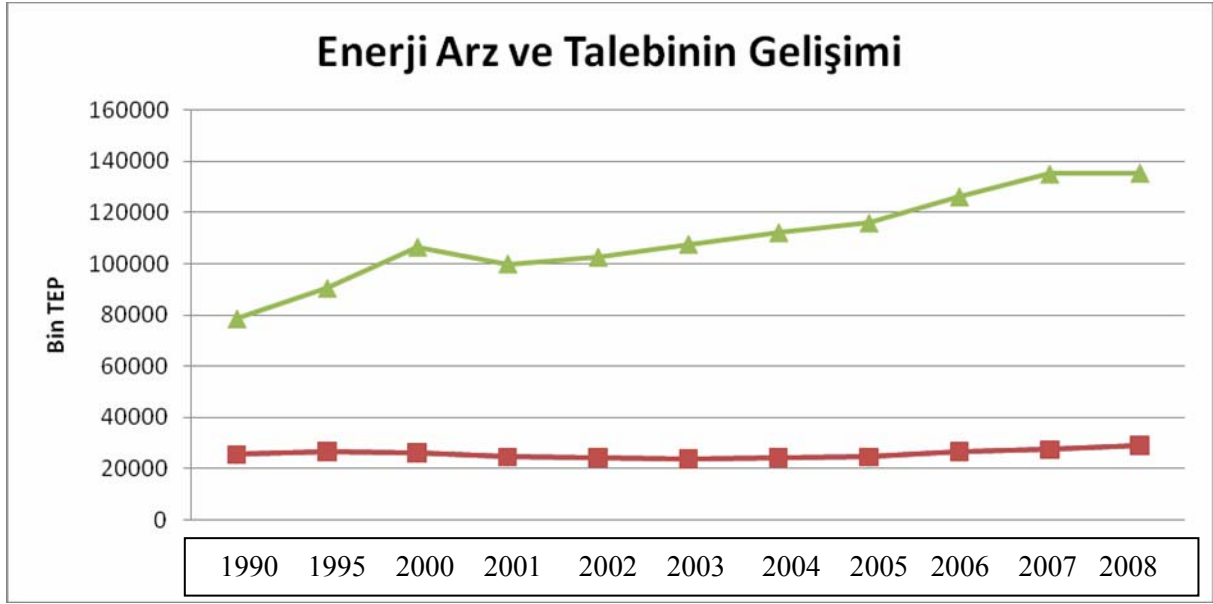
Yerli enerji üretimi 2007' de 27.5 mtpe olarak gerçekleşmiş,2008'de ise 29.192 mtpe' ye yükselmiştir. Bu değerin % 57.1' i linyit ve daha az miktarda taşkömürü oluşturmaktadır. Hidrolik ve diğer yenilenebilir kaynaklarından yapılan üretim, yerli üretimin %15.4'ünü oluşturmakta ve toplam enerji talebinin %4.3'nü teşkil etmektedir. Katı olmayan fosil yakıtlar (petrol ve doğal gaz) yerli üretim içinde %11 gibi çok düşük bir paya sahiptirler. Hatta ticari olmayan odun ve bitkinin yerli üretimdeki payı %16.5 ile petrol ve doğalgaz toplamını geçmektedir.

**Tablo 4. Birincil Enerji Kaynakları Üretimi
(Orijinal Birimler)**

YILLAR	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Taşkömürü (bin ton)	2745	2248	2392	2494	2319	2059	1946	2170	2319	2462	2601
Linyit (bin ton)	44407	52758	60854	59572	51660	46168	43709	57708	61484	72121	76171
Asfaltit (bin ton)	276	67	22	31	5	336	722	888	452,4	782	630
Petrol (bin ton)	3717	3516	2749	2551	2442	2375	2276	2281	2175,5	2134	2160
Doğal Gaz (106 m3)	212	182	639	312	378	561	708	897	907	893	1017
Hidrolik+ Jeotermal (GWh)(*)	23228	35627	30955	24100	33789	35419	46177	39655	44338	36007	33270
Jeoter. Isı (bin TEP)	364	437	648	687	730	784	811	926	898	914	1011
Rüzgar (GWh)			33	62	48	61	58	59	127	355	847
Güneş bin TEP)	28	143	262	287	318	350	375	385	403	420	420
Odun (bin ton)	17870	18374	16938	16263	15614	14991	14393	13819	13411	12932	12264
Hayvan ve Bitki Art. (bin ton)	8030	6765	5981	5790	5609	5439	5278	5127	4984	4850	4883
Biyoyakıt (bin ton)									2	12	2
Toplam(bin TEP)	25478	26719	26047	24576	24282	23783	24332	24549	26580	27453	29192

* 2007 yılı Hidrolik GWh ve Jeotermal elektrik. (GWh) verileri birlikte verilmiştir.

Kaynak: 30.10.2009 ETKB EİGM



Şekil 3. Enerji Arz ve Talebin Gelişimi

Tablo 5 . Enerji Talep –Üretim- İthalat ve İhracatının Gelişimi (Bin TEP)

Yıllar	1990	1995	2000	2001	2002*	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Talep	52987	63679	80501	75403	78354	83826	87818	91362	99590	107625	106273
Üretim*	25656	26749	26156	24681	24324	23783	24332	24549	26802	27453	29192
İthalat	30936	39779	56342	52780	58629	65239	67885	73480	80514	87614	85357
İhracat	2104	1947	1584	2620	3162	4090	4022	5171	6572	6925,5	7183
İhrakiye	355	464	467	624	1233	644	631	628	588	91,71	761
Net İthalat	28477	37368	54291	49536	54234	60505	63232	67681	73354	81111,8	77413
TYÜKO** (%)	48,1	42,0	33,1	32,6	31,0	28,4	27,7	26,9	26,9	25,5	27,2

*Rafineri dışı üretim dahildir.

**TYÜKO: Talebin Yerli Üretimle Karşılama Oranı

Kaynak: ETKB/APKK/PFD ve 2008 ETKB EİGM

Yukarıda yer alan tablolardan da görüleceği gibi Türkiye'nin yerli kaynaklarla enerji talebini karşılama oranı 2007'e kadar azalmış, ithal enerji girdi fiyatlarının hızla yükseldiği 2008'de ise artmıştır. Türkiye enerji talebi artış oranında yerli kaynakları hizmete alamamaktadır. Aşağıdaki Tablo ilave bir yoruma ihtiyaç bırakmayacak şekilde durumun vahametini ortaya koymaktadır. Türkiye'nin 2008 yılında enerji hammaddeleri ithalatına ödediği rakam, tüm ithalat tutarının %24'üne ve 48.2 milyar dolara ulaşmıştır.



TABLO 6:TÜRKİYEİN TOPLAM İTHALATI VE ENERJİ HAMMADDELERİ İTHALATI

	Toplam İth.	Kömür	Hampet+doğalgaz	Kok işlenmiş petrol ürün	Toplam Enerji	Enerji payı%	KÖMÜR%	HAMP+DG	KOK+İŞLPET ÜRÜN
2000	54.303	615	6.196	2587	9.398	17,3	6,5	65,9	27,5
2001	41.055	300	6.076	1799	8.175	19,9	3,7	74,3	22
2002	50.954	689	6.193	2191	9.074	17,8	7,6	68,3	24,1
2003	68.874	929	7.766	2833	11.528	16,7	8,1	67,4	24,6
2004	97.047	1.222	9.366	3797	14.384	14,8	8,5	65,1	26,4
2005	116.207	1.579	14.140	5507	21.226	18,3	7,4	66,6	25,9
2006	139.069	1.978	19.220	7631	28.828	20,7	6,9	66,7	26,5
2007	169.388	2.570	21.784	9492	33.846	20	7,6	64,4	28
2008	201.257	3.315	31.109	13829	48.252	24	6,9	64,5	28,7
2009(9ay)	100.142	2.194	11.854	7.394	21.443	21,4	10,2	55,3	34,5

Bu olumsuz durumun nedenlerinin başında,1980’lerden bu yana ,kamusal planlama, üretim ve denetim faaliyetlerinin zayıflaması,enerjinin kamusal bir hizmet olarak görülmeyip, basit bir piyasa faaliyetine dönüştürme plan ve uygulamaları nedeniyle ülkenin yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı potansiyelinin değerlendirilmemesi yatmaktadır. Özellikle 2000’li yılların başından itibaren elektrik enerjisi ve doğal gaz ile ilgili Dünya Bankası, IMF, OECD, AB vb. kuruluşların talepleri doğrultusunda enerji sektörünün piyasalaştırılması amacıyla uygulamaya konan mevzuat, ETKB ve EPDK’nın bu doğrultudaki çalışmaları, 4628 sayılı yasanın kamu teşebbüslerine elektrik enerjisi üretimi için yatırım yapmada engel teşkil etmesi ve enerji alanında dayatılan özelleştirmelerle yeni yatırımlara yönlendirmek yerine, özel sektöre kamu enerji üretim tesislerinin altın tepsi içinde sunulmasıdır.

2006-2010 döneminde kamu yatırımlarında enerjiye ayrılan payın giderek düştüğünü gösteren aşağıdaki tabloda yer alan veriler,hükümetin enerji sektörünü bütünüyle özel sektöre havale ettiğini ortaya koymaktadır.

TABLO 7:KAMU KESİMİ YATIRIMLARI VE ENERJİ’NİN PAYI



	2006	2007	2008	2009(1)	2010 (2)
TARIM	6,8	8,9	8,6	10,3	11,2
MADENCİLİK	1,8	2,0	1,7	2,6	3,2
İMALAT	2,1	1,0	0,9	1,3	1,1
ENERJİ	9,7	10,3	9,2	9,2	8,6
ULAŞTIRMA	34,1	29,1	37,7	33,9	31,9
TURİZM	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6
KONUT	1,5	1,6	1,5	1,5	1,5
EĞİTİM	10,7	12,2	9,9	11,3	11,4
SAĞLIK	5,7	6,7	5,6	5,7	5,7
DİĞER HİZMETLER	27,2	27,8	24,7	23,7	24,8
İKTİSADİ	7,6	8,0	6,1	7,4	7,6
SOSYAL	19,6	19,8	18,6	16,4	17,2
TOPLAM	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
(1) Gerçekleşme tahmini					
(2) Program					

3.HÜKÜMETİN ENERJİ POLİTİKALARI

16.9.2009 tarihli Resmi Gazetede yayınlanan ve 2010-2012 dönemini içeren “Orta Vadeli Program” da, enerji sorunun çözümü için;

- “Özelleştirmenin tamamlanması”
- “Nükleer güç santral yapımına başlanması”
- “Doğal gaz aşırı bağımlılığı azaltmak üzere yerli ve yenilenebilir kaynaklara hız verilmesi”
- Türkiye’nin petrol,doğal gaz,elektrik kaynakların uluslar arası pazarlara ulaştırılmasında transit güzergah ve terminal ülke olması”

hedefleri yer almaktadır.

Özelleştirmelerin enerji fiyatlarını ucuzlatmadığı, kamu tekellerinin yerini uluslararası sermaye ile bağlantılı yerel tekellerin etkin olmasını sağladığı, en erken on-on iki yıl içinde devreye geçebilecek ve , yakıt, teknoloji yönlerinden dışa bağımlı nükleer santrallerin enerji sorunu çözmek bir yana dışa bağımlılığı daha da arttıracığı açıktır.

Yüksek Planlama Kurulunun 18.5.2009 tarih ve 2009/11 sayılı kararı ile yürürlüğe giren “Elektrik Enerjisi Piyasası Ve Arz Güvenliği Stratejisi Belgesi”nde ana hedef enerji sektörünün serbestleştirme adı altında tamamıyla özelleştirilmesidir. Belgede esas olarak piyasa mekanizmalarının nasıl geliştirileceği anlatılmaktadır.Strateji Belgesinde kamu elektrik dağıtım şirketlerinin özelleştirilmelerinin 2010 sonuna kadar sonuçlandırılması ve kamu elektrik üretim tesislerinin 2009 yılından başlayarak hızla özelleştirilmesi hedefleri ortaya koyulmaktadır.

Strateji Belgesinde yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının değerlendirilmesiyle ilgili olarak;

- “Bütün linyit ve taşkömürü kaynaklarının 2023 yılına kadar elektrik enerjisi üretimi amacıyla değerlendirilmesi”



-“2023 yılına kadar teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilecek hidroelektrik potansiyelin tamamının elektrik enerjisi üretiminde kullanımının sağlanması”

-“Rüzgar enerjisi kurulu gücünün 2023 yılına kadar 20.000 MW’ye çıkarılması”,

-“Güneş enerjisinin elektrik üretimi için de kullanılmasının yaygınlaştırılması”,

hedefleri yer almaktadır.

Yerli ve yenilenebilir kaynakların kullanımıyla ilgili hedefler ve elektrik üretiminde doğal gazın payının %30’un altına düşürülmesi hedefleri olumludur. Ancak bu hedefleri gerçekleştirmek yalnızca piyasa mekanizmalarıyla mümkün değildir. Kamusal planlama ve denetimin esas alınması ve kamusal üretim tesislerinin de devrede olması şarttır.

4.ELEKTRİK ÜRETİM YATIRIMLARI İÇİN MEVCUT MEVZUAT VE UYGULAMALAR

Bilindiği üzere elektrik enerjisi tüketimine ihtiyaç duyulduğu anda üretilmesi gereken bir üründür. Diğer yandan elektrik üretim tesisleri uzun süren ve oldukça pahalı yatırımlardır. Ayrıca, günümüzde toplumsal refahın daha iyiye gidecek şekilde sürmesi için artık yaşantımızın vazgeçilmez bir unsurudur. Bu nedenlerden dolayı, elektrik enerjisi üretim yatırımlarının gerektiği kadar ve zamanında gerçekleştirilmesi oldukça önem arz etmektedir. İhtiyaç duyulduğu kadar yapılması gerektiği gibi, pahalı olduğu için atıl kapasite kalacak şekilde yatırım yapılmamalıdır.

1980’li yıllarda neredeyse tüm dünyada elektrik enerjisi devlet tarafından doğrudan ya da devlet adına özel sermaye tarafından bir kamu hizmeti olarak topluma sunulmuştur. Ancak 1980’li yılların ortalarından itibaren, dünya ölçeğinde dayatılan neoliberal politikalarla, Avrupa’da elektrik enerjisinin de bir piyasa ürünü olabileceği tartışılmaya başlamış ve öncülüğünü İngiltere’nin yaptığı elektrik faaliyetlerinde serbest piyasa uygulamasına geçiş yolları aranmaya başlanmıştır. Elektrik faaliyetlerinde serbest piyasa uygulamasına geçiş süreci oldukça karmaşık olmuş ve çok çeşitli neo-liberal piyasa yapısı modelleri denenmeye çalışılmıştır. Bu modeller kısaca; elektrik üretiminde merkezi bir alıcı tanımlanıp değişik üreticilerden satın alma uygulaması, Havuz Sistemi olarak da adlandırılan Merkezi Alıcı Merkezi Satıcı Modeli, ihtiyacı olanların kendi elektrik enerjisini üretebilmesi modeli (Türkiye’de Otoprodüktör olarak yaygınlaşmış ve daha fazla uygulanmıştır) ve son olarak da tam rekabete dayalı serbest piyasa uygulaması olarak özetlenebilir. Avrupa’da bu gelişmelerin öncülüğünü İngiltere yaparken; diğer bazı Kıta Avrupa’sı ülkeleri ya aynı yolu izlememişler ya da çok çekimser kalarak sonradan izlemeye başlamışlardır. 2001 yılından itibaren, Türkiye tam rekabete dayalı serbest piyasa yaklaşımını benimsemiş ve hemen uygulamaya başlamıştır. İngiltere’de izlenen serbest piyasa modeli aynen alınmış ve Türkiye elektrik sektörüne uygulanmaya devam etmektedir.

Türkiye’de 1980’li yılların öncesinde elektrik enerjisinin bir kamu hizmeti olarak topluma sunulduğu zamanlarda sektördeki yatırımlar zamanında yapılabilmektedir. Olan gecikmelerin



nedeni de, sadece finansman bulma zorluğu olmuştur. Bu gün ise durum daha farklıdır. Özellikle elektrik üretim yatırımlarının gerçekleştirilmesinde finansman bulma zorluğunun yanı sıra uygulanan piyasa yapısından kaynaklanan başka nedenler de bulunmaktadır. Bu nedenlerin daha iyi anlaşılabilmesi için Türkiye’de elektrik sektörü piyasa uygulamasının mevzuat yapısının iyi irdelenmesi gerekmektedir.

Elektrik sektöründe serbest piyasa uygulaması temel olarak 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (EPK) ile tanımlanmış ve bu kanun çerçevesinde hayata geçirilen ikincil mevzuat ile bu yapının uygulaması başlamıştır. EPK esas olarak elektrik enerjisi faaliyetlerini üretim, iletim, dağıtım, toptan satış, perakende satış ve ithalat-ihracat olarak tanımlamakta ve her bir faaliyetin kendi içinde katılımcılar arasında rekabet oluşmasını öngörmekte, bu faaliyetlerin her birinde de, özel sermaye şirketlerinin etkin olmasının yolunu açmaktadır. Uygulanan serbest piyasa modelinin temelini; elektrik enerjisi tedarikçileri ile tüketiciler arasında ikili anlaşmaların oluşması ve devletin bu piyasada etkin olmaması oluşturmaktadır. Bu durumda da her bir tedarikçi (üretici) kendi müşterisini, her bir müşteri de kendi tedarikçisini bulmak zorundadır. Ancak 2002 yılından bu yana bu yaklaşımın ne kadar hayata geçebildiği ayrı bir tartışma konusudur.

Burada elektrik üretim faaliyeti ve bu faaliyet için yeni yatırımların gerçekleştirilebilmesi durumu üzerinde durmak ve öncelikle EPK’nun elektrik üretiminde yeni yatırımlar konusundaki hükümlerinin bir çözümlemesinin yapılması ve üretim yatırımlarının sürecinin incelenmesi yararlı olacaktır.

