

T.C.
ERCIYES ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME ANABİLİM DALI
MUHASEBE FİNANSMAN BİLİM DALI

TÜRKİYE’DE ENERJİ YATIRIM PROJELERİNİN
FİNANSMANI, DEĞERLENDİRİLMESİ VE BİR
UYGULAMA

Hazırlayan
Melike AYGÜN ÇAKIROĞLU

Danışman
Yrd. Doç. Dr. Asım ÇELİK

Yüksek Lisans Tezi

TEMMUZ 2012

KAYSERİ

T.C.
ERCIYES ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME ANABİLİM DALI
MUHASEBE FİNANSMAN BİLİM DALI

TÜRKİYE’DE ENERJİ YATIRIM PROJELERİNİN
FİNANSMANI, DEĞERLENDİRİLMESİ VE BİR
UYGULAMA

Hazırlayan
Melike AYGÜN ÇAKIROĞLU

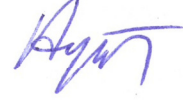
Danışman
Yrd. Doç. Dr. Asım ÇELİK

TEMMUZ 2012
KAYSERİ

BİLİMSEL ETİĞE UYGUNLUK

Bu çalışmamdaki tüm bilgilerin, akademik ve etik kurallarına uygun bir şekilde elde edildiğini beyan ederim. Aynı zamanda bu kural ve davranışların gerektirdiği gibi, bu çalışmanın özünde olmayan tüm materyal ve sonuçları tam olarak aktardığımı ve referans gösterdiğimi belirtirim.

Melike AYGÜN ÇAKIROĞLU

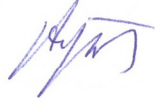


YÖNERGEYE UYGUNLUK

Türkiye’de Enerji Yatırım Projelerinin Finansmanı, Değerlendirilmesi ve Bir Uygulama adlı Yüksek Lisans tezi, Erciyes Üniversitesi Lisansüstü Tez Önerisi ve Tez Yazma Yönergesi ’ne uygun olarak hazırlanmıştır.

Tezi Hazırlayan

Melike AYGÜN ÇAKIROĞLU



Danışman

Yrd. Doç. Dr. Asım ÇELİK



Anabilim Dalı Başkanı

Prof. Dr. Osman Unutulmaz



Yrd. Doç. Dr. Asım ÇELİK Danışmanlığında Melike AYGÜN ÇAKIROĞLU tarafından hazırlanan “Türkiye’de Enerji Yatırım Projelerinin Finansmanı, Değerlendirilmesi ve Bir Uygulama” adlı bu çalışma, jürimiz tarafından Erciyes Üniversitesi Sosyal Bilimleri Enstitüsü İşletme Anabilim Dalında Yüksek Lisans tezi olarak kabul edilmiştir.

16.8.2012

JÜRİ :

İmza

Başkan

: Yrd. Doç. Dr. Asım ÇELİK

Üye

: Yrd. Doç. Dr. Talip TORUN

Üye

: Yrd. Doç. Dr. Derviş BORTOSUN

ONAY

Bu tezin kabulü Enstitü Yönetim Kurulunun 31/08/2012 tarih ve 17 sayılı kararı ile onaylanmıştır.

16.8.2012



ÖNSÖZ

Konu seçimi esnasında beni enerji yatırımlarına yönlendiren ve çalışmanın her aşamasında bana sabırla yol gösteren tez danışmanım Yrd.Doç.Dr. Asım ÇELİK'e öncelikle teşekkür etmek isterim. Enerji yatırımları konusunda bilgilenmem için önemli destek sağlayan Halil Hazer Bey'e ve bu çalışma esnasında benden desteklerini esirgemeyen iş yeri yöneticilerime, annem Kadriye Aygün ve eşim Arif Çakıroğlu'na sonsuz şükranlarımı sunarım.

Melike AYGÜN ÇAKIROĞLU

TÜRKİYE’DE ENERJİ YATIRIM PROJELERİNİN FİNANSMANI, DEĞERLENDİRİLMESİ VE BİR UYGULAMA

Melike AYGÜN ÇAKIROĞLU

Erciyes Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü

Yüksek Lisans Tezi, Temmuz 2012

Danışman : Yrd. Doç. Dr. Asım ÇELİK

ÖZET

Enerji ihtiyacı bütün dünyada büyük bir hızla artmaktadır. Günümüzde enerji yalnızca ekonomik bir girdi, farklı amaçlar ile işletmelerde kullanılan endüstriyel bir ürün veya insanların ihtiyaçlarını karşılamak için kullandıkları nihai bir ürün olmak dışında stratejik bir değer kazanmıştır.

Türkiye’de fosil tabanlı kömür, petrol, doğal gaz enerji kaynakları ve yenilenebilir enerji güneş, rüzgâr ve hidrojen enerjisi kaynak potansiyelleri bulunmaktadır. Fakat fosil tabanlı enerji kaynaklarının gelecekte tükeneceği göz önüne alındığında, ilerde büyük potansiyele sahip olacak yenilenebilir enerji kaynakları, uygun teknolojilerin kullanılması halinde kirletici etkisi olmayan, sürdürülebilir, yerli ve çevre dostu özellikleri ile öne çıkan bir enerji türü konumundadır. Türkiye aslında çok çeşitli enerji kaynağına sahip olmasına rağmen mevcut enerji kaynakları enerji tüketimini karşılayamamakta, üretim/tüketim dengesi giderek olumsuz yönde bozulmaktadır. Bunun doğal bir sonucu olarak ülkemiz enerji ihtiyacının karşılanmasında dışa bağımlılık sürekli olarak artmaktadır.

Enerji üretim tesisleri uzun dönemli yatırımları ve büyük tutarlardaki finansal kaynakları gerektirmektedir. Artan enerji talebini karşılamak ve enerji sektörünün fonksiyonlarını geliştirmek amacıyla, özel sektör yatırımları teşvik edilmektedir. Serbest rekabete açılan bir piyasada özel sektör tarafından yapılan yatırımların hem yatırımcı hem de ulusal ekonomi açısından ne kadar kârlı olduğu değerlendirmeye tabi tutulmalıdır. Bu anlamda, enerji piyasasının genel yapısı, bugünkü durumu ve piyasadaki yatırımların maliyet ve geri dönüşümlerinin hesaplanması üzerine yapılmış bu çalışmanın önemi de artmaktadır.

Anahtar Kelimeler : Enerji Kaynakları, Enerji Yatırımları, Yatırım, Yatırım Projeleri

**FINANCE INVESTMENT ENERGY PROJECTS IN TURKEY, EVALUATION
AND AN APPLICATION**

Melike AYGÜN ÇAKIROĞLU

Erciyes University, Institute of Social Sciences

Master's Thesis, July 2012

Advisor: Yrd. Doç. Dr. Asım ÇELİK

ABSTRACT

Energy requirements are rapidly increasing throughout the world is a major. Today, the energy input is only an economic, a product used in industrial enterprises with different purposes or used to meet the needs of people other than being an end product has a strategic value.

Turkey, the fossil-based coal, oil, natural gas energy sources and renewable energy, solar, wind and hydrogen energy resources have the potential. But the fossil-based energy sources will run out in the future, given the future will have the greatest potential of renewable energy sources, non-pollutive effect in the use of appropriate technologies, sustainable, local and environmentally friendly features and is a prominent type of energy. Although Turkey has in fact a wide variety of energy sources to meet the energy consumption of existing energy resources, production / consumption balance is impaired in an increasingly negative. As a result of this is constantly increasing our dependence on foreign technology to meet energy needs.

Energy production facility require long-term investments, financial resources and a large grant amounts. Increasing energy demand and to improve the functions of the energy sector, private sector investment is encouraged. Investments made by the private sector opened to free competition in a market and how to be profitable for the investor and the national economy should be evaluated. In this sense, the general structure of the energy market, the current status and cost of investments in the market and also increases the importance of this study is made on the calculation of recycle.

Key Words : Energy Sources, Energy Investments, Investment, Investment Projects

İÇİNDEKİLER

Bilimsel Etiğe Uygunluk.....	ii
Yönergeye Uygunluk	iii
Kabul Onay Sayfası.....	iv
Önsöz	v
Özet	vi
Abstract	vii
Kısaltmalar	xii
Tablolar Listesi.....	xv
Şekiller Listesi.....	xvi
GİRİŞ	1

1.BÖLÜM

ENERJİ KAVRAMI VE ENERJİ TÜRLERİ: TÜRKİYE’DE VE DÜNYA’DA ENERJİ YATIRIMLARININ GELİŞİMİ

1.1.ENERJİ KAVRAMI	3
1.2. ENERJİ TÜRLERİ	4
1.2.1.Potansiyel Enerji	4
1.2.2.Kinetik Enerji	4
1.3. ENERJİ KAYNAKLARI.....	4
1.3.1.Fosil (Yenilenemez) Enerji Kaynakları	9
1.3.1.1. Ham Petrol	9
1.3.1.2.Doğal Gaz.....	11

1.3.1.3. Kömür	13
1.3.2. Yenilenebilir Enerji Kaynakları	14
1.3.2.1.Hidrolik Enerji	16
1.3.2.2.Rüzgar Enerjisi.....	17
1.3.2.3.Güneş Enerjisi	19
1.3.2.4. Jeotermal Enerji	22
1.3.3.Yeni Enerji Kaynakları	23
1.3.3.1.Nükleer Enerji	23
1.3.3.2. Hidrojen Enerjisi	25
1.3.3.3.Biyoyakıtlar.....	26
1.3.4.Enerji Kaynakları Avantaj ve Dezavantajları	28

2.BÖLÜM

ENERJİ YATIRIMLARININ FİNANSMANI

2.1.ELEKTRİK ENERJİSİ ÖZELLEŞTİRME YÖNTEMLERİ	34
2.1.1.Yap İşlet Devret Modeli.....	34
2.1.2.İşletme Hakkı Devri	35
2.1.3.Yap İşlet Modeli.....	35
2.1.4.Otoprodüktör Uygulaması.....	36
2.2.YATIRIM KAVRAMI.....	36
2.3.TALEP BELİRLEME.....	37
2.4. GELECEK DÖNEMLERDE OLUŞACAK ENERJİ İHTİYAÇLARI	38
2.5. ENERJİ ARZI	42
2.6.FİYAT MEKANİZMALARI.....	45
2.7.YATIRIM PROJELERİNİN FİNANSMANI.....	50

2.7.1. Minimum Fiyat Uygulaması	52
2.7.2. Prim Uygulaması.....	53
2.7.3. Yeşil Sertifika Uygulaması	54
2.7.4. İhale Teşvikleri.....	55
2.7.5. Yatırım Teşvikleri	55
2.7.6. Vergi Muafiyeti ve İndirimleri.....	55
2.7.7. Enerji Yatırımlarının Finansmanında Yabancı Sermaye Faktörü.....	57

3.BÖLÜM

ENERJİ YATIRIM PROJELERİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ

3.1. YATIRIM PROJELERİNİN HAZIRLANMASI	62
3.1.1. Fizibilite Çalışmaları (Fizibilite Etüdü)	63
3.1.1.1. Pazar Analizi	63
3.1.1.2. Teknik Analiz.....	63
3.1.1.3. Finansal Analiz	64
3.1.1.4. Projelerin Değerlendirilmesi – Ticari Analiz	65
3.1.1.5. Ticari Kârlılık Analizi	66
3.1.1.5.1. Basit Kârlılık (Rantabilite) Oranı (BKO) Yöntemi.....	66
3.1.1.5.2. Geri Ödeme Süresi (GÖS) Yöntemi	67
3.1.1.5.3. Net Bugünkü Değer (NBD) Yöntemi	68
3.1.1.5.4. İç Getiri Oranı (IRR) Yöntemi.....	69
3.1.1.5.5. Fayda / Maliyet Oranı (F/M) Yöntemi.....	70
3.1.1.5.6. Olasılık Dağılımı Yaklaşımı	71
3.1.1.5.7. Toplumsal Kârlılık Analizi	73

4.BÖLÜM

HES YATIRIM PROJESİ ÖRNEĞİ

4.1.LİTERATÜR	74
4.2.HES YATIRIM PROJESİNİN TANIMI	75
4.3.PROJENİN FİNANSAL ANALİZİ.....	76
4.3.1.Yatırım Tutarının Saptanması	77
4.3.2.İşletme Giderlerinin Saptanması	78
4.3.3.Projenin Yıllık Getirilerinin Hesaplanması.....	78
4.3.4.Yatırımın Kaynak Maliyetinin Hesaplanması.....	80
4.3.4.1.Yabancı Kaynak Maliyetinin Hesaplanması.....	80
4.3.4.2.Öz Sermaye Kaynak Maliyetinin Hesaplanması.....	81
4.3.4.3.Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyetinin Hesaplanması	81
4.3.5.Nakit Akım Tablosu	82
4.4.YATIRIM PROJESİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ (Proje Değerleme Yöntemlerinin Uygulanması).....	85
SONUÇ.....	93
KAYNAKLAR	96
ÖZGEÇMİŞ.....	106

KISALTMALAR

AB	: Avrupa Birliği
ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
BKO	: Basit Kârlılık Oranı
BOTAŞ	: Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.
DPT	: Devlet Planlama Teşkilatı
DSİ	: Devlet Su İşleri
DUY	: Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
EİEI	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPK	: Elektrik Piyasası Kanunu
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	: Elektrik Üretim A.Ş.
F/M	: Fayda/Maliyet Oranı
GÖP	: Gün Öncesi Planlama
GÖS	: Geri Ödeme Süresi
GSYH	: Gayri Safi Yurtiçi Hasıla
HES	: Hidroelektrik Santral
IRR	: İç Getiri Oranı (Internal Rate of Return)
LNG	:Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (Liquefied Natural Gas)
MMO	:Makine Mühendisleri Odası
MTOE	: Milyon Ton Petrol Eşdeğeri
NBD	: Net Bugünkü Değer
NNA	: Net Nakit Akımı
OECD	: Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü (Organization for Economic Co-operation And Development)
OPEC	: Petrol İhracatçısı Ülkeler Organizasyonu (Organization of the Petroleum Exporting Countries)

RES	: Rüzgar Enerjisi Santrali
TBMM	: Türkiye Büyük Millet Meclisi
TEAŞ	: Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş.
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.
TKİ	: Türkiye Kömür İşletmeleri
TÜİK	: Türkiye İstatistik Kurumu
TÜREB	: Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği
TÜSİAD	: Türk Sanayicileri ve İşadamları Derneği
UNCTAD	: Birleşmiş Milletler Ticaret ve Kalkınma Konferansı (United Nations Conference on Trade and Development)
WACC	: Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti (Weighted Average Cost of Capital)
WEC	: Dünya Enerji Konseyi (World Energy Council)
WWEA	: Dünya Rüzgar Enerjisi Birliği (World Wind Energy Association)
YASED	: Uluslararası Yatırımcılar Derneği
YE	: Yenilenebilir Enerji
Yİ	: Yap İşlet Modeli
YİD	: Yap İşlet Devret Modeli

Birim Kısaltmaları

1 Kalori	: 4.1868 joule
BTEP	: Bin TEP
GWH	: 10 ⁹ KWH
KEP	: Kilogram eşdeğer petrol (10000 KCal)
KWH	: Kilowat saat
MWH	: 10 ³ KWH
MW	: 10 ³ KW

MWe	: Megawatt-elektrik
Mwt	:Megawatt-ısı
TEP	: Ton eşdeğer petrol (10 üzeri 7 KCal)
TJ	: Tera joule : 10^{12} joule : 23.88 TEP
TWh	: 10^{12} KWH

TABLOLAR LİSTESİ

Tablo 1.1. 1995-2010 Yılları Arasında Doğal Gaz ve LNG İthalatı.....	13
Tablo 1.2. Enerji Kaynakları Avantaj ve Dezavantajları, Teknoloji Bazında Karşılaştırma.....	29
Tablo 2.1. 2002-2010 Yılları Arası Toplam Kurulu Güç ve Tüketim Değişimleri	38
Tablo 2.2. Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesis Tipi İçin Uygulanacak Fiyatlar	49
Tablo 3.1 Örnek Nakit Akım Tablosu	65
Tablo 4.1. Sabit Sermaye Yatırım Tablosu	77
Tablo 4.2. Yıllık İşletme Giderleri	78
Tablo 4.3. Üç Senaryoda Proje Getirileri	79-80
Tablo 4.4. Yıllık Sermaye-Borç-Faiz Ödemeleri	80
Tablo 4.5. X Firması Belirlenen Baz Senaryoda Nakit Akım Tablosu.....	83
Tablo 4.6. X Firması Belirlenen İyi Senaryoda Nakit Akım Tablosu	84
Tablo 4.7. X Firması Belirlenen Kötü Senaryoda Nakit Akım Tablosu.....	85

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1.1. Dünya'da Enerji Üretimi	8
Şekil 1.2. Türkiye'de Enerji Üretimi	8
Şekil 2.1. Toplam Kurulu Güç ve Tüketim Değişimleri.....	39
Şekil 2.2. Dünya Enerji Tüketiminin 2035 Yılına Kadar Projeksiyonu	40
Şekil 2.3.Dünya’da Farklı Enerji Tiplerinin Tüketimi ve Öngörülleri	41
Şekil 2.4. Kurulu Güç Gelişimi.....	44
Şekil 2.5. Santral Tiplerine Göre EPDK Tarafından Verilen Lisansların Ortalama Artış Oranları	44
Şekil 2.6.Yabancı Sermaye Yatırımlarının Sektörel Dağılımı.....	58
Şekil 2.7.YASED, Dünya’da ve Türkiye’de Uluslararası Doğrudan Yatırımların Karşılaştırılması	59

GİRİŞ

Ülkelerin ekonomik ve sosyal gelişimlerinin sürükleyici unsuru ve en temel gereksinimlerinden biri enerjidir. Bu nedenle de ülke yönetimlerini üstlenenler, enerjiyi kesintisiz, güvenilir, temiz ve ucuz yollardan bulmak ve bu kaynakları da mutlaka çeşitlendirmek durumundadırlar. Birincil enerji kaynaklarından elde edilen elektrik enerjisinin depo edilememesi nedeniyle uygulanması gereken ve kaynakların optimum yararla kullanılabilmesi için vazgeçilmez olan bir diğer temel unsur ise planlamadır.

Son yıllarda birçok ülkede, enerji üreten sektörün, kamu sektöründen önemli fonlar sağlamış olmasına karşılık, şirketler giderek piyasaya cevap vermede bu kaynağa bağımlı olmanın olumsuz etkilerini duymaya başlamışlardır. Birçok ülkede özel sektörde büyük uluslararası oyuncuların varlığına karşılık kömür, petrol ve doğal gaz işletme, taşıma ve dağıtımını tümüyle ya da kısmen kamu sektöründedir. Fakat bu alanlarda da yapısal değişimler olmakta ve fonların kaynağı olan geleneksel kamu sektörü yerini özel sektöre bırakmaktadır. Bununla birlikte özel fon kaynaklarının giderek daha fazla araştırılacağı yaygın bir kanıdır. Mali risk olarak özel şirketlerin işine girmesi hem finansman sağlanması, hem de rekabetin teşvik edilmesi açısından yararlı olmuş ve devlet, rekabetin sürdürülebilmesini ve verimliliğin teşvikini amaçlayan yasal çerçeveleri oluşturarak giderek geri çekilmeye başlamıştır.

Enerji yatırımlarının yapılmasında verilecek olan yatırım kararları, yatırımcı kuruluş ve ülke ekonomisi açısından stratejik önemi yüksek olan bir konu olup, bu tür kararlar verilmeden önce mevcut alternatiflerin sağlıklı bir şekilde değerlendirilip elde edilen sonuca göre kararın verilmesi kaynak optimizasyonu bakımından önem taşımaktadır. Burada, yatırımı yapan sermayedar, yatırımın kârlılığı ve geri ödeme süresi üzerinde, borç verenler mali oranlar üzerinde, yatırımın yapıldığı bölge halkı yatırımın bölgeye getireceği avantajlar ve ekonomik katkısı üzerinde, devlet ise yatırımın ulusal ekonomiye katkısı ve benzeri makro kriterler üzerinde durur. Özetle, ilgili bütün taraflar

yatırımdan beklentilerinin realize edilmesini talep ederler. Bu nedenle bir yatırım projesi sağlıklı verilerden yola çıkarak, tutarlı analizler ortaya koymalı ve sonuçlar manipüle edilmeden objektif bir biçimde sunulmalıdır.

Bu doğrultuda hazırlanmış olan çalışmanın birinci bölümünde enerji kavramı ve çeşitleri tanımlanarak Türkiye’de bulunan, kullanılan enerji kaynakları ve bu kaynakların yatırımları açıklanarak, dünyada bu enerji kaynaklarının durumu incelenmiştir. İkinci bölümde enerji yatırım projelerinin finansmanı konusu incelenmiştir. Çalışmanın üçüncü bölümünde enerji yatırım projelerinin değerlendirilmesi konusu teorik olarak açıklanmış ve son olarak dördüncü bölümde bir HES (Hidro Elektrik Santral) yatırım projesinin finansmanı incelenmiştir.

1.BÖLÜM

ENERJİ KAVRAMI VE ENERJİ TÜRLERİ: TÜRKİYE’DE VE DÜNYA’DA ENERJİ YATIRIMLARININ GELİŞİMİ

1.1.ENERJİ KAVRAMI

Herhangi bir hareketi (aksiyonu) yapan ya da yapmaya hazır olan kabiliyete enerji denir. Kısaca “iş yapma yeteneği” olarak da tanımlanabilir.

Enerji, bir ülkenin ekonomik ve sosyal gelişiminin, en temel ve sürükleyici gereksinimlerinden biridir. Ülkeler açısından enerjinin üretimi ve tüketimi stratejik bir önem taşımakta, gelişmişlik düzeyi ve yaşam kalitesinin önemli bir göstergesi olmaktadır.

Enerjinin küresel ölçekte tüketimi ve ihtiyacı artmaya devam etmektedir. Bu ihtiyacın karşılanmasında, diğer tüm alternatiflere rağmen, petrol ve doğal gazın 2030 yılına kadar birincil enerji kaynağı olmayı sürdüreceği olması öngörülmektedir. Enerji konusunda ülkeler üç gruba ayrılır. Birinci grup ülkeler, enerji zengini olan ve ekonomileri enerji gelirlerine dayalı ülkelerdir. Arabistan ve Rusya bu ülkelerin başında gelmektedir. İkinci grup ülkeler, enerji tüketimi yüksek ve kendi kaynaklarına rağmen enerjide dışa bağlı olan AB üye ülkeleri, ABD, Çin, Japonya, Hindistan dır. Üçüncü grubu ise enerji kaynağına sahip ülkeler ile enerjide dışa bağımlı ülkeler arasındaki enerji yolları üzerinde yer alan, stratejik konumdaki ülkeler oluşturmaktadır. Türkiye giderek bu ülkelerin en önemlisi haline gelmektedir (Ito Vizyon 2009, 21).

Türkiye’ de enerji politikamız, daha çok 1970’li yıllarda yaşanan petrol krizlerinin ekonomi üzerindeki olumsuz etkilerini giderme amacına dönük olarak uygulanmıştır. Bu politikalar çerçevesinde yurtiçi enerji kaynaklarının geliştirilmesine ağırlık verilmiş,

elektrik enerjisi üretimi açısından önem taşıyan linyite dayalı termik santraller ile hidroelektrik santrallerin yapımına hız verilmiş, enerji sektörü yatırımlarında reel ve önemli artışlar sağlanmıştır (TÜSİAD 1994, 41). Sonrasında sektöre kaynak ve finansman sağlamak amacı ile yerli ve yabancı şirketlerin elektrik sektörü faaliyetlerine katılmalarına imkân tanıyan 3096 sayılı kanun yürürlüğe konulmuştur.

1.2. ENERJİ TÜRLERİ

Enerji türleri genel olarak potansiyel ve kinetik enerji olmak üzere ikiye ayrılır. Ancak bu iki kavram bir hareket söz konusu olduğunda birbirlerine dönüşmektedir. Örneğin, bir cismin yüksek bir yerden aşağı bırakılma hareketi söz konusu olduğunda, cisim yukarıdayken potansiyel enerjiye sahipken, en aşağı geldiğinde kinetik enerjiye sahiptir.

1.2.1.Potansiyel Enerji

Potansiyel enerji depolanan enerjiye denir. Potansiyel enerji yerden yüksekliğe veya cisimdeki değişikliğe bağlıdır. Cisimlerin bulundukları konumdan dolayı sahip oldukları enerjidir. Çekim Potansiyel ve Esneklik Potansiyel olarak ikiye ayrılır (http://tr.wikipedia.org/wiki/Potansiyel_enerji, 25.06.2012). Saat zembereği ya da pil potansiyel enerjiye örnek olarak verilebilir. Potansiyel enerji türleri, yerçekimi, elektrik, manyetik, ısı, kimyasal, elastik, nükleer olmak üzere sınıflandırılabilir.

1.2.2.Kinetik Enerji

Kinetik enerji bir hareket sonucu açığa çıkan enerjiye denir. Cismin hareketine göre öteleme kinetik enerjisi ve dönem kinetik enerjisi olmak üzere iki çeşit kinetik enerji türü vardır (http://tr.wikipedia.org/wiki/Kinetik_enerji, 25.06.2012). Rüzgâr, akan sular, giden arabanın enerjisi gibi enerji türleri ise kinetik enerjiye örnek olarak verilebilir. Rüzgar enerjisi elde edilirken, rüzgar türbinleri rüzgardaki kinetik enerjiyi önce mekanik enerjiye daha sonra da elektrik enerjisine dönüştüren sistemdir (Dursun; Binark I/2008, 667).

1.3.ENERJİ KAYNAKLARI

Enerji kaynakları, fosil (yenilenemez), yenilenebilir ve yeni enerji kaynakları olarak üç grupta toplanabilir. Fosil enerji kaynağı, tüketilen ve kısa zamanda yeniden üretilmeyen enerji kaynağı olarak tanımlanabilir. Kömür, petrol ve doğal gaz, fosil kaynaklardır. Yenilenebilir enerji kaynağı, kendini kısa zamanda, yeniden kolayca dolduran ve doğal olarak yenileyen enerji kaynağıdır. Yenilenebilir enerji kaynaklarını su, güneş, rüzgâr, jeotermal, biyokütle ve gelgit gibi enerji kaynakları oluşturur. Nükleer enerji, yakıt hücreleri ve hidrojen enerjisi gibi, yakın zamanlarda gündeme gelmiş olan kaynaklarsa, yeni enerji kaynakları olarak sınıflandırılır. Yenilenebilir, yenilenemez ve yeni enerji kaynakları olan birincil enerji kaynakları, ikincil enerji kaynaklarını (elektrik ve hidrojen enerjisi gibi) üretmek için kullanılır (Badeoğlu; Demir; Bozkurt 2010, 43-58) .

İkincil enerji kaynaklarından biri olan elektrik enerjisi serbest elektronların hareketinden kaynaklanan bir enerjidir. Genelde bakır veya alüminyum tel ile iletilen “alternatif ve doğru” akım modelleri olan bir enerjidir. Elektrik insanlık tarihinde “tekerlekten” sonraki en önemli buluş olarak bilinir. Termonükleer (Termal) enerji, atom çekirdeklerinin birleşmesi neticesi ortaya çıkan bir çekirdek enerjisi olup, iki hidrojen atomunun birleşmesi ile ortaya çıkan ve bilimin artık laboratuvarında kolayca gerçekleştirdiği bir enerji dalıdır. Kısacası güneş bu reaksiyon ile ayakta duran dev bir termonükleer enerji merkezidir. İlk füzyon yani termonükleer enerji santralin inşasına 10 milyar €-avro bütçe ile Fransa da 10 ülkenin ortaklığı ile Haziran 2005 yılında başlanmıştır. Kimyasal enerji ise bir maddenin moleküllerinin başka bir madde molekülleri ile yaptığı reaksiyon sonucu ortaya çıkan enerjiye denilir. Bunun en temel örneği yanan odun, kömür, petrol gibi fosil yakıtlar, kâğıt vb. gibi birçok malzemelerdeki molekül ile havadaki oksijen molekülünün birleşerek ortaya çıkardığı enerjidir (<http://www.nukte.org/node/100>, 12.02.2012).

Nüfus ve sanayileşmeye bağlı olarak Türkiye’de enerji tüketimi, özellikle 1980 sonrasında hızlı bir artış sürecine girmiştir. İhracata dayalı dışa açık birikim modelinin uygulandığı bu süreçte tarım kesimi önemini kaybetmiş sanayi ve hizmetler sektörü ön plana çıkmıştır. Ekonominin genel yapısındaki söz konusu değişim daha fazla enerji

kullanımını gerektirdiği için özellikle petrol, doğal gaz ve kömür türü fosil yakıtlara olan talep de yükselmiştir.

Türkiye'nin temel enerji politikaları,

- Maliyet, zaman ve miktar yönünden enerjinin tüketiciler için erişilebilir olması,
- Serbest piyasa uygulamaları içinde kamu ve özel kesim imkanlarının harekete geçirilmesi,
- Dışa bağımlılığın azaltılması,
- Enerji alanında ülkemizin bölgesel ve küresel etkinliğinin artırılması,
- Kaynak, güzergâh ve teknoloji çeşitliliğinin sağlanması,
- Yenilenebilir kaynakların azami oranda kullanılmasının sağlanması,
- Enerji verimliliğinin artırılması,
- Enerji ve tabii kaynakların üretiminde ve kullanımında çevre üzerindeki olumsuz etkilerin en aza indirilmesi şeklinde özetlenebilir.

(<http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=enerji&bn=215&hn=12&nm=384&id=384>, 12.06.2011)

Yüksek talep artışının karşılanması, yeterli yatırım yapılması ve ekonomik verimliliğin artırılması için, ülkemizde 2000 yılı sonrasında enerji sektöründe rekabeti öngören yeni bir yapılanmaya gidilmiştir. Bu kapsamda,

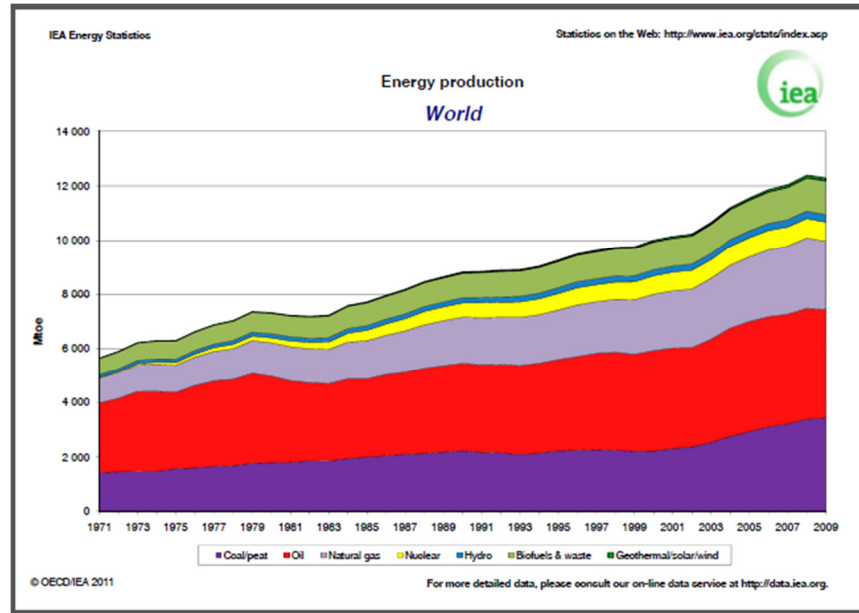
- Elektrik Piyasası Kanunu (2001)
- Doğal Gaz Piyasası Kanunu (2001)
- Petrol Piyasası Kanunu (2003)
- LPG Piyasası Kanunu (2005)
- Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun (2005)
- Enerji Verimliliği Kanunu (2007)
- Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu (2007)
- Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışına İlişkin Kanun (2007) Bu Kanun ile ayrıca, yerli kömür kaynaklarının elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanımına ilişkin düzenlemeler de getirilmiş ve yerli kömür yakıtlı santral yapımı teşvik edilmiştir.
- Arz güvenliğine ilişkin 5784 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun (2008) yürürlüğe girmiştir.

■ Türkiye yer altı ve yer üstü gibi önemli zengin kaynaklara sahip olan bir ülkedir. Ülkede linyit, taşkömürü, asfaltit, bitümlü şistler, ham petrol, doğal gaz, uranyum ve toryum gibi fosil kaynak rezervleri ile biomass, rüzgar, hidrolik, jeotermal ve güneş enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynakları mevcuttur. Ülke, fosil temelli kaynaklardan kömürde, yenilenebilir enerji kaynaklarından ise biomass, hidrolik, rüzgar ve güneş enerjisi açısından önemli bir potansiyele sahiptir (Yüksel 2008, 206). Bu duruma rağmen, dünya enerji piyasaları incelendiğinde Türkiye'nin fosil kaynaklara özellikle de doğal gazla olan bağımlılığının dünya ortalamasının üzerinde olduğu görülmektedir. Türkiye'de kişi başına düşen enerji tüketimi gelişmiş ülkelerin ve dünya ortalamasının altında olmasına karşın enerji talebi artış oranı söz konusu ortalamaların çok üstündedir. AB piyasaları ile karşılaştırıldığında Türkiye mesken ve sanayi fiyatlarının, AB ortalamasından düşük olduğu ve Türkiye'de elektriğin üzerindeki vergi oranlarının AB ortalamasının altında olduğu görülmektedir (EPDK 2010, 14).

2009 sonu itibarı ile dünya toplam ispatlanmış fosil kaynaklı enerji hammaddelerinden, petrol rezervi 1.332,4 milyar varil ve rezervin ömrü ise 40 yıl, doğal gaz rezervleri 187,49 trilyon metre küp ve rezervin ömrü ise 60,4 yıl, üretilebilir kömür rezervleri 826 milyar ton ve rezervin ömrü ise 122 yıl olarak hesaplanmıştır (British Petroleum (BP) 2010). Petrol, doğal gaz ve kömür şu an için dünyada enerji üretiminde söz sahibi olan ana kaynaklardır ve bu kaynaklardan elde edilen enerjiler tüketilmektedir. Buna karşın yeni ve yenilenebilir enerji rezerv durumu ise, dünya hidroelektrik enerji potansiyeli yaklaşık 35.000 TWh/yıl olmakla birlikte bunun 14.370 TWh/yıllık (Terawatt-saat) bölümü teknik potansiyel, 8.082 TWh/yıllık bölümü ise teknik ve ekonomik olarak yapılabilir potansiyeldir. 1996'dan bu yana kümülatif rüzgar gücü logaritmik olarak artış göstermektedir. 2009 yılında 37.466 MW (Megawatt) gücünde rüzgar enerjisi santralının (RES) devreye alınmasıyla küresel rüzgar enerjisi kurulu gücü 157.899 MW'a yükselmiştir. Dünya'da 2009 yılı güneş pili (PV) kurulu gücü 7,2 GW olup, toplam 22 GW (Gigawatt) kurulu güce ulaşmıştır. Dünyada, önemli bir biyoyakıt olan biyoetanol üretimi 2009 yılında 87,70 milyar litre olmuştur (DEK-TMK 2010, 201).