Yeni elektrik üretim tesisi yatırımlarının yapılabilmesi için mevcut mevzuata göre bir yatırımcının;

- İsteddiği yerde
- İsteddiği kaynak ile
- İsteddiği kapasitede
- İsteddiği zaman
- İsteddiği (elde edebildiği) teknoloji ile
- Karşılaştığı verimlilikte
- Finansman ihtiyacını önceden karşılamasına gerek kalmadan

yatırıma başlayabilmekte, yatırım koşullara göre gecikebilmekte, zora geldiği zaman da yatırımcı lisansını satmak ya da iptal etmek yoluyla terk edebilmektedir.

Mevcut mevzuat ile öngörülen ve uygulanan üretim yatırımlarının gerçekleştirilmesi süreci ise yine EPK’da tanımlanmış ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından yönetilmektedir. Üretim yatırımı yapmak isteyen bir yatırımcı EPDK’ya ilk başvurusunu yaptıktan sonra elektrik iletim sistemine bağlantı yapılması için Türkiye Elektrik İletim A. Ş. (TEİAŞ) görüşü alınmaktadır. Mevzuat iyi incelendiğinde TEİAŞ’ın bir bağlantı başvurusunu kabul etmeme durumu olmadığı öne sürülebilir. İletim sistemine bağlantı görüşü alındıktan sonra başvuru için EPDK tarafından lisans verilmektedir. Lisans kapsamında, bu üretim yatırımının yeri, zamanlaması, kapasitenin ihtiyaca yönelik olup olmadığı, kaynağın verimli kullanılıp kullanılmadığı ve maliyet açısından verimli olup olmadığı gibi hususlar istenmemektedir. EPDK yalnızca verilen lisansların sayısını ve kurulması hedeflenen



kapasiteleri vurgulamakta ve özel sektör yatırımcılarının lisans alan projeleri hayata geçirmesini beklemektedir.

Elektrik üretim tesisleri için EPDK'nın hükümleri ve uygulanan süreç göz önüne alındığında, Türkiye elektrik sektörü için büyük bir belirsizliğin ortaya çıktığı görülmektedir. Türkiye'nin artan elektrik talebini karşılamak üzere yeni üretim yatırımlarının yapılması gerekliliği devam ettikçe bu konudaki belirsizlikler de paralel olarak devam edecektir. Bu durumda çok yakın gelecek dahil 5, 10, 20, 50 yıl sonrasında elektrik sektörü ile ilgili gelişmeler hakkında bir görüş söylemek mümkün olamayacaktır.

Elektrik sektöründe serbest piyasa uygulamasının başladığı tarih olan 03.09.2002 tarihinden bu yana yukarıda açıklanan süreç içinde oldukça fazla sayıda elektrik üretim tesisi lisansı alınmış ancak bunların küçük bir bölümü gerçekleştirilebilmiştir. Gerçekleşen üretim tesisleri içinde hidroelektrik ve rüzgar kaynaklarına bağlı olanları aslında bu uygulamanın dışında tutmak gerekir, çünkü bu kaynaklar aslında serbest piyasa koşullarında değil, yenilenebilir kaynak oldukları için alım garantili ayrı bir uygulama kapsamında gerçekleştirilmişlerdir.

Halen devam etmekte olan ekonomik krizin etkisi ile yatırımlar için finansman bulmanın zorluğu günümüzde iyice belirginleşmiştir. Bunun sonucu olarak piyasada, kesinlikle önlem alınması gereken lisans hakkı satışlarının hızlı bir artış gösterdiği bilinen bir gerçektir. Bu lisans hakkı satışları ile parası olan veya para bulma olasılığı bulunan herkes elektrik üretim yatırıma yönelebilmekte, sektör ile ilgili teknik çalışmalar ve bilgi birikimleri ihmal edilebilmektedir. Diğer taraftan, aslında bir elektrik üretim tesisi yapmak üzere alınmış lisans kapsamında belirtilmiş olan önemli unsurlardan birisi tesisin işletmeye gireceği tarihtir. Son zamanlarda, öngörülen bu tarihlerin ertelenerek geciktiği ve yasal olarak gereken yaptırımların uygulanmadığı da bilinen diğer bir gerçektir. Lisans hükümlerinin zamanında ve doğru olarak yerine getirilemeyişinin sektörde bir çok sorunu ortaya çıkaracağını sektörün çeşitli ilgilileri tarafından tartışıldığı görülmektedir. Aynı çevreler bu lisanslar için bir izleme ve disiplin altına alma uygulamasının gerçekleştirilmesi gerektiğini de dile getirmektedir. Çünkü oldukça büyük kapasitede üretim tesisleri için kapasite alınmış durumdayken bunların çok azının yatırıma başlanmış olması ve bu az miktardaki yatırıma başlayan kapasitelerin de öngörülen tamamlanma tarihlerinin gecikmesi sektör ilgilileri üzerinde ciddi kaygılar uyandırmaktadır. Ancak mevcut mevzuat ve buna bağlı olarak yürütülen uygulamalar çerçevesinde lisans verme uygulamasında ve yatırımların izlenmesinde bir disiplin içinde hareket edilmesi olası görünmemektedir.

Tablo 8. EPDK Verilerine Göre Lisansların Gelişimi



Yakıt / Kaynak Türü	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009(*)	TOPLAM
Doğal Gaz	222,1	329,2	988,6	460,8	228,8	363,8	1.227,7	3.821,0
Hidrolik	58,3	66,7	45,8	105,4	31,5	327,1	236,8	871,5
Rüzgâr			1,2	38,9	76,4	217,1	160,4	494,0
Diğer Kömür		45,0	141,0				135,0	321,0
Fuel Oil	87,9	68,3	6,8		29,6	14,8		207,3
Asfaltit							135,0	135,0
Diğer Termik		60,2				16,4		76,6
Jeotermal				8,0		6,9	47,4	62,2
Çöp Gazı				5,2	1,4	17,0	15,6	39,2
Linyit	20,0				16,0			36,0
Biyogaz				0,8			5,9	6,7
TOPLAM	388,4	569,4	1.183,1	619,0	383,7	963,0	1.963,8	6.070,4

*Ağustos 2009 sonu itibariyle

Tablo 9.Mayıs 2009 İtibariyle Yapım Aşamasındaki Santrallerin İlerleme Oranı(İO)

Yakıt / Kaynak Türü	0 < İO < 10	10 < İO < 35	35 < İO < 70	İO > 70	Genel Toplam
Hidrolik	8.827,5	2.224,2	1.639,9	1.052,7	13.744,2
Diğer Kömür	4.720,6	2.429,2	410,3	190,3	7.750,3
Doğal Gaz	2.496,9	886,9	1.359,3	352,9	5.096,0
Rüzgâr	2.185,8	217,0	121,4	320,5	2.844,7
Linyit	1.747,8			1,7	1.749,6
Taşkömürü	1.168,0				1.168,0
Asfaltit	553,8				553,8
Jeotermal	9,5			54,9	64,4
Fuel Oil				43,0	43,0
Diğer Termik	17,7				17,7
Çöp Gazı			7,8	6,8	14,6
Biyogaz	10,9			2,6	13,5
Biyokütle	6,6				6,6
Genel Toplam	21.745,0	5.757,3	3.538,8	2.025,3	33.066,4

Yukarıdaki tabloya göre yatırım gerçekleşme oranı % 35'in üzerinde olan santral yatırımlarının toplam santraller içinde payı yalnızca % 16.83'tür.Öte yanda,gerçekleşme oranı %10'un altında olan santrallerin toplam kurulu güç içindeki payı % 65.76'dır.

Lisansların ve bunların yatırıma dönüşme süreçlerinin izlenebilmesi için alınabilecek önlemlerin tartışılmasından önce bu aksamaların nereden kaynaklandığının iyi belirlenmesi gerekmektedir.

Mevcut yasal düzenlemede elektrik üretim yatırımlarının tamamının özel sektör şirketleri tarafından yapılması öngörülmektedir. 3.3.2001 tarihinde yürürlüğe girmiş olan 4628 sayılı EPK 2 maddesi a) bendi 1. alt bendinde her ne kadar "Elektrik Üretim A.Ş. gerektiğinde yeni üretim tesisleri kurabilir, kiralayabilir ve işletebilir...." hükmü bulunmakta ise de yasanın tümü göz önünde bulundurulduğunda bu maddenin uygulanabilir olmadığı kolaylıkla anlaşılabilmektedir. Zaten yukarıdaki bu 9.7.2008 tarihinde yürürlüğe giren 5784 sayılı "ELEKTRİK PİYASASI KANUNU VE BAZI KANUNLARDA DEĞİŞİKLİK YAPILMASINA DAİR KANUN" ile değiştirilmiş ve EÜAŞ'ın yeni üretim tesisi kurabileceği hükmü ortadan kaldırılmıştır. Bazı çevrelere göre bu maddenin değişmesinin EÜAŞ'ın yeni elektrik üretim tesisi yatırımı yapmasını engellemeyecektir. Ancak fiili durumda izlenen uygulamalara göre EÜAŞ'ın yeni tesis kurmasının kararının verilmesi ve gerçekleştirilmesi mümkün olamayacaktır.



Halen Türkiye’de yürürlükte olan ve tam serbest piyasa uygulamasını öngören 4628 sayılı EPK ve buna ilişkin ikincil mevzuat elektrik sektöründe yeni yatırımların bir plan dahilinde ele alınmasını engellemektedir. Bu durumun aksine 3154 sayılı “ENERJİ VE TABİİ KAYNAKLAR BAKANLIĞININ TEŞKİLAT VE GÖREVLERİ HAKKINDA KANUN” 2. maddesi Bakanlığa diğer bazı görevlerin yanı sıra;

Ülkenin enerji ve tabii kaynaklara olan kısa ve uzun vadeli ihtiyacını belirlemek, temini için gerekli politikaların tespitine yardımcı olmak, planlamalarını yapmak, Enerji ve tabii kaynakların ülke yararına, teknik icaplara ve ekonomik gelişmelere uygun olarak araştırılması, işletilmesi, geliştirilmesi, değerlendirilmesi, kontrolü ve korunması amacıyla genel politika esaslarının tespit ve tayinine yardımcı olmak, gerekli programları yapmak, plan ve projeleri hazırlamak veya hazırlatmak,

Bu kaynakların değerlendirilmesine yönelik arama, tesis kurma, işletme ve faydalanma haklarını vermek, gerektiğinde bu hakların devir, intikal, iptal işlemlerini yapmak, ipotek, istimlak ve diğer takyit edici hakları tesis etmek, bunların sicillerini tutmak ve muhafaza etmek,

görevlerini de vermektedir

Bu son açıklanan ETKB görevleri ile 4628 sayılı EPK hükümlerinin çeliştiği önemli hususlar bulunmaktadır. ETKB görevleri arasında enerjiye olan (elektrik dahil) kısa ve uzun vadeli ihtiyaçların belirlenmesi ve ihtiyaç duyulan bu enerjinin (elektrik dahil) temin edilmesi veya temin ettirilmesi yer almaktadır. Bir anlamda elektrik enerjisi üretim yatırımlarının piyasa katılımcısı özel sektör tarafından yerine getirilemediği durumda yapılmış olan planlama çalışmaları çerçevesinde Bakanlık eliyle gerçekleştirilmesi öngörülmektedir.

5784 sayılı yasanın 6. maddesinde elektrik enerjisi arz güvenliğinin sağlanmasına ilişkin olarak eklenen EK MADDE 3, ETKB’nın görevlerini kısmen piyasa uygulamasına taşımış gibi görünse de yeterli değildir. Söz konusu bu maddede elektrik enerjisinin ileriye yönelik talep çalışmalarının ETKB tarafından ve bu talebi kullanarak kısa ve uzun vadeli elektrik enerjisi üretim planlama çalışmalarının TEİAŞ tarafından yerine getirilmesi öngörülmektedir. Ancak sonuçta bu plan sonuçlarının nasıl değerlendirileceği, yani yeni üretim tesisi yatırımları için bu planların nasıl göz önüne alınacağı konusunda bir hüküm bulunmamaktadır.

Buraya kadar yapılan açıklamalar ile, elektrik üretim yatırımlarının sağlıklı olarak, ihtiyaç kadar ve zamanında gerçekleştirilebilmesi için yasal düzenlemelerin yeterli olmadığı ve mevcut yasal düzenlemelerin bu yatırımları tamamen özel yatırımcı şirketlerin inisiyatifine bıraktığı ve aksamalar konusunda herhangi bir önlemin bulunmadığı açıklanmaya çalışılmıştır.

Bir yatırımcıya verilmiş olan üretim lisansı bu yatırımcıya elektrik üretimi yapma hakkı kazandırırken aynı zamanda lisans hükümlerine göre belirlenmiş kapasiteyi yerine getirme sorumluluğunu da vermektedir. Eğer bu lisans kapsamındaki üretim tesisi zamanında bitirilemez ve bu nedenle yatırımcı şirket sistemde açık oluşmasına neden olursa, bu sorumluluğun kim tarafından yerine getirileceğinin tanımı şu an itibarıyla bulunmamaktadır. Neden olduğu sorumluluğu şirketin kendisi yerine getirmeli, gereken cezai yaptırım uygulanmalıdır. Şu an için Türkiye’de görece olarak elektrik üretim kapasitesi açığı olmasa da;



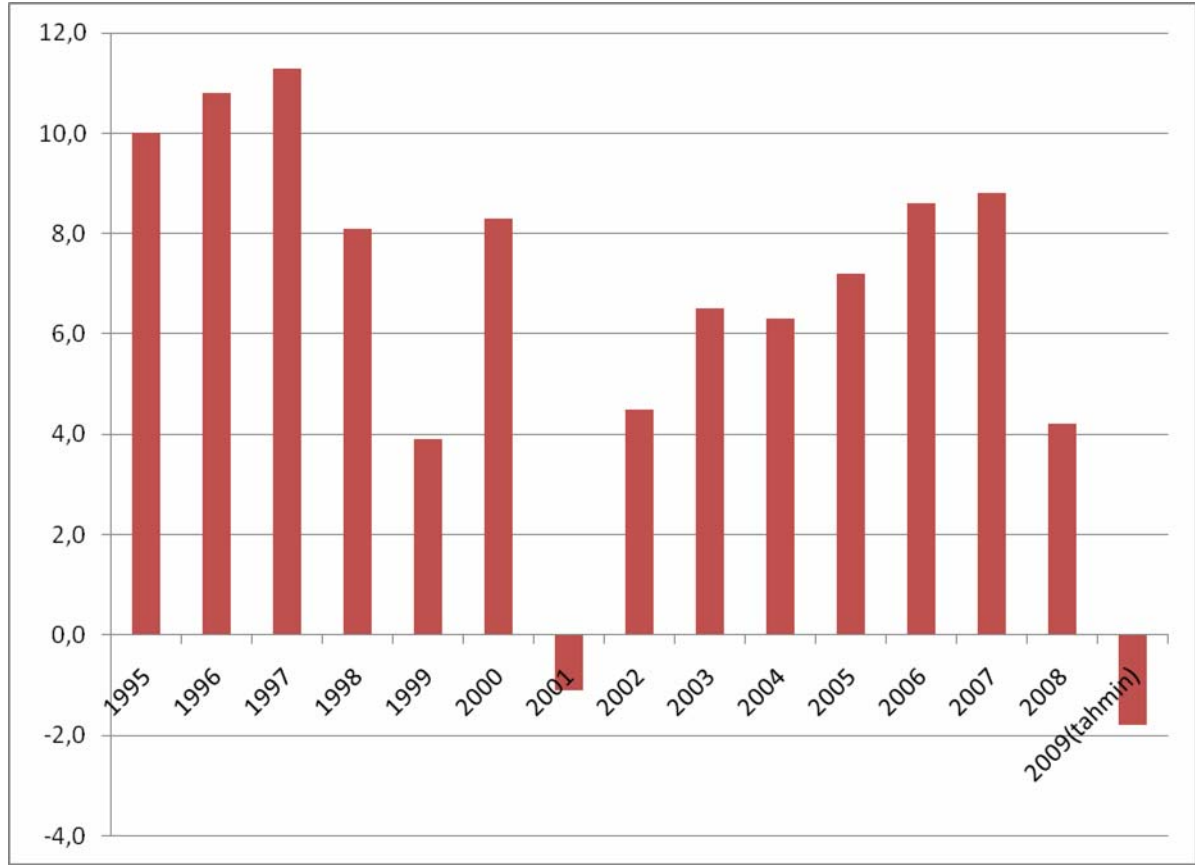
ekonomik krizin etkisini kaybedip özellikle imalat sektörünün canlanması ile elektrik üretim kapasitesi açığı ile karşılaşılacaktır. Elektrik enerjisinin kendine özgü olan anlık ihtiyaca göre üretilmesi gerekliliği kapasite açığının katlanılamaz olması demektir. Dolayısıyla bu konuda hata yapılmasının veya hataya neden olunmasının önüne geçmek için, yasal düzenlemeler ve gereken uygulamalar sağlıklı belirlenmeli ve bu konudaki süreç iyi yönetilmelidir.

Türkiye’de santrallerin yapım gerçeklemleriyle daha önce verilen bilgiler, elektrik üretiminin yıllara göre gelişimi ve kaynaklara göre dağılımına ilişkin aşağıda yer alan veriler konuya neden bir kamusal planlama anlayışıyla yaklaşılması gerektiğini anlatmaktadır.

Tablo 10:Türkiye Elektrik Üretimi

	BRÜT TÜKETİM (Milyon kWh)	Artış (%)
1995	85551,5	10,0
1996	94788,7	10,8
1997	105517,1	11,3
1998	114022,7	8,1
1999	118484,9	3,9
2000	128275,6	8,3
2001	126871,3	-1,1
2002	132552,6	4,5
2003	141150,9	6,5
2004	150017,5	6,3
2005	160794,0	7,2
2006	174637,3	8,6
2007	190000,2	8,8
2008	198057,7	4,2
2009(tahmin)	194 500	-1.8

Şekil 4:Türkiye Elektrik Üretiminin Yıllara Göre Yüzdesel Değişimi



5.ELEKTRİK ÜRETİMİ VE POTANSİYEL:

Türkiye’de 2008 elektrik üretimini kuruluşlara ve kaynaklara göre dağılımını gösteren aşağıdaki tablolar fazlaca yoruma ihtiyaç bırakmamaktadır.