International Energy Agency'nin yayınladığı Dünya'da ve Türkiye'deki enerji üretim değerleri yıllara göre incelendiğinde bazı sonuçlar elde edilmiştir. Şekil 1.1' e göre Dünya'da enerji üretimi her geçen gün artmaktadır ve Türkiye de bu artışa miktarsal

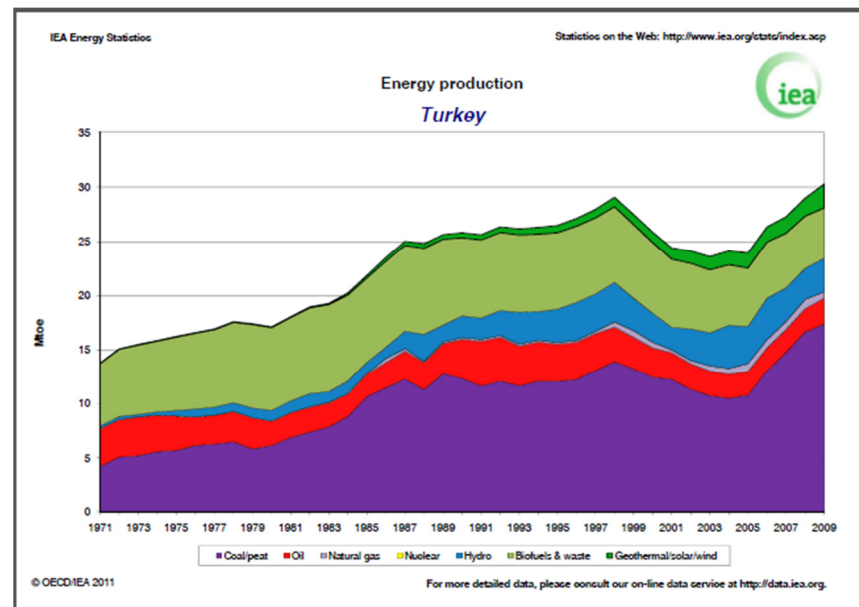
olarak benzer özellikler göstermektedir. 1972'den 2008 sonuna kadar Dünya'da da Türkiye'de de enerji üretim değeri yaklaşık 2 katına çıkmıştır.



Şekil 1.1. Dünya'da Enerji Üretimi

Kaynak: http://www.iea.org/stats/pdf_graphs/29PROD.pdf, 14.06.2012

Dünya'da enerji en fazla petrol kullanılarak elde edilmiştir. Türkiye'de ise petrol yerini kömüre bırakmıştır. 2009 değerleri karşılaştırıldığında Türkiye dünya enerji üretiminin ancak %0,25 i kadar paya sahiptir.



Şekil 1.2. Türkiye'de Enerji Üretimi

Kaynak: http://www.iea.org/stats/pdf_graphs/29PROD.pdf, 14.06.2012

Türkiye’de elektrik enerjisi üretimi fosil esaslı enerji kaynakları ya da yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı ile gerçekleştirilmektedir. 2010 yılı itibariyle Türkiye’de üretilen 211.207,7 GWh’lık elektrik enerjisinin üretiminde %74,1 oranında termik santraller, %24,52 oranında hidroelektrik santraller ve %1,38 oranında rüzgar türbinleri kullanılmıştır (TEİAŞ 2010, 13).

Dünyadaki tüm enerji kaynaklarının kullanım miktarının 2030 yılına kadar artış göstereceği öngörülmektedir. Günümüzde, dünya elektrik üretiminde kullanılan kaynaklar incelendiğinde en yüksek pay doğal gaz ve kömürdür (%60) (Badeoğlu; Demir; Bozkurt 2010, 43-58). Yenilenebilir enerji kaynakları ise, elektrik üretiminde giderek daha fazla pay almaya devam etmekle birlikte, bu durumun özellikle 2030 yılından sonra daha ivmeli bir şekilde devam edeceği ve özellikle fosil yakıtların kullanımının azalacağı öngörülmektedir (World Energy Council (WEC) 2007).

1.3.1.Fosil (Yenilenemez) Enerji Kaynakları

Fosil yakıtlar ve radyoaktif elementler yenilenemez enerji kaynaklarıdır. Bu kaynakların bu şekilde isim almalarının nedeni kullandıkça bitmeleri ve yenilerinin gelmesinin çok uzun sürmesidir.

1.3.1.1. Ham Petrol

Petrol kavramı, Latince bir kelime olan ve taş anlamına gelen ”petra” ile, yine Latince bir kelime olan ve yağ anlamına gelen “oleum” kelimelerin birleşmesiyle oluşmuştur ve İngilizce karşılığı ”petroleum” dur. Bileşiminde yoğun olarak metan, etan ve propan gazları bulunur. Petrol, ham yani işlenmemiştir. Petrolün işlenmesiyle benzin, dizel, gaz yağı, fuel oil ve motorin elde edilmektedir.

Petrolün nasıl oluştuğu tam olarak bilinmemektedir. Ancak milyonlarca yıl önce denizlerle kaplı olan yerküre içerisindeki binlerce bitki ve hayvan artıklarının çürümesiyle yer tabanında birikmesi ve zaman içerisinde deniz sularının çekilmesiyle bu artıkların üzerinin kum ve toprakla kapanmış olabileceği ve daha sonra ise yerin altında oluşan sıcaklık ve basıncın etkisiyle petrolün oluşmuş olabileceği düşünülmektedir. Milyonlarca yıl süren bu oluşum sonucunda yerin altında sıkışan

petrol, bazen yerkabuğundaki çatlaklardan dışarı çıkarak havuzları ve katran çukurlarını oluşturmakta bazen de yerin altındaki geçirgen tabakalarda birikerek rezervuar olarak adlandırılan yerlerde birikmektedir (<http://www.bilgiustam.com/petrolun-olusumu-tarihcesi-ve-kullanim-alanlari/>, 14.04.2011).

Petrol ilk olarak 4.yüzyılda Çin’de ısınma ve aydınlatma amacıyla kullanılmıştır. Bilindiği gibi o dönemlerde aydınlatma aracı olarak genellikle gaz yağı kullanılmaktaydı. Özellikle denizlerden güçlkle yakalanan balinaların yağı gaz lambalarında kullanılırdı. Ancak 1853 yılında Ignacy Lukaszewicz’in petrolü gaz lambalarında kullanmasıyla bir dönüm noktası olmuştur. Bu tarihten sonra petrolün önemi her geçen gün artmıştır. 1857 yılında ABD’de Albay Drake tarafından Pennsylvania’da ilk petrol üretim kuyusu açılmıştır. 1861 yılında ise Mirzoeff adındaki bir iş adamı Azerbaycan-Bakü’de ilk petrol rafinerisini kurmuştur. 19.yüzyılın sonlarına doğru petrolle çalışan motorun bulunmasıyla petrolün önemi de ikiye katlanmıştır (www.bilinmeyenler.org/genel/petrol.html, 20.10.2011).

Rockefeller 1870 yılında Cleveland’da günde 1500 varil petrol arıtma kapasitesinde bir rafineri ile “Standart Oil Company of Ohio” şirketini kurmuştur. Buna karşılık Pensilvanya’nın bağımsız üreticileri, 1875 yılında “Tidewater Pipeline Company” i kurarak New York’a doğru 200 km’lik bir boru hattı döşemişlerdir. Meydana gelen fiyat savaşının sonunda Rockefeller bu boru hattı şirketini de satın almış ve rakiplerinin çoğunu saf dışı ederek, aktiflerinin karşılığında onlara oy hakkı tanımayan “Standart Oil” hisseleri vermiştir. Böylece hemen hemen tekel sayılabilecek bir yer edinmiştir. Ekonomi tarihinde son derece seyrek olarak görülen bir ikili tekel durumu ortaya çıkmıştır. Rockefeller, arıtma ürünlerinin başlıca satıcısı ve aynı zamanda ham petrolün başlıca alıcısı olmuştur.

1911 yılında Missouri Yüksek Mahkemesi, tekelleri ve tekelleşme girişimlerini yasa dışı sayan ve 1890 yılında yürürlüğe giren “Sherman Kanunu” na dayanarak, Standart Oil Şirketinin siyasal olarak bağımsız 34 şirkete bölünmesine karar vermiştir. Bu dönemde “Seven Sisters” adı ile bilinen yedi dev şirket kurulmuştur. Bunlar günümüzde de dünya petrol piyasasında söz sahibi olan British Petroleum, Shell, Mobil, Exxon, Gulf, Texaco ve Chevron’dur (Şandır, 2007, 24).

Kurulu sistem üretici ülkeleri sömürmek ve şirketleri zengin etmek üzerine oluşturulmuş bir sistemdir. Bu durumdan rahatsız olmaya başlayan üretici ülkeler 1960 yılında Bağdat Konferansında “Petrol İhracatçısı Ülkeler Organizasyonu”nu (OPEC) kurmuşlardır. Örgütün kurucu üyeleri; İran, Irak, Kuveyt, Suudi Arabistan, Venezuela’dır. Ancak örgütün üye sayısı hızla artmıştır. Beş kurucu üyeye daha sonra Katar (1961), Endonezya (1962), Libya (1962), Birleşmiş Arap Emirlikleri (1967), Cezayir (1969), Nijerya (1971), Ekvator (1973–1992) ve Gabon (1975–1994) olmak üzere sekiz üye daha katılmış, bunlardan Ekvator ve Gabon daha sonra üyelikten ayrılmışlardır (http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm, 12.11.2011).

Avrupa Birliği’ne üye ülkeler için de petrol stratejik öneme sahiptir. AB enerji politikası, petrolü başka enerji biçimleriyle ikame etmeyi hedef almaktadır. Ama bu enerjinin önemi nedeniyle, AB yerli hidrokarbon kaynaklarının aranması ve işletilmesini de teşvik etmektedir. Özellikle petrol ürünleri üzerindeki tüketim vergileri ve lisanslama konularında, önemli tedbirler alınmıştır. 1994’ten beri, AB, Avrupa Ekonomi Sahası içinde hidrokarbon arama, keşif ve üretim faaliyetlerinde (üçüncü ülke şirketleri dahil) bütün şirketlere ayrımcı olmayan erişim imkanı sağlamıştır. Petrol ürünleri üzerindeki tüketim vergileri, enerji iç pazarının temel taşlarından biri olarak kabul edilmiştir (Şandır, 2007, 27).

Dünyadaki mevcut enerji kaynaklarına, ispatlanmış rezervleri ve yıllık üretim miktarları açısından bakıldığında, rezerv ömrünün; petrol için 44 yıl olacağı tahmin edilmektedir. Tüm dünyada en temel enerji kaynağı durumunda olan petrol, 2008 yılı itibarıyla global enerji ihtiyacının %34,6’sını karşılamıştır. Petrol rezervinin 102 milyar tonu (%57) Orta Doğu Ülkelerinde, 16,7 milyar tonu (%9) Rusya ve Bağımsız Devletler Topluluğu (BDT) ülkelerinde, 16,9 milyar tonu Afrika’da (%10) bulunmaktadır. 2009 sonu itibarıyla Türkiye petrol rezervleri 44,3 milyon ton, 2008 yılı üretimi 2,2 milyon ton, 2008 yılı tüketimi 27,8 milyon tondur. 2009 yılı üretim miktarı ise 2,4 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Ülkemizde petrol arama faaliyetlerinin başladığı tarihten 2009 yılı sonuna kadar ham petrol üretimi ise 132,5 milyon tondur (<http://www.enerji.gov.tr/> , 05.01.2011).

1.3.1.2.Doğal Gaz

Doğal gaz; havadan hafif, renksiz ve kokusuz bir gazdır. Yer altında, petrolün yakınında bulunur. Yeryüzüne çıkarılışı petrolle aynıdır, daha sonra büyük boru hatları ile taşınır. Elektrik üretiminde ve sanayide hammadde olarak kullanılan doğal gaz fosil yakıtlar içerisinde en temiz enerji kaynağıdır.

Doğal gazın çıkarılması ve taşınması için gerekli olan maliyetlerin yüksekliği, yapılan yatırımın optimal şekilde kullanılması gereğini ortaya koymaktadır. Doğal gazı ana kaynaktan boru hattıyla veya gaz halinde sıvılaştırılmış olarak (Liquefied Natural Gas-LNG) tankerlerle terminallere getirmek olanaklıdır. LNG'nin karakteristiğinden kaynaklanan risk faktörü ve yüksek maliyeti bu ticareti çok pahalı hale getirmektedir. Bu nedenle LNG projeleri, yüksek yük faktörü ve uzun dönemli periyotlar (15-25 yıllık) için faaliyet gösterdikleri yatırımları anlamlı hale getirmektedirler. Projeler genellikle, büyük miktarda ispatlanmış rezervlere cevap vermek için hazırlandıklarından, bir proje için minimum 100-125 milyar m³'lük rezerve ihtiyaç duyulmaktadır (Bayraç, 1999, 109).

Türkiye 1990'lı yıllarda Doğu Bloğunun parçalanması ve soğuk savaşın bitmesiyle Karadeniz Ekonomik İşbirliğine öncülük etmiştir. Rusya'dan gaz alımını öngören, 2005 yılında devreye giren Mavi Akım ve sonrasında 2006'da faaliyete geçen Bakü - Tiflis - Ceyhan (BTC) Projesi ile dünyada enerji konusunda önemli yer tutmaya başlamıştır. BTC'nin ardından Avrupa Birliği'nin (AB) %5 doğal gaz ihtiyacını karşılayan ve hattın büyük bir bölümünün Türkiye üzerinden geçtiği Proje olan NABUCCO Projesi ile ikinci kez uluslararası enerji koridoru haline gelmiştir. Bu proje ile Türkiye yıllık yaklaşık olarak 400-450 milyon Euro vergi elde edecek olmanın yanında, AB'nin enerji kaynaklarına ulaşmasına aracılık ettiği için siyasi konumunu da güçlendirmiştir.

Türkiye'de kullanılan doğal gazın toplam enerji tüketimindeki payı %25'e ulaşarak Avrupa ortalamasını yakalamıştır. Devlet Planlama Teşkilatı orta vadede doğal gaz talebimizde yıllık ortalama %8,7 artış olacağını tahmin etmektedir.

Türkiye'de doğal gaz rezervleri sınırlı olmakla birlikte tespit edilen doğal gaz rezervi 17,5 milyar m³'tür. Ülkede doğal gazın 15,4 milyar metreküpü (%57'si) elektrik

üretiminde kullanılmakta olup tamamı ithal edilmektedir. Türkiye doğal gaz açısından zengin olmamakla birlikte bilinen yataklar Trakya ve Güneydoğu Anadolu bölgesinde yer almaktadır. Petrol gibi doğal gaz aramalarının yetersiz olması, potansiyelin net miktarı hakkında tam bilgi vermemektedir (Ergün; Polat E/2011, 324).

Doğal gaz arz-talep dengesine ilişkin çalışmalara göre talebin yoğun olduğu kış aylarında kaynak ülkelerdeki veya güzergâh ülkelerindeki aksamalar, dönemsel arz-talep dengesizliklerine yol açabilmektedir. Bu kapsamda, 2007 yılında 1,6 milyar m³ kapasiteli Silivri doğal gaz depolama tesisinin devreye alınması mevsimsel arz güvenliğinin sağlanması açısından oldukça yararlı olmuştur. Eylül 2009 tarihi itibarı ile tesisin kapasitesi 2,1 milyar m³'e çıkarılmıştır (<http://www.enerji.gov.tr/> , 05.01.2011).

Tablo 1.1.1995-2010 Yılları Arasında Doğal Gaz ve LNG İthalatı (Milyon Cm³)

YIL	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
MİKTAR	6,86	8,04	9,87	10,23	12,39	14,82	16,37	17,09
YIL	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
MİKTAR	20,82	21,8	26,6	30,22	35,83	37,23	33,07	31,92

Kaynak: Botaş, 2010, 39

Tablo 1.1. de görüleceği üzere 1995 yılından 2008 yılına kadar doğal gaz ve LNG ithalat miktarı önemli artış göstermiştir. Bu tarihler arasında ithal edilen miktarın en fazla olduğu yıl 2008 olurken, 2008 den sonra ithal edilen miktarda azalma meydana gelmiştir. Bu yıllarda miktar azalırken ithal doğal gaz ve LNG tutarı sürekli artmıştır.

1.3.1.3. Kömür

Kömür, katmanlı tortul çökellerin arasında bulunan katı, koyu renkli ve karbon bakımından zengin kayadır. Dünyanın çoğu bölgesinde bulunan kömüre, Yer Küre'nin yüzeye yakın bölümlerinde ya da çeşitli derinliklerde rastlanır. Kömür çok miktarda organik kökenli maddenin kısmi ayrışması ve kimyasal dönüşüme uğraması sonucunda oluşan birçok madde içerir. Bu oluşum sürecine kömürleşme denir.

Kömür insanoğlunun yaşamında önemli bir yer tutar. Kömür; elektrik üretiminde, demir-çelik ve çimento imalatında, endüstriyel proseslerde buhar üretmek ve ısınma amacı ile kullanılır.

1958 yılından başlayarak, çıkarma maliyetlerinin düşmesi ve üretimin artmasıyla petrol fiyatları düşüşe geçmiş ve bu da kömürün önemini büyük ölçüde yitirmesine neden olmuştur. Ancak, Amerika’da petrol rezervlerinin azalması kaygısı ve ithalatın artması sonucu hükümet petrol ve doğal gazın elektrik üretimindeki paylarının azaltılmasına karar vermiştir. Böylece kömür tüketimi tekrar artmıştır. Üretim tekniklerinin gelişmesiyle de maliyetler düşmüş ve kömür üretmek tekrar kârlı bir hale gelmiştir (Şandır, 2007, 7).

Türkiye’de, taşkömürü II. Mahmut zamanında 1822 yılında gemici Hacı İsmail tarafından Zonguldak'ta bulunmuştur. Bu tarihten 7 yıl sonra Bahriye erlerinden Uzun Mehmet'in aynı köyde taşkömürünü yeniden bulması üzerine, 1848 yılında havzada ilk kez üretime başlanmıştır. Daha sonraları çeşitli yabancı sermayeli şirketler tarafından işletilen havza, 1936 yılında devletleştirilmiş ve 1957 yılında, işletmecilik, yeni kurulan Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu'na (TKİ) devredilmiştir. Son olarak 1983 yılında, yalnızca Zonguldak Havzası'ndaki taşkömürü yataklarını işletmek üzere Türkiye Taşkömürü Kurumu (TTK) kurulmuştur (DPT 2001, 40).

Bilinen kömür yatakları incelendiğinde, Güney ve Kuzey yarımküreler arasında önemli bir farklılık olduğu görülmektedir. Güney yarımküre kömür bakımından oldukça yoksundur. Bunun nedeni Devosiyen dönem ve daha önceki dönemlerin alçak ovalarında kömür yataklarını oluşturacak ölçüde kalın bitki depolarının birikmesine elverişli bitkisel yaşamın olmayışıdır.

Dünya'da elektrik üretiminin yaklaşık olarak %40'ı kömürden sağlanmaktadır. Birçok ülkede elektrik üretiminin önemli bir bölümü kömürden elde edilmektedir. Bu oran ABD'de ve Almanya' da %53, Yunanistan' da %69, Çin' de %75, Danimarka'da %77, Avustralya' da %83, Güney Afrika' da %93, Polonya'da %95 dir. Türkiye’de elektrik enerjisinin (%32) 'si kömürden elde edilmektedir (<http://www.tki.gov.tr/> , 06.07 2011).

1.3.2. Yenilenebilir Enerji Kaynakları

İnsanoğlu enerji ihtiyacını karşılayabilmek için uzun yıllar boyunca fosil yakıtlara yönelmiştir ve günümüzde de kullanılan enerjinin çoğunun kaynağı fosil yakıtlardır. Ancak fosil yakıtlar; sınırlı rezervleri nedeniyle yakın bir gelecekte tükenme tehlikesi ile karşı karşıya kalmış olmaları, ürettikleri sera gazlarının (H_2O , CO_2 , vb.) iklim değişimlerine sebep olması ve diğer çevresel faktörler nedeniyle terk edilmek istenmektedir. Nükleer enerji ise; pahalı olmasının yanında radyoaktivite özeliği nedeniyle insan ve çevre sağlığını olumsuz etkilemekte ve bu sebeple çok fazla tercih edilmemektedir. Fosil yakıtlar ve nükleer enerjinin bu durumu, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına olan ilgiyi artırmış ve yatırımların bu alana yönelmesine neden olmuştur.

Günümüzde yeni veya yenilenebilir enerji kaynaklarının türlerinin çoğaldığı ve giderek artan oranda alternatif kaynak olarak kullanılmaya başlandığı gözlenmektedir. Yenilenebilir enerji kavramı, doğada bulunan ve varlığını sürdüren güneş, rüzgar, jeotermal, biyokütle gibi enerji kaynakları için kullanılmaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynakları sürekli yenilenmesi, çevreyi daha az kirletmesi gibi olumlu etkileri ile büyük öneme sahiptir. Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynakları üretimi, kömür üretiminden sonra en yüksek düzeye sahip olmakla birlikte yenilenebilir enerji kaynakları arzının yaklaşık üçte ikisini biomass, üçte birini ise hidrolik enerji oluşturmaktadır (Atılğan 2000, 35).

Temiz, yerli, sürdürülebilir ve yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı enerji, tüm dünyada olduğu gibi ülkemizde tartışmasız kabul görmektedir. Nitekim, gerek küresel ısınma, gerek artan enerji bağımlılığının negatif etkileri, gerekse siyasi ve ekonomik nedenlerle yenilenebilir enerji kaynaklarından enerji kullanımının artırılması çabaları zorunluluk haline gelmiştir. Bu nedenle, birincil enerji kullanımının üç ana başlığı olan ısınma, ulaşım ve elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının oranlarının yükseltilmesine yönelik hedefler konulmaktadır.

Petrol fiyatlarındaki değişimin yanında, fosil esaslı yakıtların kullanılmasının çevresel etkileri ve dünyadaki pek çok ülkede, yenilenebilir enerjiyle ilgili gelişen anlayışa yardımcı olan güçlü hükümet teşvikleri, yenilenebilir enerji kaynaklarına olan ilginin ve

yatırımların gelişmesini sağlamaktadır. Yenilenebilir enerji kaynakları kullanımının 2030 yılına kadar %2,9 artması beklenmektedir (Badeoğlu; Demir; Bozkurt 2010, 43–58).

Ülkemizde yenilenebilir kaynaklara dayalı elektrik üretimi son zamanlarda yoğun ilgi görmektedir, özellikle rüzgar ve küçük hidroelektrik santral yatırımları hızla devam etmektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının hazırlamış olduğu 2010-2014 dönemini kapsayan ‘Stratejik Plan’ çerçevesinde, Cumhuriyetimizin 100. yılı olan 2023 yılına kadar tüm yerli kömür ve hidrolik potansiyelimizin ekonomimize kazandırılması, rüzgar enerjisi kurulu gücümüzün 20 bin MW, jeotermal enerji kurulu gücümüzün 600 MW düzeyine ulaştırılması ve ayrıca, elektrik enerjisi üretimimizin %5’inin nükleer enerjiden sağlanmasının hedeflendiği belirtildi. Bu hedeflerin gerçekleştirilmesi ülkemizin enerji geleceği açısından büyük önem arz etmektedir (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2010).

1.3.2.1.Hidrolik Enerji

Barajda biriken suyun yüksekten düşerken sahip olduğu kinetik enerji aşağıda bir su türbinin çevrilmesi ile elektrik enerjisine dönüşür.

Çeşitli enerji kaynakları içerisinde hidroelektrik enerji santralleri çevre dostu olmaları ve düşük potansiyel risk taşımaları sebebiyle tercih edilmektedir. Hidroelektrik santraller; çevreyle uyumlu, temiz, yenilenebilir, yüksek verimli, yakıt gideri olmayan, enerji fiyatlarında sigorta rolü üstlenen, uzun ömürlü, işletme gideri çok düşük olan ve dışa bağımlı olmayan yerli bir kaynaktır (Bilen; Aydın; Karabekir E/2011, 606).

Ülkemizin hidroelektrik enerji potansiyeli topoğrafik ve hidrolojik özellikler açısından tüm yurda eşit olarak dağılmamıştır. Bu dağılımda Dicle ve Fırat Havzası ve dolayısıyla GAP bölgesi barajları ağırlıklı bir yer tutmaktadır. Ortalama yıllık su geliri bazında yüksek değerlere sahip Doğu Karadeniz, Çoruh ve Fırat havzaları yüksek hidroelektrik santral yatırımı çekmektedir.

Türkiye'nin teorik hidroelektrik potansiyeli dünya teorik potansiyelinin %1'i, Avrupa teorik potansiyelinin %16'sıdır. AB'nin yeşil enerji için uyguladığı vergi indirimleri ve destekleme politikaları ekonomik olarak değerlendirilebilir potansiyelin artmasını

sağlayacaktır (İlbaş, M., <http://www.ortadogugazetesi.net/makale.php?makale=turkiye-39nin-hidroelektrik-potansiyeli-ve-dereler&id=6183>, 16.10.2011) .

Türkiye'nin brüt hidroelektrik potansiyeli 433 milyar kWh/yıl, teknik hidroelektrik potansiyeli 216 milyar kWh/yıl, ekonomik potansiyeli ise 150 milyar kWh/yıldır. Ekonomik potansiyelin, yeni projelerle birlikte önümüzdeki yıllar daha da artış göstererek yaklaşık 170 milyar kWh/yıl'a ulaşacağı tahmin edilmektedir. Türkiye'de teknik olarak değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyel 41.834 MW'tır. Günümüz itibariyle işletmede bulunan HES (hidroelektrik santrali) 13.830 MW'lık kurulu güce ve toplam potansiyelin %35,5'ine karşılık gelmektedir (DEK-TMK, 2010).

2009 yılında elektrik üretimimizin %18,5'i hidroelektrik santrallerden temin edilmiştir. Son yıllarda yaşanan kuraklıklar hidroelektrik santrallerinden beklenen katkının sağlanamamasına neden olmaktadır. Ancak hidroelektrik üretimi 2009 yılında 2008 yılına göre %7,8 oranında artarak 35.870 MW olarak gerçekleşmiştir (<http://www.enerji.gov.tr>, 12.07.2011).

Haziran 2010 yılı itibariyle EPDK'ya toplam 22.538 MW gücünde 1547 adet proje başvurusu yapılmış olup, bunlardan 15.744 MW gücündeki 583 adet projeye lisans verilmiş, bunlardan sadece 94 adedi işletmeye açılmıştır (EPDK 2011).

1.3.2.2.Rüzgar Enerjisi

Rüzgardan elde edilen enerjiye rüzgar enerjisi denir. Rüzgar enerjisinden elektrik üreten merkezlere Rüzgar Santrali denilmektedir. Rüzgar enerjisi güneşin doğmasıyla başlar. Gece oluşan soğuk hava tabakasının yere yakın bölümleri güneşin ışınlarıyla hemen ısınmaya başlar ısınan hava genişler ve yükselir. Bu anda atmosferdeki soğuk hava tabakası yere doğru iner. Sıcak ve soğuk havanın yer değiştirmesiyle rüzgar oluşur (Hökelek E/2011, 141).

Ekonomik olarak sadece rüzgâr olduğunda kullanılabilir olması nedeniyle rüzgâr gücü düzensizdir. Hidrolik güç ve standart yük işletme teknikleri gibi diğer kaynaklar ihtiyaca göre kullanılır. Rüzgarın seyrek aralıklarla esmesi, toplam talepten daha az kaynak sağlandığında bazı problemleri beraberinde getirir.

Rüzgâr, sürekli değişken bir davranış sergilediği için, rüzgâr enerjisinden elde edilecek elektrik enerjisi de zamana ve mekâna bağlı olarak farklılıklar gösterecektir. Rüzgâr gücü, rüzgâr hızının küpü ile doğru orantılıdır. Yani rüzgâr hızı 2 katına çıkarsa buna karşılık olarak rüzgâr gücü 8 katına çıkacaktır (Salmanoğlu; Çetin E/2011, 1).

Sistem açısından incelendiğinde, rüzgar santralleri hızla devreye giren ve çıkan yapıları ile ilave rezerv ihtiyacını gündeme getirmekte, özellikle ani devreden çıkışlarda sistemin dengelenmesi amacıyla yine hızla devreye girebilecek esnek rezerv tutulmasını gerektirmektedir. Ülkemizin rüzgar enerjisi kullanımında geri kalmasının bir çok nedeni bulunmaktadır. Bunlar arasında en önemlileri; iletim sisteminin iyileştirilememesi, bürokratik koordinasyonsuzluk, yenilenebilir enerji kaynakları ile ilgili yasal düzenlemenin istenilen seviyede yapılamaması ve projelere finansman imkânının kısıtlı olması sayılabilir.

2000 yıl önce su ve rüzgar değirmenleri dünyanın ilk endüstrilerine güç sağlamıştır. Günümüzde, yeni teknoloji ve yeni malzemelerle, rüzgar türbinleri bizlerin aydınlatma, ısıtma, soğutucular ve diğer ev aletleri için gerek duyduğumuz en temiz elektriği üretmek için kullanılmaktadır. Rüzgar enerjisinin kanıtlanmış bir başarısı vardır ve kullanımı artmaktadır. Halen dünyada 20 000 'in üzerinde türbin elektrik üretmektedir. Bunların birçoğu, rüzgar çiftlikleri denen, belli bir kapasitede elektrik üreten rüzgar türbin grupları olarak çalışmaktadır. 20 türbinden oluşan tipik bir rüzgar çiftliği yaklaşık 1 km²'lik alana kurulabilmektedir. Diğer güç istasyonlarına nazaran rüzgar çiftliği, bulunduğu alanın sadece %1'ini kullanır. Tarım alanlarında çiftçilik faaliyetleri türbinlerin hemen altında yapılabilmektedir.

Türbinler çalışma hayatlarının sonuna geldiklerinde kolayca sökülebilmekte ve bulundukları alan eskiden kullanıldığı hale dönüştürülebilmektedir. Türbinlerin sökülmesinin maliyeti genelde türbinlerin arta kalan parçaların parasal değeri ile karşılanabilmektedir.

İzmir, Balıkesir ve Manisa illeri rüzgar potansiyeli ve yatırımları ile ön plana çıkmaktadır.

2009 Mayıs ayında yayımlanan Türkiye Enerji Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi' uyarınca Türkiye rüzgar enerjisi kurulu gücü 2023 yılına kadar 20 000 MW'

ıkarılması ve yerli ve yenilebilir enerji kaynaklarının kullanımı için alınacak tedbirler sonucunda, elektrik üretiminde doğal gazın payının %30'un altına düşürülmesi hedeflenmiştir (DPT, 2009).

Rüzgar enerjisi, hem Avrupa hem de küresel düzeyde hızla gelişmektedir. Dünya Rüzgar Enerjisi Birliği (WWEA) tarafından 2010 yılında yayımlanan rapora göre, küresel toplam kurulu güç, 1992 - 2010 yılları arasında 2,5 GW'tan 197 GW'a ulaşmıştır.

Türkiye'de karasal alanlarında 400 milyar kWh/yıl brüt potansiyel, 120 milyar kWh/yıl teknik potansiyel ve 50 milyar kWh/yıl ekonomik potansiyeli bulunmaktadır. Brüt potansiyel ise 160.000 MW, teknik potansiyel 48.000 MW, ekonomik potansiyel ise 20.000 MW kurulu gücüne eşdeğerdir. Türkiye kıyı sahalarında ise 8.200 MW kurulu gücünde rüzgar potansiyeli bulunmaktadır (Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü, 2011) .

2011 yılı Mart ayı itibariyle kurulu rüzgar santrali gücü 1414 MW'tır. 2011 yılı sonu itibariyle hizmete alınacak 749 MW g ile toplam kurulu rüzgar santrali gücünün 2163 MW'a ulaşması beklenmektedir. Son 20 yılda trbın verimliliğinde sağlanan gelişmeler nedeniyle %40'lık maliyet azalması gerçekleşen rüzgar enerjisinin, konvansiyonel enerji üretim sistemleri karşısındaki rekabet gücü giderek artmaktadır (Dündar; Kahraman; Dokuyucu 2009, 2).

1.3.2.3.Güneş Enerjisi

Güneş enerjisi, Güneş ışığından enerji elde edilmesine dayalı teknolojidir. Güneşin yaydığı ve dünyamıza da ulaşan enerji, güneşin çekirdeğinde yer alan füzyon süreci ile açığa çıkan ışınım enerjisidir. Güneşteki hidrojen gazının helyuma dönüşmesi şeklindeki füzyon sürecinden kaynaklanır. Dünya atmosferinin dışında güneş ışınımının şiddeti, aşağı yukarı sabit ve 1370 W/m^2 değerindedir; ancak yeryüzünde $0-1100 \text{ W/m}^2$ değerleri arasında değişim gösterir. Bu enerjinin dünyaya gelen küçük bir bölümü dahi, insanlığın mevcut enerji tüketiminden kat kat fazladır. Güneş enerjisinden yararlanma konusundaki çalışmalar özellikle 1970'lerden sonra hız kazanmış, güneş enerjisi

sistemleri teknolojik olarak ilerleme ve maliyet bakımından düşme göstermiş, güneş enerjisi çevresel olarak temiz bir enerji kaynağı olarak kendini kabul ettirmiştir.

Dünyadaki madde ve enerji akışları güneş enerjisi sayesinde mümkün olabilmektedir. Rüzgâr, deniz dalgası, okyanusta sıcaklık farkı ve biokütle enerjileri, güneş enerjisini değişim geçirmiş biçimleridir. Güneş enerjisi, doğadaki su döngüsünün gerçekleşmesinde de rol oynayarak, akarsu gücünü yaratmaktadır. Fosil yakıtların da, biokütle niteliğindeki materyallerde birikmiş güneş enerjisi olduğu kabul edilmektedir. Doğal enerji kaynaklarının pek çoğunun kökeni olan güneş enerjisinden, ısıtma ve elektrik elde etme gibi amaçlarla doğrudan yararlanılmaktadır (Varınca; Gönüllü 2006, 270).

Güneş; bol, sınırsız, yenilenebilir, herhangi bir bedel ödenmeden kolayca erişilebilen ve diğer fosil kaynaklı yakıtların kullanılması ile ortaya çıkan çevresel sorunlara neden olmayan temiz ve çevre dostu bir enerji kaynağıdır. Güneş enerjisi teknolojileri; malzeme, yöntem ve teknolojik düzey açısından çeşitlilik göstermekle birlikte, yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemleri ve fotovoltaik sistemler olarak iki ana gruba ayrılabilir.

Yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemleri, çeşitli ayna veya lens konfigürasyonları kullanarak güneş enerjisini yüksek ısıya dönüştürüp bu sayede elektrik enerjisi üreten yapılardır. Bu sistemler biri güneş enerjisini toplayıp ısı enerjisine dönüştüren, diğeri ise elde edilen ısı enerjisini elektriğe dönüştüren iki temel alt sistemden oluşur. Bu sistemler, güneş ışınlarını odaklayıcı büyük aynalar yardımı ile bir merkezde toplayarak ve o merkezdeki borular içinden geçirilen su veya sıvıların ısıtılması sonucu elde edilen borularda 100°C - 150°C ile 1500°C - 2000°C sıcaklığa sahip su buharının buhar türbinlerinde elektrik enerjisine dönüştürülmesi prensibi ile çalışmaktadır. Fotovoltaik sistemler ise, görünür veya diğer ışık ısınlara maruz kaldığında, elektriksel gerilim farkı (voltaj) üretimi yapabilme özelliğine sahiptir. Fotovoltaik pil ise, fotovoltaik özellik sonucu elektrik enerjisi üreten yapılardır. Yüzeyleri kare, dikdörtgen ve daire şeklinde biçimlendirilen güneş pillerinin alanları genellikle 100 cm^2 civarında, kalınlıkları ise 0,2-0,4 mm arasındadır. Güneş enerjisi, güneş pilinin yapısına bağlı olarak %5 ile %20 arasında bir verimle elektrik enerjisine çevrilebilir. Güç çıkışını artırmak amacıyla çok sayıda güneş pili birbirine paralel yada seri bağlanarak bir yüzey üzerine monte edilir. Bu yapıya güneş pili modülü yada fotovoltaik modül adı verilir.

Güç talebine bağlı olarak modüller birbirlerine seri yada paralel bağlanarak elde edilen fotovoltaik panellerden birkaç watt'tan megawatt'lara kadar sistemler oluşturulabilir (Özcan; Bulut E/2011, 4-10).

Dünya genelinde ısı uygulamaları için güneş kolektörlerinin kullanımı, güneş kuşağı olarak adlandırılan güney ve kuzey yarım kürelerde 25 – 45 güney ve kuzey enlemleri arasındaki bölgelerde yer alan ülkelerde (Almanya, Avusturya, Yunanistan, İspanya, Portekiz, Kıbrıs, İsrail, Türkiye, Hindistan, Çin, Japonya, ABD, Güney yarım kürede, Avustralya, Yeni Zelanda, Güney Afrika, Brezilya gibi) kullanımı daha uygundur. Bu bölgelerde yer almakla birlikte fosil yakıt kaynakları açısından zengin olan bazı ülkeler bu kuşakta yer almalarına rağmen (İran, Suudi Arabistan, Kuveyt, Irak, Meksika gibi) güneş enerjisine ilgi göstermemektedirler (Altıntop; Erdemir E/2011, 237).

Ülkemiz, coğrafi konumu nedeniyle sahip olduğu güneş enerjisi potansiyeli açısından birçok ülkeye göre şanslı durumdadır. Güneşten dünyaya saniyede yaklaşık olarak 170 milyon MW enerji gelmektedir. Türkiye'nin yıllık enerji üretiminin 100 milyon MW olduğu düşünülürse bir saniyede dünyaya gelen güneş enerjisi, Türkiye'nin enerji üretiminin 1.700 katıdır. Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğünde mevcut bulunan 1966-1982 yıllarında ölçülen güneşlenme süresi ve ısıtım şiddeti verilerinden yararlanarak Elektrik İşleri Etüt İdaresi tarafından yapılan çalışmaya göre Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresinin 2640 saat (günlük toplam 7,2 saat), ortalama toplam ısıtım şiddeti 1.311 kWh/m²-yıl (günlük toplam 3,6 kWh/m²) olduğu tespit edilmiştir. Türkiye, 110 gün gibi yüksek bir güneş enerjisi potansiyeline sahiptir ve gerekli yatırımların yapılması halinde Türkiye yılda birim metre karesinden ortalama olarak 1.100 kWh'lik güneş enerjisi üretebilir. Türkiye'nin en fazla güneş enerjisi alan bölgesi Güneydoğu Anadolu Bölgesi olup, bunu Akdeniz Bölgesi izlemektedir (Varınca; Gönüllü 2006, 272).

Türkiye'nin yarısından fazla bir coğrafyasında yıllık toplam güneş radyasyonunun 1500 kWh/m²'den fazla olduğu görülmektedir. Bu açıdan sahip olduğumuz potansiyel Avrupa ortalamasının yaklaşık 2,5 katıdır. Buna rağmen Türkiye'de hâlihazırda güneş enerjisini kullanarak elektrik üreten şebeke bağlantılı bir tesis bulunmamaktadır.

1.3.2.4. Jeotermal Enerji

Jeotermal enerji, yerkabuğunun çeşitli derinliklerinde birikmiş ısınn oluşturduğu, sıcaklığı sürekli 20⁰C ‘den fazla olan ve çevresindeki normal yeraltı ve yerüstü sularına oranla daha fazla erimiş mineral, çeşitli tuzlar ve gazlar içerebilen sıcak su ve buhar olarak tanımlanmaktadır. Düşük, orta ve yüksek sıcaklıklı olmak üzere üç gruba ayrılmaktadır. Yüksek sıcaklıklı akışkandan elektrik üretiminde, düşük ve orta sıcaklıklı akışkandan ise seraların, konutların, havaalanı pistlerinin, hayvan çiftliklerinin ve yüzme havuzları gibi yerlerin ısıtılmasında yararlanılmaktadır (Bilgin; Dilmaç E/2011, 295).

Jeotermal enerji yeni, yenilenebilir, sürdürülebilir, tükenmez, ucuz, güvenilir, çevre dostu, yerli ve yeşil bir enerji türüdür. Jeotermal enerjiye dayalı modern jeotermal elektrik santrallerinde CO₂, NO_x, SO_x gazlarının salınımı çok düşük olduğundan temiz bir enerji kaynağı olarak değerlendirilmektedir.

Yağmur, kar, deniz ve magma sularının yeraltındaki gözenekli ve çatlaklı kayac kütlelerini besleyerek oluşturdukları jeotermal rezervler, yeraltı ve reenjeksiyon koşulları devam ettiği müddetçe yenilenebilir ve sürdürülebilir özelliklerini korurlar. Kısa süreli atmosfer koşullarından etkilenmezler. Reenjeksiyon, jeotermal rezervuarlardan yapılan sondajlı üretimlerde jeotermal akışkanın çevreye atılmaması ve rezervuarı beslemesi bakımından, işlevi tamamlandıktan sonra tekrar yeraltına gönderilmesi işlemidir. Reenjeksiyon birçok ülkede yasalarla zorunlu hale getirilmiştir.

Jeotermal enerji düşük, orta ve yüksek sıcaklıklı olmak üzere üç gruba ayrılmaktadır. Yüksek sıcaklıklı akışkandan elektrik üretiminde, düşük ve orta sıcaklıklı akışkandan ise seraların, konutların, havaalanı pistlerinin, hayvan çiftliklerinin ve yüzme havuzları gibi yerlerin ısıtılmasında yararlanılmaktadır. Bunların yanı sıra jeotermal akışkanlardan, kimyasal madde üretimi, kültür balıkçılığı, çeşitli yiyeceklerin kurutulması, deniz suyundan tuz elde edilmesi ve turizm gibi amaçlarla da yararlanılabilmektedir.

Jeotermal enerji kaynağı, yerkabuğu içinde bazı gerekli fiziki koşulların bir araya gelmesi sonucunda oluşur. Bu gerekli koşullar, yer yüzünden yaklaşık 0.5-2 km

derinlikte, granit gibi geçirgen olmayan kayalar üzerinde yer alan geçirgen ve gözenekli bir yapı (Hazne -Rezervuar) bünyesinde yerin derinliklerine süzülen yağmur ve kar sularının depolanması, haznenin üzerinde örtü kaya adı verilen ve geçirgenliği olmayan killi katmanlarının var olması, yerkürenin ısı enerjisini taşıyan 5000 km derinlikteki magmanın tektonik olaylarla bu bölgede yer yüzüne 15 km'ye kadar yaklaşması, hazne içindeki suyun basınç altında ısınması, bu sıcak jeotermal akışkanın insanlar tarafından açılan üretim kuyularından yer yüzüne çıkartılmasıdır (Yeşin E/2011, 342).

Dünyada jeotermal enerji kurulu gücü 9.700 MW, yıllık üretim 80 milyar kWh olup, jeotermal enerjiden elektrik üretiminde ilk 5 ülke; ABD, Filipinler, Meksika, Endonezya ve İtalya şeklindedir. Elektrik dışı kullanım ise 33.000 MW'tır. Dünya'da jeotermal ısı ve kaplıca uygulamalarındaki ilk 5 ülke ise Çin, Japonya, ABD, İzlanda ve Türkiye'dir. Türkiye'deki jeotermal alanların %55'i ısıtma uygulamalarına uygundur. Ülkemizde, jeotermal enerji kullanılarak 1200 dönüm sera ısıtması yapılmakta ve 15 yerleşim biriminde 100.000 konut jeotermal enerji ile ısıtılmaktadır. (Kılıç, 2011, 12).

Jeotermal enerji potansiyelimizin 1.500 MW'lık bölümünün elektrik enerjisi üretimi için uygun olduğu değerlendirilmekte olup kesinleşen veri şu an için 600 MW'dır. 2009 yılı sonu itibari ile jeotermal enerjisi kurulu gücümüz 77,2 MW düzeyine ulaşmıştır (<http://www.enerji.gov.tr>, 12.07.2011).

1.3.3.Yeni Enerji Kaynakları

Hızla artan enerji ihtiyacını karşılayabilmek, sınırlı fosil kaynaklarla sağlanan enerji kaynaklarına alternatif oluşturabilmek için yeni enerji kaynakları araştırılmaktadır. Yeni enerji kaynakları, nükleer enerji, yakıt hücreleri, biyoyakıtlar ve hidrojen enerjisi gibi, yakın zamanlarda gündeme gelmiş olan kaynaklardır.

1.3.3.1.Nükleer Enerji

Atom çekirdeklerinin bölünmesi veya parçalanması neticesi açığa çıkan enerji olarak tanımlanır. Filyon ve füzyon tepkimeleri ile elde edilen bu enerjiye "çekirdek enerjisi" veya "nükleer enerji" adı verilmektedir. Bu enerji miktarını belli eden Einstein formülü

ise $E=mc^2$ dir. Burada “m” kaybolan kütleyi “c” ise ışık hızını ifade eder. 300.000.000 m/sn olan bu değerin karesinin ne denli büyük bir enerjiye karşılık geleceği ortadadır.

Nükleer reaktörler nükleer enerjiyi elektrik enerjisine dönüştüren sistemlerdir. Temel olarak fisyon sonucu açığa çıkan nükleer enerji nükleer yakıt ve diğer malzemeler içerisinde ısı enerjisine, bu ısı enerjisi de kinetik enerjiye ve daha sonra da jeneratör sisteminde elektrik enerjisine dönüştürülür. 1.000 MWe gücündeki bir nükleer reaktör, yılda yaklaşık olarak 27 ton (7 m^3) kullanılmış yakıt üretmektedir.

Elektrik üretiminin sürekliliği yönünden, nükleer santraller, termik ve hidrolik santrallere göre daha güvenlidir. Buna karşın atıklarını depolamak çok zor, tehlikeli ve maliyetlidir. Atıkların nehir göl gibi ortamlara aktarılmasıyla besin zincirindeki bütün canlılara inanılmaz ölçüde zarar verir. Bacadan çıkan emisyonların atmosferde taşınımı ile yeryüzünde büyük bir alanda canlılara etki eder. Yaptığı ısımalara maruz kalınması sonucu nesilden nesile aktarılabilen pek çok hastalık ortaya çıkar. Özellikle bırakılması düşünülen ancak ihtiyaç yoğunluğunu karşılayan bu tür sistemlerin zamanla yeşiller ve küresel iklim değişiklikleri ve içerdiği risklerden dolayı toplum tarafından istenmeyen güvenilirliği her zaman sorun olan sistemlerdir.

Fosil yakıtlı, özellikle de kömür yakıtlı santrallerin, çevre etkisi nükleer santrallerle kıyaslanamayacak ölçüde olumsuzdur. Nükleer santraller, çevre etkisi bakımından tercih edilmesi gereken bir seçenektir. Normal işletme koşulları altında çalışan nükleer reaktörlerin, dışarıya verebilecekleri en fazla radyoaktivite, normal doğal radyasyon seviyesinin %0,1-1'i ile sınırlandırılmış olup pratikteki durum ise bu sınırların da altındadır.

Dünya genelinde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının yaygınlaştırılmasına yönelik gelişmelerin yanı sıra, nükleer enerji yatırımlarına yönelik projeler küresel ölçekte ivme kazanmaya başlamıştır (<http://www.enerji.gov.tr>, 12.07 2011).

Nükleer enerji sürdürülebilir, temiz, güvenli ve ekonomik olması gibi özellikleri ile dünyada artan elektrik enerjisi talebini karşılamada önem arz eden bir kaynak olmaktadır. Dünya’da %17’lik bir payla elektrik üreten nükleer reaktörler petrole karşı bir alternatif olarak görülmektedir. Türkiye’de 2012 yılında ilk nükleer santralin kurulması yönünde öngörülerde bulunulmuştur. 2020 yılında nükleer enerjiden elektrik

üretim miktarının 31.579 GWh (8.229 milyon TEP) seviyesine ulaşacağı ve 2020 yılında 66.094 milyon TEP olarak gerçekleşmesi beklenmekte, toplam elektrik üretimi içerisinde nükleer enerjinin payının %12,45 olacağı tahmin edilmektedir (Akpınar; Kömürcü; Filiz I/2008, 18).

1.3.3.2. Hidrojen Enerjisi

Güneş ve diğer yıldızların termonükleer tepkimeye vermiş olduğu ısıнын yakıtı hidrojen olup, evrenin temel enerji kaynağıdır. Hidrojen bilinen tüm yakıtlar içerisinde birim kütle başına en yüksek enerji içeriğine sahiptir. 1 kg hidrojen 2,1 kg doğal gaz veya 2,8 kg petrolün sahip olduğu enerjiye sahiptir. Ancak birim enerji başına hacmi yüksektir.

Hidrojen birincil enerji kaynaklarından üretilen bir yakıt olup temiz bir enerji kaynağı olarak kullanılabilen önemli bir elementtir. Fakat dünyada tek başına bulunmadığından önce üretilmesi gerekir. Halihazırda çok pahalı olan bu üretim, su ve doğal gaz gibi elementlerdeki hidrojenin ayrıştırılmasıyla yapılır. Bu şekilde elde edilen hidrojen pillerine yakıt hücresi adı verilmektedir. Şu anda bazı otomobiller hem benzin, hem de hidrojenin kullanıldığı hibrid (melez) yakıt yöntemiyle çalışmaktadır. Böylece açığa çıkan kirli havanın miktarı %30–40 oranında azaltılabilmektedir.

Isı ve patlama enerjisi gerektiren her alanda kullanımı temiz ve kolay olan hidrojenin yakıt olarak kullanıldığı enerji sistemlerinde, atmosfere atılan ürün sadece su ve/veya su buharı olmaktadır. Hidrojen petrol yakıtlarına göre ortalama %33 daha verimli bir yakıttır. Hidrojenden enerji elde edilmesi esnasında su buharı dışında çevreyi kirletici ve sera etkisini artırıcı hiçbir gaz ve zararlı kimyasal madde üretimi söz konusu değildir. Araştırmalar, mevcut koşullarda hidrojenin diğer yakıtlardan yaklaşık üç kat pahalı olduğunu ve yaygın bir enerji kaynağı olarak kullanımının hidrojen üretiminde maliyet düşürücü teknolojik gelişmelere bağlı olacağını göstermektedir. Bununla birlikte, günlük veya mevsimlik periyotlarda oluşan ihtiyaç fazlası elektrik enerjisinin hidrojen olarak depolanması günümüz için de geçerli bir alternatif olarak değerlendirilebilir. Bu tarzda depolanan enerjinin yaygın olarak kullanılabilmesi örneğin toplu taşıma araçları için- yakıt piline dayalı otomotiv teknolojilerinin geliştirilmesine bağlıdır (tr.wikipedia.org/wiki/Hidrojen, 06.07.2011).

Hidrojenin, 20 yıl içerisinde çok daha aktif olarak kullanılması planlanmaktadır. Şu anda hidrojen yakıt konusunda elde edilen en önemli ilerleme İzlanda'da yaşanmaktadır. 1999 yılında, akaryakıt firması Shell ve otomobil firması Daimler-Chrysler ile İzlanda hükümeti arasında imzalanan anlaşma, İzlanda'yı hidrojen yakıtlı bir ülke haline getirmeyi amaçlamaktadır. Daimler-Chrysler İzlanda için, hidrojenle çalışan otobüs ve otomobiller üretirken, Shell de İzlanda genelinde hidrojen istasyonları açmayı planlamıştır. İzlanda'da elde edilecek muhtemel bir başarı, hidrojenli otomobillerde seri üretime geçilmesini son derece hızlandıracaktır.

Şu anda dünyada her yıl yaklaşık 50 milyon ton/500 milyar m³ hidrojen üretilmekte, depolanmakta, taşınmakta ve kullanılmaktadır. En büyük kullanıcı payına kimya sanayi, özellikle petrokimya sanayi sahiptir (Kılıç, 2011, 14).

Yerli kaynaklar için henüz kullanılmayan ekonomik potansiyel, ithal kaynaklar için yakıt ve alt yapı kısıtları dikkate alınmadan 10 yılda ulaşılabilecek kapasite; arz güvenliğine katkı ve çevreye etki açısından değerlendirildiğinde, enerji verimliliğinin hatırı sayılır bir şekilde öne çıktığı görülmektedir. Güneş ve rüzgar teknolojilerinin çevreye etkisi çok düşük olmakla birlikte arz güvenliği katkısı sınırlı olduğundan, bu teknolojilerin teknik ve ekonomik imkanlar dahilinde yararlanılması ve ilave arz güvenliği tedbirlerinin alınması gerekmektedir.

Türkiye'nin önümüzdeki dönemde ulusal üretim portföyünde yenilenebilir kaynaklara daha fazla ağırlık vereceği ve bu doğrultuda gerekli alt yapıyı kuracağı ön görülmektedir.

1.3.3.3.Biyoyakıtlar

Biyodizel, kolza-kanola, ayçiçek, soya, aspir gibi yağlı tohum bitkilerinden veya hayvansal yağlardan elde edilen bir yakıt ürünüdür. Biyodizel yakıtlar fosil yakıtların tersine biyolojik içeriklerden oluşur. Her türlü yağ bitkisinden biyodizel üretilebilir. Biyodizel üretmek için harcanan enerji, normal petrol yakıtı üretmek için kullanılan enerjinin %32'si kadardır. Bu yönüyle üretim tesislerinde çok büyük miktarlarda enerji tasarrufu sağlanmaktadır (Karlı; Güllüce; Saraç ve Diğerleri E/2011, 61).

Biyoyakıtlar fosil yakıtlarla birlikte veya fosil yakıtların yerine kullanılabilen yenilenebilir enerji seçenekleridir. Karada, denizde, havada ulaştırma yakıtı olarak bilinmesinin yanı sıra elektrik ve ısı üretiminde de kullanılmaktadır.

Avrupa'nın en büyük biyodizel üreticisi Almanya'dır. Almanya tek başına toplam dünya üretiminin yaklaşık %45'ini gerçekleştirmektedir. Almanya'yı sırasıyla Fransa ve İtalya takip etmektedir. Avrupa kıtası dışındaki en önemli biyodizel üreticisi ABD'dir. ABD'de dünya biyodizel üretiminin yaklaşık %10'u gerçekleştirilmektedir. Bu hedefe kilitlenmek için ABD, üretim maliyetlerini düşürmek amacıyla teşvikler uygulamaktadır, Almanya, yasal olarak %100 biyodizel kullanımını mümkün kılmakta, biyodizel tüketim vergilerinden muaf tutulmaktadır. Fransa, biyodizel için vergi teşviki uygulamakta, petrol rafinelerinde %5'e kadar karışımlara izin vermektedir. İtalya, yıllık kapasitesi 125.000 tona kadar olan tesislere belirli süreler için vergi muafiyetleri uygulamaktadır ve biyodizel genelde ev ısıtma yakıtı olarak kullanılmaktadır. Belçika, %100 kullanımına izin vermiştir, bazı deneysel projeler için vergi teşviki uygulamaktadır. İspanya, deneysel projelerde kullanılan biyodizele vergi indirimi uygulamaktadır. Avusturya, %100 biyodizel kullanımına izin vermiştir, vergi muafiyeti uygulamaktadır. İngiltere, bazı bölgeler hariç vergi muafiyeti uygulamaktadır. Brezilya'da bir milyondan fazla kişi bu sektörde istihdam imkanı bulmaktadır. Araçların üçte biri şeker kamışından yapılan etanolle çalışmaktadır. Biyodizele en büyük önemi veren ülkelerden biri olan İsveç 2020 yılında petrolü bütünüyle kaldırmayı planlamaktadır. Romanya'nın biyodizel üretim kapasitesi 3 milyon tonu aşmıştır. Bulgaristan'da, 250.000 hektarlık alanda 400.000 ton kanola bitkisinden yılda 150.000 ton biyodizel üretimi yapılmaktadır (Karslı, Güllüce, Saraç ve Diğerleri E/2011, 62).

Ülkeler biyoyakıtlarla ilgili çalışmalarını, belli bir üretim planlaması dahilinde, sistematik ve düzenli bir şekilde gerçekleştirmektedirler. Brezilya'nın 1975 yılında başlattığı Ulusal Biyoetanol Programı (ProAlcool), bu alanda yapılan ilk uygulama örneğidir. ABD, 1978 yılında Gasohol Programı ile araçlarda E10 (%10 biyoetanol, %90 benzin karışımı) olarak bilinen yakıtın yaygınlaştırılması hedeflenmiştir. 2003 yılında Hindistan'ın başlattığı Ulusal Biyodizel Programı, 2005 yılında Malezya'da uygulamaya konulan Ulusal Biyoyakıt Politikası ve 2007 yılında Çin'de hazırlanan Yenilenebilir Enerji Orta ve Uzun Vadeli Kalkınma Planı ile yenilenebilir enerji kaynaklarından enerji üretimi içerisinde biyoyakıtların konumunun belirlenmiş olması,

biyoyakıt üretiminin belli bir plan kapsamında gerçekleştirildiğini göstermektedir (Hatunoğlu; Kavak I/2010, 87).

1.3.4.Enerji Kaynaklarının Avantaj ve Dezavantajları

Enerji kaynakları içerisinde günümüz koşullarında en yaygın kullanıma ve tüketimde en büyük paya sahip olanlar fosil yakıtlardır. Diğer kaynaklar (alternatif kaynaklar) belirli oranlarda kullanıma girmiş olsalar dahi, güneş dışındakiler fazla genişleme şansına sahip değildir.

Güneş enerjisi kullanımı da henüz beklendiği seviyeye ulaşamamıştır ve günümüz teknolojik gelişimiyle de en iyimser tahminle bile güneş enerjisinin ancak 2050 yılında sanayi için önemli oranda kullanıma girebileceği öngörülmektedir.

Fosil kökenli yakıtların belirlenmiş rezervleri göz önüne alındığında ise, çeşitli kaynaklarda farklı rakamlar verilse de, ortalama olarak kömürün 200 yıl, petrolün 40 yıl ve doğal gazın 60 yıl civarında bir ömrünün olduğu hesaplanmaktadır. Dışa bağımlılığı azaltmada kullanabileceğimiz ana kaynak kömürdür. Günümüzde oldukça geniş bir kullanım alanına sahip olan kömür, gelecekte de bu payını sürdürecektir potansiyele sahiptir (Bilen; Aydın; Karabekir E/2011, 604).

Fosil kökenli yakıtların yenilenebilir enerji kaynaklarına göre avantaj ve dezavantajları bulunmaktadır. Doğal gaz; temiz yakıt olması, katı atık ve toz sorunu oluşturmaması, kömüre göre daha düşük CO₂ emisyonu meydana getirmesi gibi özellikleri nedeniyle tercih edilen bir yakıt olmaktadır. Boru hattı taşımacılığındaki gelişmelerle, uzak mesafelere de kolaylıkla taşınabilir hale gelmesi nedeniyle kullanımı hızla yayılmıştır. Bunun yanında elektrik üretiminde de doğal gaz santrallerinin kuruluş süresinin ve yatırımın geri dönüş süresinin daha kısa olması, doğal gaz santrallerinin hızla yayılmasına sebep olmuştur.

Tablo 1.2. Enerji Kaynakları Avantaj ve Dezavantajları, Teknoloji Bazında Karşılaştırma

	AVANTAJLAR	DEZAVANTAJLAR
Hidroelektrik	Sıfır CO ₂ Emisyonu Yüksek Verim Düşük Maliyetli İşleme Sel Önleme Kullanım	AB ye Uyum Çerçevesinde Yeni Çevre Koruma Hedefleri Kapsamında Konması Muhtemel Engeller AB Uyum Çerçevesinde Ortaya Çıkması Muhtemel ve Yatırım Maliyetini Yükseltecek Çevre Koruma İle İlgili Telafi Edici Önlemler
Yenilenebilir	Sıfır CO ₂ Emisyonu Verim Artışına Yönelik Potansiyel Büyükölçekli Santrallerini Baz Yük İçin Kullanabilme İmkânı	Yüksek Yatırım Maliyeti Üretimdeki Anlık Değişimlerden Dolayı Geleneksel Santraller ve/veya Depolanabilir Kaynaklarla Kombine Edilerek Kullanma İhtiyacı
Nükleer	Sıfır CO ₂ Emisyonu Düşük Maliyetli Üretim	Sosyal Kabullenme Faktörü Teknoloji ve Yakıt Konusunda Dışa Bağımlılık Güvenlik İçin Gereken Yüksek Çaba ve Maliyet Yakıt İmha ve Depolamasında Potansiyel Problemler Uzun İnşaat Süresi
Kömür	Yüksek ve Yeterli Linyit Potansiyeli İthal Kömür Tedarikçi Çeşitliliği Verim Artışına Yönelik Potansiyel	Linyitin Sahip Olduğu Düşük Kalori İthal Kömüre Artan Talep (Çin, Hindistan vb.) ve Limitli Nakliye Kapasiteleri Yüksek CO ₂ Emisyonu Maliyetli Baca Gazı Artırma Faaliyetleri
Doğal Gaz	Fosil Yakıtlar Arasında En Düşük Emisyon Yüksek Verim Kısa Devreye Alma Süresi Düşük Yatırım Maliyeti	Değişken Doğal Gaz Fiyatı İthalattaki Bağımlılık

Kaynak: Deloitte & Touche Danışmanlık Hizmetleri A.Ş., 2010, 15

Bazı enerji kaynaklarının avantaj ve dezavantajları Tablo 1.2’de verilmiştir. Bu tablo ile birlikte Fosil yakıtlar; hava, su ve toprak kirliliklerine ve katı atıklara neden olmaktadır. Buna göre; termik santral reaktöründe toz halindeki linyit kömürünün yanması sonucu kömürde bulunan mineral maddeler yanmayıp uçucu kül olarak reaktörü terk etmektedir. Uçucu küller baca dumanı ile havaya yayılarak ağırlıklarına ve atmosferik olaylara göre bacadan itibaren belirli mesafelerde yere çökerler. Bu esnada içerdikleri Co, Cd, Zn, Pb, Cu gibi metal bileşikleri de baca dumanındaki SO₂ ve NO_x gazlarının toksin etkisini artırır ve asit yağmurlarına dönüşmesinde katalizör etkisinde bulunurlar. Doğal gaz kombine çevrim santrallerinde ise yanma sıcaklığının ve yanma sırasında kullanılan hava miktarının yüksek olması nedeni ile NO_x oluşumu yüksek olabilmektedir. Ancak, özel yakma sistemleri kullanılarak yakıt/hava oranı kontrol altına alınabilmekte ve NO_x oluşumu istenilen düzeyde tutulabilmektedir. Termik santrallerin soğutma sularını deşarj ettikleri su ortamındaki normal sıcaklık derecesi zamanla yükselerek, termik santral kurulmadan önceki doğal halinden farklı yeni bir sıcaklık dengesi oluşur. Yüksek sıcaklık, sulardaki canlılar ve canlı metabolizması üzerinde hızlandırıcı, katalizleyici, kısıtlayıcı ve öldürücü gibi çeşitli etkilerde bulunur. Sıcaklığın artışı aynı zamanda sudaki çözünmüş oksijen konsantrasyonunun azalmasına neden olmaktadır. Termik santrallerin bacasından çıkan duman bileşenlerinin zamanla yere çökmesi, çevresindeki alanlarda toprak kirliliğine neden olabildiği gibi, yanma sonucu linyit kömüründe %35-55 oranında bulunan küller de kül barajında toprak üzerinde depolanarak toprak kirliliği oluştururlar. Ayrıca, kömürün çıkarılması sırasında büyük alanlardan toprağın alınarak kömür olmayan alanlara yığılması da yanlış arazi kullanımına neden olduğu için bir nevi toprak kirliliği sayılmaktadır (Bilen; Aydın; Karabekir E/2011, 604).

2.BÖLÜM

ENERJİ YATIRIMLARININ FİNANSMANI

Türkiye'nin her türlü enerjiye gereksinimi olmaktadır. Bunun için: enerjinin arzı, enerjinin çeşitlendirilmesi ve dışa bağımlılığın mümkün olduğunca azaltılması Türkiye'nin enerji planlamasında stratejik konular olarak öne çıkmaktadır.

Uluslararası Enerji Ajansı'nın raporuna göre Türkiye'nin enerji konusunda dışa bağımlılığının azaltılması için, öncelikle doğru politikaların, uzun vadeli enerji stratejilerinin saptanması ve bu stratejilerde bilimsel hesaplamalara dayanan, bilinçli, kararlı; ekonomi, çevre ve dış politika gibi sahaların çıkarlarını gözetten bir yöntemin takip edilmesi gerekliliği vurgulanmaktadır (Satman E/2007, 9).

Sermaye oluşumu, ülkeler için sürdürülebilir büyüme ve kalkınma açısından temel teşkil eden konumdur. Sermaye birikimini finanse etmek için ihtiyaç duyulan kaynaklar; doğrudan nitelikli yatırımlar, portföy yatırımları ve fonlar şeklindedir. Doğrudan yabancı sermaye, bizzat devletlerin, özel müteşebbislerin veya kurumların yabancı ülkelere dolaysız yatırım yapmalarıdır. Portföy yatırımları da bir faiz ya da kâr payı karşılığında, uluslararası sermaye piyasalarından yabancı şirketlerce ihraç edilen borç senedi, tahvil ve hisse senetlerinin satın alınmasıdır.

Özellikle gelişmekte olan ülkelerde kamu sektörünün artan borç stoku özel sektör girişimlerine imkân vermemektedir. Gelişmekte olan ülkelerde olduğu gibi ülkemizin de en önemli ekonomik sorunlarından birisi, sermaye birikiminin yetersizliğidir. Ülkemiz “tasarruf açığı” ve “dış ticaret açığı” olmak üzere, iki dar boğazla karşı karşıyadır. Kamu kaynaklarının büyük bir bölümü cari harcamalara ayrılmakta, geri kalan kısmı ise borç faiz ödemelerine gitmektedir. Bu nedenle kamu kaynaklarından yatırıma gerekli olan payın ayrılması pek mümkün olamamaktadır. Ülke kaynaklarının

yetersiz, dış borçlarla yatırım yapmanın çok pahalı ve riskli olduğu bir ortamda, getireceği teknoloji, know-how, modern işletme ve pazarlama yöntemleriyle özelleştirme ve yabancı sermayenin önemi artmaktadır.

Özelleştirme, “devletin ekonomik etkinliklerinin azaltılmasına ya da tümüyle ortadan kaldırılmasına yönelik uygulamalar bütünü” olarak tanımlanabilir. Özelleştirme, Dünya’da 1970’li yıllarda başlayan ve giderek derinleşen dünya ekonomik bunalımı içinde geliştirilmeye çalışılan yeni iktisat politikaları arayışlarıyla doğrudan ilgilidir.

1980’li yılların ikinci yarısından itibaren elektrik piyasalarında yeniden yapılandırma çalışmaları başlamıştır. Hedef, regülasyon, deregülasyon ve özelleştirme yoluyla üretim, dağıtım, satış (toptan ve perakende) faaliyetlerinde kamunun hakim rolünü azaltıp daha sonraki aşamalarda piyasayı bütünüyle serbest rekabete açmaktır. Böylece tüketiciler istedikleri elektrik tedarikçilerini seçme özgürlüğüne sahip olacaktı. Bu yolda ilk çalışmaya başlayan ülke 1978 yılındaki elektrik üretiminde yeniden yapılanmayı sağlayan yasa ile ABD olmuştur. ABD’yi daha sonra İngiltere ve diğer ülkeler takip etmiştir. Bu reformlar ile özel sektörün önü açılmıştır (Doğru 2010, 9).

Elektrik enerjisi sektörünün özel sektöre devredilmesi sonucunda özel tekellerin oluşacağı endişesi, bu sektörde kamu yapısını korumayı sürekli gündemde tutmuştur. Ancak, zaman içinde sektörel gereksinimlerin niteliğinin ve büyüklüğünün gelişmesinin yanı sıra teknolojik gelişmelerin etkisiyle de, sektördeki kamu tekeli sorgulanmaya başlamıştır. Bu sorgulama sonucu, sektörün rekabetçi bir ortamda faaliyet gösterecek olan özel sektöre devredilmesinin doğru bir karar olacağı; bu kararın uygulanması sonucu kamunun sektörde yapması gereken yatırımların finansman yükünden kurtulacağı, ayrıca özel sektörün dinamik yapısı ile sektörün daha etkin ve verimli yapıya kavuşması, toplum refahını artıracığı düşüncesi yaygınlık kazanmıştır. Dolayısıyla özeleştirme açısından elektrik enerji sektörünü diğer sektörlerden ayırmak pek mümkün olmamıştır. Bu sektörün dünyada özelleştirilmesi ile ilgili faaliyetler özellikle 1980’den sonra önemli ölçüde hız kazanmıştır. Japonya ile İspanya’da tamamen özelleşen elektrik, Belçika, Almanya, Hollanda, İtalya, Güney Kore, İsveç, İngiltere ve Şili gibi ülkelerde de büyük ölçüde özelleştirilmiştir. 1980’li yıllardan itibaren gelişmiş ve sanayileşmiş birçok ülkede altyapı projelerine özel sektörün katılımının hızla artışı görülmektedir. Hükümet kaynaklarının yeterli olmadığı,

yatırımları yapamadığı ve talebin hızla arttığı sektörlerde kamu-özel sektör işbirliğine gidilmiş, özel sektör alt yapı projelerine yoğun ilgi göstermiştir. 1984 yılından sonra büyük ölçekli 550 adet alt yapı tesisi 86 ülkede özelleştirilmiş; 54 ülkede ise toplam yatırım tutarı 200 milyar USD olan 500'den fazla imtiyaz anlaşması imzalanmıştır. Bu projelerin %75'inden fazlası Japonya, İngiltere, Hong Kong, Çin, Malezya, Meksika, Arjantin, ABD, Filipinler ve Avustralya'da gerçekleştirilirken, alt yapı yatırımlarına daha fazla gereksinim gösteren Afrika ve Doğu Avrupa ülkelerinin özel sektör yatırımlarından yeterince yararlanamadığı görülmektedir (Elmacı; Demirci; Kırbıyık 2004, 2).