Tablo 11 : Türkiye 2008 Elektrik Üretimini Kuruluşlara Göre Dağılımı

Kuruluş	GWh	%
EÜAŞ	97.859	49,34
Yap İşlet	43.437	21,90
Serbest Üretici	23.615	11,91
Otoprodüktör	15.327	7,73
Yap İşlet Devret	13.162	6,64
İşletme Hakkı Devri	4.315	2,18
ADÜAŞ	323	0,16
Mobil Santraller	293	0,15
Toplam	198.330	100,00

2008 elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı da Tablo 12’de verilmektedir.



Tablo 12. Türkiye 2008 Elektrik Üretimini Kaynaklara Göre Dağılımı

Kaynak	GWh	%
Doğal Gaz	95.530,74	48,17
Yerli Kömür	44.917,07	22,65
Hidrolik	33.264,46	16,77
İthal Kömür	12.551,47	6,33
Sıvı Yakıt	9.772,30	4,93
Rüzgar	797,30	0,40
Jeotermal	161,67	0,08
Diğer	1.334,47	0,67
Toplam	198.329,48	100,00

Tablo 13. Kaynaklara Göre Kurulu Güç Tablosu (2008)

TÜRKİYE KURULU GÜCÜNÜN BİRİNCİL ENERJİ KAYNAKLARINA GÖRE ÜRETİCİ KURULUŞLARA DAĞILIMI									
THE DISTRIBUTION OF INSTALLED CAPACITY BY PRIMARY ENERGY RESOURCES									
AND THE ELECTRIC UTILITIES IN TURKEY									
2008									
BİRİNCİL ENERJİ KAYNAĞI PRIMARY ENERGY RESOURCES		EÜAŞ	EÜAŞ'IN BAĞLI ORTAKLIKLARI AFFILIATED PARTNERSHIPS OF EÜAŞ	MOBİL SANTRALLER MOBILE POWER PLANTS	OTOPRODÜKTÖRLER		TÜRKİYE TURKEY	Birim(Unit): MW	
					+ÜRETİM ŞİRKETLERİ				
					+İŞLETME HAKKI DEVİR				
					TOPLAM				
					AUTOPRODUCERS+PRODUCTION COMPANIES+TOOR	TOTAL	%		
KÖMÜR ⁽¹⁾ COAL ⁽¹⁾	Taşkömürü+İthal Kömür Hard coal+Imported Coal	300,0			1686,0	1986,0	4,7		
	Linyit Lignite	4747,0	2714,0		744,0	8205,0	19,6		
	TOPLAM TOTAL	5047,0	2714,0	0,0	2430,0	10191,0	24,4		
SIVI YAKITLAR ⁽²⁾ LIQUID FUELS ⁽²⁾	Fuel-Oil	680,0		262,7	828,1	1770,8	4,2		
	Fuel oil								
	Motorin	1,0			25,4	26,4	0,1		



	Diesel oil						
	LPG					0,0	0,0
	LPG						
	Nafta				21,4	21,4	0,1
	Naphtha						
	TOPLAM	681,0		262,7	874,9	1818,6	4,3
	TOTAL						
Doğal Gaz	Natural Gas	1432,0	1120,0		8104,8	10656,8	25,5
Yenilenebilir+Atık	Renewable and Wastes				59,7	59,7	0,1
TEK YAKITLI TOPLAMI	TOTAL SINGLE FUEL FIRED	7160,0	3834,0	262,7	11469,3	22726,0	54,3
KATI+SIVI ⁽³⁾	SOLID+LIQUID ⁽³⁾				471,0	471,0	1,1
D.GAZ+SIVI ⁽⁴⁾	N.GAS+ LIQUID ⁽⁴⁾	1530,9			2867,1	4398,0	10,5
ÇOK YAKITLI TOPLAMI	TOTAL MULTI FUEL FIRED	1530,9	0,0	0,0	3338,1	4869,0	11,6
TERMİK TOPLAM	THERMAL TOTAL	8690,9	3834,0	262,7	14807,4	27595,0	66,0
HİDROLİK TOPLAM	HYDRO TOTAL	11455,9			2372,8	13828,7	33,1
JEOTERMAL TOPLAMI	GEO THERMAL TOTAL	0,0			363,7	363,7	0,9
RÜZGAR TOPLAMI	WIND TOTAL				29,8	29,8	0,1
GENEL TOPLAM	GENERAL TOTAL	20146,8	3834,0	262,7	17573,8	41817,2	100,0
%		48,2	9,2	0,6	42,0	100,0	
(1) Otoproduktör santrallerinde kullanılan Kok Gazı, Yüksek Fırın Gazı gibi kömür ürünleri dahildir.		(1) Includes Coal products as Coke oven gas, Blast furnace gas used in Autoproducer plants.					



(2)Otoprodüktör santrallerinde kullanılan Rafineri Gazları dahildir.	(2)Includes Refinery gas used in Autoproducer plants.	
(3) Katı+D.Gaz yakıtlı santraller dahil. (4)Bu santraller,çok kısıtlı durumlar dışında,büyük oranda doğal gaz ile üretim yapmaktadırlar ve bu nedenle, değerlendirmelerde doğal gaz santraller gurubu içinde dikkate alınmaları uygun olur.	(3)Included Solid+N.Gas fired p.p. (4)These plants substantially make generation by natural gas except in excessive shortage cases thus they should be considered in the group of natural gas plants.	

Türkiye, enerji alanında sancılı bir dönem yaşamaktadır. Enerjide dışa bağımlılık giderek artmaktadır. 2007’de %25.5,2008 %72.5 olan yerli üretimin payının çok fazla değişmeyeceği ve bugüne değin izlenen politikaların sürdürülmesi halinde,ülkemizin enerji alanında dışa bağımlılığının artarak süreceği söylenebilir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanının 16.11.2009 tarihli konuşmasında 2009 içinde devreye alınan santrallerle kurulu gücün 44. 600 MW’ye ulaştığı belirtilmiştir.2009 Ağustos itibariyle EPDK’dan lisans alan on bir adet ithal kömür yakıtlı santralin tesis edilmesi öngörülen kurulu gücü 7.449,50 MW’ye,yeni lisans alan otuz altı adet doğal gaz yakıtlı santralin tesis edilmesi öngörülen kurulu gücü ise 6.135,40 MW’ye ulaşmaktadır.

Lisans alan bu yeni ithal kömür santrallerinin mevcut kurulu güç olan 44 600 MW’ye oranı %16.70,yine lisans alan doğalgaz yakıtlı santrallerin oranı ise %13.76’dır.Başka bir ifade ile,mevcut kurulu gücün %30.46’sı oranında yeni ithal yakıtlı santralin yapımı gündemdedir.Bu denli yüksek kapasitede yeni ithal kömür ve doğal gaz santralleri başvuruları, özel olarak elektrik üretiminde ve genel olarak enerji üretiminde, dışa bağımlılığın hangi noktalara varabileceğini göstermektedir.

Dışa bağımlılığın bu denli yüksek olduğu ülkemizde, doğal gaz üretimi 2007’de 893 milyon m3 olurken, ithalat 35.883 milyon m3 olmuş ve yerli üretim 36.682 milyon m3’lük arzın yalnızca %2.43’ünü karşılayabilmiştir.Yerli üretim 2008’de 1.017 milyar m3’e yükselmiştir. TPAO’nun Akçakoca açıklarında gaz bulduğu kuyuların tamamının ve Trakya’da gaz bulunan yeni kuyuların önümüzdeki yıllarda devreye alınmasıyla; yerli üretim yılda 2 milyar m3’e ulaşabilecektir.

EPDK’nın, 2009 yılı tüketim tahmininin 35 milyar m3, BOTAŞ’ın doğal gaz tüketim tahminlerin 2010 için 43.801 milyon m3, 2020 için 65.867 milyon m3 ve 2030 için 76.378 milyon m3 olduğu göz önüne alındığına, 2 milyar m3’e ulaşsa bile, yerli doğal gaz üretiminin payının toplam tüketim içinde payının çok sınırlı kalacağı açıktır.

2007 yılı yerli petrol üretimi 2134 milyon ton,2008 yerli petrol üretimi ise 2160 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. 2007 yılı petrol tüketimi 32.417 milyon ton olmuştur. Yerli üretimin toplam tüketim içindeki payı 2007’de %6.6 oranında kalmıştır.

Doğal gazın ikame edici etkisi nedeniyle, ülkemizde son yıllarda petrol tüketimi kayda değer bir artış göstermemektedir.Bu nedenle, petrolde %93 oranındaki dışa bağımlılığın süreceği, öte yanda, yeni doğal gaz yakıtlı santral projeleri nedeniyle, önümüzdeki yıllarda ciddi talep artışlarının olacağı ve doğal gazda bugün %97 olan dışa bağımlılık oranının; daha da artabileceğini söylemek mümkündür.



LİNYİT POTANSİYELİMİZ

Ülkemizde 2007 yılında üretilen birincil enerjinin %54'ü, 2008'de ise %57.11(16.671MTEP) ile yerli kömürdür. Ancak kömürün birincil enerji tüketimindeki payı, doğal gaza verilen ağırlık nedeniyle, 2000 yılında %15.5 iken 2007 yılında %13.6 seviyesine gerilemiştir, 2008'de ise %15.69 olarak gerçekleşmiştir.

1990 yılında 2.745 milyon ton olan yerli taş kömürü üretimi, 2000 yılında 2.392 milyon tona gerilemiş, 2007 yılında 2.462 milyon ton, 2008'de ise 2.220 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Oysa taş kömür ithalatı 1990'da 5.557 milyon ton iken, 2007 yılında %304.82'lik artışla 22.496 milyon tona ulaşmıştır.

EPDK'dan lisans alan yeni ithal taş kömür yakıtlı santrallerin kurulu gücünün 7449.50 MW olduğu göz önüne alındığında; önümüzdeki yıllarda taş kömürü ithalatının daha fazla artacağı görülmektedir.

Ülkemizde linyit üretimi artmaktadır. 1990'da 44.407 bin ton, 2000'de 60.854 milyon ton olan linyit üretimi, 2007'de 72.121 milyon tona, 2008'de ise 79.154 milyon tona ulaşmıştır. Mevcut kurulu güce ek olarak asgari 10.000 MW kapasitede santral kurulmasına yeterli kapasitede olan linyit potansiyelinin tamamının değerlendirilmesi halinde; yıllık linyit üretiminin, bugünkü 79 milyon ton düzeyinin iki katından fazlasına, 160 milyon tona yükselmesi söz konusu olabilecektir.

Ancak yeni termik santral yatırımlarında aşağıdaki hususlar dikkate alınmalıdır:

- Termik santraller yüksek verimli olmalı
- Termik santrallerde emre amadelik oranı yüksek olmalı,
- Termik santrallerde en son teknoloji kullanmalı, (Santralin yerine ve uygunluğuna göre akışkan yatak, entegre komple çevrim vb.)
- Termik santrallerin teknolojisi yerli akademik çalışmalar ile onaylanmalı,
- Termik santraller çevreye saygılı, çevre ile dost olmalı, kirletici emisyonu asgari düzeylerde olmalı,
- Termik santraller mühendislik hizmet ve uygulamaları yerli firmalardan temin edilerek, inşaat aşamasında azami yerli insan gücü istihdam ederek, yapım aşamasında yerli malzeme kullanılarak yerli müteahhit/yapımcı kuruluşlar tarafından inşa edilmeli,
- Termik santraller yerli işgücü ile işletilmeli,
- Termik santraller azami yerli yakıt kullanmalıdır.

NÜKLEER SANTRALLER ÜZERİNE

Geçtiğimiz yıl, teknik kriterler ayrıntılı bir şekilde oluşturulmadan, kapsamlı bir teknik şartname hazırlanmadan, deneyimli bir uluslararası mühendislik-müşavirlik firması istihdam edilmeden, adeta yangından mal kaçırırçasına, 5000 MW kapasitede nükleer santral ihalesine çıkmıştır.



TMMOB'nin nükleer santral ihalesinin dayandığı yönetmeliğin iptali için idari yargıda açtığı davada, Danıştay İdari Dava Daireleri Kurulunun yönetmeliğin “yer tahsisi” başlıklı 5.maddesini ve “Aktif elektrik enerjisi birim satış fiyatını oluşturma usul ve esasları “ başlıklı 10.maddesi için yürütmeyi durdurma kararı vermiştir.Daha önce de, Danıştay 13.Dairesi yönetmeliğin “yarışmaya katılacaklarda aranacak şartlarla “ ilgili 7.maddesinin bazı hükümleri için yürütmeyi durdurma kararı vermişti.İhalenin dayandığı yönetmeliğin temel maddelerinin iptali sonrasında TEİAŞ ihaleyi iptal etmiştir.Ancak Enerji ve Yabii Kaynaklar Bakanı “nükleer konusunda kararlılıkların devam ettiğini,kamu ortaklığı dahil gelecek tekliflere açık olduklarını “ beyan etmektedir..

Türkiye uzun vadeli enerji planlamasında, nükleer enerjiyi de dikkate almalı, buna yönelik bir strateji oluşturmalı, mevzuat ve altyapı hazırlığını yapmalı , ancak öncelik ve ağırlığı yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarına vermelidir.

AFŞİN ELBİSTAN HAVZASININ POTANSİYELİ

Afşin-Elbistan havzasının rezervi ve santral potansiyeline genel olarak bakacak olursak, Çetin KOÇAK(Jeofizik Y.Müh.), Dr.Nejat TAMZOK(Maden Y.Müh.) ve Selçuk YILMAZ(Jeoloji Müh.) Dünya Enerji Konseyinin Türk Milli Komitesinin düzenlediği 11.Enerji Kongresine sundukları bildiride belirttikleri hususlar çok önemlidir.

- TKİ'nin yaptığı çalışmalar ve MTA'nın son yıllarda yaptığı ayrıntılı inceleme ve sondajlar sonunda Havzanın toplam üretilebilir rezervi en az 4.35 milyar ton olacağı söylenebilir.
- Afşin –Elbistan havzasının mevcut 2800MW santrallere ait rezervler dışında,yaklaşık 3.3 milyar ton üretilebilir rezervi bulunmaktadır.
- Ortalama AID:1120 kcal/kg kabulüyle,bu rezerv; ile kurulacak 7200 MW ilave santrallerin 6500h/yıl çalışması ve termik verim %39 olmak koşuluyla en az 36 yıl yetmektedir.
- Böylece mevcut 2800MW kurulu gücündeki A ve B santralleriyle birlikte havzanın toplam santral potansiyeli 10 000 MW olmaktadır. Üretim planlaması yapılırken bu dikkate alınmalıdır.

Afşin-Elbistan Linyit Rezervinin Elektrik Üretimi Bakımından Doğalgaz Eşdeğeri

- Son yıllarda doğal gaz santrallerinin elektrik üretimindeki payı %50'ye çıkmıştır. Bu bakımdan, Afşin-Elbistan Linyit Havzası'ndaki mevcut kömür rezervlerinin değerinin doğalgaz eşdeğeri olarak belirlenmesi, elektrik üretiminde hangi kaynağın kullanılması gerektiğine ilişkin değerlendirmelere ışık tutacak, kömür rezervlerinin karşısında doğalgazın tercih edilmesinin ekonomik maliyetini de açık bir biçimde ortaya koyabilecektir.
- 1 ton Afşin-Elbistan linyitinin doğalgaz eşdeğeri:
- $1.000 \text{ kg} \times (1.100 \text{ kcal/kg} / 8.250 \text{ kcal/m}^3) / (1,5 \times 1,23) = 72 \text{ m}^3$ doğal gaz olmaktadır.
- 1 ton Afşin-Elbistan kömürünün doğalgaz eşdeğeri olarak parasal değeri ise: $72 \text{ m}^3 \times (300 \$ / 1.000 \text{ m}^3) = 21,6 \$$
- Afşin-Elbistan Havzası kömürlerine dayalı kurulacak her 1.000 MW gücündeki santral için verilecek kömürün doğalgaz eşdeğeri yıllık parasal değeri:



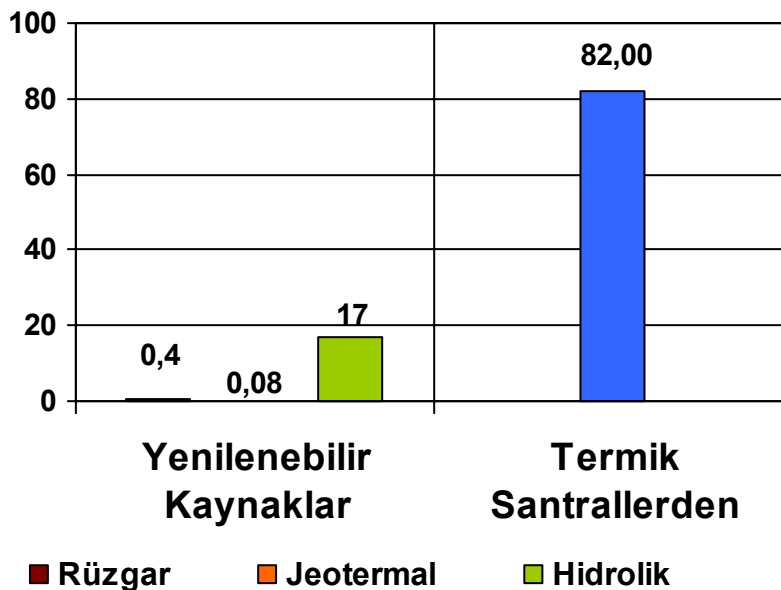
- $1.000.000 \text{ kw} \times 6.500 \text{ h/yıl} \times 2.400 \text{ kcal/kwh} / 1.100 \text{ kcal/kg} \times 21,6 \text{ \$/ton} = 306.300.000 \text{ \$}$ olacaktır.
- Böylece ilave 7200 MW kapasite tesis edildiğinde doğal gaz ithalatını 2.2 milyar azaltmak mümkün olabilecektir
- Öte yanda, Elbistan'da yapılacak 3000 MW kurulu gücündeki santrallerle en az 3900 kişiye istihdam sağlanırken, 3000 MW lık nükleer santrallerle 900 kişiye, 3000 MW lık doğalgaz santrallerle 390 kişiye istihdam sağlanmaktadır.

Afşin-Elbistan'da mevcut A ve B santrallerine ek olarak 7200 MW kapasitede yeni santral kurulmasına yeterli linyit rezervi mevcuttur. Bu linyitlerin çevreye zarar vermeden yakılmasını sağlayacak kazanlar ülkemizde tasarlanabilir ve imal edilebilir. Bölgedeki linyitlerin enerji üretimi için değerlendirilmesini sağlayacak mühendislik, imalat ve müteahhitlik çalışmaları, kamu öncülüğünde yerli kuruluşlar eliyle gerçekleştirilebilir. Afşin-Elbistan havzasında linyit üretimini havza madenciliği anlayışıyla değerlendirecek, santral yatırımlarını çevresel etkenlerle uyumlu bir şekilde gerçekleştirecek kamu öncelikli ve denetimli bütüncül bir yatırım politikası mümkündür.

HİDROELEKTRİK POTANSİYELİMİZ

Türkiye'nin linyit haricindeki diğer yerli kaynakları da değerlendirilmeyi beklemektedir. Son çalışmalarla yılda 170 milyar kWh elektrik üretim kapasitesine sahip olduğu tahmin edilen Türkiye hidroelektrik potansiyelinin Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanının 16.11.2009 tarihli açıklamasına göre 51.8 milyar kWh'lik bölümü işletmede, 21 milyar kWh'lik kısmı ise yatırım aşamasındadır. Potansiyelin yaklaşık 97.2 milyar kWh kapasiteye sahip %57.18'lik bölümü ise değerlendirmeyi beklemektedir. Ancak Türkiye elektrik üretimi esas olarak doğal gaz ve kömüre (yerli linyit ve ithal taş kömürü) dayanmaktadır.

Şekil. 5 ENERJİ ÜRETİMİMİZİN KAYNAKLARINA GÖRE DAĞILIMI





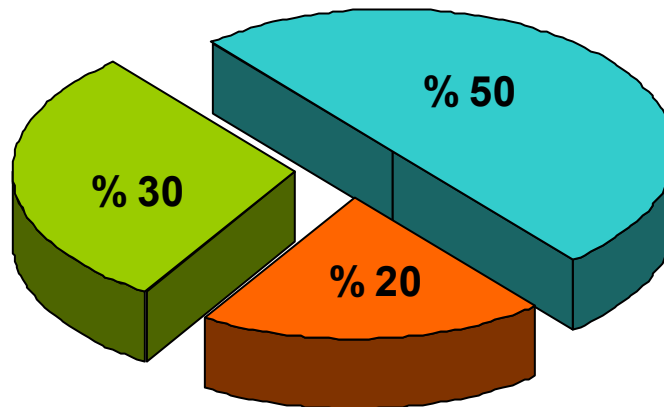
Aşağıdaki tabloda EPDK verilerine göre yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı olarak elektrik üretimi için verilen lisanslarla ilgili bilgiler yer almaktadır.

TABLO 13:YENİLENEBİLİR KAYNAKLARA DAYALI LİSANS İŞLEMLERİ

	Başvuru		İnceleme & Değerlendirme		Uygun Bulma		Lisans Verilen		İptal Edilen Lisanslar		Sonlandırılan Lisanslar	
	Adet	MW	Adet	MW	Adet	MW	Adet	MW	Adet	MW	Adet	MW
Rüzgar	3	39,60	724	31.918,00	12	850,90	93	3.386,40	13	537,81	9	378,90
Jeotermal							7	103,70			1	15,00
Biyogaz			1	3,48			13	54,68	1	15,00		
Biyokütle			1	4,00			1	5,80	1	10,00		
TOPLAM	3	39,60	726	31.925,48	12	850,90	114	3.550,58	15	562,81	10	393,90

DSİ verilerine göre,ülkemizin hidroelektrik potansiyelinin yaklaşık %30'u kullanırken,%20'lik bölümü yatırım aşamasındadır.Kalan %50'lük bölüm ise değerlendirilmeyi beklemektedir.

Şekil .6 ÜLKEMİZİN HİDROELEKTRİK POTANSİYELİ





➤ İŞLETMEDE	: 14.511 MW
o Dİ	: 11.455 MW
➤ DİĞER	: 3.056 MW
➤ YATIRIM AŞAMASINDA	: 27.323MW
o Dİ Yatırım programında olan ve inşaatı devam eden	: 3.091 MW
o Özel sektör tarafından müracaat edilen	: 22.538 MW
o Geliştirilmemiş Potansiyel	: 1.694 MW
➤ TOPLAM POTANSİYEL	: 41.834 MW

Elektrik üretiminde doğal gaza ağırlık verilmesi sonucu, hidroelektrik üretimi ve hidroelektriğin payı,Tablo 14’de görüleceği üzere yıllar içinde gerilemiştir.

Tablo. 14 Hidroelektrik Üretimin Toplam Elektrik Üretimi İçinde Payı

	2004	2005	2006	2007	2008
Toplam elektrik enerjisi üretimi	151.3	161	174	191	198,4

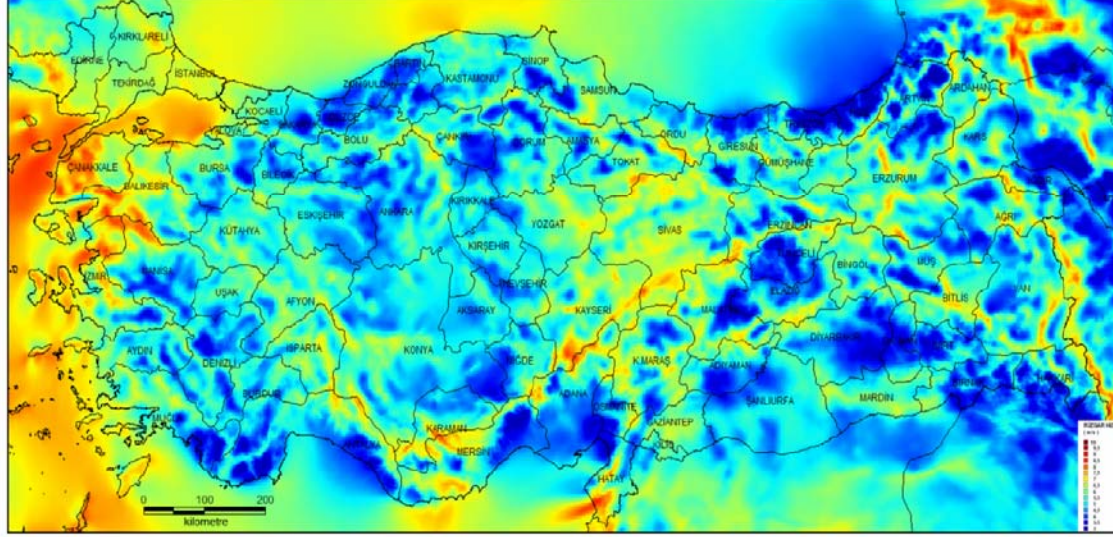


Hidroelektrik enerji üretimi	47.6	42	44	35,8	33,3
Hidroelektrik enerjinin toplam enerji içindeki payı	% 32	% 27	%25	% 19	% 17

RÜZGAR POTANSİYELİMİZ

48.000 MW'lık rüzgara dayalı elektrik üretim kapasitesinin,ETKB açıklamasına göre işletmede olan bölümü 738 MW, inşa halindeki bölümü ise 1 000 MW'dir. Lisans verilen bütün projelerin toplamının 3 386.40 MW, başvurusu uygun bulunan projelerin ise 850.90 MW olduğu göz önüne alındığında, 48 000 MW'lık kapasitenin % 88.8'inin de değerlendirmeyi beklediği görülmektedir.

Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA), Türkiye rüzgâr kaynaklarının karakteristiklerini ve dağılımını belirlemek amacıyla EİE tarafından 2006 yılında üretilmiştir. Bu atlasta verilen detaylı rüzgâr kaynağı haritaları ve diğer bilgiler rüzgâr enerjisinden elektrik üretimine aday bölgelerin belirlenmesinde kullanılabilecek bir alt yapı sağlamaktadır. Şekil 7'de görüleceği üzere,yıllık ortalama değerler esas alındığında, Türkiye'nin en iyi rüzgâr kaynağı alanları kıyı şeritleri, yüksek bayırlar ve dağların tepesinde ya da açık alanların yakınında bulunmaktadır. Açık alan yakınındaki en şiddetli yıllık ortalama rüzgâr hızları Türkiye'nin batı kıyıları boyunca, Marmara Denizi çevresinde ve Antakya yakınında küçük bir bölgede meydana gelmektedir. Orta şiddetteki rüzgâr hızına sahip geniş bölgeler ve rüzgâr gücü yoğunluğu Türkiye'nin orta kesimleri boyunca mevcuttur. Mevsimlik ortalama değerlere göre ise Türkiye çapında rüzgâr kaynağı karmaşık topografyaya bağlıdır. Birçok yerde, özellikle sahil boyunca ve doğudaki dağlarda kışları daha güçlü rüzgâr hızları görülmektedir. Türkiye'nin orta kesimleri boyunca çoğu yerde rüzgâr hızı değerleri mevsimden mevsime nispeten sabittir. Aylık ortalama değerlere göre ise Türkiye'nin batı sahil bölgesi yanında Marmara Denizi'ni çevreleyen bölgede kış mevsimi süresince en şiddetli rüzgâr hızına sahiptir. Rüzgâr hızı haritaları asgari değerleri Haziran ayı süresince gösterir. Rüzgâr hızları Eylül ve Ekim'de artmaya başlar ve bölgedeki azami değerler Ocak ve Şubat aylarında meydana gelir. Antakya yakınındaki güçlü rüzgâr kaynağının da en kuvvetli zamanı kış aylarında, özellikle Kasım'dan Şubat'a kadar olan zamandır. Bu bölgedeki rüzgâr hızları İlkbahar ve Sonbaharda azalma eğilimi gösterirken yaz aylarında biraz daha yüksek değerlere sahip olurlar. Türkiye'nin doğusundaki dağlık bölgelerdeki rüzgâr hızları Şubat ayında zirveye ulaşırken Kasım'dan Mart'a kadar nispeten yüksek değerler mevcuttur ¹.



Tablo 15. Türkiye - İyi-Sıradışı Arası Rüzgar Kaynağı 50m²

Rüzgar Kaynak Derecesi	Rüzgar Sınıfı	50 m'de Rüzgar Yoğ.(W/m ²)	50 m'de Rüzgar Hızı (m/s)	Toplam Alan (km ²)	Rüzgarlı Arazi Yüzdesi	Toplam Kurulu Güç (MW)
Orta	3	300-400	6.5-7.0	16 781.39	2.27	83 906
İyi	4	400 – 500	7.0-7.5	5 851.87	0.79	29 259.36
Harika	5	500 – 600	7.5-8.0	2 598.86	0.35	12 994.32
Mükemmel	6	600 – 800	8.0- 9.0	1 079.98	0.15	5 399.92
Sıradışı	7	> 800	> 9.0	39.17	0.01	195.84
Toplam				26 351.28	3.57	131 756.40

Türkiye rüzgâr enerji potansiyeli, belirlenmiş kriterlerin ışığında rüzgâr sınıfı iyi ile sıra dışı arasında 47,849.44 MW olarak belirlenmiştir. Bu araziler Türkiye toplamının %1.30'una denk gelmektedir. Orta ile sıra dışı arası rüzgâr sınıfına ait rüzgârlı arazilere bakıldığında ise 131,756.40 MW'lık rüzgâr enerjisi potansiyelini bulunduğu ve toplam rüzgârlı arazinin alanının ise Türkiye'nin %3.57 'si olduğu görülmüştür.

Türkiye, Avrupa'da rüzgâr enerjisi potansiyeli bakımından en zengin ülkelerden birisidir. Üç tarafı denizlerle çevrili olan ve yaklaşık 3500 km kıyı şeridi olan Türkiye'de özellikle Marmara kıyı şeridi ve Ege kıyı şeridi ile sürekli ve düzenli rüzgâr almaktadır. Bu bölgelerden başlamak üzere hızla rüzgâr enerjisi yatırımlarına başlanmalıdır.

JEOTERMAL POTANSİYELİMİZ

Ülkemiz jeolojik konumu ve buna bağlı tektonik yapısı nedeniyle jeotermal enerji açısından büyük potansiyele sahiptir ve kaynak zenginliği yönünden dünyada 5. sırada gelmektedir.



1962 yılında MTA tarafından bir sıcak su envanter çalışması olarak başlatılan Türkiye'nin jeotermal enerji araştırması ile bugün toplam 600'den fazla termal kaynak (sıcak ve mineralli su kaynağı) bilgisine ulaşılmıştır.

Bu çalışmalar sonucunda Türkiye'nin brüt teorik ısı potansiyeli 31.500 MWt olarak belirlenmiştir. 2005 yılı sonu itibarıyla MTA tarafından yapılan jeotermal sondaj değerlendirmelerine göre muhtemel potansiyelin 2924 MWt 'i görünür potansiyel olarak kesinleşmiştir. Türkiye'deki doğal sıcak su çıkışlarının 600 MWt olan potansiyeli de bu rakama dahil edildiğinde toplam görünür jeotermal potansiyelimiz 3524MWt 'e ulaşmaktadır. Ülkemizdeki jeotermal kaynakların % 95'i ısıtmaya uygun sıcaklıkta olup (40⁰C'nin üzerinde toplam 140 adet jeotermal alan) çoğunlukla Batı, Kuzeybatı ve Orta Anadolu'da bulunmaktadır.

Halihazırdaki kapasitesi 500 MW olarak hesap edilen, yeni sondajlarla 2.000 MW'ye çıkması beklenen jeotermale dayalı elektrik üretim kapasitesine karşılık lisans alan yatırımların kurulu gücü yalnızca 94.4 MW'dir.

GÜNEŞ POTANSİYELİMİZ.

Ülkemiz, coğrafi konumu sebebiyle sahip olduğu güneş enerjisi potansiyeli açısından bir çok ülkeye göre şanslı durumdadır. Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresinin 2640 saat (günlük toplam 7,2 saat), ortalama toplam ışıyım şiddeti 1311 KWh/m²-yıl (günlük toplam 3,6 KWh/m²) olduğu tespit edilmiştir. Aylara göre Türkiye güneş enerjisi potansiyeli ve güneşlenme süresi değerleri verilmiştir.

Tablo16. Türkiye'nin Aylık Ortalama Güneş Enerjisi Potansiyeli

Aylar	Aylık Toplam Güneş Enerjisi (Kcal/cm ² -ay)	(KWh/m ² -ay)	Güneşlenme Süresi (Saat/ay)
Ocak	4,45	51,75	103,0
Şubat	5,44	63,27	115,0
Mart	8,31	96,65	165,0
Nisan	10,51	122,23	197,0
Mayıs	13,23	153,86	273,0
Haziran	14,51	168,75	325,0
Temmuz	15,08	175,38	365,0
Ağustos	13,62	158,40	343,0
Eylül	10,60	123,28	280,0
Ekim	7,73	89,90	214,0
Kasım	5,23	60,82	157,0
Aralık	4,03	46,87	103,0
Toplam	112,74	1311	2640
Ortalama	308 cal/cm²-gün	3,6 KWh/m²-gün	7,2 saat/gün

Kaynak: EİE (2006)

Türkiye'nin yıllık ortalama güneş ışıyımı ve güneşlenme süresi değerlerinin bölgesel dağılımı ise aşağıdaki tabloda görülmektedir.



Tablo17. Türkiye'nin Güneş Enerjisi Potansiyelinin Bölgelere Göre Dağılımı

Bölge	Toplam Güneş Enerjisi (KWh/m ² -Yıl)	Güneşlenme (Saat/Yıl)	Süresi
Güneydoğu Anadolu	1460	2993	
Akdeniz	1390	2956	
Doğu Anadolu	1365	2664	
İç Anadolu	1314	2628	
Ege	1304	2738	
Marmara	1168	2409	
Karadeniz	1120	1971	

Kaynak: EİE (2006)

Güneş enerjisi açısından Doğu Karadeniz hariç bir “güneş ülkesi” diyebileceğimiz Türkiye’nin yıllık ortalama toplam güneşlenme süresi 2.640 saattir ve bu günlük toplam 7,2 saate karşılık düşmektedir. Yılda metre kareye ortalama 1311 kWh ışıyım şiddeti düşen ülkemizde güneş kaynaklı bu enerjinin kullanım alanlarının yaygınlaşmasını sağlayacak yerli ve yeni teknolojilerin ülkemizde üretimi ve kullanımının sağlanması mümkündür. Türkiye’nin brüt güneş enerjisi potansiyeli 87,5 milyon TEP olarak belirtilmektedir. Bunun 26,5 milyon TEP’i ısı üretimine 8.75 milyon TEP’i ise elektrik enerji üretimine elverişli miktarlar olarak belirtilmektedir. Ancak ETKB verilerine göre Güneş enerjisi kullanımı 2007 de 420 bin tep iken 2008 de 418 bin tep olmuştur. 2008 deki 28,3 milyon tep yerli kaynak üretimimiz içinde % 1,5 un altında pay almıştır. 107 milyon tep enerji tüketimimiz içinde ise bahse değer bir payı zaten yoktur.

Türkiye’ye gelen güneş ışıyımının sadece yüz binde ikisinden yararlanmaktadır. Ülkemizde şu anda yalnızca 22 milyon konut içinde yalnızca 3,5–4 milyon konutta güneş enerjili sıcak su sistemi bulunduğu tahmin edilmektedir. Bu sistemlerin ülkemize enerji getirisi yaklaşık olarak 500–600 milyon dolardır. Oysa bu sistemlerin yaygınlaştırılmasıyla yalnızca bu alandan 3–3,5 milyar dolar daha ısı enerji katkısı gerçekleşebilir.

EİEİ tarafından yapılan çalışmalarda, teknik kapasitesi 405 milyar kWh, ekonomik potansiyeli 380 milyar kWh olarak tahmin edilen, güneşe dayalı elektrik üretim kapasitesi de bütünüyle değerlendirilmeyi beklemektedir. Güneşe dayalı elektrik üretiminde son yıllarda kaydedilen çok hızlı gelişmeler, yatırım maliyetlerini de ciddi düşüşleri gündeme getirmiştir.

BIYOGAZ VE BİYOYAKIT POTANSİYELİ

Ülkemizde ciddi biyogaz ve biyoyakıt potansiyeli de değerlendirmeyi beklemektedir. Çöp gazına dayalı lisans alan ve yapımı süren santrallerin kurulu gücü ise yalnızca 14.6 MW, biyogaz ve biyokütle santrallerinin ise 20.1 MW’dir

Türkiye de enerjide dışa bağımlılığı azaltacak yerli ve yenilenebilir enerji kaynakları ve bu kaynakları değerlendirebilecek teknik potansiyel mevcuttur.