Türkiye'de elektrik enerjisi üretimi, iletimi ve dağıtım işleri, 1970 yılında Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) olarak yapılandırılarak devletleştirilmiş; Çukurova Elektrik A.Ş. ve Kepez Elektrik A.Ş. dışındaki tüm kuruluşlar, elektrik üretim, iletim ve dağıtım faaliyetleri, tesis ve çalışanlarıyla birlikte TEK'e devredilmiştir. Böylece, TEK, Türkiye'deki en önemli KİT'lerden biri olmuştur. Sonraki dönemlerde TEAŞ ve TEDAŞ olarak yeniden yapılandırılan elektrik enerjisi sektörü, özelleştirmenin ülke gündemine girmesiyle birlikte özelleştirme kapsamına alınmıştır. Özelleştirme çalışmaları elektrik enerji sektörü için de geçerlidir. Türkiye'de elektrik enerjisi sektöründe özelleştirmenin en önemli gerekçesi, kamu yoluyla üretilen elektrik enerjisinin kesintisiz bir biçimde devam ettirilebilmesi için gerekli yatırımların kamu kaynaklarından finanse edilerek gerçekleştirilmesinin mümkün görülmemesidir. Elektrik enerjisi sektörünün özelleştirilmesinin temel yapı taşları kalitenin, etkinliğin ve verimliliğin sağlanması, sektörde yatırım gereksinimi ve yatırım finansmanı, kamu tekelinden kaynaklanan olumsuzlukların giderilmesi ve rekabetçi bir piyasanın yaratılmasıdır (Elmacı; Demirci; Karabıyık 2004, 3).

Elektrik enerjisinin daha kaliteli, ucuz ve sürekli bir şekilde tüketicilere sunulması, devletin kıt ekonomik kaynakları nedeniyle gerçekleştirilemeyen gecikmiş elektrik enerjisi yatırımlarının özel sektör eliyle yapılmasının sağlanması, kamu yatırım maliyetlerinde ihale düzeninden kaynaklanan yükseklik, işletme maliyetlerinin yüksekliği, enerji kaçak ve kayıpları, dolaylı vergiler ve bütçe açıklarının devletçe belirlenen enerji fiyatlarıyla dengelenmesi sorunları ve üretim kesiminin rekabet edemez duruma gelmesi gibi nedenler, 1980'li yıllarda özelleştirmeye ilgili dünyadaki gelişmeler, 82 elektrik piyasasında da yeniden yapılanma gereksinimini doğurmuştur.

Bununla birlikte diğer elektrik piyasalarında özel sektörün katılımına ilişkin uygulamalardan sağlanan deneyim ve gelişmeler, Avrupa Birliğine üyelik hedefi ile birleştirilmiş ve bunun sonucunda Türkiye, Avrupa Birliği müktesebatı ile uyumlu olarak elektrik piyasasında tam serbestleşmeye karar vermiştir. Bu kapsamda, serbest elektrik piyasasının hukuki çerçevesini belirleyen, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu 3 Mart 2001 tarihinde yürürlüğe girmiştir. Kanun hükümleri çerçevesinde, elektriğin üretimi, iletimi ve toptan satışı faaliyetlerini yürüten TEAŞ'ın faaliyet ayrıştırması gerçekleştirilmiş, bu ayrıştırma çerçevesinde elektriğin üretimi faaliyetini gerçekleştirmek üzere Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ), iletim faaliyetini gerçekleştirmek üzere Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) ve toptan satış faaliyetini gerçekleştirmek üzere Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) olmak üzere üç kamu iktisadi teşekkülü kurulmuştur. Böylece elektriğin üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticareti faaliyetlerinin, hukuki veya hesap ayrıştırması yoluyla birbirinden ayrılması sağlanmıştır (EPDK, 2007, 2).

2.1. ELEKTRİK ENERJİSİ ÖZELLEŞTİRME YÖNTEMLERİ

Elektrik enerjisi sektörünün özelleştirilmesinde uygulanacak yöntemler sektöre özgüdür. 3096 ve 4283 sayılı kanun kapsamında elektrik enerjisi sektöründe uygulanan başlıca özelleştirme yöntemleri; işletme hakkı devri, yap-işlet-devret; yap-işlet, otoprodüktör uygulamasıdır.

2.1.1.Yap İşlet Devret Modeli

Yap-işlet-devret (YİD) modeli henüz tamamlanmamış olan hidroelektrik ve termik santrallere uygulanabilmektedir. Bu yöntemde özel sektör finansmanı temin eder, tesisi kurar, işletir ve sözleşme süresinin bitiminde devlete devreder.

YİD modeli ile TEAŞ veya TEDAŞ, görevli şirketin yıllık enerji üretiminin tamamını satın alma garantisi vermekte, görevli şirkete devlet tarafından yakıt garantisi verilmekte, mücbir sebep durumlarında Elektrik Enerjisi Fonu tarafından görevli şirkete kredi sağlanmakta ve TEAŞ veya Elektrik Enerjisi Fonu yapılacak ödemeler için Hazine garantisi vermektedir. Üretim, iletim ve dağıtım tesislerinin mülkiyetinin devlette

olması nedeniyle bu tesislerin, görevlendirme süresi sonunda, görevli şirket tarafından devlete geri verilmesi gerekmektedir.

Kamunun görev alanına giren bir yatırım veya hizmetin, yatırım ve işletme döneminde yapılacak masrafları yüklenen ve karşılığında yatırım sonucu ortaya çıkacak tesisi, önceden belirlenen bir süre ve tarife üzerinden işletme hakkına sahip olan bir şirket eliyle gerçekleştirmesi yöntemi olarak tanımlanabilecek olan YİD modeli ile elektrik enerjisi yatırımlarına özel sermayenin katılması amaçlanmıştır. Bu amaç doğrultusunda, 4 Aralık 1984 tarihinde, 18610 sayılı Resmi Gazete’ de yayımlanan 3096 sayılı “Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti İle Görevlendirilmesi Hakkında Kanun” çıkarılmıştır. Ülkemizde, kanunun yürürlüğe girmesiyle, elektrik sektöründe YİD modeli ile birlikte, TEK’e ait üretim ve dağıtım tesislerinin belli bir bedel karşılığında özel sektöre sözleşme süresi boyunca devredilmesi şeklinde tanımlanabilecek “İşletme Hakkının Devri (İHD)” modeli de uygulanmaya başlamıştır (Şandır, 2007, 94).

3096 sayılı Kanun kapsamında Yap-İşlet-Devret Modeli ile inşa edilen 2.377,85 MW kurulu gücünde toplam 23 adet santral mevcuttur. Bu santrallerin 4 adedi doğal gaz santralı (toplam 1.389,4 MW), 2 adedi rüzgar santralı (toplam 17,4 MW) ve 17 adedi hidroelektrik santralıdır (toplam 971,40 MW) (ETKB 2010, 30).

2.1.2.İşletme Hakkı Devri

İşletme hakkı devri (üretim) modelinde elektrik santralleri belirli bir bedel karşılığında özel sektöre sözleşme süresi boyunca devredilir. İşletme hakkı devri (dağıtım) yöntemi ile elektrik dağıtım tesisleri belirli bir bedel karşılığında özel sektöre sözleşme süresi boyunca devredilir.

2.1.3.Yap İşlet Modeli

Yap-işlet (Yİ) modeli yeni termik santrallere uygulanabilir. Bu yöntemde özel sektör, finansmanı temin eder, tesisi kurar, işletir ve sahiplik kazanır. Ürettiği elektriği belirli bir süre ile belirlenen tarife üzerinden satar.

2.1.4.Otoprodüktör Uygulaması

Otoprodüktör uygulaması yöntemi ile sanayi kuruluşlarına kendi elektriğini üretme olanağı tanınır.

3096 sayılı kanunla, TEK dışındaki özel hukuk hükümlerine tabi sermaye şirketleri statüsüne sahip yerli ve yabancı şirketlerin elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticareti ile görevlendirilmesine imkan tanınmıştır. Kanun kapsamında çıkarılan yönetmeliklerle, sanayi kuruluşlarının ihtiyaçları olan enerjiyi kendi kaynakları ile üretmelerine imkan sağlayan “otoprodüktörlük” uygulaması da başlatılmıştır (Şandır, 2007, 79).

Türkiye’de halen özel sektörün elektrik piyasasında yeterince yer alamamasının en önemli nedenleri arasında bu alanda yatırım yapacak olan özel firmaların kendilerini güvende hissedememeleri ve belli sınırlar içinde elde edecekleri getirileri garanti altına alacak güvencelerde eksikler gösterilebilir. Özel sektör yatırımcılarının kendilerini güvende hissetmeleri için yapılması gereken yapısal ve kurumsal özelliklere ihtiyaç duyulmaktadır.

2.2.YATIRIM KAVRAMI

Yatırım kavramının, birey, iktisat ve işletme yönünden tanımlamaları mevcuttur. Birey yönünden, sermayenin korunması ya da bir gelir ya da kâr elde etmek amacıyla bir değer korunması ya da mülkiyetin ele geçirilmesidir, amaçlara göre değişik türlerde yatırım yapılır. İktisat tanımına göre yatırım, belli bir dönemde tüketilmeyerek reel kapital stokuna yapılan eklemelerdir. Yaratılan kaynaklar üretim yönlü olarak kullanılarak istihdam olanakları sağlayan, milli gelirde artış sağlayan, ülke ekonomisine katma değer yaratan faaliyetler sonucunda reel kapital stoku artar. İşletme yönünden ise, işletmeye uzun süreli gelir girişi (nakit akışı) sağlayacak olan faaliyetlerin tümüdür. Duran varlıklar içerisinde yer alan mali ve maddi duran varlık harcamalarıdır. Dönen varlıklar gelir harcamalarıdır. İşletmenin yaşamını sürdürebilmesi ve rekabet gücünü koruyabilmek için farklı yatırımlar yapılır. İşletme tanımına göre yatırım türleri iki gruba ayrılabilir. Bunlar, yeni yatırımlar ve genişleme yatırımlarıdır. Yeni yatırımlar, yeni bir projeyi uygulamak amacıyla yapılan yatırımlarken, genişleme yatırımları, işletmenin üretim kapasitesini artırmaya, gelişmiş teknoloji kullanımıyla maliyetlerin

düşürülmesi ve mamulün geliştirilmesine yönelik veya yeni mamul/ hizmet üretebilmek için yapılan yatırımlardır.

Dünyada yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen elektrik enerjisine uygulanan destekler; yatırım ve işletme dönemi destekleri olarak iki bölümde değerlendirilmektedir. Yatırım dönemi destekleri işletme dönemi desteklerine oranla daha az önem arz etmektedir. Yatırım dönemi destekleri içinde yatırım hibeleri, vergi istisnası ve indirimi sayılabilmektedir. İşletme dönemi destekleri ise fiyat destekleri, yeşil sertifika, ihale yöntemi ve elektrik üretiminde vergi istisnası ve indirimi biçimlerinde olabilmektedir. Pazar bazlı işletme dönemi destekleri miktar ve fiyat bazlı olarak ta değerlendirilmektedir. Bu desteklerden en çok uygulananı ise Minimum Fiyat Uygulaması (Feed-in- Tariff) olarak bilinen yöntemdir. Türkiye minimum fiyat uygulamasının yanı sıra diğer teşvik mekanizmalarını da uygulamaktadır (Eren E/2011, 377).

2.3.TALEP BELİRLEME

Elektrik enerjisi talebi temel olarak ekonomik büyüme, nüfus artışı, kentleşme, enerji verimliliği uygulamaları ve iklim değişikliğinden kaynaklanan etkenlere bağlı olarak değişmektedir.

Elektik piyasası Şebeke Yönetmeliği ve Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri hakkında Yönetmelik hükümlerince, Türkiye elektrik enerjisi talep tahmini, bölge bazında dağıtım şirketleri tarafından yapılması gerekirken, ETKB tarafından kullanılan MAED (Model For Analysis of Energy Demand) ile hesaplanmaktadır. TEİAŞ' ın hazırlamış olduğu son kapasite projeksiyonu raporuna göre toplam talebin 2018 yılına kadar %6,3 lük birleşik büyüme oranı ile yaklaşık 336 TWh'e, yüksek senaryoda ise %7'lik yıllık birleşik büyüme oranı ile yaklaşık 357 TWh'e ulaşması ön görülmektedir. Bu kapsamda %25 olarak alınan ve primer, seconder, tersiyer ve diğer sistem iletişim yedeklerini kapsayan kapasite ihtiyacı da dikkate alındığında 2018 yılı için toplam 68.816 MW'lik kapasite ihtiyacının ortaya çıktığı görülmektedir (TEİAŞ, 2010).

Orta-uzun vadede yüksek talep artışının gündeme gelmesinin beklendiği ülkemizde, sistem güvenliğinin sürekliliği açısından arz–talep gelişimi devamlı olarak izlenmelidir.

Bu kapsamda gerekli yatırımın ihtiyaç duyulan doğru teknoloji ile ve doğru zamanda devreye girmesi büyük önem arz etmektedir.

Enerji talebinin büyük bir kısmının ithal kaynaklara dayalı olması, ciddi bir kırılganlık yaratmakta ve ekonomideki istikrarsızlıklar ile ithal enerji kaynak maliyetlerindeki artışlar, elektrik maliyet ve fiyatlarının önemli ölçüde yükselmesine yol açabilmektedir.

Bu kapsamda örnek dünya ülkeleri ile karşılaştırıldığında, artmakta olan genç nüfus ve ekonomik büyüme potansiyeli ile Türkiye'nin enerji talebi açısından önemli bir potansiyel taşımakta olduğu görülmektedir.

2.4. GELECEK DÖNEMLERDE OLUŞACAK ENERJİ İHTİYAÇLARI

Yıllık ortalama elektrik enerjisi talep artışını karşılamak için mevcut kurulu güç olan 45 MW'ın, önümüzdeki on yıl içerisinde iki katına çıkartılması zorunlu görülmektedir.

21. Yüzyıla girmemize rağmen, artan nüfus ve sanayileşmeden kaynaklanan enerji gereksinimi ülkemizin kısıtlı kaynaklarıyla karşılanamamakta, enerji üretimi ve tüketimi arasındaki açık hızla büyümektedir. Bu durumda, kendi öz kaynaklarımızdan daha etkin biçimde yararlanmak giderek artan bir şekilde önem kazanmaktadır. Tablo 2.1' de 2002-2010 yılları arasında ülkemizde elektrik enerji kurulu gücü ve tüketim değişimi verilmiştir.

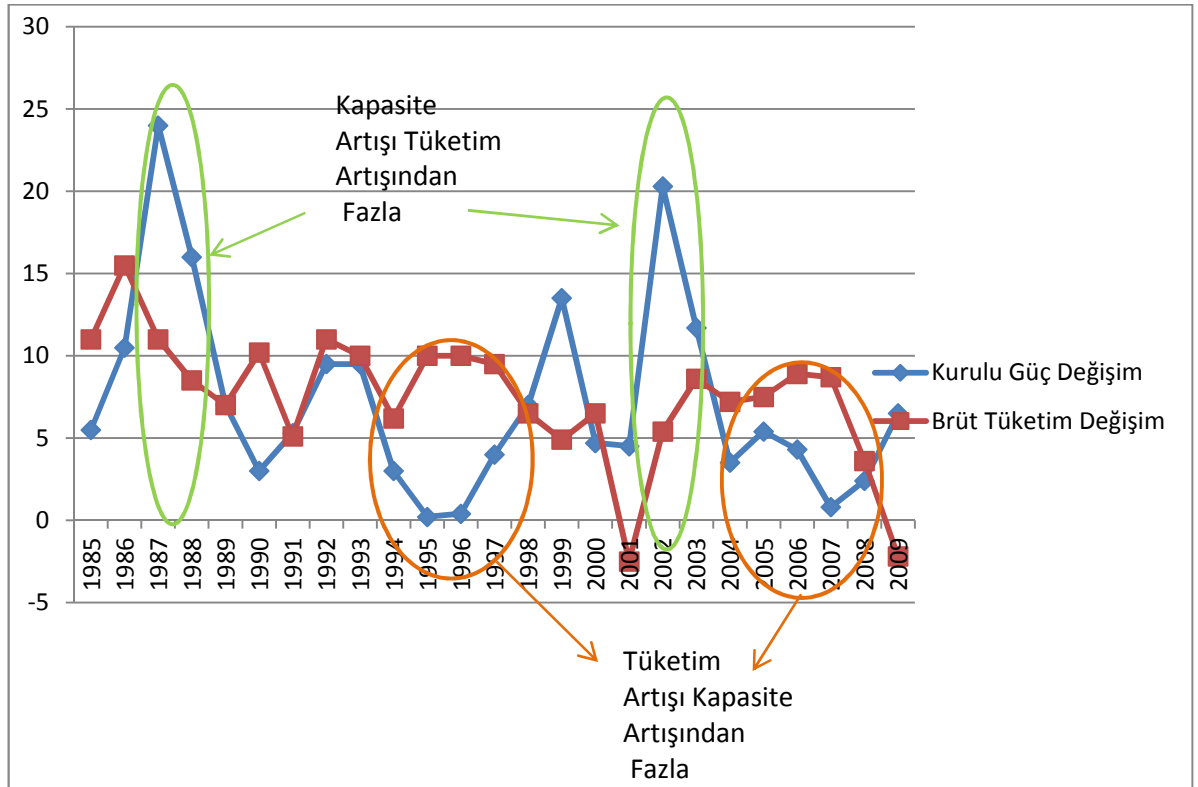
Tablo 2.1.2002-2010 Yılları Arası Toplam Kurulu Güç ve Tüketim Değişimleri

YIL	Termik Üretim (GWh)	Hidrolik Üretim (GWh)	Rüzgâr Üretim (GWh)	Üretim Top. (GWh)	Üretim Artışı (%)	Dış Alım (GWh)	Dış Satım (GWh)	Tüketim Toplamı (GWh)	Tüketim Artışı (%)	Kurulu Güç (MW)
2002	95.667	33.683	48	129.398	5,4	3.588	435	132.552	4,5	31.845
2003	105.189	35.239	61	140.489	8,6	1.158	587	141.150	6,5	35.587
2004	104.556	46.083	57	150.696	7,2	463	1.144	150.017	6,3	36.824
2005	122.336	39.560	59	161.955	7,5	635	1.789	160.794	7,2	38.819
2006	131.929	44.244	126	176.299	8,9	573	2.235	174.637	8,6	40.501
2007	155.352	35.850	355	191.557	8,7	864	2.422	190.000	8,8	40.835
2008	164.301	33.269	846	198.416	3,6	789	1.122	198.085	4,3	41.817
2009	156.700	35.904	1.506	194.110	-1,8	812	1.546	194.079	-2	44.761
2010	155.828	51.796	3.585	211.209	8,4	1.143	1.918	210.434	8,4	49.524

Kaynak: TEİAŞ, 2012

Tablo 2.1’ de görüleceği üzere 2007 ve 2008 yılları haricinde üretim artışı tüketim artışından daha fazla gerçekleşmiştir, ancak tüketimimizin büyük bir kısmını dış alımdan karşılıyor olmamız, üretim artışının tüketim artışına göre çok daha fazla olmasını gerektirmektedir.

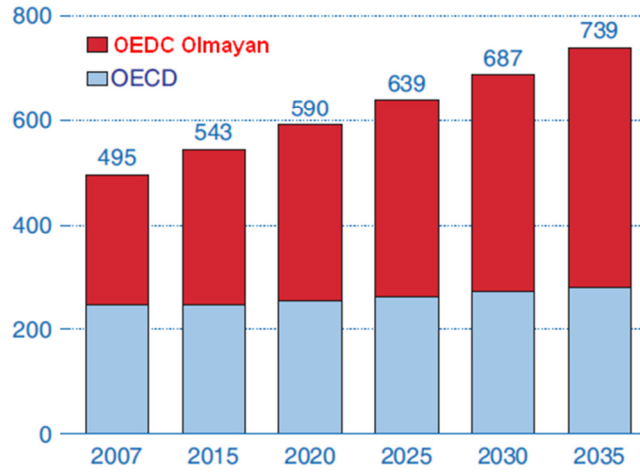
Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency, IEA) gibi birçok uzman kurum dünya enerji talebinin gelecekte nasıl artacağı konusunda tahminler yapmaktadırlar. Gelecek 30 yıl içinde dünya enerji talebinin %60 civarında artabileceği öngörülmektedir. Burada en kritik soru, bu talebin nasıl karşılanacağıdır.



Şekil 2.1. Toplam Kurulu Güç ve Tüketim Değişimleri

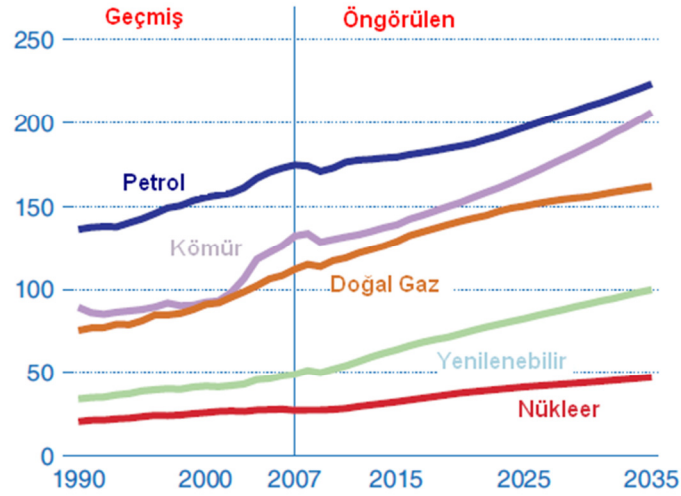
2002 yılından 2009 yılına kadar kurulu güç %28 oranında artarken, tüketim %43 oranında artmıştır. Tüketim ve kurulu güçteki değişimler döngüsel bir profil göstermektedir. Kapasite artışının tüketim artışından çok olduğu dönem 2-3 yıl sürerken, tüketim artışının kapasite artışından çok olduğu dönem 8-9 yıl sürebilmektedir. 2010 yılında ise tüketimdeki artış üretimdeki artışla aynı olmakla beraber kurulu güç tüketim değişimi arasındaki fark 2009 yılı ile aynı kalmıştır.

Günümüze oranla 2030 yılında enerji tüketiminin dünyada %60 ve Türkiye’de ise %100’den daha yüksek oranda artması dile getirilmektedir. Dünyada ve Türkiye’de nüfusun benzer olarak %1 oranında artması beklenmektedir. Artan nüfusun yanı sıra, dünyada gelişen ve büyüyen ekonomilerden gelen talep ve ülkemizde ise esas olarak şehirleşme ve sanayileşmeden kaynaklanan talep, söz konusu artışların önemli nedenleri arasındadır. Gelişen ekonomilerde artan gelirler sonucunda araba sahipliğindeki ve elektrik tüketimindeki artış enerji talebindeki artışın diğer nedenleridir (Satman E/2007, 4).



Şekil 2.2. Dünya Enerji Tüketiminin 2035 Yılına Kadar Projeksiyonu
Kaynak :U.S. Energy Information Administration, 2010, 1

Dünya toplam enerji gereksiniminin yaklaşık %80’i kömür, petrol ve doğal gaz gibi fosil yakıtlarla, geri kalanı ise, başta hidrolik ve nükleer olmak üzere diğer kaynaklardan karşılanmaktadır. Kömür, fosil yakıtlar içinde petrol eşdeğeri olarak en büyük rezerve sahiptir. Bilinen kömür rezervlerinin ömrü, 240 yıl olarak hesaplanmaktadır.



Şekil 2.3.Dünya’da Farklı Enerji Tiplerinin Tüketimi ve Öngörülleri

Kaynak: U.S. Energy Information Administration, 2010, 1

Talebin karşılanması için bazı incelemelerde, rüzgar, dalga, güneş, biyokütle ve jeotermal gibi, yenilenebilir ve alternatif enerji kaynakları dile getirilmektedir. Teknolojilerindeki gelişmelerden dolayı bu tür yenilenebilir enerji kaynaklarının maliyetleri gittikçe düşmesine rağmen (uygun koşullarda rüzgar ve jeotermalde 3-4 USD cent/kWh, biyokütlede 8 USD cent/kWh) ilk yatırım maliyeti ve rahat ulaşılamaması gibi nedenlerle, hala fosil yakıtlarla karşılaştırılabilecek düzeyde değildir. Bunların gelecekte önemli enerji kaynakları olacakları konusunda kimsenin şüphesi yoktur. Bunlardan biri veya birkaçı gelecekte dünya enerji talebinin önemli bir kısmını karşılayacaktır. Fakat, bilinen gerçekler bu geleceğin, en az 20 veya 30 yıl olduğunu, pek yakın bir tarih olmadığını göstermektedir. Fosil yakıtlara alternatif kaynaklar olarak hidroelektrik, nükleer ve yenilenebilir kaynaklar düşünülebilir. Ancak yakın gelecekte bunların fosil yakıtların yerini tamamen alması yerine belirli bir kısmını karşılaması olasıdır. Geleceğin yakıtı olarak düşünülen hidrojenin elektrik gibi bir enerji taşıyıcısı olduğu, birincil enerji kaynağı olmadığı, hidrojenin bir başka enerji kaynağı kullanılarak elde edildiği unutulmamalıdır.

Dünya geneline bakıldığında, yenilenebilir enerji türlerine ek olarak, nükleer gücün ve hidrojenin 2030 ve sonrasında dünya enerji gereksiniminin gittikçe artan bir oranını oluşturacağı tahmin edilmektedir. 1970 ve 1980’lerdeki nükleer güçle ilgili sorunlara rağmen, günümüzde birçok enerji uzmanı, özellikle Kyoto Protokolü’ndeki CO₂ kısıtlamalarından dolayı, alışlagelmiş enerjiyi desteklemek ve eklemek amacıyla nükleer enerjinin dünyanın birçok yerinde kullanımının tekrar gündeme geleceği

konusunda fikir birliği içindedir. Örneğin, kömüre bağımlı bir ülke olan Çin, büyüyen enerji gereksinimi ve kötü hava kalitesi göz önüne alındığında, en güvenli ve teknolojik olarak en gelişmiş reaktörlerin devreye alındığı varsayılırsa, nükleer güç için belki de en uygun ülkedir.

2.5. ENERJİ ARZI

Mevcut üretilebilir petrol rezervinin %22'si S. Arabistan'da, yaklaşık 10'luk değerlerle Irak, Birleşik Arap Emirlikleri, Kuveyt ve İran'da, daha düşük oranlarda Venezuela, Rusya, ABD, Libya, Nijerya ve diğer ülkelerde bulunmaktadır. Bu rezervlerin 2/3' ü Orta Doğu'dadır ve OPEC tarafından kontrol edilmektedir.

Enerji kaynaklarının fiziki olarak varlığı sorun olarak görünmemektedir. Ancak enerji kaynaklarının güvenle sağlanması için iki önemli risk unsuru mevcuttur. Bunlardan birincisi çevre sorunudur. Bu tür enerji kaynaklarını kullanan toplumların dünya ikliminde yarattığı sorunlardan kaynaklanan risk bilinmektedir. Söz konusu risk, orta ve uzun dönemde oluşacaktır, fakat bugünden de bazı önlemlerin alınması ve hazırlıkların yapılması gerekmektedir. Enerji kaynaklarının güvenle sağlanmasında ikinci önemli risk ise arz ve talebin coğrafik olarak aynı yerde olmamasından kaynaklanmaktadır. Gelecekte daha da artacak olan enerji ticareti talebinin karşılanması, arzın güvenle iletilmesini gündeme getirmektedir (Satman E/2007, 15).

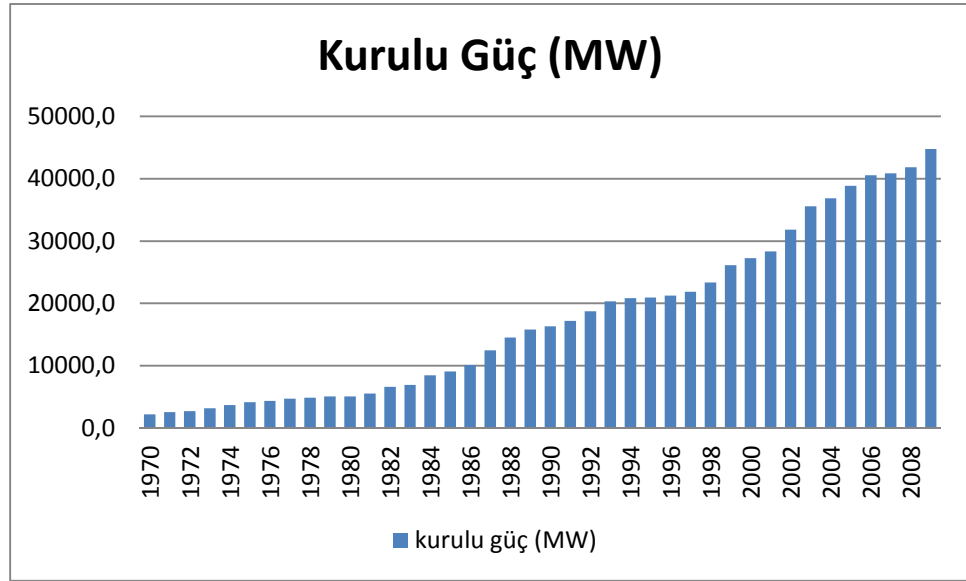
IEA'nın 2003'te yaptığı çalışmaya göre, eğer mevcut eğilimler sürerse, büyüyen enerji arzının gerçekleştirilmesi için gelecek 30 yıl içinde dünyanın 16 trilyon USD'lik bir harcama yapması gerekmektedir. Elektrik üretimi, iletimi ve dağıtımı bu yatırımın üçte ikisini götürürken, petrol ve gaz sektörlerindeki kapital harcamaları küresel enerji yatırımının yaklaşık %20'sini alacaktır.

Birincil enerji kaynaklarında dışa bağımlılık AB ülkelerinde %49,5 iken Türkiye'de %72,6'dır. Ülkemizin ekonomik koşulları ve kıt ekonomik kaynakları dikkate alındığında bu dış bağımlılığın makul bir düzeye çekilmesi için yerli kaynaklara yönelik hedefler konulmalıdır. Gelişmişliğin bir ölçütü olarak kabul edilen kişi başı toplam enerji tüketimi henüz dünya ortalamasının altında olup AB ortalamasını yakalamamız, %1,6'lık bir nüfus artış oranı ile, orta vadede bile mümkün görülmemektedir (Satman E/2007, 31).

Ülkemizde petrol arama ve üretme işine daha da çok yatırım yapılması gerekmektedir. Hızla artan nüfusumuz, gelişen ekonomimiz ve yüksek düzeylerde olan petrol/doğal gaz fiyatları ile birlikte değerlendirildiğinde, Türkiye'nin petrol ve doğal gaz ithalatına yakın bir gelecekte önemli bütçeler ayırması gerekeceği gözükmemektedir. Bu da, petrol ve doğal gaz arama ve üretimi için başta devlet olmak üzere, kamu-özel şirket-üniversite işbirliğine önem verilmesini gerektirmektedir.

Uygun finansman sağlansa bile, hidroelektrik santrallerin yapımı kurulu gücüne ve tipine göre 3 ila 8 yıl sürmesi nedeniyle, tüm potansiyelimizin kullanılır hale gelmesi yıllar alacaktır. 2005-2020 döneminde enerji sektörü için toplam 128,5 milyar USD yatırım ihtiyacı olduğu, mevcut enerji yatırımlarının tamamlanabilmesi için 43,5 milyar USD ödenek ihtiyacı birlikte değerlendirildiğinde acil bir finansman eylem planı gerekliliği ortaya çıkmaktadır. Yeterli üretimin sağlanabilmesi için yatırım yapacak mali güçte yerli oyuncular olmayınca, her yıl 3 ila 4 milyar USD yatırım yabancılardan beklenmesi doğaldır. Yabancı sermaye bir başka ülkeye kâr amacıyla gittiğinden bunun en kolay ve çabuk yolu olan özelleştirme yolu ile mevcut tesisleri almayı veya geri ödemesi en çabuk olan doğal gaz dayalı santral yatırımını seçmektedir. Bu kısır döngü sonucu elektrik sektörünün doğal gaz bağımlılığı daha da artacaktır. Yatırımına başlanmayan veya geciken yatırımlarda yaptırım için öngörülen 2 yıl bekleme süresi elektrik sektörü için uzun bir süre olup bu 2 yıllık gecikmenin arz güvenliğinde yaratacağı eksikliği hemen gidermek mümkün olmayacaktır (Şen, 2006, 10).

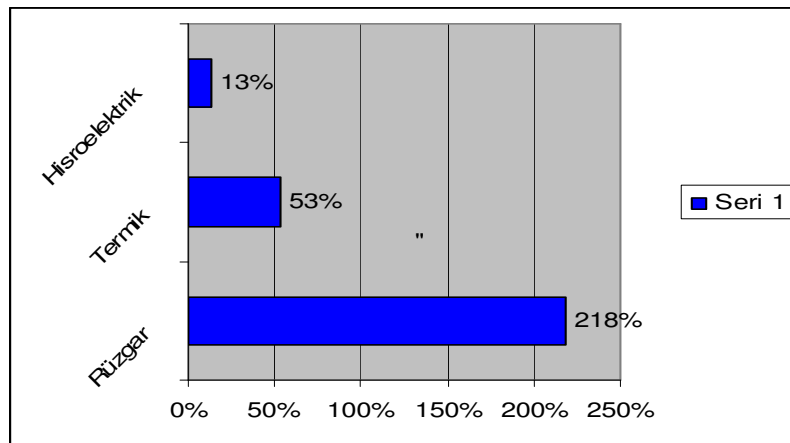
Türkiye'de elektrik enerjisi kurulu güç gelişimi incelendiğinde 1985 yılından itibaren ortalama 1.463 MW ilave kapasitenin devreye girdiği görülmektedir. Yeni yatırımlar kaynakları itibari ile incelendiğinde 1987-1993 yılları arası 'hidroelektrik yatırım dönemi'; 1998-2005 yılları arasında doğal gaz yatırım dönemi olarak sınıflandırılabilir. Hidroelektrik santraller yoğun olarak inşa edildikleri 1987-1993 döneminin ardından 2000 yılından itibaren tekrar yatırım odağı haline gelmiştir (Deloitte & Touche Danışmanlık Hizmetleri A.Ş., 2010, 9).



Şekil 2.4. Kurulu Güç Gelişimi 1985-2009

Kaynak: <http://www.teias.gov.tr/> 01.11.2010

Şekil 2.5’ te görülen, 2006-2009 yılları arasında verilen lisanslar incelendiğinde aşağıdaki gözlemler yapılabilmektedir. Lisanslama işleminde yıllık en önemli artış gösteren elektrik enerjisi türü, rüzgar enerjisidir. Bununla birlikte Yenilenebilir Enerji Kanununun yürürlüğe girmesinden sonra 0,003363 MW kurulu gücünde 93 adet yeni rüzgar projesine lisans verilmiştir. Bu projelerden yaklaşık 1.100 MW kurulu gücünde santrallerin yapımı devam etmektedir.