Biz TMMOB Makina Mühendisleri Odası olarak; ülkemiz koşullarına uygun ve bir hedefe yönelik olarak, dünyadaki teknolojik gelişmeleri de göz önüne alarak politikayı yapılandıracak ve yenilenebilir enerji kaynaklarının her birini kapsayan Yenilenebilir Enerji Stratejisi ve Faaliyet Planının hazırlanmasını istiyor ve bunlarla uyumlu yeni bir Yenilenebilir Enerji Destekleri Yasa Taslağı üzerinde çalışılmasını savunuyoruz.



6.ENERJİ VERİMLİLİĞİ

Enerji üretimi amacıyla yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelmenin yanı sıra, ağırlık verilmesi gereken temel bir politika da; enerji verimliliğinin arttırılmasıdır.

Odamız Enerji Verimliliği danışmanı makina mühendisi Tülin Keskin'in çeşitli çalışmalarında ifade ettiği üzere, yapılmış olan çeşitli çözümlemeler ve karşılaştırma çalışmaları ülkemizdeki üretim ve hizmet sektöründeki ekonomik faaliyetler ve yaşam standardı için harcanan enerjinin azaltılabilmesinde ciddi boyutta potansiyelin varlığını teyit etmektedir. Enerji Verimliliği Kanunu içinde bir hedef belirlenmemişse de, kanun gerekçesinde; kanunun etkin hale gelmesi ile 2020 yılındaki beklenen birincil enerji tüketimi olan 222 MTEP'in % 15 altında (33 MTEP) bir enerji tüketimi gerçekleştirilebileceği belirtilmektedir. Bu değer bugün tüm sanayi sektörümüzün tükettiği enerjiden büyüktür. Aynı şekilde, ETKB tarafından enerji tahminleri ve enerjinin CO2 üretimine etkisini incelemek amacıyla yapılmış senaryo çalışmasında incelenen seçeneklerden birisi de, Talep Tarafı Yönetimi Senaryosudur. Bu senaryoda enerji tasarrufu ve talep yönetimi politikaları uygulandığında, sadece elektrik tüketiminin 2020 yılı itibarı ile konutlarda 20 TWh ve sanayide 34 TWh azaltılabileceği hesaplanmıştır.

Halihazırda ortalama olarak binalarda %50, sanayide %20, ulaşımda %15 olarak ifade edilen enerji tasarruf potansiyeli, toplam enerji tüketiminde ortalama %25 oranında tasarruf imkanına işaret etmektedir.

Birim gayrisafi yurt içi hasıla üretmek için tüketilen birincil enerji miktarını ifade eden, Enerji Yoğunluğu değerinin gelişmiş ülkelerle karşılaştırılması da bu konudaki potansiyeli vurgulamaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı'nın dolar bazındaki ortalama enerji yoğunluğu göstergesi 0,19 iken Türkiye'nin 0,35 ve AB 15'nin Euro cinsinden göstergesi 208 iken Türkiye'nin göstergesi 480'dir.

Enerji yoğunluğunun düşürülmesi; tüm enerji zincirinde verimliliğin arttırılması, nihai tüketimde enerji yoğunluğunun azaltılması, iletim ve dağıtımda kayıp-kaçakların azaltılması, üretimde verimlilik artırıcı teknolojilerin uygulanması ve rehabilitasyon yatırımları gibi çalışmalar ile sağlanabilecektir.

Türkiye'nin önündeki en önemli politika hedeflerinden birisi, enerji yoğunluğunda düzenli bir düşme eğiliminin yakalanması olmalıdır. Bu şekilde Türkiye'de henüz yeterince tartışılmayan karbon yoğunluğunun azaltılmasında önemli başarı sağlanacaktır.

Enerji verimliliğinin arttırılması Türkiye'nin önündeki en önemli hedef olmalıdır. En kısa sürede ilgili bütün kesimlerin görüş ve katkısı ile Enerji Verimliliği Eylem Planı hazırlanmalıdır. Bu politika; enerji ihtiyacı olduğunda öncelikli olarak, yeni arz kaynaklarının devreye sokulması için yatırım yapma alışkanlığına dayanan politikaları terk eden ve diğer sektör politikaları ile de kesişen bir çok önlemin alınacağı bir politika olacaktır. Birbiri ile bütünleşmiş ve sanayi, bina, hizmetler, ulaştırma gibi sektörlerce sektör politikası olarak içselleştirilmiş politikalar artık ülkemizde öncelikli olmalıdır.

Enerji verimliliğinin ne kadar çok yönlü, çok boyutlu yararlarla sahip olduğu, son yıllardaki yayınlanan enerji stratejileri ve raporlarında açıkça görülmektedir. Enerji verimliliğinin arttırılması; enerji güvenliğine, iklim değişikliği etkilerinin azaltılmasına ve ekonomiye olan



katkıları nedeniyle ile öne çıkarılırken istihdam üzerindeki olumlu etkisi de son birkaç yıldır konu edilmeye başlanmıştır.

Yaklaşık olarak 25 milyon TEP olarak hesaplanabilen tasarruf potansiyeli için Avrupa Birliğinin her 1 milyon TEP enerji tasarrufu için 2000 tam zamanlı iş imkanı yaratılabileceğine yönelik iş gösterge rakamları kullanması durumunda söz konusu potansiyel rakamı 50 000 işi tanımlamaktadır. 2-3 katı yan işlerle birlikte istihdamın 150 000 lere ulaşabileceğini söylemek mümkündür. İşsizliğin özellikle yüksek tahsilli teknik eğitim almış gençler arasında büyük sorun olduğu günümüzde bu çok değerli bir istihdam kaynağıdır.

7.ÖNERİLER

1.Enerjiden yararlanmak çağdaş bir insan hakkıdır. Bu nedenle, enerjinin tüm tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve sürdürülebilir bir şekilde sunulması temel bir enerji politikası olmalıdır.

2.Enerji üretiminde ağırlık; yerli, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına verilmelidir. Enerji planlamaları, ulusal ve kamusal çıkarların korunmasına ve toplumsal yararın arttırılmasını, yurttaşları ucuz, sürekli ve güvenilir enerjiye kolaylıkla erişebilmesini hedeflemelidir.

3.Ülkemizde enerji sektöründe 1980'lerden bu yana uygulanan politikalarla toplumsal ihtiyaçlar ve bunların karşılanabilirliği arasındaki aç her geçen gün daha da artmaktadır. Enerji politikaları üretimden tüketime bir bütündür, bu nedenle bütüncül bir yaklaşım esas olmalıdır. Ülkemiz gerçekleri de göz önüne alınmak şartıyla, enerji sektörünün gerek stratejik önemi, gerekse kaynakların rasyonel kullanımı ve düzenleme, planlama, eşgüdüm ve denetleme faaliyetlerinin koordinasyonu açısından merkezi bir yapıya ihtiyaç vardır.

4.ETKB, ülke, halk ve kamu,kısaca toplum çıkarları doğrultusunda temel stratejileri ve politikaları geliştirmek ve uygulamakla yükümlüdür. ETKB güçlendirilmeli, uzman ve liyakatli kadrolar istihdam etmelidir. Güçlü bir ETKB'nin ülke çıkarlarına uygun politikalar geliştirmesi ve uygulaması sağlanmalıdır.

5.ETKB'nin Doğal Gaz Strateji Belgesinin oluşturulması yönündeki girişimleri olumlu bir gelişmedir. Benzer bir biçimde, diğer enerji sektörleri olan petrol, kömür, hidrolik, jeotermal, rüzgar, güneş, biyoyakıt vb. için de Strateji Belgeleri hazırlanmalıdır. Daha sonra bütün bu alt sektör strateji belgelerini dikkate alan Yenilenebilir Enerji Stratejisi ve Faaliyet Planı ve Türkiye Genel Enerji Strateji Belgesi ve Faaliyet Planı oluşturulmalıdır.

Bu strateji belgelerinin hazırlık çalışmalarına üniversiteler, bilimsel araştırma kurumları, meslek odaları ve uzmanlık derneklerinin katılım ve katkıları sağlanmalıdır.

Bu amaçla, genel olarak enerji planlaması, özel olarak elektrik enerjisi ve doğal gaz, kömür, petrol vb. enerji kaynaklarının üretimi ile tüketim planlamasında, strateji, politika ve önceliklerin tartışılıp, yeniden belirleneceği, toplumun tüm kesimlerinin ve konunun tüm taraflarının görüşlerini ifade edebileceği geniş katılımlı bir "ULUSAL ENERJİ PLATFORMU" oluşturulmalıdır. Ayrıca ETKB bünyesinde, bu platformla eşgüdüm içinde olacak bir "ULUSAL ENERJİ STRATEJİ MERKEZİ" kurulmalıdır. Bu merkezde yerli



kaynaklar ve yenilenebilir enerji kaynakları dikkate alınarak enerji yatırımlarına yön verecek enerji arz talep projeksiyonları hazırlanıp sektöre sunulmalıdır.

6. Türkiye'nin bir enerji envanteri çıkarılmalıdır. Kamusal planlamayı, kamusal üretimi ve yerli kaynak kullanımına ağırlık vermeyi reddeden özelleştirme politikaları gözden geçirilmeli, kamunun eli kolu bağlanmamalı ve kamu eliyle yatırımlar yapılabilmelidir.

7. TEİAŞ tarafından hazırlanan 2009-2018 dönemini kapsayan “Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyon (2009-2018) Çalışması” yenilenebilir enerji kaynaklarının tam olarak değerlendirilmesini hedeflememekte, yenilenebilir enerjiye dayalı üretim yatırımlarının düşük kapasitede tesisini öngörmektedir. Yerli ve yenilenebilir enerjiye dayalı elektrik ve yakıt üretim hedefleri kısa-orta-uzun vadeli olarak belirlenmelidir.

8. Kurulması önerilen “ULUSAL ENERJİ STRATEJİ MERKEZİ”nde hazırlanacak kısa, orta ve uzun vadeli projeksiyonların ve hedeflerin gerçekleştirilmesi ve ETKB’nin arz güvenliğini ve sürdürülebilir enerji politikalarının hayata geçirilmesi için enerji vergilerinin ve enerji yatırımlarına yapılacak teşviklerin açık bir şekilde belirlenmesi ve kamu yatırımlarının yanı sıra, lisans alan özel sektör yatırımlarının gerçekleştirilmesi için gerekli takip ve yatırım mekanizmalarının kurulması gerekmektedir. Bu amaçla diğer Bakanlıklarla gerekli koordinasyonun sağlanması ve hazırlandığı halde açıklanmayan SANAYİ ENVANTERİ’nin de açıklanması ve dikkate alınması gerekmektedir.

9. Elektrik enerjisi talebinin önümüzdeki dönemlerde hızlı artacağı ve buna bağlı olarak yeni üretim tesislerinin fazla miktarda yapılması gerektiği göz önünde bulundurulduğunda bir üretim tesisinin başvuru aşamasından işletmeye giriş aşamasına kadar olan tüm süreç belirli ilkeler çerçevesinde gerçekleşmelidir. Bu ilkelerin sağlıklı ve toplumsal ekonomik çıkarlar göz önüne alınarak belirlenmesi gerekmektedir. Yukarıda da söylendiği gibi, elektrik enerjisi ihtiyaç duyulduğu anda üretilmesi gereken bir ürün olduğu, yüksek maliyetli ve uzun süreli yatırımlar gerektirdiği için kesinlikle bir plan çerçevesinde hareket edilmelidir. Kısaca, halen devam eden isteyen, istediği yerde, istediği kapasitede, istediği zamanda, istediği kaynağa bağlı olarak ve karşılaştığı verimlilikte elektrik üretimi yatırımı yapılması uygulaması yerine; ihtiyaç duyulan yıllık kapasite büyüklüğü, kaynak ve işletmeye girmesi gereken tarihin belirlendiği planlar dahilinde bu yatırımların gerçekleştirilmesi yoluna bir an önce geçilmelidir. Mevcut yapıları ile EİEİ ve TEİAŞ bu görevi başarıyla yerine getirebilecek kapasitedirler. Elektrik üretim yatırımların gerçekleşmesinin izlenmesi, Fransa, Yunanistan, Portekiz’in bulunduğu bazı Avrupa ülkelerinde olduğu gibi, düzenleyici kurum tarafından değil hükümet adına Bakanlık veya yetkili ihtisas kurumu tarafından yapılmalı ve olası gecikmelere en kısa sürede çözüm aranarak yatırımların gecikmesinin önüne geçilmelidir. Düzenleyici kurumların görevi elektrik sisteminin ileriye yönelik tasarım ve gelişmelerini oluşturmak değil mevcut sistemde uygulamaya yönelik düzenlemeler ve denetlemeler yapmaktır. İleriye yönelik gelişmelerin kararının verilmesi önemli bir devlet politikası olduğu için bu görev siyasi otorite olan hükümet adına Bakanlık tarafından Ulusal Enerji Platformunun görüşleri ve Ulusal Enerji Strateji Merkezinin önerileri dikkate alınarak yerine getirilmelidir.

10. Mevcut yasal düzenleme ile oluşturulan yaklaşımda yeni üretim yatırımlarının serbest piyasa koşullarında ve tümüyle piyasa katılımcılarının inisiyatifinde gerçekleşmesi, en



azından Türkiye gibi yıllık elektrik talebinin kriz dışı olağan koşullarda hızlı artmasının beklendiği ülkelerde, pek olası görülmemektedir. Yukarıda da belirtildiği üzere yeni yatırımların gelmesi konusunda oldukça büyük belirsizlikler bulunmaktadır. Bu yaklaşım ile gereken yatırımların zamanında gelemeyeceği gibi bazı dönemlerde atıl yatırım yapılması riski de bulunmaktadır. Mevcut yaklaşımın bir an önce değiştirilerek ileriye yönelik elektrik enerjisi ihtiyacı yıllara göre belirlendikten sonra kaynakların kullanılma politikaları da belirlenerek yıllık kapasite ihtiyacı, kaynak çeşidi ve kapasite kurulmasının zamanlaması bir plan dahilinde belirlenerek uygulamaya geçilmelidir. EPDK tarafından verilen lisans uygulamasının süreci değiştirilmeli, belirlenen plan dahilinde yıllara göre kurulacak yeni üretim kapasitesinin kaynak, verimlilik, maliyet, finans sağlama olanakları göz önüne alınarak yatırımların önü açılmalı, bu kapsamda da gerekirse yatırımcıya tesis kurma izni verilmelidir. Özet olarak elektrik üretim tesisi yatırımlarının her aşaması kamu tarafından planlanmak,yönetilmek,yönlendirilmek ve denetlenmek kaydıyla , bu yatırımların doğrudan kamu ve özel sektör tarafından gerçekleştirilmesi sağlanmalıdır.

11. Enerji planlamaları, bir ülkenin geleceği, refahı ve aynı zamanda krizlerinde de etkin olmaktadır.Ülke enerji yönetimlerinin ileriye dönük planlama hatası yapma rahatlığı bulunmamaktadır. Hata yapıldığında bunun bedelinin çok ağır/ pahalı ödendiği görülmektedir.Ülkemiz gerçekleri de göz önüne alınmak şartıyla, enerji sektörünün gerek stratejik önemi gerekse kaynakların rasyonel kullanımı açısından düzenleme, planlama, eşgüdüm ve denetleme faaliyetlerinin koordinasyonu için merkezi bir yapıya ihtiyacı vardır. Bu çerçevede enerji sektöründe yapılacak yeni yatırımların lisanslanması, teknik açıdan denetlenmesi ve gerekli yatırım ihalelerinin yapılması da dahil olmak üzere ETKB'nin yukarıda belirtilen asli görevlerini ifa etmesi; EPDK'nın ise oluşturulmakta olduğu öne sürülen enerji piyasalarındaki düzenleme ve denetimler ile müteakip yaptırımları belirleyen kuruluş rolüne dönmesi daha gerçekçi bir yapı olarak düşünülmektedir. Bu bağlamda enerji sektöründeki kamu kuruluşlarının küçültülmesi, bölünmesi ve işlevsizleştirilmesi uygulamaları son bulmalıdır.

12.Enerji sektöründe süregelen ve sorunlara çözüm getirmediği ortaya çıkan kamu kurumlarını küçültme, işlevsizleştirme, özelleştirme amaçlı politika ve uygulamalar son bulmalı; mevcut kamu kuruluşları etkinleştirilmeli ve güçlendirilmelidir. Bu kapsamda; doğal gaz ve petrol arama, üretim, iletim, rafinaj, dağıtım ve satış faaliyetlerinin entegre bir yapı içinde sürdürülmesi için BOTAŞ ve TPAO, Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kurumu bünyesinde; elektrik üretim, iletim, dağıtım faaliyetlerinin bütünlük içinde olması için de, EÜAŞ, TEİAŞ, TEDAŞ, TETAŞ, eskiden olduğu gibi Türkiye Elektrik Kurumu(TEK) bünyesinde birleştirilmelidir.

13.Kamu İhale Kanunu'nda sadece ilk satış fiyatı ucuz olanı seçme zorunda bırakan uygulama değiştirilmelidir. Değerlendirmelerde satın alınacak ekipmanın ve tesislerin,ilk yatırım bedellerinin yanı sıra, ekonomik ömürleri boyunca işletme ve bakım giderlerini de gözetilen ölçütler kullanılmalıdır.

14.Yetişmiş ve nitelikli insan gücümüz özelleştirme uygulamaları ve politik müdahalelerle tasfiye edilmemelidir. Enerjinin üretimi ve yönetiminde en temel unsur olan insan kaynağımızın eğitimi, istihdamı, ücreti v.b. konular enerji politikalarının temeli olmalıdır.



15. Genel olarak enerji yatırımlarda, özel olarak elektrik enerjisi üretim yatırımlarında çevreye asgari zarar verilmesi temel bir ilke olmalıdır. ÇED raporları ve EPDK lisans detaylarına ulaşım, kamuoyu için saydamlık sağlanmalı, detaylarda, proje gelişim raporlarında, aylık güncelleme yapılmalıdır. Tüm enerji yatırımlarında, lisans verilmeden önce “ÇED Uygundur” Belgesinin alınması zorunlu olmalıdır. “ÇED Uygundur” Belgesi alamayan kuruluşlara lisans verilmemeli, daha önce lisans almış olup da, “ÇED Uygundur” belgesi alamayan ve mevcut belgeleri iptal edilen yatırımların lisansları iptal edilmelidir. ÇED raporu ve EPDK lisans tadilat başvurularında, sonradan yakıt değişimine, özellikle yerli kömürden ithal kömüre geçişe, abartılı kapasite artırımlarına kesinlikle izin verilmemelidir.

16. İthal kömür yakıtlı yeni santrallere lisans vermekte titiz davranılmalı, önce öz kaynaklarımız/ yerel linyitler değerlendirilmelidir. Enerji arz güvenliği en öncelikli konudur. İthal kömür kullanan termik santrallere lisans sınırlaması getirilmelidir. Şu anda, konuya hakimiyetleri, teknik, ticari, finansal yeterlilikleri tartışmalı çok sayıda kuruluşun kayda değer boyutta ithal kömüre dayalı lisans başvuruları gündemdedir. Bu yatırımların gerçekleşmesi dışa bağımlılığı daha da arttıracaktır.

Oysa, yerel linyit yakabilecek, yerli mühendislik kapasitesiyle tasarımı yapılmış, yerli imkanlarla imal edilmiş, yerli personel ile montajı yapılmış, yerli personel ile işletilen termik santrallerin sayısı hızla arttırılmalıdır. Bu doğrultuda ülkemiz, kendi enerji piyasasına kendi yatırımcısı, imalatçısı, akademisyeni, mühendislik ve müteahhitlik hizmetleriyle sahip çıkmalıdır. Daha çok yerli linyit/kömür/ hatta biyokütle yakan, temiz ve verimli teknoloji kullanan termik santraller inşa edilmeli, yeni yazılım ve donanımlar kullanılarak yerli tasarımlar yapılmalı, kendimiz imal etmeli, kendimiz monte etmeli, kendimiz çalıştırmalı ve işletmeliyiz. Daha çok yerli imkan, yerli mühendislik, yerli tasarım, yerli müteahhitlik hizmeti ve yerli emek kullanmalıdır.

17. Yerli firmalara sağlam/nitelikli yerel mühendislik kadroları gerekir. Salt yabancı mühendislikle bir yere varılmaz. Kendi mühendislik kadroları olmayan yerli firmaların, ne kadar büyük olurlarsa olsunlar, uzun dönemde başarılı olmaları mümkün değildir. Enerji piyasasında yatırımcı veya müteahhit olarak çalışacak firmaların, yatırım projelerinin temel mühendisliğini yapabilecek sağlam genç, bilgili ve donanımlı mühendis kadrolarına ihtiyaçlarını karşılamaya yönelik olarak eğitim programlarında gerekli düzenlemeler yapılmalıdır.

18. Kömür yakıtlı santrallerde akışkan yataklı teknolojiler kullanılmalı, yeni kurulacak santrallerde baca gazı arıtma tesislerinin ve yüksek verimli elektro filtrelerin bulunması şart olmalıdır. Mevcut santrallerde de, baca gazı arıtma tesisleri ve elektrofiltreler ivedilikle kurulmalıdır. Doğal gaz yakıtlı santrallerin sınırlı olan su kaynaklarını daha da azaltacak su soğutmalı sistemler yerine hava soğutmalı sistemler kullanması sağlanmalıdır. Termik santrallerimizde gerekli revizyon, bakım, onarım, iyileştirme, kapasite artırımı çalışmaları hızla sonuçlandırılmalı, atıl durumdaki kapasiteler devreye alınmalı, kömüre dayalı termik santrallerin teknik verimleri ve emre amadeliği yükseltilmeli, bu santraller tam kapasitede çalıştırılmalıdır. Santrallerde çevre kirliliğini azaltacak önlemler alınmalıdır. Öte yandan kamu kaynakları kullanılarak rehabilite edilen santrallerin özelleştirilmesi uygulamasına son verilmelidir. Her yabancı firmanın “Amil-i Mütahassıs” olmadığı daha önce yaptıkları



çalışmalardan bellidir. Amil-i Mütahassıs kavramı ile yabancı firmalara ihalesiz rehabilitasyon işlerinin verilmesi durdurulmalıdır.

19. Termik santrallerin atık ısısının bölgesel ısıtma amacıyla kullanımı imkanları araştırılmalı ve teknik ve ekonomik olarak mümkün olduğu yerlerde uygulamaya geçilmelidir.

20. TMMOB Makina Mühendisleri Odası enerji ile ilgili tüm kurumların çalışmalarında şeffaflaşmasını, bilgilerin yaygınlaşmasını, herkesçe erişilebilir ve kullanılabilir olması gerektiğini savunmaktadır. Kurumların yaptığı ikili anlaşmaların ticari sır içeren hükümleri belki kamuoyunun yaygın bilgisine sunulmayabilir ancak hiç bir anlaşma ülke çıkarlarının üzerinde olamaz, hiç bir bilgi bir ülkenin kurumlarından ve yurttaşlarından saklanamaz. Ülke çıkarlarını koruma görevi de yalnızca gizlenen anlaşmaları imzalayan kamu görevlilerinin tekelinde olamaz.

21. Enerji açısından dışa bağımlı olan ülkemizde enerjinin verimli ve etkin kullanımı ulusal politika haline getirilmelidir. Enerji sektörünün özellikle arz politikalarında enerji verimliliğine özel bir yer verilmelidir. Bina, sanayi, ulaşım ve enerji sektörleri için kısa ve orta vadeli hedefler belirlenmeli, öngörülen tasarruf hedeflerine ulaşmak için, gerekli düzenlemeler bir an önce yürürlüğe konulmalıdır. Sanayi üretiminde enerji yoğunluğu bugünkü 0.39'dan OECD üyesi ülkeler ortalaması olan 0.19 düzeyine düşürülmesi için planlama yapılmalıdır.

22. Enerji verimliliği yatay ve dikey sektörlerde artırılmalıdır. Enerji verimliliği konusu enerji sektörünün arz politikaları arasında yer almalı, enerji verimliliği yatırımları enerji sektörü yatırımları arasında sayılmalıdır. Enerji tasarrufu sağlayıcı politika ve zorunlu uygulamalar yürürlüğe konulmalıdır. Elektrikte % 15'lere varan kayıp ve kaçak oranını azaltacak yatırımlar hızla yapılmalı, önlemler hızla alınmalıdır. Enerji tüketiminde tasarrufu teşvik edici uygulamalara gidilmelidir. Tasarruf ve verimlilik konularında gerekli hukuksal düzenlemeler yapılmalıdır.

23. Enerjinin en ekonomik yoldan kullanılması için, "yük yönetimi" yaparak yükün pik saatler dışına kaydırılmasına çalışılmalıdır. Bunun için gerekli stratejiler hazırlanmalı/ projeler yapılmalı/ yatırım programlarına alınmalıdır.

24. Elektrik dağıtım şirketlerinin denetim hizmetlerini özel şirketlere devretmesini öngören Yönetmeliğin EMO'nun başvurusu üzerine Danıştay tarafından iptal edilmesi, enerji sektöründe hizmetin kamusal niteliğini bir kez daha ortaya koymuştur. Özel sektör tarafından yapılan enerji yatırımlarının kamusal çıkarları gözetilen bir anlayışla mali denetimin yanı sıra, teknik olarak da kamu eliyle denetlenmesine imkan veren düzenlemeler bir an önce yürürlüğe konmalıdır.

25. Doğal gazın konutlarda ve sanayide kullanımının yaygınlaşmasının yanı sıra, yeni tesis edilecek santrallerde yakıt olarak kullanılmasıyla, talebinin daha da artacağı tahmin edilmektedir. Doğal gaz tüketim artışındaki en büyük etken, elektrik enerjisi üretiminin yaygın bir biçimde doğal gaza dayandırılmasıdır. Oysa dışa bağımlı yakıt miktarı ve enerji arz güvenliği riski düşürülmeli, doğalgaz ve ithal kömür dış alımı azaltılmalıdır. Elektrik üretimi içinde doğal gazın payı bugünkü %50'lerden kademeli olarak önce %40'lara, daha sonra %30'lara ve nihai olarak %25'ler düzeyine mutlaka düşürülmelidir. Elektrik üretiminde hidroliğin payının %25, yerli kömür ve doğal gazın payının %60, rüzgar-jeotermal-güneş-



biyoyakıt-vb. yenilenebilir enerji kaynaklarının payının %15 olmasını hedefleyen politikalar uygulanmalıdır.

26. Hidroelektrik, yerli ve yenilenebilir bir kaynak olarak stratejik özelliği ile enerji alanındaki bağımlılığı azaltacaktır. Türkiye'nin önemli, temiz ve yenilenebilir enerji kaynağı olan hidroelektriğin, yukarıda açıklanan karakteristik ve faydaları da göz önüne alınarak bir an önce geliştirilmesi ve bu amaçla yeni HES'lerin yapımına destek verilmesi, teşvik edilmesi gerekmektedir. Ancak bu konuda aşağıdaki ilkeler dikkate alınmalıdır.

- Su ihtiyaç değil hayatın devamı için vazgeçilmez ve temel bir insan hakkıdır, metalaştırılmaz. Bu çerçevede;
- Su hayatın vazgeçilmez unsuru olarak önemli bir toplumsal değer olarak ele alınmalıdır.
- Herkes sağlıklı bir yaşam sürdürebilmek için gerekli sağlıklı, güvenli suya ulaşabilmelidir.
- Temel insan hakkı olan suya erişim hakkı ile ilgili bağlayıcı yasalar anayasa metinlerine girmelidir.
- Su hizmetinde ve yönetiminde, hizmetin kamusal özü korunmalı, yönetiminde katılımcı modeller geliştirilmelidir!)
- Yaşam hakkımız olan suyumuz, su şirketlerinin insafına bırakılmamalıdır.
- Su kamu malı,suyla ilgili tüm faaliyetler kamusal hizmet olarak tanımlanmalı ve toplumsal bir değer olarak kabul edilmelidir.
- Su kaynaklarının kullanımında öncelik tüm canlılara, insanlara ve ekolojinin korunmasına verilmelidir.
- Hidrolik santral ve regülatör yapımında da çevrenin korunması esas olmalı, baraj yerlerinin seçiminde su altında kalacak bölgelerin, tarihi eser ve kültürel varlıklar içermemesine özen gösterilmelidir.

27. Hidrolik enerjiden en verimli şekilde yararlanmak enerjide dışa bağımlılığı azaltacağı gibi temiz enerji kaynaklarının harekete geçirilmesi bakımından da önemlidir. Ancak, "4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu" ile bu Kanuna istinaden çıkarılan "Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği" ve "Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik"le birlikte HES uygulamaları çok farklı boyutlara ulaşmış durumdadır. Yapılan düzenlemeler ve izlenen politikalarla, su enerjisinden yararlanmada ülke kaynaklarının en verimli şekilde kullanımı değil, bireysel/şirket karlarının/çıkarlarının korunması hedeflenmektedir.

28. Hidrolik enerji üretiminin planlanması sadece düşü ve mevcut su potansiyeli üzerinden yapılamaz. Hidro elektrik santraller ile ilgili planlama süreci , havza temeline dayanan, o havzanın doğal değerlerini, o havzadaki doğal varlıkları inceleyerek, bir değerlendirmeyi temel almak zorundadır. Bu bağlamda, havza özelinde, doğal, kültürel ve sosyal, ekonomik etkenler de dikkate alınarak, su potansiyelinin öncelikli kullanımları belirlenmeli, bu verilere dayanarak HES'lerin planlanmasına karar verilmelidir.

29. HES'ler çok basit şekli ile suyun yeterli düşü sağlayabileceği noktaya kadar taşınarak enerji elde edilmesi anlayışıyla planlanamaz. Burada doğal su yatağındaki canlıların yaşamlarının bozulmadan devamı için gerekli olan suyun sağlanmasına öncelik tanınmalıdır.



30. Gelecek projeksiyonu, HES'in ileri yıllar nüfus artışına bağlı olarak uzun erimli planlanması da önem taşıyan başka bir husustur. HES Projesi'nin gündeme geldiği bölgede, gelecekteki nüfus artış projeksiyonları da göz önüne alınarak, su potansiyeli, suyun değişik ihtiyaçlar için kullanım miktarları (içme ve kullanım suyu, tarım, sanayi vb) ve buradan hareketle HES için gerekli olan su miktarı yerel ve bölgesel anlamda göz önüne alınmak durumundadır. Son durumda, kullanılması muhtemel içme öncelikli su paylaşımı sağlandıktan sonra arta kalan su ile HES projeleri geliştirilmelidir.

31.Ayrıca, herhangi bir yatırım sürecinde, planlama aşamasından sonra, Çevresel Etki Değerlendirme (ÇED) sürecinin başlatılması, bilimsel gerçeklere, kamu yararına dayanan bir şekilde, katılımcı bir sürecin işletilmesiyle mümkündür.

Bu noktada, söz konusu projelerde, projenin kendisi olmadan ÇED hazırlanamayacağı çok açıktır. Bu yönüyle bakıldığında HES'lerdeki asıl sorunlardan biri de HES'lere ilişkin hazırlanan ÇED raporlarında yeterlilik belgesinin asıl projelerde istenmemesidir. Yetkisiz kişilerce hazırlanmış olan (projeyi hazırlayanların mühendis olup olmadığı yada hangi meslek disiplinlerinden olduğu belli olmayan) projeyi temel alarak hazırlanan ÇED'in geçerliliğinin olamayacağıdır. Özellikle HES'lerde (proje ve ÇED) bu sorun devam etmektedir. Asıl projenin hazırlanmasında teknik yeterlilik sorgulanmadığı için (bu yeterliliğin olmadığı demektir) proje esas alınarak ÇED hazırlanamaz. Bu bakımdan da HES'ler için hazırlanan ÇED'lerin teknik yeterlilik durumu belirsizdir. Belirsizlikler üzerine hazırlanan ÇED'lerin kabulü söz konusu olamaz. Çevresel Etki Değerlendirme (ÇED) raporları proje yerinde inceleme yapılmadan masa başında oluşturulabilmektedir. ÇED raporları sadece dosyada olması gereken bir doküman olarak değerlendirilmemeli tüm hidroelektrik santraller için gerçek anlamıyla uygulanmalıdır. ÇED raporları, HES kurulu gücüne bakılmaksızın tüm hidroelektrik santraller için istenmelidir. ÇED,projenin ayrılmaz ve bütünleyici bir parçası olmalıdır.

32. Yakın zamana kadar Türkiye'deki birçok hidroelektrik santralin kurulu gücü 50 megavatın altında olmasına rağmen, ÇED raporları kurulu gücü 50 megavatın altında olan hidroelektrik santraller için istenmiyordu. 10–50 MW arası santrallerde ise proje dosyasına bağımlı olarak gerektiğinde ÇED raporu istenmekteydi.10 MW altındaki santrallerde ise ÇED raporu istenmemekteydi. 17 Temmuz 2008 tarihinde, 26939 sayılı resmi gazetede yayınlanan çevresel etki değerlendirme yönetmeliği ile hidroelektrik santrallerin çevre etkisi incelenmesi nispeten sıkı kurallara bağlanmıştır. Kurulu gücü 0,5 ile 25 megawat arası olan hidroelektrik santraller için ÖN ÇED raporu, kurulu gücü 25 megavatın üzerinde olan hidroelektrik santraller için de ÇED raporu istenmektedir. Ancak 17 Temmuz 2008 tarihine kadar neredeyse Türkiye'deki tüm nehirler için HES lisansı alındığı için yeni getirilen uygulama yeterince işlevsel değildir. Bu nedenle lisans almış dahi olsalar tüm hidroelektrik santraller için ÇED raporları istenmelidir. Tesis işletmeye açıldıktan sonra da gereğinin yapıp yapılmadığını tespit edebilecek kontrol mekanizmaları geliştirilmeli ve yöre halkının istek ve şikâyetlerini hızlı bir şekilde inceleyebilecek kurumsal bir yapı olmalıdır.

33.Derelerin doğal hayatının devamını sağlayacak can suyu (derelere bırakılması gereken minimum su miktarı) mevcut uygulamalarda kurak ve ıslak yılların yüzdesi olarak uygulanmaktadır. Ancak can suyunun tespiti özellikle küçük derelerde, dere ve mansap koşulları incelenerek karar verilirse oradaki doğal hayatın devamı, garanti altına alınabilir. Bu



sebeple can suyu pazarlık konusu yapılmamalıdır. Can sularının hidroelektrik santral inşaatları bittikten sonra denetlenmesi ve kontrolünün yapılmasının şartları ortaya net olarak konulmadığından mümkün gözükmemektedir. Şu ana kadar yapılan uygulamalarda can suyunun tayini ile ilgili herhangi bir mevzuat ve standart mevcut değildir. Örneğin 25 m³ /sn debisi olan İkizdere’de ortalama 200 lt/sn can suyu verilirken, debisi İkizdere’nin debisinden 5 kat küçük olan (5 m³ /sn) Rüzgârlı Deresine 150 lt/sn can suyu verilebilmektedir. Can suyu miktarlarının belirlenmesi ve can suyunun kontrol edilmesi ile ilgili bir mevzuata ve denetime ihtiyaç vardır.

34.HES’lerin kurulacağı bölgedeki su kaynaklarının değerlendirilmesinde havza yönetimi esas alınmalıdır. Havza derivasyonu (bir nehir üzerindeki suyun başka bir nehre aktarılması) uygulamalarında oldukça dikkatli olunması gerekmektedir. Hidroelektrik santral projeleri genel havza planlamasına ters düşmeyecek biçimde uygulanmalıdır.

35.Mevcut mevzuata göre planlama aşamasından sonra HES projelerinin denetimi hiçbir aşamada yapılmamaktadır. HES’lerin ölü yatırıma dönüşmemesi için akım gözlemlerinin sağlıklı bir biçimde yapılması zorunludur. Eğer proje yerini temsil eden istasyon/istasyonlar yoksa minimum 5 yıl akım gözlemlerinin yapılması ve ona göre de işletme çalışmalarının yapılması gerekmektedir.