Şekil 2.5. 2006-2009 Yılları Santral Tipi İtibari İle EPDK Tarafından Verilen Lisansların Yıllık Ortalama Artış Oranları

Kaynak: Deloitte & Touche Danışmanlık Hizmetleri A.Ş., 2010, 22

TEİAŞ tarafından Haziran 2009’da yayımlanan 2009-2018 Kapasite Projeksiyonu çalışmasında, iki senaryo dahilinde 2018 yılı için öngörülen toplam kapasite ile 2009

yılı toplam kurulu gücü (44.559 MW) dikkate alındığında, lisans almış, devreye girmesi beklenen inşa halindeki kapasite Senaryo 1’de 11.823 MW, Senaryo 2’de ise 9.681 MW değerine ulaşmaktadır. Raporda 2018 yılında puant talebinin yüksek talep senaryosuna göre 55.053 MW’a, düşük talep senaryosuna göre ise 51.757 MW’a ulaşması öngörülmektedir. Bu kapsamda %25 olarak alınan primer, seconder, tersiyer ve diğer sistem işletim yedeklerini kapsayan kapasite ihtiyacı da dikkate alındığında 2018 yılı için toplam 68.816 MW’lık kapasite ihtiyacının ortaya çıktığı görülmektedir. 2018 yılı toplam mevcut kapasite (mevcut ve inşaatı devam eden) dikkate alındığında, 2018 yılına kadar Senaryo 1 için 12.434 MW, Senaryo 2 için ise 14.576 MW ilave kapasite ihtiyacının doğacağı öngörülmektedir (Deloitte & Touche Danışmanlık Hizmetleri A.Ş. 2010, 12).

2.6.FİYAT MEKANİZMALARI

Petrol fiyatları arttığında hemen akla, dünyada petrolün tükenmekte olduğu gelmektedir. 1970-1980 dönemindeki petrol krizleri sırasında oluşan yüksek petrol fiyatları (o zamanın değeriyle yaklaşık 40 USD ve bugüne göre enflasyon ayarlı değeriyle yaklaşık 90-100 USD) petrolün ömrünün tükenmekte olduğunu gündeme getirmiştir. Daha sonra, yüksek petrol fiyatlarına tepki olarak talep düşmüş; 1978-1983 arasında dünya petrol talebi %16, ABD’deki tüketim %20 azalmıştır. Arz cephesinde ise, yüksek fiyatlar petrol arama ve üretiminde yeni teknolojiler ve arayışlara yol açmış, yenilenebilir enerjiler alternatif olarak gündeme gelmiş, eskiden aranmayan ve teknolojik güçlüğü ile ekonomik sorunları olan bölgelerde arama çalışmaları çekici hale gelmiştir. Tüm bu çalışmalar sonucunda piyasaya yeni petrol kaynakları girmiş; azalmış olan talep ve piyasaya yeni giren ek arz, piyasa dengesini tekrar değiştirmiş, oluşan arz fazlası sonucunda 1986 yılında petrol varil fiyatı 9 USD’ye kadar inmiştir.

Yeni petrol ve enerji kaynakları piyasaya girdiğinde, eğer talep arzdan daha fazla artmamişsa petrol fiyatı düşecektir. İşletme maliyetleri karşılandığı sürece yeni projeler üretime devam edecektir. Fiyatlar düşerken şirketler işletme maliyetlerini de düşürmeye çalışacaklardır. İlk yatırım yapılmış olduğundan, projenin başladığı zamana göre daha düşük petrol fiyatlarında bile proje işletiliyor olacaktır.

Sera etkilerinden dolayı kömüre tamamen geçiş olası değildir. CO₂' den kurtulmak için yeraltına basılması çözüm gibi görülmekte ise de, henüz tam olarak sonuç alınmamıştır. Nükleer fisyon bugün için dünya elektrik üretiminin %17'sini sağlamaktadır. En son Japonya'da yaşanan nükleer santral patlamasından sonra Japonya nükleer enerji üretiminden çekilmiştir, diğer ülkelerin de nükleer enerji kaynağına olan ilgisi azalmış gibi gözükmektedir. Bununla birlikte birçok ülkedeki teknolojik bilgi birikiminin eksikliği, uranyumun sınırlı rezervi, reaktör çalıştırma ve atıklardan kurtulma ve depolama konuları nükleer enerji üretimini zorlaştırmaktadır.

Rekabeti sağlayan iyi düzenlenmiş ve etkin işleyen elektrik piyasasının en önemli unsuru güvenilir, şeffaf, maliyeti yansıtan ve yatırımcı için sinyal niteliği taşıyan elektrik enerjisi fiyatıdır. Fiyat, olağan şartlarda herhangi bir müdahaleden uzak olmalı ve arz – talep dengesini yansıtmalıdır.

Rekabeti sağlayan iyi düzenlenmiş ve etkin işleyen elektrik piyasasında elektrik enerjisi fiyatı arz – talep eğrilerinin kesiştiği noktada belirlenir. Arz eğrisi elektrik enerjisi üretiminin kısa vadeli marjinal maliyet eğrisidir. Piyasa fiyatı; talebi karşılayan en son kWh elektrik enerjisi üretmek için gereken kısa vadeli marjinal maliyete eşittir. Kısa vadeli marjinal maliyet, yakıt maliyeti ve değişken işletme ve bakım maliyetlerinden oluşan değişken üretim maliyetidir. Bu durumda, yatırım maliyetleri, sabit işletme ve bakım maliyetlerini içeren sabit maliyetler göz ardı edilmektedir (Deloitte & Touche Danışmanlık Hizmetleri A.Ş. 2010, 21).

Rekabeti sağlayan iyi düzenlenmiş ve etkin işleyen bir elektrik enerjisi fiyatı, yeni kapasite yatırımları için aşağıdaki iki önemli verimlilik artışını sağlayacaktır.

Yatırımcı, kısa vadeli marjinal maliyeti en düşük seviyede tutabilmek için en verimli santrali kurmaya çalışacaktır. Böylece aynı yakıt tipine sahip mevcut santrallerden daha düşük bir işletme maliyetine sahip olacaktır.

Yatırımcı, yatırım maliyetlerini en düşük seviyede tutmak için proje geliştirme aşamalarından finansmanı temin edene kadar, inşaat başlangıcından zamanında tamamlanana kadar olan tüm süreçte, etkin bir program yönetimi yapmak, doğru yerde doğru kaynaktan proje seçmek ve tüm ilave maliyetleri asgari seviyeye indirmek

suretiyle rakip projelerden avantajlı olmaya çalışacak ve böylece ucuz yatırım maliyetine ulaşabilecektir.

Teorik olarak tam rekabetçi elektrik piyasası yeni üretim kapasitesi yatırımları için gereken fiyat sinyallerini üretir. Tam rekabetçi piyasada talebi karşılayacak yeterli üretim kapasitesinin olması durumunda, elektrik enerjisi spot fiyatı marjinal santralin üretim maliyetine eşittir. Talebin mevcut kapasiteyi geçtiği durumda; fiyat, tüketim tarafının piyasaya yeterli katılımı sağlandığında, tüketicinin bir birim elektrik için ödemeye istekli olduğu seviyede belirlenir. Dolayısı ile üreticiler ve tüketiciler arasındaki riski paylaştıran başarılı bir spot toptan satış piyasası ve vadeli işlemler piyasası, teorik olarak yeni üretim kapasitesine optimum yatırımın gerçekleşmesini sağlayacak fiyatları ortaya çıkarır (Deloitte & Touche Danışmanlık Hizmetleri A.Ş. 2010, 23).

Bu kapsamda, piyasada en ucuz ve en verimli santrallerin ayakta kalması, verimsiz ve pahalı santrallerin elenmesine neden olacak ve bu şekilde tüketiciye ucuz elektrik enerjisi temini sağlanabilecektir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını teşvik etmek üzere birçok ülkede çeşitli mekanizmalar geliştirilmiştir. Bunlar üç ana başlık altında toplanabilir:

Fiyat belirleyici ve miktar yükümlülüğü getiren teşvikler, maliyet düşürücü yatırım politikaları ve kamu yatırımları ve YE pazarının gelişmesini sağlayacak teşvikler.

Fiyat belirleyici ve miktar yükümlülüğü getiren teşvikler, temel olarak alım garantili tarife (feed-in tariff) ve YE portfolyo standartlarından (renewable energy portfolio standards- RPS) oluşmaktadır. Buna göre alım garantili tarife uygulamaları ülkeden ülkeye değişiklik göstermekle birlikte, temel olarak devlet tarafından YE kaynaklarından üretilen elektriğin devlet tarafından önceden belirlenmiş bir fiyat üzerinden elektrik dağıtım şirketleri aracılığıyla alınmasını esas almaktadır. RPS'lerle belli bir bölge veya ülkede üretilen elektriğin belirlenmiş bir miktarının YE kaynaklarından üretilmesi öngörülmektedir. Bu kota sistemi belirli bir tarihe kadar bir miktarın üretimi anlamına gelen kapasite-temelli bir standart olabilir ya da elektrik üretiminin belirli bir yüzdesine denk gelen elektrik üretim-temelli bir standart olabilir. Bunlara ek olarak bazı ülkelerde üreticilerin devlete belirli bir miktar yenilenebilir

enerji kaynaklı elektrik satma ayrıcalığı elde etmesine olanak sağlayan ihaleler de gerçekleştirilebilmektedir. Ayrıca üreticilere tahsis edilen Yeşil Enerji Sertifikaları sahiplerine imtiyazlar sağlamaktadır.

1 Aralık 2009 tarihinde yürürlüğe giren yeni Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY) ile birlikte elektrik ticareti saatlik periyotlarla yapılmakta ve her saat için sistem marjinal fiyatları belirlenmektedir. Piyasa katılımcılarının Gün Öncesi Planlama (GÖP) olarak adlandırılan piyasada, bir sonraki gün için saatlik üretim programı verme ve bu programa uyma yükümlülükleri bulunmaktadır. Bu sebeple piyasa katılımcılarının bir sonraki günde üretecekleri elektrik miktarını saatlik olarak önceden tahmin etmeleri gerekmektedir. GÖP'e verilen tahminlere göre gün öncesinden tüm sistemin dengelemesi yapılmaktadır. 1 Ağustos 2006 – 30 Kasım 2009 tarihleri arasında 3 zamanlı ve aylık olarak yapılan dengeleme, 1 Aralık 2009 tarihinden bu yana saatlik olarak yapılmaktadır (Korkmaz, 2010, 3).

10 Mayıs 2005 tarihli ve 5346 sayılı yenilenebilir Enerji Kaynakları Kanunu Türkiye’de bu konuyla ilgili ilk yasal düzenlemedir. 2007 yılında çıkarılan 5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu ve 2008 yılında 5784 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu’nda değişiklik ile verilen teşvikler artırılmıştır. Ancak bu düzenlemeler ve buna bağlı uygulamalar, Türkiye’nin yenilenebilir enerji potansiyelini değerlendirebilmesi için yetersiz kalmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının artırılması için Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ve TBMM Sanayi ve Enerji Komisyonu tarafından mevcut kanun metninden yola çıkılarak yeni kanun tasarıları hazırlanmıştır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretiminin teşvik edilmesini düzenleyen 5346 sayılı “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun” (YEK Kanunu) 18 Mayıs 2005 tarihinde yürürlüğe girmiştir. Kanunun ilk haliyle yenilenebilir enerji kaynakları; “Hidrolik, rüzgâr, güneş, jeotermal, biyokütle, biyogaz, dalga, akıntı enerjisi ve gel-git gibi fosil olmayan enerji kaynakları” şeklinde tanımlanmış, bu kaynaklardan üretilen elektrik enerjisine fiyat ve alım garantisi verilmiştir. Kanunun önceki halinde benimsenen teşvik mekanizmasında; perakende satış lisansı sahibi tüzel kişiler, kanunda belirtilen yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretenlerden, pazar payları oranı kadar elektrik enerjisi satın almaları zorunluluk haline getirilmiştir. Böylelikle yenilenebilir enerji kaynakları arasında ayırım

yapılmadan “alım garantisi” verilmiştir. Alınacak elektriğin fiyatı ise her yıl için, EPDK’nın belirlediği bir önceki yıla ait Türkiye ortalama elektrik toptan satış fiyatı olarak belirlenmiştir. Bu alım fiyatı, 5 Euro cent/kWh- 5,5 Euro cent/kWh Türk lirası karşılığı aralığında olmak zorundadır. Bu haliyle Kanun, 5,5 Euro cent/kWh Türk lirası karşılığının piyasa elektrik arz fiyatının altında olduğu gerekçesiyle eleştirilmiş ve YEK’lerden elektrik üreticileri daha yüksek fiyatla satış imkanı bulduklarından, uygulama alanı bulamamıştır. 29 Aralık 2010 tarihinde yürürlüğe giren ve YEK Kanununu değiştiren 6094 sayılı Kanun ile teşvik sistemimiz yeniden şekillendirilmiştir. Yeni düzenlemeyle, yenilenebilir enerji kaynaklarının tanımında biyogaz ifadesi yerine biyokütleden elde edilen gaz (çöp gazı dâhil) ifadesi kullanılmıştır. Sabit fiyat garantisine (feed-in-tariff) dayalı yeni teşvik sistemimizde, dünyadaki örneklerinde olduğu gibi her bir yenilenebilir enerji kaynağına farklı fiyat verilmektir. Belirlenen fiyatlar, Tablo 2.2’de gösterilmektedir (İrkıçatal E/2011, 2).

Tablo 2.2. Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesis Tipi İçin Uygulanacak Fiyatlar

Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesis Tipi	Uygulanacak Fiyatlar (USD Cent/kWh)
Hidroelektrik üretim tesisi	7,3
Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi	7,3
Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	10,5
Biyokütleyle dayalı üretim tesisi (çöp gazı dahil)	13,3
Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	13,3

Kaynak : İrkıçatal E/2011, 2

Yeni YEK Kanunuyla, yukarıdaki fiyatlara ilave teşvikler getirilmiştir. Yerli katkı teşviki, üretim tesislerinde kullanılan mekanik ve/veya elektro-mekanik aksamın yurt içinde üretilmesine katkı sağlamak amacıyla belirlenmiştir. Bu fiyatların toplanmasıyla oluşabilecek yüksek teşvikler; hidrolik için 9,6 USD cent/kWh, rüzgar için 11 USD cent/kWh, jeotermal için 13,2 USD cent/kWh, biyokütle için 18,9 USD cent/kWh,

fotovoltaik güneşte 20 USD cent/kWh ve yoğunlaştırılmış güneş enerjisinde 22,5 USD cent/kWh'dir. 18 Mayıs 2005 tarihi ile 31 Aralık 2015 tarihi arasında işletmeye girmiş olmak şartıyla, I nolu cetvelle belirlenen fiyatlar işletmeye giriş tarihinden itibaren 10 (on) yıl süre ile; II nolu cetvelle belirlenen fiyatlar işletmeye giriş tarihinden itibaren 5 (beş) yıl süreyle geçerlidir. 31 Aralık 2015 tarihinden sonra işletmeye girenler için fiyat, miktar ve uygulama süresi, tablo 2.2' deki fiyatları geçmemek suretiyle Bakanlar Kurulu tarafından belirlenir (İrkıçatal E/2011, 3).

2.7.YATIRIM PROJELERİNİN FİNANSMANI

Gelişmekte olan ülkelerde, sisteme bağlı olsun veya olmasın yenilenebilir enerji yatırımlarının gelişmesi için finansman temini zorunludur. Bu arada yatırım riski; ülkenin coğrafi konumuna, ekonomik yapısına, enerji düzenleme yapısına ve finansman pazarı ve kurumların mevcudiyetine bağlı olarak değişmektedir ve yenilenebilir enerji yatırımcılarının ilgisini çekmektedir.

Dağıtım ile ilgili özelleştirme projelerine son yıllarda, uluslararası finans kuruluşları tarafından risk katsayısının yüksekliği nedeniyle hiç kredi verilmediği bilinen gerçektir. Bu nedenle enerji ile alakalı olarak projelerin, yatırım finansmanının ülke içinden çözülmesi düşünülmelidir. Yenilenebilir enerji yatırımlarının yapılabilmesi, ticari yapıya sahip olunması ve özel sektör tasarruflarına yönlendirilmesi ile mümkün olacaktır.

Elektrik piyasasında tüm piyasa faaliyetleri, EPDK'dan alınacak lisanslar kapsamında yürütülmektedir. Her bir piyasa faaliyeti ve faaliyetin yürütüldüğü her bir tesis/bölge için ayrı lisans alınması gerekmektedir. Lisans sahipleri, sahip oldukları her bir lisansa konu faaliyet için ayrı bir hesap tutmakla mükelleftirler.

Lisanslar, hiçbir surette devredilemez. Lisanslar; üretim, iletim ve dağıtım lisanslarında minimum süre 10 yıl olmak üzere 49 yıla kadar verilebilir. Tesis, hesap ve kayıtların EPDK'nın inceleme ve denetimine açık olması ve EPDK'nın talebi üzerine, her türlü bilgi ve belgelerin EPDK'ya sunulması gerekmektedir (EPDK 2007, 4).

Özel hukuk hükümlerine tabi olan elektrik piyasasında faaliyette bulunmak üzere lisans başvurusunda bulunulmasına ilişkin esas ve usuller EPDK tarafından çıkarılan Elektrik

Piyasası Lisans Yönetmeliği ile belirlenmiştir. Buna göre, 6762 sayılı Türk Ticaret Kanunu hükümlerine göre, anonim şirket veya limited şirket olarak kurulan ve usulüne uygun olarak EPDK tarafından lisanslanan şirketler, elektrik piyasasında üretim, dağıtım, toptan satış, perakende satış, perakende satış hizmeti, ithalat ve ihracat faaliyetlerinde, organize sanayi bölgeleri (OSB) tüzel kişilikleri ise, katılımcılarının ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla, onaylı sınırları içerisinde, 6762 sayılı Türk Ticaret Kanunu hükümlerine göre şirket kurma şartı aranmaksızın, EPDK'dan lisans almak koşuluyla dağıtım ve/veya üretim faaliyetlerinde bulunabilmektedirler. Ancak birden fazla tesiste aynı tüzel kişilik adı altında üretim faaliyeti göstermek isteyen tüzel kişiler; üretim, otoprodüktör ya da otoprodüktör grubu lisanslarından ancak birini alabilmekte; perakende satış ve perakende satış hizmetlerini, perakende satış lisansında ilgili hükümlerin yer alması kaydıyla tek bir lisans kapsamında yürütülebilmektedir (EPDK 2007, 5).

Lisans başvurusunda bulunan tüzel kişinin, Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliğinde belirlenen asgari sermaye tutarına sahip olması gerekmektedir. Eksiksiz ve tam olarak yapılan başvurular, inceleme ve değerlendirme sürecine alınmaktadır. İnceleme ve değerlendirmeye alınan lisans başvuruları, ilgili mevzuat uyarınca diğer kurum ve/veya kuruluşlardan alınması gereken uygun bulma kararına esas teşkil edecek nihai görüşün, Kuruma geliş tarihinden itibaren 45 gün içerisinde sonuçlandırılır (EPDK 2007, 6).

Enerji projelerinde yatırım finansmanı önemli ölçüde banka kredileri ile karşılanmaktadır. Enerji sektörüne bankalar tarafından sunulan finansman paketleri kapsamında, EUR-USD-TL cinsinden uzun vadeli proje finansmanı kredileri, nakit krediye dönüştürülebilir akreditif kredileri, işletme dönemindeki kısa vadeli nakit ihtiyaçları için kısa vadeli rotatif krediler, muhtelif muhataplara hitaben düzenlenecek teminat mektubu kredileri yer almaktadır. Ayrıca, projenin taşıdığı faiz ve kur risklerini ortadan kaldırmak amacıyla, finansman paketi kapsamında yapılandırılmış türev ürünler de sunulmaktadır. İnşaat maliyeti yüksek ve inşaat dönemi uzun olan termik ve hidroelektrik santral projelerinde, yüklenici inşaat firması tarafından risklerin karşılandığı sabit fiyatlı, belirli zamanlı anahtar teslimi inşaat sözleşmeleri bankalar tarafından aranmaktadır. Proje inşaatının, iş programına ve bütçeye uygun şekilde yürütülüp yürütülmediği de krediyi sağlayan bankalar tarafından denetlenmektedir.

2001 yılında özel sektör yatırımlarını teşvik edici kanunların çıkarılmasıyla birlikte özellikle son 5-6 yıllık dönemde Türkiye'deki bankalarca finanse edilen özel sektör yatırımları önemli ölçüde artış göstermiştir. Özel sektör yatırımlarına, önde gelen Türk Bankaları geçmiş 4-5 sene içinde, yaklaşık 10 milyar USD finansman sağladı. Kamu bankalarının da girişiyle birlikte bu katkının daha da artacağını öngörülmektedir. İyi projeye sahip ve gerekli öz kaynak desteğini sağlayabilecek yatırımcılar uygun şartlarla borçlanabilmektedir.

Dünyada, yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik olarak uygulanan piyasa bazlı ve piyasa dışı destek mekanizmaları temelde aşağıdaki şekilde sıralanabilir (Eren E/2011, 377):

- Minimum Fiyat Uygulaması (Feed-in-Tariff)
- Prim Uygulaması (Feed-in-Premium)
- Zorunlu Kota ve Yeşil Sertifika Uygulaması
- İhale teşvikleri
- Yatırım Teşvikleri
- Vergi muafiyetleri ve indirimleri
- Diğer

2.7.1. Minimum Fiyat Uygulaması

Minimum Fiyat Uygulaması, yenilenebilir kaynaklara dayalı elektrik üreten ve sisteme veren üreticilere üretimlerinin belirlenmiş bir sabit fiyattan satın alınmasına ilişkin güvence verilmesini ifade etmektedir. Minimum Fiyat Uygulaması belirli bir süre için verilmekte, ülkeden ülkeye değişmekle beraber çoğunlukla yenilenebilir üretim tesisinin faaliyete geçtiği andan itibaren ilk 10-20 yıllık dönemi kapsamaktadır.

Yenilenebilir kaynaklar için sabit fiyat garantisi, 40'tan fazla ülkede uygulanmaktadır. Uzun vadeyi kapsamıyla yatırımcının riskini azaltan ve fiyatın en azından dönemsel olarak sabit olmasıyla yatırımcının verimliliğini geliştirmeye yönelten bir yaklaşım olması, sabit fiyat garantisini büyük miktardaki yenilenebilir yatırımlarını desteklemek için etkili bir araç haline getirmektedir. Esnek, hızlı ve uygulaması da kolay bir teşvik yöntemi olan bu yöntemin kamu tarafından idaresine ilişkin maliyetleri düşüktür (Deloitte & Touche Danışmanlık Hizmetleri A.Ş., 2011, 5).

2.7.2.Prim Uygulaması

Prim Uygulaması, temelde minimum fiyat uygulamasına benzer bir yöntem olup yine yenilenebilir üreticisinin üretiminin satın alınması yönünde bir garanti vermekte, ancak üreticiye sabit bir fiyat yerine piyasa fiyatının üzerine bir miktar prim eklenmek suretiyle ödeme yapılmasını içermektedir. Bu yöntemde, prim sabit olabileceği gibi, piyasa fiyatına bağlı olarak da değişebilmektedir (Eren E/2011, 378).

Bu konuda üç yaklaşım ön plana çıkmaktadır:

- Sabit prim

Sabit pirim piyasa fiyatı ne olursa olsun, yenilenebilir üreticisine ödemelerin yıllık ya da uzun dönemli olarak belirlenen bir prim miktarının piyasa fiyatına eklenmesi suretiyle yapılmaktadır.

- Alt ve üst sınır içeren değişken prim

Bu yaklaşımda, piyasa fiyatı arttığında yenilenebilir enerji kaynakları için eklenen prim azaltılmakta, piyasa fiyatı düştüğünde prim yenilenebilir enerji kaynakları üreticisini korumak üzere yükseltilmektedir. Bu yöntem, üreticinin minimumda kârlılığını koruyacak bir fiyat almasını garanti etmekte, bu arada fiyatların zaten yüksek olduğu dönemlerde primlerin finansmanını sağlayan taraflara (çoğunlukla elektrik tüketicileri) da yüklenen maliyeti azaltmaktadır.

- Piyasa fiyatına entegre sabit prim

Sabit fiyat ve prim garantisi arasında melez bir yaklaşım olan bu yöntemde, yenilenebilir projelerine önceden belirlenmiş minimum bir toplam ödeme garanti edilmektedir. Sabit tarifeye çok benzemekle beraber, temelde üreticiye ödeme tek bir sabit fiyattan sürekli yapılmamakta, ödeme; spot piyasa fiyatı ve garanti edilen minimum fiyat spot piyasa fiyatının altında kaldığında aradaki fark kadar prim şeklinde iki bileşen olarak yapılmaktadır. Piyasa fiyatı, minimum garanti edilen fiyatın üzerinde gerçekleştiğinde prim ödenmemektedir. Prim uygulamasında kamunun verdiği toplam destek miktarı ana hatlarıyla, yenilenebilir enerjiye dayalı olarak üretilen ve bu mekanizma altında satılan elektrik enerjisi miktarı ile prim düzeyinin çarpımıdır (Deloitte & Touche Danışmanlık Hizmetleri A.Ş., 2011, 6).

2.7.3.Yeşil Sertifika Uygulaması

Pek çok ülkede uygulanmakta olan Yeşil Sertifika Uygulaması; tüketici, tedarikçi ya da üreticilere tüketim, satış ya da üretim portföylerinin belli bir yüzdesinin yenilenebilir kaynaklardan oluşması yönünde kota verilmesini ve bunun resmi olarak belgelenmesini, sertifikalanmasını gerektirmektedir. Farklı ülkelerde bu sertifikalara “yeşil sertifika”, “yeşil etiket” ya da “yenilenebilir belgesi” gibi adlar verilmektedir. Yatırımcılar sertifikalarını organize ya da tezgâh üstü piyasalarda alıp satmak suretiyle ek gelir temin etmektedirler (Eren E/2011, 378).

Bazı ülkelerde kaynağa göre farklılık gösterebilmekle beraber çoğunlukla tipik olarak 1 MWh değerindeki yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretimi 1 yeşil sertifikaya karşılık gelmektedir. Kota ve yeşil sertifika uygulamalarında, farklı teknolojilere farklı ağırlıklar verilerek sertifikalandırılmaya rastlanmaktadır. Örneğin rüzgar santrallerinde üretilen 1 MWh elektrik 1 yeşil sertifika değerindeyken, nehir tipi HES’lerin ürettiği 1 MWh elektriğin 2 sertifikaya karşılık gelmesi gibi yaklaşımlara rastlanmaktadır. Bu yaklaşımlar, kısa vadede ön plana çıkarılmak istenen yenilenebilir enerji kaynağını desteklese de uzun vadede, daha az etkin sonuç verdiği gözlenmiştir.

En önemli avantajı yenilenebilir enerji sektöründe dolaşımda olan para hacmini artırmak olan kota ve yeşil sertifika sistemlerinin gerçekten yenilenebilir enerji yatırımlarını olumlu yönde etkilediği konusu belli noktalarda tartışmalıdır. Zorunlu kota ve yeşil sertifika ticareti, en yoğun olarak uygulandığı AB’de bile görece düşük deneyim sahibi olunan bir konu olduğundan, yatırımcıların temkinli yaklaştığı bir yöntemdir. Gerçekten de, diğer teşvik yöntemleri ile desteklenmediği durumda kota uygulamasına dayalı yeşil sertifika yönteminin gerçek anlamda yatırımcıya kendisini güvende hissettiren bir yöntem olduğunu söylemek zordur. Yeşil sertifika piyasalarında oluşacak fiyatı tahmin etmek de güç olduğundan, yatırımcı yüksek risk algısı geliştirmektedir. Piyasaların olgunluğu arttıkça yatırımcıya olan maliyet azalsa da, sistem işletmecisine yüklenen yüksek operasyonel maliyetler nihayetinde tüketiciye de yansımaktadır. Öte yandan, bu sistemin sabit tarife ile desteklenmesi, uygulamadaki riskleri azaltan bir unsur olmakta, sabit fiyat garantisinin tek başına uygulanması durumundan daha etkili sonuçlar alınmasını sağlamaktadır (Deloitte & Touche Danışmanlık Hizmetleri A.Ş., 2011, 8).

2.7.4.İhale Teşvikleri

Belirli bir kurulu güç ya da ön fizibilitesi yapılmış bir bölgeye tesis kurulması için açılan ve hem rekabetçi bir seçim süreci ile düşük maliyeti garanti eden, hem de yatırımcıları teşvik etmek üzere çeşitli özendirici unsurlar sunan ihale yaklaşımı, özellikle büyük ölçekli projeler için başvurulmuş bir yöntemdir. Çoğunlukla ihaleyi kazanan yatırımcıya üretimi için 10-25 yıl düzeyinde belirli bir süre ile sabit fiyat garantisi (sabit nominal fiyat ya da bir fiyat endeksine bağlanmış artış öngören) sunulmaktadır. İhale teşvikleri, özellikle Avrupa Birliği ülkelerinde terk edilen bir uygulama olmakla beraber, bazı ülkelerde halen başvurulmuş bir yöntemdir (Eren E/2011, 378).

2.7.5.Yatırım Teşvikleri

Yenilenebilir yatırımları için verilen sübvansiyonlar, düşük faizli krediler, yatırım dönemine özel bazı vergi avantajları, yatırım teşvikleri kapsamında değerlendirilmektedir. Bazı ülkelerde yatırım bedelinin %40'ına varan sübvansiyonlar uygulanmaktadır. Yatırım teşviklerinde özellikle vergi avantajı ve sübvansiyonlar kamu bütçesinden finanse edilmekte olup, orta-uzun vadede kamuya yük binmesi nedeniyle sıkıntı yaratabilmektedir.

Yatırım teşvikleri, özellikle yeni teknolojilere yatırımı özendirmek için anlamlıdır. Burada, yatırıma konu olacak projenin seçim süreci önem taşımaktadır. Pek çok ülkede secime yönelik karar sürecinin adil, tarafsız ve rasyonel olmasını garanti etmekte ve bu anlamda kamuoyunun desteğinin alınmasında zaman zaman güçlük yaşanabilmektedir (Deloitte & Touche Danışmanlık Hizmetleri A.Ş., 2011, 9).

2.7.6.Vergi Muafiyeti ve İndirimleri

Bir diğer teşvik mekanizması da vergi muafiyetleri ve indirimleridir. Yenilenebilir enerjiye dayalı üretimleri bazı ilgili vergilerden muaf tutmak ya da vergilerde indirim uygulamak, söz konusu sektörü yatırımcılar için cazip hale getirebilmektedir. Bu yöntem bazı ülkelerde vergi iadesi olarak da uygulanmaktadır.

Pek çok ülkede yenilenebilir enerji sektörünün gelişimi, uygulanan teşvik politikalarına bağlı olarak değişkenlik göstermektedir. G-20 ülkelerinde sağlanan finansman ve yapılan yenilenebilir enerji yatırımları, tüm dünyada yenilenebilir enerjiye yapılan harcamanın %90'nını oluşturmaktadır. Ancak yalnızca iddialı hedefleri ve bu hedefleri desteklemek üzere tasarlanmış politika uygulamalarına sahip ülkelerin (Almanya, İspanya, Brezilya, Çin) yenilenebilir enerji konusunda rekabetçi güçlerini arttırmaları, yenilenebilir enerjiye ilişkin teşvik mekanizmalarının önemini ortaya çıkarmaktadır (Mendonça; Jacobs 2009).

Türkiye’de uygulanan destek mekanizması Minimum Fiyat Uygulamasıdır. Bu uygulamada farklı yenilenebilir enerji türleri için farklı fiyat garantileri verilirken, ayrıca yerli üretim teknolojilerini geliştirmek üzere yerli katkı ilavesi adı altında sabit fiyat üzerine eklenecek pirim uygulaması yapılmaktadır. Minimum Fiyat ve Pirim uygulaması dışında uygulanan maddi destekler aşağıda sıralanmıştır (Eren E/2011, 378).

8 Ocak 2011 tarihi itibarıyla işletmede olanlar dahil, 31 Aralık 2015 tarihine kadar işletmeye girecek YEK Belgeli üretim tesislerinden, ulaşım yollarından ve lisanslarında belirtilen sisteme bağlantı noktasına kadarki TEİAŞ ve dağıtım şirketlerine devredilecek olanlar da dâhil enerji nakil hatlarından yatırım ve işletme dönemlerinin ilk on yılında izin, kira, irtifak hakkı ve kullanma izni bedellerine %85 indirim uygulanmaktadır.

YEK Belgeli üretim tesisleri için 29 Haziran 2001 tarihli ve 4706 sayılı Hazineye Ait Taşınmaz Malların Değerlendirilmesi ve Katma Değer Vergisi Kanununda Değişiklik Yapılması Hakkında Kanunun ek 2. maddesi uyarınca alınan %1’lik Hazine payı alınmamaktadır.

500 kW’ın altında kurulu gücü olan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim yapan gerçek ve tüzel kişilere de ihtiyaçlarının üzerinde ürettikleri elektrik enerjisini dağıtım sistemine vermeleri halinde Yenilenebilir Enerji Kanununda belirtilen fiyatlardan on yıl süreyle yararlanma imkanı getirilmiştir.

Yerli doğal kaynaklar ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisi kurmak üzere lisans almak için başvuruda bulunan tüzel kişilerden lisans alma bedelinin yüzde biri dışında kalan tutarı tahsil edilmemektedir.

Yerli doğal kaynaklar ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisleri için ilgili lisanslara derç edilen tesis tamamlanma tarihini izleyen ilk sekiz yıl süresince yıllık lisans bedeli alınmamaktadır.

2.7.7.Enerji Yatırımlarının Finansmanında Yabancı Sermaye Faktörü

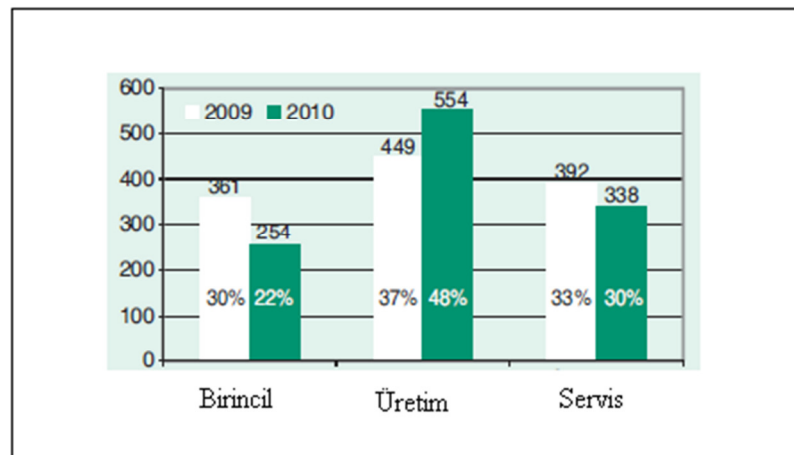
Sermaye sahibi yatırımcının başka ülkelerde yatırım yaparken gözettiği amaç dikkate alındığında uluslararası sermaye yatırımları, doğrudan yabancı sermaye yatırımları ve portföy yatırımları olmak üzere iki şekilde gerçekleşmektedir (Savaşan 2006, 107). Her ikisi de sermaye transferi olmakla birlikte doğrudan yabancı sermaye yatırımları aynı zamanda sermaye ile birlikte teknoloji, know-how, işletmecilik bilgisinin aktarımını sağlamaktadır (Karluk 1983, 15).

Doğrudan yabancı sermaye yatırımları bir ülkedeki herhangi bir firmayı satın almak, yeni kurulan bir firma için kuruluş sermayesi sağlamak veya var olan bir firmanın sermayesini arttırmak yoluyla yabancı bir ülkedeki firmalarca diğer bir ülkedeki firmalara yapılan ve kendisi ile birlikte teknoloji, işletmecilik bilgisi ve yatırımcının kontrol yetkisini gerekli kılan yatırımdır (Karluk 2007, 566).

Günümüzde doğrudan yabancı sermaye yatırımlarının ev sahibi ülkeye avantajlar sağladığı, uluslararası kuruluşların araştırmaları ve akademik çalışmalarla ortaya konmuştur. Yatırımların sağladığı avantajların başında ilave dış kaynak gelmektedir. Bu kaynak, gerek ülkeye başlangıçta getirdikleri sermaye, gerekse elde ettiği kârların belli bir bölümünü yeniden yatırımlara yönlendirmesiyle bulundukları ülkenin üretim kapasitesinin gelişmesine yardımcı olmaktadır. İster gelişmiş ister gelişmekte olsun, bugün dünyadaki tüm ülkeler, kalkınmayı hızlandırmak ve rekabet üstünlüğü sağlamak için yabancı sermayeye ihtiyaç duymaktadırlar. Gelişmiş ülkeler rekabet güçlerini arttırmak amacıyla hammaddenin daha ucuz olduğu, yasal düzenlemeler ile vergilendirme sisteminin ve şartlarının daha uygun olduğu bölgelere yatırımlarını gerçekleştirirken, gelişmekte olan ülkeler kalkınma çabalarında karşı karşıya oldukları sermaye yetersizliğini yabancı yatırımlarla gidermeye çalışmaktadırlar. Bu bağlamda özellikle gelişmekte olan ülkelerde, doğrudan yabancı sermaye yatırımları giderek önem kazanmaktadır.

Yabancı sermaye hareketlerinin çıkış noktasını oluşturan hammadde kaynakları yeryüzüne dengeli biçimde dağılmış değildir. Bu kaynaklara sahip olmayan, büyük miktarda üretimde bulunan firmalar, hammaddeleri dış pazarlardan sağlamaktadırlar. Bu durum, iki nedenden dolayı firmaların hammadde kaynaklarının bulunduğu ülkelerde doğrudan yabancı sermaye yatırımının yapılmasını gerektirmektedir. Bunlardan birincisi, mamul malın üretiminde kullanılan hammadde ithalinin ticari kısıtlamalar veya siyasi nedenlerle ülkeye gelişinin engellenmesidir. Diğer ise, üretimde kullanılan hammaddeyi üreterek daha fazla kâr yaratmaktır. Örneğin petrol rezervlerinin bulunduğu ülkelerde ham petrolü işlemek amacıyla yatırım yapan yabancı firmaların kazancı büyük olacaktır (Candemir 2005, 62).

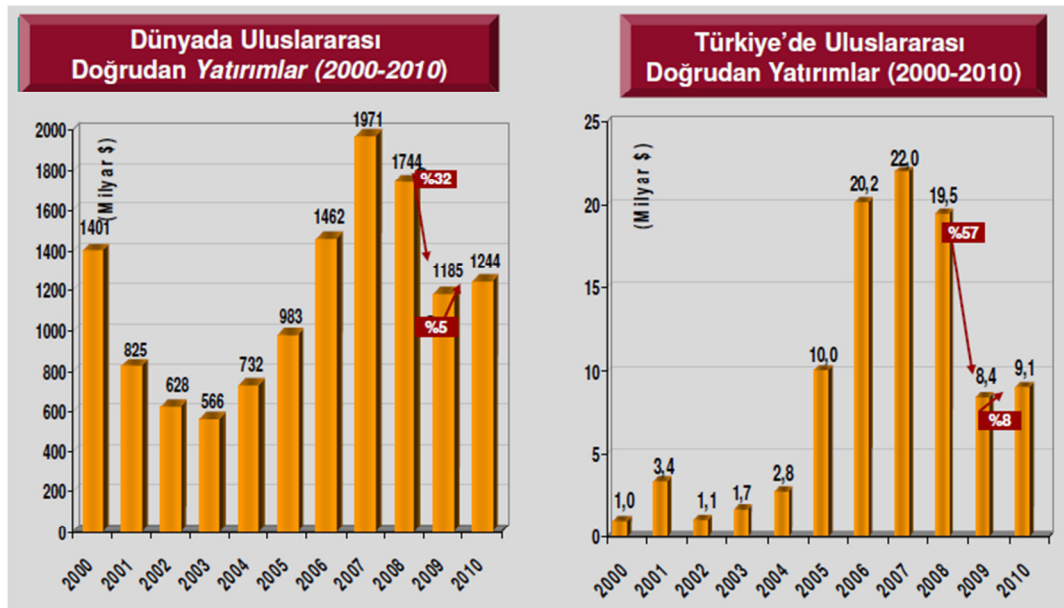
1800’lü yıllarda doğal ve tarımsal kaynaklarla başlayan yabancı sermaye yatırımları günümüze kadar bilgi işlem, nükleer maddelere ve hizmet sektörü yatırımlarına kadar uzanan bir gelişim süreci geçirmiştir. 1800-1900 yılları arasında yün, petrol, mineral, kauçuk, meyve gibi doğal ve tarımsal kaynaklar üzerinde yoğunlaşan doğrudan yabancı sermaye yatırımları, 1891-1940 yılları arasında kimyasal maddeler, ilaç, yiyecek ve motorlu taşıtlar üzerinde, 1941-1945 yılları arasında ulaştırma ve savunma sanayinde, 1946-1960 yılları arasında ise finansal hizmetler, haberleşme, makine, otelcilik ve mühendislik sektöründe yoğunlaşmıştır. 1960’lı ve 1970’li yıllarda elektronik eşya, araştırma, turizm, eğitim, gıda, sağlık ve temizlikle ilgili sektörler en çok yabancı sermaye yatırımlarına konu olurken, 1985’den sonra turizm, bilgi işlem, otomotiv, telekomünikasyon ve nükleer maddeler yabancı sermayeyi çeken yatırım sektörleri haline gelmiştir (Bayraktar 2003, 7).



Şekil 2.6. Yabancı Sermaye Yatırımlarının Sektörel Dağılımı (Milyar USD ve Yüzde)
Kaynak: UNCTAD 2011, 34

Şekil 2.6 Dünyadaki doğrudan yabancı sermaye yatırımları stokunun 2009 ve 2010 yıllarında sektörler göre dağılımını göstermektedir. Bu dağılımda en çok dikkat çeken nokta birincil üretim sektörleri olarak adlandırılan tarım ve madencilik sektörü ve servis sektörüne yönelik yatırımlar 2010 yılında 2009 yılına göre düşüş gösterirken, üretim sektöründe yatırım stoku miktarında artış olmuştur.

Türkiye’deki doğrudan yabancı sermaye yatırımları stok değeri gösterge niteliğindeki geçici verilere göre 2010 sonu itibari ile 181,1 milyar USD dir. Türkiye’deki toplam uluslararası sermayeli şirket sayısı ise, 2010 sonu itibari ile, 25.490’a ulaşmıştır. 2010 yılında toplam girişlerin %49’unu sanayi sektörlerine girişler, %50’sini ise hizmet sektörlerine girişler oluşturmuştur. 2010 yılında, enerji ve finans sektörleri sırasıyla %33 ve %25 pay ile girişlerden en fazla payı alan alanlar olmuştur (YASED 2011, 1).



Şekil 2.7. Dünya’da ve Türkiye’de Uluslararası Doğrudan Yatırımların Karşılaştırılması
 Kaynak: YASED, 2011, 1 ve UNCTAD, 2011

Dünyada ve Türkiye’de doğrudan yabancı sermaye yatırımlarını gösteren Şekil 2.7 incelendiğinde dünya genelinde doğrudan yabancı sermaye girişlerinin 2010 yılında bir önceki yıla göre %5 artışla 1,2 trilyon USD’ye çıktığı, Türkiye’de ise 2010 yılında bir önceki yıla göre %8 artışla 9,1 milyar USD’ye çıktığı görülmektedir. Şu an Türkiye’de yerli ve yabancı yatırımcılar arasında bir ayırım gözetilmemekte giriş engelleri, sermaye sınırı, sermaye transferi sınırlamaları, döviz edinimi ya da transferi konularında herhangi bir kısıtlama bulunmamaktadır. Bu nedenle yabancı yatırımcıların Türkiye’ye

İlgisi özellikle 2005 yılından itibaren artmaya başlamıştır. Bu dönemden 2010'a kadar ülkeye gelen doğrudan yabancı yatırım tutarı 80 milyar USD'ye yaklaşmıştır. Hazine Müsteşarlığı verilerine göre, 2002 yılından beri istikrarlı bir şekilde artarak ülkeye giriş yapan doğrudan yabancı sermaye miktarı küresel krizin etkisiyle 2008 ve 2009 yıllarında düşüş sergilemiş, ancak 2010 yılında yeniden yükselişe geçmiştir. Ülke içerisinde faaliyet gösteren yabancı sermayeli şirket sayısı ise 26.000'i aşmıştır (EPDK 2011, 6).

Doğrudan yabancı sermaye yatırımlarının ülkeye farklı türde giriş yolları bulunmaktadır. Bunlardan ilki ortak girişim ve tam mülkiyete dayalı bağlı şirkettir. Firmaların yabancı ülkelerdeki kârlı yatırım fırsatlarından yararlanmak amacıyla o ülkelerdeki firmalarla işbirliğine gitmesi ortak girişim (joint venture) olarak adlandırılır. Bu yatırımların üç türü vardır.

Birincisi iki farklı ülkedeki yatırımcıların üçüncü bir ülkede yatırım yapmasıdır. İkincisi ülkeye duyulan özel ilgi dolayısıyla bir ortak girişimin kurulmasıdır. Üçüncüsü, mahalli hükümetin ortak olduğu yatırımlardır.

Yabancı sermayenin ülkeye giriş yollarının ikinci türünü şirket birleşmeleri ve satın almalar oluşturur. “Şirket evlilikleri” diye de adlandırılan birleşme, iki veya daha fazla şirketin tüm kaynaklarını bir araya getirerek, hukuki varlıklarını kaybetmeleri ve yeni bir işletme kurmalarıdır.

Yabancı sermayenin ülkeye girişinin üçüncü yolu ise lisans anlaşmalarıdır. Az sayıda yüksek teknolojiye sahip firmalar için yabancı ülkelere yatırım yapmanın bir yolu olan lisans anlaşmaları, DPT'nin tanımına göre bir firmanın elinde bulundurduğu belirli haklarının kullanımını belirli bir süre boyunca bir ücret karşılığında bir başka firmaya devretmek amacıyla yapılan hukuki sözleşmelerdir. Kullanıcıya devredilen haklar patent, marka gibi sınai mülkiyet hakları, kalite kontrol, yönetim deneyimi, teknik ve mühendislik hizmetleri gibi bilgiler olabilir (Karacasulu 2001, 20).

Gelişmekte olan ülkelerde olduğu gibi ülkemizin de en önemli ekonomik sorunlarından birisi, sermaye birikiminin yetersizliğidir. Ülkemiz “tasarruf açığı” ve “dış ticaret açığı” olmak üzere, iki dar boğazla karşı karşıyadır. Kamu kaynaklarının büyük bir bölümü cari harcamalara ayrılmakta, geri kalan kısmı ise borç faiz ödemlerine gitmektedir. Bu

nedenle kamu kaynaklarından yatırıma gerekli olan payın ayrılması pek mümkün olmamaktadır. Ülke kaynaklarının yetersiz, dış borçlarla yatırım yapmanın çok pahalı ve riskli olduğu bir ortamda, getireceği teknoloji, know-how, modern işletme ve pazarlama yöntemleriyle yabancı sermayenin önemi büyüktür (Çetinkaya 2003, 241).

Türkiye’de yabancı sermaye ile ilgili ilk düzenleme 6224 sayılı “Yabancı Sermayeyi Teşvik Yasası” çıkarılarak yapılmış, ancak uygulamada yaşanan sorunlar nedeniyle, birçok olumlu faktöre karşın beklenen düzeyde yabancı sermaye çekememiştir. 1980’li yıllarda başlayan liberalist politikalar, kambiyo mevzuatının değiştirilmesi ve yabancı sermaye çerçeve kararları ile Türkiye oldukça liberal bir mevzuata sahip olmuştur. Doğrudan Yabancı Yatırımlar Kanunu’nun yürürlüğe girmesiyle, 2003 yılında 2.885 milyon USD’lik sermaye girişinin ardından, 2004 yılında 10.029 milyon USD’lik yatırım ile önemli bir atak yapmıştır (Göz, 2009, 19).

3.BÖLÜM

ENERJİ YATIRIM PROJELERİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ

3.1.YATIRIM PROJELERİNİN HAZIRLANMASI

Bir enerji üretim yatırımının değeri, inşaatı tamamlanıp işletmeye geçtiğinde beklenen piyasa yapısı ve satış imkanlarına bağlıdır. Bu değer ise yatırım kararında en önemli kritik rolü oynamaktadır. Bir başka deyişle, yatırımcının kararı; işletmeye geçildiğinde üretilen enerjinin kime, hangi fiyattan, ne miktarda satılabileceği sorularının cevaplarına göre şekillenmektedir. Yatırım aşamasında bu sorulara cevap aranırken en az 10 yıl olmak üzere yatırımın ekonomik ömrü dikkate alınmalıdır. Bu süre zarfında büyük belirsizlikler barındıran piyasa gelişimi, mevzuat gelişimi ve arz-talep öngörülerini içeren senaryo analizleri ile tatmin edici sonuçlara varılabilir.

Yeni bir girişimin başlatılmasına yönelik olarak bir yatırım projesinin gelişim süreci genellikle aşağıdaki aşamaları izler:

- 1.Proje Fikrinin Doğuşu
- 2.Ön Yapılabilirlik Çalışması (Ön Fizibilite Etüdü)
- 3.Yapılabilirlik Çalışması (Fizibilite Etüdü)
- 4.Projenin Değerlendirilmesi
- 5.Projenin Uygulamaya Konulması – Proje Planlaması

Çalışmanın bundan sonraki bölümlerinde Fizibilite Etüdü aşaması kapsamlı olarak anlatılacaktır.

3.1.1. Fizibilite Çalışmaları (Fizibilite Etüdü)

Fizibilite Etüdü pazar analizi, teknik analiz ve finansal analiz olarak adlandırılan üç aşamayı içeren kapsamlı bir ekonomik analizdir. Böyle üç aşamalı kapsamlı bir analizde proje önerisi ya da önerilerinin kendi içlerinde düzenlenmesi ve ekonomik açıdan arzu edilebilirlik derecesi (kârı ya da faydası) değerlendirilerek yatırım önerisinin kabul ve ret edilmesine karar verilir. Bu nedenle, bu yapılabilirlik çalışması sınırlı kaynakların optimal kullanımını sağlayan uygun yatırım alanlarının seçilmesinde vazgeçilmez temel bir anahtardır (Sarıaslan 1994, 35).

3.1.1.1.Pazar Analizi

Proje ürününün içinde yer alacağı pazarın ve çevrenin durumunu, işleyişini, ürüne göstereceği reaksiyonu ve olası etkilerini önceden belirlemek amacı ile gerekli veri ve bilgileri toplayıp işletmeyi ve böylece ürünün pazarlanabilirlik derecesini saptamayı kapsar.

Pazar araştırması ve talep tahmini, işletme büyüklüğünün saptanmasında esas alınan çok önemli bir çalışma olup, önceden belirlenen belirli bir mamulle ilgili bazı temel bilgileri sağlamayı amaçlar. Pazar araştırması; pazar analizini içeren pazarlama fonksiyonlarını kapsayan mal ve hizmet akışını etkileyen tüm pazarlama araştırmasından farklıdır. Temel amacı, belirli bir mal veya hizmet üretimi için kişi başına düşen en yüksek kâr olanaklarına sahip pazarları bulmaktır. İşletme büyüklüğünün saptanması, üretim kapasitesinin belirlenmesi sorundur. İşletmenin kuruluş yeri de çeşitli faktörlerin incelenmesi ve değerlendirilmesi sonucunda belirlenmelidir. Yapılan pazar analizleri sonucu proje için uygun bir pazar varsa ve ürün pazarlanabilir bir ürün ise, fizibilite çalışmasının ikinci aşaması olan teknik analize geçmek gerekir. Uygun olmayan bir durum olursa bu durum tekrar gözden geçirilmeli ya da projeden vazgeçilmelidir (Gedik 2005, 53).

3.1.1.2. Teknik Analiz

Bu analiz aşaması genel olarak düşünülen projenin teknik olarak yapılabilirliğini inceleme ve araştırmayı amaçlar. Eğer projenin gerçekleştirilmesi için alternatif

teknolojiler varsa bunların değerlendirilmesi ve uygun olan teknolojinin seçilerek, gerekli fiziki sermaye ihtiyacının tahmin edilmesi de bu analiz kapsamındadır. Genelde bu analiz aşaması projenin imalat boyutunu oluşturmaya nedeni ile teknik ağırlıklı olmasına karşın, ekonomik boyutu da son derece önemlidir. Bu nedenle bu aşama sadece bir mühendislik işi gibi görülmemelidir. Teknik analiz sonucu eğer proje teknik olarak yapılabilir değilse ya yeni teknolojik olanaklar yeniden araştırılmalı ya da projeden vazgeçilmelidir.

Teknik analiz genel hatları ile şu aşamaları kapsar (Sarıaslan 1994, 89-133);

- 1.Ürünün Teknik Dizaynının Belirlenmesi
- 2.Üretim Teknolojisinin Belirlenmesi
- 3.Optimal Teknoloji Seçimi ve Transferi
- 4.Üretim Sürecinin Belirlenmesi ve Düzenlenmesi
- 5.Kuruluş Yeri Seçimi

3.1.1.3.Finansal Analiz

Genel olarak finansal analiz bir projeye ilişkin nakit giriş ve çıkışları ışığında gerekli finansal kaynakların ihtiyacını, bunların nereden ve nasıl sağlanacağını belirleyerek proje önerisinin ekonomik açıdan arzu edilebilirlik derecesini ve potansiyel tesis olarak faaliyetlerini ya da işleyişini devam ettirip ettirmeyeceğini değerlendirmeyi amaçlamaktadır (Şandır, 2007, 101).

Projenin değerlendirilmesi sonucu, eğer kârlı değilse ya da istenilen düzeyde değilse projeden vazgeçmek gerekecektir.

Bu aşamada genel olarak projenin toplam maliyeti hesaplanır. Sabit ve değişken sermaye yatırımları tahmin edilir. Yatırım finansmanı ve sermaye yapısının nasıl oluşturulacağına finansal analiz aşamasında karar verilir. Bu bilgilerden yola çıkılarak proje toplam gelirleri hesaplanır ve projenin proforma gelir ve nakit akımları belirlenir.

Nakit akım tablosu biçimi Tablo 3.1’ de verilmiştir.

Tablo 3.1 Örnek Nakit Akım Tablosu (Sarıaslan 1994, 180)

	Projenin Yaşam Devri (Kuruluş+İşletme Dönemi)				
	t_0	t_1	t_2	t_3	t_4
1.Gelirler					
2.İlk Yatırım Gideri (Kur.Dön.Faiz Hariç)					
3.İşletme Giderleri (Amortisman Ve Faiz Hariç)					
4.Faiz					
5.Amortisman					
6.Brüt Kâr (1-3-4-5)					
7.Vergi (6*Vergi Oranı)					
8.Net Kâr (6-7)					
9.Net Nakit Akımı (8+5-2)					

Tablo 3.1' e göre projenin artık değeri son yıla gelir olarak kaydedilmektedir. Faiz gelirleri de ayrı bir madde olarak gösterilmiştir. Dolayısıyla ilk yatırım giderleri içinde kuruluş dönemi faizleri bulunmamakta, işletme giderleri içinde ise faizler bulunmamaktadır. Ayrıca amortismanlar işletme giderlerine eklenmemiş ve ayrı bir madde biçiminde gösterilmişlerdir (Sarıaslan 1994, 180).

3.1.1.4.Projelerin Değerlendirilmesi – Ticari Analiz

Bir yatırım önerisinin değerlendirilmesini, biri projenin kârlılık düzeyini belirlemeye yönelik ekonomik değerlendirme diğeri projenin bir tesis olarak işlerlik derecesini belirlemeye yönelik finansal değerlendirme olmak üzere iki aşamada değerlendirmek uygun olmaktadır.

Ekonomik değerlendirme ticari kârlılık ve toplumsal kârlılık analizleri olmak üzere ikiye ayrılır.

3.1.1.5.Ticari Kârlılık Analizi

Bir yatırım önerisini ticari kârlılığı açısından değerlendirmeye ya da seçenek önerileri karşılaştırma amacı ile yaygın olarak kullanılan yöntemleri çeşitli biçimlerde sınıflandırmak mümkündür. En uygun sınıflandırma biçimi, bu yöntemleri paranın zaman değerini göz önüne almak ve almamak durumuna göre gruplamaktır (Sarıaslan 1994, 188).

1.Paranın Zaman Değerini Göz Önüne Almayan Yöntemler:

- a. Basit Kârlılık (rantabilite) Oranları
- b. Geri Ödeme Süresi Yöntemi

2.Paranın Zaman Değerini Göz Önüne Alan Yöntemler :

- a.Net Bugünkü Değer Yöntemi
- b.Net Bugünkü Değer Oranı (Kârlılık İndeksi) Yöntemi
- c. İç Kârlılık Oranı Yöntemi

3.1.1.5.1.Basit Kârlılık (Rantabilite) Oranı (BKO) Yöntemi

Yatırım önerilerinin değerlendirilmesinde başvurulmuş en kolay ve pratik yöntemdir. En basit şekli ile bir yatırımdan beklenen net kârın (P) toplam ilk yatırım tutarına (I) olan oranını göstermektedir.

$$BKO = \frac{P}{I} \text{ şeklinde ifade edilir.}$$

Eğer projenin yatırım tutarının finansmanında yabancı kaynak kullanılmış ise normal yıldaki faiz giderleri de (F) net kâra eklenmelidir. Böylece toplam sermaye (Öz kaynak + borç) için basit kârlılık oranı:

$$BKO = \frac{P + F}{I}$$

olacaktır.

Benzer biçimde basit kârlılık oranı projenin finansmanında kullanılan öz kaynak (Q) için de;

$$BKO = \frac{P}{Q}$$

biçiminde hesaplanabilir.

Görüldüğü gibi bir tek yıla (normal ya da uygun yıla) ilişkin verilere göre hesaplanan BKO yöntemi paranın zaman değerini göz önüne almamaktadır. Çünkü yatırım harcaması kuruluş döneminde yapılmışken, kâr işletme döneminde seçilen normal bir yıla göre alınmaktadır. Ancak normal yıl olarak seçilen yılda tesisin kapasite kullanım oranının en yüksek düzeyde olması ve eğer borç kullanılmış ise borç anapara ve faiz ödemelerinin bulunduğu bir yıl olması gerekir (Sarıaslan 1994, 132).

3.1.1.5.2.Geri Ödeme Süresi (GÖS) Yöntemi

Bir değerlendirme aracı olarak bu yöntemde yatırım önerisinin toplam yatırım tutarını (I), yani ilk ya da başlangıç yatırım maliyetini, kaç yılda geri ödediği net nakit akımına göre hesaplanır. Hesaplanan geri ödeme süresi (GÖS), yatırımcının istediği yıla kadar daha az ise yatırım projesi kabul, aksi durumda ret edilir. Buna göre, geri ödeme süresi yöntemi temelde projenin likiditesini göstermektedir (Şandır, 2007, 118).

Geleceğin belirsiz ve uzun dönemli yatırımların çok riskli olduğu veya üretim süreci içinde teknolojik yeniliklerin sık sık gündeme geldiği durumlarda GÖS yöntemi proje seçiminde kullanılabilir. Belirtilen koşullarda firma için projeye yatırılan fonun en kısa sürede geri alınması önem kazanmaktadır. Bu yöntem uygulama kolaylığı yanında riske karşı otomatik emniyet sağlamaktadır. GÖS yöntemi riske karşı koruma mekanizmasına sahip olması yanında firmanın likiditesini de yüksek düzeyde tutmasını ve kârlı yatırım fırsatlarını değerlendirmesini de kolaylaştırır (Şahin, 2000, 116).

Geri ödeme süresi :

$$\sum_{t=0}^m I_t = \sum_{t=m+1}^n P_t$$

eşitliğini sağlayan işletme dönemindeki yıl sayısıdır.

Burada:

I: Yatırım önerisinin toplam yatırım tutarını,

P: Projenin faydalı ömrü boyunca sağladığı net kârları,

m:Kuruluş dönemi yıl sayısını,

n:Projenin yaşam devrindeki (kuruluş + işletme dönemi) yıl sayısını belirtmektedir.

GÖS yönteminde kullanılan amortisman yöntemi projelerin öncelik sırasını etkilemez. Çünkü GÖS hesaplanırken amortisman payları indirilmemektedir.

Söz konusu üstünlüklerine karşılık GÖS yönteminin ciddi mahsurları da vardır. GÖS yöntemi paranın zaman değerini dikkate almamaktadır. Bu açıdan bakılınca, bu yöntem, projeleri gerçek kârlılıklarına göre sıralamamaktadır ve kıt kaynakların kötü kullanılmasına neden olmaktadır. Firmalar kısa geri ödeme süresine sahip projeleri tercih ederek sermaye maliyetinin birkaç katı getirisi olan projeler aramış olmaktadır. Böylece gerçekte kârlı olan fakat hedeflenen GÖS içinde sermaye maliyetini amorti etmeyen projeleri dışlamaktadırlar (Şahin, 2000, 117).

3.1.1.5.3.Net Bugünkü Değer (NBD) Yöntemi

Bir yatırımın net bugünkü değeri (NBD), belli bir iskonto oranına göre indirgenmiş giderlerinin toplamı ile indirgenmiş net gelirleri ve hurda değerinin bugünkü değeri toplamı arasındaki farktır. Ancak, proje çalışmalarında proforma gelir ve nakit akımları tabloları bir projenin ilişkili tüm nakit giriş ve çıkışlarını bir bütün olarak gösterdikleri için net bugünkü değer hesapları bu tablolardaki net nakit akımlarının yıllara göre dağılımına dayalı olarak hesaplanır. Buna göre bir projenin net bugünkü değeri o projenin yaşam devri (kuruluş+işletme dönemi) boyunca neden olduğu net nakit akımlarının belli bir iskonto oranına göre indirgenmiş değerleri toplamı olarak da tanımlanır (Mao 1969, 190).

$$NBD = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{NNA_t}{(1+r)^t}$$

Burada;

NNA_t : t'inci yıldaki net nakit akımı(hurda değer son yıla gelir olarak eklenmiştir.)

n : projenin yaşam devrini ($t= 0, 1, 2, \dots, n$)

r : iskonto oranını ifade etmektedir.

$$NNA=(G-\dot{C}-F-D) (1-V)+D$$

şeklinde hesaplanmaktadır.

Burada;

G = gelirler

I = ilk yatırım tutarı

$\dot{C}$ = işletme giderleri

F = faiz

D = amortisman

Brüt kâr= $G-\dot{C}-F-D$

Vergi (V)= Brüt Kâr x Vergi Oranı

Net Kâr= $(G-\dot{C}-F-D)(1-V)$

$NBD > 0$ olmalıdır. Birden fazla proje olması durumunda NBD 'i yüksek olan proje tercih edilmelidir. Eğer $NBD = 0$ olursa yıllık hasılat akımlarının işletme maliyetlerini ve yıllık yatırım maliyetlerini ancak karşıladığı anlaşılır (Mao 1969, 191).

3.1.1.5.4.İç Getiri Oranı (IRR) Yöntemi

Yatırım projesinden beklenen yıllık hasılat akımlarının ve hurdanın bugünkü değeri toplamını proje ile ilgili maliyet akımlarının bugünkü değeri toplamına eşitleyen bir iskonto oranı vardır, bu iskonto oranına yatırımın iç getiri oranı (IRR) denilmektedir. Buna göre IRR aşağıdaki şekilde ifade edilebilir (Şahin, 2000, 129).

$$NBD= 0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{NNA_t}{(1+IRR)^t}$$

Burada IRR hiçbir zaman firmanın iskonto oranı olan ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinin altında olamaz. Ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinin iç getiri oranından yüksek olması durumunda yatırımın NBD ' si negatif olmaktadır (Ercan 2005, 151).

Hesaplama yöntemi olarak iç getiri oranının bulunması içim ilk yöntem yukarıda verilen eşitlikte deneme yanılma yolu ile eşitliğin sol tarafını sıfır yapan oranın aranmasını

gerektirir. Bunun için önce tahmini “IRR” alınır ve formülde yerine konularak eşitliğin sol tarafı (NBD) hesaplanır. Eğer NBD pozitif ise, “IRR” artırılarak denemeye devam edilir. Eğer seçilen “IRR” sonucu negatif NBD çıkıyorsa, “IRR” küçültülerek NBD’yi sıfır yapan “IRR” oranı aramaya devam edilir. Bu “IRR” ı artırma ve azaltma denemesi NBD=0 oluncaya kadar devam eder. İç getiri oranının bulunması için kullanılabilecek ikinci yöntem ise enterpolasyondur. Enterpolasyon; istatistiksel bir yöntem olup gruplanmış bir serinin bilinen bir değerine dayanarak, bilinmeyen değerlerin hesaplanmasıdır.

IRR projeye yatırılan sermayenin kârlılık oranını gösterir. Bu oran ayrıca, projeyi üstlenen girişimciye proje finansmanında borç kullanma gerektiği zaman, ödeyebileceği maksimum faiz oranının ne olması gerektiği konusunda da açık bir ölçü vermektedir. Yani sermaye maliyeti ile karşılaştırılabilecek bir oran vermektedir (Şandır, 2007, 108).

3.1.1.5.5.Fayda / Maliyet Oranı (F/M) Yöntemi (Kârlılık Endeksi)

Fayda/Maliyet oranı (F/M), bir projenin ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı faydaların (net nakit girişleri) bugünkü değerlerinin toplamının, maliyetlerin (yatırım harcamaları ve diğer nakit çıkışları) bugünkü değerlerinin toplamına oranıdır. Bu tanıma göre F/M oranı;

$$F/M = \frac{\sum_{t=1}^n R_t / (1+r)^t + H / (1+r)^n}{I_0 + \sum_{t=1}^n C_t / (1+r)^t}$$

şeklinde hesaplanır.

Burada;

R_t : t döneminde yatırımın sağlayacağı para girişini,

C_t : t döneminde yatırımın gerektirdiği para çıkışını,

I_0 : Tesis döneminde yatırımın gerektirdiği para çıkışını,

H : Ekonomik ömür sonundaki hurda değerini,

r : İskonto oranını(yatırımdan istenen asgari kârlılık oranı) gösterir.

Fayda-maliyet oranı, bir firmanın yapacağı yatırımlarda fayda-maliyet oranını maksimum kılmayı amaçlar. Bu yöntemle bir projenin kabul edilebilmesi için oranın

1'e eşit veya büyük olması gerekmektedir. Alternatif projeler arasında ise 1'den büyük olmak kaydıyla oranı en büyük olan projeye öncelik verilir.

NBD yöntemi ile fayda-maliyet oranı kriteri, yatırım projelerinin sıralanmasında farklı sonuçlar verebilirler. NBD yönteminde amaç, belirli bir iskonto haddi üzerinden yatırımların net bugünkü değerini maksimum kılma olduğu halde, F/M yönteminde amaç, yatırımlarda fayda-maliyet oranını en yüksek düzeye çıkarmaktır (Akgüç 1998, 375).

3.1.1.5.6.Olasılık Dağılımı Yaklaşımı

Yatırım projelerini riske göre inceleyen yaklaşımlardan birisi olan olasılık dağılımı yaklaşımı yaygın olarak kullanılan yöntemlerden biridir. Bu yöntemle projenin sağlayacağı nakit girişlerinin beklenen değeri olasılıklarla çarpılarak bulunmakta ve bulunan değer risksiz iskonto oranı üzerinden, şimdiki değere indirgenerek, projenin değerlendirilmesi yapılmaktadır (Büker; Aşıkoğlu; Sevil 1997, 273).

Olasılık dağılımı yaklaşımında, beklenen değeri en büyük olan projeler en kârlı proje kabul edilmektedir. Olasılık dağılımı yaklaşımında yatırım projelerinin değerlendirilmesinde proje riski belirlenirken, standart sapmanın da bulunması gerekir. Standart sapma olasılık dağılımındaki dağılımın ölçüsüdür ve aşağıdaki gibi formüle edilmektedir (Büker; Aşıkoğlu; Sevil 1997, 275).

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n (BNG - NNA)^2 P_i}$$

σ : Standart sapmayı,

BNG : Beklenen nakit girişini,

NNA : Net nakit girişini,

P_i : Olasılık derecelerini gösterir.

Yatırım projesinin net bugünkü değerinin olasılık dağılımı yaklaşık olarak normal ise, bir yatırım projesinin, NBD'nin negatif olma veya belli bir tutardan daha düşük olma olasılıklarını hesaplamak mümkündür. Yatırımın bugünkü değerinin yüzde kaç

olasılıkla pozitif veya negatif olduğunu bulmak için, normal olasılık dağılımının standardize edilmesi gerekir. Bunun için aşağıdaki formül kullanılır (Aydın; Coşkun; Bakır ve Diğerleri 2004, 199).

$$Z = \frac{X - NBD}{\sigma}$$

Formülde yer alan X, projeden istenen net bugünkü değerini; NBD yatırımın net bugünkü değerini; σ ise, yatırımın net bugünkü değerinin standart sapmasını göstermektedir.

3.1.1.5.7. Toplumsal Kârlılık Analizi

Projenin kârlılık değerlendirmesi bireysel açıdan değil toplumun amaçları ve menfaatleri doğrultusunda kamu adına yapılıyorsa değerlendirme toplumsal kârlılık analizi olarak adlandırılır. Toplumsal kârlılık analizi, toplum olarak hedeflenen ulusal amaçların belirlenmesini, bu amaçları gerçekleştirmek için önerilen yatırım projesinin doğrudan ve dolaylı tüm fayda ve maliyetlerinin saptanmasını ve muhtemelen gölge fiyatlar ile gerçek değerlerini belirleyerek karşılaştırılmasını amaçlayan geniş kapsamlı bir proje değerlendirme yaklaşımıdır (Sarıaslan 1994, 280). Toplumsal kârlılık analizlerinde en önemli nokta toplumun yöneldiği ulusal amacı ya da amaçları belirlemektir. Bu nedenle amaç farklılığına göre analizler farklılık gösterecektir.

Proje bir bütün olarak kamusal açıdan analiz edilirken projenin ekonomi üzerindeki her türlü dolaylı ve dolaysız etkilerinin mümkün olduğu kadar sayısal olarak ölçülmesi gerekir. Projenin faydalarını net olarak, yani “projenin uygulanması” durumunda oluşacak yeni faydalardan “projenin uygulanmaması” durumunda gerçekleşecek faydaları düşerek hesaplamak gerekir. Toplumsal analizde projeler, ancak tüm bu etkiler kapsandıktan ve fayda ve maliyetler gölge fiyatlarla hesaplandıktan sonra ekonomik ve sosyal açıdan analiz edilebilir ve projelerin uygunluğu konusunda karar alınabilir. Oysa bir projeyi yatırımcı açısından irdeleyen ticari analiz aşamasında bu tür etkilerin ölçülmesine gerek yoktur. Ticari analizde, dolaylı ve dışsal etkiler dikkate alınmaz (Şandır, 2007, 109).