36.Dere yatağındaki balıkların yavrulama döneminde nehir akışının ters istikametinde yüzmelerini sağlayacak balık geçitleri HES projelerinde ve şartnamelerinde zorunlu tutulmasına rağmen uygulanmamaktadır. Bu nedenle yatırımcı firmaların denetlenmesi zorunludur. HES’ler için dere suyunun alındığı; iletim kanalları yerine doğanın tahribatını minimize edecek tünelli sistemler tercih edilmelidir.

37.Herhangi bir kontrol ve denetime tabi olmayan HES’lerin kazı malzemeleri, dere yataklarına boşaltılmaktadır. Bu kazı malzemeleri altyapı çalışmalarında kullanılabilecekken dere yatağı boyunca yine çevrenin ve birçok ağacın zarar görmesine neden olmaktadır. Maliyetten kaçmak adına firmaların dere yataklarına boşalttığı kazı malzemeleri doğaya zarar vermeyecek bölgelere taşınmalıdır. Ayrıca malzeme alınan yerler de tahrip edilmektedir. Bu yerler olduğu gibi bırakılmamalı, düzenlenmelidir. Yine bölge çevresini ciddi bir biçimde etkileyen taş ocakları denetime tabi tutulmalı, taş ocağı maden ruhsatı özenle ve titizlikle verilmelidir.

38. Kamunun devam eden hidrolik santraller projelerinin gerekli kaynaklar aktararak hızla sonuçlandırılması sağlanmalıdır. EPDK, lisans verdiği santrallerin yapım çalışmalarının öngörülen süre içinde sonuçlanıp sonuçlanmadığını denetlemelidir.EPDK’dan lisans alan hidrolik santral projelerinin yalnızca %19.59’unun yatırım gerçekleşme oranı %35’in üzerinde olması durumunun ciddiyetini ortaya koymaktadır. Enerji sorununun çözümü için salt lisans vermekten,verilen lisansların sayısının artmasından söz etmekle yetinmeyip , lisans alan yatırımların öngörülen süreler içinde gerçekleşmesi ve devreye girmelerinin takibi gerekir.

39.Mevcut sulama amaçlı barajların rezervuarlarında mevcut bulunan küçük HES potansiyeli değerlendirilmelidir. İşletmede olan ve enerji üretimi amacıyla barajlarda enerji üretebilme imkanları araştırılmalıdır.

40.Kurulu gücümüzdeki atıl potansiyelin puant saatlerde değerlendirilmesi ve rüzgar/güneş gibi değişken kaynaklardan daha çok yararlanılması amacıyla, pompajlı hidroelektrik santral



uygulamaları başlatılmalıdır. Böylece, farklı yüksekliklerdeki rezervuarlar arasında suyu taşıyarak pik saatlerdeki talebi karşılamak için elektrik depolamaya imkan veren bir üretim uygulaması mümkün olabilecektir.

41.Rüzgar enerjisi potansiyelinin tamamından yararlanılması amacıyla teknik ve ekonomik sorunları, çözümleri ve yol haritalarını ortaya koyan bir Rüzgar Enerjisi Stratejisi Planı hazırlanmalıdır. 48.000 MW kapasitenin devreye girmesine çalışılmalıdır.

42.Rüzgardan enerji elde edilirken yer seçimi dikkatlice yapılmalı, santralin çevresel etkilerinin ayrıntılı ve dikkatli bir biçimde irdelenmesi için tesisle ilgili ÇED Raporu'nun hazırlanması zorunlu olmalıdır. Rüzgar santrali türbini yapılacak bölgeler için arazi etüdü, dağıtım ve iletim hatları etüdü ayrı ayrı yapılmalıdır. Bunlar çalışmalar bütünsel bir bakış açısı altında çevre, tarım, turizm, mühendislik ölçütlerine göre birleştirilmelidir. Santrallerin kurulmasından önce, ilgili merkezi idare kuruluşlarına ve onların yerel birimlerine, yerel yönetimlere, yerel kuruluşlara bilgi verilmeli, bu kuruluşların ve yöre halkının görüş ve olurları alınmalıdır. Halka rağmen bir tesisin yapılamayacağı bilinmelidir.

43. Şebekeye bağlanma ve sistem dengesi konusundaki sorunlar teknik olarak incelenmeli, bu konudaki problemler gerekirse AR-GE destekleri ile çözümlenmelidir.

44.Rüzgar enerjisi ile ilgili konularının detaylı bir şekilde incelendiği (ölçüm, fizibilite hazırlama, kanat ve türbin testleri v.b.) standartlara uygun bir rüzgar enerjisi laboratuvarı kamu sektöründe kurulmalıdır. Rüzgar enerjisi bu laboratuvarla birlikte kamu tarafında sahipli bir hale getirilmelidir. Rüzgar ölçüm cihazlarının ülkemizde üretilmesi için gerekli adımlar bir an önce atılmalıdır.

45.Jeotermal kaynaklı elektrik üretimi için mevcut 500 MW kapasite değerlendirilmelidir. Jeotermal su kaynakları değerlendirilerek on binlerce evin jeotermal sıcak su ile ısıtılması sağlanmalıdır. Jeotermal kaynakların yoğun kentsel yerleşkelerin bölgesel ısıtılmasında öncelikle kullanılmasının zorunlu olması yönünde politikalar geliştirilerek mevzuata yansıtılmalıdır. Jeotermal kaynağın entegre kullanımı ile doğrudan ve dolaylı yararlanma olanakları optimize edilerek maksimum fayda sağlanmalıdır.

46.Jeotermal sahalarda, sisteminin yenilenebilirlik koşulları, sistemin bütünü göz önüne alan, bütünsel, tek elden inceleme ve izlemeyle tanınabilir ve sistemin dengesine zarar vermeyecek bir işletme ile yönetilebilir. Böylesi bir sistemin farklı kişi ve kuruluşlarca, ayrı programlar ve anlayışlarla, birbirini yok sayarak işletilmesi olanaksızdır. Ülkemizin yakın geçmişinde tek bir kurumun işlettiği sahalarda bile sorunlar yaşanmıştır. Birçok jeotermal sistemin basınç ve sıcaklık koşulları bozulmuştur. Bir dönem Balçova, halen Gönen, Kozaklı, Kurşunlu vb kentsel ısıtma amaçlı kullanıma konu olan sahalarda, Kızıldere sahasında, basınç ve sıcaklık düşümleri olduğu, rezervuar yönetim sorunu olan başka sahalarda da olduğu öne sürülmektedir. Yakın gelecekte bir bölümünü bir kişinin, bir başka bölümünü bir başka firmanın işleteceği, belki üçüncü ya da dördüncü parçaları başkaları tarafından geliştirileceği sahalarda başına neler geleceğinin kestirilmesi çok güçtür. Şimdiden böyle sahalarda oluşmuştur. Germencik jeotermal sistemi şimdi en az 3 ayrı ruhsat sınırları içinde kalmaktadır. Aydın Sultanhisar- Salavatlı sahası iki parçadır. Manisa - Caferbeyli sahası en az 3 ruhsata bölünmüş durumdadır. Henüz keşif aşamasında da olsa ihale edilecek olan Kütahya – Gediz - Üçbaş sahası 5-6 parçaya bölünmüş durumdadır. Kimin yaptığından kimin zarar göreceğini



bugünden kestirmek olanaksızdır. Ama, herhalde bu paydaşların eşgüdüm içinde, kaynağın yenilenebilirliğini gözetken bir işletme programı uygulamaları en uzak olasılıktır. Bu nedenle sahaların bütüncül bir anlayışla yönetilmesine imkan veren düzenlemeler bir an önce yapılmalıdır.

47. Jeotermal kaynaklarla ilgili olarak oluşturulan liberal ruhsat düzeni “**ruhsat pazarı**”nın oluşmasına neden olmuştur. Bazı kişi ya da kuruluşların, ülkenin değişik yerlerinde edindikleri yüzlerce arama ruhsatı vardır. Bunların bazıları, daha önce jeotermal kaynaklarla ilgili herhangi bir çalışmanın içinde olmuş değillerdir. Bazıları ise enerji üretim sektöründe bile hiç yer almamışlardır. Şimdi, web sayfalarında tanıtılarak ya da kapı kapı dolaşarak ruhsat satmaya çalışanlar olduğu söylenmektedir. Ülkemizin bu konuda uzman tek kamu kurumu olan MTA istediği kadar elektrik üretmeye elverişli sahaların olası kapasitesinin ancak 2.000-3.000 MW dolayında olduğunu duyuruyor olsa da; ruhsat pazarlamayı iş edinmiş bazılarına göre yalnızca Bursa ilinde 6.000 MW’lık saha bulunduğu iddia edilmektedir.

Ne yazık ki yasa, ruhsat isteminde bulunan kişi ya da kuruluşların arama ve işletme açısından donanımlı ya da kararlı olmalarına bir ölçüt getirmemiştir. Yasa uygulayıcılarına, kişi ve kuruluşların bu kadar çok sayıda ruhsat edinmesi durumunda “*amacını ve ciddiyetini*” sorgulama ve kanıtlatma araçlarını sağlamamıştır. Yasanın bu sorgulamayı olanaksız kılan bir başka zaafı da İl Özel İdareleri yetkilendirilerek, otoritenin il sayısına bölünmüş olmasıdır. İdarenin başvuru yapan kişi ya da kuruluşun ülkenin başka yerlerinde kaç ruhsat başvurusunun olduğunu ya da kaç ruhsat edindiğini sorgulama ve bilme olanağı yoktur. Gerçekte, kayıtlar ve siciller tek merkezde, Ankara’da MİGEM’de yapılmaktadır, ancak MİGEM’in bir yorum yapma, yetki kullanma, sorgulama ve eleme yetkisi yoktur. Yasaya göre MİGEM yalnızca kayıt tutucudur.

Bu ruhsat yığnında pazarlanmaya çalışılan sahaların büyük bölümü, jeotermal sistemlerin oluşabilmesi açısından anlamlı ve ciddiye alınabilir değildir. Ama yasa, konuya yabancı iyi niyetli yatırımcıların aldatılmasına fırsat vermektedir. Kısacası, yasa bu tür eksiklikler nedeniyle bir ruhsat pazarı oluşmasına neden olmuş durumdadır. Bu sorunu çözecek yasal değişiklikler yapılmalıdır.

48. Yasa ile “Koruma Alanı” uygulamalarında da sorunlar oluşmuştur. Yasada ve yönetmelikte gerekli açıklık ve ayrıntı olmadığı için neyin, neden, nerede, hangi kısıtlamalarla korunmasının isteneceği ve sağlanacağı konusunda karmaşa yaşanmaktadır. Yeraltından çekilen ve ısısı eşanjörlerle başka bir akışkana soğurulan 170°C sıcaklıklı bir akışkan gün yüzü görmeden yeniden yeraltına basılıyor da olsa, ilgili idare bu kuyuların çevresine 30 m çaplı bir koruma alanı çizilmesi, buranın biyolojik kirleticilerden korunması, yapı yapılmaması, vb kısıtlamalar konması için zorlamaya yönelmektedir.

Biyolojik bir kirleticinin varlık ve etkisini hangi sıcaklıklarda sürdürebileceği, kimyasal bir kirleticinin bulaşmasının böylesi kapalı bir sistem için ne anlam taşıyacağı sorgulanmamaktadır. Ama, işletmeye alınan bir sahada artık akışkanın sırasıyla kent ısıtmada, seracılıkta, kaplıcada, vb kullanılması istenmekte, ancak böyle bir ısı yitiminin su kimyasında nasıl değişiklikler yaratacağı, örneğin suda doymunlaşan silisin jelleşerek daha sonra geri basılacağı rezervuarda çöküp çökelmeyeceği, sistemin ve rezervuarın böylesi tehlikelerden korunması için titizlik gösterilmesi gerektiği unutulmaktadır. Yasa ve yönetmelikte mineralli



su işletmelerinde, kaplıca ve tedavi merkezi kaptaj ve kuyularının çevresinde alınması gereken koruma önlemleriyle, elektrik santralini beslemek üzere işletilen sahalar arasında bir ayırım yoktur. Denetim görevini yüklenmiş olan teknik kadrolar arasındaki yaklaşım farklılıkları, farklı uygulamalara neden olabilecektir. Bu konuda uygulama birliğini sağlamak için bir an önce düzenleme yapılması zorunludur.

49. İdare, il sayısı kadar olunca; yasa ve yönetmelik de açık ve kapsayıcı olmayınca ruhsat işlemleri her ilde ötekilerden farklı olmaktadır. İlk başvuruda bir ilde 1/25000 ölçekli harita eklenmesi, bir diğerinde başvuruda mühendis imzası olması, bir başkasında faaliyet raporlarındaki mühendisin imzasına, meslek odasının vizesinin olması istenmekte, ötekilerde bunlar istenmemektedir. Kimi İl Özel İdareleri'ndeki görevli yapacağı her şeyi telefonla Ankara'ya MİGEM'e danışmakta, kimi idarelerde de önceden hazırlanmış notlar verilip başvuranlara, bunlara uyulması istenmektedir. Kimi İl Özel İdare'lerinde belge olarak ne verilirse, örneğin işletme projesi olarak hangi kapsam ve başlık düzeniyle başvurulsa kabul edilmektedir. Bazı İl Özel İdareleri, yetkili oldukları konularda kararları kendileri vermek de, bazıları ne yapacaklarsa MİGEM'e ya da MTA Genel Müdürlüğü'ne danışmadan, giderek onların sözlerinden dışarı çıkmadan bir uygulama yapmamaktadır. İşlem ve uygulamalarda bütünlük ve eşgüdüm sağlanmalıdır.

50. Jeotermal sahalarla sahip olma, oralarda çalışma yapabilme ve işletmeci olabilme açısından da yasanın sonucu olan bir karmaşa vardır. Örneğin: İl Özel İdareleri ruhsat sahibi ve yatırımcı ve işletmeci olabilmektedir. Ama, aynı alanda karar verici, hak ve sorumlulukları belirleyici ve koruyucu ve denetleyici konumundadır. Başka bir deyişle hem davacı, ya da davalı ve hem de kadı olmak durumundadırlar.

MİGEM ne arama ve ne de işletmeci olamamakta, MTA yalnızca aramacı olabilip, işletmeci olamamakta, ama İl Özel İdareleri hepsini yapabilmektedir. Sonuçta her konuda tek yetkili kamu otoritesi de İl Özel İdareleridir. Bugünden şirket kurup sondajlara başlayan İl Özel İdareleri vardır.

Bu sorunlu yapının dönüştürülmesi, yetki ve sorumlulukların tanımlanması gerekmektedir.

51. Jeotermal kaynak yönetimi, benzeri pek çok alandan çok daha fazla meslek ve uzmanlık alanının katkısını gerektirmektedir. Arama aşamasından başlayıp kullanım aşamasına kadar jeoloji, jeofizik, maden, petrol, makine, çevre, kimya, tarım, elektrik, inşaat, vb mühendislik dallarından, ekonomistlerden, sağlık uzmanlarından, peyzaj mimarlarından, meteoroloji uzmanlarından katkı almadan bu kaynaklar yönetilemez. Ama, yasada bu durum dikkate alınmamıştır. Yasa ve yönetmelikler, hangi uzmanlık alanından hangi konuda hangi hizmetlerin alınması gerektiğini, karar yetki ve sorumluluklarının nasıl dağıtılacağını belirlememiştir. Sonunda da, ortak varlığımız olan bu doğal kaynağın en doğru, sürdürülebilir ve en uygun düzeyde kullanımını zorlayacak bir kurallar dizisi de oluşmamıştır. Bu yüzden meslek grupları arasında çatışmalar olasıdır. Kaynakların korunması ve geliştirilmesi için mevzuatta gerekli değişiklikler, ilgili tüm tarafların görüşleri alınarak yapılmalıdır.

53. Ülkemiz güneş enerjisi potansiyelinin tam olarak değerlendirilebilmesi için, ilgili tüm kesimlerin (kamu, üniversite, meslek odaları, uzmanlık dernekleri vb.) temsilcilerinin katılımıyla Güneş Enerjisi Strateji Planı hazırlanmalı, bu planı esas alan güneş enerjisinden yararlanmayla ilgili temel yasa çıkarılmalı ve bu yasaya göre ikincil mevzuat uygulamaya konulmalıdır.



54. Daha önceki yıllarda 4628 Sayılı kanun ile oluşturulmaya çalışılan liberal elektrik piyasası uygulamalarından istenen sonuçların alınamaması, rüzgâr enerjisi uygulamalarında karşılaşılan olumsuzluklar dikkate alındığında aynı zorluklar ile yeniden karşılaşılmaması için güneş enerjisi uygulamalarının alt yapısının ve ilgili mevzuatının açık, anlaşılır ve uygulanabilir bir şekilde ilgili tüm tarafların katılımı ile hazırlanması gereği ortaya çıkmaktadır.

55. Güneşten elektrik enerjisi elde edilmesi hususunda uzun vadede başarılı sonuçlar alınabilmesi için öncelikle ülkemizdeki teknolojinin geldiği seviye tespit edilmelidir. Bilahare AR-GE faaliyetlerinin kapsamı ve yöntemi belirlenmeli, takiben pilot tesis, sonra üretim tesisleri ve imalat montaj aşamaları planlanmalıdır. Pilot tesis aşaması dahil olmak üzere, uygulamalar yatırımcılara açılmalıdır. Bütün bu aşamalar gerçekçi bir planlama ve sanayi sektörü ile işbirliği halinde yürütülmeli gerekli olduğu yerlerde özümsemek kaydıyla teknoloji transferine olanak sağlanmalıdır.

56. Güneş enerjisinden elektrik üretecek tesislerde kullanılacak yerli katkı oranına göre verilecek teşvik ve destekler, yerli teknolojinin geliştirilmesine katkı sağlayacaktır.

57. Enerji ile ilgili yasalarımızda güneş enerjisi çok az ve yetersiz bir yer tutmaktadır. Özellikle güneş enerjisinin ısı olarak kullanımını teşvik eden özel yasa ve mevzuat düzenlemeleri hızla yürürlüğe koyulmalıdır.

58. Güneş santrallerinin kurulması için kullanılacak arazilerin özelliklerinin çok iyi tanımlanması ve bu arazilerin envanterinin öncelikle belirlenmesi, bu sahalara iletim ve dağıtım sistemlerine bağlantı için imkânların önceden hazırlanması yapılacak yatırımları hızlandıracaktır.