Toplumsal kârlılık analizinde en önemli nokta toplumun yöneldiği ulusal amacı ya da amaçları belirlemektir. Bu nedenle amaç farklılığına göre analizler de farklılık gösterir. Çünkü projenin toplumsal fayda ve maliyetleri ancak bu amaçlara göre belirlenebilir. Toplumsal kârlılık analizlerine örnek olarak UNIDO, LMST, UNIDO ve IDCAS yöntemleri verilebilir.

4.BÖLÜM

HES YATIRIM PROJESİ ÖRNEĞİ

4.1.LİTERATÜR

Dünyada ve Türkiye’de enerji yatırımlarının önemi giderek artmaktadır. Yeryüzünde enerji kaynaklarının giderek azalması, insanları yeni enerji kaynaklarının keşfi ve kullanımına yöneltirken, yatırımlardan beklenen yüksek orandaki kar getirileri yatırımcıları enerji piyasasına yönlendirmekte ve enerji yatırımları artmaktadır.

Enerji ve Enerji yatırımları ile ilgili bu güne kadar yapılmış birçok çalışma bulunmaktadır. Bu tez çalışmasına en yakın çalışma Gazi Üniversitesi’nden Erengül Şandır’ın 2007 de hazırladığı ‘Elektrik Piyasasında Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi: Türkiye Uygulaması’ dır. Bu tez ile çalışma arasındaki en büyük fark, ilgili tezde model olarak sadece elektrik enerjisinin kullanılmasıdır. Bu tez çalışması dışında TEİAŞ genel müdür yardımcısı Halil Alış’ ın Temiz Enerji Teknolojileri Konferansı için hazırlamış olduğu Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Kapasite Projeksiyonu ve Yasal Düzenlemeler isimli sunuda elektrik piyasası talep tahminleri verilmiştir. İlgili tahminler enerji kaynakları için düşük ve yüksek iki senaryo için verilmiş, ancak tahminler çalışma tarihinden dolayı 2007 yılına kadarki dönemi kapsamaktadır. Çalışmada geleceğe yönelik tahminler yapılırken bu sunu da dikkate alınmıştır.

Çalışmaya en önemli bilgi birikimini sağlayan VI. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu olmuştur. Sempozyumda katılımcıların sunuları dikkatle takip edilmiş ve sempozyumun bildiriler kitabında yer alan Türkiye’de enerji kaynakları ile ilgili tüm çalışmalar incelenmiştir. Enerji yatırımları ile ilgili özellikle dikkat çeken çalışmalar şöyledir.

- Küresel Biyo Yakıt Politikaları ve Türkiye, Naci Bayraç
- Türkiye’de Güneş Enerjisi Sektörünün Gelişimi ve Bugünkü Durumu; Necdet Altuntop, Doğan Erdemir
- Türkiye’de Jeotermal Enerji Uygulamaları, Orhan Yeşin
- Türkiye Enerji Potansiyeli ve Bu Potansiyel İçerisinde Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Değerlendirilmesi; Ziya Söğüt, Hikmet Karakoç

4.2.HES YATIRIM PROJESİNİN TANIMI

Türkiye’de deki yağış miktarı yurt genelinde ortalama 642,6 mm veya 501 milyar m³’tür. Bu yağıştan akışa geçen elektrik enerjisi üretilebilecek kısmının ekonomik olarak değerlendirilmesi ile yılda üretilebilecek elektrik enerjisi miktarı 127.381 GWh’dir. Hızlı bir şekilde sanayileşen ve buna bağlı olarak enerji ihtiyacı da hızla artan Türkiye’de bu hidroelektrik enerji potansiyelinin olabildiğince kullanılması gerekmektedir (Şandır, 2007, 149).

Son dönemde hükümet sağlam ve başarılı özelleştirme programları ve kapsamlı teşviklerle özel sektör yatırımlarını desteklemeye hızla devam etmektedir. Piyasa dengesine yönelik fiyatlandırma mekanizması, yenilenebilir enerji teşviki ve Avrupa Birliği bildirimleri kapsamında kurulan yeni düzenleyici yapılar oluşturulmaktadır. En son olarak TBMM Kyoto Protokolünü imzalamıştır.

Elektrik üretim piyasası çoğunlukla devlet tarafından kontrol edilmektedir. Devlete ait olan EÜAŞ, elektrik kapasitesinin yaklaşık %55’ ini işletmektedir. Elektrik dağıtım özelleştirme süreci ise 2008 yılında başlamıştır. Devlete ait olan iletim şirketi Türkiye’de bütün elektrik üretimi ve dağıtımı yapan şirketlere hizmet sağlayan tek şirket konumundadır. İletim işleminin gelecekte de devlet kontrolünde kalması beklenmektedir.

Ağustos 2006’da uygulamaya geçen Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği sistemi ile elektrik fiyatları devlet kontrolünde tutulmaktadır. Piyasadaki arz-talep dengesizliği DUY sistemindeki fiyatların TETAŞ fiyatlarına oranla daha yüksek olmasına neden olmaktadır. TETAŞ toptan elektrik satış fiyatlarının belirlenmesinden, ithalat-ihracat faaliyetlerinden ve enerji dağıtım şirketlerinin enerji satın alma ve satma anlaşmasının

imzalanmasından sorumludur. DUY sistemindeki ortalama fiyat TETAŞ fiyatlarının yaklaşık %35-40 üstünde gerçekleşmektedir.

Devletin destekleyici tutumu ve Türkiye'nin elverişli coğrafi yapısı göz önüne alındığında hidroenerjinin özel yatırımcıların özellikle yatırım yapmayı tercih edeceği bir alan olacağı ve 2017 yılı sonuna kadar kapasitenin 2,5-3 katına çıkacağı tahmin edilmektedir. Yenilenebilir enerjiye yapılan en önemli teşvikler arasında ise; alım bedeli garantisi, lisans ücretinden muafiyet ve elektrik şebekesi bağlantı önceliği sayılabilir.

HES lisans başvuru süreci aşağıdaki adımları içermektedir.

- 1.Başvuru dönemi (30 gün)
- 2.İhale dönemi (60-75 gün)
- 3.Fizibilite raporunun oluşturulması (90-180 gün)
- 4.DSİ değerlendirmesi (90 gün)
- 5.EPDK değerlendirmesi (90 gün)
- 6.Lisans başvurusu (90-180 gün)
- 7.İnşaat öncesi dönem (18-24 ay)
- 8.İnşaat dönemi (18-36 ay)
- 9.Santralin hizmete geçmesi

Projede yatırım projesinin değerlendirilmesi ve bir model önerisinin oluşturulması amacı ile bir HES yatırım projesinin maliyet kalemleri incelenerek, iyi, kötü ve baz fiyat senaryoları altında değerlendirmeye alınmıştır. Veriler gerçek bir yatırım firmasından alınmış olup, ilgili firma çalışmada isminin kullanılmasını istemediği için X firması olarak belirtilecektir.

4.3.Projenin Finansal Analizi

Projenin finansal analizi yapılırken yatırım tutarının saptanması, işletme giderlerinin saptanması, projenin yıllık getirilerinin hesaplanması, yabancı kaynak maliyetinin hesaplanması yöntemleri kullanılmış ve bu yöntemlere göre proje değerlendirme yöntemleri uygulanmıştır.

4.3.1.Yatırım Tutarının Saptanması

İncelenecek olan HES sadece enerji üretim amaçlı bir projedir. Projenin maliyetini oluşturan başlıca yapılar, regülatör ve sulama yapısı, iletim kanalı, yükleme havuzu, cebri boru ve bu iş kalemlerinin birbirinden bağımsız olarak inşa edilebileceği basit bir kanal santralidir.

Projenin 2 yılda tamamlanacağı ön görülmektedir.

Genel birim olarak enerji maliyetleri ithal edilecek makine ve ekipmanlar USD bazında ifade edilmektedir. Bunların dışında yapılan her türlü inşaat harcamaları TL cinsinden oluşmaktadır. Bu nedenle çalışmada sabit sermaye yatırımları USD bazında hesaplanmış, nakit akım tabloları ve diğer finansal araçların hesaplanması TL cinsinden yapılmıştır. Ekonomik değerlendirmede USD kuru olarak 1,52, EUR/USD paritesi 1,3948 olarak kullanılacaktır.

İncelenecek olan HES yatırım projesinin kurulu gücü 30 MW ve yıllık üretimi 170 GWh olarak kabul edilmiştir ve detaylı sabit sermaye yatırımı tablosu Tablo 4.1’de verilmiştir.

Tablo 4.1. Sabit Sermaye Yatırım Tablosu

Milyon USD (EUR/USD=1,3948)	
Elektrik Ekipman	4,5
Elektro Mekanik	13
Enerji Nakil Hattı	3,99
Hidro Mekanik Ekipman	0
İnşaat	20,46
Kamulaştırma, Orman	18,97
Müşavirlik Kontrollük	0,92
DSİ Hizmet Bedeli	0,58
Sigorta	0,22
Etüt Proje Müh.	0,8
Diğer	6,05
Toplam (KDV Hariç)	69,49
KDV	4,82
Toplam (KDV Dahil)	74,31

Tablo 4.1 ‘ de görüleceği üzere HES projesinin sabit sermaye yatırım toplam tutarı 74,31 milyon USD’ dir. Bu tutarın büyük çoğunluğunu inşaat yatırımı oluşturmaktadır. İnşaat payı toplam yatırımın yaklaşık %28’ ini oluşturmaktadır.

4.3.2.İşletme Giderlerinin Saptanması

Personel giderleri için 2012 yılında devreye alınması planlanan projede, personelin bir yıl öncesinden yani 2011’ de çalışmaya başlayacağı düşünülmüş maliyetleştirilmeye 2011 yılında başlanmıştır.

Tablo 4.2.Yıllık İşletme Giderleri

Milyon ₺	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Holding Giderleri			0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Bakım-Malzeme Giderleri			0,4	0,9	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,3
Personel Giderleri		0,3	0,1	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Sistem İletim Bedeli			0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Sistem Kullanım Bedeli			0,15	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Sigorta Gideri			0,7	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4
Diğer Giderler			0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
DSİ Katkı Payı			0	0	0	0	0	0	0	0

Kaynak: X Firması Tahmini Gider Tablosu

Projenin tahmini personel gider tablosu ile bakım-malzeme, sigorta, dağıtılan holding giderleri, amortisman, DSİ katkı payı, sistem kullanım ve yönetim ücretleri ile bakım-malzeme, personel, holding giderleri ve sigorta giderlerinin %5’i olarak kabul edilen ihtiyati giderleri kapsayan diğer işletme giderlerinin 2019 yılına kadar olan maliyetlerinin ön görüleri Tablo 4.2 de verilmiştir. İşletme dönemi için öngörülen 50 yıl boyunca giderlerin 2019 yılındaki şekli ile sabit kalacağı düşünülmektedir.

4.3.3.Projenin Yıllık Getirilerinin Hesaplanması

Yıllık getiri hesaplanırken üç ana senaryo oluşturulmuştur. Bunlar baz, iyi ve kötü senaryolardır. Kötümser senaryo, devlet fiyat garantili alım senaryosudur. Üretilen elektriğin satılamaması durumunda devletin elektriği alacağı fiyattır. Yeni kanunla bu fiyatın değişeceği ön görülse de çalışmada elektrik fiyatı 2010 yılından itibaren €7c alınmış ve projeksiyon dönemi boyunca sabit tutulmuştur. İyimser senaryo için elektrik fiyatı KWh başına 2010, 2011 ve 2012 yılları için sırasıyla €7c, €8,4c ve €10c’

çıkarılmıştır. Düzeltilmiş elektrik üretimi kalemi için yıllık elektrik üretimi, iletim hattı kayıpları ile yenileme ve büyük bakım yatırımları esnasında katlanılacak enerji kayıpları ile düzeltilmiştir. Üretim değerleri, santralin işletmeye geçtiği tarihten itibaren oransal olarak ilgili yıla dağıtılmıştır. Karbon gelirleri Kyoto Protokolü kapsamında düşünülmüş alınılmıştır. Kyoto Protokolü ardı sıra kurulmuş olan ve hemen hemen tüm ülkelerin farklı şekillerde de olsa dahil olduğu ya da etkilendiği küresel karbon ticareti sistemi içerisinde hidroelektrik gibi enerji türlerinin kullanımı mükafatlandırılmaktadır. Bu kapsamda tesisler kuran yatırımcılar, salınımına mani oldukları sera gazları için projenin niteliğine göre elde ettikleri salım haklarını ihtiyaç duyanlara satıp kazanç sağlayabilmekte ve proje finansmanına katkıda bulunabilmektedirler.

X Firması HES yatırım projesinin analiz edilecek olan 3 senaryoya göre 2019 yılına kadar tahmin edilen proje gelirleri Tablo 4.3' teki gibidir. İşletme dönemi için öngörülen 50 yıl boyunca gelirlerin 2019 yılındaki şekli ile sabit kalacağı düşünülmektedir.

Tablo 4.3 Üç Senaryoda Proje Getirileri

Baz Senaryo (milyon USD)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Düzeltilmiş Elektrik Üretimi (GWh)			84,5	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1
Elektrik Fiyatı (€/MWh)	97,7	98,6	100,2	101,7	103,2	104,7	106,3	107,9	109,5	110,6
Net Satışlar			8,52	17,19	17,44	17,69	17,96	18,54	18,51	18,69
Elektrik Satış Gelirleri			7,82	15,69	15,84	17,7	15,69	16,64	16,61	16,69
Karbon Gelirleri			0,7	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0

Devlet Garantili Fiyat Senaryosu (Kötümser Senaryo) (milyon USD)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Düzeltilmiş Elektrik Üretimi (GWh)			84,5	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1
Elektrik Fiyatı (€/MWh)	97,7	96,5	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0
Net Satışlar			8,16	16,22	16,22	16,22	16,22	16,22	16,22	16,22
Elektrik Satış Gelirleri			7,46	14,72	14,62	14,52	14,42	14,32	14,32	14,22
Karbon Gelirleri			0,7	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0

İyimser Senaryo (milyon USD)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Düzeltilmiş Elektrik Üretimi (GWh)			84,5	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1
Elektrik Fiyatı	97,7	115,6	126,1	137,2	137,2	137,2	137,2	137,2	137,2	137,2
Net Satışlar			10,72	23,19	23,19	23,19	23,19	23,19	23,19	23,19
Elektrik Satış Gelirleri			10,02	21,69	21,59	21,49	21,39	21,29	21,29	21,09
Karbon Gelirleri			0,7	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0

4.3.4.Yatırımın Kaynak Maliyetinin Hesaplanması

Yatırımın kaynak maliyeti hesaplanırken yabancı, öz sermaye ve ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti hesaplanmıştır.

4.3.4.1.Yabancı Kaynak Maliyetinin Hesaplanması

Yatırımın, %70 yabancı kaynak ve %30 öz sermaye ile finanse edileceği planlanmıştır. Yabancı kaynak maliyeti, kaynağın firmaya sağladığı para girişi ile bunun gelecek dönemlerde faiz ve anapara taksiti olarak firmadan gerektireceği para çıkışını eşitleyen faiz (ya da iskonto) oranıdır. Aşağıdaki şekilde hesaplanmıştır:

Tablo 4.4. Yıllık Sermaye-Borç-Faiz Ödemeleri

(milyon ₺)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Faiz Geri Ödemesi		0,4	1,2	8,5	6,7	4,5	2,1			
Borç Geri Ödemesi			9,3	9,3	19,9	24,5	20,7			
Alınan Borç	25,6	37,2	17,9							
Yatırılan Sermaye	11	15,9	7,7							
Borç+Faiz Geri Ödemeleri		0,4	10,5	17,8	26,6	29	22,8			

Alınan Borç Toplamı: $83,7 \times 10^6$

$$83,7 = \frac{(-0,4)}{(1+k_i)^1} + \frac{(-10,5)}{(1+k_i)^2} + \frac{(-17,8)}{(1+k_i)^3} + \frac{(-26,6)}{(1+k_i)^4} + \frac{(-29)}{(1+k_i)^5} + \frac{(-22,8)}{(1+k_i)^6}$$

$$k_i = 0,06$$

kaynağın firmaya sağladığı para girişi ile bunun gelecek dönemlerde faiz ve anapara taksiti olarak firmadan gerektireceği para çıkışını eşitleyen faiz (ya da iskonto) oranı %6 olarak hesaplanmıştır. Bu değer yabancı kaynak maliyetini vermektedir.

4.3.4.2.Öz Sermaye Kaynak Maliyetinin Hesaplanması

Firmaların, ortaklarına kârın tamamını veya bir kısmını dağıtmayarak şirket bünyesinde bırakılması kararı almalarının bir nedeni, kârın firmaca kullanılmasında sağlanacak gelirin, kârın dağıtılması halinde ortakların alternatif kullanım alanlarında sağlamayı bekledikleri gelirden daha yüksek olmasıdır. Şu halde ortaklar, kârın dağıtılmaması yoluyla yaptıkları yatırımdan bir gelir beklemektedirler ve bekledikleri kârlılık oranı da, kârın dağıtılması halinde alternatif kullanım alanlarında sağlayabilecekleri gelir oranından daha yüksek ya da ona eşit bulunmaktadır.

Dağıtılmamış kârların firmaya maliyeti, firma ortaklarının sermaye payları üzerinden almayı bekledikleri kârlılık oranına eşittir. Fırsat maliyetinin en iyi göstergesi, finansal piyasalarda oluşan faiz oranıdır. Finansal piyasalarda faiz oranları, vade yapısı, yatırımların geri ödeme riski, uygulanan vergi oranı gibi piyasa koşullarına bağlıdır (Şandır, 2007, 145).

4.3.4.3.Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyetinin Hesaplanması

Yatırımcılar yüksek riskten dolayı %22 gibi bir getiri beklemektedir. Yabancı kaynak maliyeti de %6 olarak belirlenmiştir. Ayrıca, borcun vergi kalkını etkisi söz konusu olmaktadır. Buna göre vergi oranına bağlı olarak borcun maliyeti azalacaktır. Bu verileri düzenleyerek firma için AOSM (WACC) hesaplanırsa:

$$WACC = k_i * (1 - T) * W_i + k_e * W_E$$

$$WACC = 0,06 * (1 - 0,2) * 0,7 + 0,22 * 0,3$$

$$= \%9,96 \text{ olacaktır.}$$

4.3.5.Nakit Akım Tablosu

Projenin faydalı ömrü süresince yıllara göre neden olduğu net nakit akımları baz, iyi ve kötü senaryolar altında tahmin edildikten sonra, projeyi bir bütün olarak bu tahminler ışığında değerlendirebiliriz. Proje bundan sonraki aşamada ekonomik ve finansal açıdan değerlendirilmiştir. Bu değerlendirmeler sonucu proje önerisi ret ya da kabul edilecektir. Nakit akım tabloları 2020 yılına kadar gösterilmiştir. İşletme dönemi için öngörülen 50 yıl boyunca nakit akımlarının 2020 yılındaki şekli ile sabit kalacağı düşünülmektedir.

Tablo 4.5. X Firması Belirlenen Baz Senaryoda Nakit Akım Tablosu

Nakit Akımları (Baz Senaryo)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Düzeltilmiş Elektrik Üretimi (GWh)			85	169	169	169	169	169	169	169
Elektrik Fiyatı (₺/MWh)	97,7	98,6	100,2	101,7	103,2	104,7	106,3	107,9	109,5	110,6
Net Elektrik Satışları (milyon ₺)			8,52	17,19	17,44	17,69	17,96	18,24	18,51	18,69
Büyüme %				101,8%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,0%
Karbon Gelirleri			0,7	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0
Toplam Faaliyet Giderleri	(0,3)	(1,5)	(3,5)	(3,6)	(3,6)	(3,6)	(3,6)	(3,7)	(3,7)	(3,8)
Büyüme %			447,6%	131,6%	1,3%	1,2%	1,0%	0,8%	1,0%	1,3%
Holding Giderleri (milyon ₺)			0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Bakım-Malzeme Gid. (milyon ₺)			0,4	0,9	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,3
Personel Giderleri (milyon ₺)		0,3	0,1	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Sistem İletim Bedeli (milyon ₺)			0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Sistem Kull. Bedeli (milyon ₺)			0,15	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Sigorta Gideri (milyon ₺)			0,7	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4
Diğer Giderler (milyon ₺)			0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
DSİ Katkı Payı (milyon ₺)			0	0	0	0	0	0	0	0
FAVÖK	(0,3)		7,72	15,19	15,44	15,79	16,16	16,44	16,71	16,89
Büyüme %			(2672,3%)	96,8%	1,7%	2,3%	2,3%	1,7%	1,6%	1,1%
Amortisman (milyon ₺)			(2,1)	(4,2)	(4,2)	(4,2)	(4,2)	(4,2)	(4,2)	(4,2)
FVÖK (milyon ₺)	(0,3)		5,62	10,99	11,24	11,59	11,96	12,24	12,51	12,69
Aktifleştirilen Faizin Amortismanı (milyon ₺)			(0,5)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)
Faiz Geliri (milyon ₺)									0,5	0,9
Faiz Gideri (milyon ₺)	(0,0)	(0,4)	(1,2)	(8,5)	(6,7)	(4,5)	(2,1)			
Vergi Öncesi Kar (milyon ₺)	0	(0,7)	4,42	2,49	4,54	7,09	9,86	12,24	12,51	12,69
Vergi (milyon ₺)			(0,88)	(0,50)	(0,91)	(1,42)	(1,97)	(2,45)	(2,50)	(2,54)
Net kar (milyon ₺)	0	(0,7)	3,53	1,99	3,63	5,68	7,89	9,79	10,00	10,15
Net Nakit Akımı	0	(0,7)	5,63	6,19	7,83	9,88	12,09	13,99	14,2	14,35

Kaynak : X Firması Gelecek Dönem Tahmini Gider Kayıtları

Tablo 4.6. X Firması Belirlenen İyi Senaryoda Nakit Akım Tablosu

Nakit Akımları (İyi Senaryo)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Düzeltilmiş Elektrik Üretimi (GWh)			85	169	169	169	169	169	169	169
Elektrik Fiyatı (₺/MWh)	97,7	115,6	126,1	137,2	137,2	137,2	137,2	137,2	137,2	137,2
Net Elektrik Satışları (milyon ₺)			10,72	23,19	23,19	23,19	23,19	23,19	23,19	23,19
Büyüme %				116,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Karbon Gelirleri			0,7	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0
Toplam Faaliyet Giderleri		(0,3)	(1,5)	(3,5)	(3,6)	(3,6)	(3,6)	(3,7)	(3,7)	(3,8)
Büyüme %			447,6%	131,6%	1,3%	1,2%	1,0%	0,8%	1,0%	1,3%
Holding Giderleri (milyon ₺)			0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Bakım-Malzeme Gid. (milyon ₺)			0,4	0,9	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,3
Personel Giderleri (milyon ₺)		0,3	0,1	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Sistem İletim Bedeli (milyon ₺)			0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Sistem Kull. Bedeli (milyon ₺)			0,15	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Sigorta Gideri (milyon ₺)			0,7	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4
Diğer Giderler (milyon ₺)			0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
DSİ Katkı Payı (milyon ₺)			0	0	0	0	0	0	0	0
FAVÖK		(0,3)	9,92	21,19	21,19	21,29	21,39	21,39	21,39	21,39
Büyüme %			(3.406,2%)	113,6%	0,0%	0,5%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%
Amortisman (milyon ₺)			(2,1)	(4,2)	(4,2)	(4,2)	(4,2)	(4,2)	(4,2)	(4,2)
FVÖK (milyon ₺)		(0,3)	7,82	16,99	16,99	17,09	17,19	17,19	17,19	17,19
Aktifleştirilen Faizin Amortismanı (milyon ₺)			(0,5)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)
Faiz Geliri (milyon ₺)									0,5	0,9
Faiz Gideri (milyon ₺)		(0,0)	(0,4)	(1,2)	(8,5)	(6,7)	(4,5)	(2,1)		
Vergi Öncesi Kar (milyon ₺)	0	(0,7)	6,62	8,49	10,29	12,59	15,09	17,19	17,19	17,19
Vergi (milyon ₺)			(1,32)	(1,70)	(2,06)	(2,52)	(3,02)	(3,44)	(3,44)	(3,44)
Net kar (milyon ₺)	0	(0,7)	5,29	6,79	8,23	10,07	12,07	13,75	13,75	13,75
Net Nakit Akımı		(0,7)	7,39	10,99	12,43	14,27	16,9	17,95	17,95	17,95

Kaynak : X Firması Gelecek Dönem Tahmini Gider Kayıtları

Tablo 4.7. X Firması Belirlenen Kötü Senaryoda Nakit Akım Tablosu

Nakit Akımları (Kötü Senaryo)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Düzeltilmiş Elektrik Üretimi (GWh)			85	169	169	169	169	169	169	169
Elektrik Fiyatı (₺/MWh)	97,7	96,5	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0
Net Elektrik Satışları (milyon ₺)			8,16	16,22	16,22	16,22	16,22	16,22	16,22	16,22
Büyüme %				98,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Karbon Gelirleri			0,7	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0
Toplam Faaliyet Giderleri	(0,3)	(1,5)	(3,5)	(3,6)	(3,6)	(3,6)	(3,7)	(3,7)	(3,7)	(3,8)
Büyüme %			447,6%	131,6%	1,3%	1,2%	1,0%	0,8%	1,0%	1,3%
Holding Giderleri (milyon ₺)			0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Bakım-Malzeme Gid. (milyon ₺)			0,4	0,9	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,3
Personel Giderleri (milyon ₺)		0,3	0,1	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Sistem İletim Bedeli (milyon ₺)			0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Sistem Kull. Bedeli (milyon ₺)			0,15	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Sigorta Gideri (milyon ₺)			0,7	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4
Diğer Giderler (milyon ₺)			0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
DSİ Katkı Payı (milyon ₺)			0	0	0	0	0	0	0	0
FAVÖK	(0,3)	7,36	14,22	14,22	14,32	14,42	14,42	14,42	14,42	14,42
Büyüme %			(2.553,3%)	93,3%	0,0%	0,7%	0,7%	0,0%	0,0%	0,0%
Amortisman (milyon ₺)		(2,1)	(4,2)	(4,2)	(4,2)	(4,2)	(4,2)	(4,2)	(4,2)	(4,2)
FVÖK (milyon ₺)	(0,3)	5,26	10,02	10,02	10,12	10,22	10,22	10,22	10,22	10,22
Aktifleştirilen Faizin Amortismanı (milyon ₺)			(0,5)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)	(1,1)
Faiz Geliri (milyon ₺)									0,5	0,9
Faiz Gideri (milyon ₺)	(0,0)	(0,4)	(1,2)	(8,5)	(6,7)	(4,5)	(2,1)			
Vergi Öncesi Kar (milyon ₺)	0	(0,7)	4,06	1,52	3,32	5,62	8,12	10,22	10,22	10,22
Vergi (milyon ₺)			(0,81)	(0,30)	(0,66)	(1,12)	(1,62)	(2,04)	(2,04)	(2,04)
Net kar (milyon ₺)	0	(0,7)	3,25	1,22	2,66	4,50	6,50	8,18	8,18	8,18
Net Nakit Akımı	0	(0,7)	5,35	5,42	6,86	8,70	10,70	12,38	12,38	12,38

Kaynak : X Firması Gelecek Dönem Gider Kayıtları

4.4.Yatırım Projesinin Değerlendirilmesi (Proje Değerleme Yöntemlerinin Uygulanması)

Projeyi gerçekleştirecek olan yatırımcı açısından değerlendirme yöntemleri ile ilgili detaylı tablolar aşağıda verilmiştir. Hesaplamalar kısaca anlatılacaktır.

1.**Basit Kârlılık Oranını** işletmeye geçilen ilk yıl olan 2013 için 3 senaryoda da hesaplayacak olursak:

$$BKO = \frac{P + F}{I}$$

İlk Yatırım Tutarı (I) : "115,3x10⁶

Kullanılan Öz Kaynak (Q) : "34,67x10⁶

Faiz Gideri (F): "83,7 7x10⁶

Net Kâr (P)(Baz Senaryo) : "3,53 x10⁶

Net Kâr (P) (İyi Senaryo) : "5,29 x10⁶

Net Kâr (P) (Kötü Senaryo) : "3,25 x10⁶

Baz Senaryo İçin;

$$BKO = (3,53 + 83,7) / 115,3 = 0,76$$

$$\text{Öz Kaynak BKO} = 3,53 / 34,6 = 0,10$$

İyi Senaryo İçin;

$$BKO = (5,29 + 83,7) / 115,3 = 0,77$$

$$\text{Öz Kaynak BKO} = 5,29 / 34,6 = 0,15$$

Kötü Senaryo İçin;

$$BKO = (3,25 + 83,7) / 115,3 = 0,75$$

$$\text{Öz Kaynak BKO} = 3,25 / 34,6 = 0,09$$

Basit Kârlılık Oranı yöntemine göre bir yatırım önerisinin kabulü, basit kârlılık oranının yatırımcının beklediği kârlılık oranından büyük olmasına bağlıdır. Eğer birden fazla seçenek proje söz konusu ise yatırımcının beklediği kârlılığını sağlamak koşulu ile kârlılık oranı en yüksek olan proje seçilecektir. X firmasının HES yatırım projesinin basit kârlılık oranları karşılaştırıldığında iyi senaryonun gerçekleşmesi durumunda proje kârlılık oranı en yüksek düzeyde gerçekleşecektir. Ayrıca kötü ve baz senaryo basit kârlılık oranları arasında çok büyük fark bulunmaması bu iki durumda da projeye yatırım yapılması açısından uygun olmaktadır.

2. Projemizde Geri Ödeme Süresi

$$\sum_{t=0}^m I_t = \sum_{t=m+1}^n P_t$$

eşitliğini sağlayan işletme dönemindeki yıl sayısıdır.

I: Yatırım önerisinin toplam yatırım tutarını,

P: Projenin faydalı ömrü boyunca sağladığı net nakit akımları,

m:Kuruluş dönemi yıl sayısını,

n:Projenin yaşam devrindeki (kuruluş + işletme dönemi) yıl sayısını belirtmektedir.

Baz Senaryoda

1 .YIL	115,3	-	-0,7	=	116
2 .YIL	116	-	5,63	=	110,37
3 .YIL	110,37	-	6,19	=	104,18
4 .YIL	104,18	-	7,83	=	96,35
5 .YIL	96,35	-	9,88	=	86,47
6 .YIL	86,47	-	12,09	=	74,38
7 .YIL	74,38	-	13,99	=	60,39
8 .YIL	60,39	-	14,2	=	46,19
9 .YIL	46,19	-	14,35	=	31,84
10 .YIL	31,84	-	14,35	=	17,49
11 .YIL	17,49	-	14,35	=	3,14

$$GÖS = 11 + 3,14/14,35 = 11,2$$

İyi Senaryoda

1 .YIL	115,3	-	-0,7	=	116
2 .YIL	116	-	7,39	=	108,61
3 .YIL	108,61	-	10,99	=	97,62
4 .YIL	97,62	-	12,43	=	85,19
5 .YIL	85,19	-	14,27	=	70,92
6 .YIL	70,92	-	16,9	=	54,02
7 .YIL	54,02	-	17,95	=	36,07
8 .YIL	36,07	-	17,95	=	18,12
9 .YIL	18,12	-	17,95	=	0,17

$$GÖS = 9 + 0,17/17,95 = 9,01$$

Kötü Senaryoda

1	.YIL	115,3	-	-0,7	=	116
2	.YIL	116	-	5,35	=	110,65
3	.YIL	110,65	-	5,42	=	105,23
4	.YIL	105,23	-	6,86	=	98,37
5	.YIL	98,37	-	8,7	=	89,67
6	.YIL	89,67	-	10,7	=	78,97
7	.YIL	78,97	-	12,38	=	66,59
8	.YIL	66,69	-	12,38	=	54,31
9	.YIL	54,31	-	12,38	=	41,93
10	.YIL	41,93	-	12,38	=	29,55
11	.YIL	20,55	-	12,38	=	8,17

$$GÖS = 11 + 8,17/12,38 = 11,7$$

İlk yatırım tutarının geri alınabileceği süre baz senaryo için 11,2 yıl, iyi senaryo için 9,01 yıl, kötü senaryo için ise 11,7 yıldır. Basit kârlılık oranında olduğu gibi, baz ve kötü senaryoların gerçekleşmesi durumunda geri ödeme süresi arasında büyük bir fark bulunmaması, devlet garantili alım fiyatı gerçekleşse bile baz senaryo ile projenin aynı geri ödeme süresine sahip olacağını göstermektedir. Bununla birlikte 50 yıl işletme dönemi olan bir yatırımda, tüm senaryolar için değerler 12 yılın altında olduğu için proje GÖS yöntemine göre yine uygulanabilir durumdadır.

3. Projemizde **NBD** hesaplaması yaparsak, 50 yıllık faaliyet döneminde iskonto oranı olarak ortalama sermaye maliyeti (%9,96) alınacak ve bu oranla nakit akışları iskonto edilecektir. Bu hesaplamalardan sonra:

$$NBD = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{NNA_t}{(1+r)^t}$$

Baz Senaryoda

$$\begin{aligned} NBD &= -115,3 + 106,898 \\ &= -8,40 \times 10^6 \end{aligned}$$

İyi Senaryoda

$$\begin{aligned} NBD &= -115,3 + 140,20 \\ &= 24,90 \times 10^6 \end{aligned}$$

Kötü Senaryoda

$$\begin{aligned} \text{NBD} &= -115,3 + 93,15 \\ &= -22,15 \times 10^6 \end{aligned}$$

NBD yöntemine göre projenin kabul edilebilmesi için NBD değerinin sıfırdan büyük olması gerekmektedir. Sonuçlara göre baz ve iyi senaryonun gerçekleşmesi durumunda NBD değeri sıfırdan büyük, ancak devlet alım garantili fiyata göre NBD negatif değer almakta, bu da kötü senaryonun gerçekleşmesi olasılığı göz önüne alındığında yatırım riskini artırmaktadır.

4. NBD yönteminde bulunan sonuçların birlikte değerlendirilip projenin kârlı olup olmayacağını görebileceğimiz **Olasılık Dağılımı Yöntemi** de uygulanmıştır. Enerji piyasasındaki gelecek satış koşulları tam olarak tahmin edilemediğinden baz, iyi ve kötü senaryoya olasılık değerleri aynı verilmiş, oranlar tüm senaryolar için %33,3 alınmıştır. 2025 yılından sonraki yıllar için de beklenen değerler 14,89 dur.

YIL	İyi Senaryo Net Nakit Akımı	Baz Senaryo Net Nakit Akımı	Kötü Senaryo Net Nakit Akımı	Beklenen Değerler
2011	0,00	0,00	0,00	0,00
2012	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7
2013	7,39	5,63	5,35	6,12
2014	10,99	6,19	5,42	7,53
2015	12,43	7,83	6,86	9,04
2016	14,27	9,88	8,7	10,95
2017	16,9	12,09	10,7	13,23
2018	17,95	13,99	12,38	14,77
2019	17,95	14,2	12,38	14,84
2020	17,95	14,35	12,38	14,89
2021	17,95	14,35	12,38	14,89
2022	17,95	14,35	12,38	14,89
2023	17,95	14,35	12,38	14,89
2024	17,95	14,35	12,38	14,89
2025	17,95	14,35	12,38	14,89

$$\begin{aligned} \text{Beklenen Değerler NBD} &= -115,3 + 113,6525 \\ &= -1,648 \times 10^6 \end{aligned}$$

NBD olasılık dağılımına göre negatif çıktığı için proje reddedilecektir. Proje riskini üç senaryoda belirleyebilmek için standart sapma hesaplanmıştır.

İyi Senaryoda $\sigma = 12,28$

Baz Senaryoda $\sigma = 2,52$

Kötü Senaryoda $\sigma = 9,87$

Proje $\sigma = 7,52$ dir.

Bulunan standart sapma değerinin büyük olması, nakit girişleri olasılık dağılımının büyük olması anlamına gelmektedir. Bulunan değer yatırım riskliliğinin değerlendirilmesi konusunda önemli bilgi sağlamaktadır. Beklenen değeri en yüksek olan proje kârlı sayılırken, standart sapması en küçük olan proje en az riskli olacaktır. Üç senaryo için değerlendirme yapacak olursak en az riskli senaryo baz senaryo iken en yüksek riske sahip senaryo iyi senaryodur.

NBD'nin 0 olma olasılığı ise;

$$Z = \frac{X - \text{NBD}}{\sigma}$$

$$Z = \frac{0 + 1,648}{7,52} = 0,229$$

Normal dağılım tablosunda 0,229 un karşılığı yaklaşık olarak 0,0910 dur. Bu da yaklaşık %9,1 olasılıkla NDB'nin pozitif değer alacağını gösterir. Üç senaryonun gerçekleşme olasılıklarının eşit alınması durumunda %91,9 ihtimalle NBD negatif olacaktır.

5. Projemizde yatırımın yine üç senaryoya göre **IRR** oranı hesaplanmıştır.

$$\text{NBD} = 0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{NNA_t}{(1 + \text{IRR})^t}$$

Baz Senaryoda

$$\begin{aligned} \text{IRR}_p &= \%9,358 \text{ için } \text{NBD} = -115,30 + 115,2976 \\ &= -0,0024 \end{aligned}$$

İyi Senaryoda

$$\begin{aligned} IRR_p &= \%11,7961 \text{ için NBD} = -115,3 + 115,3010 \\ &= 0,0010 \end{aligned}$$

Kötü Senaryoda

$$\begin{aligned} IRR_p &= \%8,3009 \text{ için NBD} = -115,3 + 115,2997 \\ &= -0,0003 \end{aligned}$$

Projede ortalama sermaye maliyetinin %9,96 olduğu düşünülürse, iyi senaryo için IRR değeri ortalama sermaye maliyetinden yüksektir. Ancak kötü ve baz senaryoda IRR %9,96 dan düşük olduğu için, kötü senaryonun gerçekleşmesi durumunda projenin gerçekleştirilmesi uygun olmamaktadır.

6. Son olarak, projenin ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı faydaların (nakit girişleri) bugünkü değerlerinin toplamının, maliyetlerin (yatırım harcamaları ve diğer nakit çıkışları) bugünkü değerlerinin toplamına oranlanarak “**Fayda/Maliyet Oranı**” bulunmuştur.

Fayda/Maliyet Oranı

$$F/M = \frac{\text{Gelecekteki Net Nakit Girişlerinin Bugünkü Değeri}}{\text{Gelecekteki Net Nakit Çıkışlarının Bugünkü Değeri}}$$

şeklinde hesaplanır.

Baz Senaryoda

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^n R_t / (1+r)^t + H / (1+r)^n &= 173,07 \\ \text{İlk Yatırım Maliyeti} &= 115,3 \\ I_0 + \sum_{t=1}^n C_t / (1+r)^t &= 181,47 \\ \text{Baz Senaryo F/M} &= 173,07 / 181,47 = \mathbf{0,954} \end{aligned}$$

İyi Senaryoda

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^n R_t / (1+r)^t + H / (1+r)^n &= 215,15 \\ \text{İlk Yatırım Maliyeti} &= 115,3 \\ I_0 + \sum_{t=1}^n C_t / (1+r)^t &= 190,26 \\ \text{İyi Senaryo F/M} &= 215,15 / 190,26 = \mathbf{1,131} \end{aligned}$$

Kötü Senaryoda

$$\sum_{t=1}^n R_t / (1+r)^t + H / (1+r)^n = 155,83$$

$$\text{İlk Yatırım Maliyeti} = 115,3$$

$$I_0 + \sum_{t=1}^n C_t / (1+r)^t = 177,98$$

$$\text{Kötü Senaryo F/M} = 155,83 / 177,98 = \mathbf{0,876}$$

Her üç senaryo için de fayda maliyet oranı 1 değerinin üzerinde gerçekleşmiştir. Fayda maliyet oranları tek başına dikkate alındığında en kötü senaryonun gerçekleşmesi durumunda bile proje yatırım için uygun gözükmemektedir.

Projeye uygulanan tüm finansal analiz çalışmaları birlikte değerlendirilecek olursa şu sonuçlar elde edilir. Net bugünkü değer; kuruluş dönemi ve elli yıl işletme dönemi olmak üzere yapılan yatırım firmanın değerine; iyi senaryo gerçekleşirse $24,9 \times 10^6$ katkıda bulunacaktır. NBD bu senaryoya göre pozitif çıktığı için ve dolayısıyla firma değerini artırdığı için proje kabul edilebilir. Ancak kötü yani devlet alım garantili ve baz senaryonun gerçekleşmesi durumunda zarar ortaya çıkacaktır. IRR oranı da net bugünkü değere paralel bir sonuç vermektedir. IRR oranı kötü ve baz senaryoda %9,96 olan iskonto oranından düşük çıktığı için olumsuz durum ortaya koymaktadır. Öz sermayenin iç getiri oranları; iyi senaryoda %11,7961, baz senaryoda %9,358, kötü senaryoda ise %8,3009 dur. Bu yatırımcının projenin gerçekleştirilmesi durumunda finansman kaldırıcından yeteri kadar faydalanamayacağını göstermektedir. Olasılık dağılımı yaklaşıma göre tüm senaryolara eşit ağırlıklar verildiğinde beklenen değerlerin net bugünkü değeri yine negatif olmakta bu da yatırım projesinin riskini artırmaktadır. Tüm bu değerler göz önüne alındığında projenin üç farklı senaryoda BKO ve GÖS değerleri olumlu sonuçlar vermiş olsa bile kötü ve baz senaryolarda diğer yöntemlere göre alınan olumsuz sonuçlar X Firması için HES projesinin yatırım riskini yükseltmektedir.

SONUÇ

İktisadi ve sosyal kalkınma açısından enerji, günümüzün öncelikli konuları arasında yer almaktadır. Bu durum enerji kaynaklarının bölgeler itibarıyla dengesiz bir dağılım göstermesi ve rezervlerin sınırlı düzeyde olmasına karşılık, üretim sürecinde temel girdi olarak kullanılmaya devam etmesi ile açıklanabilir. Nüfus ve sanayileşmeye bağlı olarak tüketim seviyesi gelecekte üst noktalara taşınacak olan enerji, gündemde kalmayı da sürdürecektir. Türkiye’de de enerji tüketimi, belirtilen nedenlerden ötürü zaman içinde bir artış eğilimi göstermiştir. Ancak burada enerji tüketiminin artmasından çok, enerji tüketiminin etkinlik ve verimlilik ilkeleri çerçevesinde yapılarak ekonomik büyümeye yardımcı olacak şekilde gerçekleştirilip gerçekleştirilmediğinin sorgulanması daha fazla önem taşımaktadır.

Enerji kaynakları, fosil (yenilenemez), yenilenebilir ve yeni enerji kaynakları olarak üç grupta toplanır. Yenilenebilir, yenilenemez ve yeni enerji kaynakları olan birincil enerji kaynakları, ikincil enerji kaynaklarını (elektrik ve hidrojen enerjisi gibi) üretmek için kullanılır. Ekonominin genel yapısındaki söz konusu değişim daha fazla enerji kullanımını gerektirdiği için özellikle petrol, doğal gaz ve kömür türü fosil yakıtlara olan talep de yükselmiştir. Yüksek talep artışının karşılanması, yeterli yatırım yapılması ve ekonomik verimliliğin artırılması için, ülkemizde 2000 yılı sonrasında enerji sektöründe rekabeti öngören yeni bir yapılanmaya gidilmiştir. 3096 ve 4283 sayılı kanun kapsamında elektrik enerjisi sektöründe uygulanan başlıca özelleştirme yöntemleri; İşletme hakkı devri, yap-işlet-devret; yap-işlet, otoprodüktör uygulamasıdır. İşletmeye açılacak olan bir enerji yatırım projesi için diğer bir önemli kavram gelecek dönemlerde oluşacak talep miktarıdır. Elektrik enerjisi talebi temel

olarak ekonomik büyüme, nüfus artışı, kentleşme, enerji verimliliği uygulamaları ve iklim değişikliğinden kaynaklanan etkenlere bağlı olarak değişmektedir. Türkiye’de enerji talep tahminleri incelendiğinde, yıllık ortalama elektrik enerjisi talep artışını karşılamak için mevcut kurulu güç olan 45 MW’ın, önümüzdeki on yıl içerisinde iki katına çıkartılması zorunlu görülmektedir. Bu durum enerji yatırımlarının büyük bir hızla gerçekleştirilmesi gerektiğini açıkça ortaya koymaktadır.

Bir yatırım projesinin gelişim süreci genel olarak; proje fikri, ön fizibilite etüdü, fizibilite etüdü, projenin değerlendirilmesi, uygulama olmak üzere beş adımdan oluşur. Proje fikrinin doğuşu ve ön fizibilite etüdü tamamlandıktan sonra bir yatırım projesinin uygulanabilme kararının alındığı fizibilite etüdü en önemli aşamayı oluşturmaktadır. Fizibilite Etüdü pazar analizi, teknik analiz ve finansal analiz olarak adlandırılan üç aşamayı içeren kapsamlı bir ekonomik analizdir. Böyle üç aşamalı kapsamlı bir analizde proje önerisi ya da önerilerinin kendi içlerinden düzenlenmesi ve ekonomik açıdan arzu edilebilirlik derecesi (kârı ya da faydası) değerlendirilerek yatırım önerisinin kabul ve reddedilmesine karar verilir.

Çalışmada isminin geçmesini istemeyen X firmasının HES yatırım kararına yardımcı olabilmek için ve iyi, kötü, baz satış fiyat senaryolarına göre hazırlanan örnek finansal analiz çalışmasında değerlendirmeler yapılmıştır. Projenin 50 yıllık faaliyet döneminde iskonto oranı olarak ortalama sermaye maliyeti %9,96 olarak alınmıştır. Yapılan finansal analiz değerlendirmeleri baz ve kötü senaryoların gerçekleşmesi durumları göz önüne alındığında yatırım riskinin yüksek olacağı ve istenilen kârlılık değerlerine ulaşamayacağını göstermektedir. Ancak enerji piyasası genel olarak düşünüldüğünde, mevcut enerji ihtiyacı da dikkate alındığında iyi senaryonun gerçekleşmesi beklenmektedir. Tüm bu kar analizlerinin dışında yatırımın toplumsal faydası oldukça yüksektir. Söz konusu yatırımların yapılmasında verilecek olan yatırım kararları, yatırımcı kuruluş ve ülke ekonomisi açısından stratejik önemi vardır. Dolayısıyla projelerin hem yatırımcı hem de ulusal ekonomi açısından değerlendirilmesi gerekmektedir. Yatırımda istenilen kâr elde edilemese bile ülke ekonomisine katkısı yüksektir.

Enerji kaynakları içerisinde günümüz koşullarında en yaygın kullanıma ve tüketimde en büyük paya sahip olanlar fosil yakıtlardır. Fosil kökenli yakıtların belirlenmiş rezervleri

göz önüne alındığında ise, çeşitli kaynaklarda farklı rakamlar verilse de, ortalama olarak kömürün 200 yıl, petrolün 40 yıl ve doğal gazın 60 yıl civarında bir ömrünün olduğu hesaplanmaktadır. Türkiye yer altı ve yer üstü gibi önemli zengin kaynaklara sahip olan bir ülkedir. Bu duruma rağmen, dünya enerji piyasaları incelendiğinde Türkiye'nin fosil kaynaklara özellikle de doğal gazla olan bağımlılığının dünya ortalamasının üzerinde olduğu görülmektedir. Türkiye'nin enerji ithalatı bağımlılığını azaltabilmesi ve bu yolla elektrik enerjisi maliyetlerini düşürebilmesi için yerli kaynaklar ile yeni ve yenilenebilir kaynaklara yönelmesi zorunludur. Bu maksatla öncelikle hidroelektrik enerji üretimi önündeki bütün engeller kaldırılmalı, çevre ile uyumlu ve tarihi mirası koruyan yaklaşımlar ile bugüne kadar ülkenin değerlendirilemeyen enerji kaynakları özel sektör girişimi de kullanılarak süratle hizmete alınmalıdır. Bununla birlikte yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesi küresel boyutta teşvik gören bir uygulamadır ve dünya kamuoyunca bu projelerin geliştirilmesi benimsenmiştir. Bu maksatla kredi kuruluşları bu sektöre sıcak bakmaktadırlar. Ülkemizde başlatılan bu yeni hamle kredi kuruluşlarının konuya kolaylıklar getirmesi ile olumlu sonuçlar verecektir.

KAYNAKLAR

Akgüç, Öztin; Finansal Yönetim, Muhasebe Enstitüsü Eğitim ve Araştırma Vakfı yayını, İstanbul 1998.

Akpınar, Adem; Murat Kömürcü; Mustafa Filiz; “Türkiye’nin Enerji Kaynakları ve Çevre”, (Sürdürülebilir Kalkınma ve Temiz Enerji Kaynakları, 7. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, 17-19 Aralık 2008, İstanbul), Karadeniz Teknik Üniversitesi Mühendislik Fakültesi, s.12-24.

Altaş, Macide; Hanife Fikret; Emel Çelebi; “Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Türkiye 6. Enerji Kongresi Enerji İstatistikleri”, İzmir 1994

Altuntop, Nejdet; Doğan Erdemir; “Türkiye’de Güneş Enerjisi Sektörünün Gelişimi ve Bugünkü Durumu” (VI. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, Ekim 2011, Kayseri), Bildiriler, MMO Yayın No: E/2011/565, 2011, s.235-246

Arabul, Hüseyin; “Dünya’da ve Türkiye’de Enerjinin 2009. Yılı: Dağıtım Sektöründe Yeni Perspektifler” (Elekon. Otomasyon Fuar Etkinlikleri, 30 Ekim 2008, İzmir), ODTÜ-EE63, s.2-12.

Atılğan, İbrahim; ”Türkiye’nin Enerji Potansiyeline Bakış”, Gazi Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi Dergisi, Cilt 15, No:1, 2000, s.35-37.

Aydın, Nurhan; Metin Çoşkun; Hasan Bakır ve Diğerleri; Finansal Yönetim, Anadolu Üniversitesi, Eskişehir 2004.

Badeoğlu, Ayşe; Ali Demir; Yalçın Bozkurt; “Fotovoltaik Teknolojisi: Türkiye ve Dünyadaki Durumu, Genel Uygulama Alanları ve Fotovoltaik Tekstiller”, Tekstil Teknolojileri Elektronik Dergisi, 4(2), 2010, s.43-58.

Başıme, Hidayet; Hidroelektrik Santraller ve Hidroelektrik Santral Tesisleri, EÜAŞ Genel Müdürlüğü Hidrolik Santraller Dairesi Başkanlığı yayını, 2.Baskı, Ankara 2003.

Bayraç, H.Naci, Uluslararası Doğal Gaz Piyasasının Ekonomik Analizi, Türkiye’deki Gelişimi ve Eskişehir Uygulaması, Doktora Tezi, Anadolu Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, 1999.

Bayraktar, Fulya; “Dünyada ve Türkiye’de Doğrudan Yabancı Sermaye Yatırımları”, Türkiye Kalkınma Bankası A.Ş., Genel Araştırmalar, GA/03-1-1, Ocak 2003, s.2-79.

Berköz, Lale; Şevkiye Şence Türk; “Yabancı Yatırımların Yer Seçimini Etkileyen Faktörler: Türkiye Örneği “, İTÜ Dergisi, Cilt 6 Sayı 2, 2007.

Bilen, Kemal; Mustafa Aydın; Arslan Karabekir; ” Rüzgar Enerjisinin Alternatif Enerji Kaynakları Arasındaki Yeri ve Değişen Rüzgar Hızı-Üretilen Elektriksel Güç İlişkisinin Deneysel Analizi “(VI. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, Ekim 2011, Kayseri), Bildiriler, MMO Yayın No: E/2011/565, 2011, s. 601-617.

Bilgin, Mert; Avrasya Enerji Savaşları, IQ Kültür Sanat Yayıncılık, İstanbul, 2005.

Bilgin, Öykü; Kürşat Dilmaç; “Doğu Anadolu Bölgesi Jeotermal Enerji Potansiyeli ve Kullanımı” (VI. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, Ekim 2011, Kayseri), Bildiriler, MMO Yayın No: E/2011/565, 2011, s. 295-301.

Botaş, Faaliyet Raporu, 2010.

British Petroleum (BP), Statistical Review of World Energy, London: Edition of BP, 2010.

Büker, Semih; Rıza Aşıkoğlu; Güven Sevil; Finansal Yönetim, Eskişehir 1997.

Candemir, Aykan; Türkiye’de Doğrudan Yabancı Sermaye Yatırımlarını Etkileyen Faktörler: Bir Uygulama, Doktora Tezi, Dokuz Eylül Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, 2005.

C.T. Mao, James; Quantitative Analysis of Financial Decisions, Macmillan Publishing

Co., Inc., Newyork 1969.

Çetinkaya, Murat; Türkiye Ekonomisinde Doğrudan Yabancı Sermaye Yatırımlarının Sektörel Dağılımının Önemi, Doktora Tezi, Selçuk Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, 2003.

DEK-TMK, 2010. Dünya Enerji Konseyi, Türk Milli Komitesi, Dünya Enerji Konseyi Çalışma Grupları Raporları, 2010 Yılı Enerji Raporu, Ankara 2010.

Deloitte & Touche Danışmanlık Hizmetleri A.Ş., Enerji ve Doğal Kaynaklarla İlgili Tahminler 2012, Ankara 2011.

Deloitte & Touche Danışmanlık Hizmetleri A.Ş., New Life For Renewable Energy Resources Renewable Energy Policies and Expectations, Ankara 2011.

Deloitte & Touche Danışmanlık Hizmetleri A.Ş., Türkiye Doğal Gaz Piyasası Beklentiler, Gelişmeler 2012, Ankara 2011.

Deloitte & Touche Danışmanlık Hizmetleri A.Ş., Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasası 2010-2011 Beklentiler ve Gelişmeler, Ankara 2010.

Devlet Planlama Teşkilatı Arz Güvenliği ve Strateji Belgesi, 2009.

Doğru, Cem; “Türkiye’de Elektrik Piyasasının Yeniden Yapılanması Sürecine Bir Bakış”, Namık Kemal Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Sosyal Bilimler Metinleri, No:01/2010, s.5-29.

Dursun, Erkan; Binark, Ahmet Korhan; “Rüzgar Türbinlerinde Kullanılan Generatörler “ (7. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, 17-19 Aralık 2008), İstanbul 2008, s.667-674.

Dündar, Cihan; Kahraman Oğuz; Kemal Dokuyucu; Hayreddin Bacalı; “Kısa Süreli Rüzgar Enerjisi Tahmini” (TMMOB Manisa Kent Sempozyumu, 2-3 Aralık 2011, Manisa), 2009.

Ege, Yavuz; Gamze Öz; Tuğrul Arat ve Diğerleri; AB’nin Enerji Politikası ve Türkiye, Dumat Ofset Matbaacılık, Ankara 2004.

Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü, Türkiye'nin Rüzgar Potansiyeli, 2011.

Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü, Türkiye'de Güneş Enerjisi, 2011.

Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü, Türkiye'de Jeotermal Enerji, 2011.

Elmacı, Orhan; Kemal Demirci; Kemal Kırbıyık; Swot Analiz Tekniğiyle Elektrik Enerjisi Sektöründe Etkin Yatırım (Finansman) Modelinin Ortaya Konmasına Yönelik Ampirik Bir Çalışma: SLİ Örneği, 2004.

Energy Information Administration (EIA), 2010 World Energy Outlook – A.B.D., 2010.

Energy Information Administration (EIA) ,Policies to Promote Non-hydro Renewable Energy in the United States and Selected Countries, 2005.

Enerji Hammaddeler Alt Komisyonu Kömür Çalışma Grubu; Madencilik Özel İhtisas Komisyonu Raporu, Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı, DPT, Ankara 2001.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2010-2014 Stratejik Planı.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Mavi Kitap 2010.

EPDK, Elektrik Piyasası Raporu, 2010.

EPDK, Enerji Yatırımcısının El Kitabı, Ankara 2007.

EPDK, Enerji Yatırımcısının El Kitabı, Ankara 2011.

Ercan, Metin Kamil; Değere Dayalı İşletme Finansı: Finansal Yönetim, Gazi Kitabevi, Ankara 2005.

Eren, Esin; “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Dünyadaki, Türkiye'deki Destekler ve Türkiye Kalkınma Bankasının Sağladığı Finansal İmkanlar” (VI. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, Ekim 2011, Kayseri), Bildiriler, MMO Yayın No: E/2011/565, 2011, s.376-382.

Ergün, Suzan; Melike Atay Polat; “Güneydoğu Anadolu Bölgesi’nde Yenilenebilir Enerji Kaynakları Potansiyelinin Bölge Gelişimine Katkısı” (VI. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, Ekim 2011, Kayseri), Bildiriler, MMO Yayın No: E/2011/565, 2011, s.321-340.

Eswar, S. Prasad; Raghuram G. Rajan; Arvind Subramanian; “Foreign Capital and Economic Growth”, Brookings Papers on Economic Activity, 1, April 2007, s.153-230.
Flavin, Christopher; Nicholas Lanssen; Enerjide Arayışlar Yaklaşan Enerji Devriminin El Kitabı, Çeviri Yaman Köseoğlu, Tema Vakfı Yayın No: 12, İstanbul 1994.

Gedik, Tarık; “Yatırım Projelerinin Hazırlanması ve Değerlendirilmesi”, ZKÜ Bartın Orman Fakültesi Dergisi, Cilt 7, Sayı 7, Eylül 2005, s.51-71.

Göz, Devlet; Doğrudan Yabancı Sermaye Yatırımları ve Türkiye, Yüksek Lisans Tezi Çukurova Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, 2009.

Gürak, Hasan; Multinational Enterprises and Foreign Direct Investments, Lund Sweden, 1990.

Güvemli, Oktay; Yatırım Projelerinin Düzenlenmesi ve Değerlendirilmesi Yapılabilirlik Raporu Esasları, Grafik Sanatlar Matbaacılık, İstanbul 1988.

Hatunoğlu, Emrah; Kubilay Kavak; “Dünya’da Biyoyakıtlara İlişkin Kamu Politikaları” (16. Uluslararası Enerji ve Çevre Fuarı ve Konferansı, 12-14 Mayıs 2010, İstanbul), Bildiriler, Cilt 1, İstanbul 2010, s.86-90.

Hepbaşlı, Arif; Enerji Verimliliği ve Yönetimi: Yaklaşımlar ve Uygulamalar Sistemi, Ege Üniversitesi, Esen Ofset, İstanbul 2010.

Hökelek, Yücel; “Rüzgar Enerjisi ve Üretim Skalası Hakkında Rapor” (VI. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, Ekim 2011, Kayseri), Bildiriler, MMO Yayın No: E/2011/565, 2011, s.139-156.

İrkıçatal Oğuz, Betül; “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Dayalı Üretim Sistemlerine Yönelik Lisanslandırma Süreci ve Bu Kaynaklardan Elektrik Üretiminin Teşvik Edilmesi” (VI. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, Ekim 2011, Kayseri), Bildiriler, MMO Yayın No: E/2011/565, 2011, s.383-391.

Ito Vizyon, Enerji Köprüsü Türkiye, İstanbul Ticaret Odası Yayını, Sayı:80, Eylül 2009.

Karacasulu, Nilüfer; “Uluslararası Teknoloji Transfer Süreci ve Yöntemleri”, Dış Ticaret Dergisi, Sayı 20, Ocak 2001, s.101-103.

Karluk, Rıdvan; Türkiye’de Yabancı Sermaye Yatırımları, ITO Ekonomik Yayınlar Dizisi, Yayın No: 13, İstanbul 1983.

Karluk, Rıdvan; Cumhuriyet’in İlanından Günümüze Türkiye Ekonomisinde Yapısal Dönüşüm, (Gözden geçirilmiş 11. Baskı), Beta Yayınları, İstanbul 2007.

Karlı, Süleyman; Hüseyin Güllüce; Hanifi Saraç ve Diğerleri; “Erzurum’da Biyodizel Enerji Potansiyeli ve Enerji Üretim İmkanlarının Araştırılması” (VI. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, Ekim 2011, Kayseri), Bildiriler, MMO Yayın No: E/2011/565, 2011, s.59-71.

Kılıç, Ahmet; “Türkiye Enerji Potansiyeli ve Bu Potansiyel İçerisinde Yeni ve Yenilebilir Enerji Kaynaklarının Değerlendirilmesi”, (VI. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, Ekim 2011, Kayseri), Bildiriler, MMO Yayın No: E/2011/565, 2011, s.665-683.

Korkmaz, Ozan; Hidroelektrik Santraller İçin Saatlik Elektrik Üretim Tahmin Modeli, APlus Enerji Yatırım Danışmanlık Raporu, 2010.

Küçükşahin, Ahmet; Enerji Güvenliğine Ortak Çözüm Arayışları, Stratejik Çalışmalar Enstitüsü, İstanbul 2009.

Makine Mühendisleri Odası, Türkiye’nin Enerji Görünümü, Oda Raporu,

MMO/2010/528.

Mavi Kitap, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile Bağlı ve İlgili Kuruluşların Amaç ve Faaliyetleri, Bağlı ve İlgili Kuruluşlar Dairesi Başkanlığı, Ankara 2010.

Mendonça, Miguel; David Jacobs; “Feed-in Tariffs Go Global: Policy in Practice”, Renewable Energy World Magazine, September 2009,s.15-24.

Özcan, Evren Can; Mehmet Bulut; “Güneş Enerjisi Teknolojileri ve Bu Teknolojilerin Türkiye’deki Geleceği” (VI. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, Ekim 2011, Kayseri), Bildiriler, MMO Yayın No: E/2011/565, 2011, s.247-262.

Öztürk, Aksel; Yalçın A. Göğüş; Efficiency, Costs, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, I.C.A.T., İstanbul Teknik Üniversitesi Makine Mühendisliği Yayını, İstanbul, 2001.

Renewables 2010 – Global Status Report, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), 2010.

Rosen, Marc; İbrahim Dincer; Exergy, Energy, Environment and Sustainable Development, Elsevier, Burlington 2007.

Saggi, K.; “Trade, foreign direct investment, and international technology transfer: A survey”, World Bank Research Observer 17, 2002, s.191-235.

Salmanoğlu, Fırat; Numan S. Çetin, “İzmir İlinin DMİ ve Repa Kaynaklı Rüzgar Hızı Verilerinin İlçeler Bazında Karşılaştırılması” (VI. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, Ekim 2011, Kayseri), Bildiriler, MMO Yayın No: E/2011/565, 2011, s.574-586.

Sariaslan, Halil; Yatırım Projelerinin Hazırlanması ve Değerlendirilmesi, Turhan Kitapevi, Ankara 1990.

Sariaslan, Halil; Yatırım Projelerinin Hazırlanması ve Değerlendirilmesi, Turhan Kitapevi, Ankara 1994.

Satman, Abdurrahman; “Türkiye’nin Enerji Vizyonu” (VIII. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi, 25-28 Ekim 2007, İzmir), E/2007/217, 2007.

Savaşan, Fatih; “Vergisel Teşviklerin Yabancı Doğrudan Yatırımlar Üzerindeki Etkisi”, Mevzuat Dergisi, Sayı 107, 2006.

Serdar, İskender; “Türkiye’de Enerji ve Geleceğe Yönelik Planlar” (Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Türkiye 10. Enerji Kongresi, 27-30 Kasım 2006), 2010.

Sönmez, Mustafa; Türkiye’nin Enerji Yatırımları ve Özel Sektör, Mühendis ve Makine 48(569), 2007.

Şahin, Hüseyin; Yatırım Projeleri Analizi, 2. Baskı, Ezgi Kitapevi Yayınları, Bursa 2000.

Şandır, Erengül; Elektrik piyasasında yatırım projelerinin değerlendirilmesi: Türkiye Uygulaması, Yüksek Lisans Tezi, Gazi Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, 2007.

Şen, Mete; Türkiye’nin Genel Enerji Durumu, İstanbul Teknik Üniversitesi, 2006

Tanrıöven, Kürşat; Bülent Karaerik; Fatih Akbulut; Elektrik Dağıtım Şirketlerinde Master Plan, Kayseri ve Civarı Elektrik, Ankara 2006.

TMMOB, Türkiye'nin Enerji Görünümü: Oda Raporu, Ankara, 2010.

Türkiye Elektrik İletim A.Ş., 2010 Yılı Sistem İşletme Faaliyetleri Raporu, 2010.

Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu, (2010-2019), Türkiye Elektrik İletim A.Ş.Genel Müdürlüğü, APK Dairesi Başkanlığı, Ekim 2010.

Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu, (2009-2018), Türkiye Elektrik İletim A.Ş.Genel Müdürlüğü, APK Dairesi Başkanlığı, Haziran 2009.

TÜSİAD, Enerji Sektöründe Geleceğe Bakış, Arz, Talep ve Politikalar, Kasım 1994.

U.S. Energy Information Administration, International Energy Outlook, 2010.

UNCTAD, World Investment Report 2011: “Non-Equity Modes Of International

Production And Development”, UN: New York and Cenova, 2011.

Varınca, Kamil; M. Talha Gönüllü; “Türkiye’de Güneş Enerjisi Potansiyeli ve Bu Potansiyelin Kullanım Derecesi, Yöntemi ve Yaygınlığı Üzerine Bir Araştırma” (I. Ulusal Güneş ve Hidrojen Enerjisi Kongresi, 21-23 Haziran 2006, Eskişehir), Yıldız Teknik Üniversitesi Çevre Mühendisliği Bölümü, İstanbul, 2006.

World Energy Council (WEC), 2007 Survey of Energy Resources, 2007.

YASED, Uluslararası Doğrudan Yatırımlar 2010 Yılı Sonu Değerlendirme Raporu, 2011.

Yeşin, Orhan; “Türkiye’de Jeotermal Enerji Uygulamaları” (VI. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, Ekim 2011, Kayseri), Bildiriler, MMO Yayın No: E/2011/565, 2011, s.341-348.

Yergin, Daniel; The Prize, The Epic Quest For Oil, Money Power, Newyork, 1991
Çeviri Kamuran Tuncay, Petrol, Para ve Güç Çatışmasının Epik Öyküsü, İş bankası Kültür Yayınları, İstanbul 2009.

Yılmaz, Cevdet; Halil İbrahim Akça; Türkiye’de Proje Planlama ve Proje Döngüsü Yönetimi, Planlama Dergisi, Özel Sayı, 2002.

Yüksel, İbrahim; Global Warming and Renewable Energy Sources For Sustainable Development in Turkey, Renewable Energy, Vol.33, 2008.

İnternet Siteleri

www.bilinmeyenler.org/genel/petrol.html (20.10.2011)

www.eie.gov.tr (23.09.2011)

www.patronlardunyasi.com(13.08.2011)

www.tki.gov.tr (02.07.2011)

www.yased.org.tr (10.01.2012)

tr.wikipedia.org/wiki/Hidrojen (06.07.2011)

<http://www.bilgiustam.com/petrolun-olusumu-tarihcesi-ve-kullanim-alanlari/>
(14.04.2011)

<http://www.botas.gov.tr/index.asp> (07.06.2011)

<http://www.carbontrust.co.uk> (04.03.2011)

<http://www.enerji.gov.tr> (15.05.2011)

<http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=enerji&bn=215&hn=12&m=384&id=384> (21.05.2011)

<http://www.epia.org/> (23.05.2011)

http://www.germanenergyblog.de/?page_id=965 (18.02.2011)

<http://www.iea.org/> (23.07.2011)

http://www.iea.org/stats/pdf_graphs/29PROD.pdf (14.06.2012)

http://www.iea.org/stats/pdf_graphs/TRPROD.pdf (14.06.2012)

<http://www.nukte.org/node/100> (12.02.2012)

http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm (20.11.2011)

<http://www.ortadogugazetesi.net/makale.php?makale=turkiye-39nin-hidroelektrik-potansiyeli-ve-dereler&id=6183> (20.10.2011)

<http://www.ruzgarenerjisibirli.org.tr> (07.07.2011)

<http://www.tedas.gov.tr> (15.08.2011)

http://tr.wikipedia.org/wiki/Kinetik_enerji (25.06.2012)

http://tr.wikipedia.org/wiki/Potansiyel_enerji (25.06.2012)

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı, Soyadı :Melike Aygün Çakıroğlu
 Uyuğu :T.C
 Doğum Yeri :Kayseri
 Doğum Tarihi :02.07.1985
 Email :melikeaygun@hotmail.com
 Yazışma Adresi :Erciyesevler Mah.Vadi Sok.Serdar Apt.9/4 Kocasinan/KAYSERİ

EĞİTİM

Aralık 2006 :Vaxjö University School of Technology and Design
 Temmuz 2007 Vaxjö/İsveç
 2003-2006 :E.Ü. Endüstri Mühendisliği Bölümü Kayseri/Türkiye
 1999-2003 :Kayseri Sümer Süper Lisesi Kayseri/Türkiye

İŞ DENEYİMLERİ

Boydak Holding Boyteks A.Ş. :Sistem ve İş Süreçleri Geliştirme Şefi (Aralık 2007-....)
 Penguenturk Yazılım A.Ş. :Endüstri Mühendisliği (Mart 2006 – Aralık 2006)
 Gazezoglu Metal A.Ş. :Avrupa Birliği 6. Çerçeve Programı Projesi Proje Yöneticiliği (Haziran 2006)
 Flamingo Spor Tesisleri :Yüzme Öğretmenliği (Mayıs 2005 – Eylül 2005)

YABANCI DİL

	Konuşma	Okuma	Yazma	Anlama
İngilizce (KPDS 80)	Çok İyi	Çok İyi	İyi	Çok İyi
İsveççe	Orta	İyi	Orta	İyi

BİLGİSAYAR

MS SQL Server 2008, Minitab, Arena 9.0, Java, Autocad, Microsoft Visual C++, SPSS, Polyanalyst