59.5 Aralık 2008 tarihli Binalarda Enerji Performansı Yönetmeliğinde, güneş enerjisinin kullanımını destekleyecek hususlar yenilenebilir enerjinin binalarda kullanımı kapsamında yönetmeliğin 22. Maddesinde verilmiştir. Bu madde güneş enerjisini daha açık ve net olarak destekleyecek şekilde yeniden düzenlenmelidir. İfadelerdeki esneklikler giderilerek güneş enerjisinin güçlü olduğu bölgelerde; güneşten sıcak su ısıtması ve ısıtma soğutma sistemi desteği olarak yeni binalarda zorunlu uygulama haline getirilmelidir.

60. İmar mevzuatında değişiklik yapılarak yeni imar planı geliştirilecek bölgelerde imar planının klasik plan yerine güneşten en fazla yarar sağlayacak şekilde yapılabilmesine imkân verilmelidir. Kentlerimizin ekolojik, çevresel değer ve varlıklarının zarar görmesini engelleyip sürdürülebilirliğini sağlayacak bir planlama gereklidir. Güneşe, doğal enerjilere ve yerel ekolojik sistemlere uygun kent planları yapılmalı, mevcut planlar dönüştürülmeli ve kamu tarafından denetlenmelidir. Enerji gereksinimini, başladığı noktada azaltabilmek amacıyla, yerleşimler özgün doğal, topografik, coğrafik koşulları özümseyen bir anlayışla analiz edilmeli, yerleşimlerde güney cephelerin seçimi sağlanmalı, tükettiği enerjiyi doğal kaynakları ve atıkları ile üretebilen mahalle ve kentler tasarlanmalı, yapı cephelerinin iklimlendirme (ısıtma-soğutma) gereksinimleri göz önüne alınacak biçimde tasarlanması özendirilmelidir.

61. Ülkemizde güneş enerjili sıcak su sistemlerinin yaygınlaşması ile güneş kolektörlerinin tüketici bazında kullanımı teşvik edilmelidir. Nüfusun ve enerji tüketimin yoğun olduğu



büyük kentlerde ve özellikle çok katlı binalarda yerel yönetimlerle iş birliği yapılarak güneş kolektörlerinin yaygın kullanımı konusunda çalışmalar yapılmalı, güneş kolektörleri ve aksesuarlarında KDV % 1'e düşürülmelidir. Düşük gelir gruplarının sıcak su elde edilmesine yönelik güneş enerji sistemi tesis edebilmeleri için kamu tarafından doğrudan maddi destek sağlanmalıdır. Güneş enerjili sıcak su kullanımının daha az yaygın olduğu bölge ve kesimlerde kat mülkiyeti açısından sorun yaratan çatılara güneş enerjisi sistemleri konulması konusuna ilişkin ortaya çıkan sorunları çözüme kavuşturan yasal düzenlemeler yapılmalıdır.

62.Güneş enerjili sıcak su sistemlerinin, güneş enerjisi potansiyelinin yüksek olduğu Güneydoğu Anadolu, Akdeniz ve Ege bölgelerinde öncelikli olarak yeni yapılanmakta olan binalarda kullanımını artıracak düzenlemeler yapılmalıdır.

63.Metre kareye güneş enerjisi miktarının Avrupa ortalamasının ortalama iki katı olduğu güneş ülkesi Türkiye'de güneş enerjili eko-mimari uygulamaları başlatılmalıdır. Ek maliyet getirmeden % 30'lara varan ısı kazancı sağlayan mimari özellikler kullanılmalıdır. Konutlarda doğal enerji üreten sistemlere geçilmelidir. Yapıların çatılarında güneş pili uygulamaları başlatılmalıdır. Yeni yapılan binalarda da güneş ısı sistemleri zorunlu hale getirilmeli, bu sistemlerin eski yapılarda uygulanabilmesi özendirilmelidir. Toplu konutların ve yapı adaları güneş enerjili ve ekolojik olarak tasarlanmalı ve uygulanmalıdır, 25 Ekim 2008 tarihli yönetmelik ile TOKİ için getirilmiş bulunan yükümlülük (Madde 24 -Toplu Konut İdaresi toplu konut projelerinde kojenerasyon ve ısı pompası sistemlerinden ve güneş enerjisinden yararlanma imkânlarını öncelikle analiz eder. Konut maliyetinin yüzde onunu geçmeyen uygulamaları yapar.) tüm toplu konutlar ve kooperatifler için zorunlu hale getirilmeli ve toplu konutların bu yasal düzenlemeye uygun yatırım yapması sağlanmalıdır. Bu konuda ilgili meslek odaları ile işbirliği içinde bilinçlendirme çalışmaları yapılmalıdır.

64.Güneş enerjili sıcak su toplayıcılarında (kolektör) var olan TSE standartlarının eksiklikleri giderilerek güncellenmeli, paket ve toplu sistemlerin üretimi ve montajı konusunda yeni standartlar üretilerek uygulamaya geçirilmelidir.

65.Güneş enerjisi sistemlerinin testlerinin yapıldığı akredite laboratuvarların ulusal düzeyde oluşturulması ve yaygınlaştırılması için ilgili taraflarca gerekli çalışmalar yapılmalı, yurt dışındaki laboratuvarlara ödenen test ücretlerinin yurt içinde kalması sağlanmalıdır.

66.Görsel çirkinliğe sebep olan doğal sirkülasyonlu sistemlerin ortadan kalkması için birçok Avrupa ülkesinde olduğu gibi pompalı güneş enerjisi sistemlerinin kurulmasının yaygınlaşması amacıyla bu sistemlere düşük KDV uygulanması, bu sistemi kullanan binaların çevre temizlik veya emlak vergisinden bir sürelik muafiyet sağlanması v.b. uygulamalar ile teşvik edilmesi gereklidir. Ayrıca imar yönetmelikleri de buna göre revize edilmelidir.

67.Halen projersiz, denetimsiz bir şekilde üretilen ve montajı yapılan güneş enerjili sıcak su (termal) sistemleri, TMMOB'ye bağlı Odalar tarafından yapılan binaların mekanik tesisat, mimari, elektrik ve inşaat (statik) projelendirilmesi kapsamına alınarak bir standarda bağlanmalıdır. Bu projelerin TUS (Teknik Uygulama Sorumluluğu) kapsamında ilgili meslek odaları tarafından mesleki denetimlerinin yapılabilmesi için başta Bayındırlık ve İskan Bakanlığı ve yerel 68.Çevre ve Orman Bakanlığı, ORKÖY projesi ile orman köylerine yönelik olarak köylünün maddi destekli ve 3 yıl vadeli olarak güneş enerjisi sistemi sahibi olması için çalışmaktadır. Bu projenin benzeri ova köyleri, kasabalar, ilçeler ve şehirlerin kenar mahalleri için uygulanmalıdır.



69.Kırsal alanlarda pişirme amaçlı kullanılan güneş ocaklarının yaygınlaştırılması için çalışmalar yapılmalıdır.

70. Jeotermal ve rüzgar enerjisinin mevcut olduğu bölgelerde güneş enerjisi ile entegre sistemler oluşturulmalıdır.

71. Güneş enerjisinden yararlanma konusunda teşvik edici politika oluşturulmalı, 2010 sonrasında kuruluş maliyetleri düşeceği ön görülen Fotovoltaik pillerin (PV) ve yoğunlaştırmalı sistemlerin yerli üretimi için sektördeki gelişmeler izlenerek üniversite, meslek örgütleri, sanayi işbirliği ile yerli üretim hedeflenmeli ve teşvik edilmelidir.

72.PV Güç Sistemlerinin (PVGS) ve Yoğunlaştırmalı Sistemlerin üretim maliyetlerinin düşürülmesi için, Devlet Planlama Teşkilatı öncülüğünde, üniversiteler, ilgili sektör temsilcileri, ETKB, Sanayi ve Ticaret Bakanlığı, Sanayi ve Ticaret Odaları ve Meslek Odalarının temsilcilerinin katılımı ile ulusal düzeyde stratejik bir eylem planı geliştirilerek uygulamaya konulmalıdır.

73.Kamusal kullanıma açık ve kamu idareleri tarafından düzenlenip, işletilen tüm açık alanlar, parklar caddeler ve sokaklar, güneş enerjisi ile aydınlatılarak tanıtıma yer verilmelidir. Kentlerdeki kamu binalarında ve öncelikle okullarda ivedilikle güneş sistemlerine geçilmesine ilişkin arayışlara hız verilmelidir.

74.Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanım bilincinin gelişmesi amacıyla merkezi kamu yönetiminin politik iradesi ve yönlendirmesiyle meslek odaları, üniversiteler, kamu kurum ve kuruluşları, yerel yönetimlerin katkı ve destekleri ile tüm il ve ilçelerimizde örnek proje ve uygulamaların gerçekleştirilmesi sağlanmalıdır.

75.Petrol ithalatını azaltacak, yerli yağlı tohum tarımını geliştirecek, kırsal kesimin sosyo ekonomik yapısını ve yerel sanayiye olumlu yönde etkileyecek yerli biyo yakıt üretimi ve kullanımı desteklenmelidir. Türkiye’de taşımacılıkta ve askeri taşıtlarda kullanılan biyodizel veya dizel-biyodizel karışımı yakıtın üretimi ve kullanımı çeşitli teşviklerle desteklenmelidir.

76.Yurt dışından tohum ve biyodizel girişi engellenmeli ve yurt içi üretim gıda ihtiyacını sektöre uğratmayacak ve orman alanlarına, biyolojik çeşitliliğimize zarar vermeyecek şekilde desteklenmelidir. Bu uygulamada biyodizel ve tohumların değişik isimler altında (örneğin kanola, kolza; biyodizel, yağ asidi metil etil esteri, yağ asidi etil esteri gibi) ülkemize giriş yapılmasını engelleyecek düzenlemelerin yapılması gereklidir.

77.Ülkemizde emisyon emen alanlar olan ormanların arttırılması çalışmalarının sistematik bir şekilde başlatılması ile CO₂ emisyonunun azaltılması hedeflenmelidir. Odun ile ısınmanın yaygın olduğu ülkemizde ormanların kurtarılması için enerji ormanları uygulamaları gündeme getirilmelidir. Orman alanlarındaki köy ve kasaba evlerinin daha az yakıtla ısınacak şekilde rehabilitasyonunun yapılması için teknik ve mali destek sağlanmalı ve yakıt verimliliği yüksek çok amaçlı sobaların geliştirilmesi ve kullanımının yaygınlaştırılması için çalışmalar yapılmalıdır.

78.Binalarda mimari tasarım, ısıtma/soğutma ihtiyaçları ve ekipmanları, yalıtım ihtiyaçları ve malzemeleri, elektrik tesisatı ve aydınlatma konularında normları, standartları, asgari



performans kriterlerini ve prosedürleri kapsayan yönetmelikler; EİE, Bayındırlık ve İskan Bakanlığı ve Meslek Odalarının katılımıyla hazırlanarak yürürlüğe konulmalı, uygulamalar denetlenmelidir.

79. Enerji santralleri konusunda ülkemize uygun teknoloji geliştirilmeli, projelendirme ve tasarım konularına destek verilmelidir. Ülkemizde yeterli ve donanımlı teknik eleman ve iş gücü bulunmasına rağmen projelendirme ve tasarım konularında yabancı firmalara büyük bedeller ödendiği, özellikle hidroelektrik enerji santrallerinin elektromekanik teçhizat bedeli olan % 18 ile % 26 arası bir bedelin proje ve tasarım ücreti olarak yabancı firmalara ödendiği ve enerji yatırımlarındaki rakamlara göre bu tutarların milyarlarca dolara ulaştığı dikkate alınarak, bu durumun aşılması için üniversite ve sanayi işbirliği ile proje-tasarım konularında çalışılmalıdır.

80.Ülkemizdeki elektromekanik imalatların uluslararası standartlara uygunluk testlerini yapabilecek bölgesel laboratuvarlar kurulmalıdır. Bu konuda AR-GE çalışma grupları oluşturulmalı, üniversitelerle işbirliği içinde projeler üretilmelidir. Seçilecek olan hedef ürünler için oluşturulacak AR-GE'ye imalatçı kârlarından ayrılacak bir fon ile kaynak temini sağlanmalıdır. Onaylı üretici şartnamesi ve akredite olmuş özerk laboratuvarlar vasıtası ile de kalite yönünden ilerleme sağlanmalıdır.

81.Enerji üretiminde yerli teknoloji, makina, ekipman üretim çalışmaları desteklenmelidir. Rüzgar türbinlerinin, hidrolik türbinlerin, jeotermal enerji ekipman ve cihazlarının, güneşten elektrik üretim panellerinin, toplamalı güneş elektrik üretim sistemlerinin, termik santral kazan ve ekipmanlarının Türkiye'de üretimine yönelik çalışmalar bir Master Plan dahilinde ele alınmalı, yerli üretim desteklenmelidir.

82. Üniversitelerde genç mühendislere/ akademisyenlere daha çok master/ doktora/ doktora sonrası çalışması imkanları verilmeli, onlara daha çok yazılım/ donanım sağlanmalı, yerli teknolojilere/ yerli yakıt kullanımı için üniversitelerde akademik/ bilimsel araştırmalara daha çok destek verilmelidir.

83.TUBITAK Marmara MAM benzeri akademik bilimsel araştırma kuruluşlarımızın sayısını arttırılmalıdır. Muğla, Adana, Mersin, Harran Üniversitelerinde “ Güneş Enerjisi Teknolojileri” Afşin Elbistan’da “Linyit/Kömür Yakma Teknolojileri”, İzmir ve Çanakkale’de “Rüzgar Santralleri”, Ege Bölgesinde “Jeotermal Enerji”, Güney Doğu Anadolu Bölgesinde “Hidrolik Enerji”,Çukurova ve GAP Bölgesinde “Biyoyakıt “ Araştırma Merkezleri kurulmalıdır.

84.”Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amacıyla Kullanımının Teşvikine Yönelik Yasa Tasarısı” yeni yasama döneminde tasarı aşağıda önerilerimiz doğrultusunda gözden geçirilerek TBMM onayına sunulmalıdır.

-Yenilenebilir enerji kaynakları ile ilgili mevzuatın yeniden yapılandırılması gerekli görülmektedir. Bu yapılanma, şimdiye kadar piyasa işleyişinde görülen aksamaları dikkate alarak, ilgili tüm tarafların (üniversite, meslek odaları, uzmanlık dernekleri, sanayi kuruluşları) görüşleri irdelenerek ve onların katılımları da sağlanarak ve hazırlanacak olan Yenilenebilir Enerji Stratejisi ve Faaliyet Planı ile entegre genel bir çerçeve kanun hazırlanması ile sağlanabilir. Söz konusu çerçeve kanununa bağlı olarak her bir yatırım türü için (hidrolik,



termik, rüzgâr, güneş, jeotermal, vb.) teşvik unsurlarını da kapsayan Strateji Belgeleri, Yol Haritaları ve ikincil mevzuat ayrı ayrı hazırlanmalı ve her bir kaynak için 2020–2030–2050 hedefleri belirlenmelidir. Bu kapsamda yenilenebilir enerji kaynakları türlerine göre hangi kaynak için; önümüzdeki yirmi/on yılın her bir yılı için ne kadar kurulu güç hedeflendiği ve bu santrallerde ne kadar enerji üretimi beklendiğine yönelik hedefler oluşturulmalıdır.

-Elektrik enerjisi sektörüne ait plan, strateji ve hedefler belirlenmelidir-Teşvikler özellikle AR-GE oluşturan ve yerli üretim sağlama özelliklerine göre düzenlenmelidir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının desteklenmesine yönelik yerli sanayi oluşumu ve istihdam yaratılmasına ilişkin hususlar dikkatle planlanmalı,yerli sanayinin kurulması ve gelişmesi desteklenmelidir.

-Her bir kaynak için verimlilik standartları belirlenmeli ve kabul edilebilecek alt limitler konulmalıdır. Kullanılacak teknolojideki asgari verim (türbin verimi, panel verimi,sistem verimi vb.) göz önüne alınarak dünyada kullanılan iyi/verimli teknolojilerin kullanımı özendirilmelidir. Aksi halde verimsiz, çöp diye nitelendirilen teknolojilerin girişi hem kaynağın verimsiz kullanılmasına hem de teknoloji çöplüğü oluşumuna yol açacaktır.

-Santral kurulacak yerlerin envanterleri önceden çıkarılmış olmalıdır. Belirlenecek alanların, tarım, çevre ve imar vb. arazi kullanımı açısından diğer kullanım alanları ile çakışmamasına azami dikkat gösterilmelidir.

-Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının yerinden üretim kaynakları olması nedeniyle iletim ve dağıtım kayıplarını minimize edecek şekilde ve üretilen enerjinin azami olarak bölgede tüketimi sağlanacak şekilde planlama yapılmalıdır.

-Üretilen enerjinin iletimi/dağıtımı zorunlu ise şebeke bağlantısı açısından mevcut sınırlamalar ilgili kurumlar tarafından öncelikle belirlenmelidir.

-Üretim lisanslarının verilmesinde proje fizibiliteleri esas alınmalıdır.

-Hazırlanacak ikincil mevzuat açık ve kolay anlaşılır bir şekilde hazırlanmalı ve objektif kriterlere dayandırılmalıdır.

- Karmaşaları önlemek için yatırımlara bu mevzuatın yürürlüğe girmesinden sonra başlanmalıdır.



KAYNAKÇA

Yenilenebilir Enerji Kaynakları MMO Raporu

Dünya’da ve Türkiye’de Enerji Verimliliği MMO Raporu

Türkiye’ nin Doğal Gaz Temin ve Tüketim Politikalarının Değerlendirilmesi MMO Raporu

DEK-TMK 2007-2008 Enerji Raporu

DEK-TMK 2009 Enerji Raporu

İMO Su Politikaları ve Hidrolik Santraller Raporları

Jeotermal Kaynaklar Yasasının Yarattığı Kargaşa, Tahir Öngür, Ümran Serpen, TESKON 2009

Cüneyit Bektaş, DSİ, Kayseri 5.YEKS Sunumu

Atilla Gürbüz, EİEİ, Mersin 4.Güneş Sempozyumu Sunumu,

Taner Yıldız, ETKB Bütçesi Sunuş Konuşması, 16.11.2009